

„Wirtschaftliche Modellierung der Projekt - Pilotanlagen in der Großregion“

Teilbericht III

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, März 2015

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	9
2	Rechtliche Rahmenbedingungen in der Großregion	10
2.1	Belgien	10
2.2	Frankreich	11
2.3	Deutschland	13
2.3.1	Rechtliche Anforderungen für Biogas nach dem EEG 2004	14
2.3.2	Rechtliche Anforderungen für Biogas nach dem EEG 2009	14
2.3.3	Rechtliche Anforderungen für Biogas nach dem EEG 2012	16
2.3.4	Ausblick rechtliche Anforderungen für Biogas nach dem EEG 2014	18
2.3.5	Exkurs: Einsatz von Bioabfällen in NaWaRo- Anlagen	19
2.4	Luxemburg	20
3	Vorgehensweise.....	22
3.1	Jährliche Kosten	22
3.2	Jährliche Erlöse	24
4	Modellierung der Pilotanlagen	25
4.1	Pilotanlage 1 (Standort Deutschland)	25
4.1.1	Allgemeine Beschreibung	25
4.1.2	Wirtschaftliche Situation in Deutschland	26
4.1.3	Vergleich Großregion	28
4.1.4	Zwischenfazit	29
4.2	Pilotanlage 2 (Standort Wallonie)	30
4.2.1	Allgemeine Beschreibung	30
4.2.2	Wirtschaftliche Situation in Wallonien	32
4.2.3	Vergleich Großregion	33
4.2.4	Zwischenfazit	35
4.3	Pilotanlage 3 (Standort Frankreich)	35
4.3.1	Allgemeine Beschreibung	35
4.3.2	Wirtschaftliche Situation in Frankreich	37
4.3.3	Vergleich Großregion	39
4.3.4	Zwischenfazit	40
4.4	Pilotanlage 4 (Standort Luxemburg)	41

4.4.1	Allgemeine Beschreibung	41
4.4.2	Wirtschaftliche Situation in Luxemburg	42
4.4.3	Vergleich Großregion	44
4.4.4	Zwischenfazit	45
4.5	Pilotanlage 5 (Standort Luxemburg)	46
4.5.1	Allgemeine Beschreibung	46
4.5.2	Wirtschaftliche Situation in Luxemburg	47
4.5.3	Vergleich Großregion	48
4.5.4	Zwischenfazit	49
5	Schlussfolgerung	50

Formelverzeichnis

Formel 1 Berechnung der Anzahl der Zertifikate	10
Formel 2 Berechnung des Faktors τ	10
Formel 3 Menge der eingesparten Emissionen (Beispiel Wallonien).....	10
Formel 4 Energieeffizienz Frankreich	12

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 1	26
Abbildung 2 Kostenverteilung Pilotanlage 1 in Deutschland.....	27
Abbildung 3 Vergleich EEG 2004 und EEG 2012.....	27
Abbildung 4 Kostensituation in der Großregion	28
Abbildung 5 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 1 in der Großregion	29
Abbildung 6 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 2	31
Abbildung 7 Kostenverteilung Pilotanlage 2 in der Wallonie.....	32
Abbildung 8 Erlössituation Pilotanlage 2 in der Wallonie.....	33
Abbildung 9 Kostensituation in der Großregion	34
Abbildung 10 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 2 in der Großregion	34
Abbildung 11 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 3	37
Abbildung 12 Kostenverteilung Pilotanlage 3 in Frankreich.....	38
Abbildung 13 Erlössituation Pilotanlage 3 in Frankreich.....	38
Abbildung 14 Kostensituation in der Großregion	39
Abbildung 15 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 3 in der Großregion	40
Abbildung 16 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 4	42
Abbildung 17 Kostenverteilung Pilotanlage 4 in Luxemburg.....	43
Abbildung 18 Erlössituation Pilotanlage 4 in Luxemburg.....	43
Abbildung 19 Kostensituation in der Großregion	44
Abbildung 20 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 4 in der Großregion	45
Abbildung 21 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 5	46
Abbildung 22 Kostenverteilung Pilotanlage 5 in Luxemburg.....	47
Abbildung 23 Erlössituation Pilotanlage 5 in Luxemburg.....	48
Abbildung 24 Kostensituation in der Großregion	48

Abbildung 25 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 5 in der Großregion	49
Abbildung 26 Beispiel Calcul des Certificats Verts Belgien	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Grundvergütungsstruktur Biogasstromeinspeisung in Frankreich.....	11
Tabelle 2 Güllebonus in Frankreich	12
Tabelle 3 Vergütung nach EEG 2004	14
Tabelle 4 Vergütung nach EEG 2009	16
Tabelle 5 Vergütung nach EEG 2012	17
Tabelle 6 Vergütung nach EEG 2014	19
Tabelle 7 Einspeisevergütung Luxemburg.....	20
Tabelle 8 Strompreise der Großregion 2012/ 2013	23
Tabelle 9 Beschreibung Pilotanlage 1 Deutschland	25
Tabelle 10 Beschreibung Pilotanlage 2 Wallonie.....	31
Tabelle 11 Beschreibung Pilotanlage 3 Frankreich	36
Tabelle 12 Beschreibung Pilotanlage 4 Luxemburg	41

1 Einleitung

Das Interreg- Projekt Ecobiogaz, in der Nachfolge des Projektes Optibiogaz, hat das Ziel, die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für bestehende Biogasanlagen sowie neue Biogasprojekte in der Großregion (Saarland, Department LaLorraine, Luxemburg, Wallonie, Landkreis Trier-Saarburg, Eifelkreis Bitburg-Prüm) zu erfassen und Vorschläge für deren Optimierung zu erarbeiten. Hierfür werden die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen und deren Wechselwirkungen in den verschiedenen Regionen vergleichend analysiert. In diesem Zusammenhang werden auch die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Leistungsklassen untersucht und die verschiedenen beeinflussenden Faktoren ermittelt.

Gegenstand dieser Betrachtung sind im Projekt integrierte Biogasanlagen. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Gesetzeslage werden diese für die Partnerregionen (Wallonie, Luxemburg, Frankreich und Deutschland) modelliert.

Untersucht werden die Leistungsklassen 250 kW (Deutschland), 280 kW (Frankreich), 600 kW (Luxemburg), 800 kW (Belgien) und eine Biogasanlage mit gekoppelter Gaseinspeisung von 550 m³ Biogas (Luxemburg).

In der nachfolgenden rechtlichen und wirtschaftlichen Betrachtung werden die Anlagen auf Basis der individuellen Anlagendaten, die mit aktuellen Literaturdaten verifiziert wurden, analysiert. Änderungen an den getroffenen Annahmen haben einen direkten Einfluss auf die Ökonomie der Anlage. Daher dient die folgende Betrachtung als eine Richtschnur, die im konkreten Fall an den Anlagenstandort mit den vorhandenen Gegebenheiten, das gewählte Betreibermodell und die realisierbare Wärmenutzung angepasst werden muss.

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 (vgl. Anhang Abbildung 26).

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/Projcet_Documents/RES2020/BELGIUM_RES_Policy_Review__09_Final.pdf

3 Z.B. durch Zündöleinsatz / Maisanbau

Eine Vergütung für Biomethaneinspeisung gibt es aufgrund mangelnder Infrastruktur und nicht existierender Biomethananlagen noch nicht.

In Belgien wird derzeit ein Investitionszuschuss von 27,5 % der Gesamtinvestitionssumme gewährt. Diese 27,5 % wurden in den folgenden Kalkulationen für Belgien berücksichtigt.

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-Indizien ‚Produktpreis‘ und ‚Lohn aus dem Maschinenbau‘ errechnet werden.² Eine weitere jährliche Anpassung der Gesamtvergütung erfolgt zudem inflationsgekoppelt (gleiche Indizien).

Die garantierte Grundvergütung für Biomasseanlagen ist leistungsklassenbezogen unterteilt (siehe Tabelle 1). Es gibt fünf Kategorien und die Vergütungsspanne liegt zwischen 11,19 ct/kWh_{el} bis 13,37 ct/kWh_{el} vergütet. Zwischen den einzelnen Vergütungsstufen wird die Vergütungshöhe interpoliert. Die einsetzbare Biomasse ist definiert als Produkte und Abfälle die in der Landwirtschaft, Forstwirtschaft oder in der angehängten weiterverarbeitenden Industrie entstehen. Eine Ausnahme bilden sogenannte Abfallanlagen mit dem Einsatz nicht gefährlicher Abfälle, die eine eigene Vergütung erhalten.

Tabelle 1 Grundvergütungsstruktur Biogasstromspeisung in Frankreich³

Anlagenleistung kW _{el}	Grundvergütung ct/kWh _{el}	Grundvergütung ct/kWh _{el} 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

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/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/>

Ein zusätzlicher Bonus in Höhe von 0- 4 ct/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 ct/kWh und ≥ 70 % mit 4 ct/kWh. Zwischen diesen beiden Werten wird die Vergütungshöhe interpoliert.

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

Formel 4 Energieeffizienz Frankreich

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

Der Wärmeeigenbedarf wird nicht angerechnet (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 ct/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 ct/kWh bei einem Gülleeinsatz von ≤ 20 % 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.

In Frankreich gibt es des Weiteren eine Vergütung¹ für Biomethan. Diese ist eingangsstoffabhängig und wird für einen Zeitraum von 15 Jahren gewährt. Die Vergütung ist abhängig von der Anlagenleistung, kleinere Anlagen erhalten eine höhere Vergütung. Die Grundvergütung beläuft sich auf 6,4 bis 9,5 ct/kWh.

Je nach Biomasseherkunftsbereich (Biogas) wird der Grundtarif nochmals erhöht. Die Vergütung erfolgt abhängig von den Gewichtsanteilen. Es gibt einen Bonus von 0,5 ct/kWh für Bioabfälle, wie Haushaltsbioabfälle, kommunale Bioabfälle (außer

¹ <http://www.biogaz-europe.com/Default.aspx?aid=355#le0>

Klärschlamm) und Kantinenabfälle (lineare Interpolarisierung), sowie eine Boni-Zahlung von 2- 3 ct/kWh für Zwischenfrüchte aus der Landwirtschaft und aus land- und forstwirtschaftlichen Abfälle inklusive Lebensmittelproduktionsabfälle (lineare Interpolarisierung). Analog zur deutschen Netzzugangssituation hat der Betreiber des Gasnetzes das Eigentum am Netzanschluss. In Zusammenarbeit mit dem Gaseinspeiser ist der Netzbetreiber für die Planung des Netzanschlusses verantwortlich. Die Verantwortung für den Betrieb des Netzanschlusses liegt beim Netzbetreiber. Die Betriebskosten des Gasverteilnetzes sowie die Netzanschlusskosten sind entfernungsabhängig dem Gasnetzbetreiber voll bzw. dem Gaseinspeiser anteilig anzulasten. Eine französische Besonderheit ist, dass die neuen Anlagen sowohl Gas als auch Strom einspeisen dürfen und sich nicht wie in Deutschland für einen Verwertungsweg entscheiden müssen.¹ Für Biogasanlagen die eine Kombination aus KWK und Einspeisung betreiben, gibt es die Einspeisevergütung „double valorisation“ welche Ende Februar 2013 in Kraft getreten ist.

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

2.3 Deutschland

Innerhalb der letzten zehn Jahre traten vier EEG- Novellierungen in Kraft. Zwischen den einzelnen EEG´s gibt es wesentliche Unterscheidungen. Die eingeführten 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 wurden diese 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. Im nachfolgenden Abschnitt werden das EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012 und das EEG 2014 näher beschrieben. Hinsichtlich der Gewährung eines Investitionszuschusses gab es individuelle Regelungen in Deutschland, dies war abhängig von der Anlagenleistung, Standort (Bundesland) sowie dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Derzeit wird in Deutschland kein Investitionszuschuss geleistet. Aufgrund dessen wird er in der Modellierung der anderen Biogasanlagen nicht berücksichtigt.

¹http://www.avocat.de/app/frankreichrecht/_media/df56a25593310b2d5dad9962f0a6aa1f.biogas-a-la-francaise.pdf

2.3.1 Rechtliche Anforderungen für Biogas nach dem EEG 2004

Das EEG 2004 ist am 1. August 2004 in Kraft getreten. In Abhängigkeit von der elektrischen Leistung legt das Gesetz unterschiedliche Mindestvergütungen für den eingespeisten Strom fest (siehe Tabelle 3). Zusätzlich gibt es Bonuszahlungen für den ausschließlichen Einsatz von NaWaRo und Gülle, Wärmenutzung und den Einsatz innovativer Technik.

Biogasanlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 20 Megawatt erhalten für den Strom eine Vergütung zwischen 11,5 Cent pro Kilowattstunde für die ersten 150 Kilowatt elektrische Leistung, bis zu 8,4 Cent pro Kilowattstunde für eine 5,0 Megawatt übersteigende Leistung. Zusätzlich wird ein NaWaRo- Bonus in Höhe von 6 bzw. 4 Cent pro Kilowattstunde gezahlt wenn der Strom ausschließlich aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen bzw. Exkrementen von Nutztieren oder Schlempe erzeugt wird. Des Weiteren ist ein Kraft-Wärme-Kopplungs- Bonus vorgesehen. Dieser ist für alle Wärmenutzungsarten zulässig, solange eine zeitweise Wärmenutzung sowie die im KWKG genannten Voraussetzungen eingehalten werden. Anlagen zur Biomethaneinspeisung erhalten über den Technologie- Bonus eine zusätzliche Vergütungsmöglichkeit, welche unabhängig zur Kapazität der Aufbereitungsanlage gezahlt wird.

Tabelle 3 Vergütung nach EEG 2004

Vergütungsstruktur im EEG 2004				
Anlagenleistung	≤ 150 kWel	≤ 500 kWel	≤ 5.000 kWel	≤ 20.000 kWel
Grundvergütung	0,115 €	0,099 €	0,089 €	0,084 €
NaWaRo- Bonus	0,06 €		0,04 €	-
KWK- Bonus	0,02 €			
Technologie- Bonus (innovative Anlagentechnik, Gaseinspeisung)	0,04 €			0,02 €
1,5 % Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen, Vergütung 20 Jahre ohne Umsatzsteuer				

2.3.2 Rechtliche Anforderungen für Biogas nach dem EEG 2009

Mit einer Erstinbetriebnahme im Jahr 2009 fallen Biogasanlagen unter das EEG 2009 und erhalten eine leistungsbezogene Grundvergütung, welche einer einprozentigen jährlichen Degression unterliegt. Zusätzlich zur Grundvergütung werden für Strom aus Biomasse mehrere Boni gewährt. Der NaWaRo- Bonus von 7 ct/kWh_{el} wird entrichtet bei einem Einsatz nachwachsender Rohstoffe, welche anhand eines Einsatzstoff- Tagebuchs nachgewiesen werden müssen. Der

Güllebonus in Höhe von 4 ct/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 ct/kWh_{el} gezahlt. Der Landschaftspflegebonus in Höhe von 3 ct/kWh_{el} ist an die Forderung eines Einsatzes von mindestens 50 Masseprozent an Materialien die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, gekoppelt.

Zusätzlich gibt es Boni für die Gasaufbereitung und Einspeisung auf Erdgasqualität und - unter bestimmten Parametern - für die Verwendung einer innovativen Anlagentechnik. Diese Sondervergütung für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist durch den Technologiebonus vorgesehen. Der Technologiebonus beträgt 2 Cent pro kWh für innovative Anlagen und wird unter Einhaltung bestimmter Innovationsvoraussetzungen gezahlt. Alternativ zur Innovationsvergütung kann auch der Technologiebonus für das Einspeisen in das Erdgasnetz erfolgen bei 350 bis 700 m³/h Biogas mit 2 Cent und bei 700 m³/h mit 1 Cent. Der Gaseinspeiser hat einen Anspruch auf 0,7 ct/kWh eingespeisten Biomethan als „vermiedenes Netznutzungsentgelt“.

Für nach BImSchG genehmigungsbedürftige Biogasanlagen mit behördlich nachgewiesener Einhaltung von Formaldehydgrenzwerten gemäß dem Emissionsminimierungsgebot der TA- Luft können zusätzlich nochmal 1 ct/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 4 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 €	-
<p>1 % Degression für neue Anlagen, Vergütung 20 Jahre ohne Umsatzsteuer * jeweils nur für 30 % der anfallenden Wärmemenge ** Anteil von Gülle mindestens 30 Masse % *** Technologie- Bonus für Gasaufbereitung in Abhängigkeit der Kapazität der Aufbereitungsanlage</p>				

2.3.3 Rechtliche Anforderungen für Biogas nach dem EEG 2012

Mit der vorletzten Novellierung des EEGs zum in Kraft treten am 1. Januar 2012 wurde ein Vergütungssystem mit drei leistungsbezogenen Anlagenkategorien geschaffen. Die Vergütung wird hierbei in Grundvergütung, Vergütung für den Einsatz von Substraten gemäß Einsatzstoffklasse I und Einsatzstoffklasse II unterteilt. Die Höhe der einzelnen Vergütungssätze der Grundvergütung ist in Tabelle 2 aufgeführt, diese unterliegen einer Degression von zwei Prozent¹. Davon unberührt bleiben die Einsatzstoffvergütungsklassen I und II. In diesen Klassen wurden die ehemaligen Boni eingefasst. In Einsatzstoffvergütungsklasse I finden sich hauptsächlich Energiepflanzen, welche bis zu einer Bemessungsleistung von 500 kW elektrischer Leistung mit 6 ct/kWh vergütet werden. Bis 750 kW_{el} werden 5 Cent bzw. bis 5 MW_{el} 4 Cent pro erzeugte Kilowattstunde elektrischer Energie ausbezahlt. Eine Einschränkung bildet die sogenannte Maisdeckelung; die Anteile an Maissilage, Corn-Cob-Mix, Lieschkolbenschrot und Körnermais sowie Getreidekorn werden auf 60 Masseprozent beschränkt um einen Anspruch auf die EEG Vergütung zu erhalten. Der Einsatzstoffklasse II gehören neben Gülle und Festmist auch pflanzliche Stoffe an. Vor allem sollen hier bestimmte ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe mit geringen

¹ (Clearingstelle EEG, 2012)

Nutzungskonkurrenzen wie z.B. Landschaftspflegematerial, Leguminosen, Stroh und Klee gras gefördert werden. Für den erzeugten Strom aus diesen Stoffen werden 8 ct/kWh_{el} gezahlt. Ab einer elektrischen Nennleistung von 500 kW bis 5 MW wird für tierische Reststoffe eine gesonderte Vergütung von 6 Cent pro erzeugte Kilowattstunde gewährleistet. Einsatzstoffe, die keiner der Einsatzstoffklassen angehören fallen in die sogenannte Orientierungsklasse EK 0. Diese Einsatzstoffe erhalten keine gesonderte Vergütung. Hierunter zählen diverse Rest und Abfallstoffe unter anderem auch aus der Lebensmittelproduktion wie z.B. Obsttrester, Getreideausputz oder Speisereste.

Eine Besonderheit ist die Koppelung der EEG- Vergütung an die Bedingung entweder eine 60 % des Stroms in Kraft-Wärme- Kopplung zu erzeugen, wobei 25 % der erzeugten Wärme für die Fermenterbeheizung angerechnet werden dürfen, oder alternativ im Jahresdurchschnitt 60 Masseprozent Gülle einzusetzen. Dem Anlagenbetreiber steht es frei an der Direktvermarktung teilzunehmen.

Eine weitere Besonderheit ist die Schaffung einer eigenen Vergütungsklasse für Bioabfallvergärungsanlagen. Der Erhalt einer erhöhten Bioabfallvergütung ist nur möglich für organische Abfälle, welche unter die Abfallschlüssel 200201, 200301 und 200302 der Bioabfallverordnung fallen. Im Jahresdurchschnitt müssen diese Abfälle 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.

Der bisherige Technologiebonus für die Gasaufbereitung wurde im EEG 2012 zur Extravergütung für Gasaufbereitung weiter entwickelt und mit 3 ct/kWh vergütet - für Anlagen bis zu einer Einspeiseleistung bis maximal 1400 Nm³/h.

Tabelle 5 Vergütung nach EEG 2012

Vergütungsstruktur im EEG 2012						
Anlagenleistung	Grundvergütung	EK 1	EK 2	Gas- Aufbereitung	Gülle Kleinanlage	Bioabfall- vergärung
	€/ kWh _{el}	€/ kWh _{el}	€/ kWh _{el}	ct pro Nm ³ /h	€	€
≤ 75 kW _{el}	0,143	0,06	0,080	≤ 700 Nm ³ /h → 3 ct	0,25	0,16
≤ 150 kW _{el}						
≤ 500 kW _{el}	0,123	0,05	0,08 bzw. 0,06	≤ 1.000 Nm ³ /h → 2 ct		0,14
≤ 750 kW _{el}	0,110					
≤ 5.000 kW _{el}	0,110	0,04		≤ 1.400 Nm ³ /h → 1 ct		
≤ 20.000 kW _{el}	0,060					

2.3.4 Ausblick rechtliche Anforderungen für Biogas 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 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}. Entsprechend dem hoch entwickelten Fördersystem für Biomasse ist ab dem Jahr 2015 eine stark reduzierte Vergütung mit einer durchschnittlichen Einspeisevergütung für Biomasse von 12 ct/kWh_{el} festgesetzt. 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.

¹(Salje, 2015 S. 562 - 564)

Mit der Novellierung des EEG wurde die Biomethanvergütung gestrichen. Es ist lediglich das Ziel geblieben die Biomethaneinspeisung zu ermöglichen.

In Tabelle 6 sind die vorgesehenen Vergütungsstufen kurz zusammengefasst.

Tabelle 6 Vergütung nach EEG 2014¹

Vergütungsstruktur im EEG 2014			
Anlagenleistung	Grundvergütung	Gülle Kleinanlage	Bioabfallvergärung
kWel	€/kWh	€/kWh	€/kWh
≤ 75 kWel	0,1366 €	0,2373 €	0,1526 €
≤ 150 kWel			
≤ 500 kWel	0,1178 €		
≤ 5.000 kWel	0,1055 €		0,1338 €
≤ 20.000 kWel	0,0585 €		

2.3.5 Exkurs: Einsatz von Bioabfällen in NaWaRo- Anlagen

In Deutschland gibt es für den Einsatz von Resten aus der Lebensmittelindustrie eine Besonderheit. Werden diese Nebenprodukte nicht speziell für die Energieerzeugung angebaut und der entsprechen einem „Entledigungsgedanken“, sind für die Anlage spezielle genehmigungsrechtliche Anforderungen zu erfüllen. Laut EEG 2012 erhält die Anlage für Einsatzstoffe, eingestuft nach EK 0 in der BiomasseVO, die Grundvergütung. Des Weiteren besteht für den erzeugten Strom kein Anspruch auf die Bioabfallvergütung, Rückstände aus der Lebensmittelindustrie sind hier explizit ausgeschlossen. Die weiteren Anforderungen sind teilweise Einsatzstoff spezifisch oder für die ganze Biogasanlage verpflichtend. Folgende abfallrechtlichen Vorschriften müssen eingehalten werden:

- Genehmigungspflicht nach 4.BlmSchV für nicht gefährliche Abfälle (10 - 50 to Substrateinsatz pro Tag →vereinfachtes Verfahren; > 50 to pro Tag Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG
- Anlagensicherung
- Nachweispflicht
- Hygienisierung entweder durch eine vorherige Pasteurisierung der „Abfälle“ oder durch eine thermophile Vergärung zusammen mit den anderen Substraten
- Gärrestausbringung (Düngerecht, BioAbfV)

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

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.¹ Die Vergütungshöhe für Biogasanlagen ist nach der Anlagengröße ausgerichtet und verläuft bei steigenden Leistungen degressiv. Insgesamt gibt es vier Vergütungsklassen, welche in Tabelle 7 beschrieben werden. Die Vergütungsspanne liegt zwischen 15 ct/kWh_{el} für Anlagen unterhalb einer Leistung von 150 kW_{el} bis hin zu 12 ct/kWh_{el} für Biogasanlagen mit einer maximalen Leistung von 2500 kW_{el}. Eine Differenzierung bzgl. der eingesetzten Biomasseart ist nicht vorgesehen. Prämiiert wird jedoch die Nutzung der anfallenden Wärme (Effizienzkriterium).²

Tabelle 7 Einspeisevergütung Luxemburg

Leistung	Vergütung
≤ 150 kW _{el}	15 ct/kWh _{el}
> 150 - 300 kW _{el}	14 ct/kWh _{el}
> 300 kW _{el} - 500 kW _{el}	13 ct/kWh _{el}
> 500 kW _{el} – 2.500 kW _{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}

Ein Gesetz zur Einspeisevergütung wurde am 23. Dezember 2012 in Kraft gesetzt, dass die Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz und dessen Verstromung bis zu einem Deckel von 10 Millionen Kubikmeter pro Jahr vergütet. Die Vergütung unterliegt einer jährlichen Degression. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 Biomethan in das Erdgasnetz einspeisten werden mit 6,5 Cent/kWh bezogen auf den oberen Heizwert des Bioerdgases vergütet. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2014 einspeisen erhalten noch 6,25 ct/kWh. Der Vergütungszeitraum ist auf 15 Jahre festgelegt. Der Vergütungsanspruch erfordert das Einhalten bestimmter Voraussetzungen, wie die Eintragung in ein Register, der Nachweis bei der Regulierungsbehörde, dass die

1 Quelle : <http://res-legal.eu>

2http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Projcet_Documents/RES2020/LUXEMBOURG_RES_Policy_Review_09_Final.pdf;

Methanemissionen der Biomethanproduktion unter 0,5 kWh pro Kubikmeter liegen sowie die regelmäßige Meldung der Anlagendaten an die Regulierungsbehörde.

Der Investitionszuschuss ist in Luxemburg eingestellt worden und bleibt aufgrund dessen unberücksichtigt.

3 Vorgehensweise

Innerhalb des Projektes Ecobiogaz sind fünf Biogasanlagen aus den verschiedenen Partnerregionen integriert. Die betrachteten Biogasanlagen haben eine installierte Leistung zwischen 250 bis 800 kW sowie einer Biomethanaufbereitungsanlage mit 550 m³ eingespeistes Gas. Mittels standardisierter Fragebögen wurden die Investitions- und laufende Kosten sowie die jeweiligen Erträge für Strom, Wärme und Gärrest aufgenommen. Ursprünglich war eine Datenabfrage für die Jahre 2010, 2011 und 2012 geplant, aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit beziehen sich die Berechnungen auf das Jahr 2012. Teilweise nicht zur Verfügung stehende Daten bezüglich der Kostenstruktur der Anlagen wurden mit Standardwerten aus der deutschen Literatur angesetzt. Für jede Biogasanlage wurde anhand dieser Daten eine Wirtschaftlichkeitsberechnung erstellt und anschließend nach aktueller Gesetzgebung¹ in die verschiedenen Länder der Großregion übertragen.

3.1 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 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.

Instandhaltungskosten

Die Annahme der Instandhaltungskosten erfolgt durch anlagenspezifische Angaben. Sofern dies nicht möglich war, wurden die Kosten 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.²

¹ Annahme Inbetriebnahme Jahr 2012

² (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 281)

Inputssubstrate

Für den Preis von Gülle existieren keine offiziellen Marktnotierungen. Sofern die Anlage innerhalb eines landwirtschaftlichen Betriebs integriert ist werden die eigenen Güllmengen mit einem Preis von 0 € kalkuliert, da der Nährstoffgehalt von Gülleinput und Gärrestoutput identisch ist und die Ausbringkosten des entsprechenden Güllevolumens ohnehin anfallen und somit wirtschaftlich der Tierhaltung zugeordnet werden. Zwei der fünf projektinternen Anlagen sind als Gemeinschaftsanlagen mit einer Kooperation mehrerer Landwirte konzipiert. In diesem Fall findet ein 100 prozentiger Gülle- und Gärresttransport statt. Je nach Regelung der Anlagen werden hier die jeweiligen Substrat bzw. Transportkosten angenommen.

Die Berechnung der anteiligen Substratkosten nachwachsender Rohstoffe erfolgt durch die angegebenen Substratpreise bzw. mittels einer Kalkulation mit den literarischen Durchschnittswerten¹. Die genauen Methanerträge und Preise der eingesetzten Substrate sind in den jeweiligen Anlagenkalkulationen detailliert dargestellt.

Personalkosten

Der benötigte Arbeitsaufwand variiert je nach Anlagengröße und Baujahr. Die angenommenen Personalkosten basieren auf Aussagen der Anlagenbetreiber und liegen in einer Spannbreite von 11 bis 30 Euro pro Stunde.

Betriebskosten

Die Betriebskosten - unterteilt in Versicherungskosten, Prozessstrombedarf, Biodieselvebrauch (Zündstrahler), Kosten der Substratbeschickung (ohne Personal), Ausbringungskosten Gärrest und Laboranalysen - wurden anlagenspezifisch je nach Angaben der Betreiber kalkuliert bzw. bei nicht Vorliegen der Daten mit entsprechenden Literaturwerten ersetzt.

Tabelle 8 zeigt die Unterschiede bezüglich der verschiedenen Strompreise die in den einzelnen Ländern der Großregion 2012 gezahlt wurden.

Tabelle 8 Strompreise der Großregion 2012/ 2013

Strompreise 2012/2013	
Deutschland ²	0,19 €/kWh
Belgien ³	0,213 €/kWh
Frankreich ³	0,147 €/kWh
Luxemburg ⁴	0,167 €/kWh

¹ (Fachverband Biogas e.V., 2014)

² (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 281)

³ (Projekt Ecobiogaz, 2014)

⁴ (Eurostat, 2013)

Im Wesentlichen blieben die *Ausbringungskosten* für den Gärrest unberücksichtigt (außer wenn die Kosten der Gülleausbringung nicht der Tierhaltung zugeteilt werden können). Die verbleibenden Kosten für die Ausbringung des Gärrestes aus den NaWaRo- Substraten kann mit dem zusätzlichen Düngewert ausgeglichen werden.

Sonstige Kosten

Unter dem Punkt *Sonstige Kosten* werden alle anderen im laufenden Betrieb anfallenden Kostenpunkte, wie zum Beispiel Beratung und Buchführung, aufgeführt.

3.2 Jährliche Erlöse

Strom

Innerhalb der folgenden Kapitel werden die Stromerzeugungskosten mit den jeweiligen Vergütungen der einzelnen Länder auf Basis der in Kapitel 2 bereits beschriebenen Werte verglichen. Als Inbetriebnahme ist das Jahr 2012 angenommen.

Wärme

Die Wärmenutzung setzt sich zusammen aus der Wärmeabgabe bzw. dem Wärmeverkauf, der eigengenutzten Wärme und der für die Fermenterbeheizung anfallenden Wärme. Die eigengenutzte Wärmemenge wird anlagenspezifisch angesetzt. Für eine wirtschaftliche Kalkulation des Eigenwärmebedarfs werden zwei Ansätze verfolgt. Existieren konkrete Informationen zu dem tatsächlichen Erlös aus der Eigennutzung der Wärme, so werden diese Daten übernommen und auf die Großregion übertragen. Ansonsten wird die eingesetzte Wärmemenge als Substitution zu Heizöl mit einem Brennwert von 10 kWh/l gleichgesetzt und mit dem jeweiligen Jahresdurchschnittswert des Heizölpreises 2012/2013 im Partnerland verrechnet.

Die zusätzlichen Wärmeverkäufe bzw. Wärmenutzungsmöglichkeiten (Gärresttrocknung, Holztrocknung, Heutrocknung, Nahwärmenetz, etc.) werden mit dem tatsächlichen Wärmeverkaufspreis gleichbleibend in der Großregion kalkuliert.

4 Modellierung der Pilotanlagen

4.1 Pilotanlage 1 (Standort Deutschland)

4.1.1 Allgemeine Beschreibung

Die Biogasanlage wurde 2001 mit einer Anlagenleistung von 55 kW_{el} in Betrieb genommen. Seit 2006 erfolgt die Verwertung des erzeugten Gases in einem 250 kW_{el} Zündstrahl- BHKW (siehe Tabelle 9). Es handelt sich hierbei um eine NaWaRo-Anlage. Die Anlage galt aufgrund der hohen Neuinvestitionen bei der Erweiterung im Jahr 2006 als Neuanlage und erhält die Vergütungssätze gemäß EEG 2004. Für einen besseren Vergleich und durch die Verwendung aktueller Literaturdaten sind die folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen allerdings auf eine Inbetriebnahme im Jahr 2012 berechnet. Aufgrund dessen dass die Anlage bereits im Jahr 2006 in Betrieb genommen wurde, zeigt die Grafik für Deutschland auch einen Vergleich der verschiedenen Vergütungssysteme zwischen dem Jahr 2006 (EEG 2004) und 2012 (EEG 2012). Eine weitere wirtschaftliche Einschränkung ist die geringe Auslastung mit nur 5500 Vollaststunden im Jahr 2012. Begründet liegt dies in erheblichen Wartungs- und Reparaturmaßnahmen, die einen Stillstand der Anlage erforderten.

Die Biogasanlage ist angegliedert an einen landwirtschaftlichen Aussiedlerhof, sodass die erzeugte Wärme zur Beheizung der eigenen Wohngebäude sowie für die Holz Trocknung verwendet wird. Für die Holz Trocknung werden jährlich 600.000 kWh_{th} benötigt. Diese werden mit einem Wärmepreis von 5 ct/kWh_{th} abgerechnet.

Tabelle 9 Beschreibung Pilotanlage 1 Deutschland

Technische Daten	
Leistung	250 kW _{el}
Fermenter	460 m ³
Nachgärer	900 m ³
Endlager	1.900 m ³
BHKW	Zündstrahler
Elektrischer Wirkungsgrad	35%
Thermischer Wirkungsgrad	40%
Vollaststunden 2012	5.500 h
Auslastungsgrad 2012	62,6%

Die wirtschaftlichen Berechnungen beziehen sich auf das Jahr 2012 mit den in Abbildung 1 dargestellten eingesetzten Rohstoffen. Die verwendeten Substrate setzen sich zusammen aus ca. 40 % Wirtschaftsdüngern, wovon 34 % Rindergülle plus

Festmist aus der eigenen Tierproduktion sind. Die restlichen 60 % der Substratmenge bestehen aus dem Zukauf nachwachsender Rohstoffe wie GPS, Mais, Getreidekorn und Grassilage. Insgesamt ist Mais der Hauptbestandteil der Fütterung mit knapp 47 % der eingesetzten Frischmasse. Im Vergleich zum Massenanteil mit 40 % Wirtschaftsdüngern und 60 % NaWaRo werden 86 % des erzeugten Biogas aus den nachwachsenden Substraten erwirtschaftet, mit Mais als dem energetischen Hauptträger. Die angenommenen Substratpreise basieren auf deutschen Durchschnittswerten, welche nach Angaben des Anlagenbetreibers für seine Region der Realität entsprechen.

Eingesetzte Inputsubstrate	Eingesetzte Menge	Substratpreis	Massenanteil	Methan-ertrag	Methan-ertrag	Energetischer Anteil	Stromertrag
Wirtschaftsdünger:							
Festmist Rinder (t FM/a)	100	0 €	2,24%	53 m ³ /t FM	5.300 m ³ /a	1%	18.440 kWh/a
Gülle Rinder(m ³ /a)	1400	0 €	31,32%	17 m ³ /t FM	23.800 m ³ /a	6%	82.806 kWh/a
Hühnertrockenkot	300	0 €	6,71%	82 m ³ /t FM	24.600 m ³ /a	6%	85.590 kWh/a
Summe			40,27%		53.700 m³/a	14%	186.836 kWh/a
Nachwachsende Rohstoffe:							
GPS	100	35 €	2,24%	103 m ³ /t FM	10.300 m ³ /a	3%	35.836 kWh/a
Maissilage	2100	36 €	46,98%	106 m ³ /t FM	222.600 m ³ /a	56%	774.481 kWh/a
Getreide	280	141 €	6,26%	320 m ³ /t FM	89.600 m ³ /a	23%	311.741 kWh/a
Grassilage	190	32 €	4,25%	100 m ³ /t FM	19.000 m ³ /a	5%	66.106 kWh/a
Summe			59,73%		341.500 m³/a	86%	1.188.164 kWh/a
Total	4470		100,00%		395.200 m³/a	100%	1.375.000 kWh/a

Abbildung 1 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 1

Die Anlage wird in der weiteren Betrachtung auf die verschiedenen Partnerländer modelliert. Die Kostenstruktur basiert in allen Modellierungen auf den deutschen Angaben, die einzigen variablen Faktoren bilden die Stromkosten abhängig vom jeweiligen Strompreis der Region (siehe Kapitel Jährliche Kosten) sowie die Kapitalkosten, da Förderansprüche in den Ländern einzeln geregelt werden.

Als Ausgangssituation wird zuerst die deutsche Situation beleuchtet.

4.1.2 Wirtschaftliche Situation in Deutschland

Die angenommenen Kosten basieren in Deutschland zum größten Teil auf realen Daten des Anlagenbetreibers. Eine Ausnahme bilden die Kapitalkosten, welche aufgrund mangelnder Datenlage mit Literaturdaten nach KTBL¹ berechnet wurden. Zu berücksichtigen gilt, dass die Anlage damals einen Investitionszuschuss erhalten hat, welcher in die deutsche Kalkulation miteingeflossen ist.

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 285)

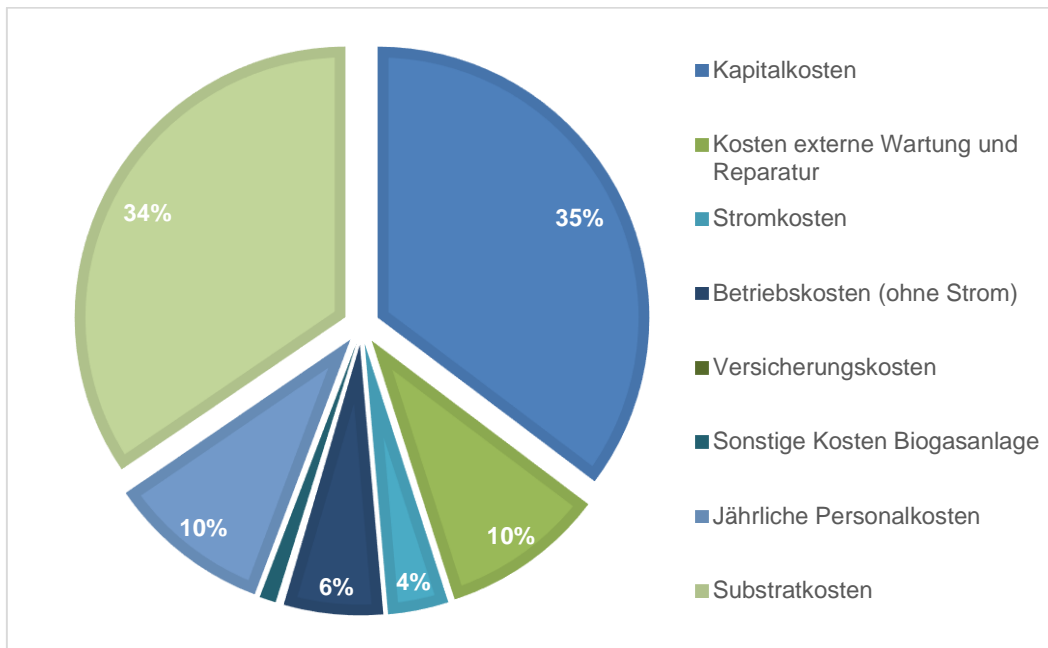


Abbildung 2 Kostenverteilung Pilotanlage 1 in Deutschland

Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der jährlichen Kosten in den dargestellten Kategorien. Den größten Anteil bilden, trotz Investitionszuschuss, die Kapitalkosten knapp gefolgt von den Substratkosten, die insgesamt bereits fast 70 % der Kosten abdecken.

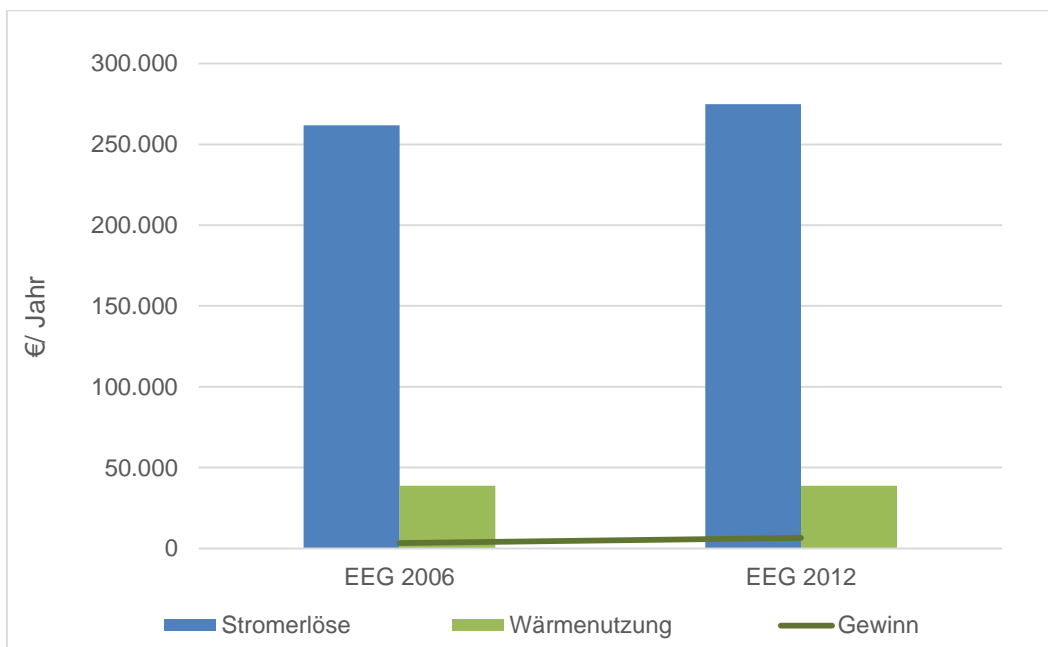


Abbildung 3 Vergleich EEG 2004 und EEG 2012

Die Erlössituation ist in Deutschland auf der vorangegangenen Kostenbasis nach dem EEG 2004, mit einer tatsächlichen Erstinbetriebnahme im Jahr 2006, kalkuliert worden. Um einen Vergleich zwischen dem damaligen EEG 2004 und dem EEG 2012 darzustellen, wurden die angesetzten Kosten zusätzlich für eine Erstinbetriebnahme

im Jahr 2012, mit den jeweiligen rechtlichen Vergütungsgrundlagen, modelliert. Die in Abbildung 3 dargestellte Differenz zwischen den beiden Vergütungssystemen erklärt sich durch die Schaffung der Einsatzstoffvergütungsklassen und den damit verbundenen zusätzlichen Zahlungen für die Güllevergärung. Biogasanlagen mit einem hohen Gülleeinsatz erhalten hier einen wirtschaftlichen Vorteil. Während im EEG 2004 noch kein „Güllebonus“ existiert. Laut EEG 2012 ist eine Wärmenutzung von 60 % vorgeschrieben, die Fermenterbeheizung kann mit 25 % angesetzt werden. Die restlichen 35 % müssen durch eine externe Wärmenutzung abgenommen werden. Die Pilotanlage 1 erfüllt diese Voraussetzungen. Die externe Wärmenutzung erfolgt zu ca. 6 % für die Gebäudeheizung sowie ca. 38 % für die Holztrocknungsanlage.

4.1.3 Vergleich Großregion

Im nächsten Schritt werden nun die vorherigen angesetzten Kosten, unter Berücksichtigung der jeweiligen Investitionsförderung sowie dem Strompreis der einzelnen Partnerregionen, für die Großregion modelliert. In Abbildung 4 sind die Gesamtkosten für Frankreich, Luxemburg und Belgien im Vergleich zu Deutschland, prozentual für die einzelnen Kostenfaktoren gegenübergestellt.

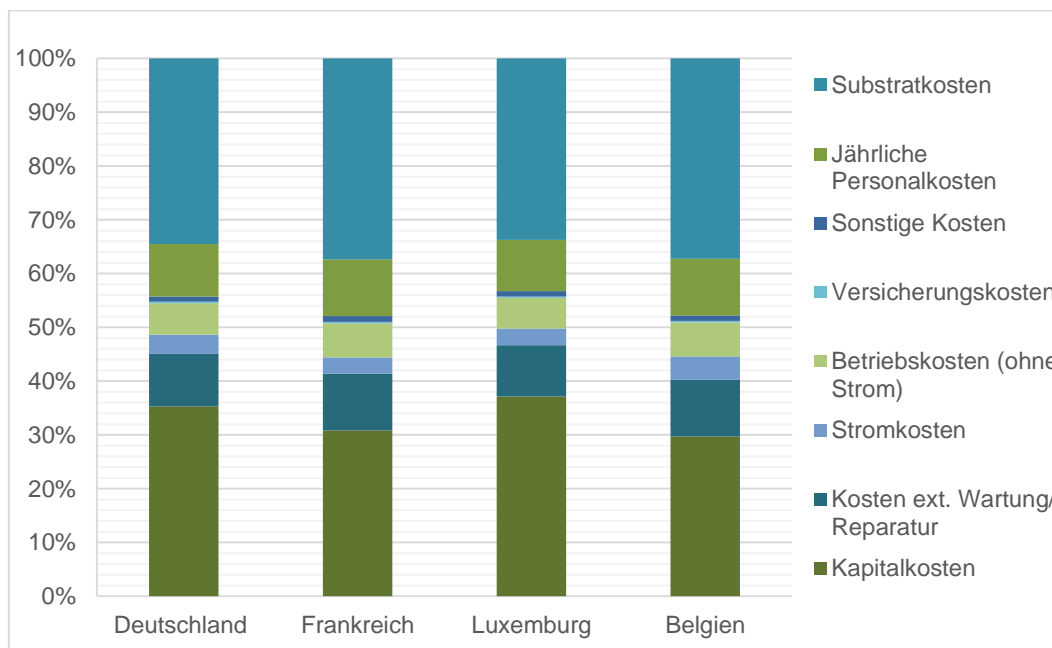


Abbildung 4 Kostensituation in der Großregion

Ohne eine Investitionsförderung betragen die Kapitalkosten mit fast 40 % den Großteil der jährlichen Kosten (siehe in Luxemburg). In Belgien und Frankreich stellen mit dem gleichen Substratmix die Substratkosten den größten Kostenpunkt dar. Aufgrund des geringen Zukaufpreises für Strom variieren die Stromkosten einer Anlage in Luxemburg zu Deutschland um 23 %, welches auch im Vergleich aller Partnerregionen die geringsten Stromkosten sind.

Die Gegenüberstellung der länderspezifischen Kosten und Erlöse zeigt, dass Luxemburg aufgrund des fehlenden Investitionszuschusses und dem damit einhergehenden höheren Kapitaldienst, knapp an der Spitze der jährlichen Gesamtkosten in der Großregion steht. Die angenommene Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 250 kW ist in keinem der anderen Länder rentabel umsetzbar (vgl. Abbildung 5). Trotz Einbezug der Wärmeerlöse können die Gesamtkosten weder in Luxemburg und Frankreich noch in Belgien durch die erwirtschafteten Gesamterlöse gedeckt werden. Die geringen Stromerlöse sind dem mangelnden Wärmebonus geschuldet. Dieser wird in Luxemburg erst ab einer 50-prozentigen Wärmenutzung (exklusive des Fermenterwärmebedarfs) gezahlt. Mit einer derzeitigen Wärmeeffizienz von 44 % besteht kein Anspruch auf diesen Bonus. Am deutlichsten, ist der Verlust in Belgien mit durchschnittlich 5,5 Cent pro erzeugte Kilowattstunde Strom.

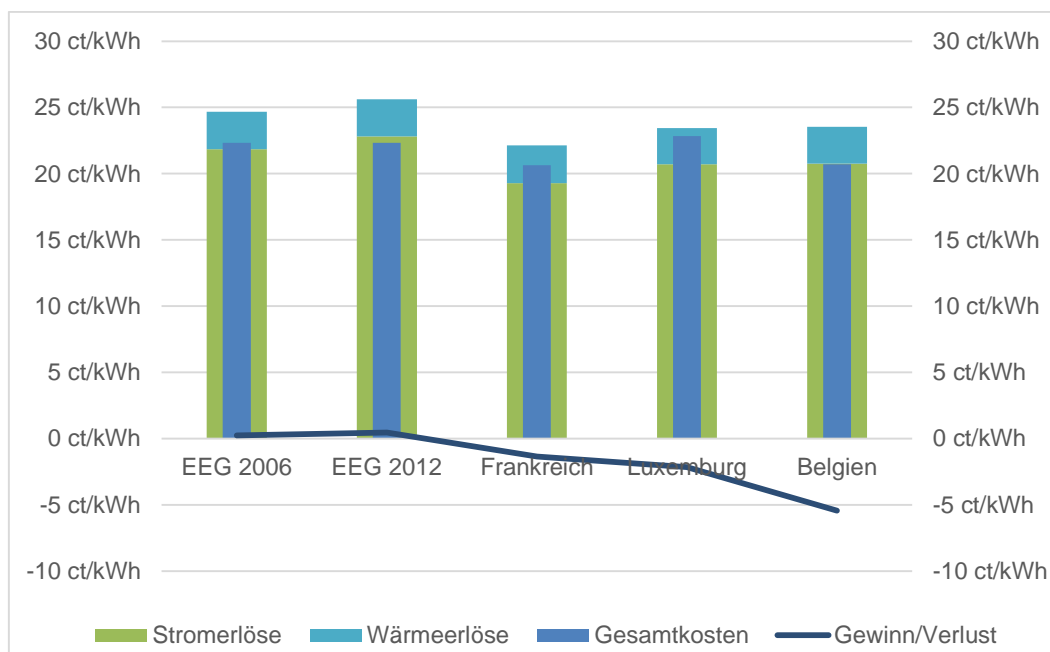


Abbildung 5 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 1 in der Großregion

4.1.4 Zwischenfazit

Zusammenfassend gilt, dass basierend auf dieser Datengrundlage in Deutschland ein Gewinn von 0,24 ct/kWh_{el} (EEG 2004) bzw. 0,46 ct/kWh_{el} (EEG 2012) erreicht werden kann. Der geringe Gewinn stellt allerdings ein wirtschaftliches Risiko dar. Nach ausführlicher Analyse bietet die Anlage jedoch ein gewisses Optimierungspotenzial. Hauptfaktor für die niedrige Gewinnspanne ist die geringe jährliche Auslastung mit 5500 Stunden pro Jahr. Bei einer deutlichen Steigerung der Laufzeit können die aktuellen Kosten von ca. 22 Cent pro produzierte Kilowattstunden Strom stetig reduziert werden.

Der Hauptgrund für die Unwirtschaftlichkeit der Anlage in den restlichen Partnerländern liegt in den enorm hohen Investitionskosten, welche auch durch einen Investitionszuschuss nicht aufgefangen werden können. Zusätzlich verteilen sich die Investitionskosten auf die geringe Stromproduktion. Mit einer Erhöhung der jährlichen Volllaststunden und einer stärkeren Wärmenutzung, welche in Luxemburg, Frankreich und Belgien den Strompreis direkt beeinflusst, bestehen durchaus realistische Optimierungspotenziale.

4.2 Pilotanlage 2 (Standort Wallonie)

4.2.1 Allgemeine Beschreibung

Die Biogasanlage wurde 2003 mit einer Anlagenleistung von 160 kW_{el} in Betrieb genommen, 2007 auf 310 kW_{el} erweitert. Seit dem Jahr 2012 beträgt die installierte Leistung 800 kW_{el} (siehe Tabelle 10). Die jährlichen Volllaststunden betragen im Jahr 2012 rund 6200 Stunden.

Die Biogasanlage ist an einen landwirtschaftlichen Betrieb angegliedert. Die erzeugte Wärme wird für die Beheizung der eigenen Wohngebäude und für die Gärresttrocknung verwendet. Geplant ist eine Vermarktung des Gärrests als zertifizierten Dünger. Dies scheitert allerdings seit Jahren an den rechtlichen Rahmenbedingungen und der Anerkennung des Gärrests als Dünger. Aufgrund dessen ist derzeit ein Verkauf der Gärreste nicht möglich, diese werden gänzlich im eigenen landwirtschaftlichen Betrieb verwertet. Die genutzte Wärme beträgt in Summe 4.895.248 kWh_{th}, hiervon werden 96 % des Wärmeüberschusses (abzüglich Fermenterbeheizung) für die Gärresttrocknung eingesetzt.

Tabelle 10 Beschreibung Pilotanlage 2 Wallonie

Technische Daten	
Leistung	800 kW _{el}
Fermenter	3.900 m ³
Nachgärer	4.000 m ³
Endlager	4.000 m ³
Elektrischer Wirkungsgrad	36%
Thermischer Wirkungsgrad	48%
Volllaststunden 2012	6.195 h
Auslastungsgrad 2012	70,5%

Die Modellierung der Anlage bezieht sich auf die in Abbildung 6 dargestellten Substrate. Eine Besonderheit der Anlage ist der eingesetzte Substratmix. 73 % des produzierten Stromertrags entstammen dem Einsatz aus Abfällen der Lebensmittelindustrie wie Schokolade, Glycerin und Vanille. Zusätzlich werden noch Rindergülle, Rinderfestmist, Gras sowie Mais eingesetzt.

Eingesetzte Inputsubstrate	Eingesetzte Menge	Substratpreis	Massenanteil	Methan-ertrag	Methanertrag	Energetischer Anteil	Stromertrag
Wirtschaftsdünger:							
Festmist Rinder (t FM/a)	2250	0 €	11,25%	53 m ³ /t FM	119.250 m ³ /a	7%	328.153 kWh/a
Gülle Rinder(m ³ /a)	2750	0 €	13,75%	17 m ³ /t FM	46.750 m ³ /a	3%	128.647 kWh/a
Summe			25,00%		166.000 m ³ /a	9%	456.800 kWh/a
Nachwachsende Rohstoffe:							
Gras	500	23 €	2,50%	100 m ³ /t FM	50.000 m ³ /a	3%	137.590 kWh/a
Maissilage	2500	36 €	12,50%	106 m ³ /t FM	265.000 m ³ /a	15%	729.228 kWh/a
Summe			15,00%		315.000 m ³ /a	17%	866.818 kWh/a
Abfälle:							
Lebensmittelabfälle (Schokolade/Glycerin/ Vanille)	12000	30 €	60,00%	110 m ³ /t FM	1.320.000 m ³ /a	73%	3.632.382 kWh/a
Summe			60,00%		1.320.000 m ³ /a	73%	3.632.382 kWh/a
Total	20000		100,00%		1.801.000 m ³ /a	100%	4.956.000 kWh/a

Abbildung 6 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 2

Hinsichtlich einer Übertragung der Anlage in die Partnerregionen Luxemburg, Frankreich, Deutschland gilt das Hauptaugenmerk den unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich einer gleichzeitigen Vergärung von landwirtschaftlich erzeugter Biomasse und Lebensmittelabfällen.

Die folgenden Modellierungen basieren auf den wallonischen Kostenangaben, welche zwecks mangelnder Datenverfügbarkeit mit deutschen Literaturdaten ergänzt wurden. Einzige variable Faktoren sind in dieser Betrachtung die Stromkosten (siehe Kapitel Jährliche Kosten), abhängig vom jeweiligen Strompreis der Region sowie die Kapitalkosten, da Förderansprüche in den Ländern einzeln geregelt werden.

4.2.2 Wirtschaftliche Situation in Wallonien

Die in der folgenden Abbildung 7 dargestellte Kostenaufteilung der Wallonie berücksichtigt einen Investitionszuschuss von 27,5 %.

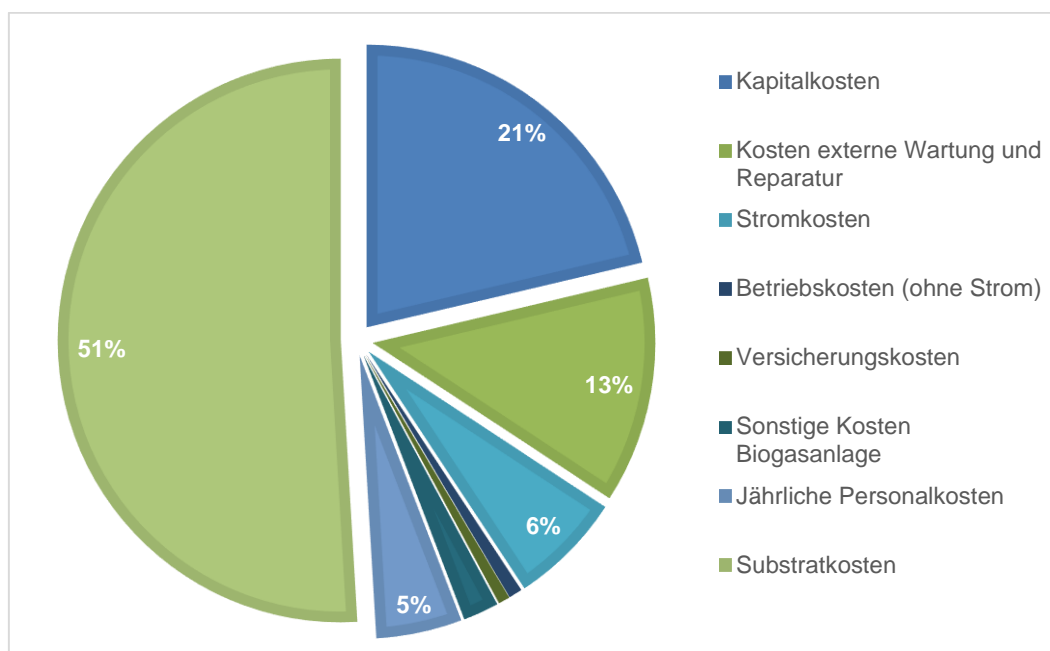


Abbildung 7 Kostenverteilung Pilotanlage 2 in der Wallonie

Mit Abstand der größte Kostenfaktor bilden die Substratkosten mit einem Anteil von über 50 % der Gesamtkosten. Im Gegensatz zu Pilotanlage 1 mit einer anteilmäßig relativ gleichen Kostenverteilung hinsichtlich Kapitalkosten und Substratkosten, ist hier ein wesentlicher Unterschied erkennbar. Dies liegt begründet in der höheren Förderungssumme sowie der höheren Leistung und einem damit verbundenen höheren Substrateinsatz. Insgesamt haben die Substratkosten und die Kapitalkosten einen Anteil von rund 70 % der Gesamtkosten.

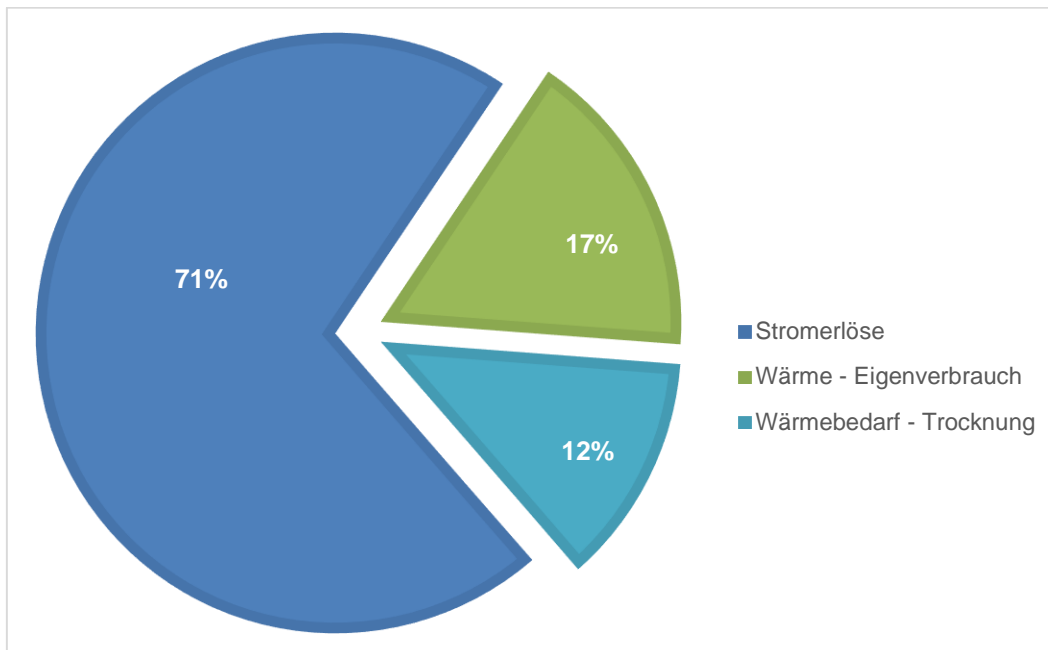


Abbildung 8 Erlössituation Pilotanlage 2 in der Wallonie

Die in Abbildung 8 dargestellte Erlössituation einer 800 kW Anlage bezieht sich auf die Region Wallonie und wurde auf der vorangegangenen Kostenbasis und einer 2012 gültigen Vergütung kalkuliert.

Die erzielbaren Stromerlöse werden in der Wallonie mittels eines Certificate – Modells ermittelt. Die Anzahl sowie der Preis der erworbenen Certificate bestimmen die Vergütungssumme. Die Anzahl der Certificate errechnet sich unter Berücksichtigung verschiedener Auswahlkriterien, u.a. der Substratzusammensetzung, die Entfernung einer Gasleitung, dem elektrischen und thermischen Wirkungsgrad und der Wärmeeffizienz. Für diese Anlagenbetrachtung ist insbesondere der hohe Wärmeausnutzungsgrad ein positiv bewerteter Faktor in der Certificate – Kalkulation.

Die Wärmeerlöse teilen sich in den Eigenbedarf, welcher mit einem aktuellen Preis von 83,9 ct/ l Heizöl substituiert wird und den Wärmeverbrauch der Gärresttrocknung. Diese wird mit einem Abnahmepreis von 2,93 ct/kWh_{th} verrechnet.

Ein weiterer angestrebter Absatzmarkt, der bis lang aufgrund rechtlicher Rahmenbedingungen noch nicht realisiert werden konnte, ist der Verkauf des getrockneten Gärrest als ein zertifiziertes Düngeprodukt.

4.2.3 Vergleich Großregion

Für die weitere Modellierung werden zunächst die einzelnen Kosten in die Partnerregionen übertragen.

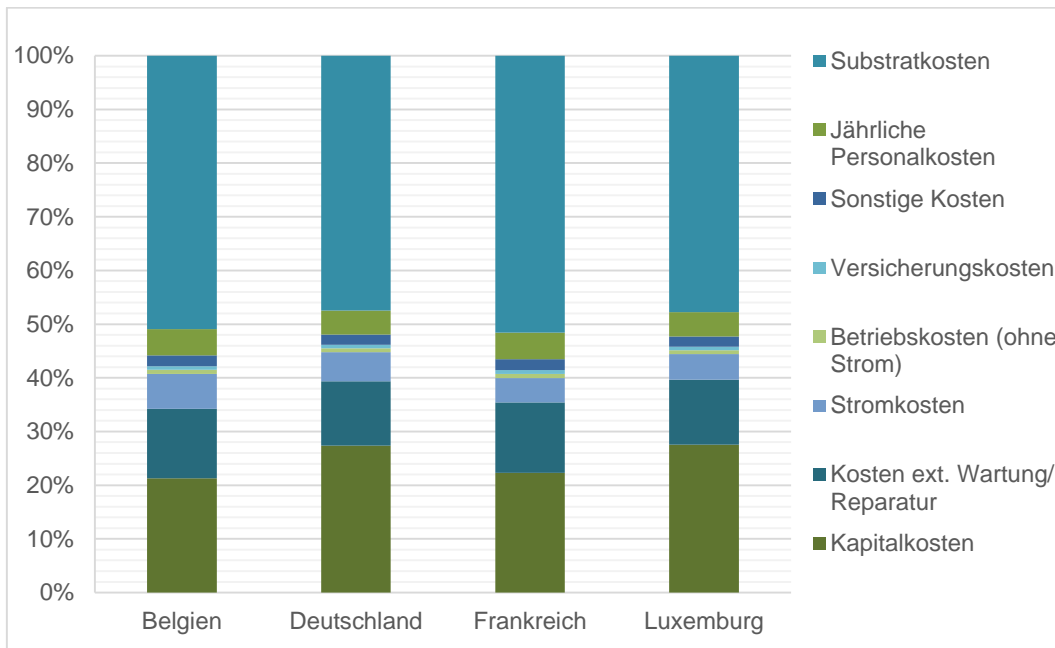


Abbildung 9 Kostensituation in der Großregion

Investitionszuschüsse wurden nur in Belgien (27,5 %) und in Frankreich (25 %) berücksichtigt (vgl. Abbildung 9). Insgesamt betrachtet sind die Substratkosten der größte Kostenfaktor, die Kapitalkosten liegen unabhängig von der Höhe des Investitionszuschusses, zwischen den Substratkosten und den jährlichen Wartungskosten.

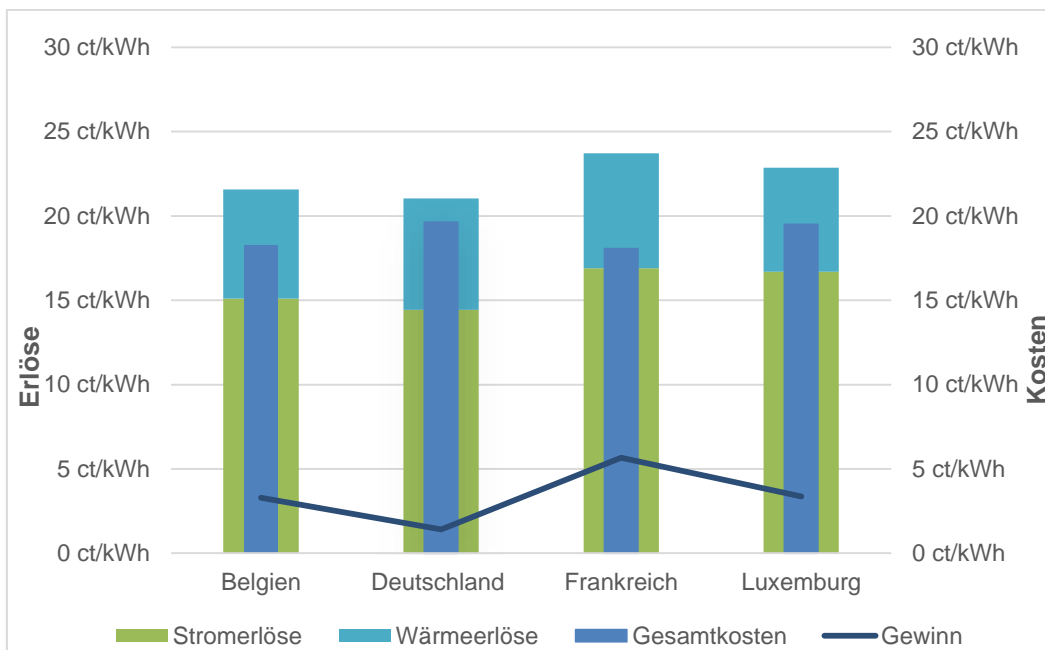


Abbildung 10 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 2 in der Großregion

Die Anlage wird mit den angenommenen Kosten (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 7), mit Ausnahme der Stromkosten und unter Berücksichtigung der individuellen

Investitionsfördersätze den individuellen regionalen Erlösen gegenübergestellt. Die Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 800 kW stellt länderübergreifend eine rentable Investitionsentscheidung dar. Die höchsten Gesamterlöse können in Frankreich erwirtschaftet werden. Aufgrund des Investitionszuschusses sind hier auch die geringsten Produktionskosten. Unter Betrachtung der Erlössituation folgt Luxemburg auf Platz 2, allerdings sind die Produktionskosten aufgrund des Investitionszuschusses in Belgien geringer und daraus folgt ein höherer Gewinn in Belgien.

4.2.4 Zwischenfazit

Mit einer Leistung von 800 kW präsentiert sich die Anlage in allen betrachteten Partnerregionen als eine wirtschaftliche Investitionsmöglichkeit. Durch die zunehmende Leistung sinkt der prozentuale Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten. Den höchsten Kostenfaktor bilden die Substratkosten, welche durchaus ein Optimierungspotenzial für den einzelnen Anlagenbetreiber darstellen. Der angestrebte Gärrestverkauf bietet zudem ein zusätzliches Einnahmepotential, welches aufgrund rechtlicher Probleme derzeit noch brach liegt.

Aufgrund der Einsatzstoffe gibt es für Deutschland eine Besonderheit. Die entsprechende Biogasanlage erhält für die eingesetzten Lebensmittelabfälle nur die Grundvergütung/ bzw. die Vergütung der Einsatzstoffklasse 0. Es besteht kein Anspruch auf die Bioabfallvergütung, Rückstände aus der Lebensmittelindustrie sind hier explizit ausgeschlossen. Hinzukommen weitere spezielle genehmigungsrechtliche Anforderungen. Lebensmittelabfälle sind klar als Abfallstoff definiert und die abfallrechtlichen Bestimmungen müssen eingehalten werden (siehe Exkurs: Einsatz von Bioabfällen in NaWaRo- Anlagen, Kapitel 2.3.5). Wirtschaftlich betrachtet, erzielt die Anlage in Deutschland den geringsten Gewinn. Mit einem Gewinn von 1,41 ct/kWh_{el} (inklusive der Wärmeerlöse) und ohne die Berücksichtigung der zusätzlichen genehmigungsrechtlichen Bestimmungen ist die Anlage eine riskante Kapitalanlage. Mit den zusätzlichen Vorschriften fallen auch noch weitere administrative und nicht unerhebliche Investitionskosten an. Am 1. August 2014 ist eine neue EEG- Novellierung in Kraft getreten. Laut EEG 2014 würde die Anlage, ohne die zusätzlichen Anforderungen, einen Verlust von 0,88 ct/kWh_{el} produzierten Strom erwirtschaften.

4.3 Pilotanlage 3 (Standort Frankreich)

4.3.1 Allgemeine Beschreibung

Im Jahr 2003 wurde die Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 37 kW erstmals in Betrieb genommen. 2009 erfolgte eine Erweiterung durch ein zusätzliches BHKW mit einer installierten Leistung von 250 kW_{el}. Im betrachteten

Ausgangsjahr 2012 hat die Anlage eine installierte elektrische Leistung von 287 kW und einem jährlichen Auslastungsgrad von 73 % (siehe Tabelle 11).

Die Biogasanlage ist in einen landwirtschaftlichen Milchviehbetrieb integriert. Dieser liegt am Dorfrand, sodass die verfügbare Wärme unter anderem zur Heizung einer Schule und Wohnhäusern genutzt werden kann. Diese Wärme wird für die Anwohner umsonst zur Verfügung gestellt, der Anlagenbetreiber bekommt diese Bereitstellung mittels des Effizienzbonus vergütet. Des Weiteren wird ein Großteil der Wärme in der neu errichteten Heutrocknungsanlage verwertet. Zurzeit liegt der Wärmeausnutzungsgrad bei 90 %, wovon 20 % für die Fermenterbeheizung genutzt werden.

Tabelle 11 Beschreibung Pilotanlage 3 Frankreich

Technische Daten	
Leistung	287 kW _{el}
Fermenter	1.800 m ³
Nachgärer	1.600 m ³
Endlager	1.600 m ³
Elektrischer Wirkungsgrad	38%
Thermischer Wirkungsgrad	42%
Volllaststunden 2012	6.400 h
Auslastungsgrad 2012	73%

Infolge der Verfügbarkeit der Anlagendaten beziehen sich die wirtschaftlichen Modellierungen auf das Jahr 2012. Der in Abbildung 11 dargestellte Substratmix besteht zum größten Teil aus Lebensmittelabfällen (53 %) und Rindergülle (37 %). Die Lebensmittelabfälle sind mit einem Energieanteil von 80 % Hauptleistungsträger. Nachwachsende Rohstoffe wie z.B. Mais und Gras (Landschaftspflegegras) werden nur zu geringfügigen Anteilen eingesetzt. Die angenommenen Substratpreise wurden als Vollkosten vom Anlagenbetreiber weitergegeben.

Eingesetzte Inputsubstrate	Eingesetzte Menge	Massenanteil	Methan-ertrag	Methan-ertrag	Energetischer Anteil	Stromertrag
Wirtschaftsdünger:						
Gülle Rinder(m ³ /a)	2100	37,17%	17 m ³ /t FM	35.700 m ³ /a	9%	148.553 kWh/a
Summe		37,17%		35.700 m ³ /a	9%	148.553 kWh/a
Nachwachsende Rohstoffe:						
Maissilage	400	7,08%	106 m ³ /t FM	42.400 m ³ /a	10%	176.432 kWh/a
Landschaftspflegegras/ Gras	150	2,65%	43 m ³ /t FM	6.450 m ³ /a	2%	26.839 kWh/a
Summe		9,73%		48.850 m ³ /a	12%	203.272 kWh/a
Abfälle:						
Lebensmittelabfälle	3000	53,10%	110 m ³ /t FM	330.000 m ³ /a	80%	1.373.176 kWh/a
Summe		53,10%		330.000 m ³ /a	80%	1.373.176 kWh/a
Total	5650	100,00%		414.550 m ³ /a	100%	1.725.000 kWh/a

Abbildung 11 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 3

Als Ausgangssituation wird zunächst die Situation für Frankreich analysiert. Hinsichtlich der Übertragung der Ergebnisse in die Partnerregionen gilt es in Deutschland die rechtlichen Besonderheiten bei der Vergärung von Abfällen zu berücksichtigen (siehe Exkurs: Einsatz von Bioabfällen in NaWaRo- Anlagen, Kapitel 2.3.5). Die benötigten Daten wurden größtenteils vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellt. Die Stromkosten (siehe Kapitel 3.1) und Investitionsfördersätze sind an die jeweiligen regionalen Bedingungen angepasst. Einzig die Kostenansätze für die „sonstigen Kosten“ entstammen deutscher Literaturdaten¹.

4.3.2 Wirtschaftliche Situation in Frankreich

Die bestehende Anlage wurde unter Annahme eines Investitionszuschusses von 27,5 % für Frankreich berechnet.

¹ (Dederer, et al., 2013)

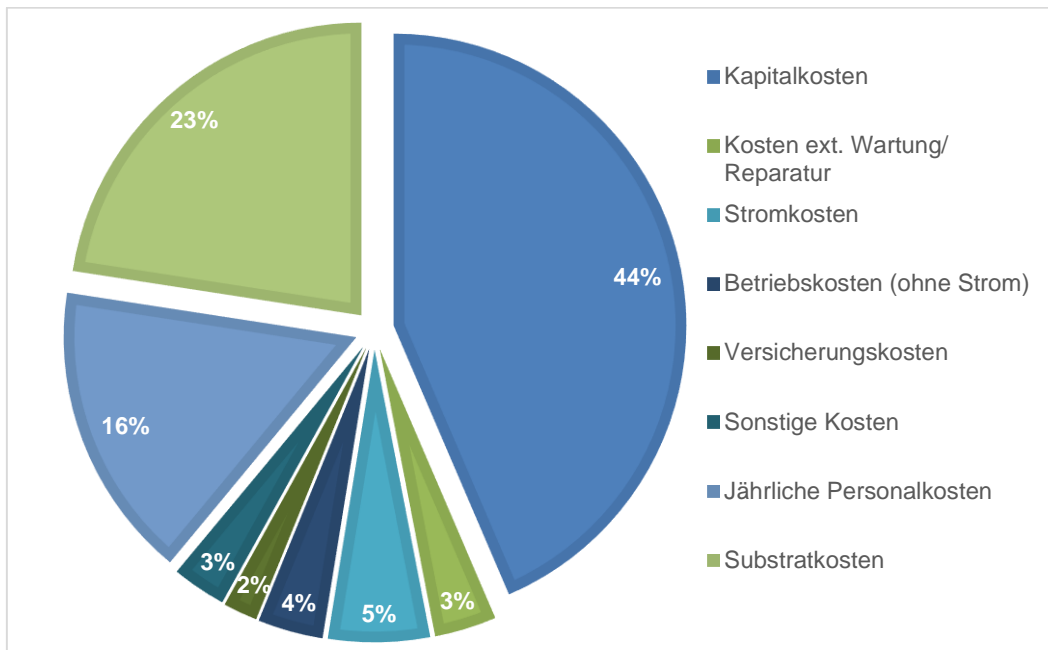


Abbildung 12 Kostenverteilung Pilotanlage 3 in Frankreich

Die drei Hauptkostenfaktoren sind bei dieser Anlage die Kapitalkosten, Substratkosten sowie die Instandhaltungskosten (vgl. Abbildung 12). Die größte Kostenkategorie mit einem Anteil von 44 % an den Gesamtkosten bilden die Kapitalkosten. Im Vergleich zur zweiten Pilotanlage, die ebenfalls Abfälle aus dem Lebensmittelbereich einsetzt sind die Substratkosten der Pilotanlage 3 wesentlich geringer.

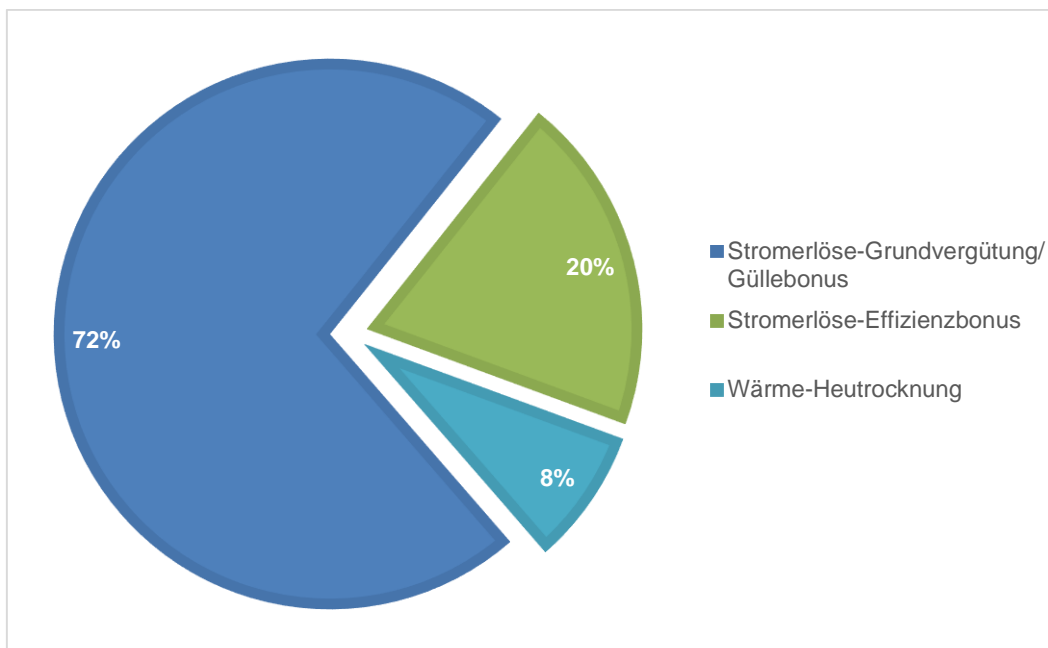


Abbildung 13 Erlössituation Pilotanlage 3 in Frankreich

Die erzielbaren Stromerlöse setzen sich in Frankreich aus einer Grundvergütung und zwei Boni- Klassen zusammen. In Abbildung 13 sind insbesondere die Stromerlöse

differenziert dargestellt. Es dient zur Verdeutlichung der zusätzlichen Stromerlöse, welche durch die Wärmenutzung erzielt werden. Die reinen Wärmeerlöse in dieser Grafik beziehen sich nur auf die substituierte Heizölmenge der Heutrocknung. Die abgegebene Wärme ins Nahwärmenetz wird jedoch nur über den Effizienzbonus finanziert. Der aufgeführte Effizienzbonus bezieht sich auf die gesamtgenutzte Wärme (Heutrocknung inkl. Nahwärmenetz). Diese Abbildung zeigt deutlich die Abhängigkeit der Stromerlöse vom Effizienzgrad der Anlage. Die Wärmenutzung trägt mit einem Anteil von 28 % zu den Erlösen bei. Ohne diese Wärmenutzung bzw. ohne den zusätzlichen Effizienzbonus, ist die Wirtschaftlichkeit der Anlage nur knapp gewährleistet.

4.3.3 Vergleich Großregion

Im Anschluss werden die erhobenen Anlagendaten in die Partnerregionen übertragen.

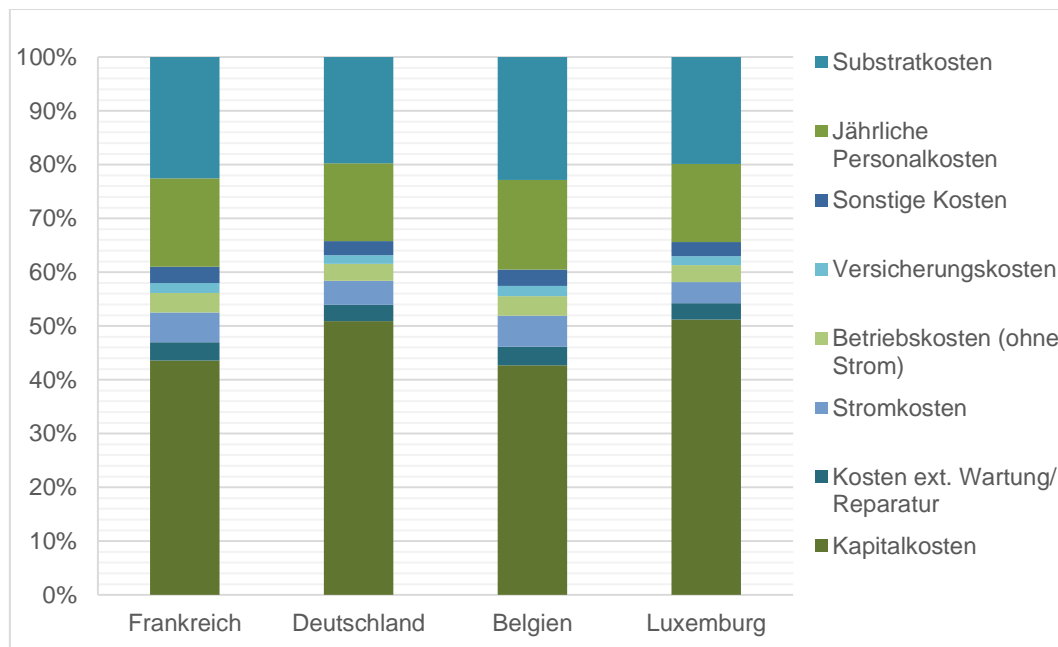


Abbildung 14 Kostensituation in der Großregion

Abbildung 14 zeigt eine Gegenüberstellung der prozentualen Gesamtkosten aller Projektgebiete (Frankreich, Deutschland, Wallonie, Luxemburg). Innerhalb der Kapitalkosten, welche in allen Ländern den Hauptkostenfaktor darstellen, sind leichte Schwankungen aufgrund der Investitionsfördersätze (Frankreich, Luxemburg) erkennbar. Unter Annahme der abgebildeten Kostensituation werden diesen die unterschiedlichen Vergütungsmodelle gegenübergestellt.

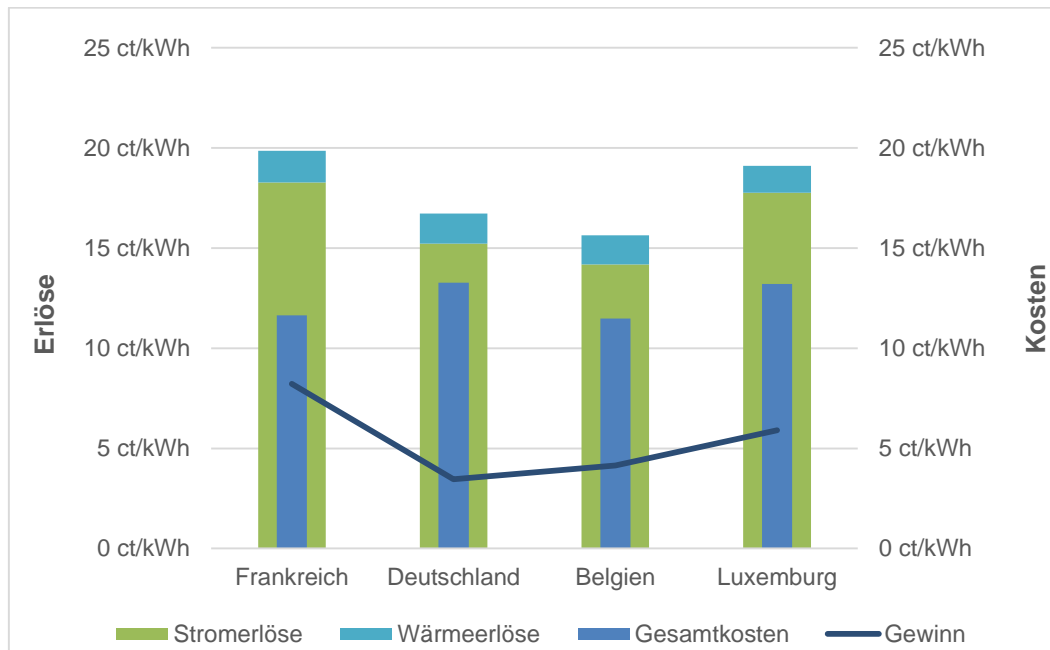


Abbildung 15 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 3 in der Großregion

Die in Abbildung 15 präsentierten Ergebnisse zeigen dass die Anlage in allen Ländern rentabel umsetzbar ist. Die höchsten Gesamterlöse werden in Frankreich erreicht, dicht gefolgt von Luxemburg. Die Gewinne spiegeln die Erlössituation wieder, auch hier liegen Frankreich und Luxemburg vorne. Allerdings schneidet die deutsche Modellierung beim Gewinn schlechter ab als Belgien obwohl die Erlöse deutlich über den belgischen Werten liegen. Dies ist begründet durch die höheren Kapitalkosten aufgrund eines nicht existierenden Investitionszuschuss in Deutschland.

4.3.4 Zwischenfazit

Im Gegensatz zur Pilotanlage 1 mit einer ähnlichen Leistung, ist die französische Pilotanlage in allen Regionen rentabel. Durch den Einsatz günstig zur Verfügung stehender Lebensmittelabfälle können die Substratkosten gering gehalten werden.

Des Weiteren hat die Anlage mit einer Auslastung von ca. 70 % durchaus noch Optimierungspotential. Allerdings gilt es hierbei immer die Wärmenutzung zu betrachten. Ohne Abnahme der zusätzlich verfügbaren Wärme sinkt der Effizienzgrad und somit auch der Effizienzbonus.

Den geringsten Gewinn erzielt die Anlage in Deutschland, hier besteht außerdem ein genehmigungsrechtliches Problem. Lebensmittelabfälle sind nicht ohne weiteres in landwirtschaftlichen Biogasanlagen einsetzbar (Siehe Exkurs Sonderfall Deutschland, Kapitel 2.3.5).

4.4 Pilotanlage 4 (Standort Luxemburg)

4.4.1 Allgemeine Beschreibung

Die dargestellte Pilotanlage ist eine Kooperationsanlage zwischen mehreren Landwirten. Der ortsnahe Standort wurde eigens für die Anlage errichtet - unabhängig von einer landwirtschaftlichen Produktion. Die Anlage besteht seit dem Jahr 2004 und hatte bei Inbetriebnahme eine elektrische Leistung von 600 kW. Seit 2014 beträgt die elektrische Leistung 950 kW. Infolge der Verfügbarkeit der Anlagendaten beziehen sich die wirtschaftlichen Modellierungen auf das Jahr 2012. Zum Zeitpunkt der Investition wurde der Bau der Anlage mit einer staatlichen Investitionsförderung von 36 % bezuschusst. Derzeit ist jegliche Investitionsförderung in Luxemburg gestoppt.

Tabelle 12 Beschreibung Pilotanlage 4 Luxemburg

Technische Daten	
Leistung	600 kW _{el}
Fermenter	2.544 m ³
Nachgärer	2.544 m ³
Endlager	3.816 m ³
Elektrischer Wirkungsgrad	36%
Thermischer Wirkungsgrad	45%
Volllaststunden 2012	8.000 h
Auslastungsgrad 2012	91%

Der jährliche Wärmeausnutzungsgrad liegt bei 67 %. Die verfügbare Wärme wird zu 47 % für die Beheizung anliegender Wohnhäuser verwendet. Diese Wärme wird mit einem Verkaufspreis von 3 ct/kWh_{th} vergütet. Die restlichen 20 % der Wärme entfallen für die Fermenterbeheizung.

Eingesetzte Inputsubstrate	Eingesetzte Menge	Substratpreis	Massenanteil	Energieertrag	Methanertrag	Energetischer Anteil	Stromertrag
Wirtschaftsdünger:							
Festmist Rinder (t FM/a)	5600	1 €	12,87%	53 m ³ /t FM	296.800 m ³ /a	13%	627.856 kWh/a
Gülle Rinder (m ³ /a)	19000	1 €	43,68%	17 m ³ /t FM	323.000 m ³ /a	15%	683.280 kWh/a
Gülle Schweine (m ³ /a)	5400	1 €	12,41%	12 m ³ /t FM	64.800 m ³ /a	3%	137.079 kWh/a
Summe			68,97%		684.600 m³/a	31%	1.448.215 kWh/a
Nachwachsende Rohstoffe:							
Gras	2300	22 €	5,29%	85 m ³ /t FM	195.500 m ³ /a	9%	413.564 kWh/a
Maissilage	4380	27 €	10,07%	106 m ³ /t FM	464.280 m ³ /a	21%	982.146 kWh/a
GPS Getreide	3268	22 €	7,51%	103 m ³ /t FM	336.604 m ³ /a	15%	712.058 kWh/a
Getreidekorn	1350	24 €	3,10%	320 m ³ /t FM	432.000 m ³ /a	20%	913.860 kWh/a
Summe			25,97%		1.428.384 m³/a	65%	3.021.628 kWh/a
Abfälle:							
Gemüse	2200	25 €	5,06%	40 m ³ /t FM	88.000 m ³ /a	4%	186.157 kWh/a
Summe			5,06%		88.000 m³/a	4%	186.157 kWh/a
Total	43498		100,00%		2.200.984 m³/a	100%	4.656.000 kWh/a

Abbildung 16 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 4

Der erzeugte Stromertrag wird zu 30 % aus Wirtschaftsdüngern wie Rinderfestmist und Rinder bzw. Schweinegülle erzeugt (vgl. Abbildung 16). Bezogen auf die eingesetzte Substratmenge liegt der Massenanteil der Gülle bei fast 70 %. Den größten Anteil der Energie wird aus den eingesetzten nachwachsenden Rohstoffen mit einem energetischen Anteil von 65 % erzeugt. Der zusätzliche Einsatz von Gemüseresten aus der weiterverarbeitenden Agrarindustrie geschieht zu geringen Anteilen. Die eingesetzten Substrate werden von den Kooperationsbetrieben angeliefert. Dies gilt auch für die Anlieferung der Wirtschaftsdünger. In dieser Betrachtung werden die Wirtschaftsdünger mit einem Substratpreis von 1 €/t FM angesetzt. Die anliefernden Landwirte erhalten anteilig zu den gelieferten Substraten ihren Gärrest.

4.4.2 Wirtschaftliche Situation in Luxemburg

Die nachfolgende Betrachtung basiert auf den Angaben des Anlagenbetreibers. Einzig die Kostenkategorien „Sonstige Kosten“ entstammen deutschen Literaturangaben¹ und die Stromkosten beziehen sich auf die länderspezifischen Strompreise (siehe Kapitel 3.1). Die Anlage erhielt einen Investitionszuschuss von 36 %. Derzeitig gebaute Biogasanlagen erhalten in Luxemburg keine Investitionsförderung, diese wurde im Jahr 2013 gestoppt.

¹ (Dederer, et al., 2013)

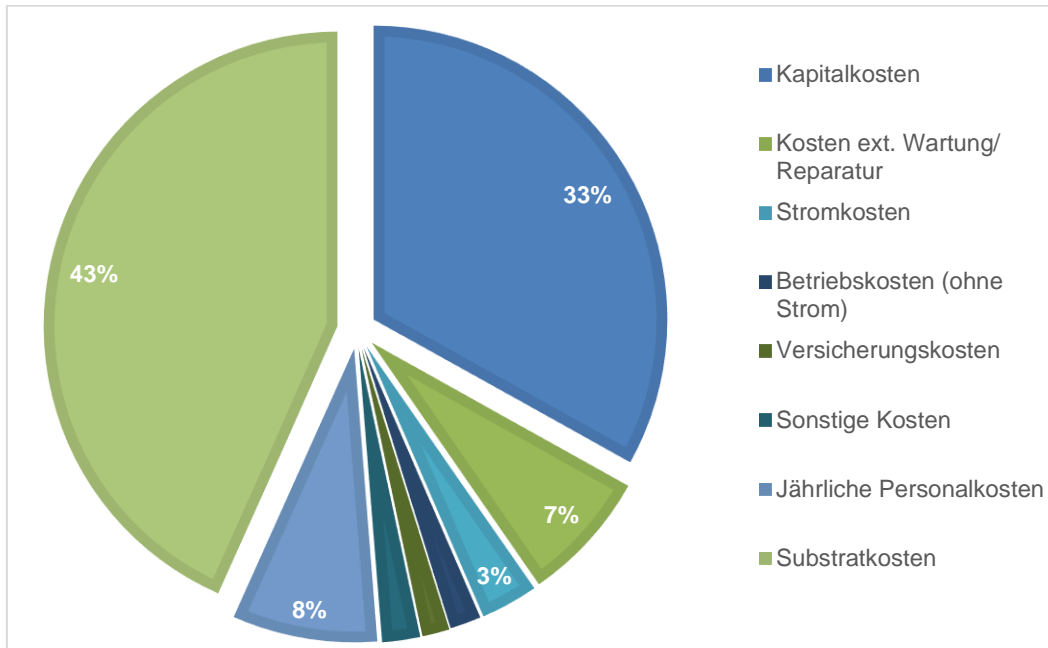


Abbildung 17 Kostenverteilung Pilotanlage 4 in Luxemburg

Den größten Kostenpunkt in Abbildung 17 bilden die Substratkosten mit anteilig 43 % an den jährlichen Gesamtkosten. Trotz Investitionszuschuss besteht zwischen Rang zwei mit den Kapitalkosten und den nachfolgenden Kostenpunkten eine deutliche Abstufung. Insgesamt bilden die Substrat- und Kapitalkosten bereits 75 % der jährlichen Gesamtkosten.

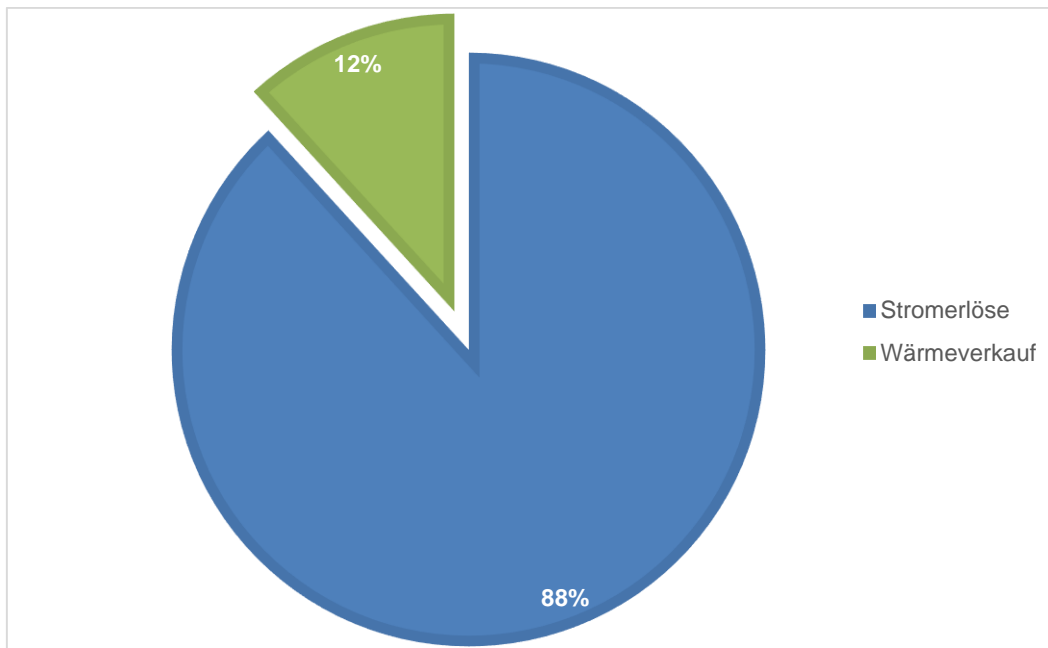


Abbildung 18 Erlössituation Pilotanlage 4 in Luxemburg

Die erzielten Erlöse setzen sich in Luxemburg aus der Grundvergütung für die eingespeiste Strommenge und dem Wärmeverkauf zusammen (vgl. Abbildung 18).

47 % der Wärmeproduktion werden für die Beheizung mehrerer Wohnhäuser zu einem Abnahmepreis von 0,033 €/kWh_{el} zur Verfügung gestellt.

Ein Anspruch auf den existierenden Wärmebonus besteht nicht, da die Anlage bereits im Jahr 2004 erbaut wurde. Der Wärmebonus wird nur für Anlagen, die ab dem 1.1.2007 ans Netz gegangen sind und eine Leistungserhöhung von 20 % vorweisen, gewährt. Des Weiteren besteht eine verpflichtende Verwertung des 50 prozentigen Wärmeüberschusses.

Die Wirtschaftlichkeit ist auf dieser Datengrundlage nicht gewährleistet. Mit der geplanten Erweiterung auf eine installierte Leistung von 950 kW, besteht nachfolgend ein Anspruch auf den Wärmebonus. Mit geringen Erweiterungskosten ist eine Wirtschaftlichkeit der Anlage anschließend durchaus praktikabel.

4.4.3 Vergleich Großregion

Die im vorangegangenen Kapitel 4.4.2 beschriebene Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird auf Basis der Betreiberdaten in die Partnerregionen übertragen.

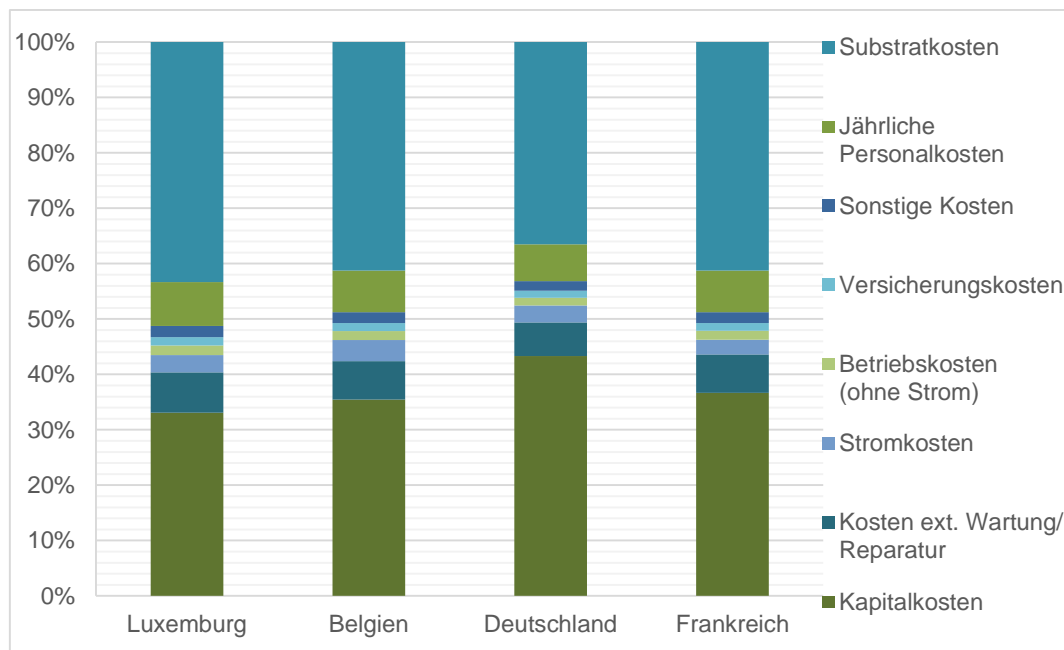


Abbildung 19 Kostensituation in der Großregion

In Abbildung 19 werden die einzelnen Kostenkategorien der Partnerregionen (Frankreich, Deutschland, Wallonie, Luxemburg) prozentual gegenübergestellt. Abhängig von dem gewährten Investitionszuschuss bilden die Kapitalkosten entweder den größten Kostenfaktor (Deutschland) oder den zweitgrößten Faktor hinter den Substratkosten (Frankreich, Luxemburg, Belgien). Unabhängig von der jeweiligen Rangfolge bilden die Kapitalkosten und Substratkosten in allen Regionen bereits zweidrittel der Gesamtkosten.

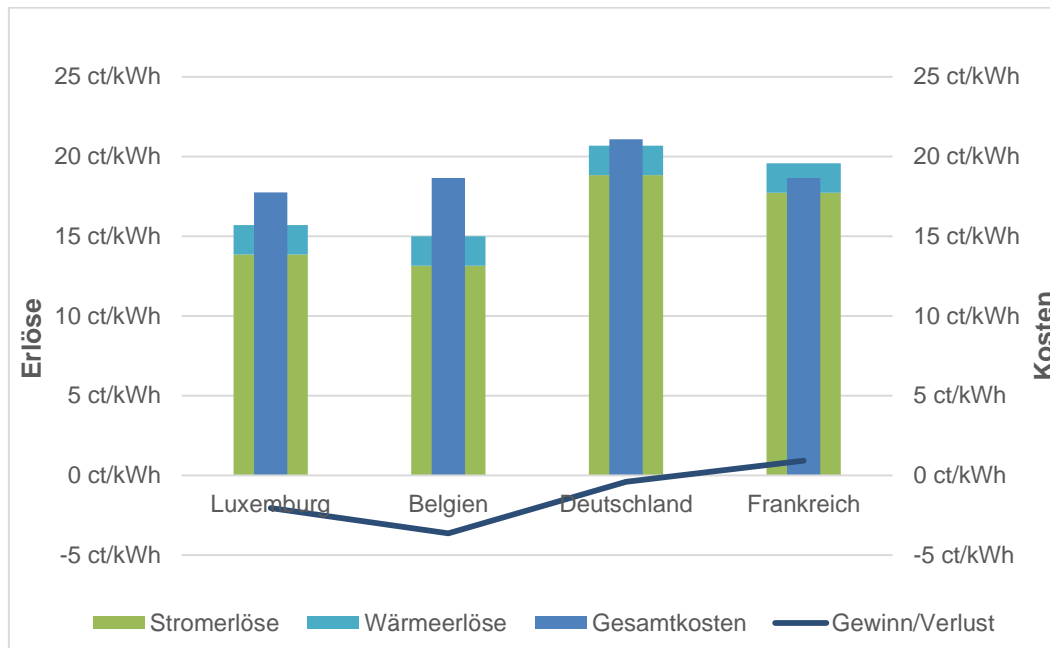


Abbildung 20 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 4 in der Großregion

Im Vergleich mit den unterschiedlichen Vergütungsmodellen ergibt sich die in Abbildung 20 dargestellte Gewinnsituation. Die Pilotanlage 4 kann einzig in Frankreich einen Gewinn erzielen. In Belgien, Deutschland und Luxemburg erwirtschaftet die Anlage einen jährlichen Verlust zwischen 0,4- 4,0 ct/kWh_{el}. Deutschland liegt als einziges Land knapp unter dem Break-even-point, obwohl kein Investitionszuschuss gewährt wurde. Aufgrund des geringen Stromvergütungspreis von angenommenen 13,2 ct/kWh_{el} schneidet die Wallonie am schlechtesten ab.

4.4.4 Zwischenfazit

Mit einer jährlichen Auslastung von 91 % besteht bezüglich der Produktionssteigerung ein geringes Optimierungspotential. Eine Möglichkeit besteht durch die Erhöhung des Gülleanteils und die Substitution teurer Substrate. Potential bietet auch ein Ausbau der Wärmenutzung. Mit der anstehenden Erweiterung und einer gleichzeitig ansteigenden Wärmenutzung kann die Anlage ab 2014 den Wärmebonus beziehen. Mit einer Erhöhung der Wärmenutzung kann in Frankreich der Gewinn weiter gesteigert werden, zum einen durch die direkten Einnahmen aus dem Wärmeverkauf und durch die volle Ausschöpfung des Effizienzbonus. In Belgien besteht auch durch die Effizienzsteigerung eine Möglichkeit den Certificatepreis zu erhöhen. In Deutschland kann durch die Substitution der Gemüseabfälle und den damit verbundenen anfallenden administrativen Kosten und Baukosten, eine Gewinnsteigerung erzielt werden, insbesondere wenn die Gemüseabfälle durch Substrate der Einsatzstoffklasse II ersetzt werden.

4.5 Pilotanlage 5 (Standort Luxemburg)

4.5.1 Allgemeine Beschreibung

Technische Daten	
Leistung Rohbiogas	550 Nm/h _i
Fermenter	7.000 m ³
Nachgärer	3.000 m ³
Endlager	18.000 m ³

Die nachfolgend betrachtete Pilotanlage ist eine Biogasanlage mit Biomethanaufbereitung die im Jahr 2010 in Betrieb gegangen ist. Zusätzlich vergärt die Anlage Bioabfälle. Für die Abfälle und den Grünschnitt ist eine thermophile Behandlung (1 Stunde, 70 Grad) dem Biogasprozess vorgeschaltet. Die Pilotanlage 5 erhielt einen Investitionszuschuss von 40 %. Die Anlage ist eine Kooperative aus mehreren Landwirten, die den Großteil der Substrate anliefern.

Eingesetzte Inputsubstrate	Eingesetzte Menge	Substratpreis	Massenanteil	Methanertrag	Methanertrag	Energetischer Anteil
Wirtschaftsdünger:						
Festmist Rinder (t FM/a)	13000	3 €	26,65%	53 m ³ /t FM	689.000 m ³ /a	24%
Gülle Rinder(m ³ /a)	17530	3 €	35,94%	17 m ³ /t FM	298.010 m ³ /a	10%
Summe			62,58%		987.010 m³/a	35%
Nachwachsende Rohstoffe:						
Gras	4000	30 €	8,20%	100 m ³ /t FM	400.000 m ³ /a	14%
Maissilage	4500	33 €	9,22%	106 m ³ /t FM	477.000 m ³ /a	17%
GPS Getreide	1752	21 €	3,59%	103 m ³ /t FM	180.456 m ³ /a	6%
Summe			21,02%		1.057.456 m³/a	37%
Abfälle:						
Bioabfälle/ Grünschnitt	8000		16,40%	100 m ³ /t FM	800.000 m ³ /a	28%
Summe			16,40%		800.000 m³/a	28%
Total	48782		100,00%		2.844.466 m³/a	100%

Abbildung 21 Übersicht Inputsubstrate Pilotanlage 5

Die wirtschaftlichen Berechnungen beziehen sich auf das Jahr 2012. Die für die Produktion notwendigen Substrate sind in Abbildung 21 dargestellt. 62 % Masseanteil der gesamten Inputsubstrate bestehen aus Wirtschaftsdüngern (Rinderfestmist, Rindergülle), diese werden zu einem Transportpreis von 3 €/m³ von den Landwirten abgeholt. Den größten energetischen Anteil bilden die Nachwachsenden Rohstoffe mit 37 % des gesamt produzierten Rohbiogases. Die Abfälle bestehen zu 80 % aus

Grünschnitt aus der privaten und öffentlichen Park- und Rasenpflege sowie zu 20 % aus Bioabfällen. Die Abfälle werden gegen ein Entgelt angenommen. Dieses Entgelt wird als Entsorgungserlös im Bereich der Leistungen angerechnet.

4.5.2 Wirtschaftliche Situation in Luxemburg

Die angenommenen Daten der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beruhen auf den Angaben der Anlagenbetreiber. Abbildung 22 zeigt die prozentuale Verteilung der Kostenkategorien zu den Gesamtkosten in Luxemburg. Die Hauptkostenkategorie bilden die Sonderkosten. Hierunter befinden sich in dieser Anlagenmodellierung die Kosten für Steuern, Zinsen, Labor und ähnliche. Die enorm hohen Laborkosten erfolgen aus der ständigen Qualitätskontrolle für Biomethan. Hier gibt es von Seiten des Gesetzgebers Bedenken, dass das aufbereitete Biomethan der Erdgasqualität entspricht und ohne weiteres ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Dementsprechend bestehen in Luxemburg sehr hohe Auflagen für die Qualitätskontrolle von Biomethan. Die Kapitalkosten und Substratkosten betragen zusammen nur circa ein Viertel der Gesamtkosten. Dies ist begründet durch den Investitionszuschuss und den günstigen Substraten wie z.B. Bioabfall.

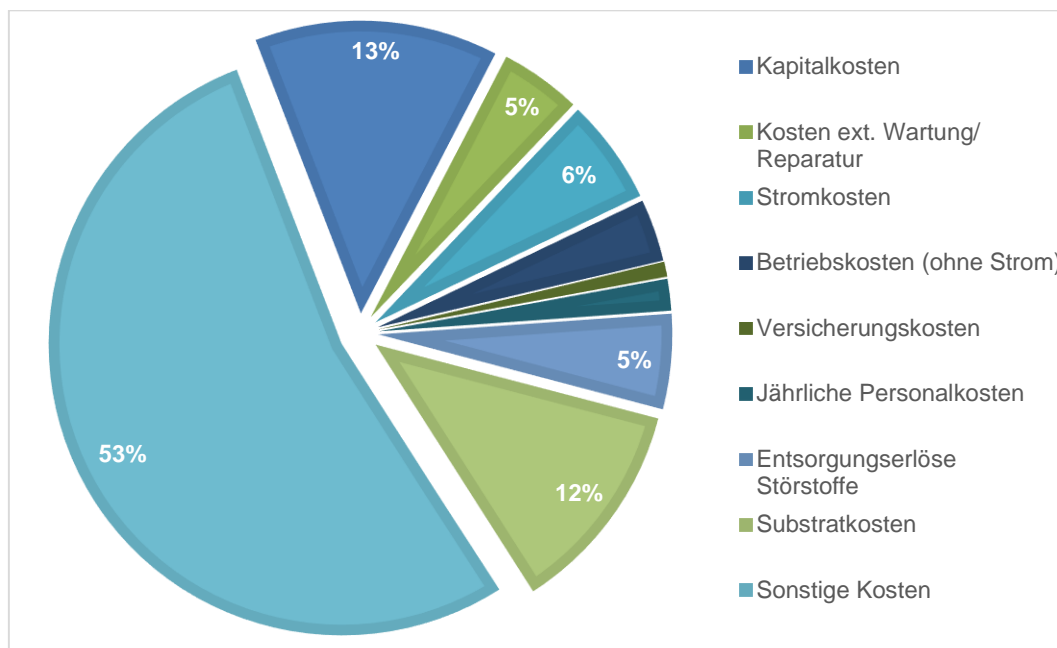


Abbildung 22 Kostenverteilung Pilotanlage 5 in Luxemburg

Der Gesamterlös setzt sich zusammen aus der Vergütung für die eingespeiste Biomethanmenge sowie den Entsorgungserlösen für Bioabfälle und Grünschnitt (siehe Abbildung 23). Je nach Material schwanken die Entsorgungserlöse zwischen 3 bis 42 €/t FM.

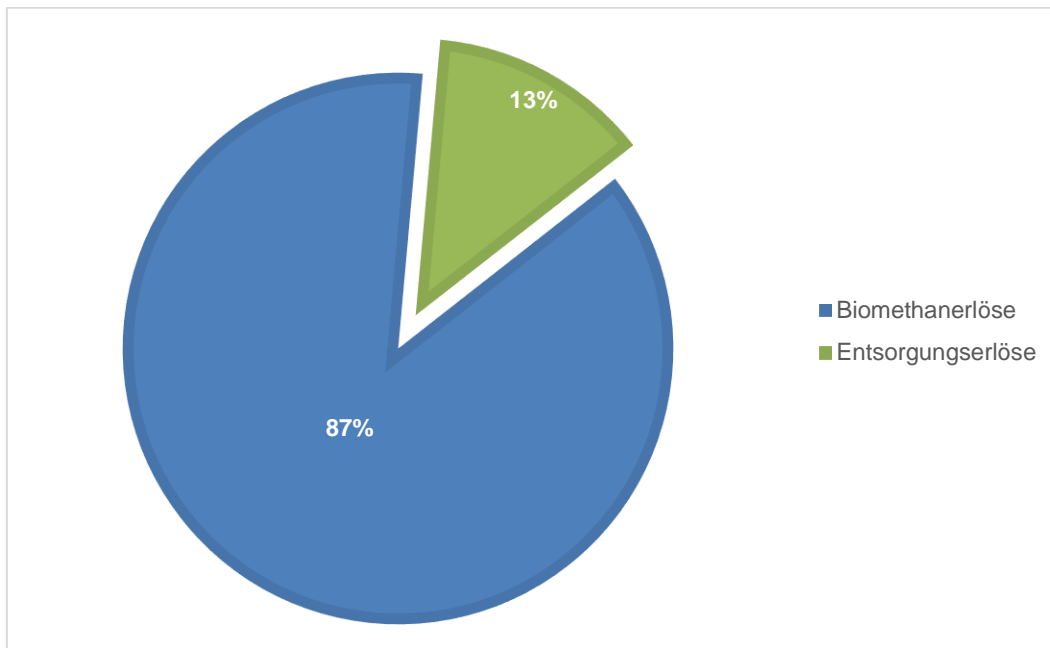


Abbildung 23 Erlössituation Pilotanlage 5 in Luxemburg

4.5.3 Vergleich Großregion

Eine Übertragung der Pilotanlage 5 in die Großregion zeigt dass die Anlage aufgrund der sehr hohen Investitionskosten in keinem der Länder wirtschaftlich darstellbar ist.

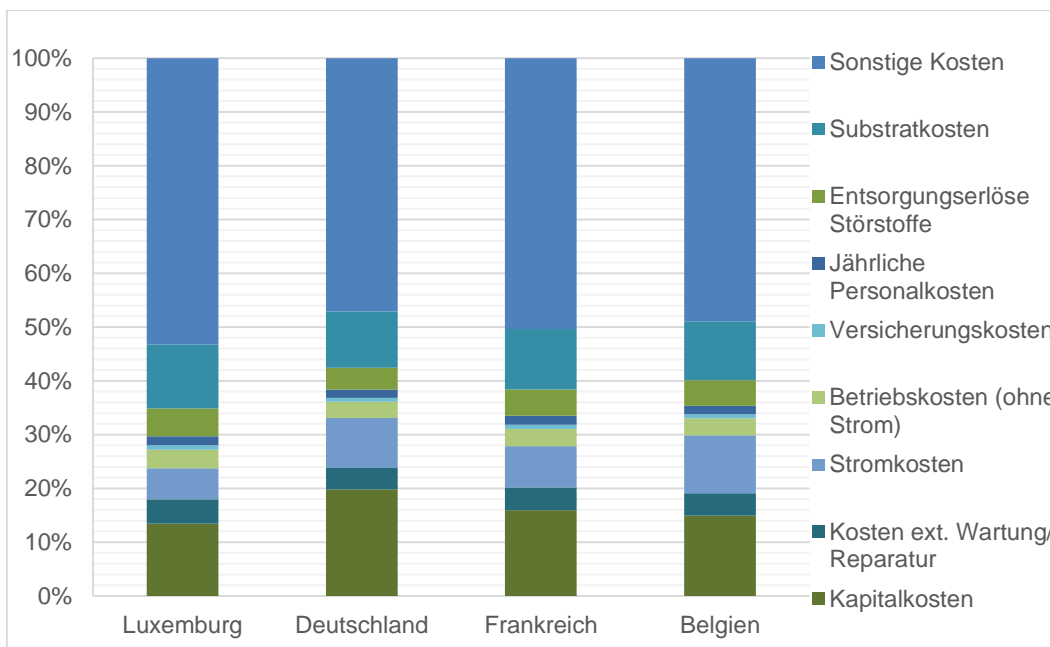


Abbildung 24 Kostensituation in der Großregion

Aufgrund des hohen Stromverbrauchs zeigt sich auch hier in Abbildung 24 ein deutlicherer Unterschied als bei den vorangegangenen Modellierungen (Pilotanlage 1-4). Deutschland ist in dieser Betrachtung das einzige Land ohne Investitionszuschuss, dies spiegelt sich in den Kapitalkosten wieder.

Nach einer Gegenüberstellung der Kosten und Leistungen (vgl. Abbildung 25) sind die Verluste in zwei Ländern, Belgien und Deutschland besonders hoch. In Belgien wurde für die Berechnung der Erlöse eine Verstromung angenommen.

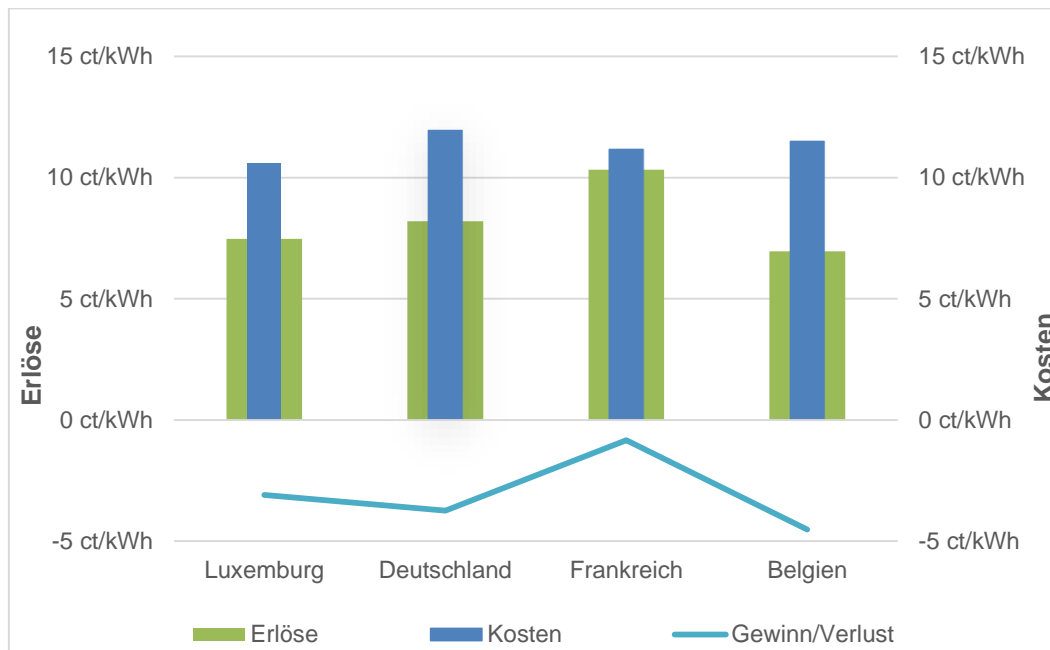


Abbildung 25 Wirtschaftlichkeit Pilotanlage 5 in der Großregion

4.5.4 Zwischenfazit

Die Wallonie ist die einzige Partnerregion die noch keine eigene Biomethanvergütung eingeführt hat. Ein Vergleich war nur unter Annahme einer Vor-Ort-Verstromung möglich. Verbesserungspotential besteht auch hinsichtlich der Gesetzgebung in Luxemburg, die hohen Auflagen für die Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz lassen die Kosten drastisch ansteigen.

Das größte Kostenoptimierungspotenzial bietet bei dieser Anlage der verstärkte Einsatz von Bioabfällen. Hierdurch können insbesondere kostenintensive Substrate gespart werden bei gleichzeitig ansteigenden Entsorgungserlöse.

5 Schlussfolgerung

Die bestehenden Biogasanlagen in der Großregion besitzen durchaus noch einige Optimierungspotenziale. Die möglichen Potenziale lagen in den betrachteten Beispielen in einer Steigerung der jährlichen Auslastung, einer effizienteren Wärmenutzung, Reduzierung der Substratkosten oder der Steigerung möglicher Zusatzerlöse durch die Vermarktung der Wärme oder des Gärrestes. In den anderen Ländern bietet auch der zusätzliche Einsatz von Bioabfällen ein Kostenoptimierungspotenzial durch die eingehenden Entgelterlöse.

Insbesondere rechtliche Barrieren bremsen die Entwicklung und die Verbreitung alternativer Biogastechnologien. Eine Nichtberücksichtigung der Biomethaneinspeisung in Belgien bzw. die hohen Qualitätsvorschriften für Biomethanaufbereitung in Luxemburg sind dabei zu nennen. In der Wallonie sind besonders im Falle der Anerkennung des Gärrestes als Düngeprodukt weitere rechtliche Änderungen notwendig. Häufige Unsicherheiten hinsichtlich eines Einsatzes von Restsubstraten in Biogasanlagen, deren rechtliche Einordnung, sowie die damit verbundene EEG- Vergütung führt in Deutschland zu einer geringeren Bereitschaft, günstige Substrate einzusetzen. Dies gilt insbesondere für Restsubstrate, die nicht explizit in der BiomassVO erwähnt sind und für die somit eine Einzelfallentscheidung notwendig ist.

Eine wichtige Erkenntnis ist die Tatsache, dass die Rentabilität einer Anlage in der Großregion nicht an der installierten Anlagenleistung festgemacht werden kann, viel mehr ist die wirtschaftliche Situation einer Biogasanlage abhängig von den individuellen Rahmenbedingungen des Gesamtprojektes. Eine Aussage hinsichtlich einer optimierten Anlagengröße ist für die Großregion nicht möglich.

Literaturverzeichnis

BiomasseV, Biomasseverordnung-. 2012. Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse. s.l. : Bundesministerium der Justiz, 2012. Zuletzt geändert durch Art.5 Abs. 10 G v. 24.2.2012| 212.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2008. *Biogas und Umwelt- Ein Überblick.* Berlin : s.n., 2008.

Dederer, M. und Messner, J. 2013. *EEG 2012 und die erwarteten Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen.* Baden-Württemberg : Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, 2013.

Ecobiogaz, Projekt. 2014. *Bericht: Rechtliche Rahmenbedingungen der Großregion.* s.l. : IZES, 2014.

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.

Fachverband Biogas e.V. 2014. Biomassepreise steigen kontinuierlich. *Biogas Journal.* 2014, 03/2014, S. 55.

Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tanikon ART; Wagner Andrea. 2012. *Arbeitszeitbedarf auf Biogasanlagen 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 Biogas.* Darmstadt : s.n., 2009. Bd. 2.

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.

L.E.E. s.a.r.l. 2013. *Projektierung einer 75 kW Biogasanlage in Hirzweiler und Macherbach.* s.l. : IZES gGmbH, 2013.

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.

Salje, Peter. 2015. *EEG 2014 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien.* Köln : Carl Heymanns Verlag, 2015.

Statista GmbH. 2013. Statista. *Durchschnittswerte Heizöl August 2012- August 2013.* [Online] August 2013. www.statista.com.

Anhang

Calcul des Certificats Verts

Initialisation des calculs avant chaque simulation * = champs obligatoires

	<input type="button" value="case à remplir"/>
	<input type="button" value="résultat"/>

Choix des combustibles

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

Spécificité de votre installation

Votre installation est-elle une cogénération?	<input type="button" value="oui"/>
Votre installation est-elle sur un site de gaz naturel? *	<input type="button" value="non"/>
Rendement électrique net (Alpha E) *	39,00%
Rendement thermique net (Alpha Q) *	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 26 Beispiel Calcul des Certificats Verts Belgien