

Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

Nördlingen

mit Landwirtschaftsschule



Betreiberinformation für Biogasanlagen mit Beiträgen der Marktteilnehmer:

Direktvermarktung und Regelenergieproduktion



LandSchafttEnergie

Fachzentrum für Diversifizierung und Strukturentwicklung

Expertenteam für die Energiewende im ländlichen Raum „LandSchafttEnergie“

Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker

Bianca.heidecker@aelf-nd.bayern.de T: 09081-2106-39

Impressum:

Herausgeber: Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Nördlingen

Fachzentrum für Diversifizierung und Strukturentwicklung

Oskar-Mayer-Str. 51

86720 Nördlingen

poststelle@aelf-nd.bayern.de, www.aelf-nd.bayern.de

Stand: November 2013

Druck: SOMMER media GmbH & Co. KG

Dieselstr. 4, 91555 Feuchtwangen

Inhaltsverzeichnis

1.	Chancen und Veränderungen für Biogasanlagen durch das EEG 2012:.....	6
2.	Der Stromhandel:	7
2.1	Energiebörse.....	7
2.1.1	Spotmarkt (EPEX SPOT):	8
2.2	Regelenergiemarkt:	8
2.2.1	Grundlagen und Begriffe:	8
2.2.2	Arten von Regelenergie:.....	10
2.2.3	Präqualifikation:	11
3.	Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell und die Kombination mit Regelenergieproduktion.....	12
3.1.	Voraussetzungen für die Marktprämie	13
3.2	Direktvermarktung und Vertragsgestaltung – Was gilt es zu beachten?:.....	14
3.3	Marktprämienmodell mit Managementprämie	17
3.4	Marktprämie und Regelenergieproduktion	18
3.5	Marktprämie und Flexibilitätsprämie.....	19
3.4	Wirtschaftlichkeit	22
4.	Informationen und Empfehlungen.....	26
4.1	Flexibilitätsprämie - Empfohlene Vorgehensweise zur Erlangung der Flexibilitätsprämie aus Sicht eines Umweltgutachters.....	26
4.2	Bedarfsorientierte Stromproduktion von Biogasanlagen aus Sicht der Bank:.....	28
4.3	Mit „Sicherheit“ in die Direktvermarktung – Empfehlung des Fachverband Biogas e. V..	30
4.1.1	Genehmigung und Dokumentation.....	30
4.1.2	Arbeitsschutz, Brandschutz und StörfallV	31
4.1.3	Sicherheitstechnik an der Anlage - Richtige Dimensionierung der sicherheitsrelevanten Bauteile.....	31
4.1.4	Härtefallregelung (Entschädigungszahlungen) bei Einspeisemanagementmaßnahmen.....	33
4.3.5	Anbindung einer Biogasanlage an ein virtuelles Kraftwerk	34
4.4	Vermarkter von Biogasstrom	35
4.4.1	Vorstellung NEXT-Kraftwerke GmbH.....	35
4.4.2	Vorstellung Energy2market:.....	39
4.5	Neue Anforderungen an die BHKW-Technik	41
4.5.1	Empfehlung von MAN Engines Nürnberg.....	44
4.5.2	Empfehlungen der Fa. Agrogen, Merkendorf	46
5.	Beispiele von Betreibern für Betreiber:	48

5.1 Biogas Alerheim OHG, Landkreis Donau-Ries – Praxisbericht zum Marktprämienmodell mit Regelenergieproduktion.....	48
5.2 Sonnenenergie Nördlingen – Praxisbericht zur Flexibilitätsprämie	49
5.3 Bernhard Lederle, Donauaualtheim - Praxisbericht Flexibilitätsprämie	51

Vorwort:

Die Energiewende findet im ländlichen Raum statt, sowohl die Substraterzeugung für Biogasanlagen als auch die Windenergie und die Photovoltaikanlagen benötigen Grund und Boden unserer Landwirte. Bis 2022 soll nach derzeit gültigem Beschluss das letzte Atomkraftwerk in Bayern abgeschaltet sein. Im Hinblick auf diesen Termin ist bisher schon vieles passiert. Die Landwirtschaft hat die sich bietende Chance, auf ihren Feldern Energie zu erzeugen, mutig aufgegriffen, regenerative Energieerzeugung ist in vielen Betrieben zum zweiten Standbein, manchmal sogar zur wichtigsten Einkommensquelle geworden. Die anfängliche Begeisterung der Bevölkerung für den Paradigmenwechsel in der Energieerzeugung ist aber inzwischen einer „Zustimmung mit angezogener Handbremse“ gewichen. Regenerative Energieerzeugung ja, aber bitte nicht vor meiner Haustüre.

Die Landwirtschaft versucht deswegen, mit den **bestehenden Anlagen** eine möglichst große Wertschöpfung zu erzielen. Es stellt sich die Frage, ob durch die bedarfsorientierte Stromerzeugung in Biogasanlagen eine Steigerung der Erlöse zu erzielen ist, ohne dass der Maisanbau ausgeweitet werden muss. Die Netze könnten somit entlastet und Kosten für den Ausbau eingespart werden. Damit könnten die Weichen für Biogasanlagen auch für die Zukunft nach Auslaufen des EEG gestellt werden.

Auch in der Stromvermarktung sind noch Optimierungsmöglichkeiten versteckt. Wie bei allen anderen landwirtschaftlichen Erzeugnissen für die Ernährung auch, so muss auch hier der Weg zum Verbraucher mit möglichst wenig Zwischenhandel stattfinden. Der Erlös sollte überwiegend dort bleiben, wo die Ware erzeugt wird. Gelingt es, den Strom dann zu produzieren, wenn der Bedarf am größten ist, kann durch den Verkauf an der Strombörse eine bessere Rendite erzielt werden. Außerdem haben dadurch auch die Stromverbraucher einen Vorteil.

Die vorliegende Broschüre soll allen energieerzeugenden Landwirten Hilfestellung geben, wie sie das Ziel einer höheren Effizienz bei der Stromerzeugung erreichen können.



Nördlingen im August 2013

Manfred F a b e r , LLD

Behördenleiter

1. Chancen und Veränderungen für Biogasanlagen durch das EEG 2012:

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2012 bietet neue Einkommenschancen für Biogasbetreiber. Die Umstellung ist jedoch mit einigen Hürden verbunden und es spielen viele Marktteilnehmer mit. Bevor ein Biogasbetreiber aus der sicheren EEG-Vergütung aussteigt und am Marktprämienmodell bzw. der Regelenergieproduktion teilnimmt, muss er genügend fundierte Informationen zur Verfügung haben.

Diese Broschüre ist eine Zusammenstellung der notwendigen Informationen, welche in Kooperation mit den beteiligten Marktteilnehmern erstellt wurde. Jeder Beitrag ist mit den Kontaktdaten des Autors versehen. Somit können Fragen an das AELF Nördlingen oder auch direkt an die fachliche Stelle gerichtet werden.

Wir danken an dieser Stelle allen Beteiligten für die hervorragenden Beiträge. Nur durch eine gute Vernetzung und die Zusammenarbeit kann eine erfolgreiche Information und somit die Umstellung zum Marktprämienmodell und der Regelenergieproduktion erfolgen. Hierbei haben sich die Marktteilnehmer der Biogasbranche mit Ihren Beiträgen erfolgreich beteiligt um Biogasbetreibern fundierte Informationen zu liefern. Für die Richtigkeit der Inhalte der Beiträge sind die Autoren verantwortlich. Wir bedanken uns ebenfalls für die fachliche Unterstützung durch die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft.

Eine Einstiegsberatung wird seitens des Amtes für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Nördlingen angeboten.

Ihre Ansprechpartner am AELF Nördlingen:



Bianca Heidecker

Dipl. Ing. (FH)

Expertenteam Energiewende

„LandSchafttEnergie“

T: 09081-2106-39

Bianca.heidecker@aelf.nd.bayern.de



Hannes Geitner

Dipl. Ing. (FH)

Fachberater für Landtechnik und

erneuerbaren Energien

T: 09081-2106-30

hannes.geitner@aelf-nd.bayern.de

2. Der Stromhandel:

Beiträge erstellt von Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

Begriffserklärung:

Direktvermarktung: Der Verkauf von Strom über einen Händler an der Strombörse oder an Großabnehmer³⁾

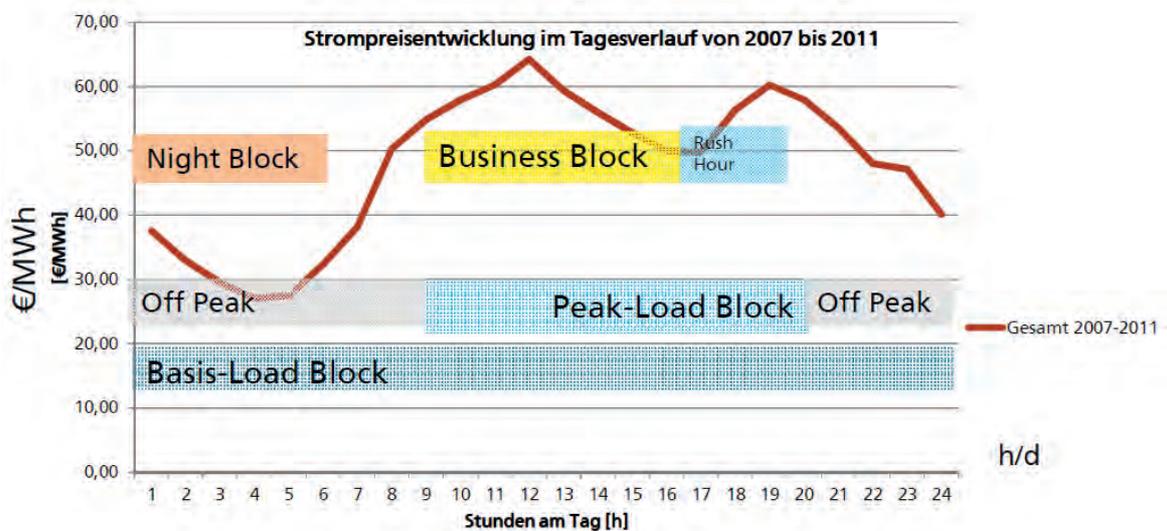
Regelenergieproduktion: Der Verkauf von Strom an einen Händler am Regelenergiemarkt. Regelenergie sorgt für die Netzstabilität und wird von den Netzbetreibern ausgeschrieben³⁾.

Der Großteil des deutschen Stroms wird im OTC-Handel („over the counter“ = über den Schalter) verkauft³⁾. Dieser Handel findet nicht über die Börse statt. Stromproduzenten und Abnehmer schließen langfristige Direktverträge. Die Restmengen des produzierten Stroms werden an der Börse gehandelt. 2010 wurden 279 Terrawattstunden am Spotmarkt und 1208 Terrawattstunden am Terminmarkt gehandelt³⁾. Auf dem Terminmarkt wird Strom mit längerfristigen Lieferterminen gehandelt. Ein anderer Vermarktungsweg kann der Stromverkauf für Regelenergie durch die Teilnahme an einer Ausschreibung sein.

2.1 Energiebörse

In Leipzig befindet sich die größte Börse für in Deutschland produzierten Strom. Die Leipziger Energiebörse (European Energy Exchange – EEX) ist die Handelsplattform für den Energiemarkt. Handeln darf jeder, der den Zulassungsprozess durchlaufen hat oder ein von der EEX beauftragter Händler ist³⁾. Gehandelt werden verschiedene Stromprodukte auf verschiedenen Märkten. So gibt es den Spotmarkt (EPEX SPOT in Paris) und den Terminmarkt.

Je nachdem wie kurzfristig der Strom gebraucht wird, wird am Spot- oder Terminmarkt gehandelt.



Grafik: Strompreisentwicklung von Dipl. Ing. (FH) Uwe Holzhammer, Fraunhofer IWES Kassel

2.1.1 Spotmarkt (EPEX SPOT):

Kurzfristig benötigter Strom (1 -2 Tage) wird am Spotmarkt gehandelt ³⁾. Hierbei wird der Strom während des Tages oder auch für den Folgetag vermarktet ³⁾.

Spotmarkt³⁾ = Handel von Produkten mit kurzer Laufzeit

- Baseload-Blöcke decken die Tages-Grundlast (0 – 24 Uhr), Handelseinheit sind mind. 24 MWh (= 1 MW konst. Leistung)
- Peakload-Blöcke decken Zeiten mit stärkerer Nachfrage ab (8 bis 20 Uhr), Handelseinheit sind 12 MWh (=1 MW konst. Leistung)
- Einzelstundenkontrakte für feinere Abstufungen der Tagesganglinie
- Off-Peak: Blöcke vor und nach einem Peakload-Block (0 -8 Uhr und 20 – 24 Uhr)

Begriffe:

Day-Ahead-Handel = Stromhandel einen Tag vor der Stromlieferung ³⁾

Intraday-Handel = Stromhandel am Tag der Stromlieferung ³⁾

PHELIX = Phelix steht für Physical Electricity Index und ist der von EPEX SPOT täglich veröffentlichte Preisindex für Grundlast (Phelix Base) und Spitzenlast (Phelix Peak) am Spotmarkt für Strom für das Marktgebiet Deutschland/Österreich⁷⁾.

2.2 Regelenergiemarkt:

2.2.1 Grundlagen und Begriffe:

Funktionsweise Stromnetz¹⁾

Im Stromnetz muss eine Frequenz von 50 Hz gehalten werden. Dies ist der Fall wenn Stromverbrauch und Stromerzeugung gleich sind. Um das Stromnetz stabil zu halten muss zu verschiedenen Zeiten unterschiedlich schnell reagiert werden und Strom gezielt eingespeist werden. In Zeiten mit geringer Stromnachfrage muss beispielsweise die Einspeisung reduziert werden. Dies wird durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mittels Regelenergie gesteuert. Hierfür kauft der ÜNB Regelenergie auf dem Regelenergiemarkt zu. Die Vermarkter nehmen, um den Zuschlag zu bekommen, an einer Ausschreibung teil. In einer Ausschreibung wird genau geregelt welche Mengen wie schnell benötigt werden. Gezahlt wird für die Bereitstellung und zusätzlich bei Abruf.

Regelenergie ist teuer! Die Kosten werden als Stromnetzentgelte verrechnet.

ENTSO-E⁹⁾: European Network of Transmission System Operators for Electricity = Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Die Hauptaufgaben des Verbandes liegen in der Versorgungssicherheit, des optimalen Managements, Marktintegration und der Vernetzung der Teilnehmer am europäischen Strommarkt (www.entso.eu)

Übertragungsnetzbetreiber³⁾:

Überträgt große Mengen elektrischer Energie in Form von Dreiphasenwechselstrom innerhalb eines Verbundnetzes und betreibt Hochspannungsleitungen auf der obersten Transportebene. In Deutschland gibt es 4 große Netzgebiete von den Übertragungsnetzbetreibern: 50Hertz, TenneT, TransnetBW und Amprion.

Die Netzfrequenz von 50 Hz

Erläuterung von Dipl. Ing. Uwe Holzhammer, Fraunhofer IWES

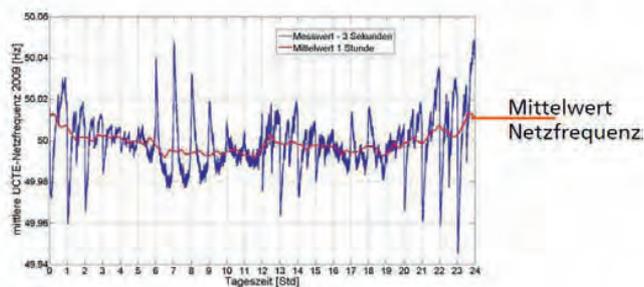
Die Netzfrequenz sinkt, z. B.

- Wenn sich bei gleichbleibender Erzeugung mehr Stromverbrauch einstellt als prognostiziert wurde (z. B. ein gutes Fußballspiel geht in die Verlängerung)
 - Wenn Kraftwerke aus der Stromerzeugung gehen (z.B. bei technischem Defekt)
 - Wenn weniger Wind weht oder Sonne scheint als prognostiziert wurde
- Gegenmaßnahme des ÜNB: Stromproduktion erhöhen

Die Netzfrequenz steigt, z. B.

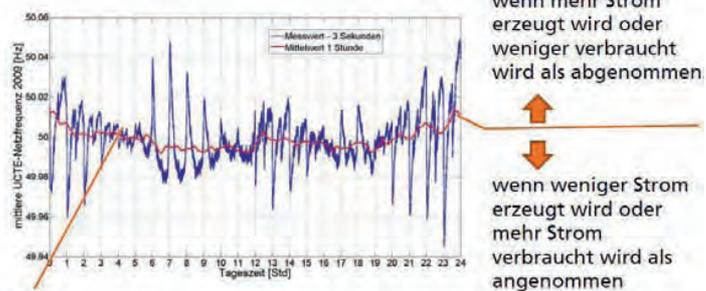
- Wenn bei gleichbleibender Erzeugung sich weniger Stromverbrauch einstellt als prognostiziert wurde (z. B. langweiliges Fußballspiel)
 - Wenn Kraftwerke mehr Strom erzeugen als geplant (tendenziell haben die Stromhändler mehr Strom im Portfolio als zu wenig)
 - Wenn mehr Wind weht oder Sonne scheint als prognostiziert wurde
- Gegenmaßnahme des ÜNB: weniger Stromproduktion

Stromverbrauch = Stromerzeugung → Netzfrequenz = 50 Hz



Hinweis: Die Sprünge am Anfang/Ende jeder Stunde (blaue Linie) werden hauptsächlich durch den Stromhandel verursacht. (2009)

Stromverbrauch \neq Stromerzeugung → Netzfrequenz = 50 Hz



Mittelwert Netzfrequenz

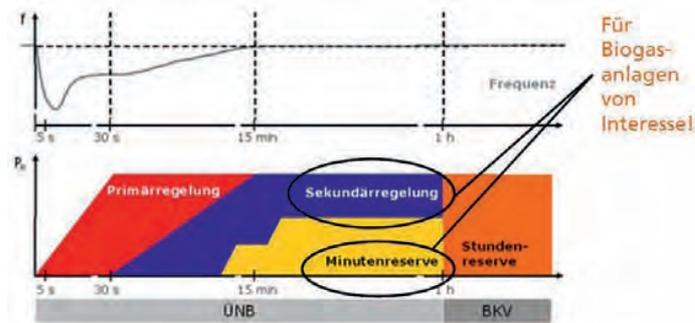
Hinweis: Die Sprünge am Anfang/Ende jeder Stunde (blaue Linie) werden hauptsächlich durch den Stromhandel verursacht. (2009)

Grafiken Netzfrequenz von Dipl. Ing. (FH) Uwe Holzhammer, Fraunhofer IWES Kassel

2.2.2 Arten von Regelenergie:

Informationen und Grafiken von Uwe Holzhammer, Fraunhofer IWES, Kassel

Regelenergie als Mechanismus zum Ausgleich von unvorhergesehenen Unterschieden zwischen Erzeugung und Verbrauch



Grafik: Fraunhofer IWES, Kassel (aus der Präsentation von Uwe Holzhammer, Bamberg 27.11.2012)

Positive Regelenergie: In Zeiten in denen die Nachfrage von Strom plötzlich stark ansteigend ist muss mehr Energie in die Netze eingespeist werden. Diese Energie nennt man positive Regelenergie.

Negative Regelenergie: Nimmt die Nachfrage von Strom stark ab oder ist aufgrund von Wind und Sonne ein hohes Stromangebot vorhanden muss die Strom einspeisung reduziert werden um einer Netzüberlastung vorzubeugen. Diese Reduzierung der Energie nennt man negative Regelenergie.

	<u>Positive und negative SRL</u>	<u>Positive und negative MRL</u>
Vollständige Aktivierung	Innerhalb von 5 Minuten	Innerhalb von 15 Minuten
Mindestangebotsgröße	5 MW	5 MW
Separate Angebote für	Hauptzeit (HT): Montag bis Freitag von 8 – 20 Uhr Nebenzeit (NT): 0 – 8 und 20 – 24 Uhr, sowie Sa./So. und bundesweiten Feiertagen von 0 – 24 Uhr	Zeitscheiben pro Tag von 1.) 0.00 – 4.00 Uhr 2.) 4.01 – 8.00 Uhr 3.) 8.01 – 12.00 Uhr 4.) 12.01 – 16.00 Uhr 5.) 16.01 – 20.00 Uhr 6.) 20.01 – 24.00 Uhr
Ausschreibung	i.d.R. Mittwochs für Folgewoche	Arbeitstäglich von Mo. – Fr.
Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
Anforderungen und Vermarkter und Anlage	SRL - Präqualifikation	MRL - Präqualifikation
Aufrufe neg. Regelleistung	2–5 pro Tag (Schätzung)	24-(36) mal pro Jahr (Schätzung)
Dauer der Aufrufe	5 bis 15 Min.	15 bis 120 (240) Min.

Quelle: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung, Ulrich Keymer, September 2013

Merit-Order-Effekt⁸⁾

Die Merit-Order ist die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt wird. Dabei werden zuerst die günstigsten Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage aufgeschaltet, das letzte Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, bestimmt den Preis.

Der Merit-Order Effekt ist die Verdrängung teuer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt eines Kraftwerks mit geringeren variablen Kosten.

Dieser Effekt ist v.a. bei erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null zu beobachten. Beispielsweise sind die Großhandelstrompreise in Zeiten hoher Wind- oder PV-Einspeisung (auch empirisch) niedriger als in Zeiten geringer Einspeisung. Die Höhe des Effektes hängt neben der Höhe der Einspeisung auch von der Stromnachfrage und der Steigung der Merit-Order-Kurve ab, die von den Technologien und Brennstoffpreisen beeinflusst wird.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer

Gruppenleiter Bedarfsorientierte Energieproduktion mittels Biomasse

Bereich Bioenergie-Systemtechnik, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Königstor 59, 34119 Kassel

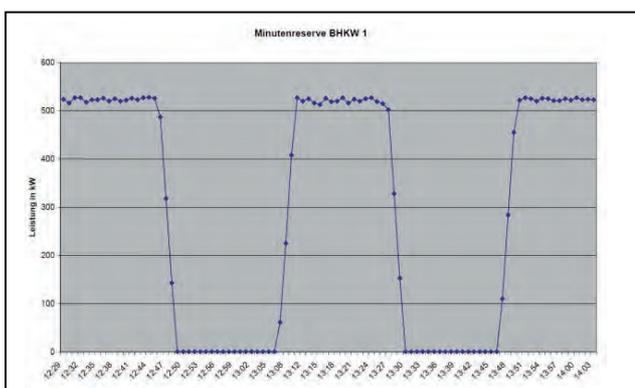
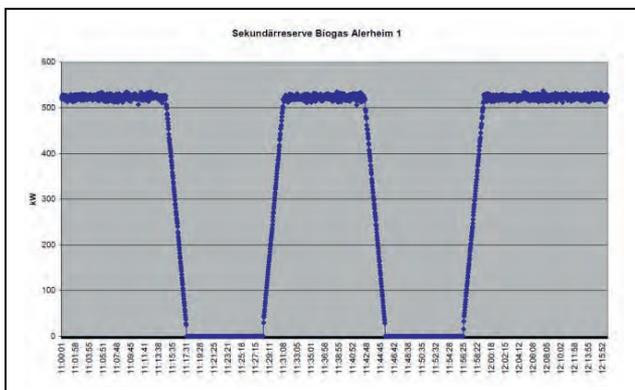
Uwe.Holzhammer@iwes.fraunhofer.de

2.2.3 Präqualifikation:

Informationen von Uwe Holzhammer, Fraunhofer IWES, Kassel

Um an der Ausschreibung zur Bereitstellung von Regellenergie teilnehmen zu dürfen, müssen die Anbieter sich am Präqualifikationsverfahren beteiligen. Dabei müssen die Vermarkter nachweisen, dass sie in der Lage sind, die Anforderungen für die Erbringung der Minutenreserveleistung und der Sekundärreserveleistung erfüllen zu können. Hierüber wird ein Rahmenvertrag mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber geschlossen. Auch die Biogasanlage muss hierfür einen Nachweis erbringen.

Grafiken: Präqualifikation der Biogasanlage mittels Nachfahren eines Doppelhöckerkurve



3. Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell und die Kombination mit Regelenergieproduktion

Beitrag erstellt von Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen



Grafik: NEXT Kraftwerke GmbH

Die Direktvermarktung bietet eine gute Möglichkeit eine Biogasanlage wirtschaftlich besser zu stellen. Es gibt viele Biogasanlagen im Bestand für die eine Umstellung mit verhältnismäßig geringem Aufwand möglich ist. Der Ausstieg aus der sicheren EEG-Vergütung in die Direktvermarktung und Regelenergieproduktion birgt gewisse Risiken. Vor der Umstellung ist eine umfassende Beratung und Information unerlässlich.

Noch zu bedenken ist, dass Anlagen mit einer hohen Wärmenutzung ggf. mit Puffern nachzurüsten sind. Die Puffer werden in den Stunden der höheren Leistung beladen um die Stunden der geringeren Leistung zu überbrücken. Auch bei negativer Regelleistung, wenn die BHKW's aus sind, kann dies der Fall sein.

Von einer Veränderung der Fütterung der Anlage im Tagesverlauf wird aufgrund der empfindlichen Gärbiologie abgeraten. Das Risiko der negativen Beeinflussung, vor allem der empfindlichen Methanbakterien, sollte nicht in Kauf genommen werden.

Es gibt verschiedene Stromprodukte. Grundsätzlich muss man zwischen der Vermarktung an der Börse und der Teilnahme an der Regelenergiebereitstellung unterscheiden. In der Praxis wird meist eine Kombination aus beiden Formen umgesetzt.

3.1. Voraussetzungen für die Marktprämie

Beitrag erstellt in Kooperation mit Rechtsanwalt Dr. Florian Valentin, Berlin

Der Biogasstrom wird nicht mehr im Rahmen des EEG an den Energieversorger abgegeben. Der Strom wird an einen Händler verkauft. Der Händler verkauft diesen Strom an der Börse. Der durchschnittliche Börsenpreis liegt jedoch weit unter der EEG-Vergütung. Diese Differenz wird durch die Marktprämie vom Netzbetreiber ausgeglichen. Verkauft der Händler den Biogasstrom teurer als der Durchschnitt, also zu Spitzenzeiten, kommt ein Mehrerlös heraus. Dieser Mehrerlös geht zu bestimmten Anteilen an den Händler und den Biogasbetreiber.

Voraussetzungen für die Marktprämie

Quelle: Rechtsanwalt Dr. Florian Valentin, Berlin (Vortrag 22. Jahrestagung Fachverband Biogas e. V.)

- Der Strom muss in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist und von einem Dritten abgenommen werden. Der Lieferant darf nicht der Abnehmer sein, sonst wäre es Eigenverbrauch
- Alle Anlagen, die über einen Messpunkt laufen, müssen auf die gleiche Weise direkt vermarktet werden.
- Der vermarktete Strom darf nicht als Grünstrom vermarktet werden, d.h. es dürfen keine Herkunftsnachweise erteilt werden.
- Der Strom muss alle Voraussetzungen für den Erhalt der EEG-Vergütung erfüllen!
- Die Anlagenleistung (bei Anlagenleistung über 100 kW) muss vom Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar abrufbar und die Leistung bei Netzüberlastung reduzierbar sein.
- Die Einspeisung muss ¼-stündlich gemessen und bilanziert werden.
- Es darf kein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen werden.
- Der Strom muss in einem Bilanzkreis bilanziert werden.
- Die Direktvermarktung ist nur monatsweise möglich.
- Der Wechsel aus der EEG-Vergütung zur Direktvermarktung und wieder zurück muss bis zum letzten Kalendertag des Vormonats mitgeteilt werden (z. B. bis zum 31.1. bei Wechsel in die Direktvermarktung zum 1.3.)
- Der Strom kann auch anteilig zur Inanspruchnahme der EEG-Vergütung eingespeist und im Übrigen direkt vermarktet werden. Voraussetzung hierfür ist, dass dem Netzbetreiber die entsprechenden Prozentsätze mitgeteilt werden und diese nachweislich eingehalten werden.
- Der Anlagenbetreiber muss dem Netzbetreiber bis zum 10. Werktag des Folgemonats die eingespeiste und die an den Dritten gelieferte Strommenge mitteilen.

Die Vermarktung von Strom außerhalb des EEG sorgt für einen erhöhten Arbeitsaufwand. So muss z. B. mehr Papierarbeit erledigt werden. Dieser Aufwand soll durch die Managementprämie ausgeglichen werden. Wird Strom aus Biogas direkt vermarktet, so wird lt. EEG 2012 vom Netzbetreiber die Marktprämie gezahlt. Bei Verstößen gegen die Anforderungen drohen drastische Sanktionen⁶⁾. Dies kann den Verlust der Marktprämie für den Zeitraum des Verstoßes plus 3 bis max. 6 Monate zur Folge haben⁶⁾.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Dr. Florian Valentin
von Bredow Valentin Partnerschaft von Rechtsanwälten
Littenstraße 105
10179 Berlin
T: +49-(0)30-8092482-20
Mail: valentin@vonbredow-valentin.de
www.vonbredow-valentin.de

3.2 Direktvermarktung und Vertragsgestaltung – Was gilt es zu beachten?:

Beitrag erstellt von Rechtsanwalt Dr. Helmut Loibl, psl&p Rechtsanwälte

Irrtümer bei der EEG Direktvermarktung

Während der Direktvermarktung bleibt die Anlage komplett im EEG, es müssen alle dortigen Vergütungsvoraussetzungen eingehalten werden. So dürfen etwa auch während der Direktvermarktung keine Abfallstoffe eingesetzt werden, um den NawaRo-Bonus nicht endgültig zu verlieren, ebenso müssen andere Vorgaben wie etwa die Teilnahme am Einspeisemanagement oder das Bereithalten einer Gasfackel oder sonstigen zusätzlichen Verbrauchseinrichtung ab 01.01.2014 eingehalten werden.

Probleme nach dem EEG

Alle Anlagen, die über eine gemeinsame Messeinrichtung verfügen, müssen auch an der Direktvermarktung teilnehmen.

Beispiel für einen Irrtum aus der Praxis:

Ein Anlagenbetreiber mit 800 kW meint er könne 500 kW nach dem EEG (höhere Grundvergütung) verkaufen und die übrigen 300 kW direkt vermarkten.

Aber: Das ist eindeutig falsch!

Der Betreiber kann sich nicht aussuchen welche Kilowattstunde direkt vermarktet wird und welche übers EEG vergütet wird. Es muss eine prozentuale Aufteilung erfolgen!

Die Flexibilitätsprämie setzt zudem voraus, dass der gesamte in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet wird. Das bedeutet, dass weder der Strom für die eigenen Rührwerke, noch für den landwirtschaftlichen Betrieb, noch für sonstige Verbraucher abgezweigt werden darf. Wer einen solchen Fall der Überschusseinspeisung hat, kann im Ergebnis keine Flexibilitätsprämie erhalten.

Probleme mit dem Vertrag

Die größten Probleme bereitet grundsätzlich der Vertrag mit demjenigen, der den Strom abkaufen möchte. Üblicherweise wird dies ein Stromhändler sein, der ein fertiges Vertragsmuster vorlegt. Da der Anlagenbetreiber seine gesetzlich abgesicherte EEG-Vergütung gegen einen grundsätzlich solventen Netzbetreiber hier gegen einen vertraglichen Anspruch gegenüber einer in der Regel haftungsbegrenzten Gesellschaft tauscht, muss dieser Vertrag zwingend geprüft werden. Der Anreiz für den Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung besteht darin, dass er letztlich mehr erwirtschaftet (über Strompreis, Markt- und Flexprämie) als nach der festen EEG-Vergütung. Sofern die Vertragsklausel zum Preis für den Anlagenbetreiber nicht verständlich ist (z.B. Formulierungen wie „Marktwert zzgl. 50 % der Managementprämie“), muss die Regelung so formuliert werden, dass sie klar und für alle verständlich ist. Hierbei können Berechnungsbeispiele helfen.

Das Hauptproblem besteht jedoch nicht in der Vereinbarung des Kaufpreises, sondern in dessen Absicherung: Sofern nicht an einen großen Energieversorger verkauft wird, dessen Solvenz nicht ernsthaft in Frage steht, muss für mindestens 3 Monate eine Absicherung gegeben werden. Der Höhe nach ist das abzusichern, was vom Vertragspartner begehrt wird (also in der Regel nicht Markt- und Flexprämie, die kommen grundsätzlich vom Netzbetreiber). Die Absicherung sollte über eine Bürgschaft oder Zahlungsgarantie einer in Deutschland sitzenden Bank erfolgen. Drei Monate sind abzusichern, weil die Rückmeldung zum EEG immer erst zum übernächsten Monat möglich ist. Wer also im Januar direkt vermarktet, sollte im Februar sein Geld erhalten. Kommt das nicht, muss sogleich eine Nachfrist gesetzt und gegebenenfalls der Vertrag gekündigt werden, damit dann zum 1.4. die EEG-Vergütung sichergestellt ist. In diesem Fall würde die 3-Monats-Bürgschaft ausreichen. In der Praxis wird nicht selten auf entsprechende Nachfrage eine Musterbürgschaft vorgelegt, die rechtlich nicht zu beanstanden ist.

Sofern jedoch im Vertrag nicht vereinbart wird, dass genau eine solche Bürgschaft vorzulegen ist, kann jede andere Sicherheit – je nach dem, was im Vertrag geregelt ist – erbracht werden, also etwa auch die Bürgschaft einer anderen GmbH, einer südamerikanischen Bank etc.

Ein weiterer heikler Punkt ist die Frage, wann die Sicherheit vorliegen muss: Sowohl der Anlagenbetreiber als auch der Direktvermarkter haben es in der Regel eilig, am besten soll sofort mit Vertragsabschluss in die Direktvermarktung gewechselt werden. Zu diesem Zeitpunkt liegt aber meist keine Sicherheit vor. Hiervor ist zu warnen, der Anlagenbetreiber befindet sich damit für mindestens einen, z.T. mehrere Monate in der Direktvermarktung, ohne jedoch überhaupt eine Sicherheit zu haben. **Hier ist dringend anzuraten, dass eine Ummeldung in die Direktvermarktung erst erfolgen darf, wenn die Sicherheit vorliegt!**

Ein Beispiel:

Im Vertrag steht, dass zum 25. des Folgemonats zu zahlen ist, an anderer Stelle schreibt der Vertrag vor, dass bei Zahlungsverzug eine Nachfrist von 14 Tagen zu setzen ist. Mit dieser Regelung läuft der Anlagenbetreiber in ein erhebliches Risiko, wie folgendes Beispiel zeigt: Im Januar wurde direkt vermarktet, das Geld müsste am 25.2. auf dem Konto sein. Ist es das nicht, muss der Anlagenbetreiber sogleich handeln und die Nachfrist setzen, laut Vertrag zum Beispiel 14 Tage. Nach Fristablauf – zwischenzeitlich ist März – kann und muss der Anlagenbetreiber den Vertrag kündigen und sich zurück in die EEG-Vergütung melden. Da jetzt aber schon März ist, kann er erst zum 1.5. zurückmelden. Damit steht evtl. die Zahlung von 4 Monaten aus, die Sicherheit reicht aber nur für 3 Monate. Die vertraglichen Fristen müssen also zwingend so gestaltet sein, dass sie zur Dauer der Sicherheit passen. Wie dieses Beispiel im Übrigen zeigt, muss der Anlagenbetreiber sofort handeln: **bleibt er untätig, wenn er keine Zahlung erhält, erhöht er sein Risiko immens.**

In vielen Verträgen, die meist zunächst zum Jahresende geschlossen werden, ist eine automatische Verlängerung enthalten, sofern sie nicht vorher gekündigt werden. Sofern keine entsprechende Regelung im Vertrag enthalten ist, läuft jedoch häufig die Sicherheit einfach aus, d.h. **der Vertrag verlängert sich dann zwar für ein Jahr, die Sicherheit jedoch nicht.** Das ist unbedingt zu vermeiden. **Kritisch ist häufig zudem die Frage, ob eine 3-Monats-Sicherheit überhaupt ausreicht.**

Aber nicht alle Risiken des Vertrags sind offensichtlich. In fast allen Verträgen geht man vom Marktprämienmodell aus, d.h. der Netzbetreiber zahlt mit der Marktprämie den Hauptteil der Vergütung aus, der Vertragspartner zahlt beispielsweise nur ca. 5 Ct/kWh laut Vertrag, auf diese 5 Ct/kWh wird auch die Höhe der Sicherheit ausgerichtet.

In nicht wenigen Verträgen ist jedoch irgendwo zu lesen, dass der Stromhändler frei entscheiden darf, welche Form der Direktvermarktung gewählt wird. Meldet der Stromhändler also die Anlage vom Marktprämienmodell ab und im Grünstromprivileg an, handelt er völlig korrekt, das darf er nach dem geschlossenen Vertrag. Zahlt er weiterhin seine 5 Ct/kWh, handelt er ebenso korrekt, ihm ist nichts vorzuwerfen. Die einzige Konsequenz der Abmeldung aus der Marktprämie trifft den Anlagenbetreiber: er verliert die Markt- und Flexprämie, also in der Regel mehr als $\frac{3}{4}$ seiner Stromvergütung. Wie dieses Beispiel zeigt, stecken die Hauptprobleme des Vertrages häufig im Detail.

Fazit

Es ist festzuhalten, dass die EEG-Direktvermarktung eine interessante Möglichkeit für Biogasanlagenbetreiber darstellt, ein Mehr an Vergütung zu erlangen. Wer sich hier flexibel zeigt und darum bemüht ist, auch über Fahrplangeschäfte, Regelenergie etc. aktiv am Stromverkauf teilzunehmen, kann hier einen deutlichen Umsatzzuwachs generieren. Allerdings ist dies letztendlich auch mit nicht unerheblichen Risiken verbunden. Hier erscheint eine juristische Begleitung unabdingbar.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Dr. Helmut Loibl
Rechtsanwalt
Fachanwalt für Verwaltungsrecht

Prinz-Ludwig-Str. 11
93055 Regensburg
Tel 0941 585710
Fax 0941 5857114
Mail info@paluka.de
Web www.paluka.de



3.3 Marktprämienmodell mit Managementprämie

Beitrag erstellt von Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

Die Umstellung zur Direktvermarktung kann in drei Stufen erfolgen. Je höher die Stufe, desto mehr muss, je nach Ausgangslage, an der Anlage und im Management verändert werden.

1. Stufe: Das Marktprämienmodell mit Managementprämie

Beim Marktprämienmodell wird der Strom über einen Händler vermarktet. Dieser Strom kann an der Börse oder an Großabnehmer verkauft werden. Der Biogasbetreiber meldet am Vortag die Leistung seiner Anlage für den Folgetag. Die Meldung kann auch dauerhaft eingetragen sein und muss nur bei Änderungen der Leistung angepasst werden. Es werden geplante Stillstandzeiten angegeben und z. B. die Dauer der Wartungsarbeiten abgeschätzt. Ungeplante Ausfälle bleiben i.d.R. ohne Folgen für den Biogasbetreiber. Er ist nur verpflichtet ungeplante Störungen, in einem wirtschaftlich vertretbaren Maß, schnellstmöglich zu beheben. Eine Regelung der Anlage ist in dieser Stufe nicht erforderlich.

Die Vergütung des Biogasbetreibers setzt sich nach der Umstellung wie folgt zusammen:

Vergütung = Monatsmittelwert Strombörse + Marktprämie (inkl. Managementprämie)

Marktprämie MP = Einspeisevergütung EV – Referenzmarktwert $RW_{\text{steuerbare}}$

$$RW_{\text{steuerbare}} = MW_{\text{EPEX}} - P_{\text{M(steuerbare)}}$$

Referenzmarktwert ($RW_{\text{steuerbare}}$)

= energieträgerspezifischer Referenzmarktwert_{Lsteuerbare}

Diesen Wert erhält man für jeden Monat im Internet unter:

<http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm>

Monatsmittelwert der Strombörse EPEX Spot ($MW_{\text{steuerbare}}$): Hierfür wird der jeweilige rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Cent pro Kilowattstunde herangezogen. Dieser betrug z.B. im Mai 2013 3,206 Cent/kWh.

Der Betreiber erhält folgende Zahlungen:

1. Vom Händler: Vergütung in Höhe des Monatsmittelwertes der Strombörse EPEX Spot
2. Vom Netzbetreiber: Vergütung der Marktprämie inkl. der Managementprämie

Marktprämie: Um dem Biogasbetreiber die Sicherheit einer festen Vergütung zu geben wird die Marktprämie gezahlt. Die Höhe der Marktprämie richtet sich nach der jeweiligen EEG-Vergütung der Biogasanlage und der Höhe des Monatsmittelwertes an der Strombörse. **Die Marktprämie sorgt für konstante Einnahmen in Höhe der EEG-Vergütung der Biogasanlage.**

Managementprämie ($P_{M\text{steuerbare}}$): Für den zusätzlichen Arbeitsaufwand, den die Einspeiseprognose verursacht, erhält der Biogasbetreiber einen Anteil der Managementprämie. Ebenso werden mit dieser Prämie u.a. die Kosten für die Börsenzulassung, die Handelsanbindung und die Prognose sowie die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose gedeckt.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Abgabe einer Einspeiseprognose wichtig, da die Übertragungsnetzbetreiber mit einer bestimmten Leistung kalkulieren können und somit Ausgleichskosten sparen, was sich auf die Stromkosten auswirkt.³⁾

Höhe der Managementprämie:

Jahr	Höhe in Ct/kWh
2012	0,3
2013	0,275
2014	0,25
ab 2015	0,225

Beispiel:

Eine Biogasanlage mit 300 kW und 8.000 Volllaststunden produziert pro Jahr 2,4 Mio. kWh. Der Zusatzerlös aus der Managementprämie beträgt 6.600 € in 2013. Es erfolgt eine prozentuale Aufteilung der Managementprämie zwischen Händler und Biogasbetreiber.

3.4 Marktprämie und Regelenergieproduktion

Beitrag erstellt von Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

2. Stufe: Das Marktprämienmodell mit Teilnahme am Regelenergiemarkt

Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt wird eine fernsteuerbare Regelungseinheit in die Anlage eingebaut. Diese Regelungseinheit wird der Abregelungseinheit, im Zuge des Einspeisemanagements, durch den Netzbetreiber nachgeschaltet.

Vergütung = Monatsmittelwert Strombörse + Marktprämie (inkl. Managementprämie)

+ Mehrerlöse aus Regelenergie

Mehrerlöse: Der Händler nimmt an einer Ausschreibung teil und vermarktet Regelenergie. Dem Biogasbetreiber wird ein Leistungspreis für die Bereitstellung von Regelenergie bezahlt und bei Abruf ein Arbeitspreis für jede Kilowattstunde.

Der Betreiber erhält folgende Zahlungen:

1. Vom Händler: Vergütung in Höhe des Monatsmittelwertes der Strombörse EPEX Spot
2. Vom Netzbetreiber: Vergütung der Marktprämie inkl. der Managementprämie
3. Vom Händler: Vergütung der Mehrerlöse aus dem Verkauf von Regelenergie

3.5 Marktprämie und Flexibilitätsprämie

Beitrag erstellt von Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

3. Stufe: Das Marktprämienmodell mit Flexibilitätsprämie

**Vergütung = Monatsmittelwert Strombörse + Marktprämie (inkl. Managementprämie)
+ Mehrerlöse Strombörse (+ evtl. Mehrerlöse Regelenergie)**

Ergänzend zur Marktprämie kann der Biogasbetreiber vom Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung erhalten. Der technische Aufwand zur Umstellung ist für jede Anlage unterschiedlich.

Eine Prüfung, ob es sich für eine Biogasanlage rechnet die Flexibilitätsprämie zu beantragen, ist daher auf jeden Fall ratsam!

Rechtliche Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie

Quelle: Dipl. Ing. (FH) Harald Heintl und Dipl. Ing. (FH) Thorsten Grantner, Omnicert GmbH

Gemäß § 33i des EEG 2012 sind folgende Voraussetzungen zu erfüllen:

- ✓ Der Stromverbrauch darf nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe stattfinden und es muss die Durchleitung des Stroms durch das öffentliche Netz erfolgen.
- ✓ Der **gesamte** in der Anlage erzeugte Strom ist direkt zu vermarkten (bedeutet: Volleinspeisung) und für diesen Strom muss unbeschadet des § 33e Satz 1 EEG 2012 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 bestehen, der nicht nach § 17 verringert ist.
- ✓ Es dürfen keine vermiedenen Netzentgelte in Anspruch genommen werden.
- ✓ Die Bemessungsleistung beträgt mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung.
- ✓ BHKW und Gasspeichervolumen müssen plausibel aufeinander abgestimmt sein .
- ✓ Die Anlage muss ggf. über ein gasdichtes Endlager verfügen.
- ✓ Eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung muss vorhanden sein.
- ✓ Das gasdichte System muss ggf. eine Verweilzeit von mind.150 Tagen ermöglichen (Einzelfallprüfung, trifft nur für wenige Anlagen zu)
- ✓ Die Regeltechnik muss auf 1/4 –stündliche Bilanzierung und Messung der IST-Einspeisung ausgelegt sein

Was muss gemacht werden?

- Den Standort und die installierte Leistung, sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie übermitteln.
- Meldung bei der Bundesnetzagentur machen.
- Zuverlässigen Vermarkter suchen
- Einen Umweltgutachter (Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien) bestellen, für den Nachweis, dass die Anlage technisch für die flexible Stromproduktion geeignet ist
- Es ist, je nach Fahrplan denkbar, zur Flexibilitätsprämie Regelenergie bereit zu stellen und somit Mehrerlöse aufgrund der Bereitstellung und bei einem evtl. Abruf zu erzielen.

Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird jährlich berechnet. Monatlich werden Abschlagszahlungen gezahlt.

Im Rahmen des Flexibilitätsprämienmodelles kann die Biogasanlage technisch auf einen zukunftsfähigen Betrieb für die Zeit nach dem EEG umgebaut werden. Die Anlage fährt einen vorher vereinbarten Fahrplan nach. Der Strom wird an der Strombörse vermarktet. Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist die Teilnahme am Marktprämienmodell.

Die Meldung erfolgt über die Bundesnetzagentur und anschließend beim Netzbetreiber. Die Flexibilitätsprämie wird für **10 Jahre** gezahlt und **Fristbeginn ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung folgenden Kalendermonats**. Das Formular für die Meldung befindet sich im Anhang.

Besonders für Anlagen, die ihre Leistungen nicht voll ausfahren, kann der flexible Anlagenbetrieb eine lukrative Angelegenheit sein.

Berechnung der Flexibilitätsprämie:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} * KK * 100}{P_{Bem} * 8760}$$

Ergebnis in der Einheit Cent/kWh

$$P_{Zusatz} = P_{Inst.} - (f_{Korr} * P_{Bem})$$

Vereinfachte Formel zur Berechnung:

$$P_{inst} - (1,1 * P_{Bem}) = P_{Zusatz} * 130 \text{ €/kW}$$

Ergebnis in der Einheit €/a

f_{Korr} = Korrekturfaktor bei Biogas **1,1** (bei Biomethan 1,6)

KK Kapazitätskomponente = 130 €/kW

P_{Bem} = Bemessungsleistung = erzeugte kWh im Jahr/8760 h

Bsp.: Eine Anlage hat 500 kW installiert und hatte im Kalenderjahr 7000 Volllaststunden. Es wurden somit 3.500.000 kWh erzeugt.

Die Bemessungsleistung errechnet sich dann wie folgt: 3.500.000 kWh / 8760 h = 400 kW

$P_{Install}$ = installierte Leistung, elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ständig und unbeschadet technisch leisten kann.

Die Umstellung der Biogasanlage ist mit einem technischen und organisatorischen Aufwand verbunden. So muss die Anlage bestimmte Voraussetzungen für den Betrieb erfüllen und diese Vorgaben müssen von einem Umweltgutachter bestätigt werden.

Auch ist die Bank im Vorfeld einer Umstellung bei jedem Ausstieg aus der regulären EEG-Vergütung zu kontaktieren. Die Empfehlung einer Bank ist unter 4.2 nach zu lesen.

Der Betreiber erhält folgende Zahlungen:

1. Vom Händler: Vergütung in Höhe des Monatsmittelwertes der Strombörse EPEX Spot
2. Vom Netzbetreiber: Vergütung der Marktprämie inkl. der Managementprämie
3. Vom Händler: Vergütung der Mehrerlöse aus dem Stromverkauf (Börse und ggf. Regelenergie)
4. Vom Netzbetreiber: Auszahlung der Flexibilitätsprämie nach Vorlage aller notwendigen Unterlagen

Es ist außerdem vertraglich zu vereinbaren, dass der Betreiber in jedem Fall mindestens die EEG-Vergütung erhält, auch wenn der Vermarkter den Strom unter dem Mittelwert des Strombörsenpreises vermarktet.

Beispiel für Voraussetzungen zur Flexibilitätsprämie aus der Praxis:

Eine Biogasanlage fährt eine durchschnittliche Leistung von 350 kW (= Bemessungsleistung P_{Bem}). Erweiterungen in der Vergangenheit haben dazu geführt, dass am Standort 450 kW installiert und genehmigt sind. Für die Erweiterung der Leistung sind somit keine weiteren Investitionen notwendig. Es muss lediglich eine Koppelbox installiert und evtl. die Steuerung umgestellt werden. Somit halten sich die Investitionskosten in Grenzen.

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{Inst.}} - (f_{\text{Korr}} * P_{\text{Bem}})$$

$$P_{\text{Zusatz}} = 450 \text{ kW} - (1,1 * 350 \text{ kW}) = 65 \text{ kW}$$

$$FP = \frac{P_{\text{Zusatz}} * KK * 100}{P_{\text{Bem}} * 8760}$$

$$FP = \frac{65 \text{ kW} * 130 \text{ €/kW} * 100}{350 \text{ kW} * 8760 \text{ h}} = \frac{845.000}{3.066.000} = 0,2756 \text{ Cent/kWh}$$

$$FP = 350 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,2756 \text{ Cent/kWh} = 844.989,6 \text{ Cent/a} = 8.450 \text{ Euro/a}$$

Die Zahlung der Flexibilitätsprämie erfolgt auf 10 Jahre: $FP = 8.450 * 10 \text{ a} = \mathbf{84.500 \text{ €}}$

Es handelt sich um Zusatzeinnahmen für den Zeitraum von 10 Jahren in Höhe von 84.500 €, welche der Anlage zu Gute kommen. **Biogasbetreiber sollten prüfen, ob an ihrem Betrieb auch solche Voraussetzungen vorliegen. Eine Beratung zur Umstellung wäre in diesem Fall sinnvoll.**

3.4 Wirtschaftlichkeit

Beitrag erstellt von Hannes Geitner, AELF Nördlingen

Grundsätzlich muss die Wirtschaftlichkeit des Betriebs einer Biogasanlage mit Flex-Prämie für jede Biogasanlage individuell geprüft und entschieden werden.

Wirtschaftlichkeitsbeispiel 1: Biogasanlage mit 760kW installierter Leistung

Eine Biogasanlage wird mit zwei BHKW's (2x380kW) mit 8000 Vollaststunden und einer durchschnittlichen Einspeiseleistung von 694 kW betrieben. In Zukunft soll die Biogasanlage mit einer Bemessungsleistung von 500 kW im Jahr betrieben werden und den Strom flexibel in das Stromnetz einspeisen. Es handelt sich um eine NaWaRo-Anlage mit Gülle-, NaWaRo- und Emissionsbonus (Inbetriebnahmejahr 2009). Die Investitionskosten der Anlage betragen ca. 3.000 €/kW netto. Die Anlage verfügt über Gashauben, so dass keine zusätzlichen Gasspeicher errichtet werden müssen. Für die Umrüstung zum Flex-Betrieb werden jedoch zusätzlich 30.000 € in Steuerungstechnik, und Umbauten am BHKW (Erwärmung in Stillstandszeiten) investiert. Ein Aktivkohlefilter wurde für diese Anlagengröße vorausgesetzt, ansonsten müsste ein solcher ebenfalls nachgerüstet werden, um eine starke Korrosion im Abgasbereich des BHKW zu verhindern. Die Kosten für den Mais wurden mit 41 €/t FM angesetzt. Im Flex-Betrieb ist geplant, dass ein BHKW konstant betrieben wird und das zweite BHKW zeitweise mit voller Leistung dazu oder weggeschaltet wird.

Substratbedarf:

	Dauer-Betrieb 760 kW	Flex-Betrieb 500 kW P_{Bem}
Maissilage	240,0 ha	165 ha
Grassilage	9,0 ha	9,0 ha

Durch den Flex-Betrieb kann der rechnerische Substratbedarf (nach KTBL Standardgasausbeuten +10%) deutlich reduziert werden. Bei einem durchschnittlichen Ertrag von 200 dtTM Mais pro ha bedeutet dies ca. 75 ha weniger Flächenbedarf. Wird die Anlage jedoch an der Leistungsgrenze betrieben, ist sogar mit einer noch größeren Einsparung an Silage im Flex-Betrieb zu rechnen. Durch die geringere Fütterung im Flex-Betrieb sinkt die Raumbelastung im Fermenter-System, verbunden mit längeren Verweilzeiten, so dass eine steigende Gasausbeute zu erwarten ist.

Stromeinnahmen (Inbetriebnahmejahr 2009):

		Dauerbetrieb 760 kW (Überschusseinspeisung)	Flex-Betrieb ca. 500 kW P_{Bem} . (Volleinspeisung)
Stromeinspeisung gesamt		5.590.511 kWh	4.398.231 kWh
Vergütungen EEG 2009			
- bis 150 kW	23,67 Ct/kWh	311.024 €	311.024 €
- bis 500 kW	18,17 Ct/kWh	557.399 €	557.399 €
- über 500 kW	12,25 Ct/kWh	148.288 €	2.233 €
- Management-Prämie	z. B. 0,16 Ct/kWh	8.945 €	7.037 €
- Flex-Prämie $P_{Inst.} = 760 \text{ kW}; P_{Bem} = 502 \text{ kW}$			26.974 €
Einnahmen aus Stromverkauf		1.025.655 €	904.667 €

Durch den Flex-Betrieb sinken die Einnahmen aus dem Stromverkauf recht deutlich um ca. 180.000 €/Jahr. Zusätzliche Einnahmen durch die Teilnahme an der Regelenergie sowie der, an HT/NT angepassten Einspeisung von Strom im Flex-Betrieb wurden nicht berücksichtigt.

Betrieb der Biogasanlagen und betriebswirtschaftlicher Vergleich:

Beim betriebswirtschaftlichen Vergleich muss deutlich differenziert werden, in welchem Betriebszustand die 760kW Anlage im Dauerbetrieb läuft. Wird diese Biogasanlage an der Leistungsgrenze betrieben, so dürften die Effekte durch die geringere Intensität auf den Betrieb und die Betriebskosten im Flex-Betrieb sehr deutlich sein.

Neben der besseren Substratausnutzung ist zu erwarten, dass der Betreuungsaufwand trotz einem gewissen Mehraufwand durch den Flex-Betrieb deutlich zurückgeht, ebenso wie der Wartungsaufwand. Im Grenzlastbereich wird die Technik extremer belastet, was sich auf die Reparaturkosten auswirkt. Gleichzeitig ist der Betreuungs- und Überwachungsaufwand deutlich höher als bei einer geringeren Anlagenauslastung.

Der Eigenstrombedarf der Biogasanlage dürfte zwischen Grenzlast-Dauerbetrieb und Flex-Betrieb, bezogen auf den erzeugten Strom, prozentual annähernd gleich bleiben, während er im Vergleich zu einer Anlage, die entsprechend ihrer Dauerleistung ausreichend groß dimensioniert ist ansteigen dürfte. Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit einer Anlage im Grenzlastbereich mit dem Flex-Betrieb verglichen werden. Hierbei wurde mit üblichen Ansätzen bei Abschreibung, Reparaturen etc. gerechnet.

Um dem höheren Verschleiß des BHKW's im Flex-Betrieb Rechnung zu tragen, wurden die Reparaturkosten für dieses BHKW um 14 % erhöht. Abschreibung, Zinsansätze und sonstige variable Kosten wurden für beide Varianten gleich angesetzt.

Ein durch den Taktbetrieb evtl. möglicher längerer Abschreibungszeitraum des zweiten BHKW wurde nicht berücksichtigt, ebenso wie eine bessere Gasausbeute durch längere Verweilzeiten. Unberücksichtigt blieb auch, dass durch den geringeren Futterbedarf im Flex-Betrieb tendenziell die weiter entfernt liegenden Flächen nicht mehr benötigt werden und daher die Transportkosten bei der Silage-Ernte sinken.

Für Biogasanlagen, die über einen ausreichend großen Trafo, Gasspeicher und evtl. sogar über eine effektive Entschwefelungstechnik (Aktivkohlefilter) verfügen, bietet die Flex-Prämie eine interessante Entwicklungsmöglichkeit die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu steigern. Bei größeren zusätzlichen Investitionen für die Flex-Prämie muss die Wirtschaftlichkeit individuell geprüft werden.

Insgesamt bieten die Flex-Prämie und auch der Einstieg in die Direktvermarktung/Regelenergie eine interessante Möglichkeit eine Biogasanlage mit Förderung durch das EEG auf die zukünftigen Anforderungen im Strommarkt anzupassen. Dadurch kann auf Entwicklungen im Strom- und auch Substratmarkt flexibler reagiert und die Wirtschaftlichkeit optimiert bzw. gesteigert werden. Die flexible Stromproduktion und die Bereitstellung von Regelenergie ist der große Joker der Biogaserzeugung innerhalb der erneuerbaren Energien. Zudem wird dieses „Feld“ bisher allein von den großen Energieerzeugern beherrscht.

Kosten- und Leistungsrechnung bei Dauerbetrieb 760 kW (Grenzlast)			
Betreuung gesamt	8,5	Std./Tag	
Lohnansatz	15	€/h	46.538 €
Zinsansatz	3,5	% Zins	39.900 €
AfA			178.077 €
Wartung			98.193 €
Eigenstromverbrauch 8% (Überschusseinspeisung)		486.131 kWh/a	
Versicherung	0,5 % der Nettokosten		10.260 €
Zusätzliche Kosten (var. Kosten Gülletransport)			8.840 €
Kosten Gutachter/Beratung usw.			4.000 €
Einbringkosten Silage (z.B. Kosten Radlader)	40€/h Maschinenkosten	60min/Tag Fütterung	14.600 €
Lohnansatz Gülletransport	54 h/a	15 €/h	1.611 €
Gesamtkosten Biogasanlage/Jahr			402.019 €
Marktleistung der Biogasanlage (Stromverkauf, Strom- und Heizkosteneinsparung, Entsorgungseinnahmen, Düngerwert)			1.025.655 €
Variable Kosten Biogasanlage			135.893 €
Substratkosten			526.320 €
Gesamtdeckungsbeitrag der Biogasanlage			363.442 €
Feste Kosten/Jahr			217.977 €
Gewinn/Jahr			145.465 €
Lohnkosten/Jahr			48.149 €
Unternehmergewinn/Jahr bei Fremdfinanzierung			97.316 €
Kosten- und Leistungsrechnung bei Flex-Betrieb ca. 500 kW Bemessungsleistung			
Betreuung gesamt	6,5	Std./Tag	
Lohnansatz	15	€/h	35.588 €
Zinsansatz	3,5	% Zins	40.425 €
AfA			181.093€
Wartung			90.677 €
Eigenstromverbrauch bei Volleinspeisung (8%)	17,0 Cent/kWh	351.858 kWh/a	59.816 €
Versicherung	0,5 % der Nettokosten		10.395 €
Zusätzliche Kosten (var. Kosten Gülletransport)			8.840 €
Kosten Gutachter/Beratung usw.			4.000 €
Einbringkosten Silage (z.B. Kosten Radlader)	40€/h Maschinenkosten	50min/Tag Fütterung	12.167 €
Lohnansatz Gülletransport	54 h/a	15 €/h	1.611 €
Gesamtkosten Biogasanlage/Jahr			444.611 €
Marktleistung der Biogasanlage (Stromverkauf, Strom- und Heizkosteneinsparung, Entsorgungseinnahmen, Düngerwert)			904.667 €
Variable Kosten Biogasanlage			185.894 €
Substratkosten			363.446 €
Gesamtdeckungsbeitrag der Biogasanlage			355.326 €
Feste Kosten/Jahr			221.518 €
Gewinn/Jahr			133.808 €
Lohnkosten/Jahr			37.199 €
Unternehmergewinn/Jahr bei Fremdfinanzierung			96.610 €

Trotz der um rund 180.000 €/Jahr gesunkenen Einspeisevergütung beträgt die Differenz beim Gewinn nur noch rund 10000-12000 €/Jahr, während der Unternehmergewinn (bei 15 €/h Lohnansatz!) im Flex-Betrieb annähernd gleich hoch ist wie im Dauerbetrieb. Werden zusätzlich noch die oben erwähnten unberücksichtigten Faktoren mit bewertet, ist im Flex-Betrieb ein besseres betriebswirtschaftliches Ergebnis zu erwarten. Diese Anlage könnte also mit wesentlich geringerem Substratbedarf, Substratkostenrisiko, etc. eine vergleichbare bzw. bessere Wirtschaftlichkeit erreichen.

Wesentliche Einflussfaktoren beim betriebswirtschaftlichen Vergleich beider Varianten ist die Veränderung des Betreuungsaufwands, der Wartungskosten, des Eigenstrombedarfs und der Gasausbeute beim Flex-Betrieb im Vergleich zum Dauerbetrieb. Diese müssen individuell für jede Anlage, entsprechend ihrer Konzeption und Auslastung beurteilt werden. Der dargestellte Vergleich stellt daher nur ein mögliches Beispiel dar und ersetzt nicht die individuelle Prüfung.

Der Faktor mit dem größten Hebel bei der Entscheidung eine Biogasanlage im Dauerbetrieb oder im Flex-Betrieb zu betreiben ist allerdings die Höhe der Substratkosten und ihre Entwicklung in den laufenden Jahren. Die Frage ist, wie hoch die Grenzkosten bei z.B. Maissilage sind, bis zu denen noch ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet wird. Für bonusoptimierte Anlagen, die vor allem im Leistungsbereich über 500 kW noch etwas höhere EEG-Vergütungen realisieren können, ist der Spielraum natürlich größer als für Anlagen mit einer Stromvergütung über 500 kW von lediglich ca. 12 Ct/kWh. Für diese kann es, besonders bei weiter steigenden Substratpreisen, sehr schnell deutlich wirtschaftlicher sein die Anlage „nur“ noch im Flex-Betrieb zu betreiben.

Wirtschaftlichkeitsbeispiel 2: Biogasanlage mit 2x 190kW installierter Leistung

Da für eines der zwei BHKW in absehbarer Zeit ein Austausch ansteht, wird erwägt, dieses BHKW durch ein BHKW mit 380 kW Leistung zu ersetzen. Die Leistung der Anlage soll jedoch nicht erhöht, sondern weiterhin mit einer Bemessungsleistung von ca. 355 kW betrieben werden. Neben den Mehrkosten für das größere BHKW, gegenüber dem Ersatz mit einem BHKW gleicher Leistung, müssen ca. 60.000 € für Vorerwärmung des BHKW, Erweiterung des Trafo, Gaskühlung, Steuerungstechnik und Genehmigung investiert werden. Da die Anlage über Gashauben verfügt sind für Gasspeicher keine Investitionen nötig. Der bessere Wirkungsgrad des größeren BHKW wurde aufgrund des Flex-Betriebes nicht berücksichtigt. Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit des Flex-Betriebs isoliert betrachtet werden. Dabei wurde angenommen, dass sich die EEG-Vergütungen im Flex-Betrieb durch den Zubau des neuen BHKWs nicht ändern.

Wirtschaftlichkeit der Umstellung auf Flex-Betrieb (355 kW P_{Bem})	
Marktleistung der Biogasanlage: Flex-Prämie	23.476 €
Zusätzliche variable Kosten Flex-Betrieb:	7.590 €
Substratkosten	0 €
Gesamtdeckungsbeitrag der Biogasanlage	15.886 €
Feste Kosten/Jahr: (Abschreibung und Zinsansatz)	13.717 €
Lohnkosten/Jahr	1.369 €
Unternehmergewinn bei Fremdfinanzierung	801 €

In diesem Fall ist durch die nicht unerheblichen Mehrinvestitionen für den Flex-Betrieb mit keinem nennenswert besseren Betriebsergebnis zu rechnen. **Die Investition für das größere BHKW und die sonstige Technik wird jedoch allein durch die Flex-Prämie getragen und somit die Umstellung der Anlage für einen zukunftsfähigen Betrieb mit zusätzlichen Einnahmemöglichkeiten (Regelenergie, NT/HT-Einspeisung) geschaffen.**

4. Informationen und Empfehlungen

4.1 Flexibilitätsprämie - Empfohlene Vorgehensweise zur Erlangung der Flexibilitätsprämie aus Sicht eines Umweltgutachters

Beitrag erstellt von Dipl. Ing. (FH) Harald Heintl und Dipl. Ing. (FH) Thorsten Grantner; Omnicert GmbH

Der Umweltgutachter prüft und bescheinigt die technische Eignung der Anlage zur bedarfsgerechten Stromerzeugung und somit zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie. Die Prüfung besteht aus der Besichtigung der Anlage vor Ort, der Kontrolle der Unterlagen sowie einem dreitägigen Probetrieb. Eine bedarfsorientierte Stromerzeugung liegt vor, wenn Vereinbarungen bzw. vertraglich geregelte Bedingungen von Erzeuger und Vermarkter, der den Strom bedarfsgerecht an der Strombörse anbietet, eingehalten werden. Der Gesetzgeber schreibt bei der Flexprämie explizit wenig Ausschlusskriterien vor, um möglichst vielen Anlagen den Zugang zum Strommarkt zu ermöglichen.

Nachweise für die Flexibilitätsprämie

Grundsätzlich müssen für eine technische Eignung der Anlage die im EEG genannten Kriterien eingehalten werden. Weiterhin sollten die sicherheitstechnischen Kriterien nach BetrSichV oder BImSchG bzw. StörfallV nachgewiesen sein.

Eine Voraussetzung für die technische Eignung ist eine plausible Abstimmung der BHKW-Leistung mit dem Gasspeichervolumen. Die angegebene Fahrweise muss somit zum Gasspeichervolumen und der installierten elektrischen Leistung passen. Außerdem muss der Anlagenbetreiber nachweisen, ob die geplanten Einsatzstoffe die vom Fahrplan vorgegebenen zu erzeugenden Strom- und Wärmemengen erbringen können. Geprüft wird ebenfalls, ob die Messtechnik des Netzbetreibers auf eine viertelstündliche Bilanzierung und Messung der IST-Einspeisung ausgelegt ist, was standardmäßig in der Praxis der Fall ist. Des Weiteren sind eine aktuelle Anlagengenehmigung und der zur installierten Leistung passende Netzanschluss erforderlich.

Vorgehensweise

Im dreitägigen Probetrieb erfolgen die Nachweise über eine technische Eignung, sowie eine Prüfung und Beschreibung des Verlagerungspotentials der Anlage. Es gibt hier keine gesetzlichen Mindestgrenzen - während der Begutachtung erfolgt somit lediglich eine Beschreibung des maximal möglichen Verlagerungspotentials.

In der Praxis wird in Abstimmung mit dem Betreiber z.B. folgende Vorgehensweise gewählt:

- ✓ Phase: Prüfung der Ein- und Ausspeicherkapazität der Anlage (Erfassung Zeitraum zwischen Gasspeicher leer und voll) - erübrigt sich im Regelfall bei Biomethan- BHKW
- ✓ Phase: Betrieb der BHKW-Anlage in einem mit dem Stromhändler und dem Umweltgutachter abzustimmenden Lastprofil über 24 bis 48 Stunden
- ✓ Phase (optional): Betrieb der BHKW-Anlage im Lastprofil der vom Übertragungsnetzbetreiber vorgegebenen Präqualifikationsanforderungen zur Regelenergie (Minutenreserve)

In Phase 1 erfolgt eine Zeitmessung für folgende Fahrweise:

1. Schritt: voller Gasspeicher und Bestimmung Dauer BHKW-Volllastbetrieb bis Gasspeicher vollständig entleert ist
2. Schritt: BHKW aus und Zeitraum bis Gasspeicher voll ist

Mindestens 7 Tage vor und zusätzlich während des Probetriebes empfiehlt es sich, die Fütterung der Anlage konstant zu halten.

Zum Nachweis der bedarfsorientierten Fahrweise können der Anlagenbetreiber - oder, falls bereits ein Stromhändler gewählt wurde der Stromhändler - einen gemeinsam mit dem Anlagenbetreiber und dem Umweltgutachter abzustimmenden Fahrplan für den Probetrieb erstellen. Dieser Fahrplan wird während des Probetriebes „nachgefahren“ und vom Umweltgutachter bewertet. Die Viertelstundenwerte der Stromeinspeisung werden durch den Stromhändler zur Verfügung gestellt, wenn dieser auf der Biogasanlage eine Kommunikationseinheit installiert hat, die die entsprechenden Signale erfasst. Alternativ werden die Viertelstundenwerte beim jeweiligen Stromnetzbetreiber abgefragt.

Die größte Hürde stellt derzeit das Vorliegen einer Volleinspeisung dar. D.h. der gesamte erzeugte Strom muss direkt vermarktet werden, um in den Genuss der Flexprämie zu gelangen.

Einzusehende Unterlagen

- ✓ Allgemeine Unterlagen nach den Bestimmungen des jeweiligen EEG (Einsatzstofftagebuch, Genehmigungsbescheid, monatliche Abrechnung Netzbetreiber, ...)
- ✓ Allgemeine Unterlagen bzgl. Netzanschluss und Stromhändler (Netzanschlussvertrag, Transformator Datenblatt, Vertrag Stromhändler über Vermarktung, ...)
- ✓ Beschreibung Anlagensteuerung, Nachweis über viertelstündige Messung und Bilanzierung ggf. Nachweis Fernsteuerbarkeit der Anlage (nicht gesetzlich vorgegeben)
- ✓ Beschreibung geplante Fahrweise incl. geplanter Jahrerzeugung
- ✓ evtl. Berücksichtigung der Wärmelieferverpflichtung

4.2 Bedarfsorientierte Stromproduktion von Biogasanlagen aus Sicht der Bank:

Beitrag erstellt von Michael Sandmaier, Raiffeisen-Volksbank Ries eG

Grundsätzlich sehen Banken die bedarfsorientierte Stromproduktion sowohl aus ökonomischer, als auch aus ökologischer Sicht positiv. Weiterhin kann die bedarfsorientierte Stromproduktion zu einer erhöhten Akzeptanz der Biogasanlage im direkten räumlichen Umfeld beitragen.

Vorbereitung auf das Bankgespräch / Welche Unterlagen sind notwendig ?

Sinnvoll sind alle Unterlagen, die dazu dienen Ihrer Bank die Situation nach der Umsetzung Ihrer Planungen darzustellen. Z. B.:

- Wie hoch sind die Investitionskosten für die Umstellung, wie entwickeln sich die Erträge und die Kosten?
- Wie erfolgt die Direktvermarktung, wird Regelenergie bereitgestellt usw.?
- Entstehen durch die Umstellung neue Risiken?

Mögliche Unterlagen:

- ✓ Investitionskostenaufstellung, ggf. mit Angeboten unterlegt
- ✓ Aufstellung der zusätzlichen Erträge und Kosten aus der Direktvermarktung
- ✓ Rentabilitätsvorschau auf Basis der letzten Bilanz / BWA
- ✓ Entwurf des Vertrags mit dem Direktvermarkter
- ✓ Darstellung der Risikoabsicherung:
 - Finanzielle Risiken: z.B. Ausfall des Direktvermarktungspartners
 - Technische Risiken: z.B. Haftung für Eingriff in die Anlagentechnik
 - Vertragliche Risiken: z.B. Lieferverpflichtungen, Erbringung von Regelleistungen

Sicherheiten:

In der Regel sind Biogasanlagen nicht nur mit Eigenmitteln, sondern auch mit Krediten finanziert. Zur Sicherstellung dieser Kredite dient regelmäßig die Biogasanlage mit ihren Erträgen und den Sachwerten (Gebäude, Maschinen, Vorräte usw.). Zusätzlich können weitere Sicherheiten vereinbart worden sein.

Im Zuge der Direktvermarktung der erzeugten Energie fallen Teile der bislang als Sicherheit dienenden Einspeisevergütung vom Netzbetreiber weg. Die zusätzlichen Erträge werden vom Direktvermarktungspartner bezahlt. Diese Erträge sind in der Regel von den vorhandenen Sicherheitsvereinbarungen nicht erfasst. Hier ist eine neue Vereinbarung notwendig.

Wichtig ist für Ihre Bank auch die Bonität Ihres Direktvermarkters:

- ✓ Was passiert beim Ausfall?
- ✓ Haben Sie eine zusätzliche Absicherung, wie z.B. eine Bankbürgschaft für Ihre Forderungen aus dem Direktvermarktungsvertrag?
- ✓ Wie hoch ist diese Absicherung, für welche Lieferdauer reicht diese aus?
- ✓ Wer trägt die Kosten für diese Absicherung?

Zusammengefasst ist es sinnvoll, frühzeitig den Kontakt mit Ihrer Bank aufzunehmen und über Ihre Pläne zu sprechen. Informieren Sie Ihren Berater offen und vertrauensvoll über Ihr Vorhaben – Wissen schafft Vertrauen.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Michael Sandmaier

Raiffeisen-Volksbank Ries eG

Bei den Kornschranken 4

86720 Nördlingen

Telefon: +49 (9081) 8019-104

Fax: +49 (9081) 8019-76

E-Mail: michael.sandmaier@rvbankries.de

Internet: <http://www.rvbankries.de>

4.3 Mit „Sicherheit“ in die Direktvermarktung –

Empfehlung des Fachverband Biogas e. V.

Beitrag erstellt von Dipl. Ing. (FH) Manuel Maciejczyk, Fachverband Biogas e. V.



Die im EEG 2012 neu eingeführte Direktvermarktung in Form der Marktprämie bzw. der Flexibilitätsprämie sorgt für großes Interesse bei bestehenden und zukünftigen Anlagenbetreibern. Je nach Intensität und Dauer der flexiblen Betriebsweise der Anlage ergeben sich verfahrenstechnische und betriebsorganisatorische Eingriffe in den bisherigen Anlagenbetrieb. Besonderes Augenmerk sollte bei einem Einstieg in die Direktvermarktung, insbesondere bei der Flexibilitätsprämie auch auf die Anpassung der Genehmigung, des betriebsindividuellen Sicherheitskonzeptes und der Sicherheitstechnik der Anlage gelegt werden. Folgende sicherheitsrelevante Bereiche sind bei einem Einstieg in die Direktvermarktung zu beachten und entsprechend nach Bedarf an die neuen Bedürfnisse anzupassen:

4.1.1 Genehmigung und Dokumentation

Netzanschluss:

Je nach Fahrweise und Flexibilität der Biogasanlage ist gegebenenfalls eine Erhöhung der bisherigen installierten elektrischen Leistung durch Austausch des BHKW bzw. durch Erweiterung der bestehenden BHKW-Leistung notwendig. In diesem Zusammenhang muss in jedem Fall geprüft werden, ob die bisherige vom Netzbetreiber zulässige Einspeiseleistung durch die Erweiterung noch abgedeckt ist. Zu beachten sind hier auch die Vorgaben des jeweils relevanten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Genehmigungsrecht (Privilegierung von Biogasanlagen im Außenbereich):

Damit die mit dem EEG 2012 eingeführte Direktvermarktung tatsächlich Wirkung entfalten kann, hat der Gesetzgeber auch Änderungen im Baugesetzbuch (BauGB) bei der Privilegierung von Biomasseanlagen im Außenbereich vorgenommen.

Seit dem 30.07.2011 (Inkrafttreten des ersten Teils Baugesetzbuchnovelle) wurde die Größe von im Außenbereich privilegierten Biogasanlagen kumulativ durch die Feuerungswärmeleistung (max. 2 MW FWL) und die Rohbiogasproduktionskapazität (max. 2,3 Millionen Normkubikmeter im Jahr) begrenzt. Die mit der Änderung von 2011 verbundene Abkehr von der bis dahin geltenden Größenbegrenzung auf 500 kW installierte elektrische Leistung war zwar positiv - insbesondere für eine bedarfsorientierte flexible Stromerzeugung - jedoch nicht ausreichend. Auf diesen Widerspruch zwischen energiepolitischen Zielen auf der einen und bauplanungsrechtlichen Regelungen auf der anderen Seite wurde nun im Rahmen des zweiten Teils der BauGB-Novelle durch den Fachverband Biogas e.V. und die Politik immer wieder nachdrücklich hingewiesen. Mit der jüngsten Änderung des BauGB (Inkrafttreten am 20.9.2013), die einen Wegfall der Begrenzung der Feuerungswärmeleistung beinhaltet, hat der Gesetzgeber diesen Widerspruch aufgelöst und ermöglicht nun auch im Außenbereich angesiedelten Anlagen einen reibungslosen Einstieg in die bedarfsgerechte Stromerzeugung und -einspeisung in das öffentliche Netz.

Unabhängig davon ob die Biogasanlage im Außenbereich angesiedelt ist oder nicht gilt aber grundsätzlich immer; wesentliche Änderungen der Anlage - wie die Erhöhung der Feuerungswärmeleistung - bedürfen der Genehmigung!

4.1.2 Arbeitsschutz, Brandschutz und StörfallV

Gefährdungsbeurteilung/Ex-Schutz-Dokument:

Die bereits vorhandene Gefährdungsbeurteilung der Biogasanlage muss um den Punkt flexibler Anlagenbetrieb durch den Betreiber ergänzt werden. Entsprechende Änderungen bei den Ex-Zonen oder beim Explosionsschutz müssen generell in das Ex-Schutz-Dokument eingefügt werden.

Betriebsanleitungen/Betriebsanweisungen:

Für den flexiblen Anlagenbetrieb müssen angepasste Betriebsanleitungen und Betriebsanweisungen (z.B. Mitarbeiterunterweisungen) erstellt und beachtet werden.

Brandschutzkonzept:

Das in der Regel vorliegende Brandschutzkonzept (taktisches Konzept für den Einsatz der Feuerwehren bei Brandereignissen) sollte an die geänderten Betriebszustände beim bedarfsgerechten Anlagenbetrieb angepasst werden.

Sicherheitsmanagementkonzept nach Störfallverordnung (StörfallV):

Für den flexiblen Anlagenbetrieb der Direktvermarktung ist häufig eine Erweiterung der bestehenden Gasspeichervolumina erforderlich. Aus diesem Grund sollte, sofern noch nicht die StörfallV zur Anwendung kommt, geprüft werden, ob die Schwelle von 10.000 kg (ca. 7.600 m³ Biogas bei einer Dichte von 1,3 kg/m³) potentiellen Gasspeichervolumen in der Anlage (Gasspeicher, Rohrleitungen, Lagerbehälter etc.) überschritten wird. Ergibt sich eine Überschreitung der 10.000 kg-Schwelle, sind die entsprechenden Grundpflichten für die Anlagenbetreiber einzuhalten (Störfallkonzept + Sicherheitsmanagementsystem). Die Anzeigepflicht für die StörfallV liegt beim Betreiber.

Gewährleistung und Versicherung:

Durch die baulichen Änderungen oder die geänderte Fahrweise können sich ggf. Änderungen bezüglich der Gewährleistung der Anlagenhersteller ergeben. In jedem Fall sollten diese Fragen vor einer Umstellung in den flexiblen Betrieb bedacht werden. Auch sollte die Versicherung über den geänderten Betrieb oder bauliche Anpassungen der Anlage informiert werden, um den Versicherungsschutz zu erhalten.

4.1.3 Sicherheitstechnik an der Anlage - Richtige Dimensionierung der sicherheitsrelevanten Bauteile

Gasspeicher:

Zusätzlich neu an der Anlage installierte Gasspeicher, drucklos oder druckbeaufschlagt, müssen in jedem Fall den Erfordernissen entsprechend gasdicht, druckfest, medien-, UV-, temperatur- und witterungsbeständig sein. Konkrete Anforderungen diesbezüglich sind der aktuell geltenden "Technischen Information 4" (TI 4 - Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; LSV; 2008) zu entnehmen. Kritische Änderungen des Innendrucks müssen jederzeit durch wirksame Sicherheitseinrichtungen verhindert werden. Besondere Beachtung bei Erweiterungen der Gasspeicherbehälter sollte auch auf die ausreichend bemessenen Schutzabstände und Ex-Zoneneinteilungen gemäß TI 4 gelegt werden.

Unter-/Überdrucksicherungen:

Die Eignung der Über-/Unterdrucksicherung für den flexiblen Anlagenbetrieb (Erhöhung des Gasspeichervolumens bzw. evtl. größere Gasverbrauchsleistung des BHKW) ist durch eine nachvollziehbare Berechnung und Funktionsbeschreibung nachzuweisen. Gleiches gilt auch für die Ausführung der Abblaseleitung der Über-/Unterdrucksicherung.

Gasleitungen:

Potenzielle Erweiterungen der Gasspeichervolumina bzw. der BHKW-Leistung erfordern ggf. auch eine Anpassung des Gasleitungssystems. Es muss daher geprüft werden, ob die Dimensionierung der gasführenden Rohrleitungen für die kurzfristig zu befördernden größeren Gasmengen ausreichend bemessen ist.

Gasverdichter, Kondensatabscheider, Gastrocknung, Entschwefelung (Lufteinblasung, Aktivkohle etc.):

Die entsprechenden Komponenten sind ebenfalls auf ihre Eignung in Bezug auf höhere Gasspeicher- und BHKW-Leistungen bzw. auf entsprechende Schwankungen hin auszulegen.

Gasfackel:

Entsprechend der Vorgaben des EEG 2012 müssen alle Biogasanlagen (Bestandsanlagen ab dem 01.01.2014) über eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung verfügen. Beim Einstieg in den bedarfsgerechten Betrieb ist daher Sorge zu tragen, dass eine ausreichend dimensionierte Gasfackel oder zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung (z. B. Gastherme) zur Verfügung steht. Hinweise zu den technischen Mindestanforderungen an alternative Gasverbrauchseinrichtungen und Gasfackeln sind in einem Positionspapier des Fachverband Biogas unter www.biogas.org zu finden.

Blockheizkraftwerk (BHKW):

Je nach flexibler Fahrweise der Biogasanlage sollte mit dem BHKW-Hersteller abgestimmt werden, bis zu welchen Mindestteillastgrenzen die eingesetzten BHKW aberegelt werden können. Beachtet werden sollten auch die Vorgaben der Hersteller bezüglich dem Verhältnis der Motorstarts zur Laufzeit der BHKW. Ergeben sich Wirkungsgradverluste bzw. höhere Wartungsaufwendungen sollten diese im Vorhinein berücksichtigt werden.

Transformator (Trafo):

Im Zuge einer möglichen Leistungserhöhung des BHKW muss auch geprüft werden, ob der bisher genutzte Trafo (eigen oder fremd) noch Kapazitäten frei hat bzw. für einen flexiblen Betrieb (u.a. im Teillastbetrieb) grundsätzlich geeignet ist. Weiterhin muss geprüft werden, ob die Stromleitungen vom BHKW zum Trafo bzw. vom Trafo zum Netzanschluss ausreichend dimensioniert sind.

Anlagensteuerung und Prozessleittechnik (PLT)**Steuerungstechnik:**

Grundsätzlich muss der sichere Betrieb einer Anlage insbesondere durch eine angepasste Steuerungstechnik gewährleistet werden. Steuerungsanlagen mit Sicherungsfunktionen sind fehlersicher auszuführen, sofern diese nicht durch ein redundantes System, z. B. eine mechanische Überdrucksicherung gegen Überdruck, gesichert sind. Je nach Fahrweise der Anlage im Zuge der bedarfsgerechten Stromproduktion sollte auch eine aktive Regelung der Anlagenfütterung erfolgen.

4.1.4 Härtefallregelung (Entschädigungszahlungen) bei Einspeisemanagementmaßnahmen

Ergänzend zu den technischen bzw. organisatorischen Hinweisen, sei an dieser Stelle auf den Verbändeleitfaden (BDEW; FVB etc.) zu den Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) für Biogasanlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind (Härtefallregelung) hingewiesen. Zukünftig wird die zuständige Bundesbehörde (Bundesnetzagentur) einen Leitfaden zu den Entschädigungszahlungen bzw. zu potentiellen Abschaltfolgen bei den Erneuerbaren Energien (Wind, PV, Wasserkraft und Biogas) entwickeln.

Hinweise des Verbändeleitfadens zur Direktvermarktung

Bei Anlagen, deren Strom zum Zeitpunkt einer EMM gemäß § 33a ff. EEG 2012 teilweise oder vollständig direkt vermarktet wird, wird die Höhe des Entschädigungsanspruchs für Strommengen, die aufgrund von EMM nicht eingespeist und dadurch nicht direkt vermarktet werden konnten, nach einer der folgenden Methoden berechnet:

Pauschalierung:

Für die direkt vermarkteten Strommengen wird der üblicherweise in dem Kalenderjahr an die Anlage zu zahlende durchschnittliche EEG-Vergütungssatz angesetzt.

Zugrundelegung des vertraglich - individuell – vereinbarten Preises:

Der Entschädigungsanspruch umfasst den zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Abnehmer des direkt vermarkteten Stroms vertraglich vereinbarten Preis, den der Anlagenbetreiber erlangt hätte, wenn er den Strom nach Maßgabe des § 33a ff. EEG 2012 hätte liefern können. Der Anlagenbetreiber muss im Rahmen seines Entschädigungsanspruchs nach § 12 Abs. 1 EEG 2009 dem Netzbetreiber den vertraglich vereinbarten Preis mit einem geeigneten Nachweis belegen.

Zusammenfassung

Die Direktvermarktung im EEG 2012 bietet interessante Optionen für bestehende und neue Biogasanlagen. Nicht jede Anlage ist grundsätzlich ohne bauliche oder organisatorische Änderungen für den gegebenenfalls flexiblen Betrieb in der Stromdirektvermarktung in der Lage. In jedem Fall sollte daher eine umfangreiche Prüfung der Anlage (Genehmigung, bauliche, technische und organisatorische Eignung) am besten Zusammen mit dem Anlagenhersteller und –planer bzw. den befähigten Personen (Betriebssicherheitsverordnung) oder Sachverständigen erfolgen. Einige Stromhändler verfügen inzwischen über Biogasexperten, die kompetent zur Seite stehen.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Manuel Maciejczyk
Geschäftsführer Fachverband Biogas e. V.
Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnerstr. 12
85356 Freising
Tel.: 08161-984660
Email: info@biogas.org



4.3.5. Anbindung einer Biogasanlage an ein virtuelles Kraftwerk

Beitrag erstellt von Rainer Sixtbauer, NQ-Anlagentechnik

Für den Anschluss einer Biogasanlage an ein virtuelles Kraftwerk ist der Einbau einer Koppelbox notwendig. Vorab sollte geprüft werden ob eine Anbindung der BHKW's über die zentrale Speicher-Programmierbare Steuerung (SPS) der Biogasanlage oder direkt am BHKW erfolgen muss.

Bei einer Anbindung über die SPS wird der Steuerbefehl vom virtuellen Kraftwerk mittels Profibus-Verbindung an die Steuerung weitergegeben und von dieser umgesetzt. Dazu wird ein Koppelmodul in den Schaltschrank eingebaut der die Befehle aus der Kraftwerksanbindung umsetzt. Der Einbau und die Inbetriebnahme erfolgen durch die Anlagenhersteller.



Bild: Next Box (Quelle: NQ-Anlagentechnik)

Die Befehle für das Koppelmodul kommen z. B. von der NextBox, diese wird in der Nähe des Schaltschranks montiert. Die Spannungsversorgung erfolgt aus dem Schaltschrank, die Signale vom virtuellen Kraftwerk werden über ein GSM Funkmodem empfangen.

Ist eine Anbindung über SPS nicht möglich, so können auch Koppelboxen mit eigenen Signal Ein- und Ausgängen verbaut werden. Hier wird dann eine Verbindung zwischen der Box und dem BHKW direkt hergestellt.

Hier kann der Einbau durch den Betreiber selbst oder durch einen Anlagenhersteller erfolgen.

Es ist mit einem Zeitaufwand für den Anschluss von 4 bis 8 Stunden zu rechnen. Die Einbaukosten belaufen sich zwischen 1.500 und 2.500 Euro zzgl. den Kosten für die Box.

Die Kosten für den Einbau und die Inbetriebnahme werden teilweise oder ganz vom Betreiber des virtuellen Kraftwerk übernommen, dies sollte aber vor Vertragsabschluss individuell geprüft werden.

Ansprechpartner für Rückfragen:

NQ-Anlagentechnik GmbH
Pflwegweg 13
86733 Alerheim-Rudelstetten
Tel.: 09085 - 96 00 3 0
Fax: 09085 - 96 00 3 901
Mail: info@nq-anlagentechnik.de



4.4 Vermarkter von Biogasstrom

Für den Verkauf von regenerativem Strom an der Börse oder am Regelenergiemarkt wird zwischen Biogasbetreiber und Vermarkter ein Vertrag geschlossen. **Um gute Konditionen für die Betreiber auszuhandeln ist es sehr zu empfehlen, sich mit anderen Anlagenbetreibern zusammen zu schließen, um gemeinsam bestmöglich verhandeln zu können!** Es gibt eine Vielzahl von Vermarktern. Der Strom wird an den Vermarkter verkauft. Dieser übernimmt den Verkauf an der Börse und am Regelenergiemarkt und ist bestrebt Mehrerlöse zu erwirtschaften. Diese Mehrerlöse werden zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter aufgeteilt. Je mehr Biogasanlagen sich zusammenschließen, und je höher die gemeinsame Leistung ist, desto höher ist der prozentuale Mehrerlös für die Betreiber.

4.4.1 Vorstellung NEXT-Kraftwerke GmbH

Beispiel der Betreibergemeinschaft

Bayerisch-Schwaben-Nord

Beitrag erstellt von Jan Aengenvoort, Next Kraftwerke GmbH

Virtuelle Kraftwerke – warum und wozu?



Wie können Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) dazu beitragen, dass die gewohnte Stromversorgungssicherheit in Deutschland auch bei verstärkter Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien wie Solar und Wind bestehen bleibt? Und wie können Betreiber von EE-Anlagen von der Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung finanziell profitieren? Diese Fragen standen und stehen im Mittelpunkt des Energieverbundes Bayerisch-Schwaben-Nord, der seit 2012 besteht und inzwischen über 150 Biogasanlagen umfasst. Warum Biogasanlagen? Weil Biogasanlagen sehr gut regelbar sind, was nichts anderes bedeutet, als dass man ihre Stromproduktion recht problemlos an- und ausschalten kann. Sie dienen daher als idealer Partner der fluktuierenden – also nicht regelbaren – Energiequellen Sonne und Wind. Wird viel Strom aus Wind und/oder Sonne ins Netz eingespeist, können Biogasanlagen herunterfahren und „Platz machen“ für die Einspeisung von Solar- und Windstrom. Flaut die Einspeisung von Solar- und Windstrom wieder ab, fahren die BHKWs in den Biogasanlagen ihre Stromproduktion wieder an und speisen den benötigten Strom in die Netze ein. Diese Flexibilität von Biogasanlagen ist ein Alleinstellungsmerkmal in der heutigen deutschen Energielandschaft, denn Biogas ist – neben der Wasserkraft – die einzige gut regelbare erneuerbare Energiequelle.

Um dieses berühmte Zünglein an der Waage sein zu können, brauchen Betreiber von Biogasanlagen jedoch einen Partner, der eben diese Flexibilität ihrer Anlagen bündelt. Denn eine einzelne Biogasanlage kann das Stromnetz nicht stützen – erst im Verbund mit anderen Anlagen entsteht die benötigte „Power“. Daher bündeln virtuelle Kraftwerke wie der „Next Pool“ von Next Kraftwerke viele hundert Anlagen der Erneuerbaren Energien, damit sie gemeinsam wie ein großes, konventionelles Kraftwerk geschaltet werden. In gewissem Maße ist der Energieverbund „Bayerisch-Schwaben-Nord“ eine Art Subpool im gesamtdeutschen virtuellen Kraftwerk von Next Kraftwerke. Dieses virtuelle Kraftwerk ist dann in der Lage, Lastspitzen zu bedienen, also genau dann einzuspringen, wenn mehr oder weniger Strom benötigt wird.

Durch die Integration von Biogasanlagen in ein virtuelles Kraftwerk ergibt sich ein sehr charmanter Nebeneffekt, denn während die Stromproduktion im BHKW unterbrochen wird, geht die Biogasproduktion im Fermenter unvermindert weiter und das nicht verstromte Biogas wird im Fermenter oder im abgedeckten Gärrestlager zwischengespeichert – eine bedarfsorientierte Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien ohne Batterien und Wirkungsgradverluste ist schon heute möglich! Soweit die Theorie der Stützung der Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energiequellen - wie aber sieht die Praxis aus und wie können Biogasanlagenbetreiber von der Flexibilität ihrer Anlagen profitieren?

Das EEG 2012 und die verstärkte System- und Marktintegration der Erneuerbaren Energien

Das EEG 2012 war der erste Schritt zu einer verstärkten System- und Marktintegration von Erneuerbaren Energien, die immer mehr Verantwortung im Stromnetz übernehmen (Systemintegration) und auch erste Schritte im Strommarkt gehen sollen (Marktintegration). Zusätzlich wird in den letzten beiden Jahren verstärkt über die neue Rolle der Biogasbranche gesprochen, die nicht mehr wie zuvor ihre Grundlastfähigkeit (also die Fähigkeit, rund um die Uhr konstant Strom einzuspeisen) sondern verstärkt ihre Spitzenlastfähigkeit (also die beschriebene Fähigkeit, auf Bedarf und Knopfdruck Strom einzuspeisen oder zurückzuhalten) ausspielen soll. Daher ist im EEG 2012 zum einen das Marktprämienmodell eingeführt worden, dass die zunehmende direkte Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien an der Strombörse, insbesondere am Spotmarkt der Strombörse, anreizt. Zum anderen wurden Biogasanlagen am Regelenergiemarkt zugelassen, wo sie ihre Flexibilität über virtuelle Kraftwerke anbieten können. Auf diesen beiden Neuerungen des EEG basiert die Gründung und auch das Tagesgeschäft des Energieverbundes Bayerisch-Schwaben-Nord.

Marktintegration im Marktprämienmodell und erste Schritte zur bedarfsorientierten Fahrweise von Biogasanlagen

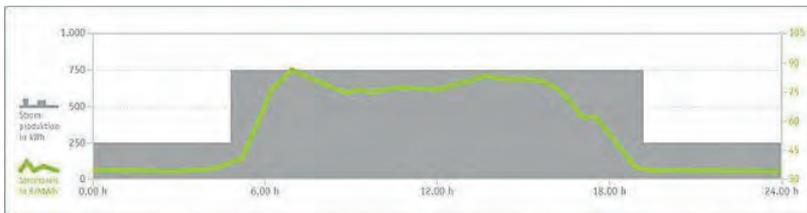


Abbildung: „Bei der bedarfsgerechten Erzeugung von Biogasstrom wird die Fahrweise der Anlage (grau) an die Strompreise am Spotmarkt der Strombörse (grün) angepasst.“

(Quelle: NEXT Kraftwerke GmbH)

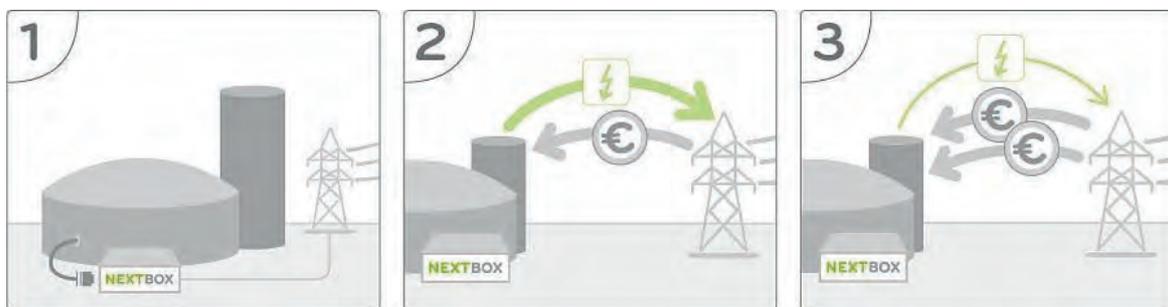
Die im Energieverbund Bayerisch-Schwaben-Nord zusammengeschlossenen Biogasanlagen werden über den Bilanzkreis von Next Kraftwerke am Spotmarkt der EEX vermarktet und erhalten im Marktprämienmodell die Höhe ihrer vorherigen fixen EEG-Vergütung vertraglich garantiert. Hinzu kommt als Mehrerlös über der Höhe der bisherigen fixen EEG-Vergütung der Anteil des Biogasanlagenbetreibers an der Managementprämie. Die Managementprämie wurde mit dem EEG 2012 eingeführt, um die Mehrkosten der Börsenvermarktung auszugleichen. Next Kraftwerke übernimmt alle nötigen Prozesse von der Anmeldung der Direktvermarktung beim Netzbetreiber über den Handel des in den Biogasanlagen produzierten Stroms bis zur Glattstellung des Bilanzkreises, wenn angekündigte und tatsächliche Stromproduktion voneinander abweichen. Dieser letzte Punkt ist besonders wichtig, um Ausgleichsenergiekosten zu vermeiden, die immer anfallen, wenn Prognose und Erfüllung differieren.

Durch die Glattstellung des Bilanzkreises mit Hilfe des viertelstundengenauen Intraday-Handels werden diese Ausgleichsenergiekosten sehr gering gehalten und von Next Kraftwerke übernommen, sodass kein Risiko für den Anlagenbetreiber besteht. Dieser ist allerdings angehalten, Ausfälle seiner Stromproduktion (zum Beispiel bei BHKW-Störungen oder Wartungen der Anlage) zu melden.

Mit der Vermarktung des Biogasstroms am Spotmarkt der EEX ist nicht nur der erste Schritt an den Markt geplatzt, der nach Auslaufen der EEG-Förderung wohl der vorherrschende Markt für Strom aus Erneuerbaren Energien sein wird, sondern auch ein erster Schritt zur Vermarktung der Flexibilität von Biogasanlagen. Denn durch die viertelstundengenaue Vermarktung des Biogasstroms können besonders günstige Preiskonstellationen an der Strombörse zur Anpassung der Fahrweise der Biogasanlage genutzt werden und über die Managementprämie hinaus ein weiterer Mehrerlös in der Direktvermarktung erzielt werden. Doch was ist mit der Anpassung der Anlagenfahrweise gemeint? Einfach gesagt: Ist Strom in einer Viertelstunde oder in einem längeren Zeitraum teuer, produziert die Biogasanlage mehr Strom, ist der Strom hingegen günstig, fährt das BHKW der Biogasanlage herunter und das weiterhin produzierte Biogas wird in Fermenter oder Gärrestlager zur späteren, lukrativeren Verstromung zwischengespeichert.

Der Energieverbund „Bayerisch-Schwaben-Nord“ spielt in diesem Konzept der sogenannten „bedarfsorientierten Einspeisung“ von Biogasstrom eine wichtige Rolle, denn einige Betreiber des Energieverbunds haben sich bereit erklärt, mit ihrer Anlage am Forschungsprojekt „OptFlex“ des Deutschen Biomasseforschungszentrums in Kooperation mit Next Kraftwerke teilzunehmen. Schon heute werden einzelne Anlagen des Energieverbundes bedarfsorientiert eingesetzt, ihre Stromproduktion also an den Börsenpreisen ausgerichtet.

Systemintegration über die Teilnahme von Biogasanlagen am Minuten- und Sekundärreservemarkt



Abbildungen:

1 – „Zur Integration ins virtuelle Kraftwerk wird die Biogasanlage mit einer Fernwirktechnik ausgestattet.“

2 – „Anschließend nimmt die Anlage am Regelenergiemarkt teil und erhält Bereitschaftserlöse.“

3 – „Im Falle einer Drosselung der Stromproduktion erhält die Anlage zusätzlich eine Abrufvergütung.“

(Quelle: NEXT Kraftwerke GmbH)

Die am Spotmarkt der EEX vermarktete Flexibilität in der bedarfsorientierten Bereitstellung von Biogasstrom ist in gewisser Hinsicht jedoch schon die (vorläufige) Königsdisziplin bei der Vermarktung der Flexibilität von Biogasanlagen. Denn der eigentliche Einstieg in die Vermarktung der Flexibilität von Biogasanlagen erfolgt über den Regelenergiemarkt in den Segmenten Minutenreserve und Sekundärreserve. Der Regelenergiemarkt ist ein vom Spotmarkt der EEX vollkommen unabhängiger Markt, der von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern organisiert wird.

Diese schreiben kurzfristig benötigte Kapazitäten zur Stabilisierung der Netzfrequenz aus, sowohl zur kurzfristigen Einspeisung von Strom (positive Regelenergie, wenn die Netzfrequenz unter 50 Hertz fällt) als auch zur kurzfristigen Ausspeisung bzw. Unterbrechung der Einspeisung von Strom (negative Regelenergie, wenn die Netzfrequenz über 50 Hertz steigt). Biogasanlagen nehmen über virtuelle Kraftwerke an diesem Markt teil, da sie negative Regelenergie anbieten können, insbesondere negative Minutenreserve, die innerhalb von 15 Minuten zu erbringen ist, und negative Sekundärreserve, die innerhalb von 5 Minuten zu erbringen ist. Für jede teilnehmende Anlage des virtuellen Kraftwerks wird in Absprache mit dem Betreiber die spezifische regelbare Leistung eruiert, um gegebenenfalls einen Teillastbetrieb beim Abruf von Regelenergie zu realisieren und damit das komplette Abschalten des BHKWs zu vermeiden. Nach dieser Überprüfung der Eignung von einzelnen Anlagen durch Next Kraftwerke und durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber werden diese mittels einer Fernsteuereinheit („Next Box“) an das virtuelle Kraftwerk von Next Kraftwerke angeschlossen und können anschließend aus der Zentrale in Köln hoch- und heruntergefahren werden. Die Betreiber erhalten sowohl für die Bereitstellung der Flexibilität als auch für die tatsächliche Erbringung der Regelleistung eine Vergütung. Auch hier gilt: Das bei einer Abschaltung des BHKWs nicht verstromte Gas wird zwischengespeichert und später – sobald sich die Netzsituation entspannt hat – verstromt. Die Biogasanlage erhält also faktisch für die Unterbrechung ihrer Stromproduktion mehr Geld, als sie für die Stromproduktion erhalten hätte. Was auf den ersten Blick abstrus wirkt, ist jedoch unabdingbar, um eine unterbrechungsfreie Stromversorgung in Deutschland zu gewährleisten.

Natürlich stellen auch die im Energieverbund „Bayerisch-Schwaben-Nord“ integrierten Biogasanlagen Regelenergie bereit – die ersten beiden Anlagen vermarkteten bereits im November 2012 negative Regelenergie. Sukzessive wurden anschließend weitere Anlagen, die zur Bereitstellung von Regelenergie technisch in der Lage sind, in die Steuerung des virtuellen Kraftwerks eingebunden. Dazu ist neben der Installation der Fernwirktechnik auch die Prüfung durch den örtlichen Netzbetreiber und die Zulassung durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber notwendig, sodass nicht alle Anlagen zum gleichen Zeitpunkt mit der Vermarktung starten. Regionalspezifische Probleme auf Seiten eines Übertragungsnetzbetreibers haben bedauerlicherweise den Vermarktungsstart für eine ganze Reihe an Anlagen des Energieverbundes verzögert, doch auch hier ist mit einer schnellen Lösung zu rechnen, damit die geballte Leistung des Energieverbunds möglichst bald für Versorgungssicherheit aus Erneuerbaren Energien sorgen kann.

Steckbrief des Energieverbunds „Bayerisch-Schwaben-Nord“

Gründung: 2012

Anzahl der Biogasanlagen im ersten Verbund „Bayerisch-Schwaben-Nord“: 153

Anzahl der Biogasanlagen im Folgeverbund „Franken“: 35

Gesamtleistung aller Anlagen im Energieverbund: 61,9 Megawatt

Ansprechpartner für Rückfragen:

NEXT Kraftwerke GmbH

Lichtstr. 43 g

50825 Köln

Dr. Röhl T: 07071-7963179 Mail: roehl@next-kraftwerke.de

Florian Roeder T: 0221-820085-72 Mail: roeder@next.kraftwerke.de

4.4.2 Vorstellung Energy2market:

Beitrag erstellt von Energy2market



- Der Partner der Landwirtschaft

Biogas ist systemrelevant!

e2m hat sich auf die Vermarktung von Energie und Flexibilität aus dezentralen Erzeugungsanlagen spezialisiert und positioniert sich damit auf Seiten der dezentralen Erzeuger. Ziel ist es, Energie und Flexibilität aus Bestandsanlagen bestmöglich zu vermarkten und Investitionen in weitere Erzeugungsanlagen im Rahmen neuer Geschäftsmodelle zu ermöglichen. Die installierte Gesamtleistung des aktuellen Vermarktungsportfolios beträgt ca. 3.000 MW. Damit ist e2m in Deutschland derzeit der zweitgrößte Direktvermarkter. Mit dem virtuellen Regelkraftwerk verfügt die e2m über eine Infrastruktur, die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen eine Teilnahme an den Märkten für Minutenreserveleistung (MRL) und Sekundärregelleistung (SRL) ermöglicht. Der fortschreitende Ausbau, insbesondere der fluktuierenden EE, verändert die Preisstruktur in den Stromhandelsmärkten und verdrängt konventionelle Erzeugung. Den daraus resultierenden Schwankungen im Stromangebot (Überproduktion und/oder Unterdeckung) muss physische Flexibilität entgegengesetzt werden. Diese ist bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern in vielfältiger Form vorhanden, muss allerdings identifiziert und aggregiert werden. Zu diesem Zweck hat die e2m ein virtuelles Kraftwerk entwickelt, in dem die Energie und Flexibilität der einzelnen technischen Einheiten bündelt und den Märkten und Netzen zielgerichtet zur Verfügung stellt. Dabei optimiert sie zugleich die Stromerlöse der angeschlossenen Anlagenbetreiber.

e2m konzipiert und evaluiert als erfahrener Energiehändler und Marktführer Lösungen für Biogasanlagen. Ziel ist es, mit nachhaltigen, innovativen Produkten die Energiemengen der Biogaserzeuger sicher und profitabel direkt zu vermarkten. e2m begleitet die Anlagenbetreiber bei der Integration ihrer Biogasanlage in den Strommarkt. Individuell wird dabei die bestmögliche Nutzung der vorhandenen Flexibilität ermittelt. Auf dieser Basis werden dann gemeinsam mit dem Erzeuger Strategien zur Optimierung seiner Erlösstrukturen erarbeitet! Die **Marktprämie** ist der Einstieg in die Direktvermarktung! e2m besitzt als Direktvermarkter in Deutschland die Handelserfahrung, um die vorhandene Flexibilität einer Anlage ohne großen Aufwand als hochwertige **Regelenergie** zu vermarkten. Die Rentabilität Ihrer Biogasanlage lässt sich aber noch weiter verbessern, wenn der **Strom bedarfsgerecht erzeugt** und die dafür notwendigen technischen Anpassungen über die **Flexibilitätsprämie** generiert werden.

Marktprämie - Der erste Schritt in den Strommarkt

Biogas hat Potential! Als regelbare Technologie kann Biogas am stärksten von der Teilnahme am Strommarkt profitieren. Die Direktvermarktung über die Marktprämie ist hier der erste Schritt. Damit werden Betreiber motiviert, ihre Anlagen zu regelbaren und flexibel einsetzbaren Kraftwerken zu entwickeln.

Beispielrechnung:

Mit einer 500 kW-Biogasanlage kann ein Mehrerlös von etwa 6.000 Euro pro Jahr erzielt werden.

Hier ändert sich nur der Vermarktungsweg. Im ersten Schritt sind keine Änderungen der Fahrweise, technische Anpassungen und Investitionen notwendig.

SRL – Systemdienstleistung für die Netzstabilität

Bei Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage von elektrischer Leistung und dem daraus resultierenden Ungleichgewicht in der Netzfrequenz wird Regelenergie benötigt. Hier wirken Anlagen durch ihre befristete Leistungsänderung dem jeweiligen Netzzustand entgegen. Seit dem 01. Januar 2012 dürfen auch EEG-Anlagen, die sich in Direktvermarktung befinden, an diesem Markt teilnehmen.

Beispielrechnung:

Mit einer 500 kW-Biogasanlage können bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt schnell 20.000 Euro zusätzlicher Gewinn erwirtschaftet werden.

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen den Regelenergie-Arten Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL). Die qualitativ hochwertigere Sekundärregelleistung wird nur von einer überschaubaren Anzahl von Kraftwerksbetreibern angeboten. e2m ist hier Vorreiter im Markt und besitzt als Direktvermarkter fundierte Erfahrungen in der Bereitstellung von Sekundärregelleistung.

Bedarfsgerechte Stromerzeugung! - Flexibilität, die sich lohnt!

Die Möglichkeit der bedarfsgerechten Stromerzeugung bietet Biogasanlagenbetreibern weitere Zusatzerlöse. Dabei verlagert der Anlagenbetreiber einen Teil seiner Energieerzeugung in teure Stunden. Dafür werden zusätzliche Motorenkapazität und Speichervolumen notwendig. Diese Investitionen können über die Flexibilitätsprämie realisiert werden.

Beispielrechnung:

Für eine 500 kW-Biogasanlage mit einer zusätzlichen Motorenkapazität von 500 kW ist ein Mehrerlös von zurzeit ca. 15.000 € möglich. Hinzu kommen noch die Erlöse aus der Flexibilitätsprämie.

Dabei gilt: je flexibler eine Anlage Strom erzeugt und diesen aktiv am Markt handelt, umso höher sind die Erlöspotentiale. Um dieses Potential tatsächlich nutzen zu können, sind das Know-how und die Infrastruktur eines erfahrenen Handelshauses notwendig.

Flexibilitätsprämie - Basis für die flexible Erzeugung!

Der Gesetzgeber hat mit der Flexibilitätsprämie eine Investitionsförderung zur Ausweitung der bedarfsgerechten Stromerzeugung initiiert. Betreiber von Biogasanlagen werden dabei für die Bereitstellung und Nutzung zusätzlicher installierter Leistung finanziell unterstützt.

Beispielrechnung:

Bei einer zusätzlich installierten Leistung von 500 kW kann man kann man 10 Jahre mit einem jährlichen Mehrerlös von knapp 60.000 Euro rechnen. Hinzu kommen natürlich die Mehrerlöse aus der bedarfsgerechten Stromerzeugung.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Energy2market GmbH (e2m)
Karl-Tauchnitz-Straße 4
04107 Leipzig
www.energy2market.de
Hotline: +49 341 23 10 0085
E-Mail: biogas@energy2market.de

4.5 Neue Anforderungen an die BHKW-Technik

Beitrag erstellt von Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann und Dr.-Ing. Mathias Effenberger

Die einfachste Form der Direktvermarktung ist die Inanspruchnahme der sogenannten Marktprämie. Diese Form der Direktvermarktung kann jede Anlage in Anspruch nehmen, da sich in diesem Fall bei der Technik und dem Betrieb des BHKW nichts ändert. Nur der produzierte Strom wird über einen Stromhändler an der Strombörse gehandelt. Der Anlagenbetreiber sollte sich jedoch vor dem Einstieg in die Direktvermarktung in jedem Fall möglichst unabhängig beraten lassen und keinen Vertrag unterschreiben, der nicht zuvor von einem Fachjuristen geprüft wurde.

Technisch anspruchsvoller wird es erst, wenn der Anlagenbetreiber Regelenergie anbietet, oder die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen will. In diesen Fällen sind technische Anpassungen des BHKW-Betriebes und teilweise der Gesamtanlage erforderlich. Im Folgenden werden vor allem auf die motortechnischen Aspekte der Bereitstellung von Regelenergie und der Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas eingegangen.

Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelenergie

Moderne BHKW sind für den Dauerbetrieb ausgelegt, wie es für die Stromeinspeisung auf Grundlage des EEG am Wirtschaftlichsten ist. Für die Bereitstellung von Regelenergie (Minuten- bzw. Sekundärreserveleistung) ändert sich daran im Grundsatz nichts. Es kommen jedoch, je nach Betriebsweise entweder Start-/Stopp-Vorgänge mit kurzen Stillstandzeiten, oder kurzzeitige Teillastphasen (negative Reserveleistung) hinzu, die sich nach dem Vermarktungsmodell richten. Um das BHKW modulierend bzw. im Start- / Stopp-Betrieb betreiben zu können, muss das Hoch- und Herunterfahren des BHKW von der Leitwarte des Stromhändlers aus gesteuert werden. Realisiert wird dieses mittels einer E-Schnittstelle. Die Einrichtung dieser Schnittstelle sollte in jedem Fall in Zusammenarbeit mit dem BHKW-Hersteller und dem Stromhändler erfolgen.

Bei der Minutenreserveleistung (MRL), muss das BHKW innerhalb von 15 Minuten die Leistung verändern können. Dies stellt für die gängigen Motoren kein Problem dar. Auch die Bereitstellung von Sekundärreserveleistung (SRL) mit einer Aktivierungsdauer von höchstens fünf Minuten ist bei laufendem BHKW unproblematisch. Schwieriger wird es, wenn das BHKW aus dem Stillstand auf Volllast hochgefahren werden soll. Hier kommt es auf die richtige Gasmischereinstellung an, die ein qualitativ hochwertiges und zündfähiges Gemisch beim Startvorgang bereitstellen muss. Auch die Größe des BHKW ist aufgrund der zu fahrenden „Rampe“ (Leistungserhöhung: kW/sec) innerhalb der vorgegebenen Zeit limitiert. Zündstrahlmotoren haben einerseits den Vorteil des problemlosen Anfahrens, aber andererseits den Nachteil, dass sie mit reinem Zündöl angefahren werden und beim Abstellen mit Zündöl „nachlaufen“, so dass es zu erhöhten Zündölverbräuchen kommt.

Auswirkung der flexiblen Fahrweise auf Verschleiß und Wartung

Beim bedarfsorientierten Betrieb eines BHKW können zwei Situationen auftreten, die zu einem erhöhtem Verschleiß des Motors führen: zum einen der Start-/ Stopp-Betrieb und zum anderen der (länger anhaltende) Teillastbetrieb. Die BHKW's sind zwar grundsätzlich zu einem Start-/ Stopp-Betrieb in der Lage, jedoch nimmt durch sogenannte „Kaltstarts“ der Motorverschleiß erheblich zu. Um dies zu vermeiden, muss der Motorheizkreislauf während der Stillstandphase auf einer Temperatur von ca. 60 °C gehalten werden. Die BHKW-Hersteller empfehlen hierfür elektrische Begleitheizungen, oder die Einbindung des Kühlkreislaufes an den Heizkreislauf der Anlage.

Als Hauptrisiken beim Start-/ Stopp-Betrieb gelten Kondensationsprobleme im Motorölkreislauf, im Abgaswärmetauscher und Turbolader sowie eine verkürzte Standzeit des Abgaskrümmers wegen der zunehmenden Beanspruchung durch thermische Wechsellasten und Korrosion. Auch im Teillastbetrieb mit weniger als 60% Last über längere Zeiträume können durch verringerte Abgastemperaturen Korrosionsprobleme im Turbolader und eine verminderte Oxidationsleistung im Oxi-Kat auftreten. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass aufgrund dieser Korrosionsproblematik eine nahezu vollständige Eliminierung des H₂S-Gehaltes im Biogas immer wichtiger wird.

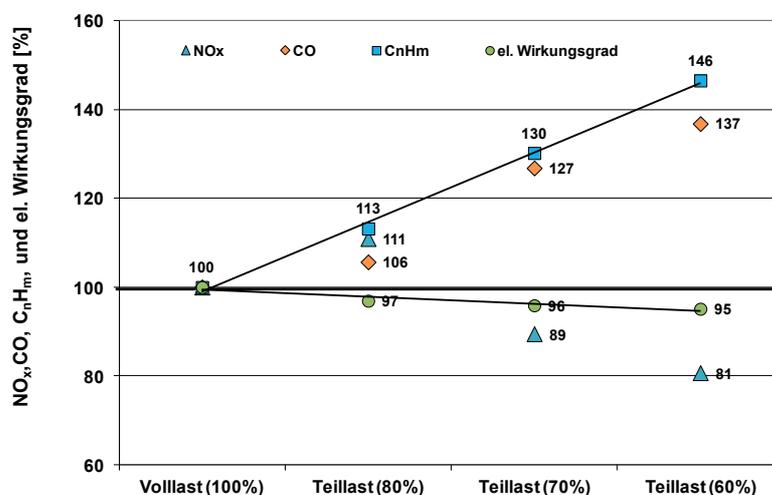
Auch eine Anpassung der Motorkomponenten, wie z.B. des Anlassers, des Gasmischers, der Pleuellager und der Laubbuchsen auf die höhere mechanische Beanspruchung sind von Seiten der Hersteller durchzuführen, um die Standzeit des Motors auf einem hohen Niveau halten zu können. In wieweit sich die Wartungsintensität verändert kann zu diesem Zeitpunkt noch nicht abschließend beantwortet werden. Es muss jedoch aufgrund der Verwendung höherwertiger Komponenten für den Start-/ Stopp-Betrieb mit einem höheren Investitionsaufwand gerechnet werden.

Auswirkungen auf den elektrischen Wirkungsgrad und die Abgasemissionen

Negative Auswirkungen eines bedarfsorientierten BHKW-Betriebs auf den elektrischen Wirkungsgrad sind vor allem im Teillastbetrieb zu erwarten. In einem Kurzzeitversuch wurden an einem 190 kW_{el} Gas-BHKW Messungen bei Volllast sowie bei 80, 70 und 60% Last durchgeführt, um die Auswirkungen einer Teillast auf die Abgasemissionen und den elektrischen Wirkungsgrad bewerten zu können. Die unten aufgeführte Grafik zeigt die gemessenen elektrischen Wirkungsgrade sowie die Emissionen an Stickoxiden (NO_x), Kohlenmonoxid (CO) und unverbrannten Kohlenwasserstoffen (C_nH_m), auch „Methanschlupf“ genannt, in Abhängigkeit der Last. Der elektrische Wirkungsgrad war bei einer Last von 60% im Vergleich zur Volllast um 5% vermindert. Die Kohlenwasserstoffemissionen zeigten eine nahezu proportionale Zunahme mit abnehmender Last des Motors, wobei die Zunahme bis zu 80% Teillast geringer ausfiel. Gleiches wurde auch für die CO-Konzentration im Abgas festgestellt. Die NO_x-Gehalte im Abgas stiegen bis 80% Teillast an, um bei abnehmender Motorauslastung deutlich abzufallen.

Auswirkungen des Teillastbetriebs auf die Emissionswerte und den elektrischen Wirkungsgrad

Werte bei Volllast = 100%, gemessen an einem 190 kW_{el} BHKW



Grafik von Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann und Dr.-Ing. Mathias Effenberger

Ein geringerer elektrischer Wirkungsgrad erhöht in erster Linie den Gasverbrauch. Um die vorgegebene elektrische Leistung zu erzielen, muss mehr Gas bereitgestellt werden, was im Endeffekt einen Mehrbedarf an Substrat bedingt. Die Kosten für die Produktion bzw. für den Einkauf des Substrates lassen sich monetär beziffern, wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt ist. In diesem Fall liegen die Mehrkosten für 80% Teillast bei knapp 0,4 Ct/kWh_{el} und steigern sich auf 0,5 (70% Teillast) bzw. 0,6 Ct/kWh_{el} (60% Teillast). Diese monetären Verluste müssen durch die Mehreinnahmen aus der flexiblen Stromproduktion kompensiert werden. Hierbei wurden nur die Kosten für den Mehrverbrauch an Substrat berücksichtigt und keine Zusatzkosten durch höheren Verschleiß bzw. Wartungsaufwand. Auch die Verschlechterung der Treibhausgasbilanz durch den erhöhten Ausstoß an Kohlenwasserstoffen muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden.

Auswirkungen eines Teillastbetriebes auf den Gasverbrauch und resultierende Mehrkosten

Leistung	Elektrischer Wirkungsgrad %	Methanverbrauch m ³ /kWh _{el}	Mehrverbrauch (m ³ /kWh _{el})/%	Mehrkosten ¹ Ct/kWh _{el}
Volllast	33,2	0,300	-	-
Teillast 80%	32,4	0,309	0,009 / 3	0,38
Teillast 70%	32,1	0,312	0,012 / 4	0,51
Teillast 60%	31,8	0,315	0,015 / 5	0,61

(Annahmen: Gasertrag = 4.500 m³ CH₄ ha⁻¹ Mais; Substratkosten = 1.800 € ha⁻¹ Mais)

Aus diesen Ergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass ein Betrieb bei Teillast zwar möglich ist, unterhalb einer Last von 80% aber auf Dauer ökonomisch und ökologisch nicht sinnvoll erscheint. In diesem Bereich sollten Motoren nur zeitlich eng begrenzt betrieben werden (Regelleistung). Hingegen erscheint der Lastbereich bis minimal 80% bei einem Wirkungsgradverlust von ca. einem Prozentpunkt noch tolerabel. Insgesamt erscheint es für eine bedarfsorientierte Verstromung von Biogas in Form eines Intervallbetriebes vorteilhafter, mehrere BHKW zu betreiben und eine sinnvolle Start-/Stopp-Strategie mit Zu- und Abschalten einzelner BHKW zu wählen, als ein BHKW dauerhaft bei Teillast zu betreiben.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann und Dr.-Ing. Mathias Effenberger
 Institut für Landtechnik und Tierhaltung an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft
 Vöttinger Str. 36
 85354 Freising

4.5.1 Empfehlung von MAN Engines Nürnberg

Beitrag erstellt von Steffen Hollatz, MAN Engines Nürnberg

Die Energiewende hat eine rege Diskussion über neue Vermarktungsmöglichkeiten für Biogasanlagenbetreiber entfacht. Vor allem die Modelle „Stop & Go“ (zeitlich begrenzter Vollastbetrieb) und „bedarfsgerechte Einspeisung“ (Lastprofil abhängig vom Strombedarf) werden ausgiebig diskutiert.

Durch die veränderte Betriebsweise, im Vergleich zum bisher gängigen Vollastbetrieb entstehen erhöhte Anforderungen an die Technik.

Die Vor- und Nachteile dieser Modelle auf die Verbrennungsmotoren werden in folgender Tabelle aufgeführt:

Stop & Go - Betriebsweise

Pro	Contra
Effizienzvorteile durch Vollastbetrieb	Erhöhte Kondensatbildung durch Stop&Go
Peripherie bestehender Anlagen kann an dieses Lastprofil ohne großen Aufwand angepasst werden	Erhöhter Motorenverschleiß auf Grund von vielen Kaltstarts
Einfaches Thermomanagement;	Hohe Neigung zur Verkokung durch Heißstop
	Hohe Belastung der Bauteile als Folge der thermischen Wechselbeanspruchung
	Lange Reaktionszeiten bei außerplanmäßigen Lastanforderungen vom Netzbetreiber

Bedarfsgerechte Einspeisung

Pro	Contra
Weniger Thermoschocks durch reduzierte Start-Stop Anzahl	Schlechte Wirkungsgrade im Schwach- und Teillastbereich
Kurze Reaktionszeiten bei außerplanmäßigen Lastanforderungen vom Netzbetreiber	Schwach- und Teillastbetrieb können eine unvollständige Verbrennung zur Folge haben wodurch die Neigung zur Bildung von Ablagerungen im Brennraum steigt
	Alt-Anlagen sind nur begrenzt teillasttauglich
	Im Schwachlastbetrieb tritt zusätzlich eine hohe Kondensatbildung auf

Grundsätzlich muss angemerkt werden, dass im Anlagenbau bereits Erfahrungen mit „Stop & Go“ Betrieb durch KWK-Anwendungen vorliegen. Die Auflistung zeigt, dass diese Vermarktungsmodelle die Anforderungen an den Biogasanlagenbau allerdings deutlich erhöhen. Während im „Stop & Go“ Betrieb dem Kaltverschleiß und der Gefahr der Verkokung durch ein intelligentes Thermomanagement verhältnismäßig einfach entgegengewirkt werden kann, muss bei der „bedarfsgerechten Einspeisung“ tiefer in die Trickkiste gegriffen werden. Durch den hohen Schwach- und Teillastanteil ist eine Kennfeldsteuerung zur Zündzeitpunktanpassung erforderlich. Zusätzlich sollten Turbolader Bypässe zur Effizienzsteigerung im Teillastbereich eingesetzt werden.

Beispiel für Lastprofile

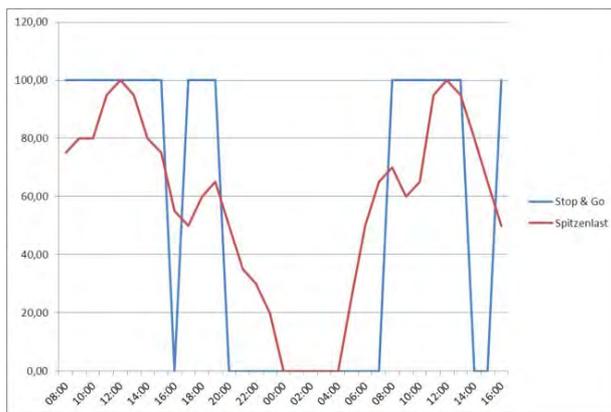


Abbildung: Beispiel Lastprofil (Quelle: MAN Engines, Nürnberg)

Auch auf Seite der Wartungsarbeiten werden sich zwangsläufig ebenfalls Änderungen ergeben. Durch die erhöhte Kondensatbildung werden die Ölstandzeit gegenüber dem Dauerbetrieb z. B. verkürzt. Auch die höhere mechanische Belastung der Kolbenringe und Laufbuchsen durch die Kaltstarts werden eine Verkürzung der Bauteilstandzeiten mit sich ziehen.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Dipl.-Ing. (FH)Steffen Hollatz
 Sales Engineering & Service Support
 MAN Truck & Bus AG
 Vogelweiherstrasse 33
 D-90441 Nürnberg
 Tel.: +49 911/420-6081
 Mobile: +49 175/579 3186
 E-Mail: steffen.hollatz@man.eu
 Internet: <http://www.man-engines.com>

4.5.2 Empfehlungen der Fa. Agrogen, Merkendorf

Beitrag erstellt von Jann Uphoff, Agrogen GmbH Merkendorf

Im Zuge der Einführung des EEG 2012 und der Flexibilisierung der Stromvermarktung entstehen für Anlagenbetreiber neue Vergütungsmöglichkeiten. Durch die steigende Einspeisung von erneuerbaren Energien werden immer mehr konventionelle Kraftwerke verdrängt und somit muss die Regelung von erneuerbaren übernommen werden. Unregelbare Wind- und Sonnenenergie können nur bedingt zwischengespeichert werden, Biogas hingegen kann aufgrund der Speicherfähigkeit zur Energie-regelung sehr gut verwendet werden.

Um die BHKW's regeln zu können müssen einige Dinge beachtet werden. Die Grundversorgung der Wärmeabnehmer muss weiterhin gewährleistet werden. Es bedarf einer Wirkungsgradoptimierung im Teillastbereich und einer Leitsteuerung, welche Gasproduktion und Visualisierung übernimmt. Schnittstellen zu den einzelnen Modulen wurden hierzu angepasst, der Brennstoffverbrauch bzw. Wirkungsgrad im Teillastbereich konnte durch BlueRail® und Modifikation des Turboladers optimiert werden. Für die positive Regelenergie werden Motorvorwärmung und Starteinrichtungen benötigt, um eine sichere Versorgung und lange Lebensdauer zu gewährleisten. Diese Module werden im Container oder zur Installation im Maschinenhaus zur flexiblen Stromerzeugung als Kapazitätserweiterung angeboten.

Durch ständige Forschung und Weiterentwicklung konnte der Wirkungsgrad weiterhin deutlich erhöht und die Abgasnormen erheblich unterschritten werden. Die Agrogen-Module Baujahr 2007 bis 2013 werden von einem ComAp IS-NT-BB Controller geregelt. Die Schaltanlage hat eine analoge Schnittstelle zur Lastvorgabe 0-100%. Es gibt eine Optionale TCP- und Modbus-Schnittstelle, über die ebenfalls der Lastsollwert vorgegeben werden kann. Zusätzlich gibt es potentialfreie Kontakte. Die Motoren sollen grundsätzlich nur zwischen 50 -100% Last betrieben werden. Die Maschinen bis Baujahr 2013 arbeiten mit einer linearen Lastrampe Start bis Nennlast = 120 Sekunden. Diese kann fallabhängig bis auf 45 Sekunden optimiert werden. Lastrampen sind zwischen 0 – 100% Leistung fahrbar.

Einschränkung:

Die Peripherie der Standard Biogas BHKW ist auf Nennlast ausgelegt. Bei dauerhaftem Teillastbetrieb (Last kleiner 70% für 12h) muss ein hydraulischer Umbau vorgenommen werden.

Kostenschätzung: 12.000 €

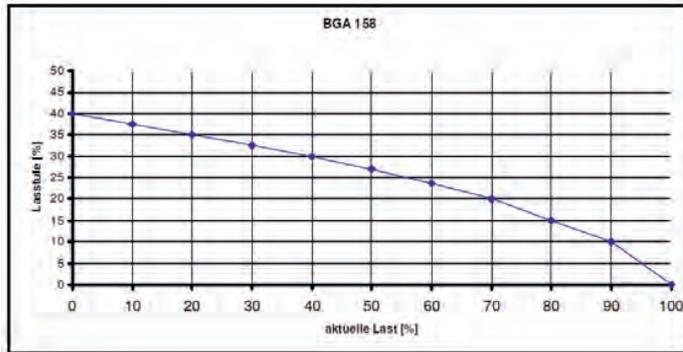
Die Module ab 2014 sollen bei Agrogen ab Werk lastfähige Peripherien bekommen mit Vorwärmeinheiten als bestellbare Option. Vorwärmeinheiten können ab 3500,00 € geliefert werden. Zusätzlich entwickelt Agrogen aktuell einen regelbaren Abgasturbolader, um im Teillastbetrieb den Brennstoffverbrauch zu optimieren.

Laststufen für BGA158

P_N [%]	$t_{f,in}$ [s]	n [%]
0 - 40	15	10
40 - 70	14	7
70 - 90	14	7
90 - 100	12	5

Legende:	
P_N	aktuelle Last
$t_{f,in}$	Ausegelzeit
n	Drehzahleinbruch

Laststufen als Diagramm



In dem Diagramm ist die zulässige Lastaufnahme der Motoren dargestellt. Der Motortyp BGA158 kann in der ersten Laststufe mit 40% belastet werden. In der zweiten sind es 30% und in der dritten Stufe sind es 20%. In der letzten Stufe sind es 10% (von 90% Last auf 100% Last). In der ersten Laststufe benötigt der Motor 10 Sekunden zum Ausregeln, 7 Sekunden bei den beiden folgenden Laststufen und schließlich 5 Sekunden bei der letzten Laststufe von 90% auf 100% Last. Das Diagramm soll veranschaulichen in welcher Zeit eine bestimmte Leistung erreicht werden kann.

Ansprechpartner für Rückfragen:

agrogen GmbH
Jann Uphoff
Energiepark 4
D-91732 Merkendorf
Telefon +49 9826 6585 0
Telefax +49 9826 6585 200
info@agrogen.eu
www.agrogen.eu

5. Beispiele von Betreibern für Betreiber:

Beiträge erstellt Anhand Betreiberinterviews durch Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker, AELF Nördlingen

5.1 Biogas Alerheim OHG, Landkreis Donau-Ries – Praxisbericht zum Marktprämi- enmodell mit Regelenergieproduktion

Die Biogasanlage ist seit dem 01.07.2012 in der Direktvermarktung. Es wurde vorher ein Antrag beim Netzbetreiber für die Umstellung gestellt. Dies hat der Vermarkter, NEXT Kraftwerke, übernommen. Ebenso ist der Vermarkter für die Bilanzkreismeldung zuständig. Für den Nachweis, dass die Anlage regeln kann (Präqualifikation) wurde mit der Leistung eine Doppelhöckerkurve gefahren. Diese Kurve ging an den Vermarkter und wurde an den ÜNB weitergeleitet.

Für die Vermarktung hat sich die Biogas Alerheim OHG dem Pool „Bayerisch-Schwaben-Nord“ angeschlossen. Es handelt sich dabei um eine formlose Gruppe für die auch keine Poolgebühren anfallen. Dieser Pool hat einen Vertrag ausgehandelt damit alle Biogasbetreiber ihren Strom gemeinschaftlich vermarkten können. Mit dem Vermarkter wurde als Gruppe verhandelt, ein Vorgehen, das sehr empfehlenswert ist.

Bei Zusammenschluss des Pools zeigten Anlagenbetreiber mit rund 30 MW Leistung Interesse an einer gemeinsamen Vermarktung. Bei Umsetzungsbeginn mit NEXT hatte der Pool eine Gesamtleistung von 13 MW. Nach einem Jahr sind es bereits 48 MW Leistung. Die Möglichkeit bei diesem Pool nach den alten Erstkonditionen mit zu machen endete am 31.3.2013. Um weiteren Anlagen die Möglichkeit zu bieten noch mit ein zu steigen werden im Sommer 2013 neue Verhandlungen angestellt.

Für die Regelung bzw. den Leistungsabruf der Anlage wurde eine NEXT-Box installiert. Die Kosten hierfür betragen einmalig 2.500 € und wurden mit den erstmaligen Regelungserlösen verrechnet.

An der Biogasanlage selbst wurde nichts verändert. Es wurde eine Dauerleistung gemeldet, somit erfolgt vom Betreiber nur eine Meldung geplanter Ausfälle an den Vermarkter. Im Vertrag ist bzgl. der Leistung ein Toleranzband innerhalb eines bestimmten Zeitfensters vereinbart. Alle Leistungsschwankungen in diesem Bereich bleiben meldefrei. Die Betreiber mussten innerhalb eines Kalenderjahres nur zwei Mal eine Meldung machen. Hierzu gehörten die großen Wartungen der BHKW's. Es handelte sich also um geplante Ausfälle. Die Meldung erfolgte bisher telefonisch, war aber auch per Mail oder Fax möglich. Zukünftig soll dies über ein webbasiertes System erfolgen.

Vertraglich vereinbart ist u.a. die Bereitstellung von Minutenreserveleistung und Sekundärregelleistung. Eine Regelung war leider längere Zeit nicht, da es im Netzgebiet der TransnetBW (Übertragungsnetzbetreiber) nicht möglich war. Nach einem Jahr erfolgte die erste Regelung als Test.

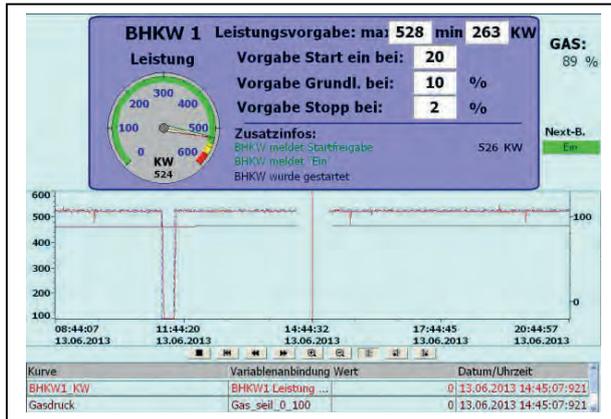


Abbildung: Kurve zum Test der Biogasanlage für negative Regelleistung

Dieser Test ist problemlos verlaufen, weshalb künftig des Öfteren mit einer Regelung zu rechnen ist. Die Betreiber erhalten für die Bereitstellung von Regelenergie einen Leistungspreis. Für die Zeit der Wartung erhält man keinen Leistungspreis. Sollte negative Regelleistung abgerufen werden, d. h. das BHKW wird ausgeschaltet, werden die entgangenen kWh für diesen Zeitraum nach der Bemessungsleistung weit höher vergütet als die EEG-Vergütung.

Die bisherige Abrechnung durch den Vermarkter war problemlos und wie vereinbart. Der Vermarkter hat eine Bankbürgschaft hinterlegt, falls nicht gezahlt wird, bis zu der Zeit zur Rückkehr zur EEG-Vergütung.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Rainer Weng, W. Gerstmeyr
 Biogas Alerheim OHG
 T: 09085/960933 rainer.weng@biogas-alerheim.de

5.2 Sonnenenergie Nördlingen – Praxisbericht zur Flexibilitätsprämie

Die Biogasanlage der Sonnenenergie Nördlingen GbR wurde 2005 in Betrieb genommen. Von Beginn an wurden bei Erweiterungen immer BHKWs mit einer höheren Leistung installiert als zunächst benötigt. Gründe hierfür waren geplante Redundanzen wegen den Wärmekunden und die relativ niedrigen Mehrkosten der BHKWs mit einer höheren Leistung. So kam es zu einer installierten Gesamtleistung von 3,4 MW auf drei Standorte verteilt. Im Jahresdurchschnitt werden 1,6 MW (Bemessungsleistung) erzeugt.

Die Genehmigung dieser Konstellation war nur möglich, unter der Auflage, quartalsweise die Abrechnungen vorzulegen. Außerdem fällt die Anlage seit 2010 in die Störfallverordnung.

Die Anlage beansprucht die Flexibilitätsprämie nach EEG 2012. Dazu wurde zunächst eine Meldung zur flexiblen Fahrweise direkt an die Bundesnetzagentur geschickt (Siehe Anhang). Die Anlage liegt im Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW. Hier funktioniert bisher der tatsächliche Abruf von Regelleistung nur Versuchsweise (Stand Juli 2013). Inzwischen ist die Sonnenenergie Nördlingen GbR für Minutenreserve präqualifiziert und vermarkten diese auch.

Für das Gutachten war der Umweltgutachter (Omnicert GmbH) an allen drei Standorten.

Zur Präqualifikation wurde eine Doppelhöckerkurve an der Biogasanlage und je an den Satellitenstandorten nachgefahren. NEXT Kraftwerke hat diese an den Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben.

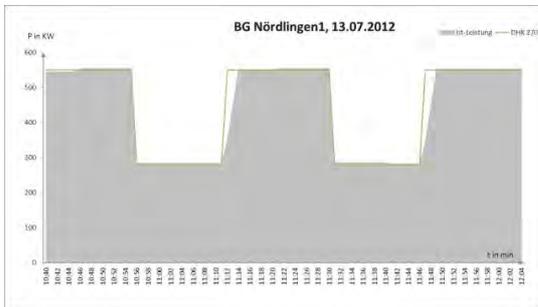


Abbildung: Präqualifikation mittels Doppelhöckerkurve am Standort der Biogasanlage Meißler

Fahrweise:

Die Fahrplandaten von NEXT Kraftwerke werden direkt vom Betreiber in die Biogasanlagen-SPS eingegeben.

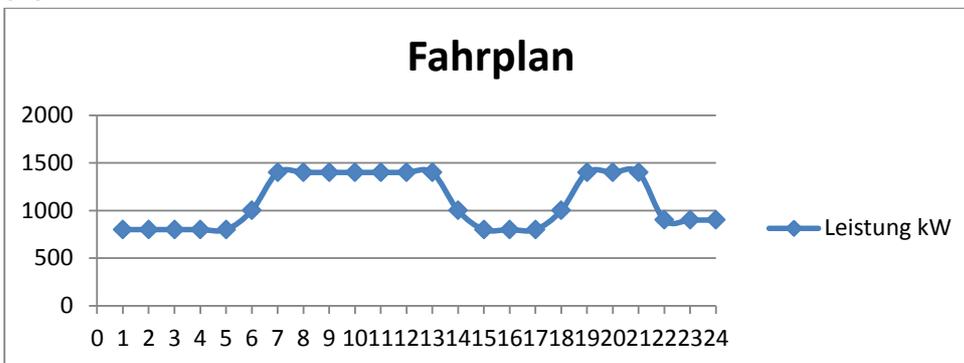


Abbildung: Beispiel eines Fahrplans

Es besteht ein Toleranzband für ein bestimmtes Zeitfenster in dem Leistungsänderungen meldefrei bleiben. Die Fahrweise ist in einstündige Blöcke unterteilt. Januar bis März 2013 wurde nach Fahrplan gefahren. Die zwei Satellitenstandorte werden wechselweise betrieben. Am Satellit 2 wird, in Abhängigkeit der Wärmeabnahme, der oben gezeigte Fahrplan gefahren. Am Satellit 1 wird seit kurzem Regelleistung bereitgestellt. Bei gegebener Rentabilität soll auch der Standort der Biogasanlage nach Fahrplan betrieben werden. Es wird jeweils separat für jeden der drei Standorte die Flexibilitätsprämie beansprucht. Diese Prämie soll nur die technischen Voraussetzungen für die flexible Fahrweise entlohnen, eine flexible Fahrweise ist nicht zwingend notwendig.

Für jede Anlage muss selbstständig gerechnet werden ob sich die Umstellung zur flexiblen Fahrweise rentiert.

Bei diesem Praxisbeispiel musste an der Anlage selbst, außer zur Einbindung der Standorte in die Steuerung, nichts verändert werden. Es ergibt sich derzeit ein zusätzlicher Arbeitsaufwand von ca. 1 Stunde pro Woche um den Wochenfahrplan vorzugeben. Hierbei müssen Änderungen in der Fahrweise tag-genau eingegeben werden. Die Eingabe erfolgt, je nach Fahrplan, meist zwei Mal in der Woche.

Bisher wurde nur die Managementprämie ausbezahlt. Die Umstellung selbst war problemlos. Aber da so viele Akteure bei der Umsetzung beteiligt sind, zieht sich die tatsächliche Fahrplanfahrweise etwas hin.

Ansprechpartner für Rückfragen: Stefan Meißler, Email: Stefan.meissler@meissler.net

5.3 Bernhard Lederle, Donauaalthem - Praxisbericht Flexibilitätsprämie

Die Biogasanlage wurde 1999 in Betrieb genommen und 2005 durch eine Reinvestition auf das EEG 2004 umgestellt. Derzeit sind durch zwei BHKW's (250 kW und 175 kW) 425 kW installiert. Der Probebetrieb, bei dem ein Umweltgutachter an der Anlage war, erfolgte im Dezember 2012. Hierfür wurde gemeinsam mit dem Umweltgutachter eine Fahrweise vereinbart, welche dem Vermarkter übermittelt wurde. Die Umstellung zur flexiblen Fahrweise und dem Bezug der Flexibilitätsprämie war zum 1.2.2013. Die Anmeldung bei der Bundesnetzagentur (siehe Anhang) erfolgte bereits 2 Monate vorher.

Regelenergiebereitstellung und Fahrplanmanagement:

Das 250 kW-BHKW läuft durch und wird für die negative Minutenreserveleistung bereitgestellt, welche bisher jedoch noch nie abgerufen wurde.

Das 175 kW-BHKW ist für die Bereitstellung von positiver Regelleistung und positiver Minutenreserveleistung. Es läuft nach Bedarf und wurde bisher nur einmal am 01.05.2013 abgerufen.

Zusätzlich zur Regelenergiebereitstellung wird nach Fahrplan gefahren. Jeden Donnerstag wird der Fahrplan mit NEXT Kraftwerke ausgemacht. 250 kW laufen durch und 175 kW beispielsweise Montag - Freitag von 7 – 10 Uhr und 17 – 20 Uhr. Der Arbeitspreis ist dabei höher als die EEG-Vergütung. Der Bereitstellungspreis ist nicht so leicht nachzuvollziehen. Er beträgt zwischen 0 - 230 €/Monat. Das 175 W-BHKW wird händisch (mit dem Handy) ein und ausgeschaltet. Der Arbeitsaufwand wird auf ca. 1 Stunde pro Woche geschätzt.

Es wird nur bei Störung eine Meldung gemacht, wenn der Fahrplan nicht eingehalten werden kann. Hierfür genügt ein Anruf. Der Mehrerlös durch das Fahrplanmanagement beträgt ca. 300 €/Monat. Hinzu kommen Markt- und Managementprämie. Die Flexibilitätsprämie selbst wird im 1. Jahr am Jahresende ausbezahlt und ist für die darauffolgenden Jahre als monatliche Abschlagszahlung vom Netzbetreiber (Stadtwerke Dillingen) geplant.

Anlagentechnik:

Das 175 kW-BHKW hat derzeit 40.000 h. Die letzte Überholung erfolgte vor der Umstellung auf die flexible Fahrweise bei 35.000 h. Es hat immer 40 °C Motortemperatur für die Starts und bei einem Heißstop läuft es 1 Minute nach und wird nachgekühlt. Bisher ist kein höherer Verschleiß erkennbar. Die Wartung erfolgt alle 2.000 h durch einen Techniker.

An der Fütterung der Anlage wurde nichts verändert, jedoch wird Freitags der Gassack leer gemacht und hierfür, bei Bedarf und nach Rücksprache mit NEXT Kraftwerke, das 175 kW-BHKW länger in Betrieb gelassen als zunächst vereinbart. Somit wird sichergestellt, dass übers Wochenende die Kapazität des Gasspeichers ausreicht.

Fazit:

Bernhard Lederle ist sich sicher, dass in der bedarfsorientierten Stromproduktion die Zukunft der Energieerzeugung durch Biogasanlagen liegt, denn dies ist eine gute Rechtfertigung für die teure Energie. Er würde jederzeit wieder auf die flexible Fahrweise umstellen.

Ansprechpartner für Rückfragen:

Bernhard Lederle
Wigramstr. 12
89407 Dillingen
T: 0170-9237466

Quellen und weiterführende Informationen:

- 1) Holzhammer, Uwe Dipl. Ing. (FH), Präsentation, Gruppenleiter bedarfsorientierte Energieproduktion, Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel
- 2) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG), Arbeitsausgabe der Clearingstelle EEG, Gesetzesfassung vom 20. Dezember 2012, in Kraft ab 28. Dezember 2012
- 3) Next-Kraftwerke GmbH, Wissen, Homepage, Stand: 2013, www.next-kraftwerke.de/wissen
- 4) Omnicert GmbH, Umweltgutachter Thorsten Grantner und Harald Heintl, Kaiser-Heinrich-II.-Str. 7, 93077 Bad Abbach
- 5) RA Loibl, Paluka, Sobola, Loibl & Partner, Prinz-Ludwig-Str. 11, 93005 Regensburg
- 6) RA Dr. Florian Valentin, von Bredow Rechtsanwälte, Littenstr. 105, 10179 Berlin
- 7) <http://www.epexspot.com/de/extras/glossar>
- 8) Springer Gabler Verlag (Herausgeber), Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Merit-Order Effekt, online im Internet: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/596505843/merit-order-effekt-v3.html>
- 9) ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity, www.entso.eu

Foto des Titelbildes von Rainer Weng, Alerheim

Verzeichnis der Ansprechpartner zu den Beiträgen:

Für die Richtigkeit der Inhalte der Beiträge sind die Autoren verantwortlich.

Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Nördlingen

Dipl. Ing. (FH) Bianca Heidecker

Dipl. Ing. (FH) Hannes Geitner

Oskar-Mayer-Str. 51

86720 Nördlingen

Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer

Gruppenleiter Bedarfsorientierte Energieproduktion mittels Biomasse

Bereich Bioenergie-Systemtechnik, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Königstor 59, 34119 Kassel

Uwe.Holzhammer@iwes.fraunhofer.de

Dr. Florian Valentin

von Bredow Valentin Partnerschaft von Rechtsanwälten

Littenstraße 105

10179 Berlin

T: +49-(0)30-8092482-20

Mail: valentin@vonbredow-valentin.de

www.vonbredow-valentin.de

Dr. Helmut Loibl, psl-Rechtsanwälte

Prinz-Ludwig-Str. 11

93055 Regensburg

Tel 0941 585710

Fax 0941 5857114

Mail info@paluka.de

Web www.paluka.de

Umweltgutachter Dipl. Ing (FH) Harald Heintl und Dipl. Ing. (FH) Thorsten Grantner

Omnicert GmbH

Kaiser-Heinrich-II.-Str. 7

93077 Bad Abbach

T: 09405-955820

Michael Sandmaier
Raiffeisen-Volksbank Ries eG
Bei den Kornschranken 4
86720 Nördlingen
T:09081 - 8019-104
F: 09081 - 8019-76
E-Mail: michael.sandmaier@rvbankries.de
<http://www.rvbankries.de>

Dipl. Ing. (FH) Manuel Maciejczyk
Geschäftsführer Fachverband Biogas e. V.
Angerbrunnerstr. 12
85356 Freising
Tel.: 08161-984660
Email: info@biogas.org

NQ-Anlagentechnik GmbH
Pflegweg 13
86733 Alerheim-Rudelstetten
Tel.: 09085 - 96 00 3 0
Fax: 09085 - 96 00 3 901
Mail: info@nq-anlagentechnik.de

NEXT Kraftwerke GmbH
Lichtstr. 43 g
50825 Köln
Dr. Röhl T: 07071-7963179 Mail: roehl@next-kraftwerke.de
Florian Roeder T: 0221-820085-72 Mail: roeder@next.kraftwerke.de

Energy2market GmbH (e2m)
Karl-Tauchnitz-Straße 4
04107 Leipzig
Fax: +49 341 231 000 99
www.energy2market.de

Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann und Dr.-Ing. Mathias Effenberger
Institut für Landtechnik und Tierhaltung an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft
Vöttinger Str. 36
85354 Freising

Ulrich Keymer
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur
Menzinger Str. 54
80638 München

Dipl.-Ing. (FH) Steffen Hollatz
Sales Engineering & Service Support
MAN Truck & Bus AG
Vogelweiherstrasse 33
D-90441 Nürnberg
Tel.: +49 911/420-6081
Mobile: +49 175/579 3186
E-Mail: steffen.hollatz@man.eu
Internet: <http://www.man-engines.com>

agrogen GmbH
Jann Uphoff, Veit Meissner
Energiepark 4
D-91732 Merkendorf
Telefon +49 9826 6585 122
Telefax +49 9826 6585 222
v.meissner@agrogen.eu
www.agrogen.eu

Rainer Weng, W. Gerstmeyr
Biogas Alerheim OHG
T: 09085/960933 rainer.weng@biogas-alerheim.de

Stefan.meissler@meissler.net

Bernhard Lederle
Wigramstr. 12
89407 Dillingen
T: 0170-9237466

Anhang 1: Liste der Vermarkter von Strom aus regenerativen Energien

(Quelle: dlz Management Juni 2013)

Agrikomp (Vermarktung über Energy2market)

Energiepark 2

91732 Merkendorf

Kontakt: Thorsten Gabel T: 089826-65959412 Mails: strom@agrikomp.de

Bioconstruct (Vermarktung über NEXT Kraftwerke GmbH)

Wellingstraße 66

49328 Melle

Kontakt: Andreas Bröcker T: 05226-59320 Mail: a.broecker@bioconstruct.de

Biogas Weser-Ems (Vermarktung über rhein ruhr partner Gesellschaft für Energiehandel mbH)

Zeppelinring 12-16

26169 Friesenoythe

Kontakt: Frank Steenken T: 04491-9380-00 Mail: info@biogas-weser-ems.de

Clean Energy Sourcing (Vermarktung über Clean Energy Sourcing)

Katharinenstr. 6

04109 Leipzig

Kontakt: Matthias Karger T: 0341-308606452 Mail: matthias.karger@clens.eu

Energy2market GmbH (e2m)

Karl-Tauchnitz-Straße 4

04107 Leipzig

Fax: +49 341 231 000 99 www.energy2market.de

Gela Energie GmbH (Vermarktung über Energy2market)

Lingener Str. 20

48480 Lünne

Kontakt: Ulrike Lücke-Bauer T: 05906-96629820 Mail: luecke-bauer@gela-energie.de

Genossenschaft der Grünstrom-Erzeuger (GDGE) eG (Vermarktung über Energy2market)

Blumendorf 11

23843 Bad Oldesloe

Kontakt: Dr. Jenny Roitsch T: 01801-003267 Mail: info@gdge.org

Genossenschaft zur Förderung der dezentralen Energieerzeugung eG (GFDE)

(Vermarktung über Clean Energy Sourcing und Energy2market)

Heinfelder Str. 4

26169 Friesoythe

Kontakt: Arndt von der Lage T: 04405-240521 Mail: gfde@gmx.org

Landenergie (Maschinenring) (Vermarktung über LEW Lechwerke Augsburg)

Ottheinrichplatz A117

86633 Neuburg/Donau

Kontakt: Katharina Öxler T: 08431-6499-1460 Mail: direktvermarktung@landenergie.de

MT Energie (Vermarktung über Energy2market)

Ludwig-Elsbett-Str. 1

27404 Zeven

Kontakt: Michael Tiedemann T: 04281-9845211 Mail: Michael.tiedemann@mt-energie.com

Nest (Vermarktung über Nexus Energie)

Hollich 79

48565 Steinfurt

Kontakt: Herr Voß T: 02551-9195540 Mail: nefigmann@n-e-st.de

Next Kraftwerke GmbH (Vermarktung über NEXT Kraftwerke GmbH)

Lichtstr. 43g

50825 Köln

Kontakt: Herr Aengenvoort T: 0221-8200850 Mail: beratung@next-kraftwerke.de

Nexus Energie (Vermarktung über Nexus Energie)

Fritz-Vomfelde-Str. 14

40547 Düsseldorf

Kontakt: Adam Rabbaoui und Andreas Clor T: 0211-957601-88

Mail: direktvermarktung@nexus-energie.de

PlanET (Vermarktung über Next Kraftwerke GmbH)

Girardestr. 2-38

45131 Essen

Kontakt: Andreas Bünker T: 0201-2449830 Mail: a.buenker@planet-biogas.com

Technische Anbindung für Next und Energy2market macht u.a.

NQ-Anlagentechnik GmbH

Betrieb Rudelstetten

Pflegweg 13

86733 Alerheim-Rudelstetten

T: 09085-960030

Fax: 09085 - 96 00 3 901

Mail: info@nq-anlagentechnik.de

Betrieb Wolfsbronn

Wolfsbronn 17

91802 Meinheim

Anhang 2:

Das Formular zur Meldung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie finden ist im Internet unter folgendem Link:

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Flexibilitaetspraemie/flexibilitaetspraemie.html

Bundesnetzagentur
Referat 607
Postfach 80 01
53105 Bonn

Meldung der Inanspruchnahme einer Flexibilitätsprämie gem. § 33i Abs. 1 Nr. 3 EEG bei der Bundesnetzagentur

Angaben zum Anlagenbetreiber

Unternehmen	<input type="text"/>		
Straße	<input type="text"/>	Nr.	<input type="text"/>
Postleitzahl	<input type="text"/>	Ort	<input type="text"/>

Angaben zum Ansprechpartner

Vorname	<input type="text"/>	Name	<input type="text"/>
Telefon	<input type="text"/>	E-Mail	<input type="text"/>

Angaben zur Biogasanlage

Postleitzahl	<input type="text"/>	Ort	<input type="text"/>
Datum der Inbetriebnahme	<input type="text"/>	Installierte Leistung in kW	<input type="text"/>

Angaben zur Flexibilitätsprämie

Datum der erstmaligen Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie	<input type="text"/>
---	----------------------

Hiermit melde ich die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zum oben genannten Datum an.

Datum, Unterschrift

Formular drucken

Fachzentrum 3.11 – Diversifizierung und Strukturentwicklung



Erhard Würth

Leiter des Fachzentrums
„Diversifizierung und Strukturentwicklung“
Ansprechpartner für Fragen zum
Thema erneuerbare Energien,
u.a.



Ina Korndörfer

stellvertretende Leiterin des
Fachzentrums „Diversifizierung
und Strukturentwicklung“
Ansprechpartnerin für die Koor-
dination überregional, u. a.



Hannes Geitner

Fachberater für Landtechnik
und erneuerbare Energien
Ansprechpartner für Fragen
zum Thema erneuerbare
Energien
Tel. 09081 2106-31



Bianca Heidecker

Dipl. Ing. (FH)
Expertenteam
**„LandSchaftEnergie – Ener-
gie-wende im ländlichen
Raum“** Tel. 09081 2106-39



Annerose Stelzenmüller

Projekt-Mitarbeiterin
**„LandSchaftEnergie – Ener-
gie-wende im ländlichen
Raum“**
Tel. 09081 2106-32



Brigitte Lösch

Sachbearbeiterin für den Voll-
zug von Förderprogrammen
(LEADER, chance.natur, etc.)
Tel. 09081 2106-34



Romy Michler

Projekt-Mitarbeiterin
„Demographischer Wandel“
Tel. 09081 2106-42



Stefanie Rieblinger

Projekt-Mitarbeiterin
„Demographischer Wandel“
Tel. 09081 2106-96



**Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten
Nördlingen**

Oskar-Mayer-Str. 51

86720 Nördlingen

T: 09081 - 2106-0

F: 09081 - 2106-55

www.aelf-nd.bayern.de