

Anwendung der Flexibilitätsprämie für Gülleanlagen ($< 75 \text{ kW}_{el}$) - Flex75

Förderkennzeichen: 03KB080A-C

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

vorgelegt von:

**Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-
und Energietechnik UMSICHT**

Institutsteil Sulzbach-Rosenberg

Ausführende Abteilung:

Biologische Verfahrenstechnik

Dipl.-Wi.-Ing. Fabian Stenzel

Leitung

Prof. Dr. Andreas Hornung

An der Maxhütte 1

92237 Sulzbach-Rosenberg

Laufzeit des Vorhabens: 01.07.2013 bis 31.12.2014

Projektdurchführung

**Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-
und Energietechnik UMSICHT**

Institutsteil Sulzbach-Rosenberg

Ausführende Abteilung:

Biologische Verfahrenstechnik

Dipl.-Wi.-Ing. Fabian Stenzel

An der Maxhütte 1

92237 Sulzbach-Rosenberg

Tel.: +49 9661 908-400

Fax: +49 9661 908-469

Unter Mitwirkung von:

Dipl.-Ing. (FH) Rolf Jung

Dipl.-Ing. (FH) Andreas Weger, M.Sc.

Partner

**Maschinenringe Deutschland GmbH,
LandEnergie**

Am Maschinenring 1

86633 Neuburg a.d. Donau

OmniCert GmbH

Kaiser-Heinrich-II.-Straße 7

93077 Bad Abbach

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|--|-----------|
| 0 | Zusammenfassung | 1 |
| 1 | Hintergrund und Zielstellung..... | 4 |
| 2 | Darstellung der untersuchten Modellvarianten | 5 |
| 3 | Direktvermarktung für Gülleanlagen..... | 10 |
| 3.1 | EEG-Vergütung | 10 |
| 3.2 | Marktprämienmodell..... | 11 |
| 3.3 | Regelenergiemarkt | 13 |
| 3.4 | Flexible Fahrweise | 18 |
| 3.5 | Flexibilitätsprämie | 23 |
| 4 | Wirtschaftlichkeitsbetrachtung | 26 |
| 5 | Sensitivitätsanalyse | 39 |
| 6 | Potenzialermittlung für Gülleanlagen < 75 kW | 42 |
| 7 | Fazit | 49 |
| | Literaturverzeichnis..... | 50 |
| | Bildverzeichnis | 52 |
| | Tabellenverzeichnis | 53 |
| | Anhang | 54 |

0 Zusammenfassung

Bei der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) wurde die Markt- und Flexibilitätsprämie eingeführt. Bisher ergab sich die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen aus möglichst hohen jährlichen Betriebsstunden, ohne Berücksichtigung des angebotenen oder nachgefragten Strombedarfs. Die Markt- und Flexibilitätsprämie sollte einen Anreiz zur bedarfsgerechten Stromproduktion liefern.

Um das theoretische Potenzial von kleinen Gülleanlagen (< 75 kW) für die flexible Stromerzeugung nutzbar machen zu können, wurde im Rahmen einer wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung von zwei ausgewählten Gülleanlagen, die technische Nachrüstung und die erzielbaren Mehrerlöse durch Teilnahme in der Direktvermarktung bewertet.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde für drei Varianten durchgeführt. Variante I und II sind 75 kW-Kleinanlagen, allerdings wird bei Variante II durch Reduzierung der Maismenge eine BHKW-Leistung von nur 50 kW erzeugt. Theoretisch steht mit dem bestehenden 75 kW-BHKW und einem Gasspeicher damit eine Zusatzleistung von 25 kW zur Verfügung. Variante III ist eine 40 kW-Gülleanlage, bei der durch Nachrüstung eines Gasspeichers ein zweites BHKW mit einer Zusatzleistung in Höhe von 35 kW installiert werden kann.

Da die Erlöse je nach Direktvermarktungsmodell variieren, erfolgte eine Unterteilung der jeweiligen Varianten in vier Szenarien: EEG-Einspeisevergütung, Marktprämienmodell, Teilnahme am Regelenergiemarkt und flexible Fahrweise. Ziel war die Evaluierung eines wirtschaftlichen Betriebs und die Ermittlung der verfügbaren Mehrerlöse von kleinen Gülleanlagen in der Direktvermarktung.

Als Ergebnis der Sensitivitätsanalyse wurde eine starke Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den Investitionskosten festgestellt. Die Gesamtkapitalrendite schlüsselfertiger 75 kW-Gülleanlagen mit Marktpreisen von über 550.000 € ist wirtschaftlich uninteressant.

Bei der geplanten Errichtung von Gülleanlagen spielt daher der Grad der Eigenleistung (sog. Bauherrenmodelle) eine entscheidende Rolle, um die Investitionskosten gegenüber den Marktpreisen für schlüsselfertige Anlagen zu senken. Bei einer durchschnittlichen Reduzierung der Investitionskosten um 20 % ist von einem wirtschaftlichen Betrieb der Gülleanlagen auszugehen.

Die unterschiedlichen Szenarien der Direktvermarktung ergaben, dass der Regelenergiemarkt für kleine Gülleanlagen eine sehr interessante Vermarktungsmöglichkeit darstellt, da durch Regelenergievermarktung, je

nach untersuchter Variante der Biogasanlagen, Mehrerlöse in Höhe von 2.700 – 5.000 €/a erzielt werden können.

Allerdings kann Regelenergie nur über einen bestehenden Anlagenpool vermarktet werden. Aufgrund der notwendigen hohen Anzahl kleiner Gülleanlagen und dem damit verbundenen Mehraufwand (Fernwirktechnik, Kommunikationseinheit), ist die Bereitschaft von Energiehändlern, kleine Anlagen in Pools aufzunehmen, als sehr gering anzusehen.

Das Szenario der Direktvermarktung mit Marktprämienmodell ist für die betrachteten Anlagenvarianten mit 75 kW bzw. 40 kW unter der Voraussetzung, dass die Investitionskosten um mind. 20 % reduziert werden, wirtschaftlich darstellbar. Die Teilnahme an der Regelenergievermarktung (negative Sekundärregelung) würde die Wirtschaftlichkeit der Anlagen weiter verbessern.

Abstract

With the amendment of the German Renewable Energy Sources Act (EEG 2012) a market and flexibility premium was introduced. Until now the economic viability of anaerobic digestion plants (AD) arises from preferably high annually operating hours, without taking into consideration the offered or requested power demand. The market- and flexibility premium is meant to be an incentive for a needs-based power generation.

In order to exploit the theoretical potential of small manure AD plants (< 75 kW) for flexible power generation, the technical retrofitting and the additional revenue for two selected manure AD plants through direct marketing has been assessed by means of a profitability analysis.

The economic efficiency has been calculated for 3 options. For option I and II a 75 kW manure AD plant was assumed, whereas for option II the quantity of maize is reduced and thus the CHP power capacity decreases to 50 kW. Theoretically, with the existing 75 kW CHP and gas tank an additional power capacity of 25 kW is available. Option III is a 40 kW manure AD plant, in which by retrofitting of a gas tank a second CHP with an additional power capacity of 35 kW can be installed.

Due to the variation in the economic profitability caused by the individual direct marketing model, the different options were split up into four scenarios: EEG feed-in remuneration, direct marketing (market premium model), balancing energy market and flexible operation. The aim was to evaluate an economical operation and to calculate the additional revenue for small manure AD plants taking part in the direct marketing system.

As a result of the analysis a strong dependence of the feasibility on the investment costs was revealed. Turnkey manure AD plants with investment costs over 550.000 € are economically not viable.

With regard to the installation of a manure AD plant the degree of the plant owner's contribution plays a significant role for the reduction of the investment costs. With an average investment cost reduction of about 20 % an economical operation of the manure AD plants can be assumed.

Considering the different types of manure AD plants (option I, II, and III) and direct marketing scenarios, a participation in the balancing energy market can generate an additional profit of 2700 to 5000 € per year and thus represents an attractive marketing option for small manure AD plants. The different scenarios of the direct marketing showed, that the balancing energy market for small manure AD plants is an attractive marketing option, because with balancing energy marketing proceeds of 2700 - 5000 € per year can be achieved, depending on the investigated option of the manure AD plants.

However, balancing energy can only be marketed by pooling of existing plants. Due to the necessity of a high number of small manure AD plants and the involved efforts that this requires (tele control, communication unit) the willingness of energy traders to take up small AD plants is assumingly very low.

On condition that the investment costs are reduced at least by 20 %, the scenario of direct marketing within the market premium model is economically viable for the considered plant options 75 kW and 40 kW. Overall, taking part in the balancing energy market (negative secondary control power) can improve the economic situation of the AD plants.

1 Hintergrund und Zielstellung

Nur eine standortangepasste Biogasanlage kann eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung unter Schaffung regionaler Wertschöpfungseffekte bei gleichzeitiger Akzeptanz gewährleisten. Die für viele ländliche Regionen wünschenswerten dezentralen Gülleanlagen bis zu einer Ausbaugröße von 75 kW sind bislang jedoch aufgrund wirtschaftlicher Unsicherheiten nicht entstanden.

Dies könnte darin begründet liegen, dass hohe Investitionskosten von schlüsselfertigen Anlagen sowie gesetzliche Forderungen von 150 Tagen Verweilzeit in abgedeckten Endlagern für Gülleanlagen die zusätzlich nachwachsende Rohstoffe einsetzen, potenzielle Betreiber verunsichert haben.

Bei der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) wurde die Markt- und Flexibilitätsprämie eingeführt. Bisher ergab sich die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen aus möglichst hohen jährlichen Betriebsstunden, ohne Berücksichtigung des angebotenen oder nachgefragten Strombedarfs. Die Flexibilitätsprämie sollte einen Anreiz zur bedarfsgerechten Stromproduktion liefern.

Projektziel war die Wirtschaftlichkeit von kleinen Biogasanlagen für verschiedene Szenarien der Direktvermarktung (Marktprämienmodell, Flexible Fahrweise und Regenergiemarkt) gegenüber der EEG-Grundvergütung zu bewerten und damit die Fragestellung zu klären, ob kleine Biogasanlagen (Gülleanlagen < 75 kW) durch Teilnahme an der Direktvermarktung rentabler betrieben werden können.

Dazu wurden folgende Themenbereiche untersucht:

- Möglichkeiten der Erlössteigerung von Gülleanlagen durch die Direktvermarktung
- Wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Szenarien in der Direktvermarktung anhand von Wirtschaftlichkeitsberechnungen
- Sensitivitätsanalyse der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

2 Darstellung der untersuchten Modellvarianten

Gülleanlagen (< 75 kW) sollen hinsichtlich ihrer Eignung zur Teilnahme an der Direktvermarktung bewertet werden. Da die BHKW-Leistung dieser Anlagen auf maximal 75 kW begrenzt ist (§27b, EEG 2012), kann keine Zusatzleistung über 75 kW hinaus installiert werden.

Die Möglichkeit des Zubaus eines zweiten BHKW beschränkt sich daher auf Güllekleinanlagen, die eine Bemessungsleistung von < 75 kW aufweisen. Ein flexibler Betrieb der Güllekleinanlagen ist daher nur durch Nachrüstung eines Gasspeichers möglich und die Anlagen können für den Regelenergiemarkt nur negative Regelenergie anbieten.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden für drei unterschiedliche Varianten durchgeführt. Variante I und II sind 75 kW-Gülleanlagen (mit Gülle und Mais), allerdings wird bei Variante II durch Reduzierung der Maismenge eine BHKW Leistung von nur 50 kW erzeugt. Theoretisch steht mit dem bestehendem 75 kW-BHKW und einem Gasspeicher damit eine Zusatzleistung von 25 kW zur Verfügung. Variante III ist eine reine 40 kW-Gülleanlage, bei der durch Nachrüstung eines Gasspeichers ein zweites BHKW mit einer Zusatzleistung in Höhe von 35 kW installiert wird.

Tabelle 1 zeigt die für die Berechnung der Biogasausbeuten wichtigsten Parameter der eingesetzten Substrate.

Tabelle 1:
Spezifischer Gasertrag
der eingesetzten
Substrate

| Substrat | Trockenmasse (TM) | Organische Trockenmasse (oTM) | Biogasertrag |
|------------------------------|-------------------|-------------------------------|--------------|
| | in % | in % TM | in NI/kg oTM |
| Rindergülle mit Futterresten | 10 | 80 | 380 |
| Schweinegülle | 6 | 80 | 420 |
| Maissilage | 35 | 95 | 650 |

In Tabelle 2 sind die Substratmengen der Gülle/Mais- bzw. reinen Gülleanlage und die daraus resultierende Gasproduktion gegenübergestellt.

Tabelle 2:
Biogasausbeuten der
untersuchten
Anlagenvarianten

| | | Variante I 75 kW | Variante II 50+25 kW | Variante III 40+35 kW |
|------------------------------|--------------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Substrat | | | | |
| Rindergülle mit Futterresten | t/a | 3.000 | 3.000 | 3.440 |
| Schweinegülle | t/a | 3.000 | 3.000 | 3.440 |
| Maissilage | t/a | 750/590* | 245 | - |
| Biogasproduktion | | | | |
| Rohbiogas | Nm ³ /a | 313.774 279.194* | 204.631 | 173.926 |
| Methangehalt | % | 54,4/54,7* | 55,7 | 57,0 |
| Methanproduktion | Nm ³ /a | 170.737 152.755* | 113.982 | 99.127 |
| Erzeugte Bruttoenergie | kWh/a | 1.702.245 1.522.969* | 1.136.404 | 988.297 |

*flexible Fahrweise

Die erste Modellanlage mit 75 kW setzt einen landwirtschaftlichen Betrieb voraus, der 6.000 t/a Gülleanfall aufweist und ca. 750 t/a Mais auf seinen landwirtschaftlichen Flächen für den Eigenbedarf anbaut. Es wird von einem landwirtschaftlichen Betrieb mit ca. 152 Milchkühen und 1.852 Mastschweinen ausgegangen. Zur Gewinnung von 750 Tonnen Mais stehen bei einem Flächenbedarf von 40-60 t/ha mindestens 15 ha landwirtschaftliche Anbauflächen zu Verfügung. Eine flexible Fahrweise der 75 kW Anlage kann durch Reduzierung der Maissilage erreicht werden, damit werden nur noch 590 t/a an Substrat benötigt und aus der Bemessungsleistung von 67 kW kann eine Zusatzleistung von 8 kW für die Flexibilitätsprämie zugrunde gelegt werden. Als zweite Modellanlage wird ebenfalls eine 75 kW Biogasanlage betrachtet, die jedoch mit einer reduzierten Einsatzmenge an Maissilage von 245 t/a betrieben wird. In Folge der Substratreduzierung wird eine Bemessungsleistung von 50 kW erreicht und mittels eines Gasspeichers kann für die flexible Betriebsweise eine Zusatzleistung von 25 kW über das installierte BHKW dargestellt werden.

Bei der dritten Modellanlage wird eine reine 40 kW Gülleanlage betrachtet. Der landwirtschaftliche Betrieb nutzt lediglich die durch seine Tierhaltung anfallende Gülle (ca. 7.000 Tonnen pro Jahr) als Substrat und benötigt dazu ca. 174 Milchkühe und 2.123 Mastschweine. Die Anlage der Variante III verfügt im Vergleich zu den beiden anderen über ein 3.400 m³ Gärrestlager.

Dies resultiert aus den großen Mengen an Gülle, die nötig sind, um genügend Gas zu erzeugen, damit ein 40 kW BHKW betrieben werden kann. Optional wird für die flexible Fahrweise ein BHKW mit 35 kW Zusatzleistung und der Zubau eines Gasspeichers vorgesehen. Ferner benötigt diese Anlagenvariante kein gasdichtes abgedecktes Gärrestlager und kein Feststoffeintragssystem, wodurch Investitionskosten eingespart werden können. Tabelle 3 fasst die jeweiligen Anlagenparameter der untersuchten Varianten I-III zusammen.

Tabelle 3:
Randparameter der
untersuchten
Anlagenvarianten

| | | Variante I | Variante II | Variante III |
|---|----------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| | | 75 kW | 50+25 kW | 40+35 kW |
| Anlagenspezifikation | | | | |
| Anlagenausführung nach §27b EEG | - | Gülle / Mais | Gülle / Mais | Gülle |
| Verweilzeit Gärrestlager | d | 180 | 180 | 180** |
| Fermenter | m ³ | 620 | 620 | 640 |
| Gärrestlager | m ³ | 3.200 | 3.200 | 3.400 |
| Volumen Gasspeicher für flexible Fahrweise (40 €/m ³) | m ³ | 68 | 276 | 329 |
| Wärmeproduktion | kWh/a | 222.569 199.128* | 148.585 | 136.879 |
| Stromproduktion | kWh/a | 593.198 530.724* | 396.014 | 317.006 |
| Substrateinsatz | | | | |
| Rindergülle mit Futterresten | t/a | 3.000 | 3.000 | 3.440 |
| Schweinegülle | t/a | 3.000 | 3.000 | 3.440 |
| Maissilage | t/a | 750/590* | 245 | - |
| BHKW | | | | |
| Elektrische Leistung | kW | 75/67* | 50 | 40 |
| Zusatzleistung | kW | 0/8* | 25 | 35 |
| Elektrischer Wirkungsgrad | % | 35,2 | 35,2 | 32,4 |
| Thermischer Wirkungsgrad | % | 52,3 | 52,3 | 55,4 |
| BHKW- & Trafoverluste | % | 1,0 | 1,0 | 1,0 |

*flexible Fahrweise
**offenes Gärrestlager

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit war es notwendig die Investitionskosten der untersuchten Anlagenvarianten möglichst marktnah abzubilden. Hierzu wurden Herstellerpreise mit dem Online-Biogasrechner des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) abgeglichen. Es zeigte sich, dass ausgehend von den genannten Kosten der KTBL eine gute Übereinstimmung mit den gängigen Marktpreisen schlüsselfertiger Biogasanlagen dargestellt werden konnte.

Tabelle 4 stellt die nach KTBL ermittelten Investitionskosten der untersuchten Varianten I-III gegenüber.

Tabelle 4:
Investitionskosten der
untersuchten
Varianten

| | Variante I 75 kW | Variante II 50+25 kW | Variante III 40+35 kW |
|--|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Investitionskosten (Brutto) in Euro | | | |
| Feststoffeintrag mit Vorlagebehälter | 28.220 | 28.220 | - |
| Mobiltechnik für Feststoffe | 10.132 | 10.132 | - |
| Vorgrube | 28.803 | 28.803 | 31.152 |
| Fermenter | 131.876 | 131.876 | 131.876 |
| Gärrestlager | 258.933 | 258.933 | 201.789 |
| BHKW inkl. Peripherie; Gas-Otto-Motor | 112.341 | 112.341 | 59.920 |
| Mess-, Steuer-, Regeltechnik inkl. Gasfackel | 30.000 | 30.000 | 23.200 |
| Zentrale Pumpstation | 15.260 | 15.260 | 10.240 |
| Einhausung 5-Fuß-Container für Pumpen | 10.000 | 10.000 | 8.000 |
| Summe Investitionskosten | 625.565 | 625.565 | 454.874 |
| Planungs- und Genehmigungskosten | 62.557 | 62.557 | 46.618 |
| Investitionskosten Gesamt | 688.122 | 688.122 | 512.795 |

Anschließend wurden die Investitionskosten der schlüsselfertigen Anlagen mit Realkosten bestehender 75 kW und 40 kW Gülleanlagen verglichen. Dazu wurden vom Verbundpartner Omnicert GmbH zwei kleine Gülleanlagen identifiziert, die sich für eine wirtschaftliche Betrachtung zur Teilnahme an der Direktvermarktung eignen. Diese Anlagen wurden weitgehend im Rahmen von Bauherrenmodellen verwirklicht, d.h. die Anlagen wurden mit einem hohen Eigenleistungsanteil gebaut. Im Anhang sind exemplarisch die

Investitionskosten der beiden 75 kW und 40 kW Gülleanlagen aufgeführt. Von dem Verbundpartner wurden neben den Investitionskosten auch die Kosten für Gutachter sowie Nachrüstkosten für Fernwirkeinrichtung und Gasspeicher ermittelt.

Die Herstellungskosten der 75 kW Anlage betragen hierbei brutto 548.732 Euro, unterteilt in Kosten in Höhe von 253.634 Euro für Bautechnik und 295.098 Euro für die Maschinenteknik inkl. BHKW.

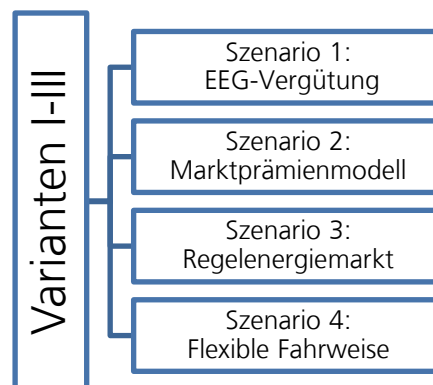
Die Baukosten der 40 kW Gülleanlage belaufen sich insgesamt auf brutto 357.385 Euro, die Baukosten betragen dabei 174.716 Euro, die Maschinenteknik 182.669 Euro.

Dabei zeigte sich, dass die Investitionskosten von Gülleanlagen, die im Rahmen eines Bauherrenmodells errichtet wurden, teilweise um bis zu 30 Prozent niedriger liegen als vergleichbare schlüsselfertige Anlagen der jeweiligen Hersteller.

3 Direktvermarktung für Gülleanlagen

Für die Anlagenvarianten werden im Folgenden die verschiedenen Möglichkeiten der Direktvermarktung dargestellt (siehe Abbildung 1). Auf der einen Seite die gesetzliche EEG-Vergütung (Szenario 1), auf der anderen Seite die drei Möglichkeiten der Direktvermarktung: Marktprämienmodell (Szenario 2), Regelenergiemarkt (Szenario 3) und flexible Fahrweise (Szenario 4). Die Erlösbetrachtungen zu den Szenarien 3 und 4 wurden von dem Verbundpartner Landenergie durchgeführt.

Bild 1:
Gegenüberstellung
der verschiedenen
Möglichkeiten der
Direktvermarktung



Die Direktvermarktung ermöglicht unterschiedliche Mehreinnahmen für die Stromeinspeisung, abhängig davon welche Vermarktungsstrategie gewählt wird.

3.1 EEG-Vergütung

Die klassische Form der Stromvermarktung ist die Inanspruchnahme der EEG-Grundvergütung gemäß §16 Abs. 1 EEG 2012. Der Übertragungsnetzbetreiber muss demnach dem Anlagenbetreiber einer BGA den produzierten Strom mit 25 ct/kWh vergüten. Diese Grundvergütung unterliegt einer jährlichen Degression in Höhe von 2% bis zur Erstinbetriebnahme der Anlage. Ab diesem Zeitpunkt bleibt die Vergütungshöhe für den gesamten Zeitraum von 20 Jahren konstant.

Diese Sondervergütung ist allerdings an bestimmte Voraussetzungen geknüpft: die Stromerzeugung muss direkt am Ort der Biogaserzeugungsanlage erfolgen, die gesamte installierte Leistung der Anlage darf maximal 75 kW betragen und zur Erzeugung des Biogases

müssen mindestens 80 Masseprozent Gülle im Kalenderjahr eingesetzt werden (sogenannte 80/20-Anlagen) (§ 27b (1) Nr. 1-3 EEG). Die Gülle stammt dabei aus dem eigenem oder aus einem naheliegenden Betrieb. Bei 80/20-Anlagen werden die restlichen 20 Prozent Substrat jährlich durch nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) gestellt. Außerdem schreibt § 6 (4) Nr. 1 EEG ein gasdicht abgeschlossenes Gärrestlager mit 150 Tagen Verweilzeit und Anschluss an ein Gasverwertungssystem vor; von dieser Regelung ausgenommen sind Anlagen mit 100 Prozent Gülleinsatz.

Die Inanspruchnahme der Sondervergütung nach § 27b EEG ist nur ausschließlich und nicht in Verbindung mit Vergütungen nach § 27 EEG (Biomasseanlagen) möglich.

Im Jahr 2014 betrug die EEG-Einspeisevergütung für kleine Gülleanlagen (§ 27b EEG) 24,01 Ct/kWh. Dieser Wert ergibt sich bei jährlich 2 % Degression aus dem Startwert von 25 Ct/kWh im Jahr 2012.

3.2 Marktprämienmodell

Um die Motivation zur Direktvermarktung des erneuerbar erzeugten Stroms zu steigern, wurde im EEG 2012 das Marktprämienmodell implementiert. Die Markt- als auch Flexibilitätsprämie sollen den Einstieg in den Markt erleichtern. Im Marktprämienmodell erhält der Anlagen- vom Netzbetreiber für tatsächlich eingespeisten, von Dritten abgenommenen Strom eine Marktprämie, welche die Differenz zwischen dem Marktwert des erzeugten Stroms und der Einspeisevergütung ausgleicht und zusätzlich eine Managementprämie als Anreiz enthält. Jeder Anlagenbetreiber kann unter Einhaltung der gesetzlichen Wechselfristen zwischen der gesetzlichen EEG-Einspeisevergütung und der Direktvermarktung auf Monatsfrist wechseln.

Da der Börsenpreis für die kWh Strom deutlich unter den EEG-Vergütungssätzen (Grundvergütung) liegt, wird mit der Marktprämie die Differenz zwischen dem Marktwert des erzeugten Stroms und der EEG-Einspeisevergütung ausgeglichen. Dabei wird als Annahme für den Marktpreis (Referenzmarktwert) der innerhalb eines Monats an der Strombörse EPEX Spot gehandelte Monatsdurchschnittspreis unterstellt.

Im Zuge der Direktvermarktung hat der Gesetzgeber auch die Managementprämie eingeführt. Die Managementprämie soll mögliche Mindererlöse abdecken, die aus dem Verkauf des Stroms durch Unterschreitung des Monatsdurchschnittspreises EPEX Spot entstehen können. Mit Unterstellung zunehmender Vermarktungserfahrung hat der

Gesetzgeber die Managementprämie mit einer jährlichen Degression von 0,025 ct/kWh bis einschließlich dem Jahr 2015 belegt. Erzielt der Stromhändler bei seinen Verkaufsaktivitäten den Monatsdurchschnittspreis EPEX Spot, bedeutet dies für den Biogasanlagenbetreiber einen Mehrerlös in Höhe der Managementprämie abzüglich des vertraglich fixierten Anteils für den Stromhändler. In der Regel erhält der Stromvermarkter 30 % der Managementprämie.

Die Marktprämie (MP) berechnet sich gemäß § 33h EEG in Verbindung mit der Anlage 4 des EEG 2012 dabei wie folgt:

$$MP = EV - RW$$

$$RW = MW_{EPEX} - P_{M(stuerbare)}$$

$$MP = EV - MW_{EPEX} + P_{M(stuerbare)}$$

| | |
|---------------------------|--|
| MP | Marktprämie [ct/kWh] |
| EV | EEG-Einspeisevergütung |
| RW | Referenzmarktwert [ct/kWh] |
| MW _{EPEX} | Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig [ct/kWh] |
| P _{M(stuerbare)} | Managementprämie [ct/kWh] |

Die Differenz aus dem Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse European Power Exchange (EPEX Spot SE) und der Managementprämie ergibt den Referenzmarktwert (RW). Um die Marktprämie zu berechnen wird dieser von der EEG-Einspeisevergütung subtrahiert.

Im Marktprämienmodell (Szenario 2) setzt sich die Stromvergütung in Höhe von 24,19 Ct/kWh aus der Summe der Marktprämie (20,48 Ct/kWh) und dem Stromverkaufspreis EPEX Spot (3,78 Ct/kWh als Monatsmittelwert für das Jahr 2013) abzüglich des Anteils der Managementprämie für den Stromvermarkter (30 % von 0,25 Ct/kWh) zusammen.

3.3 Regelenenergiemarkt

Eine weitere Möglichkeit der Direktvermarktung ist die Teilnahme am Regelenenergiemarkt (Szenario 3) durch Integration der Biogasanlage in ein virtuelles Kraftwerk (sog. Kraftwerkspool). Biogasanlagen sind technisch in der Lage sowohl Minutenreserveleistung (MRL) als auch Sekundärregelleistung (SRL) zu erbringen. Biogasanlagen, die trotz ihrer Fahrweise im Grundlastbetrieb Biogas speichern können, sind in der Lage negative Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung anbieten zu können. Bei Abruf von negativer Regelenenergie wird die Leistung der Anlage gedrosselt oder das BHKW ausgeschaltet. Durch die Bereitstellung der Anlage im Regelenenergiemarkt wird eine Bereitschaftsvergütung, der sogenannte Leistungspreis bezahlt. Bei Überspeisung der Stromnetze, z. B. durch erhöhte Produktion von Wind- und Solarstrom, wird die Leistung der Anlage gedrosselt und zusätzlich zum Leistungspreis wird ein Arbeitspreis bezahlt.

In Zeiten eines plötzlich stark ansteigenden Strombedarfs muss mehr Energie in das Stromnetz eingespeist werden. Hierbei spricht man von positiver Regelenenergie. Nimmt die Nachfrage stark ab oder steigt die Stromproduktion durch die fluktuierenden Einspeiseverläufe von Wind- und Sonnenenergie stark an, reduziert negative Regelenenergie die Stromeinspeisung und beugt damit einer Netzüberlastung vor.

Die Teilnahme am Regelenenergiemarkt setzt eine Mindestangebotsgröße von 5 bzw. 10 Megawatt je nach Art der Regelleistung voraus. Da einzelne Biogasanlagen diesen Vorgaben nicht entsprechen können, bieten die Übertragungsnetzbetreiber kleineren Anlagen die Möglichkeit an, sich zu virtuellen Kraftwerken zusammenzuschließen und damit die geforderte Leistungsfähigkeit im Verbund zu erreichen. Die Ausschreibungen werden von der Bundesnetzagentur überwacht, die damit für die nötige Transparenz und Diskriminierungsfreiheit sorgt. Die abgegebenen Angebote werden der Höhe nach sortiert und – beim niedrigsten Angebot beginnend – bis zum Erreichen der ausgeschriebenen Regelleistungskapazität angenommen. Auf diese Strommenge wird zunächst von den Übertragungsnetzbetreibern ein sogenannter „Leistungspreis“ für das Recht, die ausgeschriebene Regelleistung abrufen zu dürfen, bezahlt. Wird diese auch abgerufen, wird zusätzlich ein sogenannter „Arbeitspreis“ für die tatsächlich in Anspruch genommene Regelleistung gezahlt [Regelenenergie 2014].

Die beiden Regelleistungsarten Minutenreserveleistung (MRL) und Sekundärregelleistung (SRL) unterscheiden sich dabei laut Tabelle 5 wie folgt:

Tabelle 5:
Unterschiede
zwischen Minuten- und
Sekundärregelleistung
[DLG 2012]

| | Minutenreserveleistung | Sekundärregelleistung |
|---------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|
| Vollständige Aktivierung | Innerhalb von 15 Minuten | Innerhalb von 5 Minuten |
| Modalität | Zeitscheiben pro Tag von 4 Stunden | Hauptzeit (HT) Nebenzeit (NT) |
| Ausschreibung | Arbeitstäglich (Mo. bis Fr.) | Mittwochs für Folgewoche |
| Vergütung | Leistungs- und Arbeitspreis | Leistungs- und Arbeitspreis |
| Aufrufe Regelleistung | 24-36 mal pro Jahr | 2-3 pro Tag |
| Dauer der Aufrufe | 15 bis 240 Min. | 5 bis 15 Min. |

Minutenreserveleistung:

Das BHKW muss technisch in der Lage sein, die Stromproduktion binnen 15 Minuten entsprechend der angebotenen Regelleistung zu adjustieren und dann zwischen 15 Minuten und bis zu 4 Stunden aufrechtzuerhalten. Die alte Ausgangsleistung muss im Anschluss daran wieder innerhalb von 15 Minuten erreicht werden können.

Sekundärregelleistung:

Jede teilnehmende Anlage muss in der Lage sein, die Stromproduktion binnen 5 Minuten gemäß der angebotenen Regelleistung zu verändern und bis zu einem entsprechenden Signal des Übertragungsnetzbetreibers beizubehalten. Die alte Ausgangsleistung muss darauf hin wieder innerhalb von 5 Minuten erreicht werden können.

Die ökonomisch attraktiven Möglichkeiten von Zusatzerlösen beschränken sich für Biogasanlagen maßgeblich auf die Bereitstellung negativer Reserveleistung. Freie und damit ungenutzte BHKW-Leistung für die positive Regelenergie stehen in der Regel nicht zur Verfügung. Neben der Stromvergütung und Marktprämie können so also Mehreinnahmen durch die Bereitstellung und den Abruf negativer Reserveleistung generiert werden.

Unter der Voraussetzung, dass Gülleanlagen in einem virtuellen Pool am Regelenergiemarkt teilnehmen können, sollen die Mehrerlöse aus der Direktvermarktung (Regelenergiemarkt) den notwendigen Investitionskosten in der Rentabilitätsbetrachtung gegenübergestellt werden.

Bei den Erlösen wurde eine individuelle Aufteilung von 70/30 zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter angesetzt. Als Grundlage für die Erlösberechnung wurden die spezifischen mittleren Preise für 2013 der Minutenreserve sowie der Sekundärregelung herangezogen.

Die Erlöse hängen u.a. von den technischen Möglichkeiten des Motors ab. Kann er auf 0 KW gedrosselt werden und danach ohne Verzögerung (innerhalb von 5 Minuten) wieder auf den Ausgangswert von 75 KW hochgefahren werden sind höhere Erlöse möglich.

Die Tabellen 6 und 7 fassen die wichtigsten Ergebnisse der Erlösbetrachtung aus der Teilnahme am Regelleistungsmarkt zusammen.

Tabelle 6:
Erlösbetrachtung für
negative Minuten-
reserveleistung (MRL)

| Preise Minutenreserve [€/MW] (spezifische mittlere Preise) | | | | | | | |
|---|------------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------|--------|--------|--------|
| Jahr 2013 | Richtung negativ | 00:00h | 04:00h | 08:00h | 12:00h | 16:00h | 20:00h |
| | | - | - | - | - | - | - |
| | | 04:00h | 08:00h | 12:00h | 16:00h | 20:00h | 24:00h |
| | | 8.786 | 7.992 | 4.054 | 6.068 | 4.576 | 3.157 |
| | | Variante I 75 kW | Variante II 50+25 kW | Variante III 40+35 kW | | | |
| Vorhalteleistung über alle Zeitscheiben | | 75 kW | 50 kW | 40 kW | | | |
| Erlöse aus abgerufener Arbeit | | 0,5 €/kWh | 0,5 €/kWh | 0,5 €/kWh | | | |
| Angenommene Abrufzeit pro Jahr | | 6 h | 6 h | 6 h | | | |
| Beteiligung vorgehaltene Leistung für Anlagenbetreiber | | 70 % | 70 % | 70 % | | | |
| Beteiligung vorgehaltene Leistung für Direktvermarkter | | 30 % | 30 % | 30 % | | | |
| Poolreserve | | 10 % | 10 % | 10 % | | | |
| Erlöse für den Kunden | | | | | | | |
| Erlöse aus Vorhaltung | | 1.636 €/a | 1.091 €/a | 873 €/a | | | |
| Erlöse aus Abruf | | 225 €/a | 150 €/a | 120 €/a | | | |
| Summe | | 1.861 €/a | 1.241 €/a | 993 €/a | | | |

Bei 100-prozentiger Verfügbarkeit, einer Vorhalteleistung von 75 KW und Abrufzeiten von 6 h/a (Arbeitspreis: 500 €/MWh) könnte die Anlage durch

Teilnahme an der negativen Minutenreserveleistung (Regelenergievermarktung) voraussichtliche Mehrerlöse in Höhe von 1.861 €/a erzielen. Die Kosten für den Vermarkter in Höhe von 30 % sind dabei bereits berücksichtigt.

Tabelle 7:
Erlösbetrachtung für negative Sekundärregelleistung (SRL)

| Preise Sekundärregelung [€/MW] (spezifische mittlere Preise) | | | | |
|---|------------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Jahr 2013 | Richtung negativ | HT-Zeit | NT-Zeit | |
| | | 41.250 | 60.646 | |
| | | Variante I 75 kW | Variante II 50+25 kW | Variante III 40+35 kW |
| Vorhalteleistung über alle Zeitscheiben | | 75 kW | 50 kW | 40 kW |
| Erlöse aus abgerufener Arbeit | | 0,5 €/kWh | 0,5 €/kWh | 0,5 €/kWh |
| Angenommene Abrufzeit pro Jahr | | 6 h | 6 h | 6 h |
| Beteiligung vorgehaltene Leistung für Anlagenbetreiber | | 70 % | 70 % | 70 % |
| Beteiligung vorgehaltene Leistung für Direktvermarkter | | 30 % | 30 % | 30 % |
| Poolreserve | | 10 % | 10 % | 10 % |
| Erlöse für den Kunden | | | | |
| Erlöse aus Vorhaltung | | 4.815 €/a | 3.210 €/a | 2.568 €/a |
| Erlöse aus Abruf | | 225 €/a | 150 €/a | 120 €/a |
| Summe | | 5.040 €/a | 3.360 €/a | 2.688 €/a |

Würde die Anlage an der negativen Sekundärregelung teilnehmen (Voraussetzung wäre wieder die Teilnahme am Marktprämienmodell) könnte der Betreiber, je nach Vorhalteleistung, voraussichtliche Erlöse zwischen 5.040 und 2.688 €/a erreichen.

Durch die Teilnahme an der Regelenergievermarktung ist beim Stromverkauf ein zusätzlicher Mehrerlös durch Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung (SRL) gegenüber dem Marktprämienmodell von 0,85 Ct/kWh bzw. von 67,20 €/kW*a installierter BHKW Regelleistung möglich. Damit kann insgesamt eine Stromvergütung in Höhe von 25,03 Ct/kWh erzielt werden.

Da durch negative Sekundärregelleistung (SRL) ein höherer Mehrerlös gegenüber negativer Minutenreserveleistung (MRL) erzielbar ist, wurde in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Szenario 3 (Regelenergiemarkt) nur negative SRL berücksichtigt.

Die Kosten der Nachrüstung mit einer Fernwirkeinrichtung zur Ansteuerung des BHKW belaufen sich auf ca. 2.000 € für die Integration des Softwaremoduls.

3.4 Flexible Fahrweise

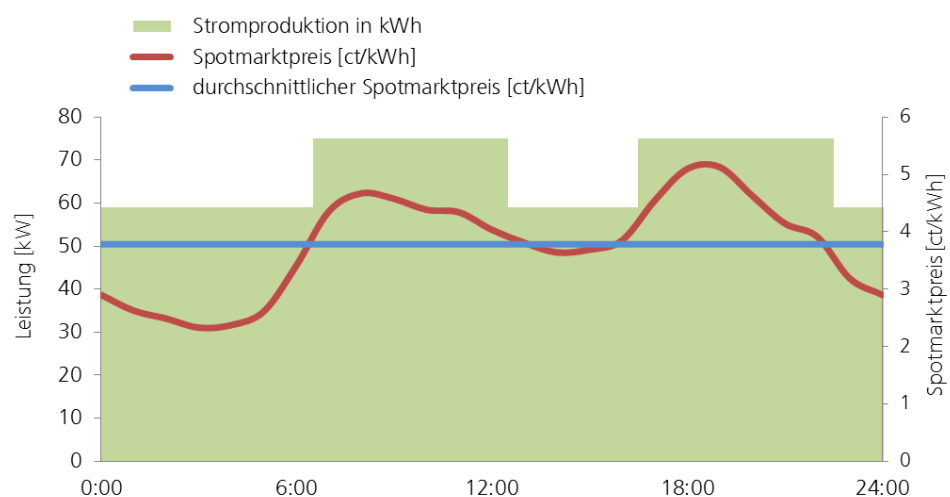
Bei der flexiblen Fahrweise (Szenario 4) ist die Höhe der Stromvergütung abhängig von den erzielbaren Mehrerlösen aus dem Stromverkauf an der Börse. Für die bedarfsorientierte Stromeinspeisung wird in der Regel vom Stromhändler ein Fahrplan zum optimierten Betrieb der Biogasanlage vorgegeben.

Dabei wird vorzugsweise zu hochpreisigen Zeiten Strom ins Netz eingespeist und zu Niedrigpreiszeiten der Gasspeicher gefüllt. Für die bedarfsgerechte Stromerzeugung muss die Biogasanlage in der Lage sein flexibel Strom zu erzeugen, damit ist meist der Zubau eines Gasspeichers erforderlich. Die Größe des Gasspeichers errechnet sich über die Rohbiogasmenge, die pro Stunde und Kilowatt Zusatzleistung über eine definierte Speicherdauer aufgenommen werden muss. Ferner muss durch ein Umweltgutachten die technische Eignung für den flexiblen Betrieb bescheinigt werden. Die Kosten hierfür belaufen sich auf ca. 2.500 €.

Als Datengrundlage für die durchschnittlichen stündlichen Spotmarktpreise wurden die EPEX-Preise aus dem Jahr 2013 (EPEX-SPOT Stundenkontrakte) herangezogen [Netztransparenz 2014].

Die Fahrplandaten der untersuchten Anlagenvarianten I-III sind im Anhang aufgeführt. Abbildung 2 zeigt den Fahrplan der flexiblen Stromeinspeisung für Variante I und den jeweils erzielbaren Spotmarktpreis (Ct/kWh) für das Jahr 2013.

Bild 2:
Flexible
Stromeinspeisung
nach Fahrplan
für Variante I
(75 kW)



Für Variante I (75 kW Anlage) wurde für den flexiblen Betrieb eine fiktive Zusatzleistung in Höhe von 8 kW angenommen. Die Stromeinspeisung erfolgt dabei zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise mit 59 kW Leistung (12 h/d) und in der restlichen Zeit mit einer maximalen Leistung von 75 kW.

Der erzielbare Mehrerlös durch die bedarfsorientierte Stromeinspeisung stellt sich dabei für Variante I wie in Tabelle 8 gezeigt dar.

Tabelle 8:
Mehrerlös durch flexible Fahrweise für Variante I

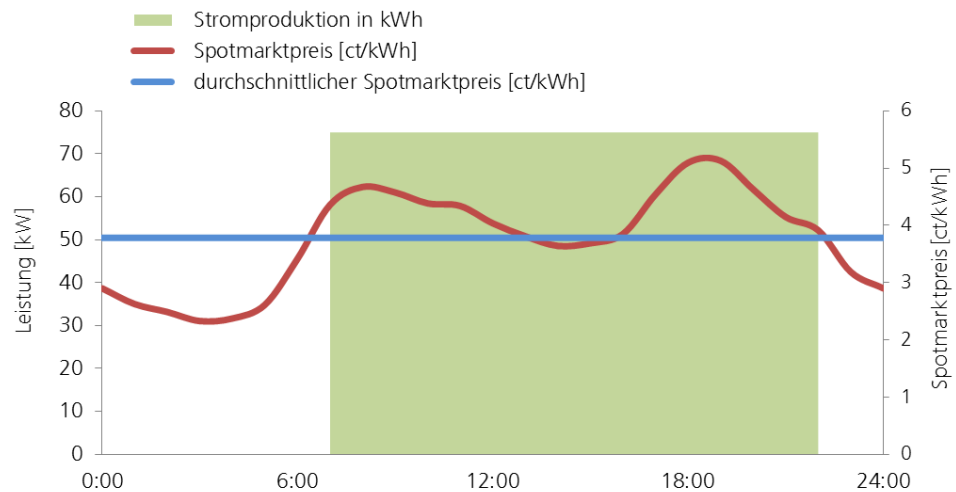
| Flexible Fahrweise | | Variante I 75 kW |
|---|-------|-----------------------------|
| Basisdaten Anlage | | |
| Bemessungsleistung nach Lastprofil | kW | 67 |
| Einspeisemenge nach Lastprofil | kWh/a | 530.724 |
| Fahrplanprämissen | | |
| Max. Leistung | kW | 75 |
| Min. Leistung | kW | 59 |
| Bereitstellung Leistung | h | 12 |
| Auffüllung Speicher | h | 12 |
| Bemessungsleistung mit Fahrplan | kW | 67 |
| Einspeisemenge mit Fahrplan | kWh/a | 530.724 |
| Erlöse | | |
| Erlös ohne Fahrplan (Direktvermarktung) | €/a | 128.355 |
| Erlös mit Fahrplan | €/a | 128.806 |
| Mehrerlös für Kunde | €/a | 451 |

Als Mehrerlös für den Anlagenbetreiber ergibt sich ein Betrag von 451 €/a. Der prozentuale Anteil für den Direktvermarkter in Höhe von bis zu 30 % ist hierbei noch nicht berücksichtigt.

Für Variante II (50 + 25 kW Anlage) wurde für den flexiblen Betrieb eine fiktive Zusatzleistung in Höhe von 25 kW angenommen. Zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise erfolgt die Füllung des Gasspeichers, bei hohen Stromerlösen wird 16 Stunden pro Tag mit einer maximalen Leistung von 75 kW ins Stromnetz eingespeist.

In Abbildung 3 ist der Fahrplan für Variante II dargestellt.

Bild 3:
Flexible
Stromeinspeisung
nach Fahrplan
für Variante II
(50+25 kW)



In Tabelle 9 ist der erzielbare Mehrerlös für Variante II dargestellt.

Tabelle 9:
Mehrerlös durch
flexible Fahrweise
für Variante II

| Flexible Fahrweise | | Variante II 50+25 kW |
|---|-------|-------------------------|
| Basisdaten Anlage | | |
| Bemessungsleistung nach Lastprofil | kW | 50 |
| Einspeisemenge nach Lastprofil | kWh/a | 396.014 |
| Fahrplanprämissen | | |
| Max. Leistung | kW | 75 |
| Min. Leistung | kW | 0 |
| Bereitstellung Leistung | h | 16 |
| Auffüllung Speicher | h | 8 |
| Bemessungsleistung mit Fahrplan | kW | 50 |
| Einspeisemenge mit Fahrplan | kWh/a | 396.014 |
| Erlöse | | |
| Erlös ohne Fahrplan (Direktvermarktung) | €/a | 95.776 |
| Erlös mit Fahrplan | €/a | 97.837 |
| Mehrerlös für Kunde | €/a | 2.061 |

Als Mehrerlös für den Anlagenbetreiber ergibt sich ein Betrag von 2.061 €/a.

Für Variante III (40 + 35 kW Anlage) wurde für den flexiblen Betrieb eine Zusatzleistung in Höhe von 35 kW durch Zubau eines zweiten BHKW realisiert. Zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise erfolgt die Füllung des Gasspeichers, bei hohen Strompreisen wird für 12,8 Stunden pro Tag mit einer maximalen Leistung von 75 kW ins Stromnetz eingespeist.

Abbildung 4 zeigt den Fahrplan der flexiblen Stromeinspeisung für Variante III und die jeweils erzielbaren Spotmarktpreise.

Bild 4:
Flexible
Stromeinspeisung
nach Fahrplan
für Variante III
(40+35 kW)

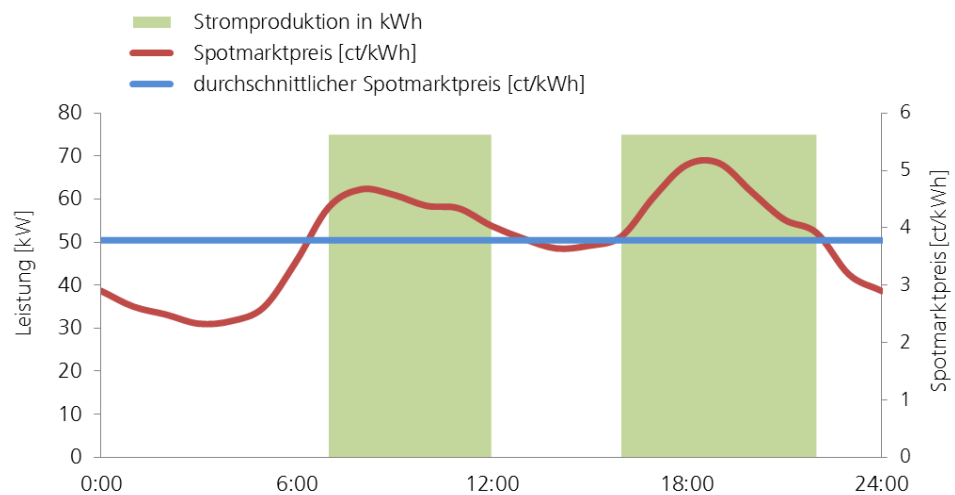


Tabelle 10 zeigt den erzielbaren Mehrerlös durch die flexible Fahrweise für Variante III.

Als Mehrerlös für den Anlagenbetreiber ergibt sich ein Betrag von 2.109 €/a.

Tabelle 10:
Mehrerlös durch
flexible Fahrweise
für Variante III

| Flexible Fahrweise | | Variante III 40+35 kW |
|------------------------------------|-------|--------------------------|
| Basisdaten Anlage | | |
| Bemessungsleistung nach Lastprofil | kW | 40 |
| Einspeisemenge nach Lastprofil | kWh/a | 317.006 |
| Fahrplanprämissen | | |
| Max. Leistung | kW | 75 |
| Min. Leistung | kW | 0 |

| | | |
|---|-------|---------|
| Bereitstellung Leistung | h | 12,8 |
| Auffüllung Speicher | h | 11,2 |
| Bemessungsleistung mit Fahrplan | kW | 40 |
| Einspeisemenge mit Fahrplan | kWh/a | 317.006 |
| Erlöse | | |
| Erlös ohne Fahrplan (Direktvermarktung) | €/a | 76.668 |
| Erlös mit Fahrplan | €/a | 78.777 |
| Mehrerlös für Kunde | €/a | 2.109 |

Tabelle 11 fasst die erzielbaren Vergütungssätze differenziert nach den verschiedenen Möglichkeiten der Direktvermarktung zusammen.

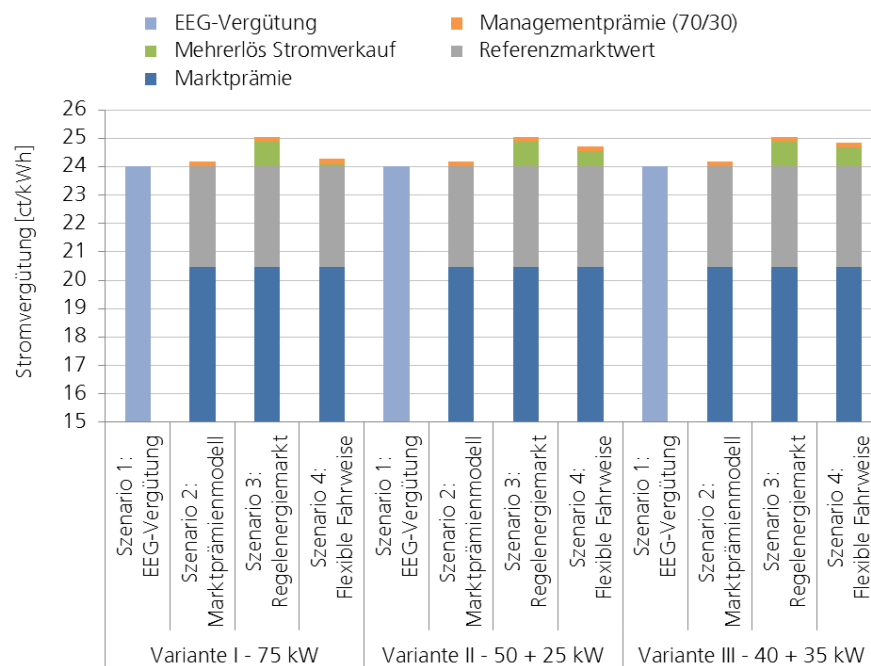
Tabelle 11:
Übersicht
Stromvergütungen in
der Direktvermarktung
für Variante I-III

| | EEG- Einspeise- vergütung | Markt- prämien- modell | Regel- energie- markt | Flexible Fahrweise | | |
|---|---------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------|----------------|-----------------|
| Vergütungshöhe in ct/kWh | | | | | | |
| EEG Vergütung (Inbetriebnahme 2014) | 24,01 | | | | | |
| Monatsmittelwert EPEX Spot 2013 | | 3,78 | 3,78 | 3,78 | | |
| Stromverkauf Börse | | 3,78 | 4,63 | Var. I | Var. II | Var. III |
| | | | | 3,86 | 4,30 | 4,45 |
| Referenzmarktwert | | 3,53 | 3,53 | 3,53 | | |
| Managementprämie P _M | | 0,25 | 0,25 | 0,25 | | |
| Aufteilung P _M Stromhändler (70/30) | | 0,08 | 0,08 | 0,08 | | |
| Marktprämie | | 20,48 | 20,48 | 20,48 | | |
| Stromvergütung | 24,01 | 24,19 | 25,03 | Var. I | Var. II | Var. III |
| | | | | 24,27 | 24,71 | 24,85 |

Im Rahmen der flexiblen Fahrweise können je nach Fahrplan und installierter Leistung Stromvergütungen in Höhe von 24,27 Ct/kWh für Variante I, 24,71 Ct/kWh für Variante II und 24,85 Ct/kWh für Variante III erzielt werden.

Abbildung 5 veranschaulicht die in den verschiedenen Direktvermarktungswegen möglichen Stromvergütungen.

Bild 5:
Gegenüberstellung
der erzielbaren
Stromvergütungen
für Variante I-III



Die höchsten Stromvergütungen für alle untersuchten Varianten sind durch Teilnahme am Regulenergiemarkt darstellbar.

3.5 Flexibilitätsprämie

Außerdem gestattet die flexible Fahrweise eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemäß § 33i EEG 2012 für die Dauer von 10 Jahren.

Anlagenbetreiber können ergänzend zur Marktprämie vom Netzbetreiber eine Flexibilitätsprämie verlangen, vorausgesetzt der erzeugte Strom wird direkt vermarktet und eine zusätzlich installierte Leistung wird vorgehalten. Diese Prämie ist ein derzeit ausschließlich auf Biogasanlagen beschränktes Instrument, um die Schaffung der dringend für die Zukunft benötigten Erzeugungsflexibilität zu fördern. Die Attraktivität von Investitionen in

Erzeugungskapazität, Speicher und Transformatoren soll auf diese Weise für die Betreiber gesteigert werden.

Neben der Teilnahme an der Direktvermarktung, wird außerdem vorausgesetzt, dass die technische Eignung der Anlage zum bedarfsorientierten Betrieb durch ein Umweltgutachten bestätigt wird. Des Weiteren muss die zusätzlich installierte Leistung zur nachfragegesteuerten Produktion genutzt werden, überdies muss die Bemessungsleistung der Anlage mindestens 20 Prozent der installierten Leistung betragen.

Die Flexibilitätsprämie wird für eine Dauer von 10 Jahren bezahlt und wie folgt berechnet:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \cdot KK \cdot 100 \frac{ct}{\text{€}}}{P_{Bem} \cdot 8760 h}$$

$$P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{Kor} \cdot P_{Bem})$$

| | |
|--------------|--|
| FP | Flexibilitätsprämie [ct/kWh] |
| P_{Zusatz} | Zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung [kW _{el}] |
| KK | Kapazitätskomponente 130 €/kW _{el} |
| P_{Bem} | Bemessungsleistung [kW _{el}] |
| P_{inst} | Gesamte installierte Leistung [kW _{el}] |
| f_{Korr} | Korrekturfaktor Biogas 1,1 |

Die Zusatzleistung errechnet sich aus der Differenz der installierten Leistung und dem Produkt von Korrekturfaktor und Bemessungsleistung. Die Bemessungsleistung ergibt sich aus dem Quotienten von erzeugten Kilowattstunden und der Summe der Stunden im Kalenderjahr. Bei der Zusatzleistung gelten im EEG 2012 folgende Einschränkungen: die Zusatzleistung hat einen Wert von Null, wenn die Bemessungsleistung kleiner als 20 Prozent der installierten Leistung ist und die förderfähige Zusatzleistung wird auf maximal 50 Prozent der installierten Leistung festgesetzt.

Unter P_{Zusatz} ist die zusätzlich installierte elektrische Leistung der Anlage zu verstehen. Von der installierten elektrischen Leistung wird die tatsächlich produzierte durchschnittliche Kilowattstundenzahl pro Stunde P_{Bem} , multipliziert mit dem Korrekturfaktor 1,1 für Biogas (f_{Kor}), abgezogen. Mit Hilfe des Korrekturfaktors wird berücksichtigt, dass eine 100%-tige

Auslastung des BHKW nicht realistisch ist. Der Gesetzgeber geht pauschal von einer 10%-tigen Überkapazität aus, die auch nicht als Zusatzleistung angerechnet wird. Unter KK ist der Betrag in Höhe von 130 € pro KW zu verstehen, den der Anlagenbetreiber für jedes zusätzliche KW Stromproduktionskapazität bekommt [DLG 2014].

In Tabelle 12 werden die jeweiligen Berechnungen der Flexibilitätsprämie für die untersuchten Varianten I-III gegenübergestellt.

Tabelle 12:
Höhe der
Flexibilitätsprämie
(Varianten I-III)

| | | Variante I 75 kW | Variante II 50+25 kW | Variante III 40+35 kW |
|--|--------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Installierte Leistung der Gesamtanlage | kW | 75 | 75 | 75 |
| Bemessungsleistung Anlage | kW | 61,2 | 45,7 | 36,5 |
| Zusätzlich installierte Leistung | kW | 7,7 | 24,8 | 34,8 |
| Flexibilitätsprämie | ct/kWh | 0,187 | 0,805 | 1,414 |
| | €/a | 1.000 | 3.220 | 4.526 |

Zusätzlich zu den Erlösen aus der Direktvermarktung lassen sich durch die Flexibilitätsprämie Mehreinnahmen in Höhe von bis 4.526 €/a für Variante III mit einem zusätzlichen BHKW von 35 kW realisieren.

Den Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie stehen Investitions- und Wartungskosten für ein zweites BHKW und dem notwendigen Zubau eines Gasspeichers gegenüber.

4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In Anlehnung an den KTBL-Biogasrechner (KTBL 2014) und der VDI-Richtlinie 2067 (VDI 2010) wurde für die Wirtschaftlichkeitsanalyse ein Excel Berechnungsmodell (siehe Anhang) verwendet. Das Excel-Tool hat folgenden Aufbau:

- Anlagenparameter
- Substratkosten
- Nutzungsdauer (Abschreibung)
- Investitionskosten
- Betriebskosten (Wartung, Reparatur, Versicherung)
- Kapitalkosten (Annuität)
- Erlöse (Strom- und Wärmenutzung, Flexibilitätsprämie)

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde für drei Varianten durchgeführt. Variante I und II sind 75 kW-Kleinanlagen, allerdings wird bei Variante II durch Reduzierung der Maismenge eine BHKW-Leistung von nur 50 kW erzeugt. Theoretisch steht mit dem bestehenden 75 kW-BHKW und einem Gasspeicher damit eine Zusatzleistung von 25 kW zur Verfügung. Variante III ist eine 40 kW-Gülleanlage, bei der durch Nachrüstung eines Gasspeichers ein zweites BHKW mit einer Zusatzleistung in Höhe von 35 kW installiert werden kann.

Da die Stromerlöse je nach Direktvermarktungsmodell variieren, erfolgte eine Unterteilung der jeweiligen Varianten in vier Szenarien:

EEG-Einspeisevergütung, Marktprämienmodell, Teilnahme am Regenergiemarkt und flexible Fahrweise. Ziel war die Evaluierung eines wirtschaftlichen Betriebs und die Ermittlung der verfügbaren Mehrerlöse von kleinen Gülleanlagen in der Direktvermarktung.

Tabelle 13 fasst die Parameter und Randbedingungen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die untersuchten Varianten I bis III zusammen.

Tabelle 13:
Randparameter der
untersuchten
Anlagenvarianten

| Variante I-III | | |
|---|------------------|----------|
| Anlagenbetrieb | | |
| Volllaststunden | h/a | 8.000 |
| Wärmenutzungsgrad | % | 25 |
| Wärmevergütung | ct/kWh | 2 |
| Eigenstrombedarf | % | 10 |
| Substratkosten | | |
| Rindergülle mit Futterresten, 10% TM | €/t | 0 |
| Schweinegülle | €/t | 0 |
| Maissilage | €/t | 35 |
| Kosten Flexibilisierung | | |
| Gasspeicher | €/m ³ | 40 |
| Umweltgutachten | € | 2.500 |
| Fernwirkeinrichtung | € | 2.000 |
| Betriebskosten | | |
| Wartung/Reparatur (in % von Investitionskosten) | % | 2 |
| Wartung BHKW | ct/kWh | 1,5 |
| Stromkosten | ct/kWh | 20 |
| Lohnkosten | €/h | 15 |
| Versicherung (in % von Investitionskosten) | % | 0,5 |
| Finanzierung | | |
| Fremdkapitalquote | % | 100 |
| Realzinssatz | % | 4 |
| Kalkulatorische Vorgaben | | |
| Nutzungsdauer Bautechnik | | 20 Jahre |
| Nutzungsdauer Maschinen- und EMSR-Technik | | 10 Jahre |
| Nutzungsdauer BHKW Motor (250 Euro/kW) | | 7 Jahre |

Bei den Substratkosten wird für Maissilage ein Marktpreis von 35 € pro Tonne angenommen. Die Investitionskosten für den Zubau von Gasspeichervolumen betragen nach DLG-Merkblatt 396 ca. 40 €/m³ [DLG 2014].

Der Eigenstrombedarf der Biogasanlage beruht maßgeblich auf dem elektrischen Verbrauch der Anlagentechnik (Rührwerk, Pumpen, Steuerung). Der Ansatz von 10% bezogen auf die eingespeiste Strommenge stimmt mit den Annahmen des Deutschen Biomasse Forschungszentrums (DBFZ 2012) für kleine Biogasanlagen überein.

Im Kalkulationsmodell wird von einer Wärmenutzung von 25 % der produzierten Wärme ausgegangen, der Erlös durch den Verkauf der Wärmeleistung an externe Abnehmer beträgt 2 ct/kWh.

Der Stundenaufwand pro Jahr beträgt je nach Anlagengröße zwischen 486 bis 586 h/a und ist in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und dem KTBL Biogasrechner bestimmt worden. Die Lohnkosten wurden mit 15 €/h angesetzt. Für die jeweils nach 7 Jahren anstehende Generalüberholung des BHKW Motors fallen Kosten in Höhe von 250 €/kW installierter Leistung an (ASUE 2011).

Die Abschreibungsdauer zur Ermittlung der Kapitalkosten beträgt 20 Jahre für die Bautechnik, 10 Jahre für die Maschinen- und EMSR-Technik und 7 Jahre für den BHKW Motor. Als Fremdfinanzierung wurden 100 % angenommen. Der Zinssatz beläuft sich auf 4 %.

Die Ermittlung der Investitionskosten erfolgte hierbei ausgehend von Marktpreisen für schlüsselfertige Anlagen und dem KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas.

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden neben den Investitions- und Betriebskosten, die jährlichen Kapitalkosten und die Erlöse aus der Strom- und Wärmenutzung aufgeführt.

Bei der 75kW Anlage handelt es sich um eine Biogasanlage, die im Rahmen des EEG die maximale Anlagenleistung für Gülleanlagen aufweist. Die Erlössituation beruht grundsätzlich auf den in Kapitel 3 dargelegten Direktvermarktungsoptionen.

In Tabelle 14 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für Variante I unterteilt nach den Szenarien 1 - 4 zusammengefasst.

Tabelle 14:
Ergebnis der
Wirtschaftlichkeits-
berechnung für
Variante I
(75 kW)

| Variante I (75 kW) (in €/a) | Szenario 1: EEG- Vergütung | Szenario 2: Marktprämien- modell | Szenario 3: Regelenergie- markt | Szenario 4: Flexible Fahrweise |
|--|---|---|--|---|
| Investitionskosten | | | | |
| Bautechnik | 457.832 | 457.832 | 457.832 | 457.832 |
| Maschinenteknik | 25.392 | 25.392 | 25.392 | 25.392 |
| EMSR-Technik | 30.000 | 30.000 | 30.000 | 30.000 |
| BHKW | 112.341 | 112.341 | 112.341 | 112.341 |
| Zusatzinvestition Direktvermarktung | | | | |
| Gasspeicher | | | | 2.700 |
| BHKW 2 | | | | |
| Fernwirkeinrichtung | | | 2.000 | |
| Umweltgutachter | | | | 2.500 |
| Nebenkosten | | | | |
| Planung- und Genehmigung (10 %) | 62.557 | 62.557 | 62.757 | 63.077 |
| Summe | 688.122 | 688.122 | 690.322 | 693.842 |
| Betriebskosten | | | | |
| Substrat | 26.250 | 26.250 | 26.250 | 20.650 |
| Wartung (2 %) | 12.511 | 12.511 | 12.551 | 12.615 |
| Wartung BHKW | 8.898 | 8.898 | 8.898 | 7.961 |
| Strom | 11.864 | 11.864 | 11.864 | 10.614 |
| Lohnkosten | 8.790 | 8.790 | 8.790 | 8.790 |
| Versicherung (1 %) | 3.128 | 3.128 | 3.138 | 3.154 |
| Laboranalysen | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Summe | 71.841 | 71.841 | 71.891 | 64.184 |

| Kapitalkosten | | | | |
|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Bautechnik | 35.091 | 35.091 | 35.091 | 35.290 |
| Maschinentechnik | 3.131 | 3.131 | 3.131 | 3.131 |
| EMSR-Technik | 3.699 | 3.699 | 3.945 | 3.699 |
| BHKW | 14.663 | 14.663 | 14.663 | 14.663 |
| Planung und Genehmigung | 4.603 | 4.603 | 4.618 | 4.825 |
| Summe | 61.186 | 61.186 | 61.447 | 61.607 |
| Erlöse | | | | |
| Stromeinspeisung | 142.427 | 143.465 | 148.505 | 128.806 |
| Wärmeverkauf | 4.451 | 4.451 | 4.451 | 3.983 |
| Flexibilitätsprämie | | | | 1.000 |
| Summe | 146.878 | 147.916 | 152.956 | 133.789 |
| Gesamt | | | | |
| Jahresergebnis | 13.851 | 14.889 | 19.618 | 7.998 |
| Gesamtkapitalrendite | 4,01% | 4,16% | 4,84% | 3,15% |

Die Szenarien EEG-Vergütung und Marktprämienmodell weisen mit einem Jahresergebnis von 13.851 €/a bzw. 14.889 €/a ähnliche Größenordnungen auf. Das höhere Jahresergebnis im Szenario 2 ist dabei ausschließlich auf die anteilige Managementprämie in Höhe von 1.038 €/a aus der Direktvermarktung zurückzuführen.

In Szenario 3 ist durch Zusatzerlöse von 5.040 €/a aus der Regelenenergievermarktung ein höheres Jahresergebnis von 19.618 €/a darstellbar. Durch die Mehreinnahmen in Höhe von 5.767 €/a gegenüber der EEG-Grundvergütung könnten bis zu 11 % der Investitionskosten bei der Anlagenerrichtung kompensiert werden, ohne das Jahresergebnis negativ zu beeinträchtigen.

Im Gegenzug fällt das Szenario der flexiblen Fahrweise auf Grund der geringeren Stromeinspeisung und höheren Zusatzinvestitionen, jedoch unter Hinzurechnung einer Flexibilitätsprämie, mit einem durchschnittlichen Jahresergebnis von 7.998€/a gegenüber den anderen Szenarien deutlich ab.

Variante II (50 kW Anlage) entspricht in ihren technischen Eigenschaften der 75kW Biogasanlage. Lediglich die Substratzusammensetzung konzentriert sich maßgeblich auf Gülle. Während in der vorhergehenden Variante I die maximale Auslastung der Anlage im Vordergrund stand, wird an Hand dieser Konstellation untersucht, in wie weit die Einsparung von Substratkosten den leistungsreduzierten Betrieb einer Biogasanlage rechtfertigen kann.

Tabelle 15 zeigt die wichtigsten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für Variante II.

Tabelle 15:
Ergebnis der
Wirtschaftlichkeits-
berechnung für
Variante II
(50+25 kW)

| Variante II (50+25 kW) (in €/a) | Szenario 1: EEG- Vergütung | Szenario 2: Marktprämi- modell | Szenario 3: Regelenergie- markt | Szenario 4: Flexible Fahrweise |
|--|---|---|--|---|
| Investitionskosten | | | | |
| Bautechnik | 457.832 | 457.832 | 457.832 | 457.832 |
| Maschinenteknik | 25.392 | 25.392 | 25.392 | 25.392 |
| EMSR-Technik | 30.000 | 30.000 | 30.000 | 30.000 |
| BHKW | 112.341 | 112.341 | 112.341 | 112.341 |
| Zusatzinvestition Direktvermarktung | | | | |
| Gasspeicher | | | | 11.050 |
| BHKW 2 | | | | |
| Fernwirkeinrichtung | | | 2.000 | |
| Umweltgutachter | | 2.500 | 2.500 | 2.500 |
| Nebenkosten | | | | |
| Planung- und Genehmigung (10 %) | 62.557 | 62.807 | 63.007 | 63.912 |
| Summe | 688.122 | 690.872 | 693.072 | 703.027 |
| Betriebskosten | | | | |
| Substrat | 8.575 | 8.575 | 8.575 | 8.575 |
| Wartung (2 %) | 12.511 | 12.561 | 12.601 | 12.782 |
| Wartung BHKW | 5.940 | 5.940 | 5.940 | 5.940 |
| Strom | 7.920 | 7.920 | 7.920 | 7.920 |
| Lohnkosten | 8.070 | 8.070 | 8.070 | 8.070 |

| | | | | |
|-----------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| Versicherung (1 %) | 3.128 | 3.140 | 3.150 | 3.196 |
| Laboranalysen | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Summe | 46.545 | 46.607 | 46.657 | 46.883 |
| Kapitalkosten | | | | |
| Bautechnik | 35.091 | 35.091 | 35.091 | 35.904 |
| Maschinentechnik | 3.131 | 3.131 | 3.131 | 3.131 |
| EMSR-Technik | 3.699 | 3.699 | 3.945 | 3.699 |
| BHKW | 14.663 | 14.663 | 14.663 | 14.663 |
| Planung und Genehmigung | 4.603 | 4.805 | 4.820 | 4.887 |
| Summe | 61.186 | 61.388 | 61.650 | 62.283 |
| Erlöse | | | | |
| Stromeinspeisung | 95.083 | 95.776 | 99.136 | 97.837 |
| Wärmeverkauf | 2.972 | 2.972 | 2.972 | 2.972 |
| Flexibilitätsprämie | | 3.220 | 3.220 | 3.220 |
| Summe | 98.055 | 101.968 | 105.328 | 104.029 |
| Gesamt | | | | |
| Jahresergebnis | -9.676 | -6.028 | -2.979 | -5.137 |
| Gesamtkapitalrendite | 0,59% | 1,13% | 1,57% | 1,27% |

Variante II, bei der weniger Maissilage eingesetzt wurde, erzielt bei ansonsten gleichen Bedingungen wie Variante I (75 kW) in keinem Vermarktungsszenario ein positives Jahresergebnis.

Die Reduzierung der Substratkosten in Höhe von 17.675 €/a stehen in keinem Verhältnis zu den Verlusten aus einer geringeren Stromeinspeisevergütung.

Durch die Optimierung der Substratkosten zu Lasten der eingespeisten Strommenge kann kein positiver Effekt auf das Betriebsergebnis erreicht werden.

In Variante III (40+35 kW) wird die Anlage ausschließlich mit Gülle beschickt, damit fallen keine Kosten für Substrate an. Grundsätzlich verfügt die

Gülleanlage über ein 40 kW BHKW, für Szenario 4 (flexible Fahrweise) ist der Zubau eines weiteren BHKW mit 35 kW Leistung notwendig. Die Investitionskosten der flexiblen Fahrweise (Szenario 4) belaufen sich damit auf 587.432 €.

Tabelle 16 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für Variante III zusammen.

Tabelle 16:
Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für Variante III (Gülleanlage mit 40+35 kW)

| Variante III (40+35 kW) (in €/a) | Szenario 1: EEG- Vergütung | Szenario 2: Marktprämi- modell | Szenario 3: Regelenergie- markt | Szenario 4: Flexible Fahrweise |
|--|----------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Investitionskosten | | | | |
| Bautechnik | 372.817 | 372.817 | 372.817 | 372.817 |
| Maschinentechnik | 10.240 | 10.240 | 10.240 | 10.240 |
| EMSR-Technik | 23.200 | 23.200 | 23.200 | 23.200 |
| BHKW | 59.920 | 59.920 | 59.920 | 59.920 |
| Zusatzinvestition Direktvermarktung | | | | |
| Gasspeicher | | | | 13.149 |
| BHKW 2 | | | | 52.430 |
| Fernwirkeinrichtung | | | 2.000 | |
| Umweltgutachter | | | | 2.500 |
| Nebenkosten | | | | |
| Planung- und Genehmigung (10 %) | 46.618 | 46.618 | 46.818 | 53.176 |
| Summe | 512.795 | 512.795 | 514.995 | 587.432 |
| Betriebskosten | | | | |
| Substrat | | | | |
| Wartung (2 %) | 9.324 | 9.324 | 9.364 | 10.685 |
| Wartung BHKW | 4.755 | 4.755 | 4.755 | 4.755 |
| Strom | 6.340 | 6.340 | 6.340 | 6.340 |
| Lohnkosten | 7.290 | 7.290 | 7.290 | 7.290 |
| Versicherung (1 %) | 2.330 | 2.330 | 2.340 | 2.671 |

| | | | | |
|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Laboranalysen | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Summe | 30.439 | 30.439 | 30.489 | 32.141 |
| Kapitalkosten | | | | |
| Bautechnik | 27.433 | 27.433 | 27.433 | 28.400 |
| Maschinentechnik | 1.262 | 1.262 | 1.262 | 1.262 |
| EMSR-Technik | 2.860 | 2.860 | 3.107 | 2.860 |
| BHKW | 7.821 | 7.821 | 7.821 | 14.664 |
| Planung und Genehmigung | 3.430 | 3.430 | 3.445 | 4.097 |
| Summe | 42.806 | 42.806 | 43.068 | 51.284 |
| Erlöse | | | | |
| Stromeinspeisung | 76.113 | 76.668 | 79.356 | 78.776 |
| Wärmeverkauf | 2.738 | 2.738 | 2.738 | 2.738 |
| Flexibilitätsprämie | 0 | 0 | 0 | 4.526 |
| Summe | 78.851 | 79.405 | 82.093 | 86.040 |
| Gesamt | | | | |
| Jahresergebnis | 5.605 | 6.160 | 8.537 | 2.615 |
| Gesamtkapitalrendite | 3,09% | 3,20% | 3,66% | 2,45% |

Das höchste Betriebsergebnis erzielt bei Variante III das Szenario 3 (Regelenergiemarkt) mit 8.537€/a, im Vergleich zur EEG-Vergütung entspricht dies einer Verbesserung des Jahresergebnisses um über 50 %.

Szenario 4 (flexible Fahrweise) kommt mit 2.615 €/a auf das geringste Jahresergebnis. Dies ist auf die Kapitalkosten der Zusatzinvestitionen für die flexible Fahrweise zurückzuführen. Die höheren Kapitalkosten übersteigen die Zusatzerlöse aus der Flexibilitätsprämie und der Stromvergütung deutlich.

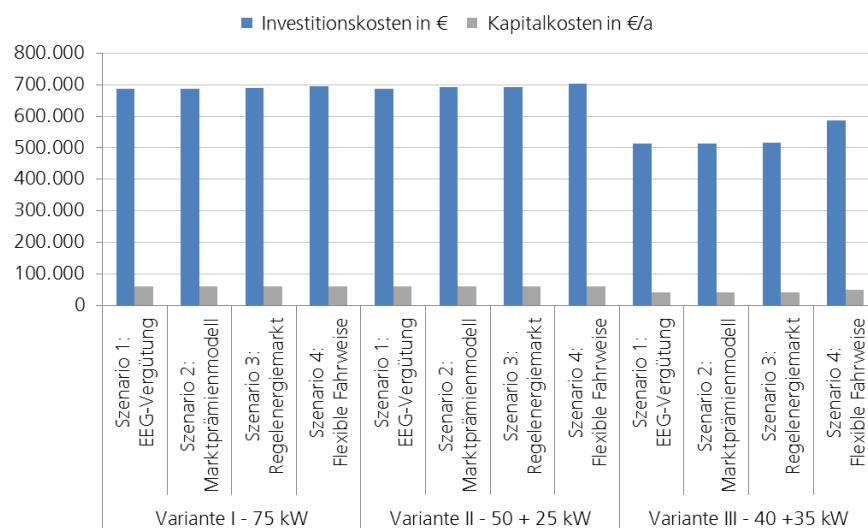
Die flexible Fahrweise (Szenario 4) weist bei allen untersuchten Varianten das schlechteste Jahresergebnis auf, da die Kapitalkosten der Zusatzinvestitionen (BHKW, Gasspeicher) die Erlöse aus Stromeinspeisung und Flexibilitätsprämie übersteigen.

Generell lässt sich feststellen, dass auch kleine Gülleanlagen durch die Direktvermarktung wirtschaftliche Vorteile gegenüber der EEG-Vergütung erzielen können. Am lukrativsten erscheint die Teilnahme am Regelenenergiemarkt.

Exemplarisch erfolgt zusammenfassend für alle untersuchten Varianten anhand der nachfolgenden Abbildungen eine Gegenüberstellung der jeweiligen Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten, sowie der Erlöse aus der Direktvermarktung.

In Abbildung 6 werden die Investitionskosten der Varianten I – III mit den jeweiligen Kapitalkosten verglichen.

Bild 6:
Vergleich der Investitionskosten der Varianten I – III mit den Kapitalkosten



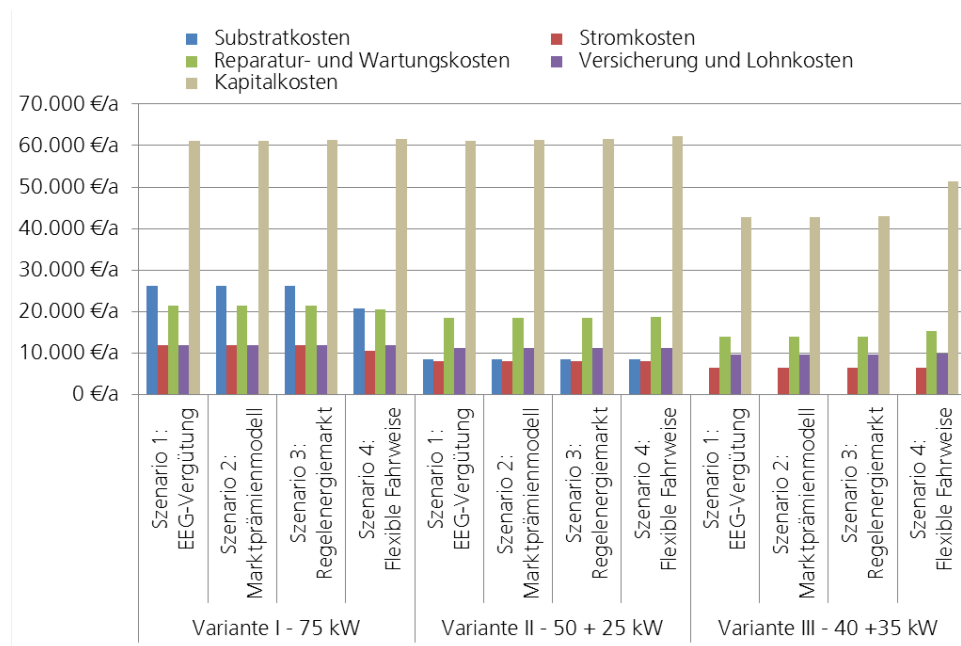
In allen Varianten weist das Szenario 4 (flexible Fahrweise) die höchsten Investitions- und damit auch Kapitalkosten auf.

In Variante III sind die Unterschiede besonders stark ausgeprägt. Für die Anlage in der EEG-Grundvergütung fallen Investitionskosten in Höhe von 512.795 € an, während die Investitionskosten für den flexiblen Betrieb 587.432 € betragen und damit Mehrkosten in Höhe von 74.637 € aufweist.

Demgegenüber können jedoch die Zusatzerlöse aus der flexiblen Stromvermarktung und der Flexibilitätsprämie die Mehrkosten der technischen Umrüstung nicht aufwiegen, sodass die höheren Kapitalkosten das Jahresergebnis und damit die Gesamtkapitalrendite verringern.

In Abbildung 7 werden die anfallenden Betriebskosten den Kapitalkosten der Varianten I – III gegenübergestellt.

Bild 7:
Darstellung der Betriebskosten gegenüber den Kapitalkosten



In allen Varianten weisen die Kapitalkosten die höchsten Einzelkosten auf. Relevant für die Betriebskosten sind neben den Reparatur- und Wartungskosten vor allem die hohen Substratkosten von über 26.000 €/a für Variante I.

Die Kapitalkosten der Varianten bewegen sich dabei in einem Bereich von 42.806 €/a bis zu 62.283 €/a für Variante II (Szenario 4).

Prozentual üben die Kapitalkosten damit den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus.

Abbildung 8 veranschaulicht anhand einer prozentualen Darstellung die Gewichtung der unterschiedlichen Betriebskosten gegenüber den Kapitalkosten.

Bild 8:

Prozentuale Darstellung der Betriebskosten gegenüber den Kapitalkosten

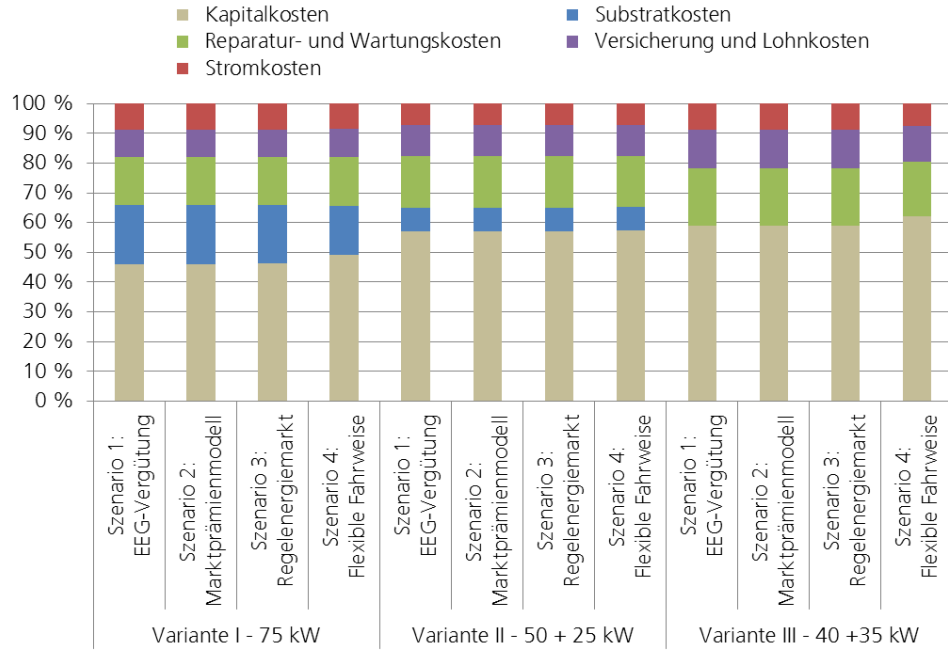
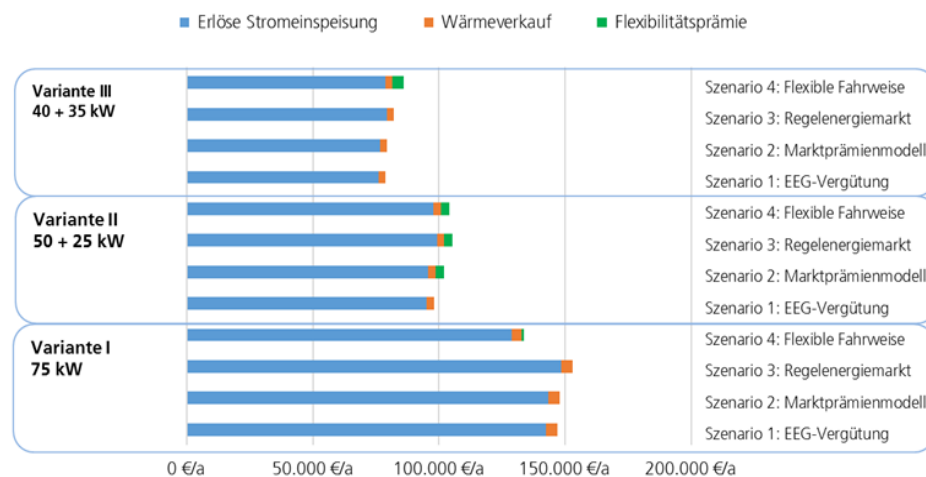


Abbildung 8 verdeutlicht, dass die Kapitalkosten dabei bis zu 60 % der Betriebskosten betragen können.

Abschließend erfolgt in Abbildung 9 eine Darstellung der unterschiedlichen Erlöse der Varianten I - III.

Bild 9:

Vergleich der Erlöse der Varianten I - III



Die Erlöse der Stromeinspeisung im Bereich von 76.113 €/a bis 148.505 €/a sind in allen Varianten gegenüber dem Wärmeverkauf oder der Flexibilitätsprämie die wichtigste Einnahmequelle.

Für Variante III beträgt beispielsweise die Summe der Erlöse aus Stromeinspeisung und Wärmeverkauf für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt (Szenario 3) 82.093 €/a.

Nur Szenario 4 (flexible Fahrweise) kommt aufgrund der Flexibilitätsprämie in Höhe von 4.526 €/a auf höhere Gesamterlöse als durch Teilnahme am Regelenenergiemarkt.

Allerdings führt beim Vergleich der Vergütungsszenarien in der Direktvermarktung demgegenüber die Teilnahme am Regelenenergiemarkt (negative Regelleistung) bei allen Modellanlagen zu den höchsten Jahresergebnissen.

5 Sensitivitätsanalyse

Um die Frage zu klären, ob die auf dem Markt vorgegebenen hohen Investitionskosten schlüsselfertiger Anlagen ein Grund für die Zurückhaltung beim Neubau von Gülleanlagen sind (geringe Rendite), wurde beim Variantenvergleich auch eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Sensitivitätsanalyse soll die maßgeblichen Einflussgrößen auf das erzielbare Jahresergebnis identifizieren. Dazu erfolgte in der Sensitivitätsanalyse eine Variation (-30 % bis +30 %) der Parameter Investitionskosten, Zinssatz und Wärmenutzungsgrad.

Stellvertretend für alle Szenarien wurde die Sensitivitätsanalyse anhand des Marktprämienmodells (Szenario 2) für die Varianten I – III durchgeführt, da hier keine Zusatzinvestitionen berücksichtigt werden mussten und die Stromerlöse für alle Varianten gleich waren.

In Abbildung 10 ist die relative Änderung des Jahresergebnisses bei Variation der o. g. Eingangsvariablen für Anlagenvariante I – Szenario 2 dargestellt.

Bild 10:
Sensitivitätsanalyse
Variante I (75 kW) -
Szenario 2

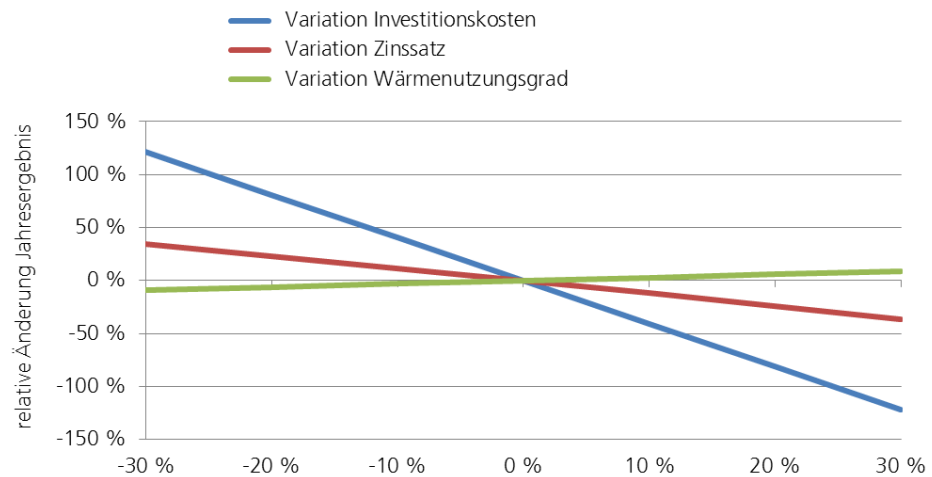
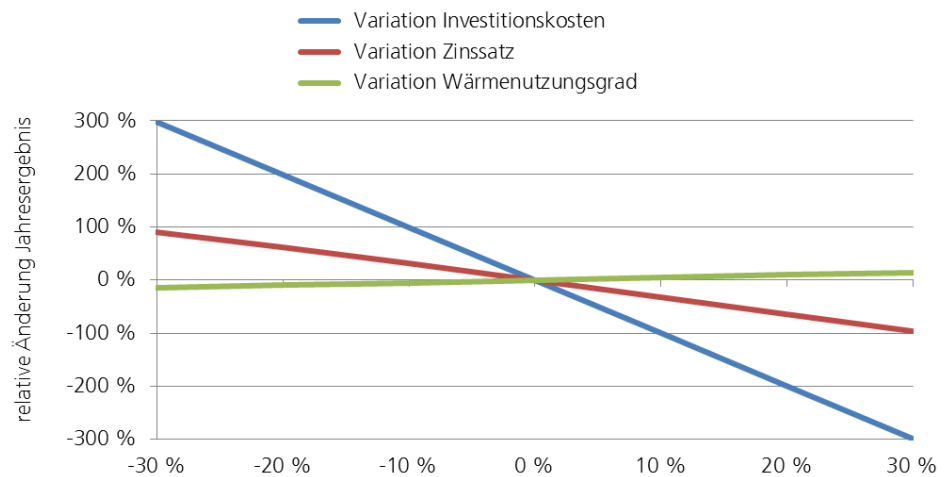


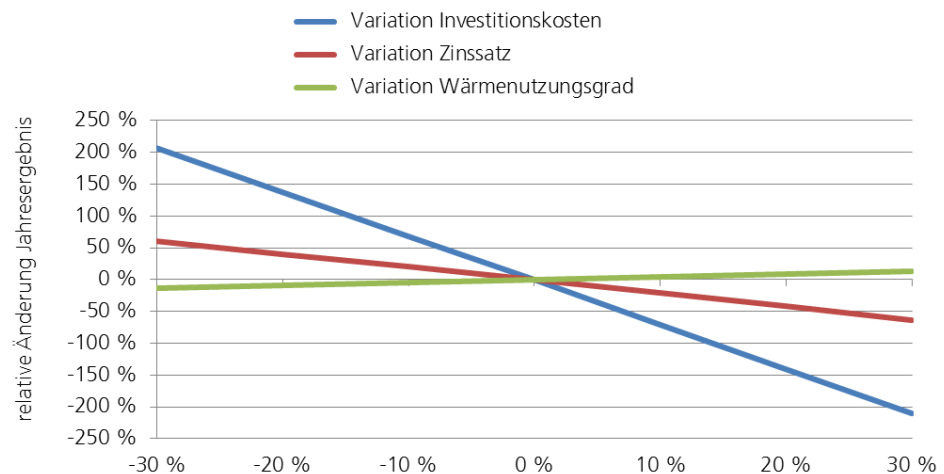
Abbildung 11 zeigt die relative Änderung des Jahresergebnisses für Anlagenvariante II – Szenario 2.

Bild 11:
Sensitivitätsanalyse
Variante II
(50+25 kW) -
Szenario 2



In Abbildung 12 ist ebenfalls die relative Änderung des Jahresergebnisses bei Variation der o. g. Eingangsvariablen für Anlagenvariante III – Szenario 2 dargestellt.

Bild 12:
Sensitivitätsanalyse
Variante III
(40+35 kW) -
Szenario 2



Wie die Abbildungen 10 - 12 erkennen lassen, üben die Investitionskosten bei allen untersuchten Varianten den größten Einfluss auf das Betriebsergebnis (ersichtlich an der Geraden mit der höchsten Steigung) und damit auf die Gesamtkapitalrendite aus.

Bei einer Verringerung der Investitionskosten um ca. 20 % in Form von vermehrter Eigenleistung (sog. Bauherrenmodell) kann das Jahresergebnis beispielsweise für Variante III um 118 % gesteigert und damit die Gesamtkapitalrendite mehr als verdoppelt werden.

Im Vergleich zu den Investitionskosten führt die Variation der Parameter Zinssatz bzw. Wärmenutzungsgrad nur zu geringen Veränderungen im Jahresergebnis.

6 Potenzialermittlung für Gülleanlagen < 75 kW

Zur Ermittlung der theoretisch maximalen Anlagenanzahl von Gülleanlagen mit 75 kW und die damit erzielbaren THG-Einsparungen wird über die in Deutschland anfallende Güllemenge auf das Potenzial an Gülleanlagen rückgerechnet.

In Deutschland produzieren 26,9 Mio. Schweine und 12,7 Mio. Rinder jährlich mehr als 200 Millionen Tonnen Gülle (Bräsel 2013). Ein Mastschwein produziert ca. 1,6 m³ Gülle pro Jahr, damit ergeben sich ca. 43 Mio. m³ Schweinegülle. Die restlichen 157 Mio. m³ Gülle stammen aus der Rinderhaltung. Es wird vorausgesetzt, dass die ca. 200 Mio. m³ Gülle nur aus der Schweine- und Rinderhaltung stammen.

Ausgehend von den anfallenden Güllemengen pro Jahr wird eine Abschätzung getroffen, welches noch nutzbare Güllepotenzial für Gülleanlagen maximal zur Verfügung stehen würde. Dazu wird in einem ersten Schritt der Gülleanteil bestimmt, der in den bestehenden ca. 7.850 Biogasanlagen bereits verwertet wird [FNR 2015].

Anschließend erfolgt eine Rückrechnung von den verbliebenen Güllemengen auf die Anzahl der damit theoretisch realisierbaren Gülleanlagen mit einer Anlagenleistung von 75 kW.

Der massebezogene Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen bestand 2013 zu 48 % aus nachwachsenden Rohstoffen, 44 % Exkrementen (Gülle, Mist), 6 % industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffen und 2 % Bioabfall. Bei den nachwachsenden Rohstoffen stellt Maissilage mit 73 % den größten Anteil, 12 % entfallen auf Grassilage, 7% auf Getreide-GPS und 3 % auf Zuckerrüben, dies entspricht zusammen 95 % [FNR 2015].

Die durchschnittlich installierte elektrische Leistung landwirtschaftlicher Biogasanlagen betrug 2013 etwa 440 kW_{el}. Hierfür wurde der Substratbedarf exemplarisch anhand des massebezogenen Substrateinsatzes berechnet. Der NaWaRo-Anteil wurde auf 56 % hochgesetzt, der Gülleanteil blieb mit 44% konstant. Weiter wurde unterstellt, dass sich der Gülleanteil zu je 50% auf Rinder- und Schweinegülle aufteilt.

Tabelle 17 zeigt den erforderlichen Substratmix für eine 440 kW_{el} Muster-Biogasanlage gemäß Literaturangaben der KTBL bei 8.000 Volllaststunden pro Jahr.

Tabelle 17:
Substrateinsatz für
eine 440 kW Muster-
Biogasanlage

| Substrateinsatz NaWaRo | | |
|--|----------------------------------|-----------|
| Maissilage (35% TM) | t _{FM} /a | 5.500 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 216,1 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 52 |
| Grassilage (35% TM) | t _{FM} /a | 1.000 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 189 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 53 |
| Getreide-GPS (35 % TM) | t _{FM} /a | 600 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 206,1 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 53 |
| Zuckerrübensilage (23% TM) | t _{FM} /a | 300 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 144,9 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 52 |
| Substrateinsatz Gülle | | |
| Rindergülle mit Futterresten (10 % TM) | t _{FM} /a | 3.000 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 30,4 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 55 |
| Schweinegülle (6% TM) | t _{FM} /a | 3.000 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 20,2 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 60 |
| Kennzahlen – Musterbiogasanlage | | |
| Rohbiogaserzeugung – Gesamt | Nm ³ /a | 1.696.528 |
| davon Methan | Nm ³ /a | 892.896 |
| Energiegehalt | kWh/a | 8.902.169 |
| Elektrischer Wirkungsgrad | % | 39,8 |
| Elektrische Leistung BHKW | kW | 442 |

Der Gülleeinsatz für eine durchschnittliche 440 kW_{el} Muster-Biogasanlage beträgt damit 3.000 m³ Rindergülle und 3.000 m³ Schweinegülle pro Jahr. Hochgerechnet auf die 7.850 bestehenden Biogasanlagen würde dies einer Einsatzmenge von 23,6 Mio. m³ Rindergülle und 23,6 Mio. m³ Schweinegülle pro Jahr entsprechen.

Nach Abzug der 23,6 Mio. m³ stehen theoretisch noch 19,4 Mio. m³ Schweinegülle pro Jahr zur Verfügung. Das Potenzial an Rindergülle beträgt nach Abzug der bereits verwerteten Mengen ca. 133,4 Mio. m³/a. Nach dieser Schätzung werden in Deutschland jährlich 23,6 % der anfallenden Gülle in bestehenden Biogasanlagen genutzt. Der Wert korreliert sehr gut mit Schätzungen des DBFZ von 20 bis 25 % Gülle- und Gärrestnutzung deutschlandweit [Messner 2015].

Ausgehend von diesen noch verfügbaren Güllmengen wurde eine theoretische Potenzialabschätzung getroffen, um die damit insgesamt erzielbare elektrische Leistung bestimmen zu können.

In Tabelle 18 werden die Randbedingungen der Rückrechnung auf die maximale elektrische Anlagenleistung aus Gülle dargestellt.

Tabelle 18:
Rückrechnung
maximale Anlagen-
leistung aus Gülle

| Gülleinsatz | | |
|------------------------------|----------------------------------|------------|
| Rindergülle mit Futterresten | t _{FM} /a | 133.400 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 30,4 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 55 |
| Schweinegülle | t _{FM} /a | 19.400 |
| Biogasertrag – Richtwert | Nm ³ /t _{FM} | 20,2 |
| Methangehalt – Richtwert | Vol.-% | 60 |
| Kennzahlen BGA | | |
| Rohgaserzeugung – Gesamt | Nm ³ /a | 4.446.464 |
| davon Methan | Nm ³ /a | 2.465.110 |
| Energiegehalt | kWh/a | 24.577.153 |
| Vollbenutzungsstunden | h/a | 8.000 |
| Elektrischer Wirkungsgrad | % | 42 |
| Elektrische Leistung BHKW | kW | 1.290 |

Zur einfacheren Berechnung wurden dazu die 133,4 Mio. m³ Rindergülle und 19,4 Mio. m³ Schweinegülle durch den Faktor 10³ dividiert.

Unter Berücksichtigung der Volllaststunden und des elektrischen Wirkungsgrades errechnet sich daraus eine elektrische Leistung von 1.290 kW_{el}. Multipliziert man den Wert wieder mit dem Faktor 10³ entspricht der Energiegehalt der gesamten ungenutzten Güllemenge damit einer elektrischen Leistung von 1.290 MW_{el}. Theoretisch könnten damit noch ca. 17.200 Gülleanlagen (elektrische Leistung 75 kW) neu errichtet werden.

Um die Potenzialabschätzung möglicher Gülleanlagen in Deutschland gegenüber den noch zur Verfügung stehenden Güllemengen zu stützen, wurde ausgehend von aktuellen Daten zum Viehbestand in Deutschland, eine Abschätzung über die Anzahl und Größe der Viehhaltungen in Deutschland durchgeführt [DESTATIS 2015].

Hierzu wurden nur landwirtschaftliche Rinderhaltungen mit einer Herdengröße von „500 und mehr“ betrachtet. Demnach entfallen von den 12,7 Mio. Rindern in Deutschland etwa 2,1 Mio. Rinder auf diese Haltungen. Die 12,7 Mio. Rinder umfassen sowohl Kälber und Jungrinder bis einschließlich 1 Jahr, Rinder mit mehr als 1 bis unter 2 Jahren (ohne Kühe), Rinder ab 2 Jahre und älter (ohne Kühe) und Kühe (abgekalbt). Die Verteilung wurde analog für die 2,1 Mio. Rinder unterstellt.

Laut Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe fallen im Schnitt pro Jahr und Tierplatz 17 m³ Rindergülle an [KTBL 2013]. Für eine 100 % auf Rindergülle ausgelegte Biogasanlage mit 75 kW_{el} werden gemäß KTBL Biogasrechner 10.200 m³ Rindergülle pro Jahr (entspricht ca. 600 GVE) benötigt. Tabelle 19 zeigt die Kennzahlen zur Berechnung der theoretischen Anlagenanzahl aus 100 % Rindergülle.

Tabelle 19:
Theoretische
Anlagenanzahl mit
100 % Rindergülle

| Viehhaltung Rinder > 500 | | |
|--|-------------------|------------|
| Anzahl Rinder | | 2.083.619 |
| Spezifischer Gülleanfall pro Tierplatz | m ³ /a | 17 |
| Jährliche Güllemenge | m ³ /a | 35.421.523 |
| Spezifischer Rindergüllebedarf für eine 75 kW _{el} Biogasanlage | m ³ /a | 10.200 |
| Theoretische Anlagenanzahl | | 3.473 |

Die jährliche Rindergülle aus Viehhaltungen mit einer Herdengröße von 500 Tieren und mehr würde theoretisch damit für ca. 3.473 Güllebiogasanlagen ausreichen.

Für Schweinegülle wurden nur Betriebe mit Tierhaltungen von „5.000 und mehr“ Schweinen verwendet. Demnach entfallen etwa 5,2 Mio. Tiere von 28,4 Mio. Tieren auf Betriebe > 5.000 Schweinen.

Pro Jahr und Tierplatz fallen ca. 1,6 m³ Schweinegülle an [KTBL 2013]. Für eine 100 % Schweinegülle basierte Biogasanlage mit 75 kW_{el} werden 14.000 m³ Gülle pro Jahr benötigt.

In Tabelle 20 sind die Kennzahlen zur Berechnung der theoretischen Anlagenanzahl aus 100 % Schweinegülle aufgeführt.

Tabelle 20:
Theoretische
Anlagenanzahl mit
100 % Schweine-
gülle

| Viehhaltung Schweine > 5.000 | | |
|--|-------------------|-----------|
| Anzahl Schweine | | 5.215.900 |
| Spezifischer Gülleanfall pro Tierplatz | m ³ /a | 1,6 |
| Jährliche Güllemenge | m ³ /a | 8.345.440 |
| Spezifischer Schweinegüllebedarf für eine 75 kW _{el} Biogasanlage | m ³ /a | 14.000 |
| Theoretische Anlagenanzahl | | 596 |

Die jährliche Güllemenge aus Schweinehaltungen mit mehr als 5.000 Tieren würde damit einem Potenzial von 596 Gülleanlagen (100 % Schweinegülle) entsprechen.

Insgesamt könnten damit allein aus den großen Viehhaltungen in Deutschland in Summe ca. 4.069 Biogasanlagen auf Güllebasis mit einer installierten elektrischen Leistung von je 75 kW errichtet werden. Verglichen mit der maximal möglichen Anzahl von 17.200 Gülleanlagen in Deutschland entspricht dieser Anteil allein knapp 24 % des Gesamtpotenzials.

Aus der Anzahl möglicher Gülleanlagen soll in einem zweiten Schritt die maximale substituierbare fossile THG-Einsparung abgeschätzt werden.

Die Treibhausgaseinsparungen ergeben sich dabei gegenüber den durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktoren für den Strom- und Wärmemix in Deutschland [UBA 2011, UBA 2013].

Tabelle 21 zeigt die Berechnungsschritte zur Ermittlung der möglichen THG-Einsparung, ausgehend von der Annahme dass ein Anteil von 10 % der maximalen Anzahl von 75 kW Güllebiogasanlagen neu gebaut werden würde.

Tabelle 21:
Berechnung der potenziellen THG-Einsparung

| BGA Kennzahlen | | |
|---|--------------------------------------|-----------|
| Leistung BHKW | kW | 75 |
| Elektrischer Wirkungsgrad | % | 35,2 |
| Thermischer Wirkungsgrad | % | 52,3 |
| Rohbiogasanfall | Nm ³ /a | 311.000 |
| Heizwert Methan | kWh/Nm ³ | 9,97 |
| Wärmenutzungsgrad | % | 25 |
| Eigenstrombedarf Anlage | % | 10 |
| Bruttoenergie (Gas) | kWh/a | 1.705.369 |
| Stromproduktion | kWh/a | 600.290 |
| Abzgl. Eigenstrombedarf | kWh/a | 60.029 |
| Wärmenutzung | kWh/a | 222.977 |
| THG Einsparung | | |
| Anlagenanzahl a. 75 kW | | 1.700 |
| CO ₂ -Emissionsfaktor Strommix D | g _{CO₂-Äq} /kWh | 570 |
| CO ₂ -Emissionsfaktor Wärmemix D | g _{CO₂-Äq} /kWh | 271 |
| THG-Gutschrift je Anlage | kg _{CO₂-Äq} /kWh | -368.375 |
| THG-Gutschrift, Gesamt | t _{CO₂-Äq} /kWh | -626.238 |

In den bestehenden 7.850 Biogasanlagen (Stand 2013) werden nach eigenen Berechnungen bereits ca. 48 Millionen Tonnen Gülle eingesetzt. Damit würden theoretisch noch 152 Millionen Tonnen Gülle zur energetischen Verwertung in kleinen Biogasanlagen zur Verfügung stehen.

Umgerechnet würde dies einem Potenzial von über 17.000 Güllebiogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 75 kW, bzw. einer Gesamtleistung von 1.290 MW_{el} entsprechen.

Würden davon 10 % Gülleanlagen neu gebaut werden, könnten damit THG-Einsparungen von ca. 625.000 t CO₂ äq/a erreicht werden.

Da kleine Gülleanlagen aus wirtschaftlichen Gründen nur negative Regelenergie anbieten können, ergeben sich keine zusätzlichen THG-Minderungen gegenüber fossiler Regelenergie.

7 Fazit

Durch die Direktvermarktung kann mit Ausnahme der flexiblen Fahrweise eine höhere Wertschöpfung beim Betrieb von kleinen Gülleanlagen gegenüber der EEG-Vergütung erreicht werden. Beim Vergleich der Vergütungsszenarien in der Direktvermarktung führt die Teilnahme am Regelenergiemarkt (negative Regelleistung) bei allen Modellanlagen zu den höchsten Jahresergebnissen.

Die Zusatzerlöse aus der flexiblen Stromvermarktung und der Flexibilitätsprämie können die entstehenden Mehrkosten der technischen Umrüstung jedoch nicht aufwiegen.

Die Investitionskosten der Anlagen üben den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aus. Neben einem günstigen Finanzierungsmodell spielt daher die Kostenminimierung eine bedeutende Rolle. Um die Gesamtkapitalrendite von kleinen Gülleanlagen zu verbessern, muss über eine Reduzierung der Investitionskosten nachgedacht werden. Schlüsselfertige Anlagen weisen hier zu hohe Investitionskosten auf.

Aus wirtschaftlicher Sicht eignen sich kleine Gülleanlagen nicht zur Bereitstellung flexibler Energie (bedarfsgerechte Stromproduktion), da die erforderlichen Zusatzinvestitionen (Gasspeicher, BHKW, Kosten Umweltgutachter) nicht durch Zusatzerlöse aus der Direktvermarktung kompensiert werden können. Nachteilig wirkt sich in diesem Zusammenhang auch die strikte Obergrenze der installierten Leistung von 75 kW aus, da hierdurch die Möglichkeiten der flexiblen Fahrweise von kleinen Gülleanlagen stark eingeschränkt werden.

Die Teilnahme am Regelenergiemarkt kann die Wirtschaftlichkeit von kleinen Biogasanlagen verbessern, jedoch sind vor allem für ältere Anlagen die damit verbundenen Investitionskosten für Fernwirktechnik, Kommunikationseinheit und eventuell nachzurüstenden Gasspeicher zu hoch, um durch die zu erwartenden Erlöse refinanziert werden zu können.

Politisch könnte eine Anreizfinanzierung die Bereitschaft von Energiehändlern fördern, kleine Anlagen in die Regelenergievermarktung aufzunehmen.

Literaturverzeichnis

- ASUE 2011 Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW-Kenndaten 2011. Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Frankfurt a.M., Juli 2011
- Bräsel 2013 Bräsel, M.: Rentieren sich Gülle-Kleinanlagen?, Biogas Journal, S. 71ff, Januar 2013
- DBFZ 2012 Deutsches Biomasse Forschungszentrum (Hrsg.), Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, März 2012, S. 59
- DLG 2012 DLG-Merkblatt 368, DLG e. V., Fachzentrum für Land- und Ernährungswirtschaft (Hrsg.), Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012 – Chancen und Risiken für Biogasanlagen, Auflage 22.12.2011, S. 12
- DLG 2014 DLG-Merkblatt 396, DLG e. V., Fachzentrum für Land- und Ernährungswirtschaft (Hrsg.), Flexibilitätsprämie bei Biogas - Chancen, technische und rechtliche Rahmenbedingungen, 1. Auflage, Stand: 01/2014
- DESTATIS 2015 Statistisches Bundesamt, Fachserie 3 Reihe 4.1, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei – Viehhaltung, Wiesbaden 2015
- FNR 2015 Daten und Fakten Biogas – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas.html>
- KTBL 2013 Faustzahlen Biogas, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), 3. Ausgabe, Darmstadt, 2013
- KTBL 2014 Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., KTBL-Wirtschaftlichkeitsrechner-Biogas, <http://daten.ktbl.de/biogas>, 12/2014

| | |
|----------------------|---|
| Messner 2015 | Messner, J.: Kleine Güllebiogasanlagen – Wirtschaftsdüngerpotenziale und verfahrenstechnische Konzepte. FNR Fachtagung „Chancen der Güllevergärung in kleinen Hofbiogasanlagen“. April 2015 |
| Netztransparenz 2014 | Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, https://www.netztransparenz.de |
| Regelenergie 2014 | Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, https://www.regelleistung.net |
| UBA 2011 | Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009. Umweltbundesamt, FG I 2.5., Stand: März 2011 |
| UBA 2013 | Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012, CLIMATE CHANGE 15/2013, Umweltbundesamt, Dessau, Oktober 2013 |
| VDI 2010 | Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Richtlinie 2067 – Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, September 2012 |

Bildverzeichnis

| | |
|--|----|
| Bild 1: Gegenüberstellung der verschiedenen Möglichkeiten der Direktvermarktung..... | 10 |
| Bild 2: Flexible Stromeinspeisung nach Fahrplan für Variante I (75 kW)..... | 18 |
| Bild 3: Flexible Stromeinspeisung nach Fahrplan für Variante II (50+25 kW)..... | 20 |
| Bild 4: Flexible Stromeinspeisung nach Fahrplan für Variante III (40+35 kW)..... | 21 |
| Bild 5: Gegenüberstellung der erzielbaren Stromvergütungen für Variante I-III..... | 23 |
| Bild 6: Vergleich der Investitionskosten der Varianten I – III mit den Kapitalkosten..... | 35 |
| Bild 7: Darstellung der Betriebskosten gegenüber den Kapitalkosten..... | 36 |
| Bild 8: Prozentuale Darstellung der Betriebskosten gegenüber den Kapitalkosten..... | 37 |
| Bild 9: Vergleich der Erlöse der Varianten I - III..... | 37 |
| Bild 10: Sensitivitätsanalyse Variante I (75 kW) - Szenario 2..... | 39 |
| Bild 11: Sensitivitätsanalyse Variante II (50+25 kW) - Szenario 2..... | 40 |
| Bild 12: Sensitivitätsanalyse Variante III (40+35 kW) - Szenario 2..... | 40 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Spezifischer Gasertrag der eingesetzten Substrate | 5 |
| Tabelle 2: Biogasausbeuten der untersuchten Anlagenvarianten | 6 |
| Tabelle 3: Randparameter der untersuchten Anlagenvarianten | 7 |
| Tabelle 4: Investitionskosten der untersuchten Varianten..... | 8 |
| Tabelle 5: Unterschiede zwischen Minuten- und Sekundärregelleistung [DLG 2012]..... | 14 |
| Tabelle 6: Erlösbetrachtung für negative Minuten-reserveleistung (MRL) | 15 |
| Tabelle 7: Erlösbetrachtung für negative Sekundär-regelleistung (SRL) | 16 |
| Tabelle 8: Mehrerlös durch flexible Fahrweise für Variante I..... | 19 |
| Tabelle 9: Mehrerlös durch flexible Fahrweise für Variante II | 20 |
| Tabelle 10: Mehrerlös durch flexible Fahrweise für Variante III | 21 |
| Tabelle 11: Übersicht Stromvergütungen in der Direktvermarktung für Variante I-III | 22 |
| Tabelle 12: Höhe der Flexibilitätsprämie (Varianten I-III) | 25 |
| Tabelle 13: Randparameter der untersuchten Anlagenvarianten | 27 |
| Tabelle 14: Ergebnis der Wirtschaftlichkeits-berechnung für Variante I..... | 29 |
| Tabelle 15: Ergebnis der Wirtschaftlichkeits-berechnung für Variante II (50+25 kW) | 31 |
| Tabelle 16: Ergebnis der Wirtschaftlichkeits-berechnung für Variante III (Gülleanlage mit 40+35 kW)..... | 33 |
| Tabelle 17: Substrateinsatz für eine 440 kW Muster-Biogasanlage..... | 43 |
| Tabelle 18: Rückrechnung maximale Anlagen-leistung aus Gülle | 44 |
| Tabelle 19: Theoretische Anlagenanzahl mit 100 % Rindergülle | 45 |
| Tabelle 20: Theoretische Anlagenanzahl mit 100 % Schweine-gülle | 46 |
| Tabelle 21: Berechnung der potenziellen THG-Einsparung..... | 47 |

Anhang

Aufstellung der Investitionskosten von realen Gülleanlagen im Rahmen von Bauherrenmodellen

| 75 kW Gülleanlage mit NaWaRo | | |
|--|--|-------------|
| Komponenten: | Bemerkungstext: | Preis: |
| Fermenter (Betondecke) 796 m ³ | | 39.027,75 € |
| Nachgärer (neu) 1526 m ³ | | 42.633,65 € |
| Vorgrube monolith 15 m ³ | | 3.645,10 € |
| | in Vollmontage, ohne baus. Mithilfe | |
| Leckageerkennung | PE 0,8mm | 4.959,60 € |
| Isolierung Boden, Wand und Decke | XPS, 50mm / 80mm / 100mm | 5.214,78 € |
| Isolierung Wand Endlager | 80mm | 2.433,60 € |
| Betonschutz | Epoxid-Harz-Beschichtung | 2.436,48 € |
| 2 Stk Fertigteil-Stahlbetongaragen für BHKW und Steuerraum | | 16.640,00 € |
| Installationsraum Zwischenbau | | 4.000,00 € |
| Kondensatschacht | Doppelwandig | 800,00 € |
| Erdarbeiten | | 15.000,00 € |
| Wegebau | | 5.000,00 € |
| Stromanschluss Niederspannung | | 21.847,00 € |
| Genehmigung | | 500,00 € |
| Beratung | Ausführungspl., Bauleitung, Inbetriebnahme | 17.500,00 € |
| Tekurplan | | 1.500,00 € |
| Arbeitsleistung (Montage Anlagenbau) | 300 Std á 39,50 + Anfahrten | 15.000,00 € |
| Sonstiges | z.B. Frachten, Kran, Gutachten, Bauhelfer | 15.000,00 € |
| Gasspeicher Nachgärer | Tragluftdach 1/4-Kugel mit Einbetonierprofil | 24.251,40 € |
| Über/Unterdrucksicherung | 1 Stück DN 150 | 2.000,70 € |
| Fermenterrührwerk Paddelrührwerk | stehend 11kW | 14.899,65 € |
| Nachgärerührwerk | Suma Optimix 15kW | 11.053,75 € |
| Feststoffeintrag mit Vorlagebehälter | | 27.400,00 € |
| Vorgrubenpumpe | Tauchschneidpumpe 15kW mit auto. Rührdüse | 5.884,73 € |
| Vorgrubenpumpe | Balgpumpe 3kW mit Drucküberwachung | 6.202,00 € |
| Vorgrubenrührwerk | Suma Rekordmix 5,5kW | 2.187,71 € |
| Überlauf | Überlauf direkt DN 300 mit Blubb und Schiebe | 3.764,26 € |
| Entnahmestellen | F + NG, DN 200, Saugrohr | 1.951,22 € |
| Grundverbindung | NG-EL, DN 250 in V2A | 2.356,37 € |
| Pumpenleitung | Anschluss Balgp.u.Leitung zur Vorgrube 200m | 5.844,71 € |
| Pumpenleitung | Einpumpleitung Vorgrube 40m Fermenter | 2.155,16 € |
| Gasleitung | DN160 PVC-U | 4.103,89 € |
| Revisionsdeckel mit Aufschäumklappe und ÜUDS | | 3.569,33 € |
| Gasfackel | manuell | 5.439,87 € |
| Überfüllwächter | Atex-Schwimmerschalter | 890,98 € |
| Entschwefelung | 2 Behälter | 1.336,95 € |
| Schaugläser | 3x DN 315, 1x DN 500 | 1.508,00 € |
| Befestigungsmaterial | Schrauben, Dichtungen, Kleber | 4.099,22 € |
| Heizung Fermenter | Niroflex 3 Heizkreise | 16.904,76 € |
| Heizungsbau | Einbindung Fermenterheizung + BHKW | 12.118,91 € |
| Einbau BHKW | Gemischkühlerleitung und Abgaskamin | 527,55 € |
| Elektroschaltungen | Anlagensteuerung + Verkabelung | 31.530,00 € |
| Gasmotor Fa. Spornraft - 75 kW | Einschl. Peripherie-Komponenten | 56.000,00 € |
| Gesamt Baukosten (netto) | | 461.119 € |
| 19% Mehrwertsteuer | | 87.613 € |
| Gesamt Baukosten (brutto) | | 548.732 € |

| 40 kW Gülleanlage | | |
|--|--|-------------|
| Komponenten: | Bemerkungstext: | Preis: |
| Fermenter (ohne Betondecke) 796 m ³ | | 29.415,70 € |
| Vorgrube monolith 15 m ³ | | 3.645,10 € |
| | in Vollmontage, ohne baus. Mithilfe | |
| Leckageerkennung | PE 0,8mm | 1.973,00 € |
| Isolierung Boden, Wand und Decke | XPS, 50mm / 80mm / 100mm | 5.214,78 € |
| Betonschutz | Epoxid-Harz-Beschichtung | 784,12 € |
| 2 Stk Fertigteil-Stahlbetongaragen für BHKW und Steuerraum | | 16.640,00 € |
| Installationsraum Zwischenbau | | 4.000,00 € |
| Kondensatschacht | Doppelwandig | 800,00 € |
| Erdarbeiten | | 12.000,00 € |
| Wegebau | | 5.000,00 € |
| Stromanschluss Niederspannung | | 21.847,00 € |
| Genehmigung | entfällt | |
| Beratung | Ausführungspl., Bauleitung, Inbetriebnahme | 17.500,00 € |
| Tekturplan | entfällt | |
| Arbeitsleistung (Montage Anlagenbau) | 300 Std á 39,50 + Anfahrten | 13.000,00 € |
| Sonstiges | z.B. Frachten, Kran, Gutachten, Bauhelfer | 15.000,00 € |
| Gasspeicher Fermenter | EPDM-Haube mit Holzdecke und Schutznetz | 11.920,00 € |
| Über/Unterdrucksicherung | 1 Stück DN 150 | 1.656,39 € |
| Fermenterrührwerk | Suma Stabrührwerk Wandeinbau 15kW | 9.910,23 € |
| Vorgrubenpumpe | Tauchschnidpumpe 15kW mit auto. Rührdüse | 5.884,73 € |
| Vorgrubenpumpe | Balgpumpe 3kW mit Drucküberwachung | 6.202,00 € |
| Vorgrubenrührwerk | Suma Rekordmix 5,5kW | 2.187,71 € |
| Überlauf | Überlauf direkt DN 300 mit Blubb und Schiebe | 3.764,26 € |
| Entnahmestellen | Fermenter, DN 200, Saugrohr | 975,61 € |
| Pumpenleitung | Anschluss Balgp.u.Leitung zur Vorgrube 200m | 5.844,71 € |
| Pumpenleitung | Einpumpleitung Vorgrube 40m Fermenter | 2.155,16 € |
| Gasleitung | DN160 PVC-U | 2.934,41 € |
| Blindeckel | für spätere Einbringtechnik | 327,00 € |
| Gasfackel | manuell | 5.439,87 € |
| Überfüllwächter | Atex-Schwimmerschalter | 445,49 € |
| Entschwefelung | 1 Behälter | 991,46 € |
| Schaugläser | 2x DN 315, 1x DN 500 | 684,00 € |
| Befestigungsmaterial | Schrauben, Dichtungen, Kleber | 4.099,22 € |
| Heizung Fermenter | Niroflex 3 Heizkreise | 16.904,76 € |
| Heizungsbau | Einbindung Fermenterheizung + BHKW | 12.118,91 € |
| Einbau BHKW | Gemischkühlerleitung und Abgaskamin | 527,55 € |
| Elektroschaltungen | Anlagensteuerung + Verkabelung | 28.530,00 € |
| Gasmotor Fa. Spornraft - 40 kW | Einschl. Peripherie-Komponenten | 30.000,00 € |
| Gesamt Baukosten (netto) | | 300.323 € |
| 19% Mehrwertsteuer | | 57.061 € |
| Gesamt Baukosten (brutto) | | 357.385 € |

Fahrplandaten der Varianten I-III (flexible Fahrweise)

| Variante I - 75 kW | Fahrplandaten | Spotmarktpreise 2013 |
|----------------------------|----------------------|-----------------------------|
| Stunde 01 (00:00 - 01:00): | 59 kW | 28,99 €/MW |
| Stunde 02 (01:00 - 02:00): | 59 kW | 26,25 €/MW |
| Stunde 03 (02:00 - 03:00): | 59 kW | 24,87 €/MW |
| Stunde 04 (03:00 - 04:00): | 59 kW | 23,29 €/MW |
| Stunde 05 (04:00 - 05:00): | 59 kW | 23,74 €/MW |
| Stunde 06 (05:00 - 06:00): | 59 kW | 26,15 €/MW |
| Stunde 07 (06:00 - 07:00): | 59 kW | 34,18 €/MW |
| Stunde 08 (07:00 - 08:00): | 75 kW | 43,60 €/MW |
| Stunde 09 (08:00 - 09:00): | 75 kW | 46,71 €/MW |
| Stunde 10 (09:00 - 10:00): | 75 kW | 45,75 €/MW |
| Stunde 11 (10:00 - 11:00): | 75 kW | 43,84 €/MW |
| Stunde 12 (11:00 - 12:00): | 75 kW | 43,39 €/MW |
| Stunde 13 (12:00 - 13:00): | 75 kW | 40,36 €/MW |
| Stunde 14 (13:00 - 14:00): | 59 kW | 38,10 €/MW |
| Stunde 15 (14:00 - 15:00): | 59 kW | 36,41 €/MW |
| Stunde 16 (15:00 - 16:00): | 59 kW | 36,88 €/MW |
| Stunde 17 (16:00 - 17:00): | 59 kW | 38,50 €/MW |
| Stunde 18 (17:00 - 18:00): | 75 kW | 45,41 €/MW |
| Stunde 19 (18:00 - 19:00): | 75 kW | 50,95 €/MW |
| Stunde 20 (19:00 - 20:00): | 75 kW | 51,29 €/MW |
| Stunde 21 (20:00 - 21:00): | 75 kW | 46,29 €/MW |
| Stunde 22 (21:00 - 22:00): | 75 kW | 41,46 €/MW |
| Stunde 23 (22:00 - 23:00): | 75 kW | 39,14 €/MW |
| Stunde 24 (23:00 - 24:00): | 59 kW | 31,86 €/MW |

| Variante II - 50 + 25 kW | Fahrplandaten | Spotmarktpreise 2013 |
|---------------------------------|----------------------|-----------------------------|
| Stunde 01 (00:00 - 01:00): | 0 kW | 28,99 €/MW |
| Stunde 02 (01:00 - 02:00): | 0 kW | 26,25 €/MW |
| Stunde 03 (02:00 - 03:00): | 0 kW | 24,87 €/MW |
| Stunde 04 (03:00 - 04:00): | 0 kW | 23,29 €/MW |
| Stunde 05 (04:00 - 05:00): | 0 kW | 23,74 €/MW |
| Stunde 06 (05:00 - 06:00): | 0 kW | 26,15 €/MW |
| Stunde 07 (06:00 - 07:00): | 0 kW | 34,18 €/MW |
| Stunde 08 (07:00 - 08:00): | 75 kW | 43,60 €/MW |
| Stunde 09 (08:00 - 09:00): | 75 kW | 46,71 €/MW |
| Stunde 10 (09:00 - 10:00): | 75 kW | 45,75 €/MW |
| Stunde 11 (10:00 - 11:00): | 75 kW | 43,84 €/MW |
| Stunde 12 (11:00 - 12:00): | 75 kW | 43,39 €/MW |
| Stunde 13 (12:00 - 13:00): | 75 kW | 40,36 €/MW |
| Stunde 14 (13:00 - 14:00): | 75 kW | 38,10 €/MW |
| Stunde 15 (14:00 - 15:00): | 75 kW | 36,41 €/MW |
| Stunde 16 (15:00 - 16:00): | 75 kW | 36,88 €/MW |
| Stunde 17 (16:00 - 17:00): | 75 kW | 38,50 €/MW |
| Stunde 18 (17:00 - 18:00): | 75 kW | 45,41 €/MW |
| Stunde 19 (18:00 - 19:00): | 75 kW | 50,95 €/MW |
| Stunde 20 (19:00 - 20:00): | 75 kW | 51,29 €/MW |
| Stunde 21 (20:00 - 21:00): | 75 kW | 46,29 €/MW |
| Stunde 22 (21:00 - 22:00): | 75 kW | 41,46 €/MW |
| Stunde 23 (22:00 - 23:00): | 75 kW | 39,14 €/MW |
| Stunde 24 (23:00 - 24:00): | 0 kW | 31,86 €/MW |

| Variante III - 40 + 35 kW | Fahrplandaten | Spotmarktpreise 2013 |
|----------------------------------|----------------------|-----------------------------|
| Stunde 01 (00:00 - 01:00): | 0 kW | 28,99 €/MW |
| Stunde 02 (01:00 - 02:00): | 0 kW | 26,25 €/MW |
| Stunde 03 (02:00 - 03:00): | 0 kW | 24,87 €/MW |
| Stunde 04 (03:00 - 04:00): | 0 kW | 23,29 €/MW |
| Stunde 05 (04:00 - 05:00): | 0 kW | 23,74 €/MW |
| Stunde 06 (05:00 - 06:00): | 0 kW | 26,15 €/MW |
| Stunde 07 (06:00 - 07:00): | 0 kW | 34,18 €/MW |
| Stunde 08 (07:00 - 08:00): | 75 kW | 43,60 €/MW |
| Stunde 09 (08:00 - 09:00): | 75 kW | 46,71 €/MW |
| Stunde 10 (09:00 - 10:00): | 75 kW | 45,75 €/MW |
| Stunde 11 (10:00 - 11:00): | 75 kW | 43,84 €/MW |
| Stunde 12 (11:00 - 12:00): | 75 kW | 43,39 €/MW |
| Stunde 13 (12:00 - 13:00): | 75 kW | 40,36 €/MW |
| Stunde 14 (13:00 - 14:00): | 0 kW | 38,10 €/MW |
| Stunde 15 (14:00 - 15:00): | 0 kW | 36,41 €/MW |
| Stunde 16 (15:00 - 16:00): | 0 kW | 36,88 €/MW |
| Stunde 17 (16:00 - 17:00): | 60 kW | 38,50 €/MW |
| Stunde 18 (17:00 - 18:00): | 75 kW | 45,41 €/MW |
| Stunde 19 (18:00 - 19:00): | 75 kW | 50,95 €/MW |
| Stunde 20 (19:00 - 20:00): | 75 kW | 51,29 €/MW |
| Stunde 21 (20:00 - 21:00): | 75 kW | 46,29 €/MW |
| Stunde 22 (21:00 - 22:00): | 75 kW | 41,46 €/MW |
| Stunde 23 (22:00 - 23:00): | 75 kW | 39,14 €/MW |
| Stunde 24 (23:00 - 24:00): | 0 kW | 31,86 €/MW |

Beispiel 75 kW - Excel Berechnungstool Wirtschaftlichkeit

| 75 kW - Var. I | | Szenario 1: EEG-Vergütung | Szenario 2: Marktprämienmodell | Szenario 3: Regelenergiemarkt | Szenario 4: Flexible Fahrweise |
|--|--------|------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| Anlagenspezifikation | | | | | |
| Fermentervolumen | m³ | 620 | 620 | 620 | 620 |
| Gärrestlagervolumen | m³ | 3.200 | 3.200 | 3.200 | 3.200 |
| zusätzlicher Gasspeicher (Flex) | m³ | | | | 68 |
| Erzeugte Bruttoenergie (Gas) | kWh/a | 1.702.245 | 1.702.245 | 1.702.245 | 1.522.969 |
| Volllaststunden | h/a | 8.000 | 8.000 | 8.000 | 8.000 |
| Wärmenutzungsgrad | % | 25 | 25 | 25 | 25 |
| BHKW | | | | | |
| Elektrische Leistung | kW | 75 | 75 | 75 | 67 |
| Zusatzleistung | kW | 0 | 0 | 0 | 8 |
| Elektrischer Wirkungsgrad | % | 35,2 | 35,2 | 35,2 | 35,2 |
| Thermischer Wirkungsgrad | % | 52,3 | 52,3 | 52,3 | 52,3 |
| BHKW- & Trafoverluste | % | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Eingespeiste Strommenge | kWh/a | 593.198 | 593.198 | 593.198 | 530.724 |
| Eingespeiste Wärmemenge | kWh/a | 222.569 | 222.569 | 222.569 | 199.128 |
| Substrat | | | | | |
| Rindergülle mit Futterresten, 10% TM | t/a | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 |
| Schweinegülle 6% TM | t/a | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 |
| Maissilage, 35% TM | t/a | 750 | 750 | 750 | 590 |
| Substratkosten | | | | | |
| Rindergülle | €/a | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Schweinegülle | €/a | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Maissilage | €/a | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Anlagenbetrieb | | | | | |
| Eigenstrombedarf (in % der eingespeisten Strommenge) | % | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Arbeitszeit | h/a | 586 | 586 | 586 | 586 |
| Vergütungssatz/Erlös | | | | | |
| EEG Vergütung | ct/kWh | 24,01 | 24,01 | 24,01 | 24,01 |
| Monatsmittelwert EPEX Spot 2013 | ct/kWh | | 3,78 | 3,78 | 3,78 |
| Stromverkauf (Direktvermarktung, Regelenergie) | ct/kWh | | 3,78 | 4,63 | 3,86 |
| Referenzmarktwert | ct/kWh | | 3,53 | 3,53 | 3,53 |
| Managementprämie | ct/kWh | | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| Aufteilung Managementprämie für Stromhändler | ct/kWh | | 0,075 | 0,08 | 0,08 |
| Marktprämie pro kWh | ct/kWh | | 20,48 | 20,48 | 20,48 |
| Stromvergütung Gesamt | ct/kWh | 24,01 | 24,185 | 25,03 | 24,27 |
| Wärmevergütung | ct/kWh | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Flexibilitätsprämie | | | | | |
| installierte Leistung | kW | | | | 75,0 |
| Bemessungsleistung | kW | | | | 61,2 |
| anrechenbare Zusatzleistung | kW | | | | 7,7 |
| Flexibilitätsprämie | ct/kWh | | | | 0,187 |
| Betriebskosten | | | | | |
| Wartung/Reparatur (in % von Invest) | % | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Wartungskosten BHKW | ct/kWh | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Stromkosten | ct/kWh | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Lohnkosten | €/h | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Versicherung (in % von Invest) | % | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Investitionskosten (lt. KTBL) | | | | | |
| Feststoffeintrag, 5m³ Vorlagebehälter | € | 28.220 | 28.220 | 28.220 | 28.220 |
| Mobilitytechnik für Feststoffe | € | 10.132 | 10.132 | 10.132 | 10.132 |
| Vorgrube, 140 m³ Bruttovolumen | € | 28.803 | 28.803 | 28.803 | 28.803 |
| Fermenter, 700 m³ Bruttovolumen | € | 131.876 | 131.876 | 131.876 | 131.876 |
| Gärrestlager, abgedeckt | € | 258.933 | 258.933 | 258.933 | 258.933 |
| BHKW inkl. Peripherie, Gas-Otto-Motor | € | 112.341 | 112.341 | 112.341 | 112.341 |
| Generalüberholung Motor BHKW (250 Euro/kW lt. ASUE) | € | 18.750 | 18.750 | 18.750 | 18.750 |
| MSR-Technik für 75 kW mit Gasfackel (25-40 m³/h) | € | 30.000 | 30.000 | 30.000 | 30.000 |
| Zentrale Pumpstation, 20 m³/h Förderleistung | € | 15.260 | 15.260 | 15.260 | 15.260 |
| Einhausung 5-Fuß-Container für Pumpen | € | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 |
| Zusatzinvestition Flexibilität | | | | | |
| Gasspeicher (40 €/m³ lt. TLL) | € | | | | 2.700 |
| BHKW 2 (1.498 Euro/kW lt. ASUE) | € | | | | |
| Generalüberholung Motor BHKW (250 €/kW lt. ASUE) | € | | | | |
| Installation Fernsteuerung Anlage | € | | | 2.000 | |
| Kosten Umweltgutachter | € | | | | 2.500 |
| Planungs- und Genehmigungskosten (10% von Invest) | € | 62.557 | 62.557 | 62.757 | 63.077 |
| Gesamtinvestition | € | 688.122 | 688.122 | 690.322 | 693.842 |
| Amortisationszeitraum / Nutzungsdauer | | | | | |
| Feststoffeintrag, Mobilitytechnik für Feststoffe | a | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Vorgrube, Fermenter, Gärrestlager | a | 20 | 20 | 20 | 20 |
| BHKW inkl. Peripherie, Gas-Otto-Motor | a | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Generalüberholung Motor BHKW | a | 7 | 7 | 7 | 7 |
| Mess-, Steuer-, Regeltechnik, Zentrale Pumpstation | a | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Einhausung 5-Fuß-Container für Pumpen | a | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Zusatzinvestition Flexibilität | | | | | |
| Gasspeicher | a | 20 | 20 | 20 | 20 |
| BHKW ohne Motor | a | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Generalüberholung BHKW (nur Motor) | a | 7 | 7 | 7 | 7 |
| Planungs- und Genehmigungskosten | a | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Finanzierung | | | | | |
| Eigenkapitalquote | % | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fremdkapitalquote | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Zinssatz | % | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Erlöse | | | | | |
| Stromeinspeisung | €/a | 142.427 | 143.465 | 148.505 | 128.806 |
| Wärmeverkauf | €/a | 4.451 | 4.451 | 4.451 | 3.983 |
| Flexibilitätsprämie | €/a | | | | 1.000 |
| Summe (A) | €/a | 146.878 | 147.916 | 152.956 | 133.789 |
| Betriebskosten | | | | | |
| variable Kosten p.a. | | | | | |
| Substratkosten | € | 26.250 | 26.250 | 26.250 | 20.650 |
| Wartung/Reparatur (2%) | € | 12.511 | 12.511 | 12.511 | 12.615 |
| Wartungskosten BHKW | € | 8.898 | 8.898 | 8.898 | 7.961 |
| Stromverbrauch | € | 11.864 | 11.864 | 11.864 | 10.614 |
| Laboranalysen (2 Stück/Jahr zu je 200 €) | € | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Summe (B) | € | 59.923 | 59.923 | 59.963 | 52.241 |
| Fixe Kosten p.a. | | | | | |
| Lohnkosten | € | 8.790 | 8.790 | 8.790 | 8.790 |
| Versicherung (0,5%) | € | 3.128 | 3.128 | 3.138 | 3.154 |
| Summe (C) | € | 11.918 | 11.918 | 11.928 | 11.944 |
| jährliche Annuität (Zins & Tilgung) | | | | | |
| Feststoffeintrag, 5 m³ Vorlagebehälter | € | 3.479 | 3.479 | 3.479 | 3.479 |
| Mobilitytechnik für Feststoffe | € | 1.249 | 1.249 | 1.249 | 1.249 |
| Vorgrube, Fermenter, Gärrestlager | € | 30.876 | 30.876 | 30.876 | 30.876 |
| BHKW inkl. Peripherie, Gas-Otto-Motor | € | 11.539 | 11.539 | 11.539 | 11.539 |
| Generalüberholung Motor BHKW | € | 3.124 | 3.124 | 3.124 | 3.124 |
| Mess-, Steuer-, Regeltechnik | € | 3.699 | 3.699 | 3.699 | 3.699 |
| Zentrale Pumpstation, 20 m³/h Förderleistung | € | 1.881 | 1.881 | 1.881 | 1.881 |
| Einhausung 5-Fuß-Container für Pumpen | € | 736 | 736 | 736 | 736 |
| Flexibilisierung | | | | | |
| Gasspeicher | € | 0 | 0 | 0 | 199 |
| BHKW 2 ohne Motor | € | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BHKW nur Motor | € | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fernsteuerung Anlage | € | 0 | 0 | 247 | 0 |
| Planungs- und Genehmigung | € | 4.603 | 4.603 | 4.618 | 4.825 |
| Summe (D) | € | 61.186 | 61.186 | 61.447 | 61.607 |
| Jahresergebnis | € | 13.851 | 14.889 | 19.618 | 7.998 |