

„Wirtschaftliche Modellierung von Gülle - Kleinanlagen in der Großregion“

Teilbericht I

Ecobiogaz

01.05.2012 – 30.06.2015

Gefördert von



Ministerium für
Umwelt und
Verbraucherschutz

SAARLAND



Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
baur@izes.de

Autoren:

Katharina Laub
Claudia Ziegler
Bernhard Wern

Saarbrücken, August 2014

Inhalt

1	Einleitung.....	9
2	Rechtliche Rahmenbedingungen in der Großregion	11
2.1	Belgien	11
2.2	Frankreich	12
2.3	Deutschland	13
2.3.1	Rechtliche Anforderungen für Kleinanlagen nach dem EEG 2009	14
2.3.2	Rechtliche Anforderungen für Kleinanlagen nach dem EEG 2012	15
2.3.3	Rechtliche Anforderungen für Kleinanlagen nach dem EEG 2014	16
2.4	Luxemburg	18
3	Allgemeine Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	20
3.1	Beschreibung der einzelnen Anlagentypen	20
3.2	Investitionskosten.....	21
3.3	Jährliche Kosten.....	23
3.4	Erlöse	28
4	Deutschland	30
4.1	Investitionszuschuss.....	30
4.2	Angenommene Erlössituation.....	30
4.3	Wirtschaftlichkeit.....	31
4.3.1	75 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	31
4.3.2	50 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	32
4.3.3	30 kW _{el} Nassfermentation und 60 kW _{el} Trockenfermentation Anlagen .	33
4.4	Fazit Deutschland.....	34
5	Wallonie (Belgien)	35
5.1	Investitionszuschuss.....	35
5.2	Angenommene Erlössituation.....	35
5.3	Wirtschaftlichkeit.....	36
5.3.1	75 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	36
5.3.2	50 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	37
5.3.3	30 kW _{el} Nassfermentation und 60 kW _{el} Trockenfermentation Anlagen .	38
5.4	Fazit Belgien.....	39
6	Luxemburg	40

6.1	Investitionszuschuss.....	40
6.2	Angenommene Erlössituation.....	40
6.3	Wirtschaftlichkeit.....	40
6.3.1	75 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	40
6.3.2	50 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	42
6.3.3	30 kW _{el} Nassfermentation und 60 kW _{el} Trockenfermentation Anlagen .	43
6.4	Fazit Luxemburg.....	43
7	Frankreich	44
7.1	Investitionszuschuss.....	44
7.2	Angenommene Erlössituation.....	44
7.3	Wirtschaftlichkeit.....	45
7.3.1	75 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	46
7.3.2	50 kW _{el} Nassfermentations Anlagen	47
7.3.3	30 kW _{el} Nassfermentation und 60 kW _{el} Trockenfermentation Anlagen .	48
7.4	Fazit Frankreich.....	49
8	Vergleich der Ergebnisse in der Großregion	50
9	Sensitivitäten	52
10	Diskussion	58
11	Schlussfolgerung	59

Formelverzeichnis

Formel 1 Berechnung der Anzahl der Zertifikate	11
Formel 2 Berechnung des Faktors τ	11
Formel 3 Menge der eingesparten Emissionen (Beispiel Wallonien).....	11
Formel 4 Energieeffizienz Frankreich	13

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlagen Deutschland	31
Abbildung 2 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Anlagen Deutschland	32
Abbildung 3 Wirtschaftlichkeit 30 kW _{el} & 60 kW _{el} Deutschland.....	33
Abbildung 4 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlagen in Belgien	36
Abbildung 5 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Anlagen in Belgien	37
Abbildung 6 Wirtschaftlichkeit 30 kW _{el} & 60 kW _{el} Anlage Belgien	38
Abbildung 7 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlage Luxemburg	41
Abbildung 8 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Anlagen Luxemburg	42
Abbildung 9 Wirtschaftlichkeit 30 kW _{el} & 60 kW _{el} Anlage Luxemburg	43
Abbildung 10 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Frankreich	46
Abbildung 11 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Anlage Frankreich	47
Abbildung 12 Wirtschaftlichkeit 30 kW _{el} & 60 kW _{el} Anlage Frankreich	48
Abbildung 13 Vergleich Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlagen Großregion.....	50
Abbildung 14 Sensitivität Substratkosten	52
Abbildung 15 Sensitivität Güllepreis auf Substratkosten einer 75 kW _{el} Anlage	53
Abbildung 16 Kosten-/ Gewinnvergleich in Abhängigkeit der elektrischen Leistung.	54
Abbildung 17 Sensitivität Endlagerkapazitäten.....	55
Abbildung 18 Sensitivität Gewinn zu den Volllaststunden	56
Abbildung 19 Sensitivität Wärmenutzungsgrad und Höhe Stromvergütung	57
Abbildung 20 Beispiel Calcul des Certificats Verts Belgien	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Grundvergütungsstruktur Biogasstromeinspeisung in Frankreich.....	12
Tabelle 2 Güllebonus in Frankreich	13
Tabelle 3 Vergütung nach EEG 2009	15
Tabelle 4 Vergütung nach EEG 2012	16
Tabelle 5 Vergütung nach EEG 2014	18
Tabelle 6 Einspeisevergütung Luxemburg	19
Tabelle 7 Übersicht der einzelnen Modellanlagen	21
Tabelle 8 Gesamtinvestitionssumme der einzelnen Anlagentypen.....	23
Tabelle 9 Methanertrag und Preise der Substrate	25
Tabelle 10 Inputsubstrate 75 kW _{el} Anlage Nassfermenter.....	26
Tabelle 11 Inputsubstrate 50 kW _{el} Anlage Nassfermenter.....	26
Tabelle 12 Inputsubstrate 30 kW _{el} Nassfermenter	26
Tabelle 13 Strompreise der Großregion 2012/ 2013	27
Tabelle 14 Dieselskosten Beschickung Fermenter.....	28
Tabelle 15 Angewandtes Vergütungssystem Frankreich.....	45
Tabelle 16 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlagen Deutschland	61
Tabelle 17 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Deutschland	62
Tabelle 18 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW _{el} Anlagen Deutschland.....	63
Tabelle 19 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlage Belgien	65
Tabelle 20 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Anlage Belgien	66
Tabelle 21 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW _{el} Anlagen Belgien.....	67
Tabelle 22 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlage Luxemburg	68
Tabelle 23 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Anlage Luxemburg	69
Tabelle 24 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW _{el} Anlage Luxemburg.....	70

Tabelle 25 Wirtschaftlichkeit 75 kW _{el} Anlage Frankreich	71
Tabelle 26 Wirtschaftlichkeit 50 kW _{el} Anlagen Frankreich	72
Tabelle 27 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW _{el} Anlage Frankreich.....	73

1 Einleitung

Reststoffe aus der Landwirtschaft, unterliegen häufig keinerlei Nutzungs- oder Flächenkonkurrenzen, dementsprechend bieten sie ein interessantes und ungenutztes Potential zur Energiegewinnung. Gerade die energetische Nutzung von Gülle und Festmist vorgelagert zu einer stofflichen Nutzung (Dünger) bringt Vorteile mit sich.

Die Lagerung von Rindergülle in den heute üblichen nicht abgedeckten Güllelagern führt zu Treibhausgasemissionen. Die Höhe der Methanemissionen schwankt in Abhängigkeit der Tierart, Art und Dauer der Lagerung. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass ca. 15 % (bei Rindergülle) bzw. 10 % (bei Hühnermist) des theoretischen Methanertragspotenzials¹ als Methan in die Atmosphäre entweichen.

Durch eine anaerobe Vergärung der Gülle mit ausreichender Verweilzeit und einer gasdichten Lagerung können im Saldo in einer Biogasanlage Treibhausgase eingespart werden. Aufgrund der vermiedenen Treibhausgase bei der Lagerung unvergorener Gülle („Rohgülle-Gutschrift“) fällt der Saldo im Falle einer Güllevergärung höher aus, somit kann pro produzierte Energieeinheit mit einer Güllevergärung ein höherer Einspareffekt erzielt werden². Innerhalb der Fermentation reduziert sich zudem die Zahl flüchtiger, geruchsintensiver organischer Stoffe, wodurch der typische Güllegeruch erheblich verringert wird³.

Diesen Vorteilen gegenüber steht der Faktor, dass Gülle - gerade in Hinblick auf den Energieinhalt – nur eingeschränkt transportwürdig ist. Die Schaffung von Anreizen zu einem vermehrten Gülleinsatz in Biogasanlagen führte in Deutschland zu Fehlentwicklungen. Hier wurde zusätzlich Gülle in bereits existierende Nährstoffüberschussregionen importiert um den in Deutschland existierenden „Güllebonus“ gemäß EEG 2009 zu erhalten.

Eine mögliche Lösung des Konflikts stellt die Förderung von Güllekleinanlagen dar. Damit wird unter anderem das Ziel verfolgt die bei landwirtschaftlichen Betrieben anfallende Gülle möglichst in kleinen Hofbiogasanlagen zu verwerten und dabei weitgehend auf einen weiteren Substrateinsatz zu verzichten.

Das Interreg- Projekt Ecobiogaz, in der Nachfolge des Projektes Optibiogaz, befasst sich mit dem Ziel, die Rahmenbedingungen für Projektumsetzungen zu erfassen und Vorschläge für deren Optimierung zu erarbeiten. Hierfür werden die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen und Wechselwirkungen analysiert. In diesem

¹ (Bachmaier H. 2009)

² (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008 S. 8-15)

³ (Ministerium für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg, 2006 S. 36)

Zusammenhang wird die Wirtschaftlichkeit von Kleinanlagen untersucht und die verschiedenen beeinflussenden Faktoren ermittelt.

Im Folgenden wird dargestellt, wie die Förderung von Güllekleinanlagen in der Großregion erfolgt und wie sich die Anlagen in den einzelnen Ländern wirtschaftlich innerhalb der aktuellen Vergütungsstrukturen darstellen lassen.

2 Rechtliche Rahmenbedingungen in der Großregion

2.1 Belgien

In Belgien erfolgt die Stromvergütung mittels eines Certificatesystems. Der Preis für die „certificats verts“ liegt in Flandern zwischen 80 und 108 Euro/MWh, in Wallonien zwischen 65 und 90 Euro/MWh und für Brüssel zwischen 20 und 90 Euro/MWh.^{1,2}

Die regional zuständigen Regulierungsbehörden stellen die grünen Zertifikate pro MWh eingespeistem Strom aus. Die Anzahl der zuzuteilenden grünen Zertifikate wird dabei nach der nachfolgend aufgeführten Formel berechnet.

Formel 1 Berechnung der Anzahl der Zertifikate

$$\text{Anzahl der CV} = \tau * \text{Anzahl der eingespeisten MWh}_{el}$$

CV = certificats verts (Wert 65 bis 90 € Beispiel Wallonien)

τ = maximal 2; gibt die « Effizienz der Anlage gegenüber einer Gasturbine an

Zur Berechnung von τ werden die emissionsmindernden Effekte der betrachteten Anlage zu den Emissionen einer Gasturbine ins Verhältnis gesetzt.

Formel 2 Berechnung des Faktors τ

$$\tau = \frac{\text{Einsparung von Emissionen durch die Anlage}}{\text{Emissionen einer Gasturbine}}$$

Dabei werden für die Gasturbine in Wallonien 456 kg CO₂/MWh_{el} und in Brüssel 217 kg CO₂/MWh_{el} eingesetzt. Um die Einsparung von Emissionen der Anlage gegenüber der Gasturbine zu berechnen, wird folgende Formel verwendet:

Formel 3 Menge der eingesparten Emissionen (Beispiel Wallonien)

$$\text{Einsparung} = 456 \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}_{el} + X \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}_{el} - Y \text{ kg CO}_2 / \text{MWh}_{el}$$

X = eingesparte Emissionen durch die Wärmenutzung

Y = durch die Anlage verursachten fossilen CO₂ Emissionen³

1 Theoretischer Ansatz wegen fehlender Transaktion

2 Renewable Policy Review, EREC, S.5; http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Projet_Documents/RES2020/BELGIUM_RES_Policy_Review__09_Final.pdf

3 z.B. durch Zündöleinsatz / Maisanbau

2.2 Frankreich

Die Höhe der staatlichen Einspeisevergütung ist in technologiespezifischen Verordnungen festgelegt, die eine zusätzliche Sonderprämie für Effizienzmaßnahmen und den Einsatz von Gülle und Mist ausweisen. Die Vergütungsdauer liegt für Biogas bei maximal 15 Jahren, die Vergütungshöhe richtet sich nach der Anlagengröße.¹ Die Grundvergütung wird in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres in Bezug zu der Inflationsrate angepasst (Progression-Degression), die über das Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) anhand der Inflations-Indizes ‚Produktpreis‘ und ‚Lohn aus dem Maschinenbau‘ errechnet werden.² Eine weitere jährliche Anpassung der Gesamtvergütung erfolgt zudem inflationsgekoppelt (gleiche Indizes).

Die garantierte Grundvergütung für Biomasseanlagen ist leistungsklassenbezogen unterteilt (siehe Tabelle 1). Die betrachteten Kleinanlagen fallen in die erste Kategorie bis 150 kW_{el} und werden mit 13,37 Cent/kWh vergütet. Zwischen den einzelnen Vergütungsstufen wird die Vergütungshöhe interpoliert. Eine Ausnahme bilden die Abfälle, die in dieser Leistungsklasse mit 9,745 Cent/kWh vergütet werden.

Tabelle 1 Grundvergütungsstruktur Biogasstromeinspeisung in Frankreich³

Anlagenleistung kW _{el}	Grundvergütung ct/kWh	Grundvergütung ct/kWh Einsatz nicht gefährlicher Abfälle
≤150	13,37	9,745
=300	12,67	
=500	12,18	
=1.000	11,68	
≥2.000	11,19	8,121

Ein zusätzlicher Bonus in Höhe von 0 - 4 Cent/kWh_{el} wird in Abhängigkeit der verwerteten Gesamtenergie (Anlageneffizienz) gewährt. Die Vergütungshöhe richtet sich dabei nach dem energetischen Gesamtwirkungsgrad der Anlage und wird unterteilt in Gesamtwirkungsgrad von <35 % mit 0 Cent/kWh und ≥ 70 % mit 4 Cent/kWh. Zwischen diesen beiden Werten wird die Vergütungshöhe interpoliert.

Die Energieeffizienz wird hinsichtlich der Kalkulation der Prämie wie folgt berechnet:

¹ Gilt nicht für Ausschreibungen. <http://www.res-legal.de>

² Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

³ laut Arrêté du 19 mai 2011, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/>

Formel 4 Energieeffizienz Frankreich

$$\text{Effizienz} = \frac{\text{verwertete thermische Energie} + \text{verwertete elektrische Energie}}{\text{Primärenergieinhalt Biogas} * 0,97}$$

Der Wärmeeigenbedarf wird nicht einberechnet (Fermenterbeheizung, evtl. Substrathygienisierung, etc.).

Für den Einsatz von Gülle wird ein weiterer Bonus gezahlt. Die Bonushöhe ist auch hier leistungsabhängig und wird in drei Kategorien unterteilt. Anlagen mit einer installierten Leistung bis 300 kW_{el} fallen in die erste Vergütungskategorie mit einem zusätzlichen Bonus von 2,6 Cent/kWh_{el}.

Tabelle 2 Güllebonus in Frankreich

Anlagenleistung kW _{el} (P _{max})	Vergütung bei P _{max} ct/kWh _{el}
≤ 300 kW	2,6
= 500 kW	2,1
≥ 1.000 kW	0

Die Ermittlung der Vergütungshöhe zwischen den Leistungsklassen erfolgt durch Interpolation und ist zusätzlich von der Menge der eingesetzten Gülle abhängig. Die Vergütung liegt hier zwischen 0 Cent/kWh wenn ≤ 20 % Gülle eingesetzt werden und der maximal Vergütung der jeweiligen Leistungsklasse bei einem Einsatz von mindestens 60 % Gülle (Interpolation).

Parallel zu dem staatlichen Einspeisetarifsystem werden seit dem Jahr 2003 öffentliche Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Großprojekte) angeboten.

2.3 Deutschland

Zwischen den letzten drei EEGs 2009, 2012 und 2014 gibt es wesentliche Unterscheidungen. Die Boni für nachwachsende Rohstoffe und Gülle sind in vorheriger Form weggefallen und der Wärmebonus wurde in die Grundvergütung integriert. Die einzelnen Boni wurden im EEG 2012 zu neuen Einsatzstoffvergütungsklassen unterteilt. Im aktuellen EEG 2014 gibt es weder Boni noch Einsatzstoffvergütungsklassen, stattdessen wurde dies in der Grundvergütung zusammengefasst. Zudem wurden noch weitere Bedingungen erlassen, um die Vergütung nach dem neuen EEG zu erhalten. Besonders im Bereich der Gülle-Kleinanlagen hat sich in den letzten Jahren viel geändert. So wurden diese im EEG 2009 noch nicht separat eingestuft, während im EEG 2012 und auch im EEG 2014 Kleinanlagen einen eigenen Vergütungsanspruch erhalten haben. Im nachfolgenden Abschnitt werden das EEG 2009, das EEG 2012 und das EEG 2014 kurz erläutert und die aktuelle Gesetzeslage näher beschrieben.

2.3.1 Rechtliche Anforderungen für Kleinanlagen nach dem EEG 2009

Die hier betrachteten Kleinbiogasanlagen fallen im EEG 2009 in die erste Vergütungsklasse mit Anlagenleistungen unterhalb 150 kW_{el}, jedoch gibt es im EEG 2009 noch keine Sonderregelung für Kleinanlagen oder reine Gülleanlagen. Die Grundvergütung für die <75 kW_{el} Anlagen liegt bei 0,1167 €/kWh_{el} (vorausgesetzte Erstinbetriebnahme 2009) und unterliegt einer ein prozentigen jährlichen Degression. Zusätzlich zur Grundvergütung werden für Strom aus Biomasse mehrere Boni gewährt. Der NaWaRo- Bonus von 7 Cent/kWh_{el} wird entrichtet bei einem Einsatz nachwachsender Rohstoffe, welche anhand eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachgewiesen werden müssen. Der Güllebonus in Höhe von 4 Cent/kWh_{el} erfordert ebenfalls einen Nachweis über den jederzeitigen Einsatz von mindestens 30 Masseprozent Gülle. Bei einer zusätzlichen Nutzung der Abwärme neben der Fermenterheizung, gemäß der Positivliste im EEG und als Ersatz fossiler Energieträger wird ein Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus von 3 Cent/kWh_{el} gezahlt. Der Landschaftspflegebonus in Höhe von 3 Cent/kWh_{el} ist an die Forderung eines Einsatzes von mindestens 50 Masseprozent von Material, welches im Rahmen der Landschaftspflege anfällt.

Zusätzlich gibt es Boni für die Gasaufbereitung und Einspeisung auf Erdgasqualität und - unter bestimmten Parametern - für die Verwendung einer innovativen Anlagentechnik. Für nach BImSchG genehmigungsbedürftige Biogasanlagen mit behördlich nachgewiesener Einhaltung von Formaldehydgrenzwerten gemäß dem Emissionsminimierungsgebot der TA-Luft können zusätzlich nochmal 1 Cent/kWh_{el} mehr erlangt werden. Aus den ausgeführten Vergütungsleistungen, Grundvergütung und Boni ergibt sich der letztendliche Strompreis pro produzierte Kilowattstunde der Biogasanlage.

In folgender Tabelle sind die Vergütungen gemäß EEG 2009 nochmals zusammengefasst.

Tabelle 3 Vergütung nach EEG 2009

Vergütungsstruktur im EEG 2009				
Anlagenleistung	≤ 150 kW _{el}	≤ 500 kW _{el}	≤ 5.000 kW _{el} **	≤ 20.000 kW _{el}
Grundvergütung	0,1167 €	0,0918 €	0,0825 €	0,0779 €
NaWaRo- Bonus	0,07 €	0,07 €	0,04 €	-
Gülle- Bonus	0,04 €	0,01 €	-	-
KWK- Bonus	0,03 €	0,03 €	0,03 €	0,03 €
Landschaftspflege- Bonus	0,02 €	0,02 €	-	-
Luftreinhaltungs-Bonus	0,01 €	0,01 €	-	-
Technologie- Bonus (innovative Anlagentechnik)	0,02 €	0,02 €	0,02 €	-
Technologie- Bonus *** (mit Gaseinspeisung)	0,01 € bzw. 0,02 €	0,01 € bzw. 0,02 €	0,01 € bzw. 0,02 €	-
1 % Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen, Vergütung 20 Jahre ohne Umsatzsteuer *jeweils nur für 30% der anfallenden Wärmemenge ** Anteil von Gülle min 30 Masse% *** Technologie- Bonus für Gasaufbereitung in Abhängigkeit der Kapazität der Aufbereitungsanlage				

2.3.2 Rechtliche Anforderungen für Kleinanlagen nach dem EEG 2012

Mit der vorletzten Novellierung des EEGs zum in Kraft treten am 1. Januar 2012 wurde erstmalig ein spezifischer Förderanreiz für Kleinanlagen geschaffen. Alternativ zur Vergütung für Strom aus Biomasse nach den Einstufungsklassen, welche in der Biomasse Verordnung (BiomasseV) detailliert aufgeführt sind, profitieren nun kleine Biogasanlagen mit einer maximalen elektrisch Wirkleistung von 75 kW_{el} (§27b EEG 2012) und einem Mindestgülleanteil von über 80 % (Massebezogen) von einem eigenem Vergütungsanspruch (Klewar, 2013 S. 340). Der Nachweis des erforderlichen Gülleanteils muss jahresdurchschnittlich durch das Einsatztagebuch erbracht werden, eine monatliche oder tägliche Einhaltung des Gülleanteils ist nicht erforderlich. Für die Erreichung des Gülleanteils dürfen nur folgende Güllesubstrate wie Pferdemist, Rinderfestmist, Rindergülle, Schafmist, Ziegenmist, Schweinefestmist und Schweinegülle eingesetzt werden. Geflügelmist, Geflügeltrockenkot, und andere Stoffe, die laut BiomasseV EEG 2004 oder EEG 2009 als Gülle einzustufen wären fallen nicht darunter. Die restlichen 20 % der Einsatzstoffe können die Anlagenbetreiber im Rahmen der BiomasseV frei wählen (soweit die Baugenehmigung dies zulässt). Dies sind zum Beispiel Nachwachsende Rohstoffe, Bioabfälle, tierische Nebenprodukte oder andere Güllearten. Allerdings wird bei einem Einsatz anderer Inputsubstraten als Gülle eine Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System vorausgesetzt. Für den erzeugten Strom gibt es eine feste pauschale Vergütung von 25,0 Cent/kW_h_{el}, welche einer jährlichen Degression von zwei Prozent unterliegt und

nicht mit anderen Vergütungen kombinierbar ist. Ein Mindestwärmeabsatz wird hierbei nicht gefordert. Werden die benötigten Voraussetzungen nicht nachgewiesen, gelten für Kleinanlagen die gleichen Regelungen und Vergütungen wie für alle anderen Biogasanlagen oberhalb der 75 kW_{el} Grenze. Somit besteht für Kleinanlagen mit einem minimalen Gülleanteil von 60 % die Möglichkeit, eine Vergütung im Rahmen der BiomasseV nach den in Tabelle 4 beschriebenen Einsatzstoffvergütungsklassen I und II zu erhalten.¹ Bei einem geringeren Gülleanteil besteht – um einen Vergütungsanspruch zu besitzen - die Pflicht zu einer 60 % Wärmenutzung wobei die Fermenterwärme mit 25 % angerechnet wird². Dem Kleinanlagenbetreiber steht es allerdings frei an der Direktvermarktung teilzunehmen. Die Stromerzeugung muss zwingend am Standort der Biogasanlage erfolgen, ein Einsatz von Satelliten- BHKWs, welches definiert ist ab einer Entfernung von 500 m zur Biogasanlage, ist nicht erlaubt. Auch Biomethan- BHKW sind von der Kleinanlagenregelung ausgeschlossen. Für eine einhundertprozentige Gülleanlage entfällt die Pflicht des Baus eines überdachten Endlagers und die der Verweildauer von 150 Tagen Pflicht im gasdichten System, allerdings dürfen diese nur ausschließlich reine Gülle mit Futterresten und einem maximalen Trockensubstanzgehalt von 15 % einsetzen. Auch Festmist ist in diesem Fall ausgeschlossen³.

Tabelle 4 Vergütung nach EEG 2012

Vergütungsstruktur im EEG 2012						
Anlagenleistung	Grundvergütung	EK 1	EK 2	Gasaufbereitung	Gülle Kleinanlage	Bioabfall- vergärung
kWel						
≤ 75 kW _{el}	0,143 €	0,060 €	0,080 €	≤ 700 Nm ³ /h 3 ct ≤ 1.000 Nm ³ /h 2 ct ≤ 1.400 Nm ³ /h 1 ct	0,25 €	0,160 €
≤ 150 kW _{el}						
≤ 500 kW _{el}						
≤ 750 kW _{el}						
≤ 5.000 kW _{el}	0,110 €	0,050 €	0,08 bzw. 0,06 €			
≤ 20.000 kW _{el}	0,110 €	0,040 €				
	0,060 €					0,140 €

2.3.3 Rechtliche Anforderungen für Kleinanlagen nach dem EEG 2014

Mit dem in Kraft treten des aktuellen EEG zum 1. August 2014 liegt die Konzentration zukünftiger Ausbauinstrumente auf einer Förderung kostengünstiger Technologien. Bis spätestens 2017 soll die Förderhöhe durch öffentliche Ausschreibungen ermittelt werden. Für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien wird eine verbindliche Direktvermarktung eingeführt, welche sich durch eine gleitende Marktprämie und einer Ausfallvermarktung auszeichnet. Die Pflicht der Direktvermarktung wird in Stufen eingeführt. Ab August 2014 gilt für alle Neuanlagen

¹ (Klewar, 2013 S. 343)

² (Loibl, 2013 S. 306)

³ (Klewar, 2013 S. 345)

mit einer Leistung oberhalb 500 kW_{el} eine 50 prozentige Direktvermarktungspflicht. Grundsätzlich ist der Eigenverbrauch ab einer installierten Leistung größer 10 kW_{el} fortan EEG umlagepflichtig. Ausgenommen von der EEG Umlage ist bei Biogasanlagen unter anderem der Eigenstrombedarf des BHKW.

Zukünftig ist außerdem eine jährliche Zubaubegrenzung für die Bioenergie auf maximal 100 MW_{el} im Jahr festgelegt. Bei einer Überschreitung dieser Ausbaugrenze erfolgt eine direkte Anpassung der Degression. Dieser Zubau beinhaltet sowohl den Netzzubau als auch die Erweiterung von Bestandsanlagen.

Die Vergütungsstruktur im EEG 2014 gliedert sich in die Grundvergütung für Biomassevergärung, Sondervergütung für Bioabfallvergärung und die Güllevergärung bei Kleinstanlagen unterhalb einer Leistung von 75 kW_{el}. Der Förderschwerpunkt fokussiert den Bereich der Vergärung von organischen Reststoffen und Gülle. Die Einsatzstoffvergütungsklassen sowie der Gasaufbereitungsbonus für Neuanlagen sind nicht vorgesehen. Die jährliche Degression beträgt 2 %, welche aber in eine quartalsmäßigen Erhöhung von 0,5 % aufgeteilt ist. Bei Überschreiten der Brutto-Zubau- Grenze erhöht sich die Degression auf 1,27 % pro Quartal. ¹

Der Erhalt einer erhöhten Bioabfallvergütung ist auch weiterhin nur möglich für organische Abfälle, welche unter die Abfallschlüssel 200201, 200301 und 200302 der Bioabfallverordnung fallen. Zudem muss nachgewiesen werden, dass diese Abfälle im Jahresdurchschnitt mindestens 90 % der eingesetzten Substratmasse betragen. Des Weiteren sind eine Einrichtung zur Nachrotte fester Gärreste und eine stoffliche Nutzung dieser gesetzlich vorgeschrieben. Bei Einhalten dieser Kriterien und einer Einstufung als Abfallanlage entfällt die Wärmenutzungspflicht. Andernfalls wird die aus den einzelnen Inputsubstraten erzeugte Energie laut Grundvergütung eingestuft und die entsprechenden Vorgaben werden verpflichtend.

Auch mit der Novellierung ist eine Sonderregelung für Kleinstanlagen vorgesehen. Weiterhin gilt, dass aus einer anaeroben Vergärung von Gülle und Biomasse gemäß der Biomasseverordnung für den gewonnenen Strom eine Sondervergütung von 23,73 Cent/kWh bezogen werden kann. Die Kriterien hierfür sind gleichbleibend zu dem vorherigen EEG 2012; der Strom muss am Standort der BGA erzeugt werden, die installierte Leistung darf maximal 75 kW_{el} betragen und der Mindesteinsatz an Gülle bzw. Festmist muss 80 Prozent betragen. Allerdings sind hiervon auch weiterhin Geflügelmist und Geflügeltrockenkot ausgeschlossen.

In Tabelle 5 sind die vorgesehenen Vergütungsstufen kurz zusammengefasst.

¹(Salje, 2015 S. 562 - 564)

Tabelle 5 Vergütung nach EEG 2014¹

Anlagenleistung kW _{el}	Grundvergütung €/kWh	Gülle Kleinanlage €/kWh	Bioabfallvergärung €/kWh
≤ 75 kW _{el}	0,1366 €	0,2373 €	0,1526 €
≤ 150 kW _{el}			
≤ 500 kW _{el}	0,1178 €		0,1338 €
≤ 5.000 kW _{el}	0,1055 €		
≤ 20.000 kW _{el}	0,0585 €		

2.4 Luxemburg

Generell besteht der Anspruch auf Vergütung entsprechend den nachfolgend geschilderten Vergütungssätzen nur für Anlagen, die seit dem 01.01.2008 in Betrieb genommen wurden. Abweichend hiervon steht diese Vergütung auch Biogasanlagen zur Verfügung, die nach dem 01.01.2007 in Betrieb gingen und seitdem erneuert oder erweitert wurden und eine um mindestens 20 % erhöhte elektrische Leistung aufweisen. Die Einspeisevergütung wird generell über 15 Jahre garantiert.² Die Vergütungshöhe für Biogasanlagen ist nach der Anlagengröße ausgerichtet und verläuft bei steigenden Leistungen degressiv. Insgesamt gibt es vier Vergütungsklassen, welche in Tabelle 6 beschrieben werden. Die Vergütungsspanne liegt zwischen 15 Cent/kWh_{el} für Anlagen unterhalb einer Leistung von 150 kW_{el} bis hin zu 12 Cent/kWh_{el} für Biogasanlagen mit einer maximalen Leistung von 2500 kW_{el}. Eine Differenzierung bzgl. der eingesetzten Biomasseart ist nicht vorgesehen. Prämiert wird jedoch die Nutzung der anfallenden Wärme (Effizienzkriterium).³

¹ (Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2014 S. §35)

² Quelle: <http://res-legal.eu>

³http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Projcet_Documents/RES2020/LUXEMBOURG_RES_Policy_Review_09_Final.pdf;

Tabelle 6 Einspeisevergütung Luxemburg

Leistung	Vergütung
$\leq 150 \text{ kW}_{\text{el}}$	15 ct/kWh _{el}
$> 150 - 300 \text{ kW}_{\text{el}}$	14 ct/kWh _{el}
$> 300 \text{ kW}_{\text{el}} - 500 \text{ kW}_{\text{el}}$	13 ct/kWh _{el}
$> 500 \text{ kW}_{\text{el}} - 2.500 \text{ kW}_{\text{el}}$	12 ct/kWh _{el}
Anlagen, welche drei Jahre oder jünger sind und über 25 % des Wärmeüberschusses verwerten bzw. Anlagen, welche älter als drei Jahre sind und über 50 % des Wärmeüberschusses verwerten.	+3 ct/kWh _{el}

3 Allgemeine Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

3.1 Beschreibung der einzelnen Anlagentypen

Untersuchungsstand dieser Modellierung sind vier Typen von Kleinbiogasanlagen, welche in Betrieben mit mittelgroßen Beständen integriert werden können. Verglichen werden drei Nassfermentationsanlagen mit 75 kW_{el}, 50kW_{el} und 30 kW_{el} sowie ein Trockenfermenter mit 60 kW_{el}. In der nachfolgenden wirtschaftlichen Betrachtung wurden die Anlagen auf Basis aktueller rechtlicher Rahmenbedingungen, Literaturdaten und Herstellerangaben genauer analysiert. Änderungen an den getroffenen Annahmen haben immer auch einen Einfluss auf die Ökonomie der Anlage. Daher dient die folgende Betrachtung auch als eine Richtschnur die im konkreten Fall an den Anlagenstandort, den vorhandenen Gegebenheiten, das gewählte Betreibermodell und die realisierbare Wärmenutzung angepasst werden muss. In der folgenden Tabelle 7 werden die einzelnen Anlagentypen hinsichtlich ihrer technischen Daten, der Fermentergröße und zusätzlich benötigter Gärrestlagerkapazitäten näher vorgestellt.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basieren ausschließlich auf deutschen Durchschnittswerten und Angaben renommierter Anlagenhersteller. Aufgrund dieser vorhandener Daten wird in den Berechnungen für die 75 kW_{el} Anlage ein Zündstrahl-BHKW sowie für die kleineren Anlagen ein Gas-Otto- BHKW vorgesehen. Bei den 75 kW_{el} Anlagen wird ein Zündstrahl- BHKW angesetzt, welches sich durch einen höheren elektrischen Wirkungsgrad und einen geringeren thermischen Wirkungsgrad auszeichnet. Aufgrund der höheren Leistung der 75 kW Anlagen ist der notwendige Wärmebedarf bereits gesichert. Kleinere Biogasanlagen unter 75 kW_{el} haben in der Praxis einen höheren Wärmeeigenbedarf, hierin begründet liegt der Einsatz eines Gas-Otto- BHKW's, welches einen größeren thermischen Wirkungsgrad vorweist.

Tabelle 7 Übersicht der einzelnen Modellanlagen¹

Auslegung der Modellanlagen						
Anlage	75 kW	75 kW	50 kW	50 kW	30 kW	60 kW TF
Technische Daten	80% Gülle 20% NaWaRo	100% Gülle	80% Gülle 20% NaWaRo	100% Gülle	100 % Gülle	80% Gülle 20% NaWaRo
Bauart des Motors	Zündstrahler	Zündstrahler	Gas-Otto	Gas-Otto	Gas-Otto	Gas-Otto
Wirkungsgrad _{el.}	39%	39%	33%	33%	29%	40%
Wirkungsgrad _{th.}	38%	38%	55%	55%	59%	48%
Auslastung	8000 h/Jahr	8000 h/Jahr	8000 h/Jahr	8000 h/Jahr	8000 h/Jahr	7800 h/Jahr
Fermentergröße	700 m ³	1005 m ³	640 m ³	640 m ³	580 m ³	2 Garagen à 510 m ³
Güllelager zusätzl.	1700 m ³	1700 m ³	0	0	0	500 m ³

Im Folgenden werden die getroffenen Annahmen zu den jeweiligen Kostenpunkten wie Investitionskosten, Betriebskosten (Substratkosten, Personalkosten, Instandhaltung) Zinssätzen und Annuitäten, die dieser Berechnung zu Grunde liegen aufgezeigt. Zudem wird in den einzelnen Betrachtungen auf die Wärmenutzungsmöglichkeiten mit eingegangen, da diese Regionen abhängig mit in die einzelnen Vergütungsstrukturen einfließen und so einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen besitzen.

3.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten basieren auf Literaturangaben des Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. aus dem Jahre 2013 und einer detaillierten Einzelermittlung verschiedener Herstellerangaben. Die verwendeten Daten stellen Durchschnittspreise in Deutschland dar. Um eine Vergleichbarkeit der Einspeisesysteme zu gewährleisten wurde für alle betrachteten Partnerregionen die gleiche Gesamtinvestitionssumme vorausgesetzt. Diese umfasst alle entstehenden Kosten zur Errichtung der Anlage, von der Planung bis zur Inbetriebnahme. Die Investitionssumme setzt sich dabei aus mehreren Komponenten zusammen, Hauptbestandteil bilden die baulichen und technischen Anlagenkomponenten. Nur anteilig enthalten in den angegebenen baulichen Komponenten sind die Kosten für ein Gärrestendlager, da angenommen wird das dieses bereits teilweise bzw. vollständig vorhanden ist. Im Sonderfall Trockenfermenter werden unter anderem auch die Investitionskosten einer Gärrestplatte berücksichtigt. Die angesetzten Größen der einzelnen zusätzlichen Güllelagerkapazitäten können aus Tabelle 7 entnommen werden. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind eventuelle Kosten für eine Vorgrube zur Zwischenlagerung von Gülle. In allen Fällen wird davon ausgegangen das diese bereits vorhanden ist. Die Kosten für die Lagerung der benötigten NaWaRo Substrate kommen nur innerhalb der

¹ Datenerhebung nach Herstellerangaben

75 kW_{el} Anlagen zum Tragen. In der Betrachtung der 50 kW_{el} Anlagen sind die zusätzlichen NaWaRo Inputmengen so gering dass eine Lagerung in dem bereits bestehenden Lagerraum vorausgesetzt wird. Innerhalb der Feststoffdosierer sind die Kosten der Mobiltechnik ausgenommen da diese in einem landwirtschaftlichen Betrieb vorausgesetzt werden. Der Diesel fließt anteilig in die Betriebskosten mit ein. Die geplanten Fermentervolumen entsprechen dem notwendigen Behältervolumen bei einer Faulraumbelastung von 2,5 kg oTM (m³/d) basierend auf KTBL– Daten. Die Investitionskosten (siehe Tabelle 8) sind Nettobeträge.

Tabelle 8 Gesamtinvestitionssumme der einzelnen Anlagentypen¹

		Investitionssumme	Jährliche Kosten
75 kW Anlagen	Baulichen Anlagekomponenten	321.178 €	27.563 €
	Technische Anlagekomponenten	204.053 €	17.512 €
	Planung/Genehmigung	55.149 €	4.733 €
	Sonstiges	80.859 €	6.939 €
	Total	661.240 €	56.748 €
	pro installierte elektrische Leistung	8.817 €	757 €
75 kW Anlage reine Gülle- vergärung	Baulichen Anlagekomponenten	259.205 €	22.245 €
	Technische Anlagekomponenten	204.053 €	17.512 €
	Planung/Genehmigung	48.642 €	4.174 €
	Sonstiges	71.319 €	6.121 €
	Total	583.218 €	50.052 €
	pro installierte elektrische Leistung	7.776 €	667 €
50 kW Anlagen	Baulichen Anlagekomponenten	194.630 €	16.703 €
	Technische Anlagekomponenten	176.240 €	15.125 €
	Planung/Genehmigung	38.941 €	3.342 €
	Sonstiges	61.379 €	5.268 €
	Total	471.190 €	40.438 €
	pro installierte elektrische Leistung	9.424 €	809 €
30 kW Anlagen	Baulichen Anlagekomponenten	105.560 €	9.059 €
	Technische Anlagekomponenten	129.660 €	11.127 €
	Planung/Genehmigung	24.698 €	2.120 €
	Sonstiges	38.929 €	3.341 €
	Total	298.847 €	25.647 €
	pro installierte elektrische Leistung	9.962 €	855 €
60 kW Trocken- fermenter	Baulichen Anlagekomponenten	140.595 €	12.066 €
	Technische Anlagekomponenten	227.030 €	19.484 €
	Planung/Genehmigung	38.601 €	3.313 €
	Sonstiges	60.842 €	5.221 €
	Total	467.068 €	40.084 €
	pro installierte elektrische Leistung	7.784 €	668 €

3.3 Jährliche Kosten

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus den investitionsabhängigen Kosten, den betriebsmittelabhängigen Kosten, Personalkosten, sonstigen Kosten sowie den Kosten für die etwaige Produktion/ Vermarktung eines Koppelproduktes. Die investitionsabhängigen Kosten bestehend aus den kalkulatorischen

¹ Datenerhebung 2014 Projekt Ecobiogaz

Abschreibungen, Zinsen, Kosten für die Instandhaltung und Wartung sowie den Versicherungskosten, können proportional zur Investitionssumme abgeleitet werden.

Kapitalkosten

Die Investitionskosten der einzelnen Anlagenkomponenten werden linear über den einheitlichen Zeitraum von 16 Jahren abgeschrieben. Das gebundene Kapital wird mit einem Zinssatz von 4 % betrachtet. Es erfolgt keine Unterscheidung zwischen Eigen- und Fremdkapital. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben die Flächenkosten, es wird unterstellt, dass das Grundstück in diesem Zeitraum keinen Wertverlust erfährt.

Instandhaltungskosten

Die Instandhaltungskosten werden mit Hilfe spezifischer Prozentsätze für die jeweilige Investitionssumme der Gebäude und Anlagentechnik erfasst. Hierbei werden bei den baulichen Anlagenkomponenten jeweils 1 % und bei den technischen Anlagenkomponenten 3 % der Investitionssumme angesetzt. Im Falle des BHKWs werden 0,015 € pro produzierte Kilowattstunde Strom berechnet.¹

Inputs substrate

Für den Preis von Gülle existieren keine offiziellen Marktnotierungen, es wird angenommen, dass die Anlage in einen bereits bestehenden Betrieb mit ausreichend vorhandener Güllemenge integriert wird. Somit wird die Gülle mit einem Preis von 0 € kalkuliert, da der Nährstoffgehalt von Gülleinput und Gärrestoutput identisch ist und die Ausbringkosten des entsprechenden Güllevolumens ohnehin anfallen und dem Verfahren Tierhaltung zugeordnet werden. Ausnahme bilden die reinen Gülleszenarien, hier werden jeweils 30 % der benötigten Rindergülle als externe Substratzulieferung betrachtet und mit 4 €/m³ Gülle angesetzt. In dem Kapitel Sensitivitäten (S.52) werden jedoch auch die wirtschaftlichen Einflüsse eines zusätzlichen Gülletransport thematisiert. Zusätzlich zu Gülle bzw. Festmist fallen auch noch geringe Mengen an Futterresten im landwirtschaftlichen Betrieb an. Da diese jedoch rechnerisch schwer zu erfassen sind, bleiben diese Mengen in der Berechnung unberücksichtigt. Die genauen Methanerträge der eingesetzten Substrate sind in Tabelle 9 detailliert dargestellt.

Da keine differenzierte Standortbetrachtung beabsichtigt wird, ist auch eine Preisermittlung auf Basis des Opportunitätskostenprinzips hinfällig. Die betrachteten Substratpreise basieren auf literarischen Durchschnittswerten unter Berücksichtigung der Lagerverluste der angelieferten Mengen. Die bereinigten Rohstoffkosten (Durchschnittskosten 2014) belaufen sich für Maissilage mit 36 €/t FM, Grassilage mit 32 €/t FM, Getreide GPS mit 35 €/t FM und Grünfutter mit 23 €/t FM.

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 281)

Tabelle 9 Methanertrag¹ und Preise² der Substrate

	Methanertrag Nm ³ /t FM	Preis €/ t FM
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	17	0 bzw. 4
Rindergülle (2)	9	0
Rinderfestmist	53	0
Schweinegülle	12	0 bzw. 4
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	106	36
GPS Getreide	103	35
Grassilage	100	32
Grünfutter	100	23

Innerhalb des wirtschaftlichen Vergleichs werden in fünf Szenarien unterschiedliche Einsatzstoffe für eine 75 kW_{el} und eine 50 kW_{el} Biogasanlage gegenübergestellt. Die folgenden Tabellen 10 – 12 zeigen die verschiedenen Inputszenarien zu den jeweiligen Anlagen, die Berechnung basiert auf einer angenommenen Auslastung von 8000 Vollaststunden im Jahr.

Im ersten Szenario werden als Inputsubstrate Rindergülle, Festmist, Maissilage und eine Getreide- Ganzpflanzensilage betrachtet, während in Szenario zwei eine Fütterung bestehend aus Rindergülle, Maissilage und Grassilage angesetzt wird. In Szenario drei und vier wird der Einsatz von Schweinegülle mit dem von Rindergülle verglichen. In beiden Fällen wird ein Gülleanteil von knapp 80 % (Massebezogen) und der Einsatz von Maissilage (20 %) angenommen. Des Weiteren werden für jede Kleinanlage (außer Trockenfermentation) zwei Szenarien der reinen Güllevergärung betrachtet, jeweils einmal mit einem Methanertrag von 17 Nm³/t FM in Szenario a und von 9 Nm³/t FM in Szenario b. In den nachfolgenden Tabellen 10 - 12 sind die genauen Substratzusammensetzungen der verschiedenen Szenarien inklusive des jeweiligen Stromertrags, der Gärrestmenge sowie der detaillierten Substratkosten aufgeführt. Eine Ausnahme im Bereich der Güllekosten stellt Szenario 5a und 5b der 75 und 50 kW_{el} Anlagen dar. Aufgrund der Struktur der landwirtschaftlichen Betriebe im Saarland ist es nur an wenigen Standorten möglich eine Güllemenge von >6000 m³ aufzubringen. In den aufgeführten Beispielen werden 30 % der eingesetzten Gülle in den 75 kW_{el} Anlagen und 20 % des Gülleinputs bei den 50 kW_{el} Anlagen als Güllezukauf mit 4 €/m³ berücksichtigt.

¹ (BiomasseV, 2012)

² (Fachverband Biogas e.V., 2014)

Tabelle 10 Inputsubstrate 75 kW_{el} Anlage Nassfermenter¹

		Verhältnis Gülle zu NaWaRo 80:20				100 % Gülle	
75 kW		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Substrate (to)	Rindergülle	3904	3769		3983	9075	9075
	Rinderfestmist	200					
	Schweinegülle			4424			
	Maissilage	409	540	955	817		
	Getreide GPS	330					
	Grassilage		330				
Gesamtkosten		26.274 €/a	30.000 €/a	34.380 €/a	29.412 €/a	10.890 €/a	10.890 €/a
Strommenge		600.011 kWh/a	600.015 kWh/a	600.035 kWh/a	600.015 kWh/a	599.867 kWh/a	317.577 kWh/a
Gärrestmenge		4.492 m³/a	4.276 m³/a	5.039 m³/a	4.445 m³/a	8.712 m³/a	8.712 m³/a

Tabelle 11 Inputsubstrate 50 kW_{el} Anlage Nassfermenter²

		Verhältnis Gülle zu NaWaRo 80:20				100 % Gülle	
50 kW		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Substrate (to)	Rindergülle	2765	2904		2905	7150	7150
	Rinderfestmist	160					
	Schweinegülle			3207			
	Maissilage	400	351	784	681		
	Getreide GPS	230					
	Grassilage		350				
	Grünfütter						
Gesamtkosten		22.450 €/a	24.886 €/a	28.224 €/a	24.516 €/a	5.720 €/a	5.720 €/a
Strommenge		399.994 kWh/a	399.991 kWh/a	400.037 kWh/a	399.981 kWh/a	399.912 kWh/a	211.718 kWh/a
Gärrestmenge		3.280 m³/a	3.055 m³/a	3.723 m³/a	3.306 m³/a	6.864 m³/a	6.864 m³/a

Tabelle 12 Inputsubstrate 30 kW_{el} Nassfermenter³

		30 kW 100 % Gülle			60 kW
		Szenario 1a	Szenario 1b	Szenario 2	Trockenfermenter
Substrate (to)	Rindergülle	4880	4880		
	Rinderfestmist				1500
	Schweinegülle			6915	
	Maissilage				100
	Getreide GPS				
	Grassilage				172
	Grünfütter				100
Gesamtkosten		0 €/a	0 €/a	0 €/a	9.104 €/a
Strommenge		239.862 kWh/a	126.986 kWh/a	239.920 kWh/a	427.912 kWh/a
Gärrestmenge		4.685 m³/a	4.685 m³/a	6.742 m³/a	1.687 m³/a

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

² Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

³ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

In der Betrachtung des Sonderfalls eines 60 kW_{el} Trockenfermenters wurde ein Festmistanteil von über 80 % angenommen. Die restlichen 20 % der Substrate setzen sich aus Maissilage, Grassilage und Grünfutter zusammen.

Personalkosten

Der benötigte Arbeitsaufwand basiert auf Durchschnittswerten für bestehende Kleinanlagen und beläuft sich auf ca. 2 Stunden Arbeitsaufwand pro Tag. Die Personalkosten werden mit 15 € pro Arbeitsstunde angesetzt.¹

Betriebskosten

Die angenommene *Versicherungssumme* wird relativ zur Investitionssumme ermittelt und beträgt 0,5 % der Gesamtinvestitionssumme.²

Der *Prozessstrombedarf*³ der Anlage beträgt 8 % der gesamtproduzierten Kilowattstunden elektrisch und wird z.B. in Deutschland mit einem Preis von 0,19 €/kWh angesetzt. Tabelle 13 zeigt die einzelnen Länder mit den jeweiligen Durchschnittsverbrauchsstrompreise die 2013 gezahlt wurden.

Tabelle 13 Strompreise der Großregion 2012/ 2013

Strompreise 2012/2013	
Deutschland ⁴	0,19 €/kWh
Belgien ⁵	0,213 €/kWh
Frankreich ³	0,147 €/kWh
Luxemburg ⁶	0,167 €/kWh

Der *Biodieselvebrauch* eines Zündstrahl BHKWs liegt bei 1,25 Liter⁷ pro Betriebsstunde und wird mit 1,30 Euro pro Liter⁸ berechnet.

Zur Ermittlung des *Dieselbedarfs* einer Kleinanlage (siehe Tabelle 14) können 31 % der Arbeitszeit⁹ für die Beschickung der Anlage gerechnet werden. Die Berechnung basiert auf der Annahme eines Teleskopladers¹⁰ mit 80 kW_{el} Motornennleistung und 40 % Motorauslastung.

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 282)

² (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 282)

³ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 279)

⁴ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 281)

⁵ (Projekt Ecobiogaz, 2014)

⁶ (Eurostat, 2013)

⁷ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2009 S. 189)

⁸ (L.E.E. s.a.r.l., 2013 S. 21)

⁹ (Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tanikon ART; Wagner Andrea, 2012 S. 12)

¹⁰ (KTBL-Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2008 S. 48)

Tabelle 14 Dieseldkosten Beschickung Fermenter¹

Nennleistung	75 kWh
Arbeitsstunden BGA	719 h/a
Arbeitsbedarf Beschickung	223 h/a
Dieserverbrauch Fahrzeug	9,3 l/h
Dieselpreis	0,9 €/l
Summe Dieseldkosten Beschickung	1.865 €

Im Wesentlichen werden die *Ausbringungskosten* für den Gärrest in dieser Modellierung nicht aufgenommen, da die Kosten der Gülleausbringung der Tierhaltung zugeteilt werden. Die verbleibenden Kosten für die Ausbringung des Gärrestes aus den NaWaRo-Substraten kann mit dem zusätzlichen Düngewert ausgeglichen werden. Ausnahmen bilden die Szenarien 5a und 5b der 75 und 50 kW_{el} Anlagen, hier werden für die zugekaufte Güllemenge anteilig Ausbringungskosten in Höhe von 5 €/m³ angesetzt².

Ein weiterer Kostenfaktor sind die zweimal jährlich durchgeführten *Laboranalysen* mit jeweils 150 Euro pro Analyse.³

Unter dem Punkt *Sonstiges* werden alle anderen Kostenpunkte die im laufenden Betrieb entstehen wie zum Beispiel Beratung oder die Inanspruchnahme eines Buchführungsdienstes subsummiert, diese werden mit 2.000 Euro/Jahr angenommen.

3.4 Erlöse

Strom

Innerhalb der folgenden Kapitel werden die Stromerzeugungskosten mit den jeweiligen Vergütungen der einzelnen Länder und Szenarien, wie in Kapitel 2 bereits beschrieben, verglichen. Als Basis ist eine Inbetriebnahme im Jahr 2012 bzw. nach dem 1. August 2014 angenommen.

Wärme

Die gesamtgenutzte Wärme ergibt sich aus der eigengenutzten Wärme und der für die Fermenterbeheizung anfallenden Wärme, welche bei Kleinanlagen in Deutschland seitdem EEG 2012 mit 35 % der gesamterzeugten Wärme angerechnet werden dürfen. Die eigengenutzte Wärmemenge zur Beheizung zweier Wohnhäuser beträgt in dieser Modellierung 9 %. Für eine wirtschaftliche Berechnung wird die eingesetzte

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

² (L.E.E. s.a.r.l., 2013 S. 21)

³ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 281)

Wärmemenge als Substitution von Heizöl mit einem Brennwert von 10 kWh/l gleichgesetzt und dem Jahresdurchschnittswert des Heizölpreises 2012/2013 der jeweiligen Großregion verrechnet. Die zusätzlichen Erlöse aus der eigenen Wärmenutzung für die Beheizung der Wohnhäuser werden angesetzt mit einer Substitution von 5.750 l Heizöl. Eine Ausnahme stellen die reinen Gülleanlagen dar. Da hier ein Unsicherheitsfaktor bezüglich der frei verfügbaren Wärme besteht, wird von einer 100 % Wärmenutzung für die Beheizung des Fermenters ausgegangen.

Des Weiteren wird während den Sommermonaten von April bis September ein Drittel der Wärme aller Szenarien und Leistungsklassen (außer Trockenfermentation) mit einem Wärmeverkauf zu einem pauschalen Preis von 3 Cent/kWh_{th} berücksichtigt. Die Wärme dient in diesen Fällen beispielsweise zur Holztrocknung, Milchkühlung oder Ähnlichem.

4 Deutschland

4.1 Investitionszuschuss

In Deutschland wird derzeit keinerlei Investitionszuschuss für Biogasanlagen bereitgestellt.

4.2 Angenommene Erlössituation

Im wirtschaftlichen Vergleich für Deutschland wurden Anlagen aus den Baujahren 2011 (EEG 2009), 2012 (EEG 2012) und 2014 (EEG 2014) betrachtet, welche sich nur in der Vergütungshöhe unterscheiden und die Kostenseite gleich ist. Auf der Erlösseite werden die erzielenden Einnahmen aus dem Stromverkauf auf Grundlage der EEG-Vergütung wie sowohl die Einnahmen aus der Wärmenutzung mit einbezogen.

Strom

Für die Vergütung nach **EEG 2014** bzw. **EEG 2012** wird die Sondervergütung der Kleinanlagen mit 23,73 bzw. 25 Cent angenommen.

Nach der Vergütung des **EEG 2009** und einer Inbetriebnahme im Jahre 2011 würden diese Anlagen einen jährlichen Vergütungsanspruch für den Strom von 0,232 €/kWh besitzen, zusammengesetzt aus Grundvergütung, NaWaRo-Bonus, Gülle-Bonus und dem Luftreinhaltungsbonus.

Wärme

Für eine wirtschaftliche Modellierung in Deutschland wird die eingesetzte Wärmemenge von 57.500 kWh_{therm} mit einem Jahresdurchschnittswert von 0,855 Euro pro Liter Heizöl berechnet.¹ Die Kosten für das Wärmenetz werden hier nicht abgezogen, da diese bereits in der Investitionssumme berücksichtigt wurden. Die bereits erwähnten 30 prozentigen Wärmeverkäufe im Sommerhalbjahr werden mit 3 Cent/kWh_{th} berücksichtigt.

Innerhalb der Betrachtung der Anlagen kleiner als 30 kW_{el} und den reinen Gülleanlagen wird davon ausgegangen das im Winter 100 % der Wärme für die Fermenterbeheizung benötigt werden. Die angenommen Einnahmen bestehen in dieser Zeit zu 100 % aus den Stromerlösen.

¹ (Statista GmbH, 2013 S. Heizöl Durchschnittswert August 2012 -August 2013)

4.3 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der wirtschaftlichen Bewertung der betrachteten Anlagentypen und Szenarien werden die Kosten der Stromerzeugung den entsprechenden Erlösen gegenübergestellt und die relevanten Einflussparameter bestimmt.

4.3.1 75 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

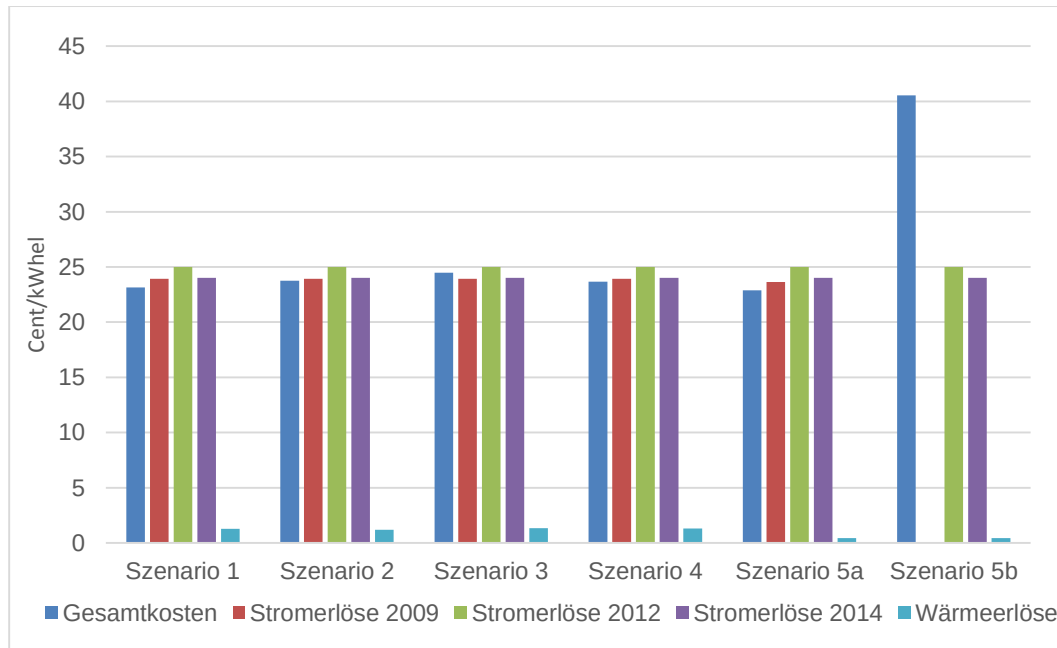


Abbildung 1 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlagen Deutschland¹

Abbildung 1 zeigt die Rentabilität der 75 kW_{el} Biogasanlagen innerhalb der verschiedenen Inputszenarien. Die Kostendifferenz zwischen den einzelnen Szenarien ist sehr gering, die Nettostromerzeugungskosten schwanken in Szenario 1-4 zwischen 23 Cent/kWh_{el} (Szenario 1) und maximal 24 Cent/kWh_{el} (Szenario 3). Ausnahme ist die reine Gülleanlage (Szenario 5a), hier liegen die Nettostromerzeugungskosten bei 17 Cent/kWh_{el} (siehe Anhang Tabelle 16).

In den Kapitalkosten ist in allen Inputszenarien ein Güllelager mit einem Behältervolumen von 1700 m³ berücksichtigt worden. Die investitionsabhängigen Kosten stellen mit einem Anteil von rund 40 % an den Gesamtkosten die jeweils größte Kostenposition dar. Die Schwankungen bei den Gesamtkosten erklären sich durch die Substratpreise. In den verschiedenen Szenarien wird deutlich, dass die Gesamtkosten proportional zudem Mais/ Getreideanteil in der Ration verlaufen.

Inklusive der eigenen Wärmenutzung und dem Wärmeverkauf summieren sich die Erlöse auf 26,3 Cent/kWh_{el} und liegen somit ca. 2 bis 3 Cent/kWh_{el} über den jeweiligen Stromgestehungskosten. Die Stromerlöse tragen zu 95 % der Gesamterlöse bei. Im

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

Vergleich bei einer Inbetriebnahme der Anlage bis zum 31.12.2011 beträgt die Gewinndifferenz durchschnittlich 1,5 Cent/kWh_{el}.

Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ist somit bereits durch die Stromvergütung gesichert. Eine Ausnahme bildet Szenario 5b in dem unter sonst gleichbleibenden Bedingungen eine Gülle mit einem geringeren Methanbildungspotenzial von nur 9 Nm³/t FM angenommen wird. In diesem Fall steigen die Stromerzeugungskosten auf 40 Cent/kWh_{el} und eine Wirtschaftlichkeit ist weder nach EEG 2009 noch nach EEG 2012 bzw. nach EEG 2014 gegeben.

4.3.2 50 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

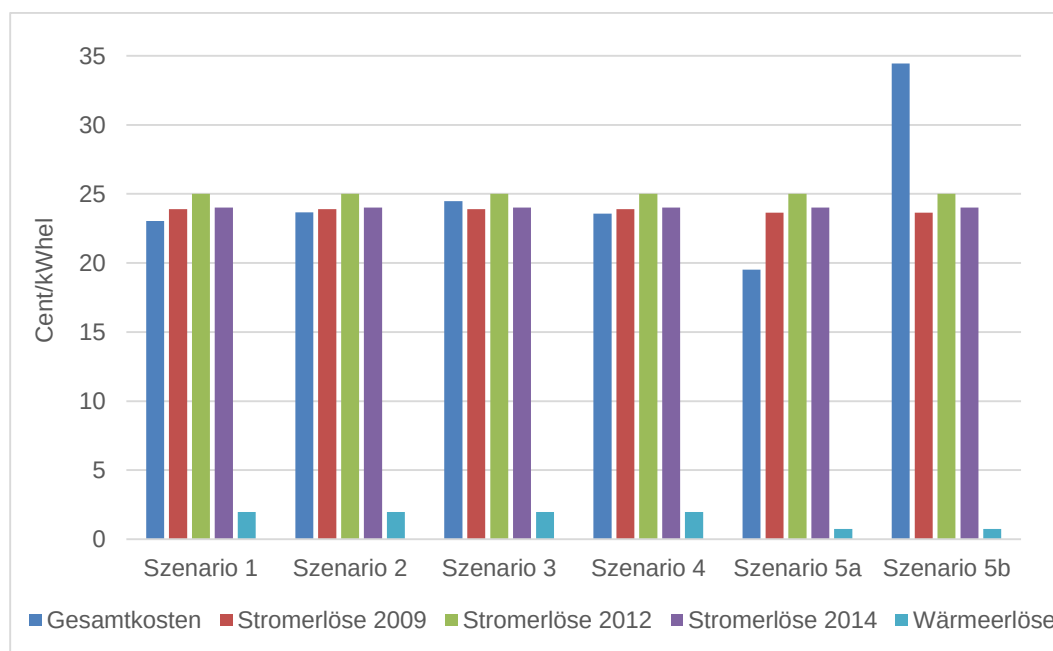


Abbildung 2 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Anlagen Deutschland¹

In Abbildung 2 wird mit einer gleichen Verteilung der Inputszenarien die Rentabilität für eine 50 kW_{el} Anlage dargestellt. Auch bei den 50 kW_{el} Anlagen stellen die Kapitalkosten mit über 40 % bzw. in Szenario 5 mit über 60 % den größten Teil der Kosten dar.

Die Stromerzeugungskosten der 80:20 Modelle (Szenario 1- 4) variieren zwischen 23 Cent/kWh_{el} (Szenario 1) und maximal 24,5 Cent/kWh_{el} (Szenario 3). Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten liegen in dieser Modellierung bei nahezu 24 Cent/kWh_{el}.

In der Gegenüberstellung der Kosten und Leistungen beträgt der durchschnittliche Gewinn im Jahr 2012 3,3 Cent/kWh_{el} und die Bandbreite innerhalb der verschiedenen Szenarien reicht von 2,5 (Szenario 3) bis 3,9 Cent/kWh_{el} (Szenario 1). Wird diese

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

Kostensituation in das Jahr 2011 übertragen so beträgt der durchschnittliche Gewinn nur noch 2 Cent/kWh_{el} im Jahr.

Wiederum bilden die reinen Gülleanlagen (Szenario 5) die wirtschaftliche Ausnahme. Bei einem reinen Gülleeinsatz mit einer geringen Methanausbeute (Szenario 5b) steigen die Stromerzeugungskosten auf über 40 Cent/kWh_{el} an, während im Vergleich in Szenario 5a die Kosten nur maximal 20 Cent/kWh_{el} betragen. In der Betrachtung der reinen Gülleanlagen wird deutlich dass mit einem guten Methangehalt siehe Szenario 5a ein Gewinn von 6,2 Cent/kWh_{el} im Jahr 2012 und bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2009 von 4,9 Cent/kWh_{el} erzielt werden kann. Jedoch demonstrieren diese beiden Szenarien auch die Abhängigkeit zur Qualität der Gülle. Eine schlechte Methanausbeute wie in Szenario 5b bringt die Rentabilität ins Negative. Das ist vor allem auf den hohen Anteil der fixen Kapitalkosten mit über 60 % zurückzuführen (Anhang Tabelle 17).

4.3.3 30 kW_{el} Nassfermentation und 60 kW_{el} Trockenfermentation Anlagen

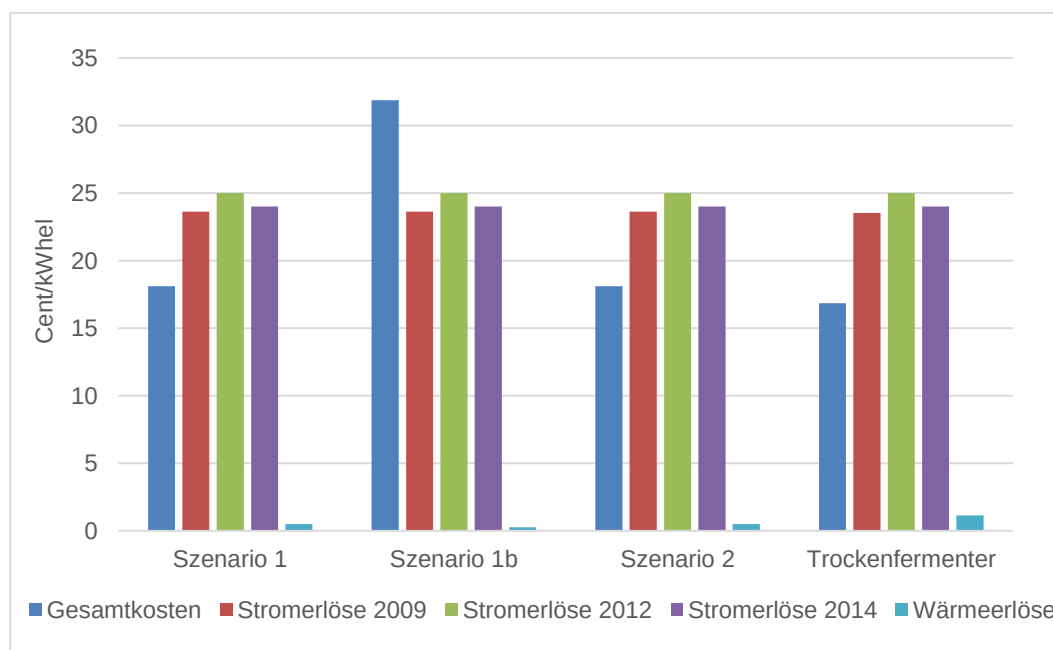


Abbildung 3 Wirtschaftlichkeit 30 kW_{el} & 60 kW_{el} Deutschland¹

In Abbildung 3 werden jeweils eine Rindergülle mit einem hohen Methanbildungspotenzial von 17 Nm³/t FM, eine Rindergülle mit einem geringen Potenzial von 9 Nm³/t FM und eine Schweinegülle mit einem durchschnittlichen Potenzial in Höhe von 12 Nm³/t FM, verglichen.

Die Stromerzeugungskosten liegen bei circa 18 Cent/kWh_{el}; Ausnahme ist wieder einmal Szenario 1b mit der Rindergüllevergärung, welche eine schlechtere Methanausbeute enthält, hier liegen die Stromerzeugungskosten bei 32 Cent/kWh_{el}.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

Daraus folgt bei einer Inbetriebnahme in 2012 ein Gewinn von 7,5 Cent/kWh_{el} für Szenario 1a und 2 und gleichzeitig für Szenario 1b ein Verlust über 8 Cent/kWh_{el}.

Die Erlöse stammen zu 98 % aus dem Stromverkauf, etwaige Wärmenutzungsmöglichkeiten in den Sommermonaten wurden bei den 30 kW_{el} Anlagen mit einem Anteil von 30 % der erzeugten thermischen Energie berücksichtigt.

Des Weiteren ist die Wirtschaftlichkeit eines 60 kW_{el} Trockenfermenters dargestellt. Die Stromerzeugungskosten betragen 17 Cent/kWh_{el}. Somit ergibt sich ein potenzieller Gewinn 2012 von 8,2 Cent/kWh und bei einer Inbetriebnahme 2011 mit 7,8 Cent/kWh_{el}. Auch in der Sonderbetrachtung des Trockenfermenters besteht der genannte Erlös unter mit Einbezug einer 30 prozentigen halbjährlichen Wärmenutzung (Anhang Tabelle 18).

4.4 Fazit Deutschland

Anhand der verschiedenen Gülleszenarien innerhalb der einzelnen Leistungsklassen wird die starke Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von dem Methanbildungspotenzial der Gülle ersichtlich. Als ein weiterer wichtiger Faktor für eine rentable Vergärung kristallisiert sich der Einsatz von Festmist heraus, welcher aufgrund des im Vergleich zur Gülle zu erwartenden Methanertrags die Energieausbeute entscheidend steigert. Ein zusätzlicher Ankauf von Gülle ist aufgrund steigender Substratkosten und schwierig abzuschätzenden Methangehalten aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht empfehlenswert.

5 Wallonie (Belgien)

Im folgenden Kapitel werden die bereits vorgestellten Anlagentypen unter den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Belgien modelliert.

5.1 Investitionszuschuss

In Belgien wird derzeit ein Investitionszuschuss von 27,5 % der Gesamtinvestitionssumme gewährt. Diese 27,5 % wurden in allen Berechnungen berücksichtigt.

5.2 Angenommene Erlössituation

Auf der Erlösseite werden die erzielenden Einnahmen auf Basis des Vergütungssystems, welches in Kapitel 3 beschrieben wird, betrachtet.

Strom

Die Vergütung für Strom aus Biogasanlagen wird in der Wallonie innerhalb eines Zertifikate Systems geregelt. Zusätzlich wird ein Preis für den Stromverkauf mit dem Stromabnehmer verhandelt. Angenommen wird in dieser Berechnung ein Stromverkaufspreis von 4 Cent/kWh_{el} und eine Vergütung über den Verkauf von Zertifikaten von 65 €/MWh_{el}. Die beeinflussenden Parameter für die Berechnung der Anzahl der Zertifikate sind die Substratzusammensetzung hier vor allem der Gülle und Maisanteil, ob eine bestehende Erdgasleitung in der Nähe ist, die Vollaststunden der elektrische Wirkungsgrad und der thermische Wirkungsgrad in Zusammenhang mit der Höhe der Wärmeausnutzung (in diesem Beispiel von durchschnittlich 53 %). Die Effizienz der Wärmenutzung beeinflusst direkt die Anzahl der zugeteilten Zertifikate. (Berechnungsbeispiel siehe Anhang Abbildung 20)

Wärme

Für die substituierte Heizölmenge in Höhe von 5.750 Liter wird der belgische Heizölpreis für das Jahr 2012 von 0,856 €/l angesetzt¹.

Die 30 prozentigen Wärmeverkäufe im Sommerhalbjahre werden mit 3 Cent/kWh_{th} berücksichtigt.

Innerhalb der Betrachtung der Anlagen kleiner als 30 kW_{el} und den reinen Gülleanlagen wird davon ausgegangen das im Winter 100 % der Wärme für die Fermenterbeheizung benötigt werden. Die angenommen Einnahmen bestehen in dieser Zeit zu 100 % aus den Stromerlösen.

¹ (Energy comment, 2013)

5.3 Wirtschaftlichkeit

Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsbewertung für die Wallonie werden die gleichen Investitions- und Betriebskosten zu Grunde gelegt wie in Deutschland. Einzige Ausnahme sind die Stromkosten welche mit dem belgischen Strompreis in Höhe von 0,213 €/kWh_{el} (siehe Tabelle 13) angesetzt sind.

Im direkten Vergleich zu Deutschland ist als eine weitere Besonderheit die Investitionsförderung in einer Höhe von 27,5 % von der Gesamtinvestitionssumme zu nennen.

5.3.1 75 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

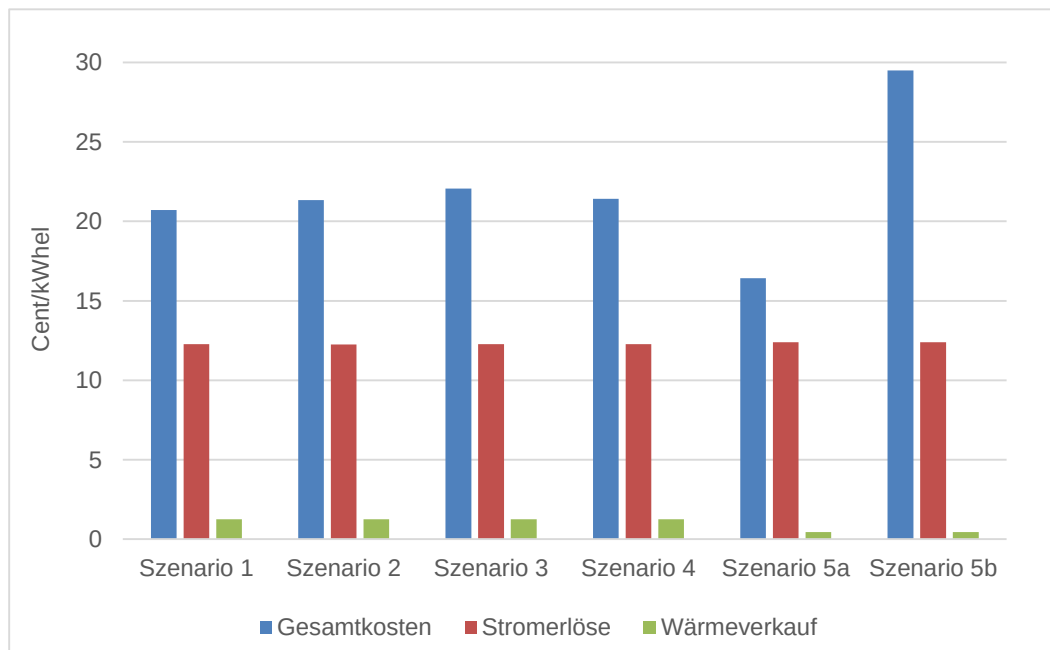


Abbildung 4 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlagen in Belgien¹

In Abbildung 4 ist die Rentabilität der 75 kW_{el} Biogasanlagen für die verschiedenen Inputszenarien dargestellt. In den Kapitalkosten der 75 kW_{el} Biogasanlage wurde in allen Inputszenarien ein Güllelager mit einem Behältervolumen von 1.700 m³ berücksichtigt. Aufgrund der Investitionsförderung haben die Kapitalkosten in der Wallonie für die 75 kW_{el} Anlagen einen geringeren Anteil (34 %) an den Stromerzeugungskosten. Unter Annahme gleicher Substratpreise, welche den größten Schwankungen unterliegen, ist die Kostendifferenz zwischen den einzelnen Szenarien mit der Situation in Deutschland gleichzusetzen. Die durchschnittlichen Nettostromerzeugungskosten der 80:20 Szenarien belaufen sich auf 21,4 Cent/kWh_{el}. Eine Ausnahme ist die reine Gülleanlage, hier liegen die Nettostromerzeugungskosten bei 16 Cent/kWh (Szenario 5a) und 30 Cent/kWh (Szenario 5b).

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

Die Erlöse setzen sich zusammen aus der Stromvergütung, aufgesplittet in Stromverkauf und Zertifikaterlöse und den Wärmeerlösen. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Gesamterlös von 13,5 Cent/kWh_{el} bei einem 80 prozentigen Gülleeinsatz und 12,8 Cent/kWh_{el} für die 100 Prozent Gülleanlagen. Die Stromerlöse tragen in Belgien mit 91 % zu den Gesamterlösen bei (Anhang Tabelle 19).

In allen fünf Inputszenarien der 75 kW_{el} Anlagen kann kein Gewinn erzielt werden. Innerhalb der Szenarien liegen die Stromerzeugungskosten durchschnittlich etwa 7,8 Cent/kWh_{el} oberhalb der tatsächlichen Vergütung. Auch im Falle der reinen Gülleanlagen kann der Break-Even-Point weder bei einem schlechten noch einem guten Methanertrag der Gülle erreicht werden. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ist auch durch eine zusätzliche Wärmenutzung mit Wärmeverkauf und Eigenwärmebedarf unter diesen Umständen nicht möglich.

5.3.2 50 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

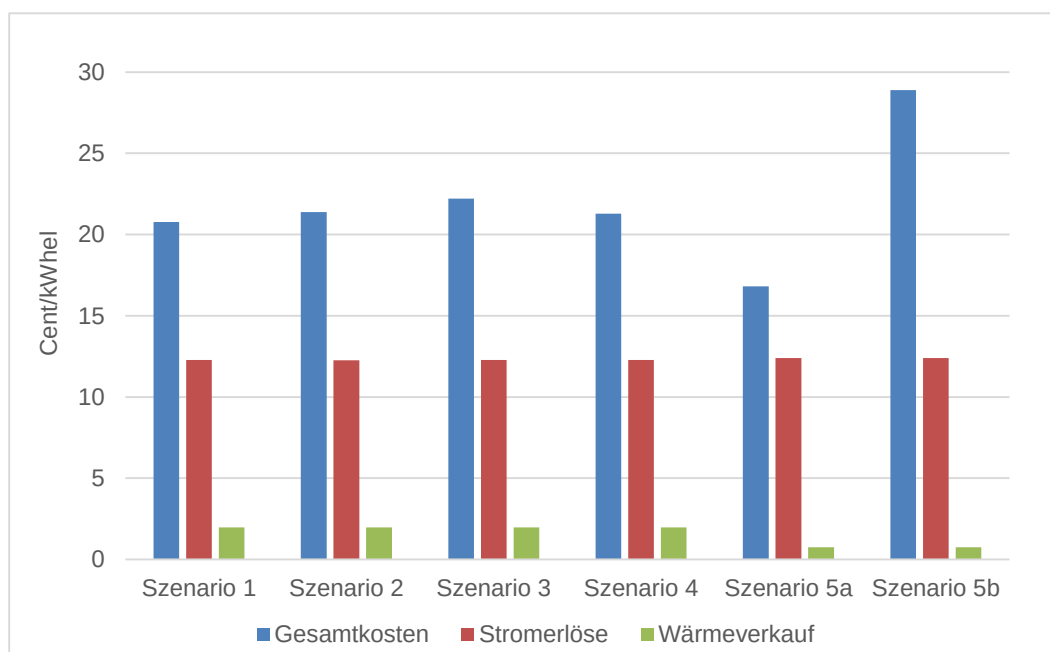


Abbildung 5 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Anlagen in Belgien¹

Diese Situation spiegelt sich bei den 50 kW_{el} Anlagen (siehe Abbildung 5) wieder, die Kapitalkosten stellen mit mindestens 35 % den größten Teil der Kosten dar. Die einzige Ausnahme bildet Szenario 4, hier übersteigen die Substratkosten die jährlichen Kapitalkosten und stellen den größten Anteil.

Die Stromerzeugungskosten der 80:20 Modelle (Szenario 1 - 4) variieren zwischen 20,8 Cent/kWh_{el} (Szenario 1) und maximal 22,2 Cent/kWh_{el} (Szenario 3). Die

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

durchschnittlichen Stromerzeugungskosten liegen in dieser Modellierung bei circa 21 Cent/kWh_{el}.

In der Gegenüberstellung der jährlichen Kosten und Erlöse liegt der durchschnittliche Verlust bei knapp 7 Cent pro erzeugte Kilowattstunde Strom. Erneut bilden die reinen Gülleanlagen (Szenario 5) die wirtschaftliche Ausnahme. In der Betrachtung der reinen Gülleanlagen wird deutlich dass mit einem guten Methanertrag siehe Szenario 5a der Verlust mit 3,7 Cent/kWh_{el} im Jahr am geringsten ist. Jedoch demonstrieren diese beiden Szenarien auch die Dependenz zwischen Rentabilität und der Qualität der Gülle. Eine schlechte Methanausbeute wie in Szenario 5b ist innerhalb der 50 kW_{el} Anlagen mit mehr als 15 Cent Verlust pro produzierte Kilowattstunde im Jahr die unwirtschaftlichste Variante (Anhang Tabelle 20).

5.3.3 30 kW_{el} Nassfermentation und 60 kW_{el} Trockenfermentation Anlagen

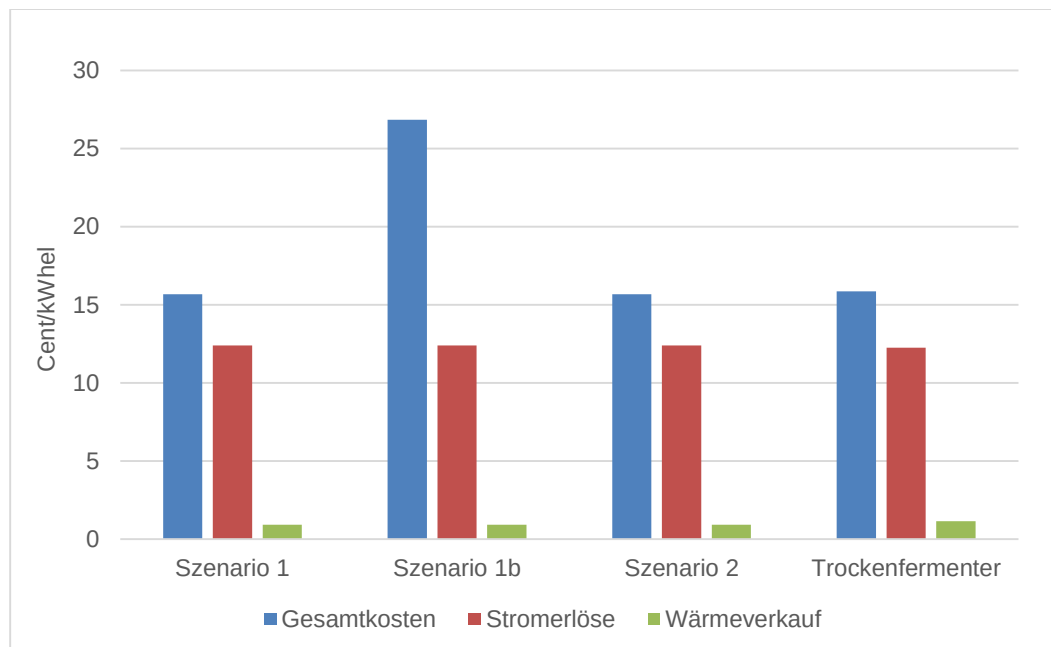


Abbildung 6 Wirtschaftlichkeit 30 kW_{el} & 60 kW_{el} Anlage Belgien¹

Im Vergleich der verschiedenen Güllearten eingesetzt in einer 30 kW_{el} Anlage (siehe Abbildung 6) betragen die Stromerzeugungskosten circa 16 Cent/kWh_{el}; Ausnahme ist wieder Szenario 1b einer Rindergüllevergärung mit dem schlechteren Methanertragspotenzial, hier liegen die Stromerzeugungskosten bei 27 Cent/kWh_{el}. Dies ergibt einen Verlust in Höhe von 3 Cent/kWh_{el} für Szenario 1a und 2 und für Szenario 1b in Höhe von 14 Cent/kWh_{el}.

In der Modellierung des 60 kW_{el} Trockenfermenters belaufen sich die Stromerzeugungskosten in der Wallonie unter Berücksichtigung der Investitionsförderung auf 16 Cent/kWh_{el} und liegen somit fast 3 Cent/kWh_{el} unterhalb

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

der Kostendeckungsgrenze. In der Sonderbetrachtung des Trockenfermenters wird ebenfalls eine Stromerlösbetrachtung mit einer Eigenwärmenutzung kombiniert (Anhang Tabelle 21).

5.4 Fazit Belgien

Aufgrund der hohen Differenz zwischen den Erlösen pro Kilowattstunde produzierter Strom und den Kosten ist eine Wirtschaftlichkeit trotz Investitionsförderung in keiner Situation gegeben. Um den Weg für kleine Anlagen in Belgien zu öffnen müssen diese zuallererst von den Nachteilen innerhalb des Wärmenutzungsbedarfs im Bezug von Certificaten befreit werden, da bei Kleinanlagen der höhere Eigenwärmebedarf im Vergütungssystem berücksichtigt werden muss.

6 Luxemburg

6.1 Investitionszuschuss

Seit 2013 erhalten Biogasprojekte in Luxemburg keinen Investitionszuschuss mehr.

6.2 Angenommene Erlössituation

Auf der Erlösseite werden die erzielenden Einnahmen auf Basis des luxemburgischen Vergütungssystems, welches in Kapitel 3 beschrieben wird, betrachtet.

Strom

Kleinanlagen gehören in Luxemburg in die erste Vergütungsklasse, welche bis 150 kW_{el} begrenzt ist. Angesetzt wird in dieser Berechnung eine Grundvergütung von 15 Cent/kWh_{el}. Zusätzlich erhalten Anlagen, welche jünger als drei Jahre sind und 25 % der Wärme nutzen einen Wärmebonus von 3 Cent/kWh_{el}. Daraus ergibt sich abschließend ein Vergütungssatz von 18 Cent/kWh_{el}.

Wärme

Für die substituierte Heizölmenge in Höhe von 5750 Liter wird ein Preis von 0,782 €/l angesetzt¹. Die 30 prozentigen Wärmeverkäufe im Sommerhalbjahre werden mit 3 Cent/kWh_{th} berücksichtigt.

Innerhalb der Betrachtung der Anlagen kleiner als 30 kW_{el} und den reinen Gülleanlagen wird davon ausgegangen das im Winter 100 % der Wärme für die Fermenterbeheizung benötigt werden. Die angenommen Einnahmen bestehen in dieser Zeit zu 100 % aus den Stromerlösen.

6.3 Wirtschaftlichkeit

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsbewertung in Luxemburg bilden die gleichen Investitions- und Betriebskosten wie in Deutschland. Einzige Ausnahme sind die Stromkosten welche mit dem luxemburgischen Strompreis in Höhe von 0,167 €/kWh_{el} Tabelle 13 angesetzt sind.

6.3.1 75 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

In der nachfolgenden Abbildung 7 sind die verschiedenen Inputszenarien für eine 75 kW_{el} Anlage in Luxemburg dargestellt. In den Kapitalkosten der 75 kW_{el} Biogasanlage

¹ (Energy comment, 2013)

wurde in allen Inputszenarien ein Güllelager mit einem Behältervolumen von 1700 m³ berücksichtigt.

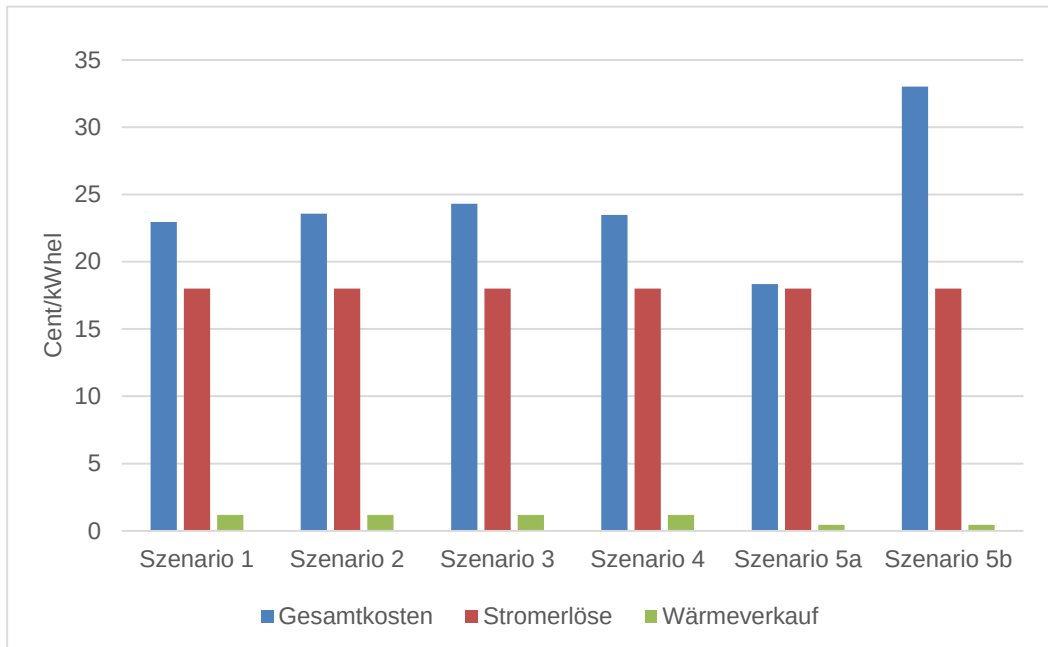


Abbildung 7 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlage Luxemburg¹

Die durchschnittlichen Nettostromerzeugungskosten summieren sich in Luxemburg auf 23,6 Cent/kWh_{el}. Ausnahme ist die reine Gülleanlage, hier liegen die Nettostromerzeugungskosten bei 18 Cent/kWh_{el} (Szenario 5a) bzw. 33 Cent/kWh_{el} (Szenario 5b). Die Kapitalkosten tragen in Luxemburg für die 75 kW_{el} Anlagen einen Anteil von 42 % an den Stromerzeugungskosten.

Die Erlöse umfassen die Stromvergütung, bestehend aus Grundvergütung und Wärmebonus und die zusätzlichen Wärmeerlöse. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Stromvergütungssatz von circa 18 Cent/kWh_{el} bei allen Anlagen. Für die reinen Gülleanlagen ohne zusätzliche Wärmenutzung bildet die Stromvergütung auch die Gesamterlöse. Die berechnete Gesamtleistungsvergütung der Szenarien 1-4 liegt bei circa 19,2 Cent/kWh_{el}. Die Stromerlöse tragen in Luxemburg 94 % zu den Gesamterlösen bei (siehe Anhang Tabelle 22).

In den Inputszenarien (1- 4) der 75 kW_{el} kann eine Wirtschaftlichkeit nicht erreicht werden. Innerhalb der Szenarien schwanken die Stromerzeugungskosten etwa 3- 5 Cent/kWh_{el} oberhalb der tatsächlichen Vergütung. Im Falle der reinen Gülleanlagen ist zu unterscheiden zwischen den einzelnen Inputszenarien. In Szenario 5b beträgt die Verlustspanne 15 Cent/kWh_{el} während unter gleichen Bedingungen in Szenario 5a der Break-Even-Point erlangt wird. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb kann auch mit einer

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

zusätzlichen externen Wärmenutzung unter diesen Umständen nicht sichergestellt werden.

6.3.2 50 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

In Abbildung 8 wird unter den gleichen Gegebenheiten, die Rentabilität für eine 50 kW_{el} Anlage dargestellt.

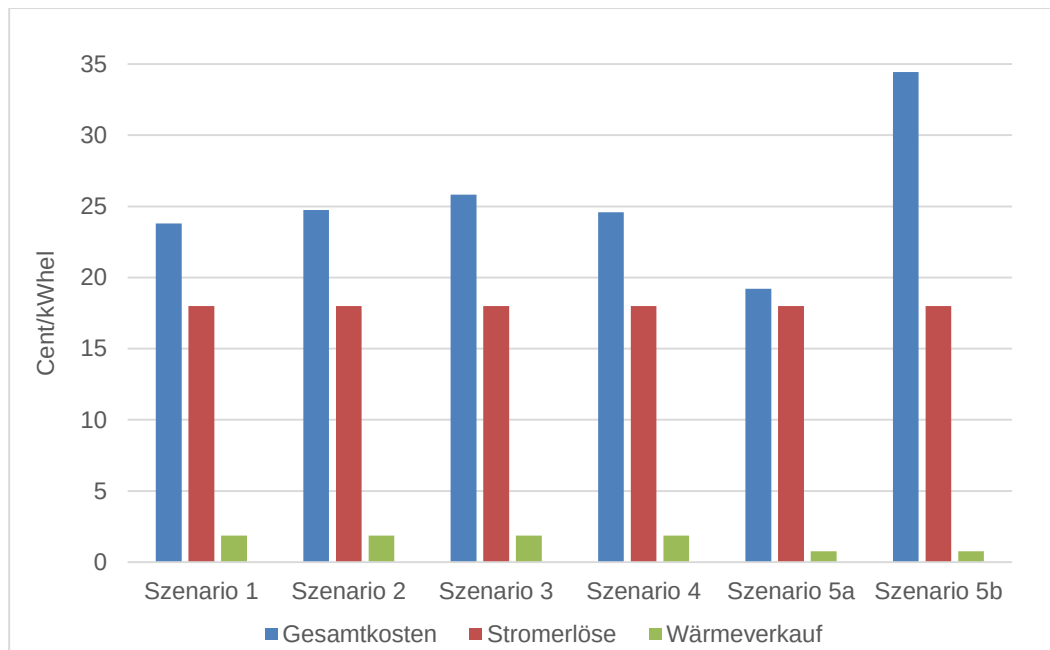


Abbildung 8 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Anlagen Luxemburg¹

Auch bei den 50 kW_{el} Anlagen stellen die Kapitalkosten mit 42 % den größten Teil Kostenposten dar.

Die Stromerzeugungskosten der 80:20 Modelle (Szenario 1- 4) variieren zwischen 24 Cent/kWh_{el} (Szenario 1) und maximal 26 Cent/kWh_{el} (Szenario 3). Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten belaufen sich in dieser Modellierung auf circa 25 Cent/kWh_{el}. Im Laufe der Gewinnermittlung ergibt sich ein durchschnittlicher Verlust von ca. 5 Cent pro erzeugte Kilowattstunde Strom.

In Szenario 5a nähert sich die reine Gülleanlage an die Gewinnschwelle heran, während im Vergleich bei einem reinen Gülleeinsatz mit einer geringen Methanausbeute (Szenario 5b) mit einem Verlust oberhalb von 15 Cent pro produzierte Kilowattstunde zu rechnen ist. Dies stellt somit auch die unwirtschaftlichste Variante dar (siehe Anhang Tabelle 23).

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

6.3.3 30 kW_{el} Nassfermentation und 60 kW_{el} Trockenfermentation Anlagen

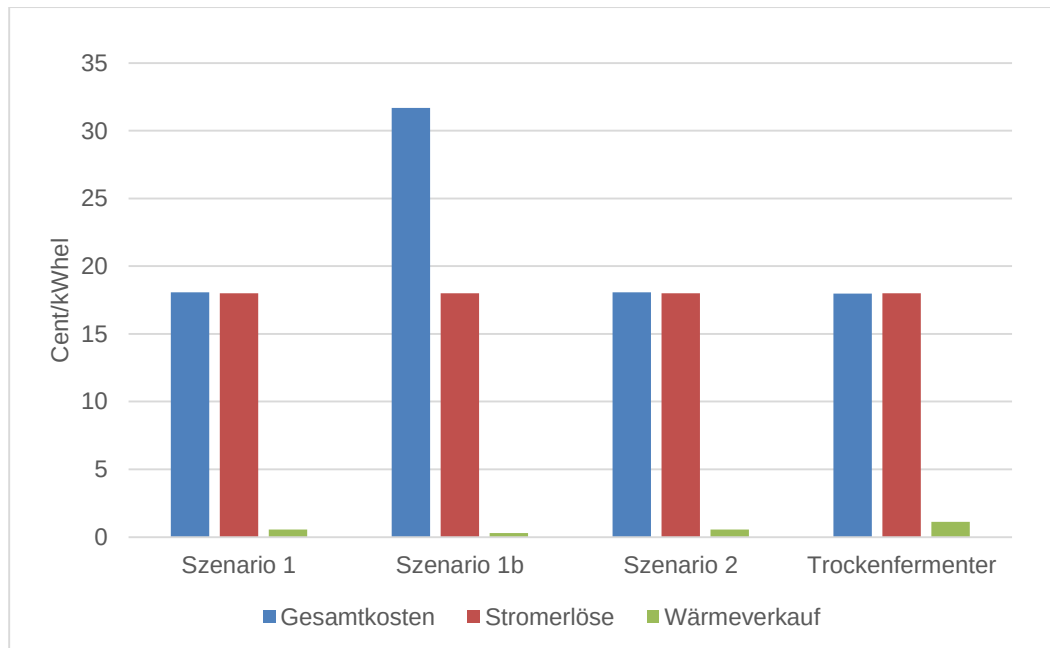


Abbildung 9 Wirtschaftlichkeit 30 kW_{el} & 60 kW_{el} Anlage Luxemburg¹

Im Vergleich der Gülleszenarien der 30 kW_{el} Modellierung kann in Szenario 1 und 3 knapp eine kostendeckende Situation erlangt werden, während für Szenario 1b ein Verlust in Höhe von 13 Cent/kW_{el} entsteht.

Für den Sonderfall Trockenfermenter kann eine positive Rentabilität mit einem Gewinn von einem Cent pro produzierte Kilowattstunde Strom geradeeben erreicht werden (Anhang Tabelle 24).

Alle ermittelten Erlöse bestehen aus einer Stromerlösbetrachtung kombiniert mit einer Wärmeeigenutzung sowie einem halbjährlichen 30 prozentigen Wärmeverkauf.

6.4 Fazit Luxemburg

Aufgrund der geringen Stromvergütung können die Anlagen in Luxemburg nur bestehen wenn eine sehr gute Gülle eingesetzt und auf einen weiteren Substrateinsatz sowie einen Güllezukauf verzichtet wird. Die Erlöse sind in diesem Falle zumindest ausreichend um mit Anlagen bis zu einer Leistung von 50 kW_{el} Gewinne zu erwirtschaften. Ab 30 kW_{el} ist dies aufgrund der höheren spezifischen Investitionskosten nicht mehr gewährleistet.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

7 Frankreich

7.1 Investitionszuschuss

In Frankreich wird derzeit ein individuell geregelter Investitionszuschuss auf die Gesamtinvestitionssumme neuer Biogasanlagen gewährt. Im Projekt wurde ein Investitionszuschuss von 25 % miteinkalkuliert.

7.2 Angenommene Erlössituation

Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsbewertung für Frankreich werden die gleichen Investitionskosten und jährlichen Kosten zu Grunde gelegt wie in Deutschland. Auf der Erlösseite werden die erzielenden Einnahmen auf Basis des französischen Vergütungssystems, welches in Kapitel 3 beschrieben wird, betrachtet.

Strom

Die hier betrachteten Kleinanlagen gehören in Frankreich in die unterste Vergütungsklasse, welche bis 150 kW_{el} begrenzt ist, somit ergibt sich für die modellierten Szenarien eine Grundvergütung von 9,745 Cent/kWh_{el}. Die Gesamtanlageneffizienz wird innerhalb einer Spanne von mindestens 35 % bis zu 70 % mit 0 – 4 Cent/kWh_{el} interpolär vergütet. Zusätzlich erhalten Anlagen mit einem Gülleeinsatz von 80 % bzw. 100 % den Güllebonus in Höhe von 2,6 Cent/kWh_{el}.

Tabelle 15 Angewandtes Vergütungssystem Frankreich¹

Berechnung Energieeffizienz und Strompreis						
75 kW Biogasanlage						
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Energie effizienz	49%	49%	48%	49%	47%	55%
Bonus	1,58 Cent/kWh	1,62 Cent/kWh	1,48 Cent/kWh	1,56 Cent/kWh	1,35 Cent/kWh	2,26 Cent/kWh
Güllebonus	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh
Grund vergütung	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh
Gesamt strompreis	0,1393 €	0,140 €	0,138 €	0,139 €	0,137 €	0,146 €
50 kW Biogasanlage						
Energie effizienz	46%	47%	45%	46%	43%	43%
Bonus	1,28 Cent/kWh	1,35 Cent/kWh	1,19 Cent/kWh	1,27 Cent/kWh	0,94 Cent/kWh	0,97 Cent/kWh
Güllebonus	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh
Grund vergütung	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh
strompreis	0,136 €	0,137 €	0,135 €	0,136 €	0,133 €	0,133 €
30 kW Biogasanlage				60 kW Trockenfermenter		
	Szenario1a	Szenario1b	Szenario2		Szenario 1	
effizienz	40%	47%	39%		39%	
Bonus	0,53 Cent/kWh	1,41 Cent/kWh	0,42 Cent/kWh		0,49 Cent/kWh	
Güllebonus	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh		2,60 Cent/kWh	
Grund vergütung	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh	9,75 Cent/kWh		9,75 Cent/kWh	
strompreis	0,129 €	0,138 €	0,128 €		0,128 €	

In Tabelle 15 sind die verschiedenen Vergütungssätze der Szenarien aufgeführt. Die angenommene Vergütung schwankt zwischen 12 – 14 Cent/kWh_{el} je nach Szenario.

Wärme

Für die substituierte Heizölmenge in Höhe von 5.750 Liter wird ein Preis von 0,92 €/l angesetzt².

Ein Drittel der halbjährlich produzierten Wärme wird in allen Szenarien mit Ausnahme der Trockenfermentation mit einem Verkaufspreis von 3 Cent/kWh_{th} angesetzt.

7.3 Wirtschaftlichkeit

Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsbewertung für Frankreich werden die gleichen Investitionskosten und jährlichen Kosten zu Grunde gelegt wie in Deutschland. Einzige

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

² (Energy comment, 2013)

Ausnahme sind die Stromkosten welche mit dem französischen Strompreis in Höhe von 0,147 €/kWh_{el} (Tabelle 13) angesetzt sind.

7.3.1 75 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

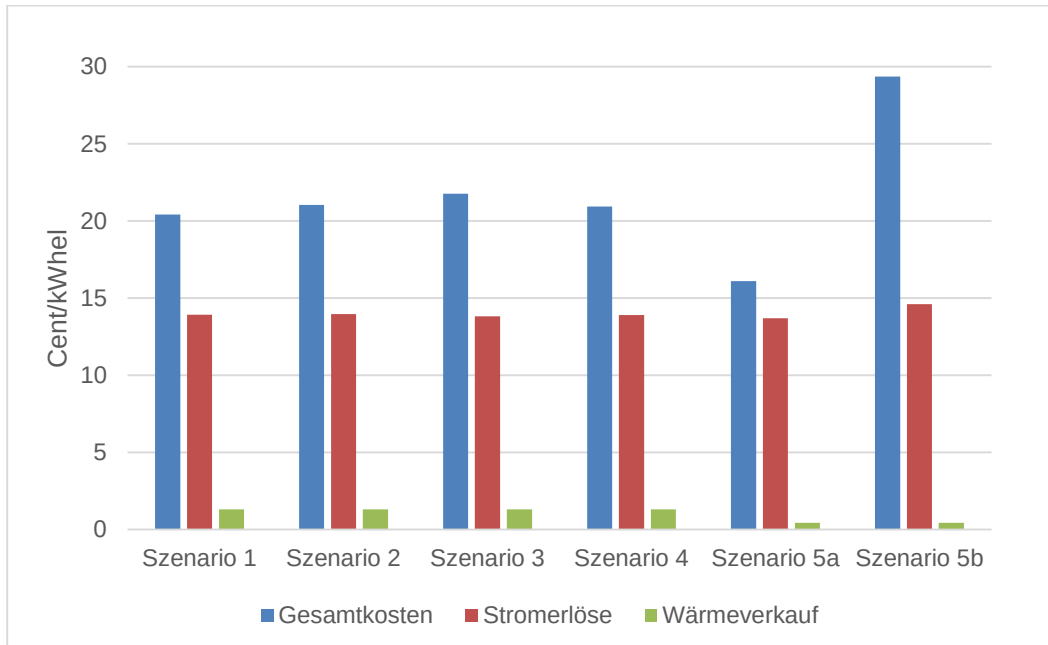


Abbildung 10 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Frankreich ¹

In Abbildung 10 ist die Wirtschaftlichkeit einer 75 kW_{el} Anlage in Frankreich unter den bereits beschriebenen Szenarien dargestellt. Die Kapitalkosten sind in dieser Modellierung mit einem Anteil von 35 % an den Gesamtkosten beteiligt. Mit einem durchschnittlichen Verlust von 6 Cent/kWh_{el} innerhalb der ersten 4 Szenarien und bei der reinen Güllevergärung in Szenario 5a mit 2 Cent/kWh_{el} sowie 14 Cent/kWh_{el} Verlust in Szenario 5b ist in keinem der Szenarien eine Rentabilität gegeben².

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

² Siehe Tabelle 15 Angewandtes Vergütungssystem Frankreich und Anhang Tabelle 25

7.3.2 50 kW_{el} Nassfermentations Anlagen

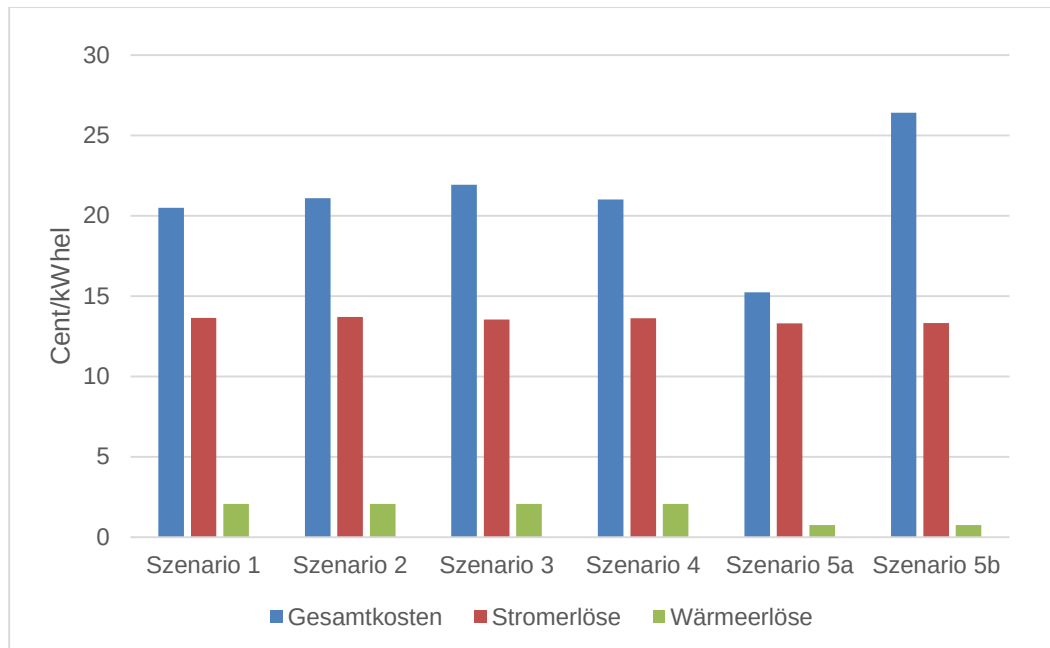


Abbildung 11 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Anlage Frankreich ¹

Die in der vorangegangenen Grafik abgebildeten jährlichen Kosten der 50 kW_{el} Anlagen bestehen wieder einmal zu 35 % aus den Kapitalkosten, welche somit auch hier den größten Kostenpunkt darstellen. Zu erwähnen ist dass die Kapitalkosten der 50 kW_{el} Anlagen sich zwar anteilmäßig auf gleicher Ebene mit den 75 kW_{el} Anlagen befinden, allerdings teilweise wie z.B. in Szenario 3 nur geringfügig oberhalb der Substratkosten (siehe Tabelle 26).

Dargestellt in Abbildung 11 sind die Stromerzeugungskosten der 80:20 Modelle (Szenario 1- 4), diese bewegen sich zwischen 20 und 22 Cent/kWh_{el}. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung beträgt der Verlust durchschnittlich 5,8 Cent pro erzeugte Kilowattstunde Strom.

Die reine Gülleanlage mit frischer Gülle (Szenario 5a) kann unter diesen Bedingungen mit einer Differenz von 1 Cent/kWh_{el} annähernd eine kostendeckende Situation erreichen. Bei einem Gülleeinsatz mit einer geringen Methanausbeute (Szenario 5b) liegen die Stromerzeugungskosten bei 26 Cent/kWh_{el}, während im Vergleich in Szenario 5a die Kosten nur maximal 15 Cent/kWh_{el} betragen. In Szenario 5b beträgt der jährliche Verlust 5 Cent pro erzeugte Kilowattstunde Strom. Das unrentabelste Szenario ist bei den 50 kW_{el} Anlagen Szenario 3, was auf die höheren Substratkosten zurückzuführen ist.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

7.3.3 30 kW_{el} Nassfermentation und 60 kW_{el} Trockenfermentation Anlagen

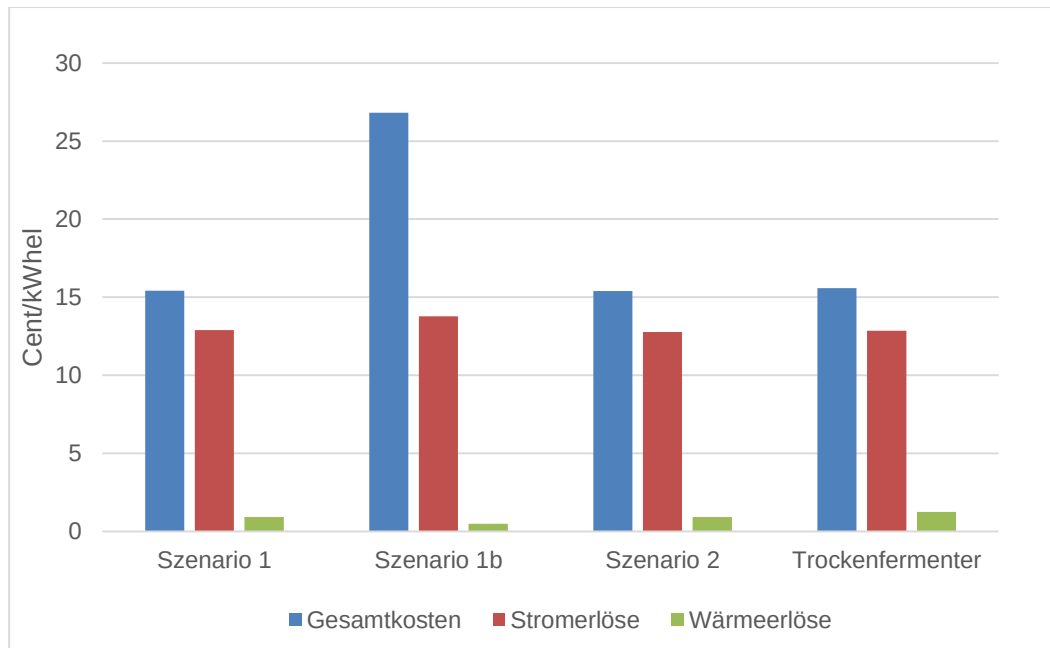


Abbildung 12 Wirtschaftlichkeit 30 kW_{el} & 60 kW_{el} Anlage Frankreich¹

In Abbildung 12 werden jeweils eine Rindergülle mit einem hohen Methanbildungspotenzial von 17 Nm³/t FM, eine Rindergülle mit einem geringen Methanbildungspotenzial von 9 Nm³/t FM und eine Schweinegülle mit einem durchschnittlichen Methanbildungspotenzial in Höhe von 12 Nm³/t FM, verglichen.

Die Stromerzeugungskosten liegen in Frankreich hierfür bei circa 15 Cent/kWh_{el}; Ausnahme ist wieder Szenario 1b einer Rindergüllevergärung mit einem schlechteren Methanertrag, hier liegen die Stromerzeugungskosten bei 27 Cent/kWh_{el} (siehe Tabelle 27). Im Falle von Szenario 1 und 3 entsteht ein Verlust in Höhe von 2 Cent/kWh_{el}, während für Szenario 1b ein Verlust von 12 Cent/kWh_{el} verursacht wird.

Etwaige Wärmenutzungsmöglichkeiten sind auch bei den 30 kW_{el} Anlagen halbjährlich von April bis September mit einem 30 prozentigen Wärmeverkauf von 3 Cent/kWh_{th} berücksichtigt.

Des Weiteren ist in Tabelle 27 die Wirtschaftlichkeit eines 60 kW_{el} Trockenfermenters dargestellt. Die Stromerzeugungskosten betragen in Frankreich hierfür 16 Cent/kWh_{el} und liegen somit knapp 1,5 Cent unterhalb der Kostendeckungsgrenze. In der Sonderbetrachtung des Trockenfermenters bestehen die angenommenen Erlöse aus einer reinen Stromerlösbetrachtung.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

7.4 Fazit Frankreich

In Frankreich schneiden die Szenarien mit einer reinen Gülleverwertung im Vergleich aller Anlagengrößen am besten ab. Trotz Investitionsbeihilfe liegen die Erlöse meist weit unterhalb der Stromerzeugungskosten.

8 Vergleich der Ergebnisse in der Großregion

Die auf Basis der unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen durchgeführten Wirtschaftlichkeitsvergleiche für verschiedene Kleinanlagenmodelle zeigen große Rentabilitätsschwankungen zwischen den betrachteten Ländern. Insbesondere die Vergütungsrahmen haben sich im Laufe des letzten Jahres in der gesamten Großregion geändert bzw. befinden sich immer noch im Änderungsprozess. Wobei auch weiterhin eine spezielle Förderung solcher güllebasierenden Kleinanlagen nur in Deutschland existiert. In Anbetracht der Vergleichbarkeit der verschiedenen Modellierungen zwischen den einzelnen Ländern der Großregion muss beachtet werden, dass die gewährte Einspeisevergütung in allen Ländern für unterschiedliche Zeiträume geregelt ist. Während in Deutschland die jeweilige EEG- Vergütung speziell für Kleinanlagen auf 20 Jahre fixiert ist, sind es in Frankreich und Luxemburg nur 15 Jahre und in Belgien ist die Vergütung sogar nur auf 10 Jahre festgelegt.

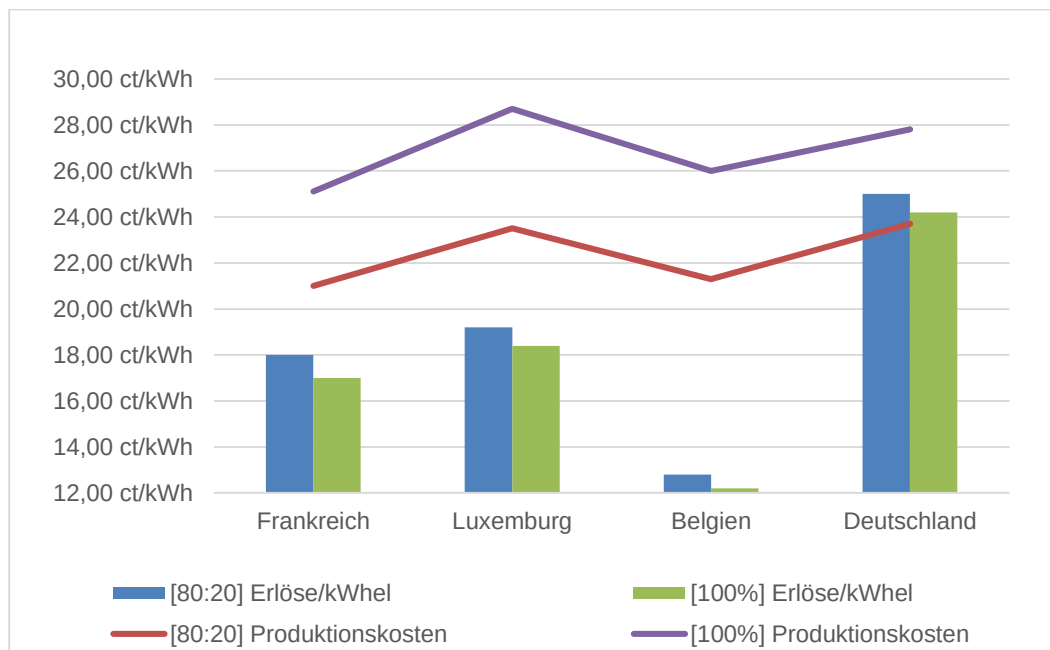


Abbildung 13 Vergleich Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlagen Großregion

In Abbildung 13 werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse in der Großregion gegenübergestellt. Das Säulendiagramm zeigt hierbei die durchschnittlichen Gesamterlöse, in Cent per Kilowattstunde pro erzeugte Strommenge, der 80:20 Szenarien sowie des 100 % Gülleszenarios. Die jeweiligen Stromkosten werden mit Hilfe des Balkendiagramms visualisiert. Nach Vergleich der verschiedenen Vergütungssysteme kristallisierte sich heraus, dass in diesem Bereich einzig in Deutschland die Bedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Kleinanlagen gegeben sind. Trotz den teilweise bestehenden Investitionsförderungen in den anderen Ländern können die Stromerzeugungskosten weder mit den reinen Stromerlösen noch mit den Gesamterlösen, Kombination aus Strom- und

Wärmeerlöse, gedeckt werden. Bis auf Deutschland liegen in allen anderen Regionen die vergüteten Strompreise so weit unterhalb der Kostendeckung, sodass ohne einen gezielten Wärmeverkauf, welcher nicht bei allen Anlagengrößen garantiert möglich ist, der Break-Even-Point nicht erreicht wird. Besonders in Belgien und Frankreich ist aufgrund eines niedrigen Stromerlöses eine kostendeckende Produktion nicht möglich. Auch die Vergütung der Wärme ist unterschiedlich organisiert. In Belgien und Frankreich ist die Vergütung des Stromes an die Nutzung der Wärme gekoppelt, in Deutschland und Luxemburg dagegen nicht. So ist es auch nicht weiter überraschend dass in Belgien (Wallonie), Luxemburg und Frankreich keine bzw. kaum Kleinanlagen errichtet wurden.

9 Sensitivitäten

Die Sensitivität der in der Wirtschaftlichkeitsbewertung bestimmten Einflussparameter auf das Betriebsergebnis für die betrachteten Anlagentypen wird mittels einer Parametervariation ermittelt. Es werden die Substratzusammensetzung, zusätzliche Endlagerkapazitäten mit einhergehenden steigenden Investitionskosten und eine Steigerung der Volllaststunden für die verschiedenen Anlagemodelle unter dem aktuell gültigen EEG 2012 mit einer Erstinbetriebnahme im Jahr 2012 variiert. Des Weiteren werden die Auswirkungen einer höheren Wärmeausnutzung in den Ländern der Großregion überprüft.

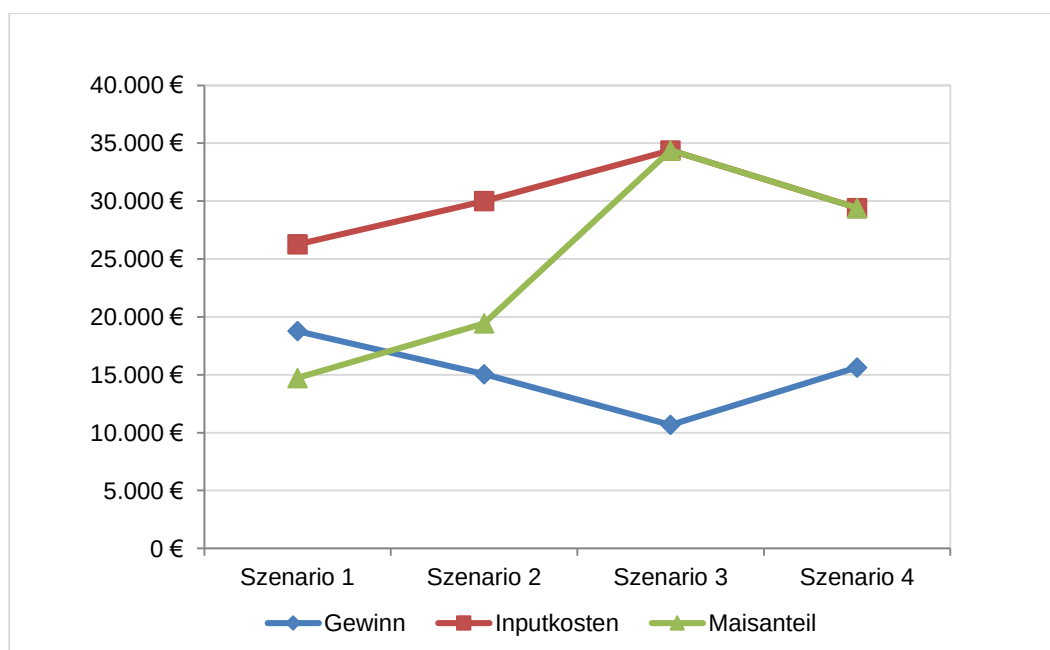


Abbildung 14 Sensitivität Substratkosten¹

Während der Betrachtung der verschiedenen Parameter wird deutlich, dass vor allem eine Änderung der Substratzusammenstellung zu extremen Erlösschwankungen führt. Bei der Berechnung (siehe Abbildung 14) wurden lediglich die Substratarten verändert, die Gesamtanteile tierischer Nebenprodukte Gülle/ Mist sind gleichgeblieben. Hier wird deutlich dass die Substratkosten proportional mit dem Maisanteil in den Szenarien steigen. Innerhalb der 80:20 Verfahren ist ersichtlich dass besonders ein Einsatz von Festmist, welcher eine höhere Methanausbeute besitzt als Gülle, die Substratkosten signifikant verringert. Bei den Instandhaltungskosten und Betriebskosten (bis auf einen Ausreißer) sind die Schwankungen aufgrund einer veränderten Inputzusammenstellung mit einer unterschiedlichen Gasausbeute sehr gering.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

Die in Abbildung 15 modellierten Daten basieren auf der Annahme von Szenario 1 der 75 kW_{el} Anlagen zusammengesetzt aus 80% Gülle und Festmist sowie 20 % GPS Getreide und Mais.

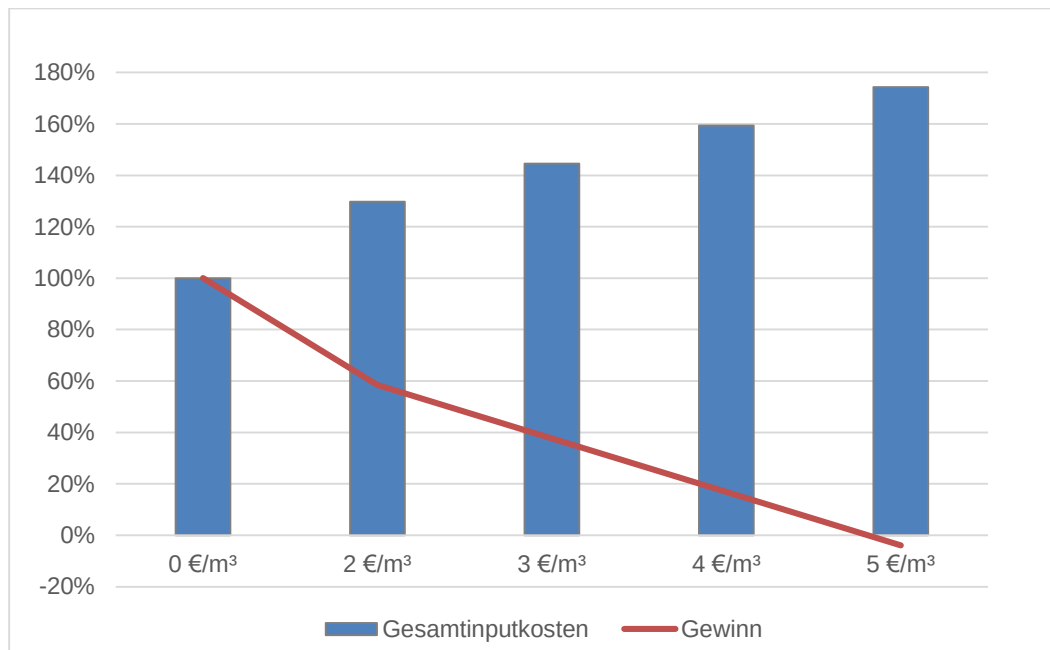


Abbildung 15 Sensitivität Güllepreis auf Substratkosten einer 75 kW_{el} Anlage¹

Das Balkendiagramm zeigt die Entwicklung der Gesamts substratkosten bei einer Änderung des Güllebezugspreises. Als nächster Schritt werden die Auswirkungen dieser Substratkostensteigerung auf den Gesamtgewinn präsentiert.

Innerhalb der genutzten Spannweite von 2 bis 5 €/m³ ist ersichtlich das bei einem Güllepreis von ca. 4 €/m³ sich die gesamten Substratkosten bereits um ein Drittel erhöhen. In Szenario 1 ergibt das im Jahr einen realen Kostenanstieg von fast 8000 €. Bei einer Annahme von 5 €/m³ wären das zusätzliche Kosten von über 19.000 €, sodass kein Gewinn erwirtschaftet wird.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

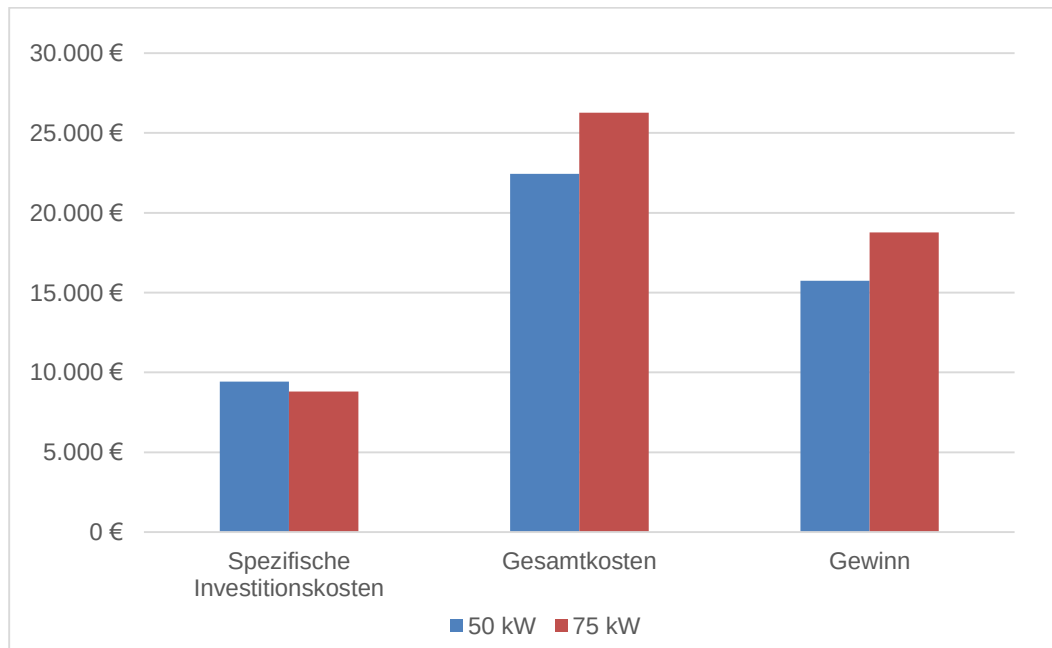


Abbildung 16 Kosten-/ Gewinnvergleich in Abhängigkeit der elektrischen Leistung¹

In Abbildung 15 sind die verschiedenen spezifischen Investitionskosten, Gesamtkosten einer 50 kW_{el} sowie einer 75 kW_{el} Anlage dem entsprechenden Gewinn gegenübergestellt. Als Datengrundlage wurde hierfür Szenario 1 der beiden Leistungsklassen verwendet.

Durch eine fünfzig prozentige Leistungserhöhung von 50 auf 75 kW_{el} kann in Szenario 1 eine Gewinnsteigerung von 19 % erreicht werden. Diese Gewinnsteigerung beruht auf den sinkenden spezifischen Investitionskosten. Dagegen steigen die Gesamtkosten um 17 % an.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

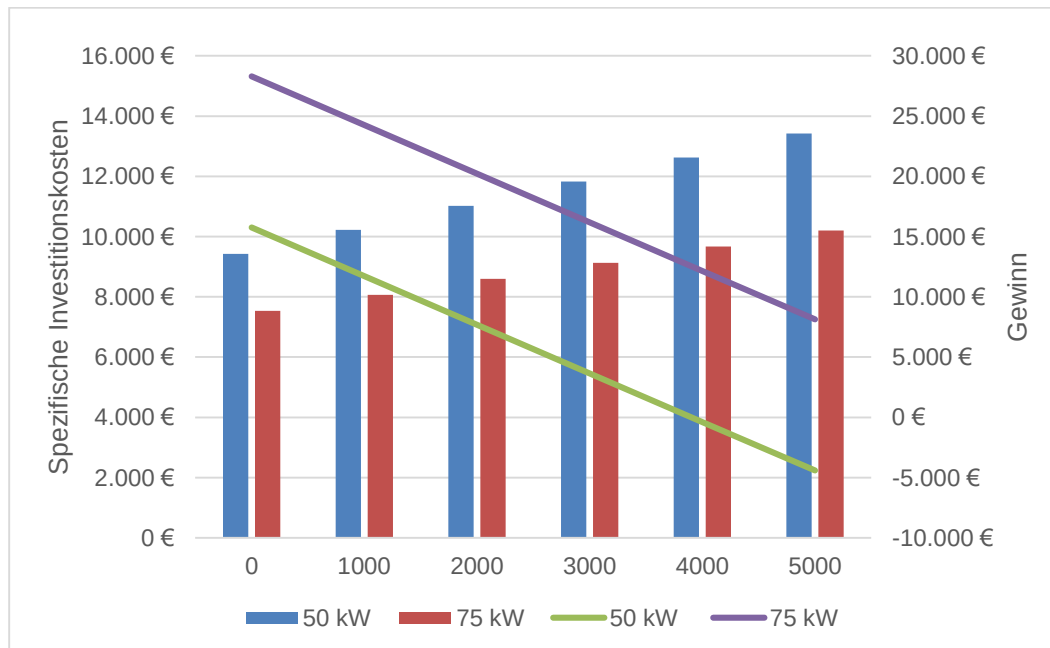


Abbildung 17 Sensitivität Endlagerkapazitäten¹

Ein weiterer wichtiger Parameter für die Wirtschaftlichkeit ist die Annahme vorhandener Endlagerkapazitäten, welche die spezifischen Investitionskosten und in diesem Zusammenhang auch die jährlichen Kapitalkosten extrem in die Höhe treiben können. Die Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten mit einer Annahme dass keine Endlagerkapazitäten existieren. Es wird deutlich dass mit dem wachsenden Bedarf der Endlagerkapazität die spezifischen Investitionskosten ansteigen, wobei diesbezüglich vor allem die kleineren Anlagen im Nachteil sind. Insofern hat eine 75 kW_{el} Anlage einen geringeren Anstieg der spezifischen Investitionskosten zu erwarten. Auf der Sekundärachse ist die Abhängigkeit des Gewinns mit einer Änderung der Gärrestlagerkapazität dargestellt, hier ist ersichtlich dass die vorher beschriebenen Wirtschaftlichkeitsmodellierungen der 50 kW_{el} –Anlage ab einem zusätzlich benötigtem Gärrestlagervolumen von 4000 m³ jedes Jahr einen Verlust ausweisen. Im direkten Vergleich bleiben die 75 kW_{el} Szenarien noch im positiven Gewinnbereich.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

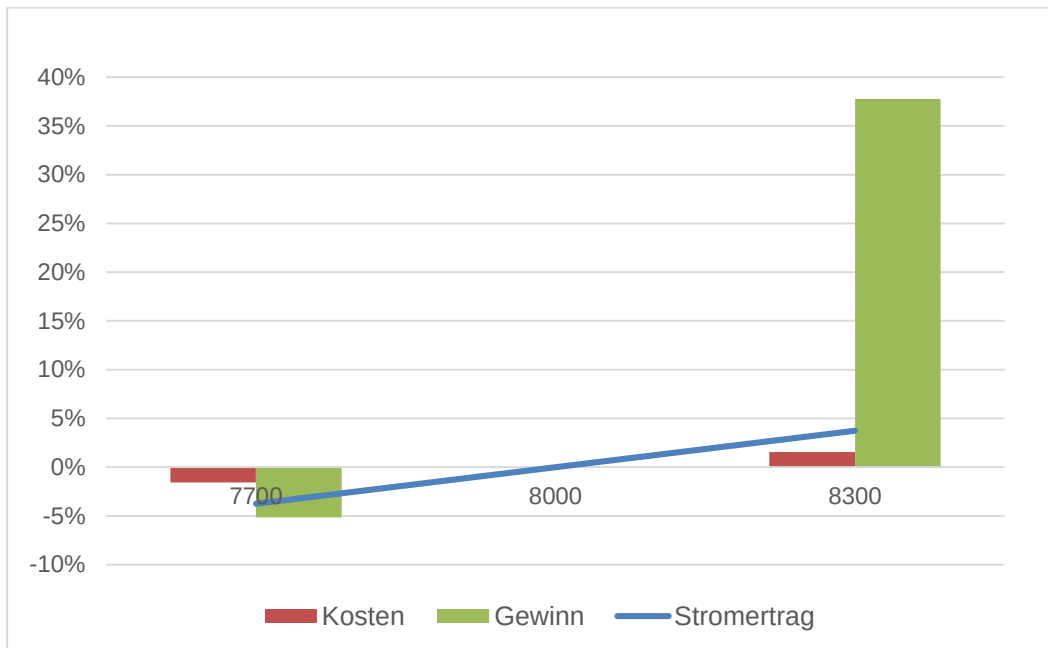


Abbildung 18 Sensitivität Gewinn zu den Volllaststunden¹

In Abbildung 17 wird die Steigerung der BHKW- Auslastung mit einer Ausgangsposition von 8000 Volllaststunden im Jahr auf die einzelnen Parameter Stromertrag, Kosten und den Gewinn von Szenario 1 der 75 kW_{el} Anlage in Prozent dargestellt. Die jährlichen Stunden bewegen sich in einem Bereich mit einem minimalen Auslastungsgrad von 88 % (7700 Stunden) bis zu einem maximalen Auslastungsgrad von 95 %. Mit einer Anhebung der Volllaststunden auf 8300 Stunden im Jahr kann die Wirtschaftlichkeit trotz steigender Substratkosten aufgrund der gleichbleibenden Kapitalkosten, welche den größten Kostenfaktor bilden, durch die erhöhten Stromeinnahmen verbessert werden.

Mit einem Anstieg der Volllaststunden ist bei allen Anlagengrößen nahezu einheitlich ein deutlicher Gewinnanstieg erkennbar, einzig bei den 80:20 Anlagen ist im Vergleich zu Gülleanlagen ein höherer Kostenanstieg erkennbar, diese Kostendifferenz spiegelt die zusätzlichen Substratkosten wider.

Eine Verringerung der BHKW- Auslastung unter 90 % zeigt das gerade bei größeren Kleinanlagen mit zusätzlichen Inputsubstraten eine gewisse BHKW- Auslastung dringend erforderlich, da diese aufgrund der zusätzlichen Substratkosten schnell an die Rentabilitätsgrenze gelangen.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

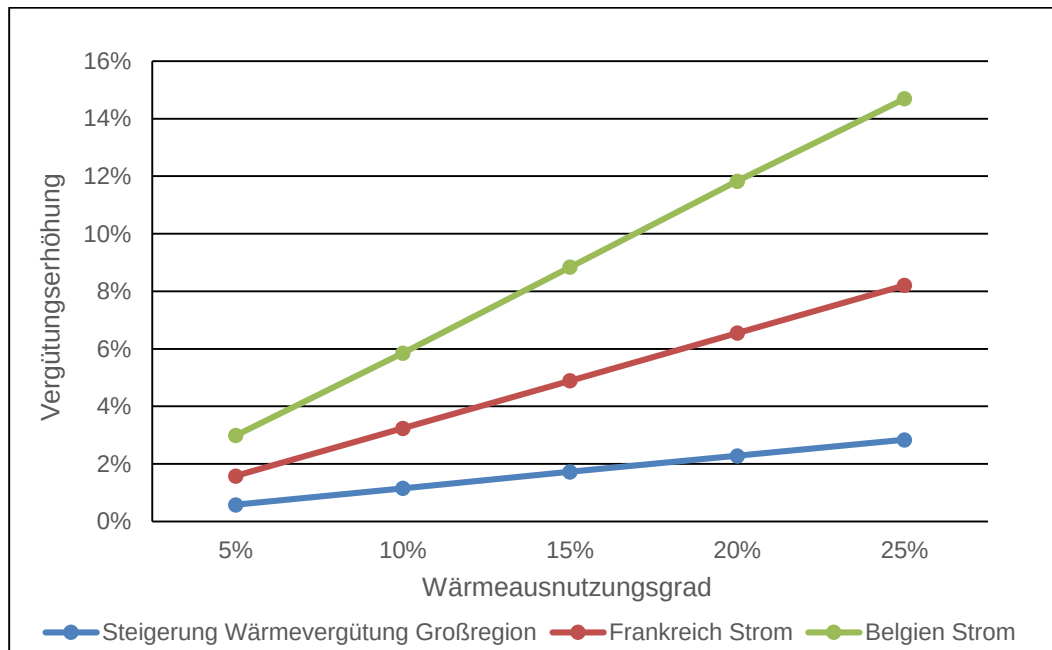


Abbildung 19 Sensitivität Wärmenutzungsgrad und Höhe Stromvergütung¹

In der nächsten Abbildung wird die Veränderung der Stromvergütung in Abhängigkeit zur konkreten Wärmenutzung jeweils in Prozent für die Länder Frankreich, Belgien und im Durchschnitt für die Großregion dargestellt. Während in Deutschland die Stromvergütung bei den Kleinanlagen unabhängig von der Wärmenutzung läuft spielt die Effizienz in Frankreich und Belgien eine entscheidende Rolle bei der Vergütung pro produzierte Kilowattstunde Strom. In allen vier Ländern wird die genutzte Wärme generell mit 3 Cent/kWh_{th} angesetzt.

Am Beispiel Belgien kommt die Effizienz der Wärmenutzung innerhalb der Certificate-Berechnung besonders stark zum Tragen. Dies bedeutet bei einer zusätzlichen externen Wärmenutzung von 25 % eine vierzehn prozentige Steigerung der Stromvergütung.

In Frankreich wird zusätzlich der Effizienzbonus von bis zu 4 Cent/kWh_{el} gezahlt. Mit einer erweiterten Wärmenutzung steigt ergänzend zu den Zusatzeinnahmen durch den Wärmeverkauf, die Vergütung pro Kilowattstunde produzierter Strom.

In Luxemburg hat eine effizientere Wärmenutzung keine Auswirkungen auf die Stromvergütung, ein Mehrwert kann nur durch den eigentlichen Wärmeverkauf erzielt werden.

¹ Datenerhebung Projekt Ecobiogaz 2014

10 Diskussion

Die Rentabilität der Kleinanlagen wird durch viele Faktoren beeinflusst. Unter anderem bilden die schwankenden Methanbildungspotenziale ein wirtschaftliches Risiko, vor allem im Falle der reinen Güllevergärungsanlagen. In Deutschland erwirtschaften alle fünf Szenarien mit einem hohen Methangehalt jährliche Gewinne. Dies ist allein der höheren Stromvergütung geschuldet.

Um einen wirtschaftlichen Betrieb von Güllekleinanlagen zu ermöglichen müssen die Produktionskosten von 22 Cent/kWh_{el} durch eine Stromvergütung gedeckt sein. Eine Wärmenutzung sollte, vor dem Hintergrund das Kleinanlagen unterhalb von 75 kW_{el} generell einen höheren Eigenwärmebedarf besitzen, nicht ausschlaggebend für die Gewährleistung der Rentabilität sein. Die Nichtberücksichtigung des erhöhten Fermenterwärmebedarfs innerhalb der gesetzlichen Vergütungsstruktur erschwert diesen Anlagen den Markteintritt in der Großregion.

Ein weiterer entscheidender Einflussfaktor der für die Investitionsentscheidung mitberücksichtigt werden muss ist die Garantie der Güllequalität und -quantität. In diesen Modellierungen sind ab einem Güllevolumen von 6000 m³/a, welche als durchaus mögliche Betriebsgröße in der Großregion angenommen wird, Kosten eines möglichen Gülletransportes sowie der Gärrestausbringung mit angerechnet. Die Gesamtinvestitionssumme wird auf 16 Jahren finanziert, sodass für diesen Zeitraum auch die Tierproduktion gesichert sein muss, da weitere zusätzliche Transportkosten die Rentabilität dieser Anlagen gefährden.

In Anbetracht der Vergleichbarkeit der verschiedenen Modellierungen in der Großregion ist nicht zu vergessen, dass die gewährte Einspeisevergütung in allen Ländern für unterschiedliche Zeiträume geregelt ist. Während in Deutschland die jeweilige EEG- Vergütung auf 20 Jahre fixiert ist, sind es in Frankreich und Luxemburg nur 15 Jahre und in Belgien ist die Vergütung sogar nur auf 10 Jahre festgelegt.

11 Schlussfolgerung

In Deutschland sind Kleinanlagen speziell für eine Güllevergärung entwickelt und gefördert worden. Damit zieht eine Entscheidung für eine Biogasanlage auch eine Entscheidung für eine langjährige Versorgung mit tierischen Exkrementen nach sich. Kleinanlagen nach dem 80:20 Modell sind flexibler bieten aber aufgrund der technischen Vorgaben geringere Gewinnerwartungen. Allerdings stellen sie bei schwankenden bzw. schlechten Güllequalitäten eine Ertragssicherung dar. Bei guten Güllequalitäten erwiesen sich die reinen Gülleanlagen als rentabelste Variante. Wobei die Qualität der Gülle abhängig ist von der Tierart, der Milchleistung, der Fütterung, sowie der Art und Dauer der Zwischenlagerung. Zusätzlicher Einsatz von Mist kann in allen Modellierungen maßgeblich zu einer Gewinnsteigerung beitragen.

Bezüglich der Bausubstanz ergibt eine Sensitivität der Gärrestlagerung, dass wenn möglich die Gärrestlagerung in vorhandenen Behälter stattfinden und zusätzliche Investitionen für die Gärrestlagerung möglichst minimiert werden sollten.

Der Eigenwärmeverbrauch für die Fermenterheizung ist - vor allem bei der Variante mit einer Güllemonovergärung - ein Unsicherheitsfaktor. In diesem Fall sollten keine Zusatzerlöse durch eine externe Wärmenutzung erwartet werden.

Zusammenfassend gilt, dass für die Gewährleistung eines wirtschaftlichen Betriebs von Güllekleinanlagen die Produktionskosten von 22 Cent/kWhel durch die entsprechende Stromvergütung gedeckt sind. Eine Wärmenutzung ist positiv, sollte aber nicht für die Rentabilität erforderlich sein. Mit der Nichtanerkennung des Eigenwärmebedarfs der Fermenterbeheizung besteht vor allem in Frankreich dringend Handlungsbedarf in der gesetzlichen Vergütungsstruktur, falls die Installation solcher Anlagen politisch gewünscht ist.

Literaturverzeichnis

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

2008. *Biogas und Umwelt- Ein Überblick.* Berlin : s.n., 2008.

EID - Hamburger Fachdienst . 2012. [Online] 2012. [Zitat vom: 23. 5 2014.]

=<http://www.eid-aktuell.de/>.

Energy comment. 2013. [Online] August 2013. [Zitat vom: 31. 08 2013.]

Erneuerbare-Energien-Gesetz. 2014. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. 31.

März 2014. Entwurf.

Eurostat. 2013. KWH-Preis. [Online] Juni 2013. <http://www.kwh-preis.de/strompreis-dossier-teil-5-strompreise-im-europaeischen-vergleich>.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2013. *Leitfaden Biogas.* Gülzow : s.n., 2013. Bd. 6.

Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tanikon ART; Wagner Andrea.

2012. *Arbeitszeitbedarf auf Bioganlagen im internationalen Vergleich.* 2012.

Klewar, Micha. 2013. Der Vergütungsanspruch bei der Vergärung von Gülle, §27b EEG 2012. [Buchverf.] Maslaton, von Bredow, Walter Loibl. *Biogasanlagen im EEG.* Berlin : Erich Schmidt Verlag GmbH & Co.KG, 2013.

KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2009.

Faustzahlen für die Landwirtschaft. Darmstadt : s.n., 2009. Bd. 14.

KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2013.

Faustzahlen Biogas. Darmstadt : s.n., 2013. Bd. 3.

KTBL-Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2008.

Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09. Darmstadt : s.n., 2008. Bd. 21.

Loibl, Helmut. 2013. §11 Die Wärmenutzungspflicht. [Buchverf.] Loibl, et al.

Biogasanlagen im EEG. Berlin : Erich Schmidt Verlag GmbH & Co.KG, 2013, Bd. 3.

Ministerium für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz des

Landes Brandenburg. 2006. *Biogas in der Landwirtschaft - Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg.* Potsdam : s.n., 2006. Bd. 3.

Projekt Ecobiogaz. 2014. s.l. : Belgische Partner, 2014.

Statista GmbH. 2013. Statista. *Durchschnittswerte Heizöl August 2012- August 2013.*

[Online] August 2013. www.statista.com.

Anhang

Tabelle 16 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlagen Deutschland

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	583.218,25 €	583.218,25 €
Förderung						
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	56.747,58 €	56.747,58 €	56.747,58 €	56.747,58 €	50.051,79 €	50.051,79 €
Reparatur und Wartungskosten	14.958,54 €	14.958,60 €	14.958,89 €	14.958,60 €	14.956,38 €	10.722,02 €
Personalkosten	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €
Betriebskosten	30.011,96 €	30.012,02 €	30.012,31 €	30.012,02 €	53.890,08 €	49.599,26 €
Substratkosten NaWaRo	26.274,00 €	30.000,00 €	34.380,00 €	29.412,00 €	8.167,50 €	8.167,50 €
Gesamtkosten pro Jahr	138.777,08 €	142.503,20 €	146.883,78 €	141.915,20 €	134.565,75 €	126.040,57 €
Kosten pro kWh_{el}	0,231 €	0,237 €	0,245 €	0,237 €	0,224 €	0,397 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	150.002,84 €	150.003,81 €	150.008,67 €	150.003,81 €	149.966,87 €	79.394,23 €
eigengenutzte Wärme	4.916,25 €	4.916,25 €	4.916,25 €	4.916,25 €		
Wärmeverkauf	2.630,82 €	2.630,84 €	2.630,92 €	2.630,84 €	2.630,19 €	1.392,45 €
Gesamterlöse pro Jahr	157.549,91 €	157.550,90 €	157.555,84 €	157.550,90 €	152.597,06 €	80.786,68 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,263 €	0,263 €	0,263 €	0,263 €	0,254 €	0,254 €
Gewinn	18.772,83 €	15.047,70 €	10.672,06 €	15.635,70 €	18.031,31 €	-45.253,90 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 17 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Deutschland

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €
Förderung						
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €
Reparatur und Wartungskosten	10.608,41 €	10.608,36 €	10.609,05 €	10.608,21 €	10.607,17 €	7.784,27 €
Personalkosten	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €
Betriebskosten	11.173,23 €	11.173,19 €	11.173,74 €	11.173,07 €	16.738,89 €	14.480,57 €
Substratkosten NaWaRo	22.450,00 €	24.886,00 €	28.224,00 €	24.516,00 €	4.290,00 €	4.290,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	92.169,19 €	94.605,10 €	97.944,35 €	94.234,84 €	76.573,62 €	71.492,39 €
Kosten pro kWh_{el}	0,230 €	0,237 €	0,245 €	0,236 €	0,191 €	0,338 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	99.998,48 €	99.997,65 €	100.009,17 €	99.995,19 €	99.977,91 €	52.929,48 €
eigengenutzte Wärme	4.916,25 €	4.916,25 €	4.916,25 €	4.916,25 €		
Wärmeverkauf	2.999,95 €	2.999,93 €	3.000,28 €	2.999,86 €	2.999,34 €	1.587,88 €
Gesamterlöse pro Jahr	107.914,68 €	107.913,83 €	107.925,69 €	107.911,29 €	102.977,25 €	54.517,37 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,270 €	0,270 €	0,270 €	0,270 €	0,258 €	0,258 €
Gewinn	15.745,49 €	13.308,73 €	9.981,35 €	13.676,46 €	26.403,63 €	-16.975,02 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 18 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW_{el} Anlagen Deutschland

	Szenario 1a	Szenario 1b	Szenario 2	Trockenfermenter
Investitionskosten	298.847,01 €	298.847,01 €	298.847,01 €	467.067,56 €
Förderung				
Zinssatz	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten				
Kapitalkosten	25.647,05 €	25.647,05 €	25.647,05 €	40.083,74 €
Reparatur und Wartungskosten	6.188,47 €	4.608,20 €	6.189,28 €	11.665,54 €
Personalkosten	4.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €	4.800,00 €
Betriebskosten	7.092,58 €	5.738,07 €	7.093,28 €	6.489,53 €
Substratkosten NaWaRo	0,00 €	0,00 €	0,00 €	9.104,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	43.428,10 €	40.493,32 €	43.429,61 €	72.142,81 €
Kosten pro kWh_{el}	0,181 €	0,319 €	0,181 €	0,169 €
Jährliche Erlöse				
Stromverkauf	59.965,56 €	31.746,47 €	59.980,02 €	106.978,10 €
eigengenutzte Wärme				0,00 €
Wärmeverkauf	2.195,98 €	1.162,58 €	2.196,51 €	
Gesamterlöse pro Jahr	62.161,54 €	32.909,05 €	62.176,53 €	106.978,10 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,259 €	0,259 €	0,259 €	0,250 €
Gewinn	18.733,44 €	-7.584,27 €	18.746,92 €	34.835,29 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Calcul des Certificats Verts

Initialisation des calculs
avant chaque simulation

Cliquez ici

* = champs obligatoires

case à remplir

résultat

Choix des combustibles

Biomasse issue des déchets industriels et municipaux (2)	% en PCI du comb. tot.	0	85,00%
Maïs (2)	% en PCI du comb. tot.	22	15,00%
Herbes (ensilage) (2)	% en PCI du comb. tot.	17	0,00%
Biomasse issue des déchets industriels et municipaux (2)	% en PCI du comb. tot.	0	0,00%
Coefficient d'émission de la filière		kg CO2/MWh _{primaire}	3
Pourcentage de source d'énergie renouvelable (SER)			100%

Spécificité de votre installation

Votre installation est-elle une cogénération?	oui	
Votre installation est-elle sur un site de gaz naturel? *	non	
Rendement électrique net (Alpha E) *	Fraction électrique (en %)	39,00%
Rendement thermique net (Alpha Q) *	Fraction thermique (en %)	20,14%
Rendement total		59,14%
Puissance totale de l'installation en kW électrique *		75

Calcul du taux d'économie de CO2

Taux

1,366

Calcul des Certificats Verts

Puissance totale de l'installation en kW électrique		75
Durée d'utilisation (*)	heures	8 000
Production électrique nette annuelle	MWh	600
Nombre de Certificats Verts par an		819,892
Prix d'1 Certificat Vert	65 €	Montant en € par an
		53 293€

(*) nombre d'heure théorique annuel où l'installation fonctionnerait au régime nominal pour assurer sa production d'électricité

Abbildung 20 Beispiel Calcul des Certificats Verts Belgien

Tabelle 19 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlage Belgien

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	583.218,25 €	583.218,25 €
Förderung	181.840,88 €	181.840,88 €	181.840,88 €	181.840,88 €	160.385,02 €	160.385,02 €
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	41.141,99 €	41.141,99 €	41.141,99 €	41.141,99 €	36.287,55 €	36.287,55 €
Reparatur und Wartungskosten	14.958,54 €	14.958,60 €	14.958,89 €	14.958,60 €	14.956,38 €	14.956,38 €
Personalkosten	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €
Betriebskosten	31.115,98 €	31.116,05 €	31.116,38 €	31.116,05 €	28.857,83 €	24.047,60 €
Substratkosten NaWaRo	26.274,00 €	30.000,00 €	34.380,00 €	30.528,00 €	10.890,00 €	10.890,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	124.275,52 €	128.001,64 €	132.382,26 €	128.529,64 €	98.491,76 €	93.681,53 €
Kosten pro kWh_{el}	0,207 €	0,213 €	0,221 €	0,214 €	0,164 €	0,295 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	73.621,39 €	73.501,87 €	73.624,26 €	72.130,84 €	74.323,58 €	39.347,78 €
eigengenutzte Wärme	4.922,00 €	4.922,00 €	4.922,00 €	4.922,00 €		
Wärmeverkauf	2.630,82 €	2.630,84 €	2.630,92 €	2.630,84 €	2.630,19 €	1.429,10 €
Gesamterlöse pro Jahr	81.174,21 €	81.054,70 €	81.177,18 €	79.683,68 €	76.953,77 €	39.347,78 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,135 €	0,135 €	0,135 €	0,133 €	0,128 €	0,124 €
Gewinn	-43.101,30 €	-46.946,94 €	-51.205,09 €	-48.845,97 €	-21.537,99 €	-54.333,75 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 20 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Anlage Belgien

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €
Förderung	129.577,34 €	129.577,34 €	129.577,34 €	129.577,34 €	129.577,34 €	129.577,34 €
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	29.317,23 €	29.317,23 €	29.317,23 €	29.317,23 €	29.317,23 €	29.317,23 €
Reparatur und Wartungskosten	10.608,41 €	10.608,36 €	10.609,05 €	10.608,21 €	10.607,17 €	7.784,27 €
Personalkosten	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €
Betriebskosten	13.189,20 €	13.189,14 €	13.189,93 €	13.188,97 €	11.890,45 €	8.683,63 €
Substratkosten NaWaRo	22.450,00 €	24.886,00 €	28.224,00 €	24.516,00 €	10.890,00 €	10.890,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	83.064,83 €	85.500,73 €	88.840,20 €	85.130,41 €	67.204,85 €	61.175,12 €
Kosten pro kWh_{el}	0,208 €	0,214 €	0,222 €	0,213 €	0,168 €	0,289 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	49.079,25 €	48.998,85 €	49.084,50 €	49.077,64 €	49.549,05 €	26.231,85 €
eigengenutzte Wärme	4.922,00 €	4.922,00 €	4.922,00 €	4.922,00 €		
Wärmeverkauf	2.999,95 €	2.999,93 €	3.000,28 €	2.999,86 €	2.999,34 €	1.587,88 €
Gesamterlöse pro Jahr	57.001,21 €	56.920,78 €	57.006,78 €	56.999,49 €	52.548,39 €	27.819,74 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,143 €	0,142 €	0,143 €	0,143 €	0,131 €	0,131 €
Gewinn	-26.063,63 €	-28.579,95 €	-31.833,43 €	-28.130,92 €	-14.656,46 €	-33.355,38 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 21 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW_{el} Anlagen Belgien

	Szenario 1a	Szenario 1b	Szenario 2	Trockenfermenter
Investitionskosten	298.847,01 €	298.847,01 €	298.847,01 €	467.067,56 €
Förderung	82.182,93 €	82.182,93 €	82.182,93 €	128.443,58 €
Zinssatz	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten				
Kapitalkosten	18.594,11 €	18.594,11 €	18.594,11 €	29.060,71 €
Reparatur und Wartungskosten	6.188,47 €	4.608,20 €	6.189,28 €	11.665,54 €
Personalkosten	4.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €	4.800,00 €
Betriebskosten	8.301,49 €	6.378,07 €	8.302,47 €	13.267,67 €
Substratkosten NaWaRo	0,00 €	0,00 €	0,00 €	9.104,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	37.584,07 €	34.080,39 €	37.585,87 €	67.897,91 €
Kosten pro kWh_{el}	0,157 €	0,268 €	0,157 €	0,159 €
Jährliche Erlöse				
Stromverkauf	29.718,93 €	15.733,55 €	29.726,10 €	52.462,06 €
eigengenutzte Wärme				4.922,00 €
Wärmeverkauf	2.195,98 €	1.162,58 €	2.196,51 €	
Gesamterlöse pro Jahr	31.914,91 €	16.896,13 €	31.922,61 €	57.384,06 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,133 €	0,133 €	0,133 €	0,134 €
Gewinn	-5.669,16 €	-17.184,26 €	-5.663,26 €	-10.513,85 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 22 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlage Luxemburg

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	583.218,25 €	583.218,25 €
Förderung						
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	56.747,58 €	56.747,58 €	56.747,58 €	56.747,58 €	50.051,79 €	50.051,79 €
Reparatur und Wartungskosten	14.958,54 €	14.958,60 €	14.958,89 €	14.958,60 €	14.956,38 €	14.956,38 €
Personalkosten	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €
Betriebskosten	28.907,94 €	28.907,99 €	28.908,25 €	28.907,99 €	26.650,32 €	21.464,64 €
Substratkosten NaWaRo	26.274,00 €	30.000,00 €	34.380,00 €	29.412,00 €	10.890,00 €	10.890,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	137.673,06 €	141.399,17 €	145.779,72 €	140.811,17 €	110.048,49 €	104.862,82 €
Kosten pro kWh_{el}	0,229 €	0,236 €	0,243 €	0,235 €	0,183 €	0,330 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	108.002,04 €	108.002,74 €	108.006,24 €	108.002,74 €	107.976,15 €	57.163,84 €
eigengenutzte Wärme	4.496,50 €	4.496,50 €	4.496,50 €	4.496,50 €		
Wärmeverkauf	2.630,82 €	2.630,84 €	2.630,92 €	2.630,84 €	2.630,19 €	1.429,10 €
Gesamterlöse pro Jahr	115.129,36 €	115.130,08 €	115.133,66 €	115.130,08 €	110.606,34 €	58.592,94 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,192 €	0,192 €	0,192 €	0,192 €	0,184 €	0,185 €
Gewinn	-22.543,70 €	-26.269,09 €	-30.646,06 €	-25.681,09 €	557,84 €	-46.269,88 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 23 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Anlage Luxemburg

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €
Förderung						
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €	40.437,55 €
Reparatur und Wartungskosten	10.608,41 €	10.608,36 €	10.609,05 €	10.608,21 €	10.607,17 €	7.784,27 €
Personalkosten	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €
Betriebskosten	10.419,87 €	10.419,83 €	10.420,44 €	10.419,69 €	10.418,77 €	9.318,78 €
Substratkosten NaWaRo	26.274,00 €	30.000,00 €	34.380,00 €	29.412,00 €	10.890,00 €	10.890,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	95.239,83 €	98.965,74 €	103.347,05 €	98.377,46 €	76.853,50 €	72.930,60 €
Kosten pro kWh_{el}	0,238 €	0,247 €	0,258 €	0,246 €	0,192 €	0,344 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	71.998,90 €	71.998,31 €	72.006,60 €	71.996,53 €	71.984,10 €	38.109,23 €
eigengenutzte Wärme	4.496,50 €	4.496,50 €	4.496,50 €	4.496,50 €		
Wärmeverkauf	2.999,95 €	2.999,93 €	3.000,28 €	2.999,86 €	2.999,34 €	1.587,88 €
Gesamterlöse pro Jahr	79.495,36 €	79.494,74 €	79.503,38 €	79.492,89 €	74.983,44 €	39.697,11 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,199 €	0,199 €	0,199 €	0,199 €	0,188 €	0,188 €
Gewinn	-15.744,48 €	-19.471,00 €	-23.843,67 €	-18.884,57 €	-1.870,07 €	-33.233,49 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 24 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW_{el} Anlage Luxemburg

	Szenario 1a	Szenario 1b	Szenario 2	Trockenfermenter
Investitionskosten	298.847,01 €	298.847,01 €	298.847,01 €	467.067,56 €
Förderung				
Zinssatz	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten				
Kapitalkosten	25.647,05 €	25.647,05 €	25.647,05 €	40.083,74 €
Reparatur und Wartungskosten	6.188,47 €	4.608,20 €	6.189,28 €	11.665,54 €
Personalkosten	4.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €	4.800,00 €
Betriebskosten	7.418,79 €	5.910,77 €	7.419,57 €	11.692,95 €
Substratkosten NaWaRo	0,00 €	0,00 €	0,00 €	9.104,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	43.754,32 €	40.666,02 €	43.755,90 €	77.346,22 €
Kosten pro kWh_{el}	0,182 €	0,320 €	0,182 €	0,181 €
Jährliche Erlöse				
Stromverkauf	43.175,20 €	22.857,46 €	43.185,61 €	77.024,23 €
eigengenutzte Wärme				4.496,50 €
Wärmeverkauf	2.195,98 €	1.162,58 €	2.196,51 €	
Gesamterlöse pro Jahr	45.371,18 €	24.020,04 €	45.382,12 €	81.520,73 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,189 €	0,189 €	0,189 €	0,191 €
Gewinn	1.616,87 €	-16.645,98 €	1.626,22 €	4.174,51 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 25 Wirtschaftlichkeit 75 kW_{el} Anlage Frankreich

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	661.239,57 €	583.218,25 €	583.218,25 €
Förderung	165.309,89 €	165.309,89 €	165.309,89 €	165.309,89 €	145.804,56 €	145.804,56 €
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	42.560,68 €	42.560,68 €	42.560,68 €	42.560,68 €	37.538,84 €	37.538,84 €
Reparatur und Wartungskosten	14.958,54 €	14.958,60 €	14.958,89 €	14.958,60 €	14.956,38 €	14.956,38 €
Personalkosten	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	10.785,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €
Betriebskosten	27.947,92 €	27.947,97 €	27.948,19 €	27.947,97 €	25.690,53 €	22.370,80 €
Substratkosten NaWaRo	26.274,00 €	30.000,00 €	34.380,00 €	29.412,00 €	10.890,00 €	10.890,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	122.526,15 €	126.252,25 €	130.632,77 €	125.664,25 €	96.575,76 €	93.256,02 €
Kosten pro kWh_{el}	0,204 €	0,210 €	0,218 €	0,209 €	0,161 €	0,294 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	83.607,33 €	83.832,73 €	82.981,61 €	83.481,07 €	82.234,42 €	46.395,48 €
eigengenutzte Wärme	5.290,00 €	5.290,00 €	5.290,00 €	5.290,00 €		
Wärmeverkauf	2.631,00 €	2.630,84 €	2.630,92 €	2.630,84 €	2.630,19 €	1.429,10 €
Gesamterlöse pro Jahr	91.528,33 €	91.753,56 €	90.902,54 €	91.401,91 €	84.864,61 €	47.824,57 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,153 €	0,153 €	0,151 €	0,152 €	0,141 €	0,151 €
Gewinn	-30.997,81 €	-34.498,69 €	-39.730,23 €	-34.262,34 €	-11.711,15 €	-45.431,45 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 26 Wirtschaftlichkeit 50 kW_{el} Anlagen Frankreich

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5a	Szenario 5b
Investitionskosten	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €	471.190,34 €
Förderung	117.797,58 €	117.797,58 €	117.797,58 €	117.797,58 €	117.797,58 €	117.797,58 €
Zinssatz	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten						
Kapitalkosten	30.328,17 €	30.328,17 €	30.328,17 €	30.328,17 €	30.328,17 €	30.328,17 €
Reparatur und Wartungskosten	10.608,41 €	10.608,36 €	10.609,05 €	10.608,21 €	10.607,17 €	7.784,27 €
Personalkosten	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €
Betriebskosten	11.077,23 €	11.077,19 €	11.077,73 €	11.077,08 €	9.778,91 €	7.565,75 €
Substratkosten NaWaRo	22.450,00 €	24.886,00 €	28.224,00 €	24.516,00 €	5.720,00 €	5.720,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	81.963,80 €	84.399,72 €	87.738,95 €	84.029,45 €	60.934,25 €	55.898,19 €
Kosten pro kWh_{el}	0,205 €	0,211 €	0,219 €	0,210 €	0,152 €	0,264 €
Jährliche Erlöse						
Stromverkauf	54.543,00 €	54.828,75 €	54.189,14 €	54.477,03 €	53.170,16 €	28.210,46 €
eigengenutzte Wärme	5.290,00 €	5.290,00 €	5.290,00 €	5.290,00 €		
Wärmeverkauf	2.999,95 €	2.999,93 €	3.000,28 €	2.999,86 €	2.999,34 €	1.587,88 €
Gesamterlöse pro Jahr	62.832,95 €	63.118,68 €	62.479,41 €	62.766,89 €	56.169,49 €	29.798,34 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,16 €	0,16 €	0,16 €	0,16 €	0,14 €	0,14 €
Gewinn	-19.130,85 €	-21.281,03 €	-25.259,54 €	-21.262,57 €	-4.764,76 €	-26.099,85 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Tabelle 27 Wirtschaftlichkeit 30 & 60 kW_{el} Anlage Frankreich

	Szenario 1a	Szenario 1b	Szenario 2	Trockenfermenter
Investitionskosten	298.847,01 €	298.847,01 €	298.847,01 €	467.067,56 €
Förderung	74.711,75 €	74.711,75 €	74.711,75 €	116.766,89 €
Zinssatz	4%	4%	4%	4%
Jährliche Kosten				
Kapitalkosten	19.235,29 €	19.235,29 €	19.235,29 €	30.062,80 €
Reparatur und Wartungskosten	6.188,47 €	4.608,20 €	6.189,28 €	11.665,54 €
Personalkosten	4.500,00 €	4.500,00 €	4.500,00 €	4.800,00 €
Betriebskosten	7.035,02 €	5.707,59 €	7.035,70 €	11.008,29 €
Substratkosten NaWaRo	0,00 €	0,00 €	0,00 €	9.104,00 €
Gesamtkosten pro Jahr	36.958,77 €	34.051,08 €	36.960,26 €	66.640,63 €
Kosten pro kWh_{el}	0,154 €	0,268 €	0,154 €	0,156 €
Jährliche Erlöse				
Stromverkauf	30.913,88 €	17.480,67 €	30.657,24 €	54.954,11 €
eigengenutzte Wärme				5.290,00 €
Wärmeverkauf	2.195,98 €	1.162,58 €	2.196,51 €	
Gesamterlöse pro Jahr	33.109,86 €	18.643,25 €	32.853,75 €	60.244,11 €
Erlöse pro kWh_{el}	0,138 €	0,147 €	0,137 €	0,141 €
Gewinn	-3.848,91 €	-15.407,83 €	-4.106,51 €	-6.396,52 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014