

Materialband: O

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“, FKZ: 0327544

Jaqueline Daniel¹, Dr. Frank Scholwin¹

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	2
2	Kosten für den Anbau mehrerer Kulturen	3
2.1	Mehrkosten der Substratsilos	4
2.2	Anbau- und Erntekosten	4
2.2.1	Substrateinsatzmengen bei Variation der Kulturen.....	4
2.2.2	Kostendarstellungen	5
2.2.3	Auswertung der Kostendarstellungen	9
2.3	Zusammenfassung	11
3	Gasdichte Gärrestlager mit Restgasnutzung	11
3.1	Herstellerumfrage	11
3.2	Wirtschaftlichkeit der Abdeckungen von Gärrestlagern	13
3.2.1	Kostenbetrachtungen.....	13
3.2.2	Restgasnutzung zur Deckung der Investitionskosten	14
3.3	CO ₂ -Vermeidungskosten für gasdichte Abdeckungen von Gärrestlagern.....	15
3.4	Im Vergleich: Lagerabdeckung bei traditioneller Gülle- und NawaRo-Nutzung	18
3.5	Handlungsempfehlungen.....	19
4	Kleine Gemeinschaftsanlagen zur Gülleerschließung	20
4.1	Fallbeispiele zur Wirtschaftlichkeit von Gülleanlagen	20
4.2	Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	22
4.3	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	22
4.3.1	Effekt der Wärmeauskopplung.....	23
4.3.2	Effekt finanzieller Anreize infolge der EEG-Novellierung 2009.....	26
4.3.3	Wärmeauskopplung in Abhängigkeit von der Transportentfernung.....	26
4.4	Zusammenfassung	28
5	Kleinstanlagen zur Gülleerschließung	28
5.1	Annahmen	28
5.2	Ergebnisse.....	30
5.3	Zusammenfassung	32
6	Wirtschaftlichkeit von Modell-Biogasanlagen auf Gülle- und NawaRo-Basis	32
6.1	Annahmen	32
6.2	Ergebnisse.....	33

¹ Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig; Kontaktdaten s. Kapitel 8

6.2.1	Modell-Biogasanlagen: 100 kW _{el}	34
6.2.2	Modell-Biogasanlagen: 500 kW _{el}	35
6.2.3	Modell-Biogasanlagen: 1000 kW _{el}	36
6.2.4	Modell-Biogasanlagen: 2000 kW _{el}	37
6.2.5	Modell-Biogasanlage mit Substratmix: 500 kW _{el}	38
6.2.6	Effekte der EEG-Novellierung 2009.....	39
6.3	Zusammenfassung	42
7	Literaturverzeichnis	43
8	Forschungspartner und Adressen	44

1 Einführung

Als Basis für die Gesamtbewertung der im Rahmen des Projektes abgeleiteten Handlungsempfehlungen werden anhand der definierten technischen Biogas-Pfade Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt, um eine ökonomische Beurteilung der ökologisch positiven Maßnahmen zu ermöglichen.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen erfolgen auf der Basis von Vollkostenberechnungen, wobei die Stromgestehungskosten der jeweiligen Modellanlagen dargestellt werden. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden exemplarisch Modellanlagen konzipiert, denen branchentypische Werte und Randbedingungen zugrunde gelegt werden. Dabei werden alle Kosten – ausgehend vom Anbau der Biomasse über die Konversion in der Biogasanlage bis hin zur Nutzung des Biogases im BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung – bilanziert. Die zugrunde liegenden Investitions- und Betriebskosten orientieren sich an Richtpreisen, die auf Erfahrungswerten bzw. Richtpreisangeboten angefragter Anlagenhersteller beruhen.

Folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden in diesem Kapitel detailliert dargestellt:

- **Kosten für den Anbau mehrerer Kulturen**

Im Zusammenhang mit einem nachhaltigen Anbau nachwachsender Rohstoffe zur Biogaserzeugung wird der Anbau von mindestens drei Kulturen diskutiert, um die Verengung von Fruchtfolgen bis hin zu Monokulturen zu vermeiden. Mit dem Einsatz mehrerer Kulturen kann, nach guter fachlicher Praxis, die Nutzung mehrerer Substratsilos erforderlich sein. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden zum einen die Kosten für die Substratlager und zum anderen die Anbau- und Erntekosten der „3-Kulturen-Forderung“ betrachtet.

- **Wirtschaftlichkeit gasdichter Abdeckungen von Gärrestlagern**

Aus ökologischer Sicht wird die gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern empfohlen, da offene Gärrestlager bei der Erzeugung von Biogas eine Hauptquelle für Klimagasemissionen darstellen können. Inwiefern die Investitionskosten die für Abdeckung der Gärrestlager durch die zusätzliche Restgasnutzung kompensiert werden können und mit welchen CO₂-Vermeidungskosten diese Forderung verbunden ist, ist Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

- **Wirtschaftlichkeit von kleinen Gülleanlagen sowie kleiner Gemeinschaftsanlagen auf Güllebasis**

Die Güllevergärung kann einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Derzeit werden schätzungsweise nur 15-20 % der anfallenden Güllemengen in Deutschland für eine energetische Nutzung in Biogasanlagen eingesetzt (vgl. Materialband B). Die Gründe hierfür sind in der geringen Energiedichte und den damit verbundenen vergleichsweise hohen Transportkosten zu suchen. Ob es zur Erschließung des Güllepotenzials weiterer finanzieller Anreize bedarf, soll anhand der Berechnungen näher untersucht werden. Dies trifft insbesondere für Biogasanlagen kleiner Anlagenleistungen zu. Da auch kleinere Anlagen vergleichsweise große Güllemengen erfordern, wird auch der Aspekt der Gemeinschaftsanlagen betrachtet.

- **Wirtschaftlichkeit von Kleinstanlagen (30 kW_{el})**

Unter bestimmten Rahmenbedingungen können auch Kleinstanlagen – d. h. Anlagen mit einer installierten Leistung von deutlich weniger als 100 kW_{el} - wirtschaftlich betrieben werden. Da Kleinstanlagen in besonderem Maße geeignet erscheinen, Güllepotenziale kleinerer Viehbetriebe energetisch nutzbar zu machen, wird aufgezeigt, unter welchen Randbedingungen der Betrieb einer Kleinstanlage wirtschaftlich möglich sein kann.

- **Modellbetrachtung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen**

Die Erzeugung von Energie aus Biogas erfolgt in Deutschland derzeit durch Anlagen mit einer BHKW-Leistung zwischen 100 kW_{el} und 5 MW_{el}. Die durchschnittliche Anlagengröße in Deutschland beträgt derzeit etwa 330 kW_{el} /9/ und wird in den nächsten Jahren aufgrund des Trends zu größeren Biogasanlagen weiter zunehmen. Da diese Anlagen mehrheitlich mit nachwachsenden Rohstoffen und Gülle betrieben werden /9/ werden entsprechende Modellanlagen konzipiert. Dabei ist, aufgrund der aktuellen Marktsituation, sowohl zwischen reinen Gülle- und NawaRo-Anlagen als auch nach verschiedenen Leistungsgrößen zu differenzieren. Um die Bandbreite besser aufzeigen zu können, werden als Modellanlagen überwiegend Gülle (90 % Gülle/10 % NawaRo) bzw. NawaRo-Anlagen (90 % NawaRo/10 % Gülle) konzipiert.

2 Kosten für den Anbau mehrer Kulturen

Der Anbau mehrerer Kulturarten zur Biogaserzeugung erfordert fast immer mehrere Substratsilos, da die Energiepflanzen zu verschiedenen Erntezeitpunkten siliert und gelagert werden. Im Zusammenhang mit einem nachhaltigen Anbau nachwachsender Rohstoffe zur Biogaserzeugung wird der Anbau von mindestens drei Kulturen diskutiert, wobei keine Fruchtart mehr als 50 % ausmachen darf, um die Verengung von Fruchtfolgen zu vermeiden (vgl. Materialband I). Im Hinblick auf diese „3-Kulturen-Forderung“ wird im Folgenden ermittelt, welche Kosten entstehen, wenn für die gleiche Menge nachwachsender Rohstoffe drei Silos anstelle von einem großen Silo von Nöten sind. Für den Einsatz in Biogasanlagen werden als Substratmix 50 % Maissilage, 30 % Getreide-GPS und 20 % Grassilage angenommen. Neben den Silokosten für den Bau mehrerer kleinerer Silos anstelle von einem großen, sind zudem die Anbau- und Erntekosten zu vergleichen, da der Anbau von drei Kulturen höhere Anbaukosten erwarten lässt.

2.1 Mehrkosten der Substratsilos

Zur Ermittlung der Silo-Baukosten, die aufgrund der „3-Kulturforderung“ zu erwarten sind, wurden Silohersteller und Anlagenplaner (Fa. Osterrieder Bau GmbH, Fa. Brückner Biotec GmbH, Fa. U.T.S. und Fa. Böck) befragt.

Die Umfrage der Anlagenplaner und Hersteller von Substratsilos zeigt, dass der spezifische Arbeitsaufwand mit kleiner werdenden Silos steigt und die Kosten für drei Silos aufgrund der „3-Kulturenforderung“ im Vergleich zu einem Silo (1 Kultur) bis zu 20 bis 30 % höher sein können. Die Mehrkosten im Falle der drei Silos liegen im Mehraufwand u. a. für Betonteile, zusätzliche Drainagen und Baustelleneinrichtung begründet. Die Umfrage zeigt allerdings auch, dass die Silokosten erhebliche Bandbreiten aufweisen können und die „3-Kulturenforderung“ nicht zwingend mit Mehrkosten verbunden sein muss, da in der Praxis andere Lösungen (z. B. Silos mit mehreren Kammern) angeboten werden. Darüber hinaus werden nach Aussagen der Anlagenplaner "bei guter fachlicher Praxis" generell mehrere Silos vorgehalten, da ohnehin ein Substratmix eingesetzt wird. So stellt sich ein großes Silo aufgrund größerer Anschnittflächen – die Energieverluste bedeuten können – oft ungünstiger dar.

Werden aufgrund der „3-Kulturenforderung“ zusätzliche Investitionskosten für die Substratlager im Vergleich zum Betrieb der Anlage mit nur einer Anbaukultur in Höhe von 20 % angenommen, so zeigt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zumutbare Erhöhungen der Investitionskosten. Die Kostensteigerung wirkt sich für Anlagen mit erhöhtem NawaRo-Anteil natürlich stärker aus, sie liegt bei NawaRo-Anlagen (100, 500 kW_{el}) bei etwa 2 bis 3 % und bei Gülleanlagen (100, 500 kW_{el}) bei etwa 1 % der Gesamtinvestitionskosten der Anlage.

2.2 Anbau- und Erntekosten

Im Folgenden werden die Kosten für Anbau und Ernte einer Kultur (Maissilage) den Kosten für den Anbau von drei Kulturen (50 % Maissilage, 30 % GPS, 20 % Grassilage) gegenübergestellt. Folgende Vollkostenrechnungen und Leitlinien zu den einzelnen Kulturen wurden berücksichtigt:

- KTBL Betriebsplanung Landwirtschaft 2006/07 /1/
- LfL Bayern: Materialsammlung Futterwirtschaft. Daten, Fakten und Berechnungsgrundlagen zu den Kosten der Grundfuttererzeugung und der Futterwirtschaft /2/
- TLL: Betriebswirtschaftliche Richtwerte für die Feldgrasproduktion, für die Produktion aus Silomais und für die Produktion von Ganzpflanzensilage (GPS) aus Sommergerste /3/, /4/, /5/

2.2.1 Substrateinsatzmengen bei Variation der Kulturen

Aufgrund der verschiedenen Gasausbeuten der Anbaukulturen ergeben sich in Abhängigkeit der Anbauart und der Anzahl der Kulturen verschiedene Substratmengen. In Tabelle 1 sind die Substratmengen für zwei Leistungsgrößen von Biogasanlagen (100 kW_{el} und 500 kW_{el}) dargestellt, wobei die Silageverluste in der Höhe von 10 % bezogen auf den Energiegehalt der Substrate berücksichtigt wurden. Die Angaben der Substratmengen erfolgt unter Berücksichtigung des Mischungsverhältnisses der Substrate, der Wirkungsgrade und der Volllaststunden der BHKW-Module (vgl. Kapitel 6).

Tabelle 2-1 Substrateinsatz in Abhängigkeit der Anzahl und Art der Anbaukulturen

Substrat	100kW _{el}		500kW _{el}	
	1 Kultur	3 Kulturen	1 Kultur	3 Kulturen
Maissilage t/a	2.239	1.260	9.740	5.470
Getreide-GPS t/a	0	755	0	3.285
Grassilage t/a	0	500	0	2.190

Für die betrachteten Anbaukulturen werden zur besseren Vergleichbarkeit der Kostendarstellungen die gleichen Gaserträge und Methangehalte unterstellt (vgl. Tabelle 2-2). Grundlage ist die Datenbasis wie sie für die Berechnung der Ökobilanzen (vgl. Materialband E) und für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Biogas-Modellanlagen (vgl. Kapitel 6) angenommen wird.

Tabelle 2-2 Gaserträge und Methangehalte der Anbaukulturen

Substrat	Biogasertrag [m ³ /t FM]	Methangehalt [%]
Maissilage	200	53
Getreide-GPS	162	55
Grassilage	147	55

2.2.2 Kostendarstellungen

Je nach Hektarertrag und Schnitthäufigkeit der Anbaukulturen ergeben sich auf Basis der drei Literaturquellen (KTBL, LfL Bayern und TLL) verschiedene Anbaukosten für die Anbauvarianten.

Im Folgenden werden die Kostenzusammenstellungen der drei Literaturquellen sowohl für den Anbau einer Kultur als auch für den Anbau von drei Kulturarten in jeweils zwei Leistungsgrößen (100 und 500 kW_{el}) dargestellt. Die Anbauvarianten werden hinsichtlich der Substratmengen, die Anbaufläche sowie der Anbau- und Erntekosten verglichen.

Tabelle 2-3 Anbaukosten 1 Kultur vs. 3 Kulturen, Gras: 1 Schnitt (Datenbasis KTBL)

		1 Kultur	3 Kulturen	1 Kultur	3 Kulturen
Substratkombination		100 % Mais	50 % Mais, 30 % GPS, 20 % Gras	100 % Mais	50 % Mais, 30 % GPS, 20 % Gras
install. elektrische Leistung	kWel	100		500	
Substratmenge					
Mais	t/a	2.239	1.260	9.740	5.470
GPS	t/a	0	755	0	3.285
Gras	t/a	0	500	0	2.190
gesamt	t/a	2.239	2.515	9.740	10.945
Zusätzliche Substratmenge bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	12		12	
Biogasertrag					
Mais	m³/a	447.810	252.000	1.948.100	1.094.000
GPS	m³/a	0	122.310	0	532.170
Gras	m³/a	0	73.500	0	321.930
gesamt	m³/a	447.810	447.810	1.948.100	1.948.100
Anbaufläche					
Mais	ha	51	29	224	126
GPS	ha	0	31	0	134
Gras	ha	0	65	0	284
gesamt	ha	51	125	224	544
Zusätzlicher Flächenbedarf bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	142		143	
Anbau-/Erntekosten					
Mais	€/a	62.890	35.390	273.600	153.650
GPS	€/a	0	33.760	0	146.870
Gras	€/a	0	73.450	0	321.720
gesamt	€/a	62.890	142.600	273.600	622.240
Zusätzliche Anbaukosten bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	127		127	

Angaben teilweise auf eine Stelle gerundet

Tabelle 2-4 Anbaukosten 1 Kultur vs. 3 Kulturen, Gras: 3 Schnitte (Datenbasis LfL Bayern)

		1 Kultur	3 Kulturen	1 Kultur	3 Kulturen
Substratkombination		100 % Mais	50 % Mais, 30 % GPS, 20 % Gras	100 % Mais	50 % Mais, 30 % GPS, 20 % Gras
install. elektrische Leistung	kWel	100		500	
Substratmenge					
Mais	t/a	2.239	1.260	9.740	5.470
GPS	t/a	0	755	0	3.285
Gras	t/a	0	500	0	2.190
gesamt	t/a	2.239	2.515	9.740	10.945
Zusätzliche Substratmenge bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	12		12	
Biogasertrag					
Mais	m³/a	447.810	252.000	1.948.100	1.094.000
GPS	m³/a	0	122.310	0	532.170
Gras	m³/a	0	73.500	0	321.930
gesamt	m³/a	447.810	447.810	1.948.100	1.948.100
Anbaufläche					
Mais	ha	51	29	224	126
GPS	ha	0	37	0	163
Gras	ha	0	24	0	106
gesamt	ha	51	91	224	395
Zusätzlicher Flächenbedarf bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	76		76	
Anbau-/Erntekosten					
Mais	€/a	89.200	50.200	388.050	217.920
GPS	€/a	0	62.420	0	271.580
Gras	€/a	0	36.940	0	161.800
gesamt	€/a	89.200	149.560	388.050	651.300
Zusätzliche Anbaukosten bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	68		68	

Angaben teilweise auf eine Stelle gerundet

Tabelle 2-5 Anbaukosten 1 Kultur vs. 3 Kulturen, Gras: 4 Schnitte (Datenbasis TLL)

		1 Kultur	3 Kulturen	1 Kultur	3 Kulturen
Substratkombination		100 % Mais	50 % Mais, 30 % GPS, 20 % Gras	100 % Mais	50 % Mais, 30 % GPS, 20 % Gras
install. elektrische Leistung	kWel	100		500	
Substratmenge					
Mais	t/a	2.239	1.260	9.740	5.470
GPS	t/a	0	755	0	3.285
Gras	t/a	0	500	0	2.190
Gesamt	t/a	2.239	2.515	9.740	10.945
Zusätzliche Substratmenge bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	12		12	
Biogasertrag					
Mais	m³/a	447.810	252.000	1.948.100	1.094.000
GPS	m³/a	0	122.310	0	532.170
Gras	m³/a	0	73.500	0	321.930
Gesamt	m³/a	447.810	447.810	1.948.100	1.948.100
Anbaufläche					
Mais	ha	53	30	231	130
GPS	ha	0	30	0	132
Gras	ha	0	43	0	186
Gesamt	ha	53	103	231	448
Zusätzlicher Flächenbedarf bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	94		94	
Anbau-/Erntekosten					
Mais	€/a	116.220	65.400	505.580	283.920
GPS	€/a	0	35.150	0	152.940
Gras	€/a	0	59.660	0	261.320
Gesamt	€/a	116.220	160.210	505.580	698.180
Zusätzliche Anbaukosten bei 3 Kulturen im Vergleich zu 1 Kultur	%	38		38	

Angaben teilweise auf eine Stelle gerundet

Gras: Anweilensilage Häckselgras, 4 Schnitte im Jahr (1 Ertragsjahr von 3 berücksichtigt)

2.2.3 Auswertung der Kostendarstellungen

Die Hektarerträge der betrachteten drei Anbaukulturen (Mais, GPS und Gras) variieren nach Angaben der Literaturquellen insbesondere bei Gras erheblich, da unterschiedliche Schnitthäufigkeiten zu Grunde gelegt wurden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der hohen Variabilität bei Gras keine allgemein gültigen Aussagen getroffen werden können.

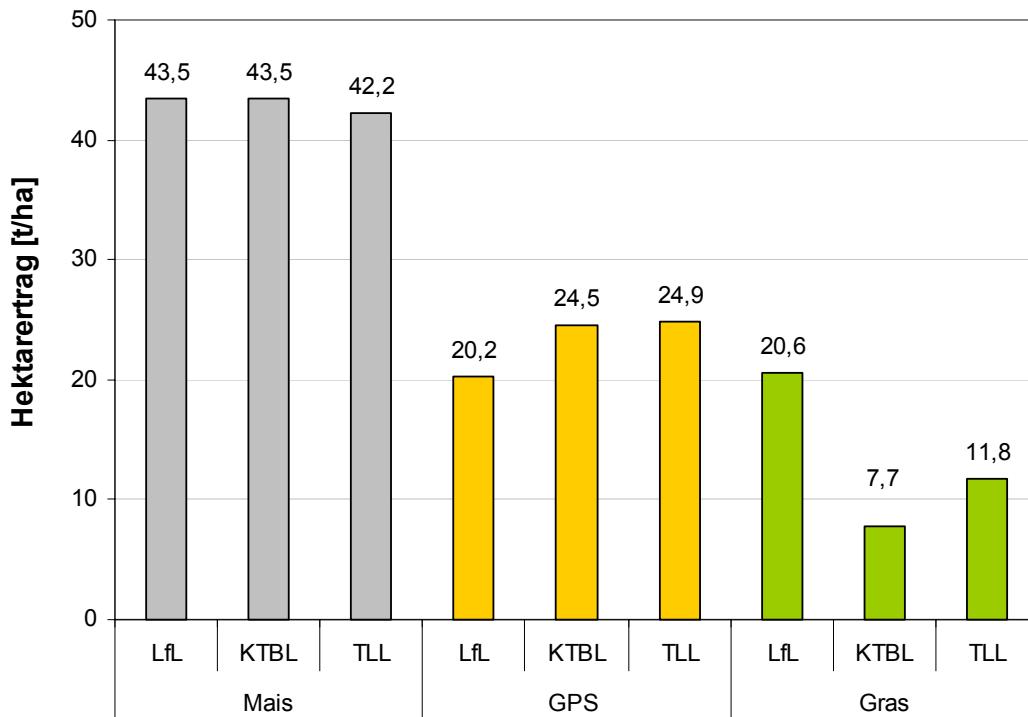


Abbildung 2-1 Substraterträge verschiedener Literaturquellen für Mais, GPS und Gras (Auswertung der Datenbasis nach /1/, /2/, /3/, /4/, /5/)

Die Auswertung der Kostendarstellungen zeigt, dass der Anbauflächenbedarf bei dem Anbau gemäß der „3-Kulturen-Forderung“ bei beiden betrachteten Anlagenleistungsgrößen höher liegt, als für eine Anbaukultur (Mais). Daraus resultieren höhere Anbaukosten im Vergleich zu einer Anbauart (Mais).

Dabei zeigt die Betrachtung der notwendigen Anbaufläche der „3-Kulturen-Forderung“ eine sehr deutliche Bandbreite, so dass der Mehrbedarf an Anbauflächen in Abhängigkeit von der Literaturquelle und der Anlagengröße etwa zwischen 75 bis 140 % variiert (vgl. Abbildung 2-2), während für den Mehrbedarf an Anbaukosten insgesamt eine große Bandbreite von rd. 40 bis 130 % angegeben werden kann (vgl. Abbildung 2-3).

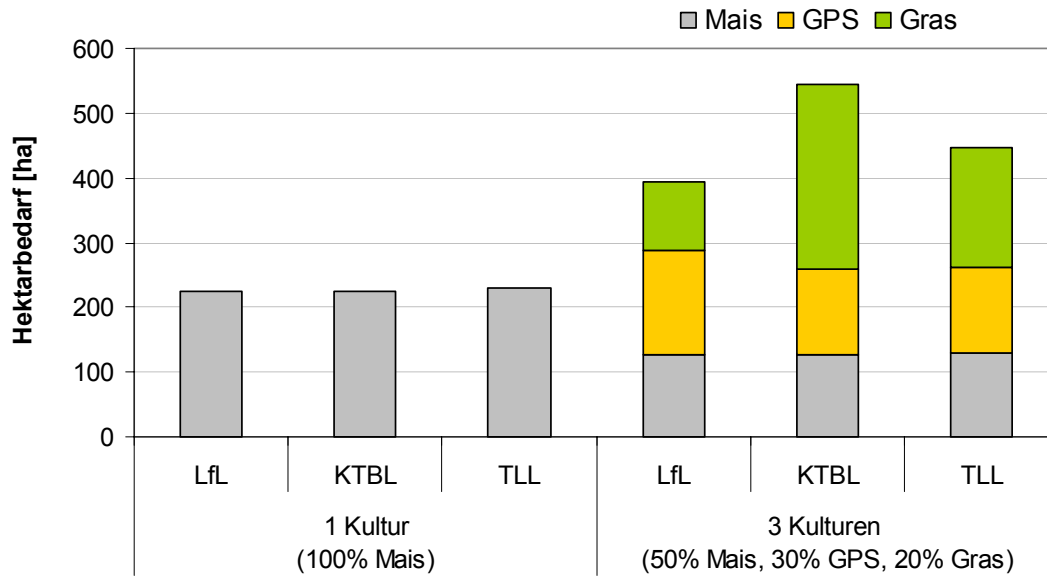


Abbildung 2-2 Hektarbedarf ha einer Anbaukultur im Vergleich zu 3 Kulturen am Beispiel einer 500 kW-Biogasanlage (Datenbasis nach /1/, /2/, /3/, /4/, /5/)

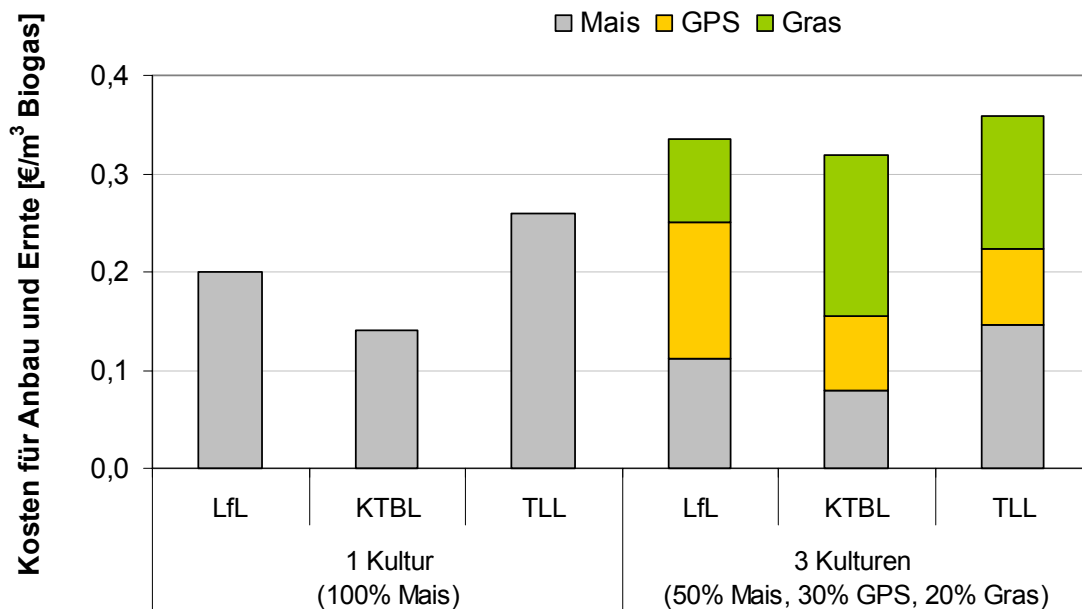


Abbildung 2-3 Anbaukosten je m³ Biogas einer Anbaukultur im Vergleich zu 3 Kulturen am Beispiel einer 500 kW_{el}-Biogasanlage (Datenbasis nach /1/, /2/, /3/, /4/, /5/)

2.3 Zusammenfassung

Die Forderung nach „3 Kulturen“ lässt aufgrund eines höheren Hektarbedarfs höhere Anbau- und Erntekosten im Vergleich zu einer Anbaukultur erwarten. Darüber hinaus können zusätzliche Investitionskosten für Substratlager im Vergleich zu einer Anbaukultur um 20 bis 30 % anfallen. Allerdings wird in der Praxis i. d. R. bereits ein Substratmix realisiert, so dass unter Berücksichtigung der „guten fachlichen Praxis“ mehrere Substratsilos bereitgestellt werden und somit kein weiterer Handlungsbedarf gesehen wird.

3 Gasdichte Gärrestlager mit Restgasnutzung

Im Endlager können Gärreste in Abhängigkeit von der Betriebsweise der Anlage (Verweildauer), der Anlagentechnik, des Konzepts (ein-/mehrstufig) und der Inputstoffe unterschiedliche Restgaspotenziale aufweisen. Bei einer gasdichten Abdeckung der Gärrestlager können die im Endlager anfallenden Gasmengen energetisch genutzt werden. Gleichzeitig werden dadurch klimagasrelevante Emissionen (z. B. Methan) und Geruchsbelästigungen verringert.

Aus ökologischer Sicht wird für Neuanlagen eine gasdichte Abdeckung der Gärrestlager gefordert (vgl. 3.5). Inwiefern diese Forderung auch für bestehende Biogasanlagen möglich ist, wird unter den Aspekten der technischen Machbarkeit, der Wirtschaftlichkeit und der ökologischen Relevanz (CO₂-Vermeidungskosten) bewertet. Folgende Fragestellungen sind in diesem Zusammenhang von Bedeutung:

- Wie wird die technische Machbarkeit für die Abdeckung bestehender Gärrestlager beurteilt?
- Welche Kosten sind für Abdeckungen von Gärrestlagern zu erwarten?
- Welche CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich bei den Gärrestlagerabdeckungen?
- Welche CO₂-Vermeidungskosten sind für die Lagerabdeckung bei traditioneller Gülle- und Gärrestnutzung (ohne Biogasanlage) zu berücksichtigen?

3.1 Herstellerumfrage

Auf der Basis von Experteneinschätzungen sind gemäß einer KTBL-Studie /6/ 26 % der Rundbehälter problemlos nachrüstbar, während die Abdeckung für 28 % des Bestandes an Rundbehältern als technisch schwierig und 54 % als nicht nachrüstbar bewertet wurden. Erdbecken seien generell nicht nachrüstbar. Als Gründe für die schwierige oder nicht mögliche Nachrüstbarkeit wurde angegeben, dass offene Rundbehälter (ohne jegliche Abdeckung/ Überdachung) i. d. R. nicht statisch für das Einbringen einer Mittelstütze ausgelegt sind; bei Tragluftdächern muss die Behälterwand geeignet sein, die Lasten einer frei tragenden Konstruktion aufzunehmen, was einer Einzelfallprüfung bedarf. Ebenfalls in der KTBL-Studie findet sich die Information, dass etwa 92 % der Gärrestlager-Rundbehälter in Deutschland einen Durchmesser < 25 m aufweisen.

Zur technischen Machbarkeit der Gärrestlagerabdeckung wurde im Rahmen des Projektes ein Meinungsbild verschiedener Anlagenplaner, -hersteller und -berater eingeholt. Dazu gehören: MT-Energie, CENO TEC, Lipp, Agrotel, FiberTech, Krieg&Fischer, Rossow&Partner, Biogas Nord, Fermenter Doktor, U.T.S., Haase, Schmack Biogas.

Nach der Herstellerumfrage durch das IE wurde die Gärrestlagerabdeckung bestehender Biogasanlagen aus technischer Sicht mehrheitlich als realisierbar eingeschätzt. Die Hersteller trafen in der Umfrage entweder eine allgemeine Abschätzung bzw. bezogen sich auf eigene Komponenten. So ergab die Anfrage bei den Herstellern, dass die Abdeckung bei Stahlbetonbehältern insbesondere für Rundbehälter technisch machbar ist; für Stahlbehälter dagegen schwer bzw. mit erhöhtem Aufwand. Von einer Abdeckung für Lagunen wurde mehrheitlich abgesehen.

Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse dieser Umfrage im Überblick dargestellt:

- Für die Mehrheit der Hersteller stellt die Abdeckung bestehender Gärrestlager bis max. 30 – 45 m Durchmesser (Rundbehälter) i. d. R. kein Problem dar. Die Erfahrung aus den vergangenen Jahren zeigt, dass die Mehrheit der Behälter nachgerüstet werden konnte.
- Geeignet sind Behälter aus Stahlbeton sowie Stahl und Stahl-Emaille mit aufgesetztem Flanschring an der Behälteroberkante als Auflagefläche für die Abdeckung.
- Bei Stahlbetonbehältern sind dichte, einschalige und zweischalige Dächer mit Gaserfassung realisierbar. Einschalige Abdeckungen sind jedoch aufgrund der starken Windbeanspruchung stärker den mechanischen Kräften ausgesetzt. Bei zweischaligen Abdeckungen wird die gasdichte Membran durch das Tragluftdach vor äußeren Einflüssen geschützt. Darüber hinaus werden freitragende Systeme aus Edelstahl (z. B. Edelstahlflachdach) oder glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) angeboten.
- Bei der Abdeckung der Gärrestlager aus Stahlbeton mit Folienabdeckungen (Durchmesser größer 25 m) ist i. d. R. eine Mittelstütze, die die Unterkonstruktion des Daches trägt, erforderlich. Während der Befestigung der Stütze auf dem Behälterboden muss ein Ersatzlager geschaffen werden, um den fortlaufenden Betrieb der Biogasanlage zu ermöglichen.
- Die gasdichte Abdeckung von Stahlbehältern (Edelstahl, Stahl-Emaille) ist aus statischen Gründen nach Angaben der Mehrheit der Hersteller mit höheren Aufwendungen verbunden. Allerdings werden verschiedene Sonderlösungen zur Abdeckung angeboten.
- Die technische Machbarkeit der Abdeckung bestehender Gärrestlager bedarf hinsichtlich der baulichen Ausführung und der Statik stets der Einzelfallprüfung.
- Die Mehrheit der befragten Anlagenhersteller empfiehlt eine Abdeckung mit Gaserfassung bzw. -speicherung.
- Darüber hinaus gibt die Mehrzahl der Anlagenplaner an, neue Biogasanlagen nur noch mit Abdeckung der Gärrestlager anzubieten².

² Anforderungen zur Gärrestlagerabdeckung in den Bundesländern, teilweise sogar in den Landkreisen unterschiedlich.

3.2 Wirtschaftlichkeit der Abdeckungen von Gärrestlagern

Die Wirtschaftlichkeit der gasdichten Abdeckung von Gärrestlagern ist in erster Linie von den Einsatzstoffen und der Betriebsweise der Biogasanlagen abhängig.

Die untersuchten Biogasanlagen im Rahmen des Biogasmessprogramms der FAL /10/, wiesen bei der üblichen Lagertemperatur von ca. 20 °C in Bezug auf die Gasproduktion im Fermenter teilweise Methanverluste von mehr als 20 % auf. Bei über der Hälfte der dort betrachteten Anlagen betragen die Verluste zwischen 5 und 15 % der Methanproduktion /11/. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die im ersten Biogasmessprogramm betrachteten Biogasanlagen, überwiegend vor der EEG-Novellierung im Jahr 2004 errichtet wurden. So weisen die in den letzten 4 Jahren neu gebauten Biogasanlagen zu 60 % mindestens zwei statt einer Prozessstufe auf /11/. Die damit verbundene längere Verweilzeit der Substrate im Fermenter lässt geringere Restgaspotenziale im Gärrestlager erwarten.

Zu berücksichtigen ist, dass bisher keine belastbaren Daten existieren, die belegen, welcher Anteil des Restgaspotenzials tatsächlich emittiert. Daher können die tatsächlichen Emissionen aus der Gärrestlagerung geringer als das betrachtete Restgaspotenzial ausfallen.

3.2.1 Kostenbetrachtungen

Nach Angaben der Hersteller sind neben der reinen Abdeckung bei der Umrüstung zum abgedeckten Gärrestlager weitere Kostenpositionen zu berücksichtigen:

- Rührwerk
- Beschichtung Beton
- Dach
- Messtechnik
- Sicherheitstechnik

Für die Abdeckung der Behälter werden überwiegend Foliendächer (Doppelmembran) verwendet. Bei den ein- und zweischaligen Tragluftdächern zur Gärrestlagerabdeckung erfolgt eine gasdichte Abdeckung, wobei bei einschaligen Abdeckungen keine Speicherung erfolgt, sondern das Gas zum BHKW durchgeleitet wird.

Die Anfrage für Abdeckungen erfolgte für Gärrestlagergrößen mit einem Durchmesser zw. 15 bis 40 m. Auf Basis einer Richtpreisangebots der Fa. CENO TEC GmbH wurde die in den folgenden Tabellen für ein- und zweischalige Gärrestlagerabdeckungen dargestellten Kosten abgeschätzt. Bei der zweischaligen Abdeckung steht ein zusätzlicher Gasspeicher zur Verfügung was zu einem einfacheren Gasmanagement führt. Je nach Bedarf und bereits vorhandenem Gasspeichervolumen kann diese Option wirtschaftlich vorteilhaft sein.

In Tabelle 3-1 ist die Kostenabschätzung der Gärrestlagerabdeckungen in Abhängigkeit vom Substrateinsatz und der Anlagengröße für die betrachteten Modellanlagen für ein- und zweischalige Abdeckungen sowie für einfache Abdeckungen ohne Gaserfassung dargestellt. Allerdings ist bei der Verwendung eines einfachen Hochsilodaches (nicht gasdicht) zu berücksichtigen, dass zwar eine Geruchsminderung (Reduzierung der Geruchsschwellenentfernung) /12/, aber keine Reduktion der Methanemissionen vorhanden ist.

Ferner ist für die Auslegung der Gärrestlager zu berücksichtigen, dass die Menge an Gärrest im Vergleich zur eingesetzten Substratmenge bei den Anlagen mit überwiegendem NawaRo-

Einsatz geringer als bei Gülleanlagen ausfällt. So wurde für die NawaRo-Anlagen (90 % NawaRo/10 % Gülle) ein Abbaugrad an organischer Trockensubstanz (oTS) von etwa 80 % unterstellt; für Gülleanlagen (90 % Gülle/10 % NawaRo) etwa 30 %.

Tabelle 3-1 Kosten der verschiedenen Gärrestlagerabdeckungen der Modellanlagen

kW _{el}	Substratkombination	Input gesamt [t/a]	Gär- restmen- ge [t/a]	Gärrestla- ger (180d Vorhal- tung) [m ³]	Durch- messer Gärrest- lager [m]	Abdeckung einschalig [€]	Abde- ckung zweischa- lig [€]	Einfache Abdeckung (nicht gas- dicht) [€]
100	90 % NawaRo, 10 % Gülle	2.500	1.930	1.000	~ 15	30.000	44.000	14.000
100	10 % NawaRo, 90 % Gülle	12.500	9.640	5.000	~ 33	80.000	132.000	56.000
500	90 % NawaRo, 10 % Gülle	10.000	9.560	5.000	~ 33	80.000	132.000	56.000
500	10 % NawaRo, 90 % Gülle	44.000	42.060	21.000	~ 3x 40	200.000*	330.000*	140.000*

* Faktor 2,5 für Abdeckungskosten z. B. aufgrund Rabatt unterstellt

3.2.2 Restgasnutzung zur Deckung der Investitionskosten

Die Nutzung der im Gärrestlager anfallenden Restgasmengen können zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage energetisch genutzt werden. Inwiefern die Investitionskosten für die Abdeckung der Gärrestlager durch die Restgasnutzung kompensiert werden können, wird in den folgenden Berechnungen auf Basis der in Tabelle 3-2 dargestellten Annahmen ermittelt. Erhöhte Methangehalte und die damit verbundene Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades des BHKW bleiben unberücksichtigt.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass stets das Restgaspotenzial betrachtet wird, die tatsächlich emittierenden Restgase fallen mit einiger Sicherheit geringer aus, da das Potenzial das Maximum darstellt, was in der Praxis sicher nicht erreicht wird. Die kann insbesondere bei geringen Temperaturen erwartet werden, da die Gärrestbehälter i. d. R. nicht isoliert und beheizt werden.

Tabelle 3-2 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Gärrestlagerabdeckung

Basisjahr EEG-Erlöse:	2007
Wärmenutzung:	30 % (der BHKW-Abwärme abzgl. des Eigenwärmebedarfs)
Maissilage:	30 €/t
Strombedarf:	10 %
Wärmebedarf:	30 % Gülleanlagen, 20 % NawaRo-Anlagen
Wärmeerlös	2,5 ct/kWh _{th}
Volllaststunden BHKW	7800 (500 kW _{el}), 7500 (100 kW _{el})
Personalkosten	0,5 MA bzw. 25.000 €/a (100 kW _{el}), 1 MA bzw. 50.000 €/a (500 kW _{el})
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Misch-Zinssatz	7 %
Silageverluste	10 %
Wirkungsgrad BHKW:	500 kW _{el} : 37,5 % el, 43 % th; 100 kW _{el} : 32 % el, 52 % th
Gärrestlagerabdeckung:	Basis: Richtpreise Fa. CENOTEC; Daten für Lagergröße angepasst

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass die zusätzlichen Investitionskosten für die Abdeckung der Gärrestlager für NawaRo-Anlagen bei geringerer Restgasnutzung kompensiert werden können als für Gülleanlagen. Dies liegt u. a. in den vergleichsweise geringeren Gärrestvolumina der NawaRo-Anlagen begründet.

Für die betrachtete NawaRo-Anlage (500 kW_{el}) ist eine Deckung der Investitionskosten einer 2-schaligen Abdeckung möglich, wenn etwa 3,5 % des produzierten Biogases im Gärrestlager erfasst und energetisch genutzt werden kann. Bei Gülleanlagen im selben Leistungsbereich sind über 8 % der produzierten Gasmenge als Restgas zu erfassen, um die hohen Investitionskosten für die Gärrestlagerabdeckung zu kompensieren. Nicht berücksichtigt wurde bisher u. U. höhere Methangehalte verbunden mit höheren Wirkungsgraden bei der Verstromung im BHKW.

Für die betrachteten Anlagenvarianten ergeben sich – bezogen auf die gesamte produzierte Biogasmenge – folgende zusätzlich zu erfassenden Gasmengen, die für die Deckung der Investitionskosten der Gärrestlagerabdeckung erforderlich sind.

Tabelle 3-3 Erforderliche zusätzliche Nutzung des Gesamtgaspotenzials zur Deckung der Investitionskosten der Gärrestlagerabdeckung

Anlagengröße kW _{el}	Zusätzlich zu erfassende Gasmenge bezogen auf die Gesamte produzierte Biogasmenge [%]			
	2-schalige Gasmembran		1-schalige Gasmembran	
	NawaRo-Anlage	Gülle-Anlage	NawaRo-Anlage	Gülle-Anlage
100	6	17	3.8	10.5
500	3.5	8	2.1	5.5

Die Kompensation der Abdeckungskosten ist für kleinere Anlagen nur mit einer höheren Restgasnutzung erreichbar. Unter Annahme von Restgaspotenzialen in Gärrestlagern in der Größenordnung von 3 bis 5 % können die zusätzlichen Kosten für die Abdeckung am ehesten von NawaRo-Anlagen größerer Anlagenleistung kompensiert werden.

Hier ist zudem zu berücksichtigen, dass die Abdeckungskosten je nach Anbieter und Abdeckungstechnik variieren können. Darüber hinaus können die Kosten durch die Wahl einer einschaligen Gasmembran zur Gärrestlagerabdeckung anstelle eines zweischaligen Gasmembransystems reduziert werden und somit auch für geringere Restgasnutzungen wirtschaftlich interessant sein.

3.3 CO₂-Vermeidungskosten für gasdichte Abdeckungen von Gärrestlagern

In Abhängigkeit der betrachteten Anlagengrößen und der Einsatzstoffe wurden die Emissionen der Gärrestlagerung für Methan und Distickstoffoxid (Lachgas) ermittelt (Basis Ökobilanzdaten ifeu). Dabei wurden sowohl für die Methanemissionen als auch für die Lachgasemissionen verschiedene Variationen der Verlustfaktoren betrachtet. Die Methanemissionen der Gärrestlagerung offener Endlager werden für die Größenordnung von 2, 5 und 10 % der produzierten Methanmenge berechnet. Darüber hinaus können in Abhängigkeit des Emissionsfaktors für Lachgas bei NawaRo-Anlagen zwei Varianten betrachtet werden.

- Unter der Annahme, dass die Gärreste von NawaRo-Anlagen eher einen Festmistcharakter aufweisen, kann als Emissionsfaktor für Lachgas 2 % (IPCC 2001 für Festmist /8/) bezogen auf den Stickstoffgehalt im Gärrest angenommen werden.
- Wird der Verlustfaktor für Gülle (IPCC 2001 /8/) unterstellt, so kann als Verlustfaktor für Lachgas im Gärrestlager 0,1 % bezogen auf den Stickstoffgehalt im Gärrest berücksichtigt werden.

Mangels belastbarer Daten werden im Folgenden beide Annahmen hinsichtlich der Lachgasemissionen für Gärreste aus nachwachsenden Rohstoffen dargestellt.

Tabelle 3-4 Methan- und Lachgasemissionen der Gärrestlager in Abhängigkeit von der Anlagengröße, dem Substrateinsatz und der Höhe der Restgaspotenziale

Substrateinsatz	Anlagen- größe [kW _e]	Gär- rest- menge [t/a]	N- Gehalt Gär- rest [t/a]	N ₂ O- Emissionen Lager		Methan- menge [m ³ /a]	CH ₄ -Emissionen Gärrest- lager		
				0,1 % N	2 % N		[m ³ /a]		
							2 %	5 %	10 %
100 % Rindergülle	100	17.127	63	63		243.750	4.875	12.188	24.375
100 % Rindergülle	500	73.073	270	270		1.040.000	20.800	52.000	104.000
100 % NawaRo	100	1.740	10	10	209	243.750	4.875	12.188	24.375
100 % NawaRo	500	7.423	45	45	891	1.040.000	20.800	52.000	104.000

Unter Berücksichtigung der Klimagasemissions-Faktoren für Lachgas und Methan (nach IPCC 2007 /13/: Faktor 298 für Lachgas und Faktor 25 Methan im Vergleich zu Kohlendioxid) und die in Tabelle 3-4 ermittelten Lachgas- und Methanemissionen ergeben sich die in Tabelle 3-5 dargestellten klimarelevanten Emissionen in Form von CO₂-Äquivalenten.

Tabelle 3-5 Spezifischen und absoluten CO₂-Äquiv.-Emissionen der Gärrestlager in Abhängigkeit von der Anlagengröße, dem Substrateinsatz und der Höhe der Restgaspotenziale

Substrateinsatz	Anlagen- größe [kW _e]	Gärrest- menge [t/a]	t CO ₂ -Äquiv. /t Gärrest			t CO ₂ -Äquiv. /a		
			Emissionen Gärrestlager			Emissionen Gärrestlager		
			2%	5%	10%	2%	5%	10%
100% Rindergülle (0,1%N)	100	17.127	0,006	0,014	0,027	106	237	454
100% Rindergülle (0,1%N)	500	73.073	0,006	0,014	0,027	452	1.009	1.938
100% NawaRo (0,1% N)	100	1.740	0,052	0,127	0,252	90	221	438
100% NawaRo (0,1% N)	500	7.423	0,052	0,127	0,252	385	942	1.870
100% NawaRo (2%N)	100	1.740	0,086	0,161	0,286	149	280	497
100% NawaRo (2%N)	500	7.423	0,086	0,161	0,286	637	1.194	2.122

Auf der Basis der Abdeckungskosten für die Gärrestlager analog der Modellanlagen in Tabelle 3-1 ergeben sich für ein- und zweischalige Abdeckungen die in Tabelle 3-6 dargestellten CO₂-Vermeidungskosten. Die Investitionskosten zur gasdichten Abdeckung der Gärrestlager werden dabei über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren mit einem Kalkulationszinssatz von 5 % berücksichtigt.

Tabelle 3-6 Vermeidungskosten (€/t CO₂-Äquiv.) für die Varianten der Gärrestlagerabdeckungen bei min. Lachgasemissionen (Lachgas: 0,1 %N)

		CO ₂ -Vermeidungskosten €/t (einschalige Abdeckung)			CO ₂ -Vermeidungskosten €/t (zweischalige Abdeckung)		
		2 %	5 %	10 %	2 %	5 %	10 %
	Gärrestlager Emissionen						
Substrateinsatz	Anlagengröße [kW _e]						
100 % Rindergülle	100	61	27	14	100	45	23
100 % Rindergülle	500	36	16	8	59	26	14
100 % NawaRo	100	27	11	5	39	16	8
100 % NawaRo	500	17	7	3	28	11	6

Im Ergebnis sind bei gleicher Anlagengröße für Gülleanlagen höhere Emissionsvermeidungskosten als bei NawaRo-Anlagen zu berücksichtigen. Dabei variieren die Emissionsvermeidungskosten in Abhängigkeit der betrachteten Anlage (Einsatzstoff, Anlagengröße, Annahme der Methanverluste) deutlich. Insgesamt betrachtet, können die bei offenen Gärrestlager entstehenden Treibhausgasemissionen (dargestellt in CO₂-Äquiv.) mit verhältnismäßig geringen Kosten vermieden werden.

Unter Berücksichtigung der maximalen N₂O-Emissionen (2 % bezogen auf den Stickstoffgehalt im Gärrest aus nachwachsenden Rohstoffen) ergeben sich die in Tabelle 3-7 dargestellten Vermeidungskosten.

Tabelle 3-7 Vermeidungskosten (€/t CO₂-Äquiv.) der NawaRo-Anlagen bei max. Lachgas-Emissionen (Lachgas: 2 % N)

		CO ₂ -Vermeidungskosten €/t (einschalige Abdeckung)			CO ₂ -Vermeidungskosten €/t (zweischalige Abdeckung)		
		2 %	5 %	10 %	2 %	5 %	10 %
	Gärrestlager Emissionen						
Substrateinsatz	Anlagengröße [kW _e]						
100 % NawaRo	100	16	9	5	24	13	7
100 % NawaRo	500	10	5	3	17	9	5

Werden hohe Lachgasemissionen (IPCC 2001 Festmist: 2 % des N im Gärrest) unterstellt, so sind für NawaRo-Anlagen sehr geringe Vermeidungskosten in der Höhe von 3 bis 24 €/t CO₂ in Abhängigkeit von der betrachteten Anlage (Anlagengröße, Annahme der Methanverluste) zu berücksichtigen.

3.4 Im Vergleich: Lagerabdeckung bei traditioneller Güllelagerung

Im Vergleich zur konventionellen Lagerung von Gülle können durch die energetische Verwertung der Gülle in der Biogasanlage (bei gasdicht abgedecktem Gärrestlager) Klimagasemissionen vermieden werden. Dies ist insbesondere auf die entstehenden Methanemissionen bei der konventionellen Güllelagerung zurückzuführen. Da Methan im Vergleich zu Kohlendioxid ein 25-faches höheres Treibhausgaspotenzial aufweist, muss der Minderung dieser Emissionen besondere Bedeutung beigemessen werden. Die Methanemissionen aus der Güllelagerung werden mit 1,8 kg Methan je m³ Gülle /14/ angenommen.

Im Folgenden wird abgeschätzt, welche CO₂-Vermeidungskosten für die konventionelle Güllelagerung zu erwarten sind, wenn die Güllelager gasdicht abgedeckt werden und das entstehende Methan in CO₂ umgesetzt wird.

Für diese Emissionsminderungsmaßnahme sind die Kosten einer gasdichten Abdeckung und die Kosten für eine Gasfackel zur Verbrennung des Methans zu Kohlendioxid (als Minimalforderung³) zu berücksichtigen. Für die Lagerabdeckungen werden die Investitionskosten analog der Gärrestlagerabdeckungen auf Basis von Richtpreisen berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.2.1). Die CO₂-Äquivalent-Emissionen der konventionellen Güllelagerung auf Basis der Methanemissionen sowie die daraus abgeleiteten CO₂-Vermeidungskosten sind in Tabelle 3-8 dargestellt. Werden die in Tabelle 3-8 dargestellten Investitionskosten für die Abdeckung der Güllelager einschließlich der Kosten für eine Gasfackel ungestellt, zeigt sich, dass diese Maßnahme zur Emissionsminderung eine sehr günstige Alternative ist. Die Investitionskosten werden dabei über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren mit einem Kalkulationszinssatz von 5 % berücksichtigt.

Tabelle 3-8 Abschätzung der Emissionen und Emissionsvermeidungskosten konventioneller Güllelagerung

Substrat	Gülle t/a	Emissionen konv. Güllelagerung		Investitionskosten €			CO ₂ -Vermeidungskosten €/t	
		CH ₄ t/a	CO ₂ -Äq t/a	Lager- abdeck- ung 1- schalig	Lager- abdeck- ung 2- schalig	Gas- fackel	Lager- abdeck- ung 1- schalig + Gasfackel	Lager- abdeck- ung 2- schalig + Gasfackel
100% Rindergülle	15.500	28	698	80.000	132.000	15.000	11	17
100% Rindergülle	77.500	140	3.488	200.000	330.000	40.000	6	9

Im Vergleich zur energetischen Nutzung der Gülle in Biogasanlagen liegen die Emissionsvermeidungskosten der konventionellen Güllelagerung in gleicher Größenordnung. Unter bestimmten Voraussetzungen können Klimagasemissionen durch den Einsatz von Gülle in Biogasanlagen sogar deutlich günstiger eingespart werden.

³ Zur Umsetzung des Methans bieten sich weitere Alternativen an, z.B. Verbrennung des Methans im BHKW oder Gasbrennwertkessel. Für diese Betrachtungen kann der Zusatznutzen (Strom/Wärmegegewinnung) in Bezug zu den jährlichen Kosten berücksichtigt werden.

3.5 Handlungsempfehlungen

Bei der Biogaserzeugung stellen offene Gärrestlager eine Hauptquelle für Klimagasemissionen dar. Durch die gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern können die Restgasmengen erfasst und zusätzlich energetisch genutzt werden. Gleichzeitig werden dadurch klimagasrelevante Emissionen (z. B. Methan) und Geruchsbelästigungen gemindert.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Emissionsminderung nur durch gasdichte Abdeckungen möglich ist. Angeboten werden ein- und zweischalige Gärrestlagerabdeckungen. Bei einschaligen Behälterabdeckungen wird das Restgas ohne Speicherung direkt im BHKW verwertet. Im Falle eines Ausfalls oder Überlast des BHKW wird das Restgas in die Umgebung abgegeben, falls nicht ein ausreichend dimensionierter Speicher vorhanden ist oder das Restgas über die Gasfackel entsorgt wird. Bei zweischaligen Abdeckungen ist dies nicht der Fall, da ein zusätzlicher Gasspeicher integriert ist, was jedoch mit finanziellen Mehraufwendungen verbunden ist.

Die Handlungsempfehlungen im Hinblick auf die Gärrestlagerabdeckung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Vor dem Hintergrund vergleichsweise geringer Mehrkosten erscheint die Forderung einer gasdichten Abdeckung mit Restgasnutzung - außer bei Gülleanlagen - für sinnvoll und realistisch. Für Kleinanlagen sollten keine Ausnahmen getroffen werden.
- Die Ausführung der gasdichten Abdeckung der Gärrestlager sollte mindestens eine einschalige Gärrestlagerabdeckung in Kombination mit einer automatisierten Gasfackel umfassen (Minimalforderung). Für den Fall, dass kein ausreichend dimensionierter Gasspeicher vorhanden ist, ist die zweischalige Behälterabdeckung mit integriertem Gasspeicher zu empfehlen.
- Ausgenommen von der Forderung sind Biogasanlagen, die überwiegend Gülle einsetzen (Gülleanlagen), wobei der Anteil tierischer Exkrememente mindestens 80 % (massebezogen) betragen sollte.
- Ferner können Biogasanlagen, die mindestens zweimal jährlich nachweisen, dass die Gärreste Gasbildungsraten unter 2 % der Inputsubstrate aufweisen, ebenso von der Abdeckung der Gärrestlager ausgenommen werden.

Die Forderung nach gasdichter Abdeckung und Restgasnutzung lässt sich im EEG nur für Neuanlagen aufstellen, für Altanlagen gilt Bestandsschutz. Ausgenommen sind Anlagen, die vor der Novellierung des EEG (2004) errichtet wurden und entsprechend nicht unter der Zusage des NawaRo-Bonus in Betrieb genommen wurden. Für diese Anlagen könnte der NawaRo-Bonus an die Voraussetzung gasdichter Lager geknüpft werden. Ferner könnte die Forderung einer gasdichten Gärrestlagerabdeckung für bestehende Biogasanlagen über das Ordnungsrecht gefordert werden (z. B. nachträgliche Anordnung über Immissionsschutzgesetz).

Im Hinblick auf die CO₂-Vermeidungskosten zeigt sich, dass bei gleicher Anlagengröße für Gülleanlagen höhere Emissionsvermeidungskosten als für NawaRo-Anlagen zu berücksichtigen sind. Dabei variieren die Emissionsvermeidungskosten in Abhängigkeit der betrachteten Anlage (Einsatzstoff, Anlagengröße, Annahme der Methanverluste) deutlich. Insgesamt betrachtet, können jedoch die durch offene Gärrestlager entstehenden klimarelevanten Emissionen durch eine gasdichte Gärrestlagerabdeckung mit Gas erfassung zu verhältnismä-

ßig geringen Kosten vermieden werden. Dies zeigt sich auch im Vergleich zu den Emissionsvermeidungskosten konventioneller Güllelagerung.

4 Kleine Gemeinschaftsanlagen zur Gülleerschließung

Die Güllemengen kleiner Viehbetriebe reichen mitunter nicht aus, um eine güllebasierte Biogasanlage wirtschaftlich zu betreiben. Um dieses Güllepotenzial dennoch für die energetische Nutzung in der Biogasanlage nutzen zu können, bieten sich Gemeinschaftsanlagen an.

In den folgenden Fallbeispielen werden kleine Einzelanlagen und Gemeinschaftsanlagen mit ausschließlichem Gülleinsatz in Abhängigkeit einer wirtschaftlichen Anlagengröße bzw. der erforderlichen Viehbetriebsgröße untersucht. Darüber hinaus wird für Gemeinschaftsanlagen nach möglichen Entfernungen für den Transport der Güllemengen zur Biogasanlage differenziert.

4.1 Fallbeispiele zur Wirtschaftlichkeit von Gülleanlagen

Für die Wirtschaftlichkeit kleiner Biogasanlagen mit ausschließlicher bzw. überwiegender Güllenutzung werden verschiedene Anlagenvarianten betrachtet (Tabelle 4-1).

Im Modellfall a) wird die erforderliche Anlagengröße dargestellt, die für einen wirtschaftlichen Betrieb bei ausschließlichem Einsatz von Rindergülle erforderlich ist. Die Bereitstellung der Güllemengen ist kostenfrei.

In den Modellfällen b), c) und d) wird der Zusammenschluss mehrerer Landwirte mit Viehbeständen betrachtet, die eine Gemeinschaftsanlage mit Gülle betreiben. Im Vergleich zum Modellfall a) sind die jeweiligen Viehbestände der beteiligten Landwirte jeweils deutlich kleiner. So wird angenommen, dass Landwirte mit kleineren Viehbeständen durch den Zusammenschluss und den Betrieb einer Gemeinschaftsanlage eine wirtschaftliche Anlagengröße (rd. 100 kW_{el}) erreichen können.

Der Modellfall e) basiert auf dem Anlagenkonzept des Fallbeispiels b). Allerdings werden für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Vergütungssätze nach dem EEG-Novellierungsentwurf vom 5.12.2007 unterstellt. Im Vergleich zur gegenwärtigen EEG-Vergütung sieht der EEG-Entwurf erhöhte Vergütungssätze vor:

- NawaRo-Bonus: 8 ct/kWh_{el}
- KWK-Bonus: 3 ct/kWh_{el}
- Gülle-Bonus: 2 ct/kWh_{el}

Zur besseren Vergleichbarkeit wird analog zu den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der anderen Anlagenvarianten das Bezugsjahr 2007 unterstellt, so dass lediglich eine Erhöhung der o. g. Boni Berücksichtigung findet. Dies dient dazu, die Wirkung des novellierten Bonus-systems zu zeigen.

Tabelle 4-1 Betrachtete Anlagenvarianten für Einzel- und Gemeinschaftsanlagen

Variante	Substratmix	Charakterisierung des Anlagenkonzeptes
a)	100 % Gülle	<ul style="list-style-type: none"> • Einzelanlage • 100% Rindergülle • Güllemenge ~840 GV (ca. 15.500 t/a) • Bereitstellung der Gülle kostenfrei, keine Transportkosten
b)	100 % Gülle	<ul style="list-style-type: none"> • Gemeinschaftsanlage: 4 Landwirte • Verteilung der Güllemengen 4x 210 GV • 5 km Transportentfernung der Gülle vom Hof zur Biogasanlage • Transportkosten: 2 €/m³ bei 5 km Entfernung • Gülletransport für 75 % der Güllemenge (3 Landwirte á 25%)
c)	100 % Gülle	<ul style="list-style-type: none"> • Gemeinschaftsanlage: 3 Landwirte • Verteilung der Güllemengen: 1x420 GV, 2x210 GV • 5 km Transportentfernung der Gülle vom Hof zur Biogasanlage • Transportkosten: 2 €/m³ bei 5 km Entfernung • Gülletransport für 50 % der Güllemenge (2 Landwirte á 25%)
d)	75 % Gülle/ 25 % Grünschnitt	<ul style="list-style-type: none"> • Gemeinschaftsanlage: 3 Landwirte • Verteilung der Güllemengen: 1x150 GV, 2x75 GV • 5 km Transportentfernung der Gülle vom Hof zur Biogasanlage • Transportkosten: 2 €/m³ bei 5 km Entfernung • Gülletransport für 50 % der Güllemenge (2 Landwirte á 25%), • Kosten Grünschnitt: 5 €/t (Frischmasse)
e)	100 % Gülle	<ul style="list-style-type: none"> • Analog Variante b) • Erhöhte Stromvergütungssätze gemäß dem EEG-Novellierungsentwurf vom 5.12.07: <ul style="list-style-type: none"> - NawaRo-Bonus 8 ct/kWh_{el} - KWK-Bonus 3 ct/kWh_{el} - Gülle-Bonus 2 ct/kWh_{el}

4.2 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die in Kapitel 4.3 dargestellten Wirtschaftlichkeitstrachtungen werden folgende Annahmen zu Grunde gelegt (Tabelle 4-2)

Tabelle 4-2 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Gemeinschaftsanlagen

Basisjahr EEG-Erlöse:	2007
Substratpreis	5 €/t _{FM} Grünschnitt
Strombedarf:	10 %
Wärmebedarf:	30 % Gülleanlagen
Wärmeerlös	3 ct/kWh _{th}
Volllaststunden BHKW	7500 (100 kW _{el}), 7800 (500 kW _{el})
Personalkosten	0,5 MA bzw. 25.000 €/a (100 kW _{el})
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Misch-Zinssatz	5 %
Wirkungsgrad BHKW:	500 kW _{el} : 37,5 % el, 43 % th; 100 kW _{el} : 32 % el, 52 %th
Transportentfernung	5 km Hof – Biogasanlage
Transportkosten Gülle	2 €/m ³ bei 5 km Transportentfernung

Um die Verwertung kostengünstigerer Substrate aufzuzeigen, wird im Modellfall d) exemplarisch der Einsatz von Grünschnitt (z. B. kommunaler Grasschnitt) zu einem Bereitstellungspreis von 5 €/t FM unterstellt. Für den Einsatz von Gülle werden – bis auf die Transportkosten – keine Substratkosten berücksichtigt. Als Transportkosten werden 2 €/m³ Gülle bei einer Transportentfernung von 5 km ausgehend vom Hof bis zum Standort der Biogasanlage angenommen. Hierbei finden Hin- und Rückfahrt der Gülletransporter Berücksichtigung, so dass bei einem guten Logistikkonzept der Transport der Gärreste unterstellt werden kann und demzufolge keine Leerfahrten anfallen.

Der Anteil der Wärmeauskopplung bezieht sich auf die verfügbare Wärmemenge, die nach Abzug des Eigenwärmebedarfs der Biogasanlage für externe Wärmenutzungen zur Verfügung steht.

4.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Im Ergebnis zeigen die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, dass kleine Gemeinschaftsanlagen mit ausschließlichen Gülleeinsatz unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich dargestellt werden können. Die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen wird dabei insbesondere durch die Transportkosten (verbunden mit der Transportentfernung) der Gülle und die Höhe des Wärmenutzungsgrades beeinflusst. Die Wirtschaftlichkeit kleiner Gemeinschaftsanlagen ist dabei i. d. R. bei der Möglichkeit einer hohen Wärmenutzung und geringen Transportentfernungen darstellbar.

4.3.1 Effekt der Wärmeauskopplung

Die Wirtschaftlichkeit einer Gülleanlage wurde für die Anlagengröße von $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ geprüft (840 GV). Eine entsprechende Einzelanlage wäre ab einer Wärmenutzung von etwa 25 % wirtschaftlich darstellbar (*Modellfall a*). Allerdings sind für diese Leistungsgröße große Viehbestände (rd. 840 GV) erforderlich, die als Einzelbetrieb in der Größenordnung in Deutschland selten vorhanden sind. Daher ist der Zusammenschluss mehrerer Viehbesitzer für den Betrieb einer Gemeinschaftsanlage denkbar, um die wirtschaftliche Biogasanlagengröße zu erreichen. Die Bereitstellung der Güllemengen für die Gemeinschaftsanlage ist dabei u. U. mit hohen Transportkosten verbunden.

Für die im *Modellfall b*) dargestellte Gemeinschaftsanlage ($100 \text{ kW}_{\text{el}}$) mit ausschließlichem Gülleeinsatz, wobei 75 % der Güllemengen über Transportentfernungen von 5 km zur Biogasanlage transportiert werden muss, ist keine Wirtschaftlichkeit der Anlage erreichbar.

Der *Modellfall c*) beschreibt ebenfalls ein Anlagenkonzept einer Gemeinschaftsanlage ($100 \text{ kW}_{\text{el}}$) mit ausschließlichem Gülleeinsatz. Allerdings wird angenommen, dass nur für 50 % der Güllemengen über eine Transportentfernung von 5 km zur Biogasanlage notwendig ist, so dass die Transportkosten im Vergleich zum *Modellfall b*) geringer ausfallen. Die Modellanlage stellt sich daher bei einer Wärmenutzung von etwa 80 % wirtschaftlich dar.

Werden neben Gülle kostengünstige, aber vergleichsweise energiereiche Substrate eingesetzt, so kann die Wirtschaftlichkeit der Gemeinschaftsanlage ebenfalls positiv beeinflusst werden. Der *Modellfall d*) gleicht bis auf den Substrateinsatz dem *Modellfall c*). Als Substratvariation werden 75 % Rindergülle und 25 % Grünschnitt betrachtet, wobei für die Bereitstellung des Grünschnitts $5 \text{ €/t}_{\text{FM}}$ berücksichtigt werden. Aufgrund des Grünschnitt-Anteils sind für die gleiche Anlagenleistung ($100 \text{ kW}_{\text{el}}$) weniger Großvieheinheiten (GV) erforderlich. Bei einer Wärmeauskopplung von rd. 80 % kann die Gemeinschaftsanlage ebenfalls wirtschaftlich betrieben werden.

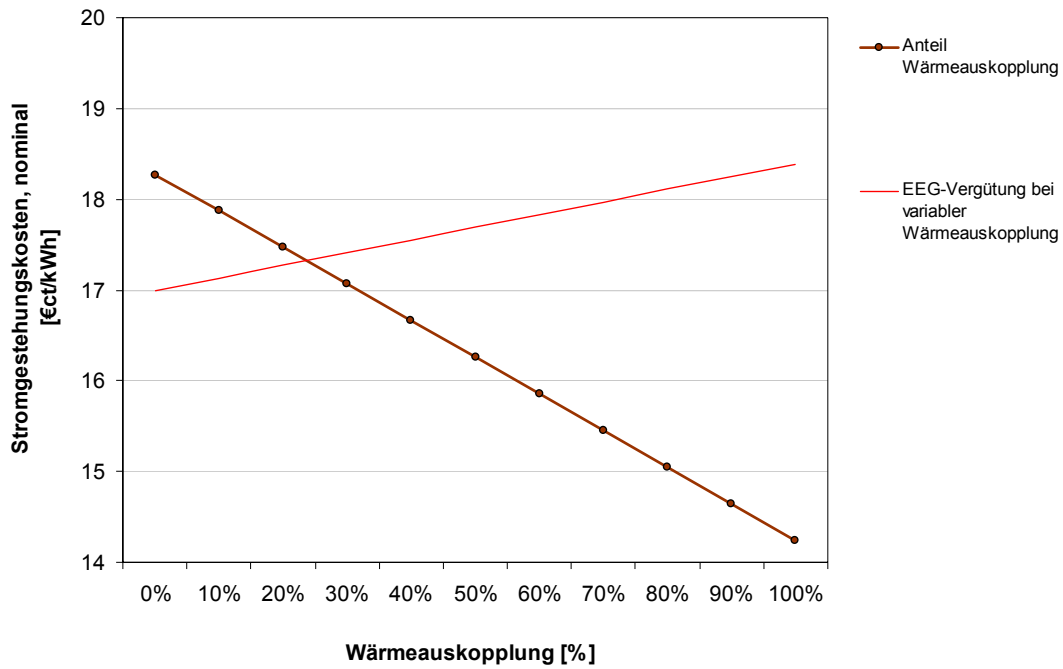


Abbildung 4-1 Modellfall a) Wirtschaftlichkeit einer Einzelbiogasanlage (100 kW_{el}) mit 100% Rindergülle (840 GV) in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung

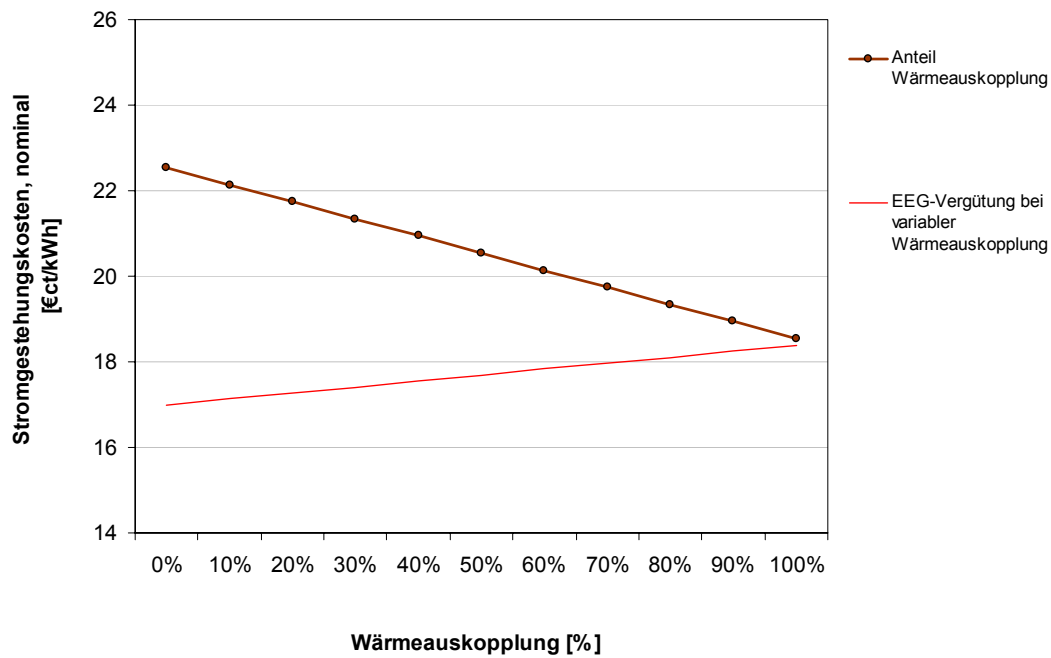


Abbildung 4-2 Modellfall b) Wirtschaftlichkeit einer Gemeinschaftsanlage (100 kW_{el}) mit 100% Rindergülle in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung

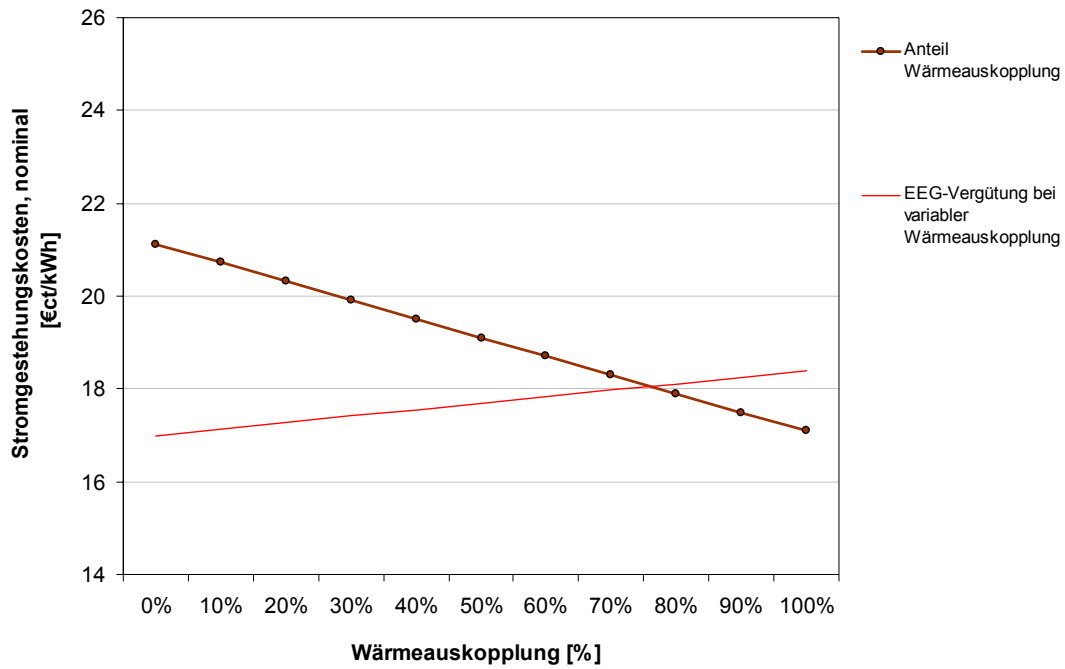


Abbildung 4-3 Modellfall c) Wirtschaftlichkeit einer Gemeinschaftsanlage (100 kW_{el}) mit 100% Rindergülle in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung

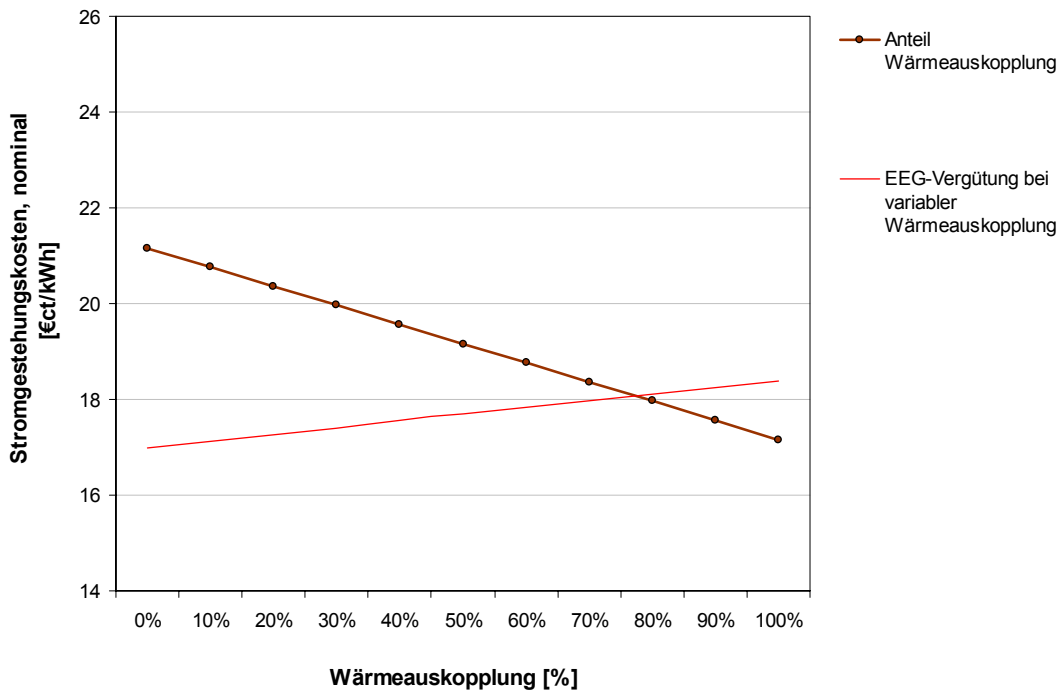


Abbildung 4-4 Modellfall d) Wirtschaftlichkeit einer Gemeinschaftsanlage (100 kW_{el}) mit 75% Rindergülle / 25% Grünschnitt in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung

4.3.2 Effekt finanzieller Anreize infolge der EEG-Novellierung 2009

Unter Berücksichtigung der verbesserten Vergütungssätze im Hinblick auf die EEG-Novellierung 2009 kann - im Vergleich zum gegenwärtigen EEG - die Wirtschaftlichkeit güllebasierter Biogasanlagen bei geringerer Wärmeauskopplung realisiert werden. Die im Modellfall b) nicht wirtschaftlich darstellbare Gemeinschaftsanlage kann somit aufgrund der erhöhten EEG-Vergütungen (*Modellfall e*) bereits ab einer Wärmenutzung von etwa 25 % wirtschaftlich dargestellt werden (Abbildung 4-5).

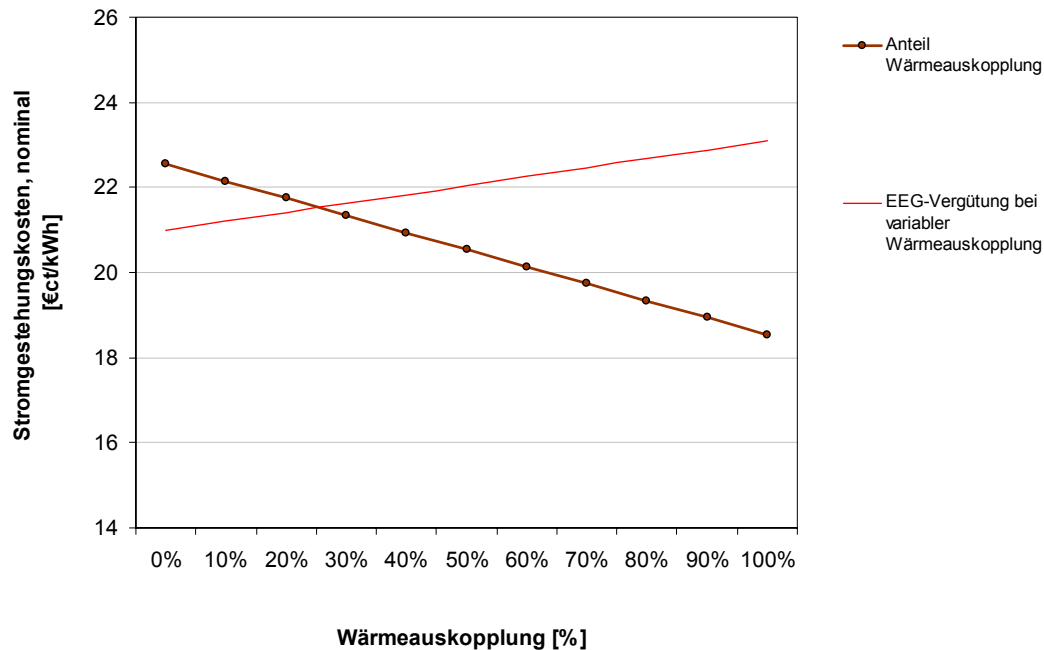


Abbildung 4-5 Modellfall e) Wirtschaftlichkeit einer Gemeinschaftsanlage (100 kW_e) mit 100% Rindergülle in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung auf Basis der Vergütung nach dem EEG-Nov. Entwurf vom 5.12.07

4.3.3 Wärmeauskopplung in Abhängigkeit von der Transportentfernung

Zur Ermittlung der möglichen Entfernung der Viehbetriebe wurde anhand der Gemeindeausdehnung der betrachteten Landkreise (vgl. Materialband K) in Nordrhein-Westfalen (Lippe, Coesfeld) und Niedersachsen (Soltau-Fallingbostal, Cuxhaven) verifiziert, dass Viehbetriebe gleicher gemeindlicher Gemarkung maximal 10 bis 15 km voneinander entfernt liegen.

Ausgehend von der ermittelten Entfernung der Viehbetriebe wird im Fall der Gemeinschaftsanlagen für den Transport der Gülle von den Viehbetrieben zur Biogasanlage eine Variation der Transportentfernungen von 2, 5, 10, 15 und 20 km zu Grunde gelegt.

Folgende Kosten für den Gülletransport werden in Abhängigkeit der Transportentfernung (Hof – Biogasanlage) angenommen /7/.

Tabelle 4-3 Transportkosten für Gülle in Abhängigkeit von der Entfernung Hof - Biogasanlage (Datenbasis nach /7/)

Entfernung Hof - Biogasanlage für den Gülletransport [km]	Transportkosten bei jeweiliger Entfernung [€/m ³]
2	1,50
5	2,00
10	2,75
15	3,20
20	3,50

Zur Einschätzung der Abhängigkeit der Transportentfernung von dem Wärmenutzungsgrad der Biogasanlage ist in Abbildung 4-6 die Variation der Entfernung (Hof – Biogasanlage) in Abhängigkeit der Wärmenutzung dargestellt, die für eine wirtschaftliche Darstellung der in Kapitel 4.3 berechneten Modellvarianten erforderlich ist.

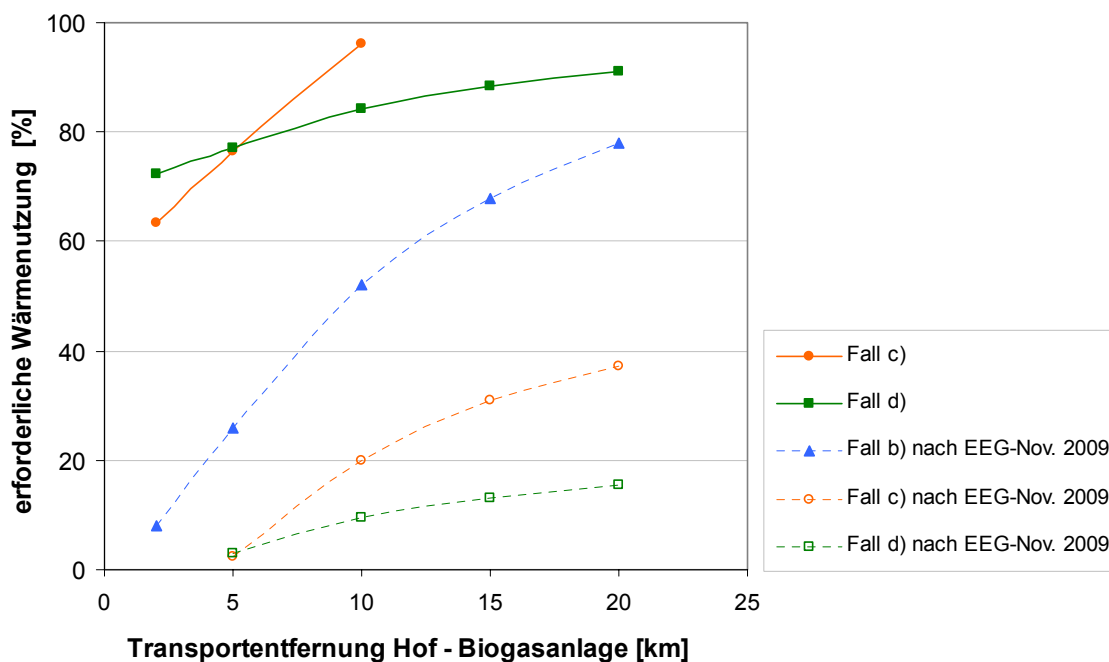


Abbildung 4-6 Erforderliche Wärmenutzung zur wirtschaftlichen Darstellung der Modell-Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Transportentfernung des Gülletransports

Die Ergebnisse zeigen, dass mit zunehmender Transportentfernung der Gülle höhere Wärmenutzungsgrade für die Wirtschaftlichkeit der Modell-Biogasanlage erforderlich sind. Höhere Transportentfernungen können folglich bis zu einem gewissen Grad durch eine höhere Wärmeauskopplung kompensiert werden. Die Variation der EEG-Vergütung zeigt, dass die Modellanlagen c) und d) auf Basis der gegenwärtigen EEG-Vergütung im Vergleich zu den Modellfällen, für die die Vergütungssätze gemäß der EEG-Novellierung 2009 (EEG-Entwurf 5.12.2007) zu Grunde gelegt wurden, für eine wirtschaftliche Darstellung der Biogasanlage höhere Wärmenutzungsgrade erfordern.

4.4 Zusammenfassung

Der Betrieb einer Biogasanlage auf Basis von Gülle kann unter den betrachteten Rahmenbedingungen (Einzelbiogasanlage, ohne Berücksichtigung von Gülletransportkosten) bei einer Leistungsgröße von 100 kW_{el} wirtschaftlich dargestellt werden. Allerdings sind für eine derartige Anlagengröße mit ausschließlichen Einsatz von Gülle große Viehbetriebe erforderlich (100 kW_{el}: rd. 840 GV). Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Gemeinschaftsbiogasanlagen zeigen, dass durch den Zusammenschluss mehrerer Landwirte mit kleineren Viehbeständen eine wirtschaftliche Anlagengröße von rd. 100 kW_{el} realisierbar ist. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Wirtschaftlichkeit von Gemeinschaftsbiogasanlagen auf Güllbasis insbesondere durch die Transportkosten der Gülle und durch den Grad der Wärmenutzung beeinflusst wird. Unter Berücksichtigung höherer EEG-Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biogas kann die Wirtschaftlichkeit der güllebasierten Modellanlagen deutlich verbessert werden. Infolge der vorgesehenen EEG-Novellierung sind aufgrund verbesserter Vergütungssätze somit Anreize zur verstärkten Güllenutzung z. B. in Form von Gemeinschaftsanlagen gegeben.

5 Kleinanlagen zur Gülleerschließung

5.1 Annahmen

Bei dem Bau kleiner Biogasanlagen kann eine erhebliche Kostenersparnis durch Vereinfachung von Anlagen oder Nutzung bestehender Einrichtungen erreicht werden. Auf diese Weise könnte z. B. anstelle der Trafostation über den Hausanschluss einspeist werden. Zudem wird angenommen, dass bestehende Gülllager und Substratsilos mitgenutzt werden können. Diese Voraussetzungen sind bei einer Anlagengröße von etwa 30 kW_{el} denkbar. Berücksichtigt werden muss aber auch, dass trotz möglichen Vereinfachungen ein sicherer und emissionsarmer Anlagenbetrieb gewährleistet ist.

Entsprechend der Biogasanlagen-Datenbank des IE werden etwa 5 % der Biogasanlagen mit einer Anlagenleistung kleiner 35 kW_{el} betrieben. Der Betrieb derartiger Kleinanlagen ist beispielsweise als Nebenbetrieb kleiner Familienunternehmen denkbar, die trotz geringer Güllmengen die gesamten Reststoffe bei nahezu vollständiger Wärmenutzung energetisch verwerten können.

Infolge der geringeren spezifischen Investitionskosten können diese Kleinanlagen unter bestimmten Rahmenbedingungen wirtschaftlich betrieben werden. Für die dargestellten Fallbeispiele werden Investitionskosten von rd. 5.000 €/kW_{el} zu Grunde gelegt.⁴

Folgende Fallkonstellationen einer 30 kW_{el}-Anlage werden in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt:

- a) mit 1.200 t/a Gülle, 400 t/a Festmisteinsatz (65 GV) und 400 t/a Mais
- b) mit 1.200 t/a Gülle, 400 t/a Festmisteinsatz (65 GV) und 500 t/a Grünschnitt

⁴ Als Investitionskosten in der Anlagenleistungsklasse um 50 kW_{el} sind ohne Berücksichtigung von Synergieeffekten rd. 7000 €/kW_{el} anzusetzen.

- c) analog a) unter Berücksichtigung der Vergütungssätze nach dem EEG-Novellierungs-Entwurf (5.12.2007)

Für Grünschnitt (z. B. kommunaler Grasschnitt) wird im Fall b) exemplarisch ein Bereitstellungspreis von 5 €/t FM angenommen, um den Einsatz eines kostengünstigen Substrates zu betrachten.

Die für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen abgeschätzten Kosten der Anlagenkomponenten sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst.

Tabelle 5-1 Abschätzung der Investitionskosten zu berücksichtigender Anlagenkomponenten für eine Kleinstbiogasanlage (30 kW_{el})

Kostenkomponente	Investitionskosten €
Fermenterbau	35.000
Pumpentechnik	12.000
Maschinenhaus	12.000
Gastechnik	13.000
Heizungsinstallation	8.000
BHKW-Anlage	35.000
E-Technik	25.000
Aushub Erdbewegungen	7.000
Genehmigungsplanung	4.000
Gesamtkosten	151.000
spezifischen Kosten €/kW_{el}	5.033

Weitere Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind in Tabelle 5-2 dargestellt. Im Vergleich zu den Wärmepreisen für Haushalte wird ein geringfügig niedriger Wärmepreis als Wärmeerlöse in der Höhe von 5 ct/kWh_{th} kalkuliert.

Tabelle 5-2 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kleinstbiogasanlagen

Basisjahr EEG-Erlöse:	2007
Substratpreis:	30 €/t Mais, 5 €/t Grünschnitt
Strombedarf:	10 %
Wärmebedarf:	30 % (bei überwiegendem Gülleeinsatz)
Wärmeerlös	5 ct/kWh _{th}
Volllaststunden BHKW	7500 Bh/a
Personalkosten	0,2 MA bzw. 10.000 €/a (Betrachtung als Nebenbetrieb)
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Misch-Zinssatz	5 %
Wirkungsgrad BHKW:	32 % el, 52 %th

5.2 Ergebnisse

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass nur für den Modellfall „Gülle/Festmist mit Grünschnitt“ (Abbildung 5-2) die Wirtschaftlichkeit unter den betrachteten Rahmenbedingungen ab einer Wärmeauskopplung von ca. 65 bis 70 % erreicht werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine umfassendere Wärmenutzung bei Kleinanlagen infolge der gegebenen Abnehmerstrukturen und Wärmemengen deutlich leichter erreichbar ist als bei größeren Biogasanlagen.

Die Modellanlage „Gülle/Festmist mit Mais“ (Abbildung 5-1) kann unter den dargestellten Rahmenbedingungen auch bei vollständiger Wärmenutzung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Um eine Wirtschaftlichkeit der Modellanlage bei maximaler Wärmenutzung zu erzielen, müssten beispielsweise die Substratkosten für Mais um mindestens 40 % gesenkt werden (entspricht 18 €/t FM). Dies erscheint allerdings unrealistisch. Erfolgt für die gleiche Anlage eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach dem neuen EEG 2009 stellt sich die Wirtschaftlichkeit der Modellanlagen besser dar. Unter Berücksichtigung erhöhter Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biogas gemäß dem Entwurf der EEG-Novellierung (Stand 5.12.2007) lässt sich die Modellanlage b) bei einer Wärmenutzung ab 80 % wirtschaftlich darstellen (vgl. Abbildung 5-3).

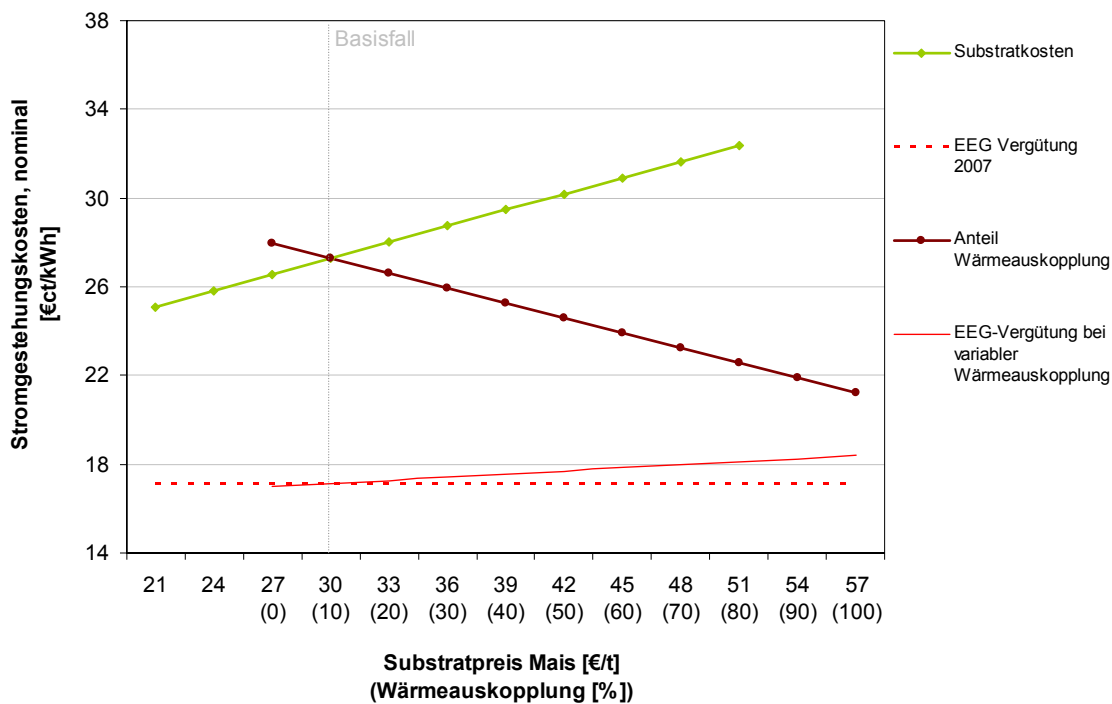


Abbildung 5-1 Modellfall a) Wirtschaftlichkeit einer Kleinbiogasanlage (30 kW_{el}) bei Variation der Wärmeauskopplung und der Substratpreise für Mais

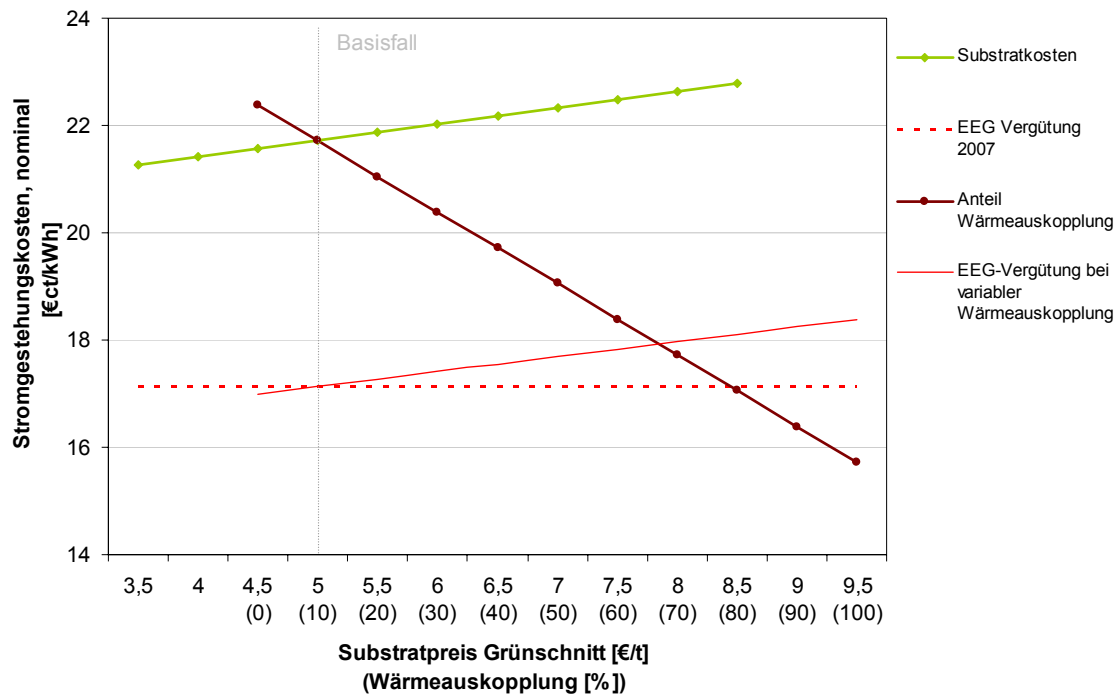


Abbildung 5-2 Modellfall b) Wirtschaftlichkeit einer Kleinbiogasanlage (30 kW_{el}) bei Variation der Wärmeauskopplung und der Substratpreise für Grünschnitt

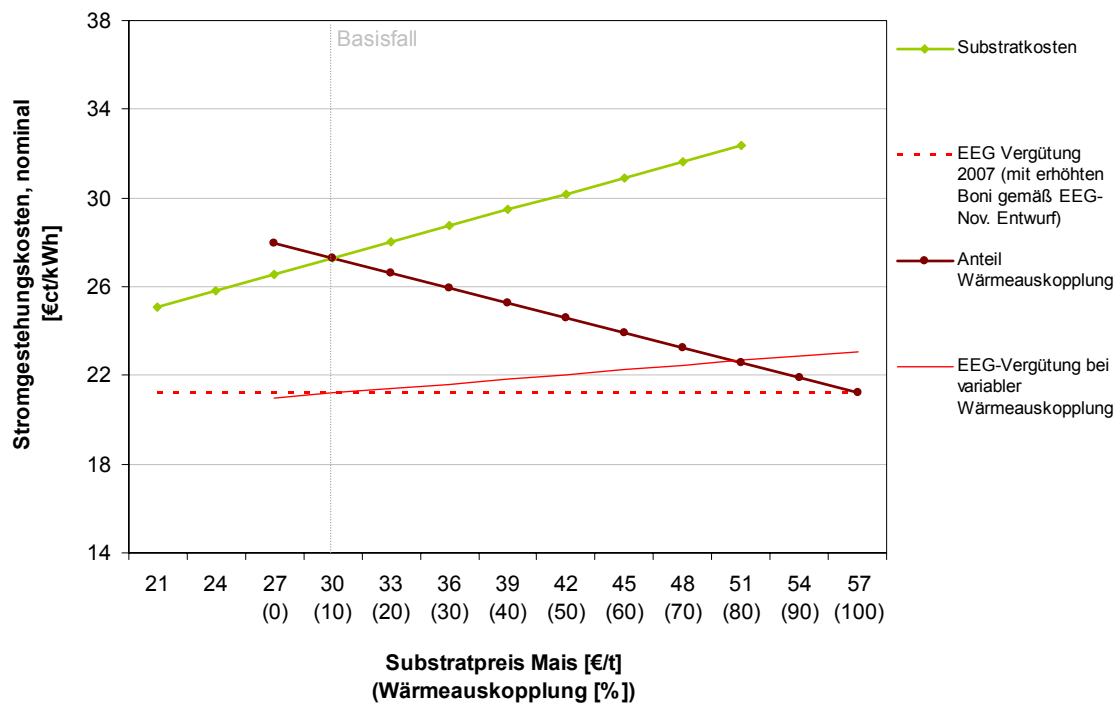


Abbildung 5-3 Modellfall c) Wirtschaftlichkeit einer Kleinbiogasanlage (30 kW_{el}) bei Variation der Wärmeauskopplung und der Substratpreise für Mais auf Basis der Vergütung nach dem EEG-Nov. Entwurf vom 5.12.07

5.3 Zusammenfassung

Es kann gezeigt werden, dass es durchaus Anlagenkonstellationen gibt, bei denen sich Kleinstanlagen unter den hier getroffenen Annahmen wirtschaftlich darstellen lassen. Dies setzt i.d.R. eine hohe Wärmenutzung voraus, die bei derartigen Kleinstanlagen mit einem guten Gesamtkonzept durchaus realisierbar erscheint, da die Beheizung von Stallanlagen und Wohnhäusern einen Großteil der bereitgestellten Menge erfordern dürfte. In der Praxis ergeben sich zudem Vorteile, wenn Substrate kostengünstiger beschafft werden können und der Arbeitsaufwand geringer als angenommen ausfällt. Da Kleinstanlagen geeignet sind, um Güllepotenziale kleinerer Viehbetriebe energetisch nutzbar zu machen und dies befürwortet wird, sollten landwirtschaftliche Betriebe darüber informiert werden. Darüber hinaus ist eine Förderung der Entwicklung von Standardkomponenten und Systemvereinfachungen für diese Leistungsgröße denkbar.

6 Wirtschaftlichkeit von Modell-Biogasanlagen auf Gülle- und NawaRo-Basis

Für Modell-Biogasanlagen unterschiedlicher Leistungsgröße werden im Folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen dargestellt, wobei zwischen Gülle- und NawaRo-Anlagen unterschieden wird. Um die Bandbreite abzudecken, werden die Biogasanlagen mit überwiegendem Anteil an Gülle und mit überwiegendem Anteil an NawaRo abgebildet, wohlwissend, dass in der Praxis oft eine Substratmix mehrerer Substrate erfolgt.

6.1 Annahmen

Im Folgenden werden die zu Grunde gelegten Annahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Überblick dargestellt.

Die betrachteten güllebasierten Biogasanlagen beruhen auf einen Substrateinsatz von 90 % Rindergülle und 10 % (massebasiert). Für die Modellanlagen mit überwiegendem Einsatz nachwachsender Rohstoffe wird ein Substratmix von 90 % Mais und 10 % Rindergülle berücksichtigt.

Tabelle 6-1 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Modellanlagen

Basisjahr EEG-Erlöse:	2007
Wärmenutzung:	10 % (der BHKW-Abwärme abzgl. des Eigenwärmebedarfs)
Maissilage:	30 €/t
Strombedarf:	10 %
Wärmebedarf:	30 % Gülleanlagen, 20 % NawaRo-Anlagen
Wärmeerlös	3 ct/kWh _{th}
Laufzeit der Anlage	20 Jahre
Misch-Zinssatz	5 %
Silageverluste Mais	10 %

In Abhängigkeit der betrachteten Leistungsgröße werden die Wirkungsgrade und Volllaststunden der BHKW sowie der Personalaufwand für den Betrieb der Modell-Biogasanlagen variiert (vgl. Tabelle 6-2 bzw.

Tabelle 6-3).

Tabelle 6-2 Annahmen der Modellanlagen - Wirkungsgrade und Volllaststunden der BHKW

Anlagenleistung kW _{el}	BHKW		Volllast- stunden/a
	η el %	η th %	
30	32,0	52,0	7.500
100	32,0	52,0	7.500
500	37,5	43,0	7.800
1000	40,0	43,0	7.800
2000	41,0	43,0	7.800

Tabelle 6-3 Annahmen der Modellanlagen - Personalaufwand

Anlagenleistung kW _{el}	Personalaufwand	
	MA/a	Personalkosten €/a
30	0,2	10.000
100	0,5	25.000
500	1	50.000
1000	2	100.000
2000	2,5	125.000

6.2 Ergebnisse

Die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Modell-Biogasanlagen wird anhand von Sensitivitätsbetrachtungen aufgezeigt. Dabei werden sowohl die Substratkosten als auch der Grad der Wärmenutzung variiert. Zudem werden die EEG-Vergütung ausgehend vom Basisfall und die EEG-Vergütung bei variabler Wärmeauskopplung dargestellt.

6.2.1 Modell-Biogasanlagen: 100 kW_{el}

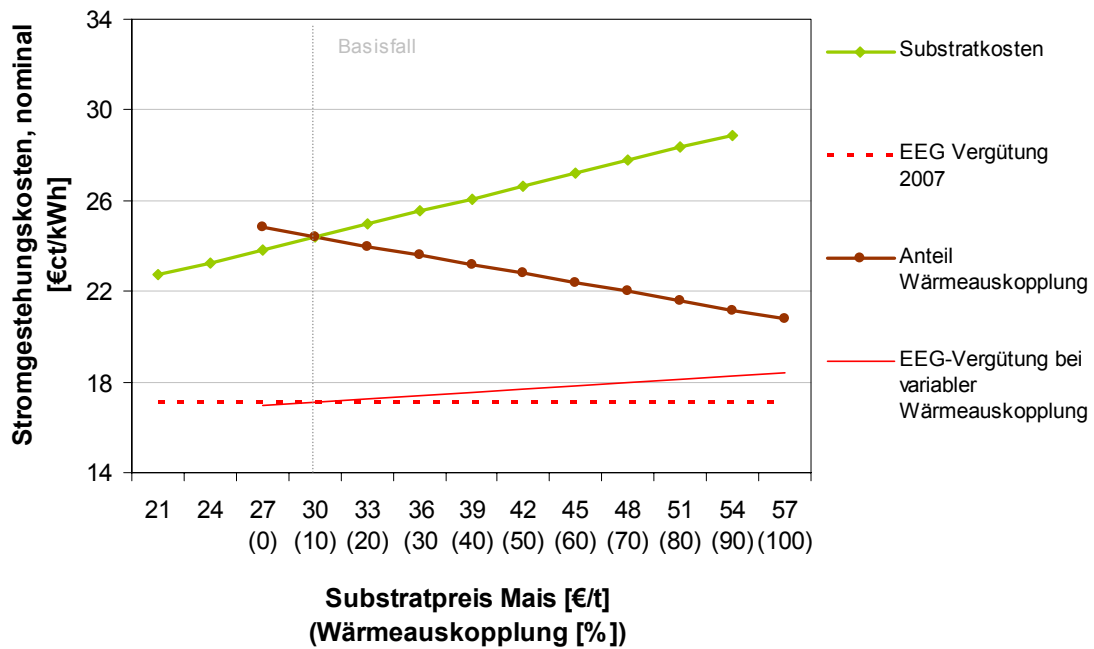


Abbildung 6-1 Wirtschaftlichkeit einer 100 kW_{el}- Biogasanlage (10% Mais, 90% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

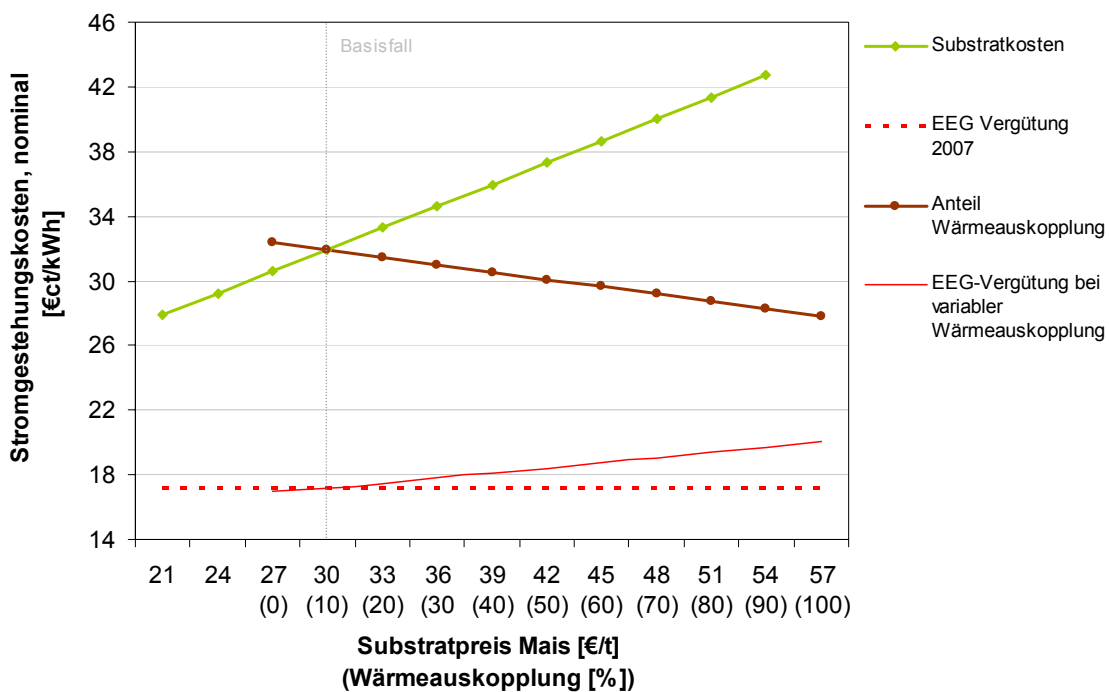


Abbildung 6-2 Wirtschaftlichkeit einer 100 kW_{el}- Biogasanlage (90% Mais, 10% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

6.2.2 Modell-Biogasanlagen: 500 kW_{el}

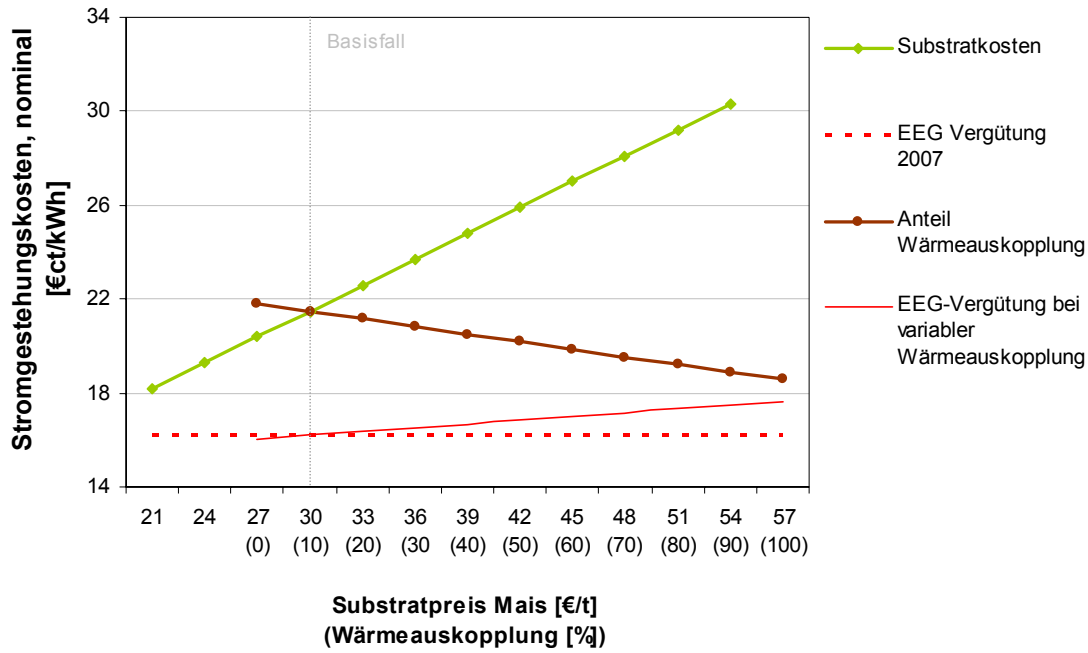


Abbildung 6-3 Wirtschaftlichkeit einer 500 kW_{el}- Biogasanlage (90% Mais, 10% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

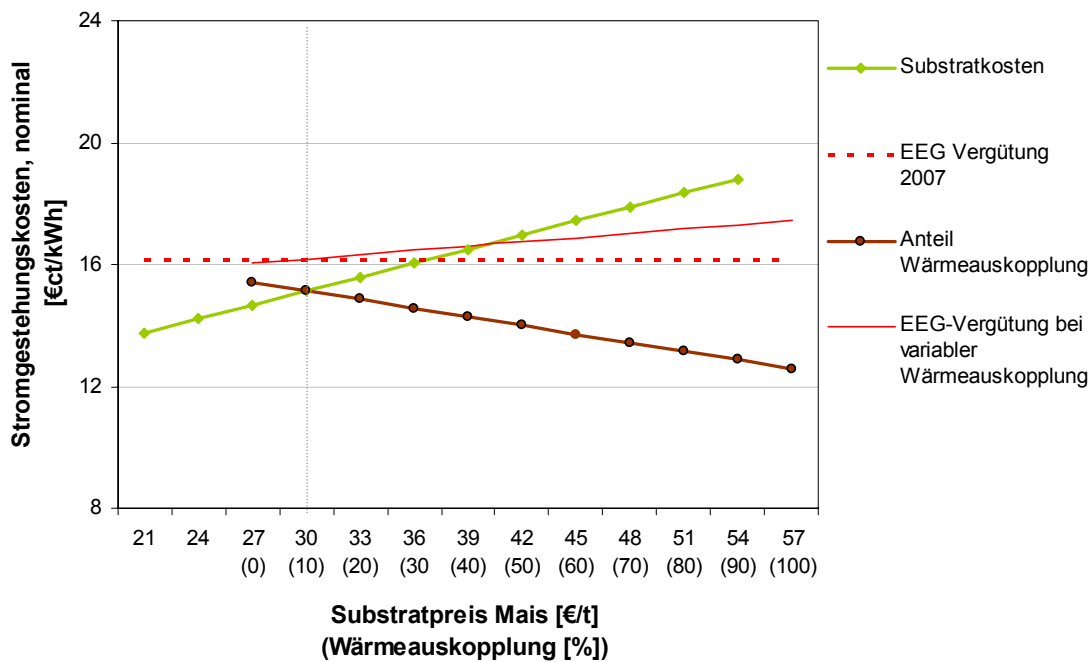


Abbildung 6-4 Wirtschaftlichkeit einer 500 kW_{el}- Biogasanlage (10% Mais, 90% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

6.2.3 Modell-Biogasanlagen: 1000 kW_{el}

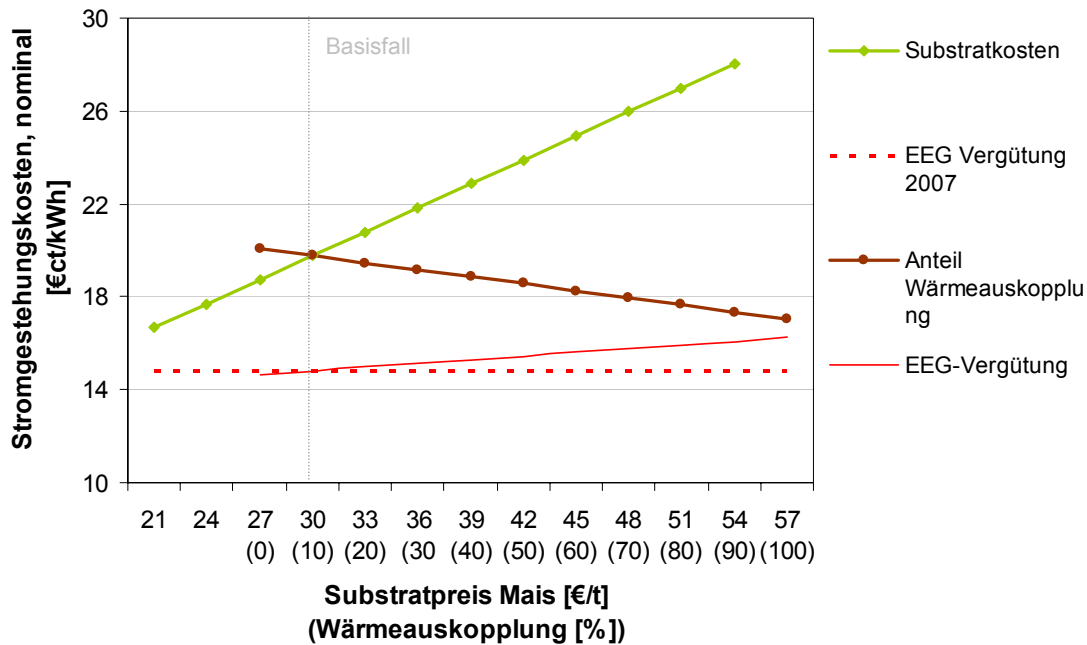


Abbildung 6-5 Wirtschaftlichkeit einer 1000 kW_{el}- Biogasanlage (90% Mais, 10% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

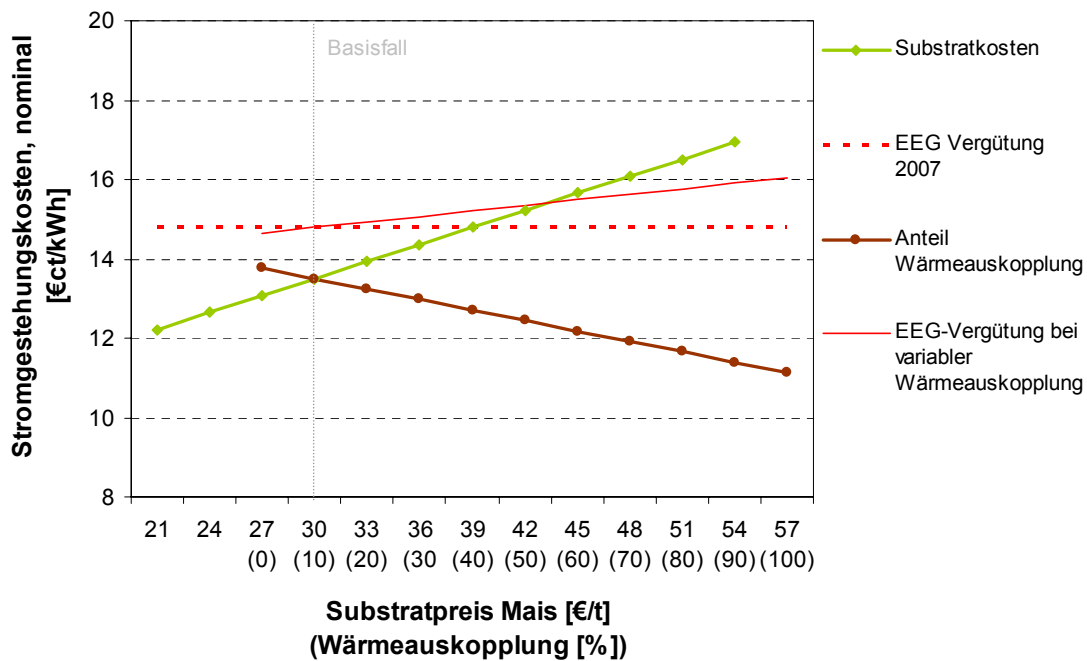


Abbildung 6-6 Wirtschaftlichkeit einer 1000 kW_{el}- Biogasanlage (10% Mais, 90% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

6.2.4 Modell-Biogasanlagen: 2000 kW_{el}

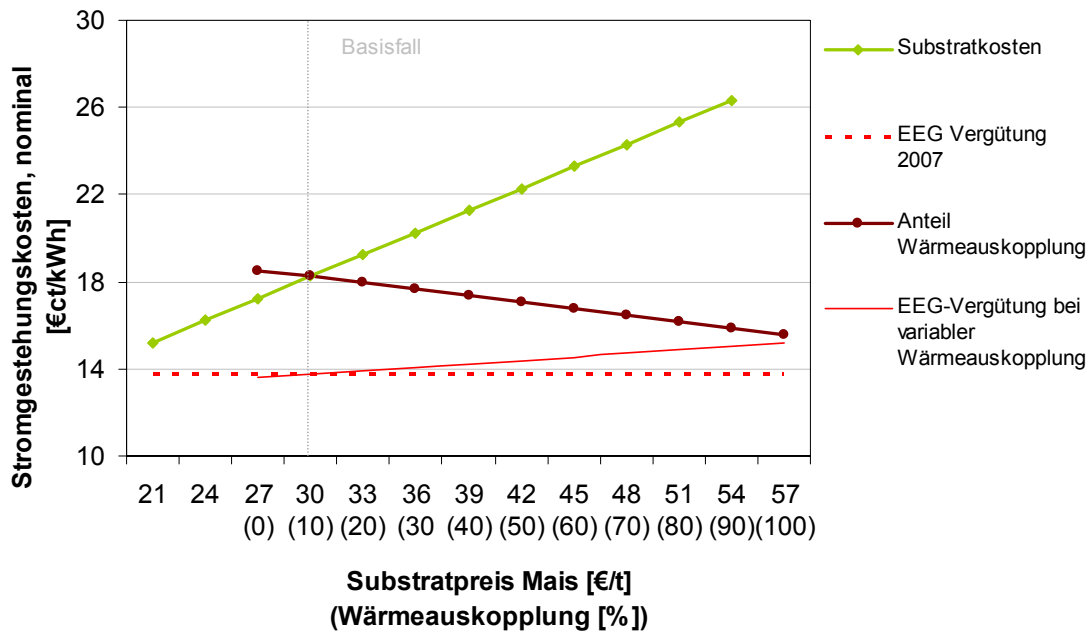


Abbildung 6-7 Wirtschaftlichkeit einer 2000 kW_{el}- Biogasanlage (90% Mais, 10% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

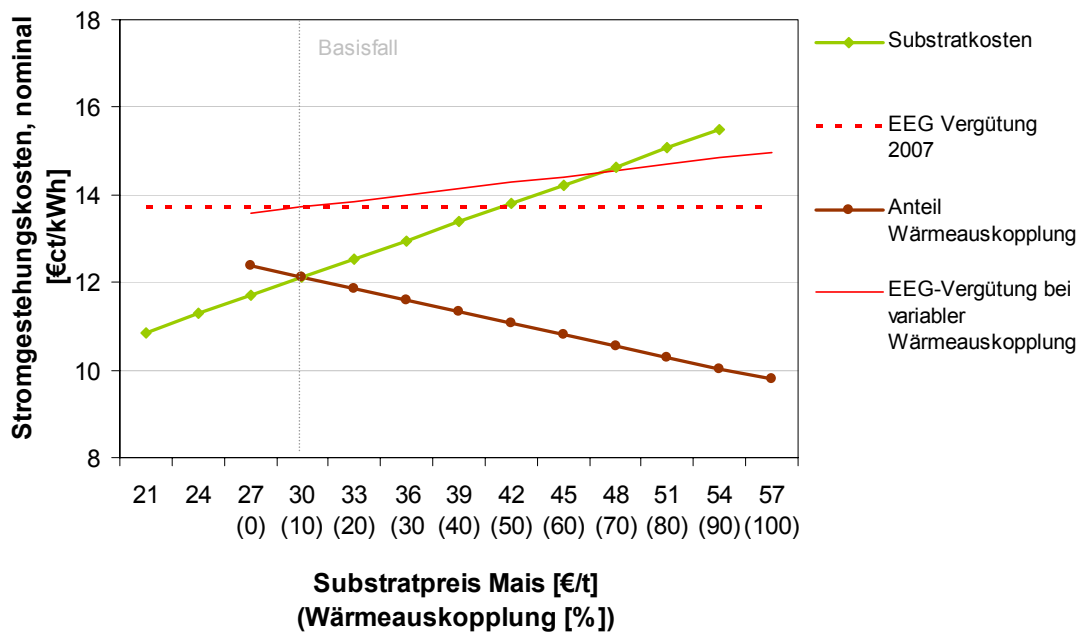


Abbildung 6-8 Wirtschaftlichkeit einer 2000 kW_{el}- Biogasanlage (10% Mais, 90% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

6.2.5 Modell-Biogasanlage mit Substratmix: 500 kW_{el}

Exemplarisch ist in Abbildung 6-9 die Wirtschaftlichkeit einer 500 kW_{el}- Modell-Biogasanlage dargestellt, wobei ein Substratmix aus Maissilage, Grassilage, Roggen-GPS und Rindergülle unterstellt wird, um zu demonstrieren, dass die Wirtschaftlichkeit durch den Einsatz kostengünstiger Substrate und der Variation des Anteils tierischer Exkremente beeinflusst werden kann. Der Anteil tierischer Exkremente beträgt hierbei 50 %.

Tabelle 6-4 Substratkombination der Modell-Biogasanlage mit 50 % Gülle und 50% NawaRo

Substrate	Substratmenge	Substratkosten	Spezifischer Biogasertrag	CH ₄ -Gehalt
	t / a	€ / t	m ³ / t FM	%
Maissilage	5.000	30,00	200	53%
Rindergülle	10.000		25	60%
Grassilage	3.000	17,50	147	55%
Roggen-GPS	2.000	28,00	162	55%

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 6-4 dargestellten Substratkosten und einer Wärmenutzung von mind. 60 % kann eine Wirtschaftlichkeit der Modell-Biogasanlage erzielt werden.

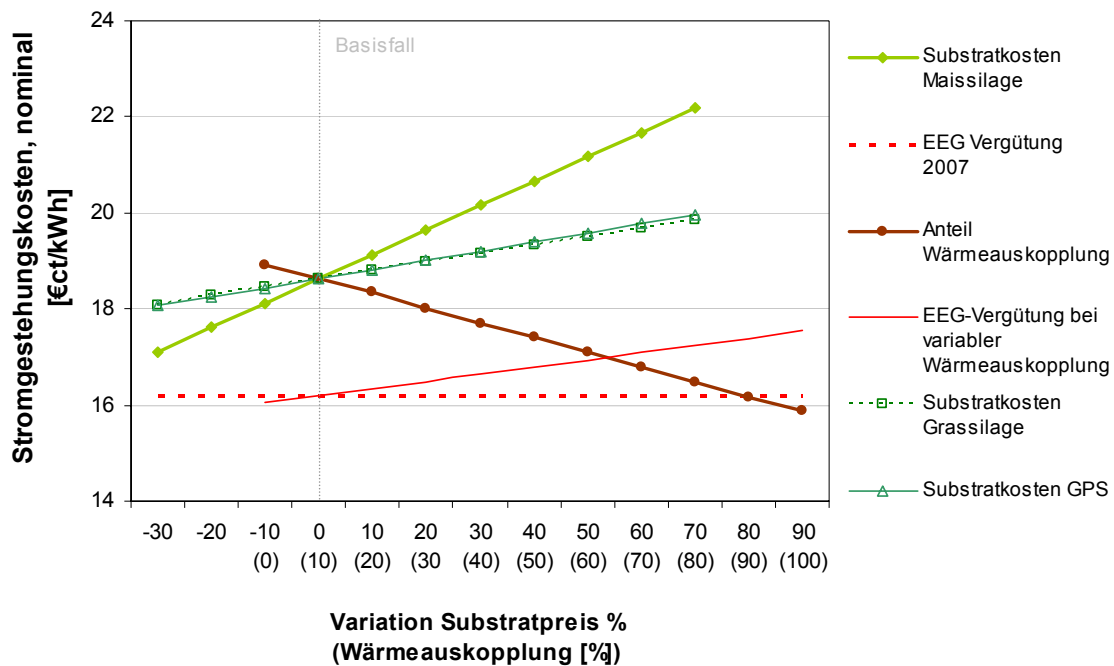


Abbildung 6-9 Wirtschaftlichkeit einer 500 kW_{el}- Biogasanlage (50% NawaRo-Mix, 50% Gülle) bei Variation der Substratkosten und der Wärmeauskopplung

6.2.6 Effekte der EEG-Novellierung 2009

Im Folgenden werden die Auswirkungen der höheren Vergütungssätzen, wie sie im Rahmen der EEG-Novellierung in 2009 (EEG-Entwurf vom 5.12.2007) für die Stromerzeugung aus Biogas vorgesehen sind, im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Modell-Biogasanlagen mit überwiegendem Einsatz nachwachsender Rohstoffe dargestellt. Im Vergleich zum gegenwärtigen EEG sind gemäß dem EEG-Entwurf folgende Vergütungssätze angedacht, die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung zu Grunde gelegt werden:

- KWK-Bonus: 3 ct/kWh_{el}
- Gülle-Bonus: 2 ct/kWh_{el}
- NawaRo-Bonus: 8 ct/kWh_{el}

Zu berücksichtigen ist, dass der Gülle-Bonus nach dem EEG-Entwurf vom 5.12.2007 nur für Anlagengrößen bis 150 kW_{el} gewährt wird und zudem nur, wenn der Gülleeinsatz mindestens 30 % (massebezogen) beträgt. Für die betrachteten Leistungsgrößen ab 500 kW_{el} ist der Gülle-Bonus daher nicht zu berücksichtigen. Die zusätzlichen 2 ct/kWh_{el} für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe sollen darüber hinaus nur für Anlagen bis einschließlich 500 kW_{el} gelten. Für die 1 und 2 MW-Anlage ist daher nur der höhere KWK-Bonus relevant, der bis einer Anlagenleistung von 20 MW_{el} vorgesehen ist.

Analog zu den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auf Basis der gegenwärtigen EEG-Vergütung (vgl. Kapitel 6.2.1 bis 6.2.4) wird zur besseren Vergleichbarkeit das Bezugsjahr 2007 unterstellt und lediglich die Veränderung der Vergütungssätze vorgenommen.

Unter Berücksichtigung höherer EEG-Vergütungssätze auf Basis des EEG-Novellierungs-Entwurfs vom 5.12.07 reichen die Vergütungssätze nicht aus, die in Abbildung 6-10 dargestellte Biogasanlage mit überwiegendem Einsatz nachwachsender Rohstoffe in der Leistungsgröße von 100 kW_{el} wirtschaftlich zu betreiben.

Demgegenüber zeigt Abbildung 6-11, dass durch die Anhebung der Vergütungssätze in Bezug auf den NawaRo- und KWK-Bonus eine Wirtschaftlichkeit der 500 kW_{el}-Anlage erreicht werden kann, wenn mindestens 70 % der verfügbaren Wärme genutzt werden.

Für die Modellanlagen mit der Anlagenleistung von 1 und 2 MW_{el} gelten unter Maßgabe des EEG-Entwurfes weder der Gülle-Bonus noch die Anhebung des NawaRo-Bonus, so dass sich die betrachteten Modellanlagen trotz KWK-Bonus von 3 ct/kWh_{el} nur bei maximaler Wärmenutzung wirtschaftlich darstellen (vgl. Abbildung 6-12, Abbildung 6-13).

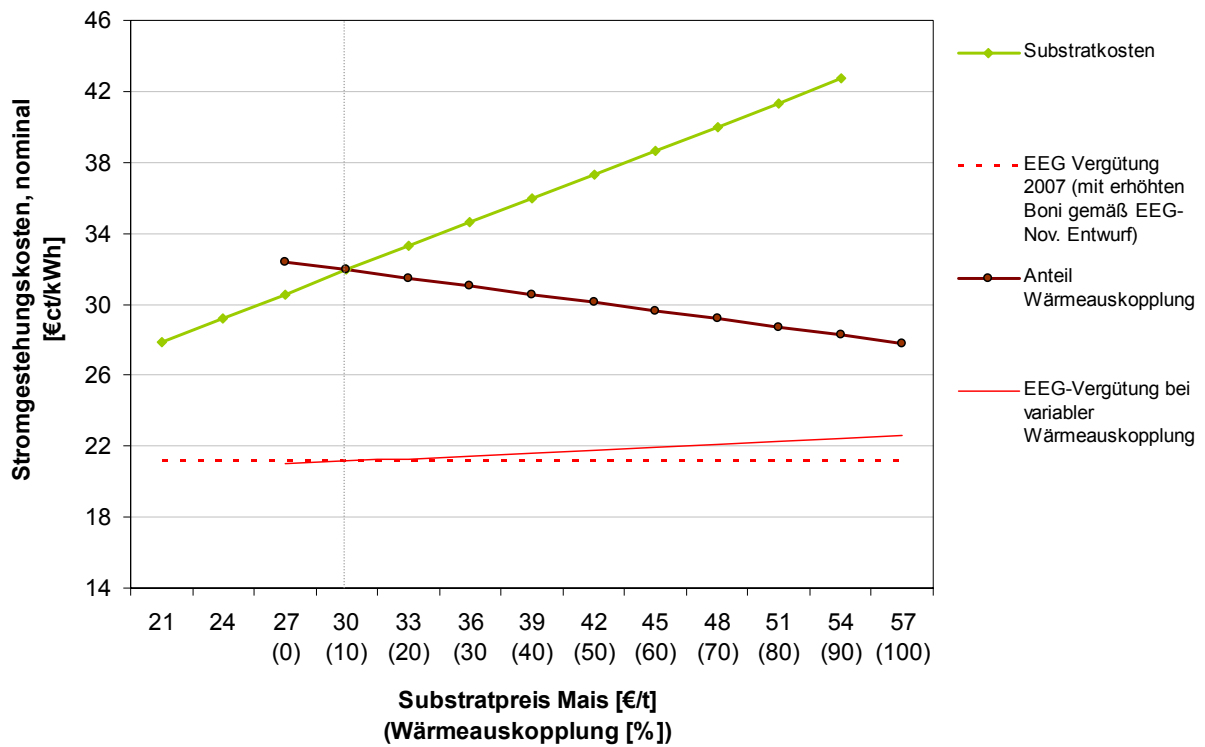


Abbildung 6-10 Wirtschaftlichkeit einer Modell-Biogasanlage (100 kW_{el}) mit 10% Gülle und 90% Mais auf Basis der Vergütung nach dem EEG-Nov. Entwurf vom 5.12.07

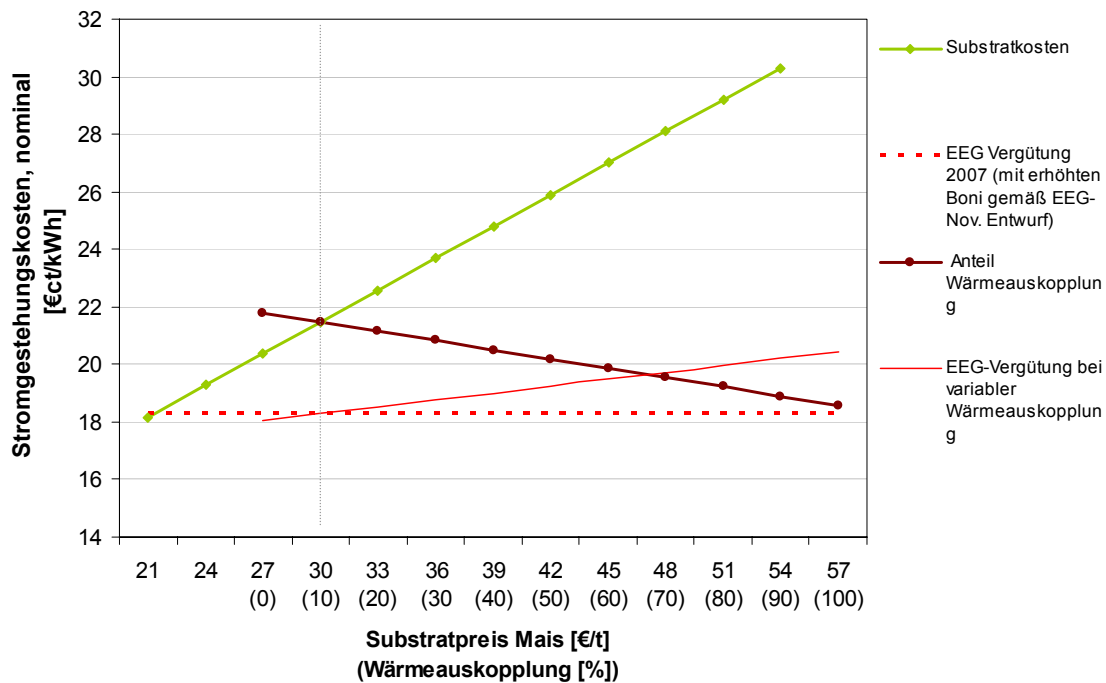


Abbildung 6-11 Wirtschaftlichkeit einer Modell-Biogasanlage (500 kW_{el}) mit 10% Gülle und 90% Mais auf Basis der Vergütung nach dem EEG-Nov. Entwurf

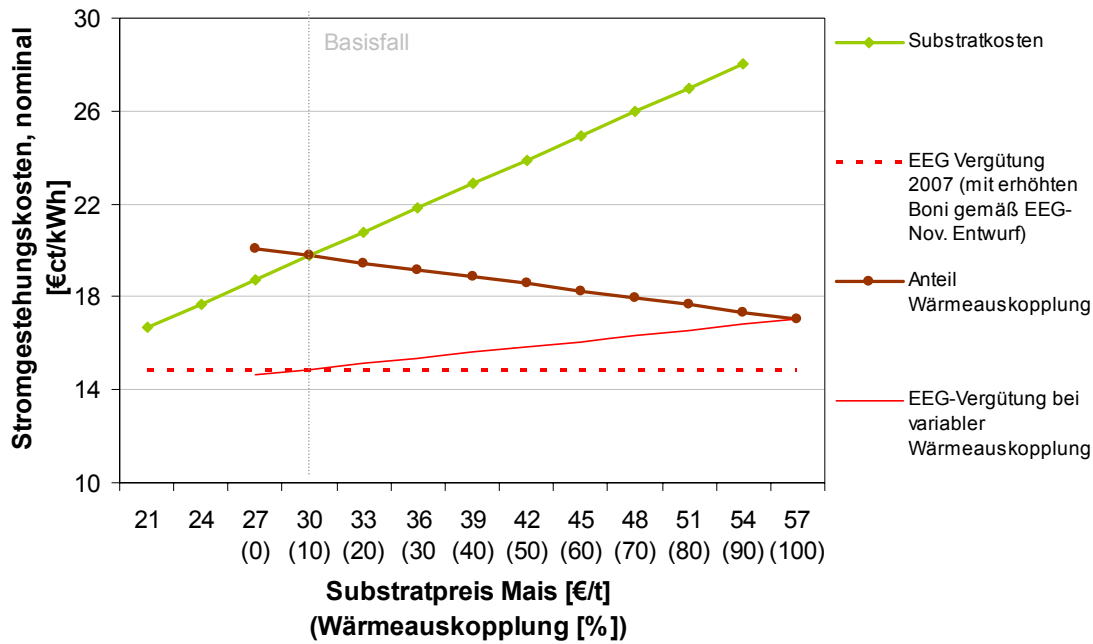


Abbildung 6-12 Wirtschaftlichkeit einer Modell-Biogasanlage (1000 kW_{el}) mit 10% Gülle und 90% Mais auf Basis der Vergütung nach dem EEG-Nov. Entwurf

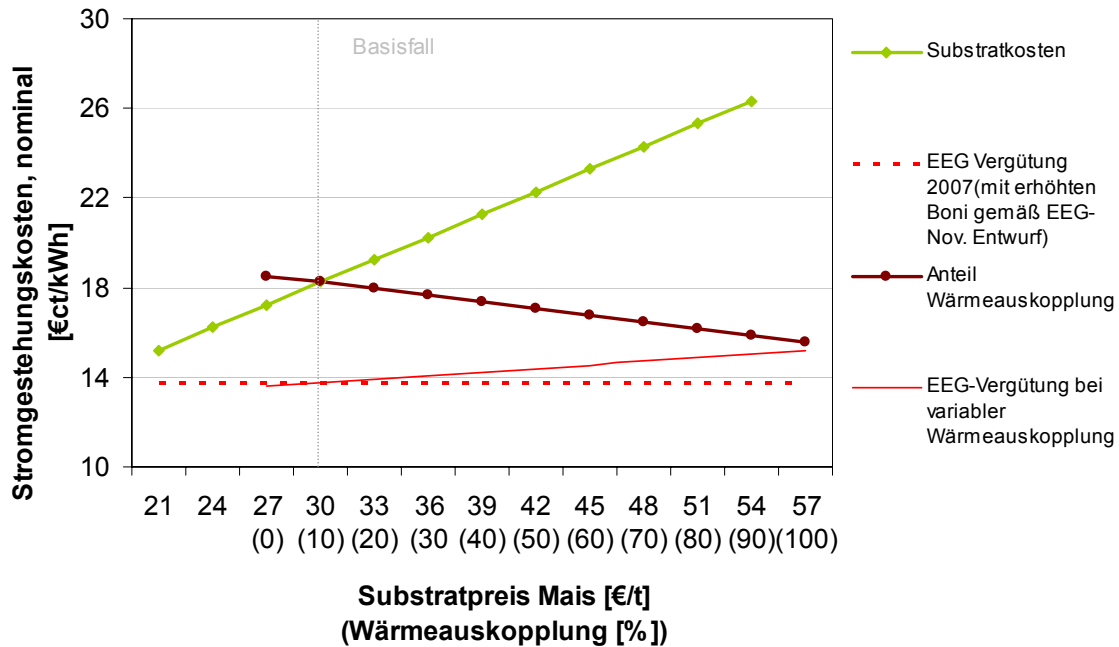


Abbildung 6-13 Wirtschaftlichkeit einer Modell-Biogasanlage (2000 kW_{el}) mit 10% Gülle und 90% Mais auf Basis der Vergütung nach dem EEG-Nov. Entwurf

6.3 Zusammenfassung

Die Wirtschaftlichkeit zur Stromerzeugung ist derzeit nur unter günstigen Rahmenbedingungen (hohe Wärmenutzung, günstige Substratkosten) möglich. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Modell-Biogasanlagen zeigen, dass güllebasierte Anlagen im Vergleich zu NawaRo-basierten Anlagen eine bessere Wirtschaftlichkeit aufgrund der geringeren Substratkosten erzielen, auch wenn höhere Investitionskosten aufgrund größerer Fermenter und Gärrestlager erforderlich sind.

Die Modell-Biogasanlagen in der Leistungsgröße von 100 kW_{el} können unter den dargestellten Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden. Hier sind u. U. höhere Vergütungssätze für Kleinanlagen erforderlich.

Für die Modell-Biogasanlagen 500, 1000 und 2000 kW_{el} mit überwiegendem Gülleeinsatz kann auch nach gegenwärtigem EEG eine Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Dabei wurden jedoch keine Kosten für den Gülletransport unterstellt. Um den Einsatz von Gülle zur energetischen Nutzung zu forcieren, sind daher weitere Anreize erforderlich, um Transportkosten (bereits ab 5 km) auffangen zu können. Darüber hinaus sind für diese Größenordnungen große Viehbestände erforderlich, so dass die Modellanlagen mit der Anlagenleistung von 1 und 2 MW_{el} als Einzelanlagen eher Sonderfall-Charakter aufweisen und eher durch Gemeinschaftslagen realisiert werden können.

Die dargestellten NawaRo-Anlagen erweisen sich unter Berücksichtigung der betrachteten Randbedingungen (Substratpreis, Silageverluste, BHKW-Wirkungsgrade und Volllaststunden u. a.) als nicht wirtschaftlich.

Unter Berücksichtigung der vorgesehenen Vergütungssätze gemäß dem EEG-Novellierungs-Entwurf vom 5.12.2007 zeigt sich, dass die erhöhten Vergütungssätze für die Modellanlagen auf NawaRo-Basis für kleine Leistungsklassen (100 kW_{el}) nicht und für größere Anlagen (ab 500 kW_{el}) nur mit hoher Wärmenutzung ausreichend sind. Bei güllebasierten Biogasanlagen ist die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Vergleich zur gegenwärtigen Vergütung bei geringerer Wärmeauskopplung realisierbar und kann somit Anreize für die verstärkte Güllenutzung in Biogasanlagen schaffen, die aus Klimaschutzaspekten in jedem Fall zu befürworten sind.

7 Literaturverzeichnis

- /1/ KLBL: Betriebsplanung Landwirtschaft 2006/07; 20 Auflage; 2006
- /2/ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL): Materialsammlung Futterwirtschaft. Daten, Fakten und Berechnungsgrundlagen zu den Kosten der Grundfuttererzeugung und der Futterwirtschaft. Freising-Weihenstephan, 2006
- /3/ Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Betriebswirtschaftliche Richtwerte für die Feldgrasproduktion, 2004
- /4/ Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Betriebswirtschaftliche Richtwerte zur Produktion von Ganzpflanzensilage (GPS) aus Sommergerste, 2004
- /5/ Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Betriebswirtschaftliche Richtwerte für die Produktion von Silomais, 2004
- /6/ KTBL: Erfassung und Analyse von Defiziten an landwirtschaftlichen Biogasanlagen, FKZ: 22012804, Zwischenbericht, Teilaufgabe Bundesweites Screening der baulichen Ausführung von Gärrestlagerbehältern bestehender Biogasanlagen, 1. Überarbeitung vom 12.01.2007
- /7/ Clemens Fuchs: „Wirtschaftlichkeit des Energiepflanzenanbaus heute“. Der Standort als ein Entscheidungskriterium. Hochschule Neubrandenburg, KoNaRo-Fachgespräch in Bernburg am 25. Oktober 2007, 2007
- /8/ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Third Assessment Report (TAR). Cambridge University Press, Cambridge, 2001
- /9/ Scholwin, F., Thrän, D., Daniel, J., Schreiber, K., Witt, J., Schumacher, B., Jahraus, B., Klinski, S., Vetter, A., Beck, J., Scheftelowitz, M.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Verbundvorhaben des Instituts für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH et al. im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008
- /10/ Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), Gülzow 2005
- /11/ Weiland, P.: Technische Anforderungen an die Vergärung von Energiepflanzen. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig, 2006
- /12/ Untersuchungsbericht Landwirtschaftskammer Weser-Ems: Geruchsminderungsgrad durch ceno-Hochsilodächer, 2006
- /13/ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Fourth Assessment Report (AR4). Working Group I Report "The Physical Science Basis", 2007
- /14/ Umweltbundesamt (UBA): BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahr 2010. UBA-Texte 05/02, FKZ 299 42 245/02, Berlin, Februar 2002

8 Forschungspartner und Adressen

Projektleitung ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
 Kontakt: Dr. Guido Reinhardt
 guido.reinhardt@ifeu.de
 www.ifeu.de



Projektpartner IE - Institut für Energetik und Umwelt gemeinnützige GmbH Leipzig
 Kontakt: Dr. Frank Scholwin
 frank.scholwin@ie-leipzig.de
 www.ie-leipzig.de



Prof. Dr. Stefan Klinski
 Fachhochschule für Wirtschaft Berlin
 stefan.klinski@t-online.de
 www.fhw-berlin.de

PROF. DR. JUR.



Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V., Büro Darmstadt
 Kontakt: Dr. Bettina Brohmann
 b.brohmann@oeko.de
 www.oeko.de



Technische Universität Berlin, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung
 Kontakt: Prof. Dr. Johann Köppel
 koeppel@ile.tu-berlin.de
 www.tu-berlin.de



Im Unterauftrag Peters Umweltplanung, Berlin
 Kontakt: Dr. Wolfgang Peters
 peters@peters-umweltplanung.de
 www.peters-umweltplanung.de



Fachliche Begleitung Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
 Referat KI III 2
 Kontakt: Dr. Bernhard Dreher
 bernhard.dreher@bmu.bund.de
 www.bmu.bund.de



Administrative Begleitung Projektträger Jülich (PtJ) EEN
 Kontakt: Gernot van Gyseghem
 ptj-een@fz-juelich.de
 www.fz-juelich.de/ptj

