

Direktvermarktung I Teilnahme am Marktprämienmodell



Nr. V – 17/2013

Zusammengestellt von der Arbeitsgruppe V (Ökonomie) im „Biogas Forum Bayern“ von:

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung.....	2
2. Hintergrund	2
3. Rahmenbedingungen der Direktvermarktung im EEG 2012.....	3
3.1 Was ist Direktvermarktung im Sinne des EEG?.....	3
3.2 Welche Pflichten sind bei der Direktvermarktung im Sinne des Marktprämienmodells zu erfüllen?.....	4
3.3 Ist ein Wechsel zwischen verschiedenen Direktvermarktungsformen oder zurück in die EEG-Festvergütung möglich?.....	5
3.4 Wie berechnet sich die Höhe der Marktprämie?	5
4. Umsetzung des Marktprämienmodells in der Praxis.....	6
4.1 Zahlungsströme im Marktprämienmodell.....	7
4.2 Darstellung der Funktionsweise des Marktprämienmodells anhand eines Beispiels	7
5. Erlösmöglichkeiten im Marktprämienmodell ohne bedarfsgerechte Stromerzeugung	8
6. Weitergehende Optionen im Rahmen der Direktvermarktung.....	9
7. Vertragsgestaltung	10
7.1 Einhaltung der Anforderungen aus dem EEG.....	11
7.2 Wechselvorgänge, Mahnfristen und Bürgschaft	11
7.3 Mehrerlöse	12
8. Hinweis zum Umgang mit der finanzierenden Bank	13
9. Fazit.....	13
10. Weiterführende Literatur	14

1. Einführung

Die Direktvermarktung im Rahmen des EEG bietet Biogasanlagenbetreibern unterschiedliche Möglichkeiten, am Markt teilzunehmen. Mit vier Veröffentlichungen versucht das Biogas Forum Bayern das Thema praxisgerecht aufzuarbeiten. Die Beiträge wurden mit großer Sorgfalt erstellt. **Trotzdem können die Autoren für eventuell fehlerhafte Darstellungen keine Haftung übernehmen.**

„[Direktvermarktung – Übersicht](#)“ gibt einen Überblick über die ersten und grundsätzlichen Fragen zum Thema Direktvermarktung.

„[Direktvermarktung I – Teilnahme am Marktprämienmodell](#)“ beschreibt die Rahmenbedingungen der Direktvermarktung und die Umsetzung des Marktprämienmodells in der Praxis. Er zeigt Erlösmöglichkeiten im Marktprämienmodell auf und gibt Hinweise zur Vertragsgestaltung.

„[Direktvermarktung II – Regelleistung](#)“ (derzeit nicht online) beschreibt die zusätzlichen Anforderungen und Erlösmöglichkeiten, die sich aus der Bereitstellung von Regelleistung ergeben.

„[Direktvermarktung III – Bedarfsorientierte Stromerzeugung](#)“ geht auf die technischen Anforderungen der bedarfsgerechten Stromerzeugung ein, zeigt exemplarisch den Investitionsbedarf und die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung im Rahmen der Direktvermarktung nach dem EEG 2012 auf.

Zusätzlich weisen wir auf die Veröffentlichung [„Technische Anforderungen an den flexiblen Betrieb von Biogasanlagen“](#) hin.

Die Veröffentlichungen I-III bauen aufeinander auf. Grundsätzlich müssen immer die Vorgaben des EEG – siehe Beitrag „Direktvermarktung I – Teilnahme am Marktprämienmodell“ eingehalten werden. Der Einsteiger kann mit der Teilnahme an der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell Erfahrungen sammeln. Das Risiko, aber auch die Aussichten auf Mehrerlöse sind begrenzt. Wer es sich dann zutraut, kann mit dem Anbieten von Regelleistung seine Erlöschancen erhöhen, muss aber in Kauf nehmen, sich strengen Regeln zu unterwerfen. Wer alle Chancen des Marktes nutzen möchte, muss erhebliche Investitionen stemmen und flexibel Strom erzeugen, kann aber auch deutlich höhere Erlöse erzielen.

Tab 1: Erlöschancen am Strommarkt

Vergütungsmöglichkeiten			Erlöse aus bedarfsgerechter Stromvermarktung	
			Erlöse aus Vermarktung von Regelleistung	
			Erlöse aus Vermarktung von Regelleistung	
		Managementprämie	Managementprämie	Flexibilitätsprämie
		Managementprämie	Managementprämie	Managementprämie
Feste EEG-Vergütung	Marktprämie	Marktprämie	Marktprämie	
	Monatsmittelwert Börse	Monatsmittelwert Börse	Monatsmittelwert Börse	
EEG VERGÜTUNG	MARKTPRÄMIE	REGELENERGIE	FLEXIBLE ENERGIEERZEUGUNG	

2. Hintergrund

In Deutschland werden mehr als 7.500 Biogasanlagen betrieben. Der größte Teil davon erzeugt kontinuierlich Strom. Der eingespeiste Strom wird auf der Basis der im EEG festgelegten Vergütungssätze vergütet.

Im zukünftigen Energiesystem nimmt allerdings die Bedeutung regelbarer Kraftwerke und somit der bedarfsgerechten Bereitstellung von Strom zu. Biogasanlagen sind schon heute in der Lage diese Aufgaben zu übernehmen und die unregelmäßige Stromerzeugung volatiler erneuerbarer Energien auszugleichen und zu ergänzen.

Um Betreiber von Biogasanlagen dazu zu animieren, Strom bedarfsgerecht und zu Zeiten einzuspeisen, in denen dieser besonders wertvoll ist, wurden im EEG 2012 entsprechende Mechanismen verankert. Erstmals setzt der Gesetzgeber effektive Anreize für Biogasanlagenbetreiber, ihren Strom direkt über die Strombörse zu vermarkten und dort optimalerweise einen Mehrerlös zu erwirtschaften. Hiermit wurde den Biogasanlagenbetreibern ein neues Geschäftsfeld eröffnet, das Chancen, aber auch Herausforderungen bietet. Im Folgenden werden die Grundlagen der Direktvermarktung im EEG dargestellt und die Teilnahme am sogenannten Marktprämienmodell beschrieben.

Ziel dieser Veröffentlichung ist es, den Betreibern Informationen zur Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell praxisgerecht zu vermitteln und so den Einstieg zu erleichtern.

3. Rahmenbedingungen der Direktvermarktung im EEG 2012

Im EEG 2012 werden erstmals effektive wirtschaftliche Anreize für die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien geschaffen. Dabei werden die energieträgerspezifischen Besonderheiten berücksichtigt. Zudem können die in den §§ 33a-i EEG 2012 festgelegten Mechanismen sowohl von Neu- als auch Bestandsanlagen genutzt werden. Bei Bestandsanlagen ist dies ohne Auswirkung auf ihr Inbetriebnahmedatum oder ihre Vergütungsansprüche.

3.1 Was ist Direktvermarktung im Sinne des EEG?

Der Begriff der Direktvermarktung ist im EEG 2012 definiert. Danach können Anlagenbetreiber Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach bestimmten im EEG 2012 festgelegten Maßgaben an Dritte veräußern.

Das EEG 2012 sieht drei Direktvermarktungsmodelle vor:

1. Marktprämienmodell
2. Grünstromprivileg
3. Sonstige Direktvermarktung

Diese Modelle schließen sich gegenseitig aus. Aufgrund der größten Relevanz für Biogasanlagenbetreiber konzentriert sich dieser Beitrag auf das Marktprämienmodell.

Darüber hinaus ist definiert, was keine Direktvermarktung im Sinne des EEG ist. Darunter fallen Konstellationen, bei denen Verbraucher in unmittelbarer räumlicher Nähe versorgt

werden ohne dass der Strom durch das öffentliche Netz geleitet wird. Die Direktleitung zum Krankenhaus in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage wird dementsprechend nicht als Direktvermarktung im Sinne des EEG gesehen.

3.2 Welche Pflichten sind bei der Direktvermarktung im Sinne des Marktprämienmodells zu erfüllen?

Die Teilnahme an der Direktvermarktung entbindet den Betreiber nicht von seinen Pflichten, die er erfüllen muss, um einen Anspruch auf eine Vergütung nach dem EEG zu haben. Eine Bestandsanlage im EEG 2009 muss alle dort genannten Voraussetzungen und Anforderungen weiterhin einhalten. Eine nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommene Anlage muss grundsätzlich die Bestimmungen des EEG 2012 einhalten. Nicht einzuhalten ist allerdings die verpflichtende Mindest-Wärmenutzung oder Güllennutzung im EEG 2012.

Weiterhin müssen Anlagen bestimmte technische Voraussetzungen erfüllen. Dabei muss der Netzbetreiber die Ist-Einspeisung abrufen und bei Bedarf die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren können. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW stellt das Vorhandensein derartiger Vorrichtungen bereits seit 01. Januar 2011 eine Vergütungsvoraussetzung dar. Im Rahmen der Direktvermarktung von Strom müssen aber auch Anlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW diese technischen Anforderungen erfüllen.

Zusätzlich ist sicherzustellen, dass keine vermiedenen Netzentgelte beansprucht werden. Die gesamte Ist-Einspeisung ist zudem in viertelstündlicher Auflösung zu messen und zu bilanzieren. Dabei darf der vermarktete Strom nur in einem Bilanzkreis bilanziert werden, in dem Strom derselben Direktvermarktungsform vermarktet wird. Da diese beiden Punkte (keine vermiedenen Netzentgelte und Bilanzierung) in den Aufgabenbereich des Vermarktungsdienstleisters bzw. Stromvermarkters fallen, sollten sie vertraglich vereinbart werden.

Tabelle 2: Pflichten bei der Direktvermarktung bzw. im Marktprämienmodell

Quelle: eigene Darstellung

Pflicht	Anmerkung
Bestehender Vergütungsanspruch nach dem EEG der Anlage	Betreiber verantwortlich
Technische Vorgaben: Mitteilung Ist-Einspeisung und Steuerbarkeit der Anlage	Betreiber verantwortlich
Keine Inanspruchnahme vermiedener Netznutzungsentgelte	Im Vertrag mit Stromvermarkter vereinbaren
Messung der gesamten Ist-Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung	Im Vertrag mit Stromvermarkter vereinbaren
Vorgaben an die Bilanzierung	Im Vertrag mit Stromvermarkter vereinbaren
Meldung der Strommengen bis zum 10. Werktag des Folgemonats	Im Vertrag mit Stromvermarkter vereinbaren

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die vom Betreiber einzuhaltenden Pflichten bei der Direktvermarktung. Ein Verstoß gegen diese aufgeführten Pflichten hat zur Folge, dass der Anspruch auf die Marktprämie bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt, entfällt. Zur Veranschaulichung folgendes Beispiel: Endet der Verstoß am 20.05. eines Jahres, so besteht bis einschließlich August dieses Jahres kein Anspruch auf die Marktprämie, sondern erst wieder ab dem 01.09.

Neben diesen Pflichten bei der Direktvermarktung existieren noch zusätzliche Anspruchsvoraussetzungen für den Erhalt der Marktprämie. So darf die Marktprämie nur für den Strom in Anspruch genommen werden, der tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen wurde. Die entsprechenden Strommengen sind jeden Monat bis zum 10. Werktag des Folgemonats dem Netzbetreiber mitzuteilen. Auch diese Aufgabe wird in der Regel vom Stromvermarkter übernommen und sollte entsprechend vertraglich fixiert werden.

3.3 Ist ein Wechsel zwischen verschiedenen Direktvermarktungsformen oder zurück in die EEG-Festvergütung möglich?

Biogasanlagenbetreiber haben jeweils zum ersten Tag jedes Monats die Möglichkeit, in die Direktvermarktung, zwischen verschiedenen Direktvermarktungsformen oder zurück in die EEG-Festvergütung zu wechseln. Der Wechsel muss jedoch vor Beginn des vorangegangenen Monats dem Netzbetreiber mitgeteilt werden. Möchte beispielsweise ein Anlagenbetreiber zum 01.09. eines Jahres von der EEG-Festvergütung in das Marktprämienmodell wechseln, so muss spätestens zum 31.07. eine entsprechende Mitteilung an den Netzbetreiber erfolgen. Bei dieser Meldung ist auch mitzuteilen, welchem Bilanzkreis der Strom zugeordnet werden soll. Im Regelfall sollten diese Formalien durch den Stromvermarkter durchgeführt werden, was allerdings entsprechend in den Verträgen sichergestellt werden muss. Auch beim Rückwechsel in die EEG-Festvergütung ist eine entsprechende Meldung fristgerecht vorzunehmen.

Im Fall einer nicht form- und fristgerechten oder nicht den inhaltlichen Anforderungen entsprechenden Mitteilung entfällt die Marktprämie für die drei auf den Verstoß folgenden Monate. Aus diesem Grund sollten diese formellen Anforderungen vertraglich geregelt werden.

3.4 Wie berechnet sich die Höhe der Marktprämie?

Betreiber, die ihren Strom direkt vermarkten und die gesetzlichen Voraussetzungen einhalten, haben einen Anspruch auf die so genannte Marktprämie. Sie zielt darauf ab, die Differenz zwischen dem Börsenpreis und der EEG-Vergütung der Anlage auszugleichen. Dies ist erforderlich, da der an der Börse erreichbare Verkaufspreis bei 3-5 ct/kWh und damit unter der EEG-Vergütung liegt.

Dem entsprechend errechnet sich die Höhe der Marktprämie nach folgender Formel:

$$\text{Marktprämie} = \text{EV} - \text{MW}_{\text{EPEX}} + P_{\text{M(Steuerbare)}}$$

EV:	Anlagenspezifische Einspeisevergütung
MW _{EPEX} :	tatsächlicher Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot EEX in Leipzig
P _{M(Steuerbare)} :	energieträgerspezifische Managementprämie

Der Monatsmittelwert an der Börse wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Internet veröffentlicht und kann unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte> nachgeschlagen werden. Er weist seit Einführung der Marktprämie mit Beginn des Jahres 2012 einen fallenden Trend auf, d. h. die Börsenpreise für Strom sinken (siehe Abbildung 1).

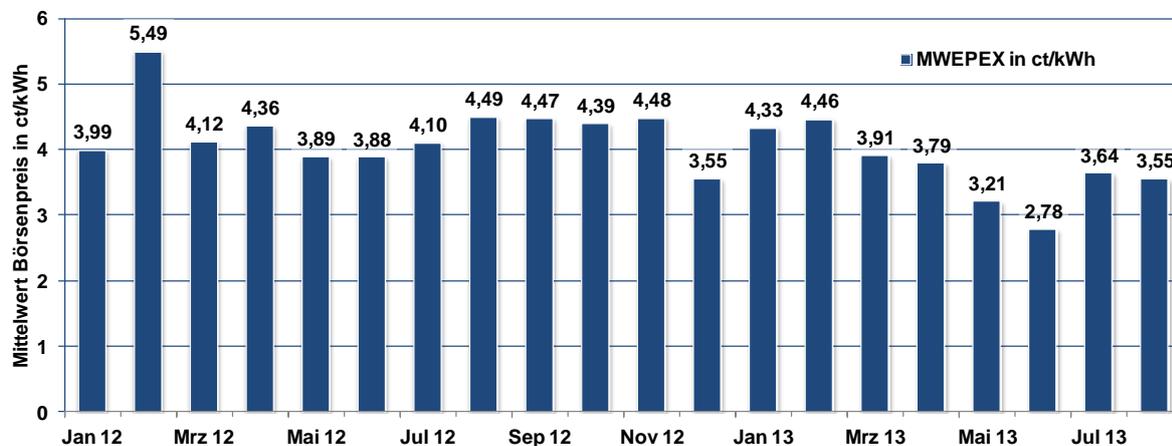


Abbildung 1: Entwicklung des mittleren Börsenpreises seit 2012

Quelle: eigene Darstellung nach <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>

Die Managementprämie ist damit Teil der Marktprämie. Sie wurde vom Gesetzgeber als Anreizkomponente ins EEG 2012 aufgenommen und soll die zusätzlichen Aufwendungen aufgrund der Direktvermarktung (Marktzugang, Abrechnungen, IT-Infrastruktur) ausgleichen. Die Höhe der Managementprämie ist degressiv gestaltet. Sie richtet sich dabei nach dem Jahr, in dem der Strom vermarktet wird und ist damit unabhängig von der erstmaligen Inanspruchnahme des Marktprämienmodells. Für das Jahr 2012 erhielten alle Biogasanlagen im Marktprämienmodell 0,300 ct/kWh und entsprechend im Jahr 2013 0,275 ct/kWh (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Entwicklung der Managementprämie

	2012	2013	2014	ab 2015
Managementprämie in ct/kWh	0,300	0,275	0,250	0,225

Quelle: EEG 2012

4. Umsetzung des Marktprämienmodells in der Praxis

Prinzipiell stellt das Marktprämienmodell nur wenige zusätzliche Anforderungen an den Betrieb der Biogasanlage. Um am Marktprämienmodell teilzunehmen, sind nicht zwingend ein flexibler Anlagenbetrieb und somit auch keine größeren Umbaumaßnahmen erforderlich. Einzig die im vorangegangenen Kapitel dargestellten Anforderungen gilt es zu erfüllen. Dies bedeutet, dass der Betreiber seine Anlage wie in der EEG-Festvergütung 24 Stunden am Tag unter Volllast fahren kann. Entscheidend sind eine zuverlässige Fahrweise und rechtzeitiges Signalisieren von Betriebspausen, so dass der Stromvermarkter den Strom zu guten Konditionen verkaufen kann.

4.1 Zahlungsströme im Marktprämienmodell

In der Praxis läuft das Marktprämienmodell in der Regel folgendermaßen ab: Der Betreiber vermarktet seinen Strom über einen Stromvermarkter und erzielt auf diesem Weg einen Markterlös, der ihm im Folgemonat vom Stromvermarkter überwiesen wird. Ebenso ermitteln am Ende des Monats die Übertragungsnetzbetreiber den Monatsmittelwert der Stundenkontrakte an der Strombörse. Dieser Wert wird anschließend von der EEG-Vergütung, die der Anlage zusteht, abgezogen. Anschließend wird die Managementprämie als Prämie für die zusätzlichen Aufwendungen aufgrund der Direktvermarktung hinzuaddiert. Diese Marktprämie wird dann vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber überwiesen. Wie bei der Festvergütung ist der Netzbetreiber verpflichtet, angemessene Abschlagszahlungen zu leisten. Schlussendlich stammen in dieser Konstellation rund $\frac{3}{4}$ des Erlöses vom Netzbetreiber und $\frac{1}{4}$ vom Stromvermarkter.

4.2 Darstellung der Funktionsweise des Marktprämienmodells anhand eines Beispiels

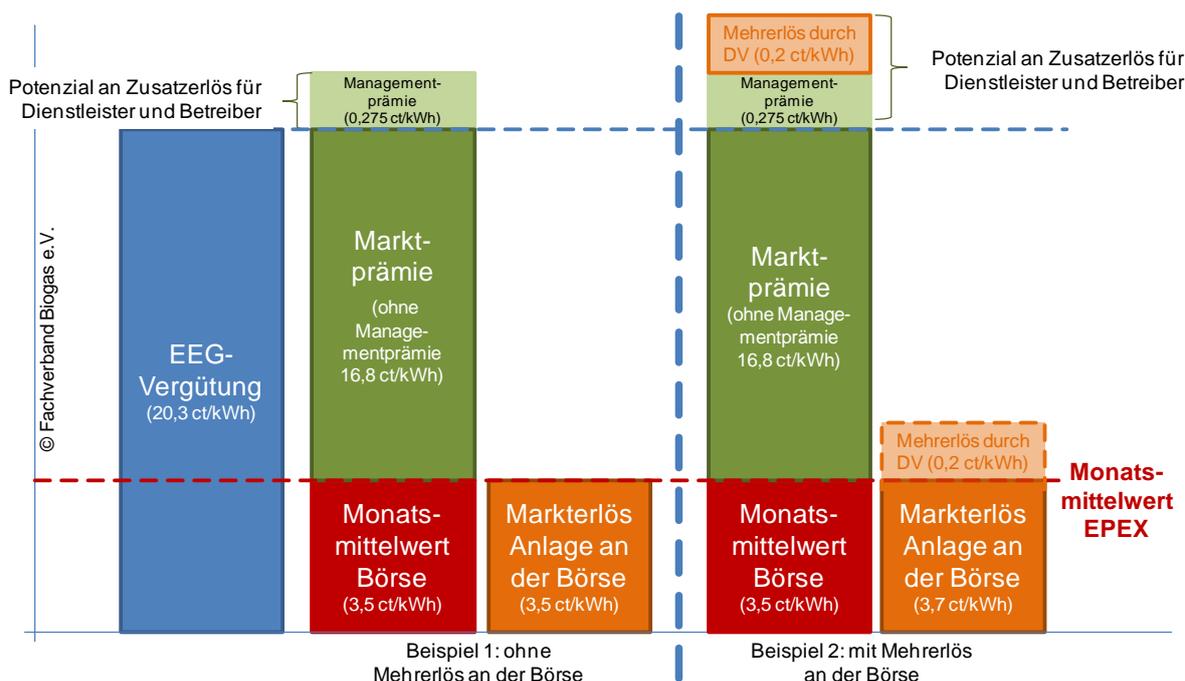
Das Prinzip des Marktprämienmodells lässt sich am besten anhand von einem Beispiel mit konkreten Zahlen erläutern. Es wird angenommen, dass die EEG-Vergütung der Anlage in der Festvergütung 20,3 ct/kWh beträgt (blaue Säule in Abbildung 2). Dieser Wert wird für die Berechnung der Marktprämie herangezogen und ist anlagenspezifisch, d. h. jede Anlage hat eine individuelle Vergütung und entsprechend eine individuelle Marktprämie. Von der Einspeisevergütung wird nun der Monatsmittelwert an der Börse abgezogen und die Managementprämie addiert. Diese beiden Positionen sind für alle Anlagen gleich.

Im Beispiel wird ein Monatsmittelwert von 3,5 ct/kWh unterstellt. Nach Addition der Managementprämie, die für 2013 0,275 ct/kWh beträgt, resultiert eine Marktprämie in Höhe von 17,075 ct/kWh (entspricht den grünen Säulen in Abbildung 2). Diesen Betrag überweist der Netzbetreiber an den Betreiber der Biogasanlage.

Den anderen Teil der Einkünfte muss der Anlagenbetreiber über seinen Stromvermarkter am Markt Erlösen. Sollte der Anlagenbetreiber die Stromproduktion wie in der Festvergütung gestalten, also an möglichst vielen Stunden im Jahr mit voller Leistung einspeisen, liegt der Erlös auf dem Niveau des durchschnittlichen Börsenpreises.

Dies soll im ersten Beispiel betrachtet werden. Dabei gelingt es nicht, durch die Direktvermarktung einen besseren Preis zu Erlösen als der Monatsmittelwert an der Börse (siehe Beispiel 1 der Abbildung 2), während im zweiten Beispiel durch den Stromvermarkter Mehrerlöse generiert werden (siehe Beispiel 2 der Abbildung 2). Für beide Beispiele ist die Höhe der Marktprämie, die sich wie oben beschrieben berechnet, gleich.

In Beispiel 1 liegt der Erlös bei 3,5 ct/kWh. Zusammen mit der Marktprämie Erlöst der Betreiber 20,575 ct/kWh und damit 0,275 ct/kWh mehr im Vergleich zu Festvergütung. Dies entspricht genau der Managementprämie. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass auch der Stromvermarkter von diesem Mehrerlös entlohnt wird. In der Regel erhält er einen prozentualen Anteil der Managementprämie.



Beispiel für Marktprämie:

Ein Anlagenbetreiber/Direktvermarkter vermarktet Strom aus einer Biogasanlage, deren EEG-Vergütung 20,3 ct/kWh beträgt. Der Börsenpreis lag im Monatsmittel bei 4,3 ct/kWh. Im Rahmen der Direktvermarktung erlöste er im Mittel des Monats hingegen 4,5 ct/kWh. Dieser Erlös mitsamt Mehrerlös (0,2 ct/kWh) verbleibt bei ihm. Zusätzlich erhält der Anlagenbetreiber/Direktvermarkter die Marktprämie inkl. Managementprämie (0,275 ct/kWh) in Höhe von 16,275 ct/kWh (20,3 – 4,3 + 0,275). Insgesamt hat er also in diesem Monat für seinen eingespeisten Strom 20,775 ct/kWh Erlöst.

Abbildung 2: Marktprämienmodell anhand zweier Beispiele (Hinweis: Höhe der Säulen nicht maßstabsgetreu)

Quelle: FvB 2013

Sollte der Betreiber bedarfsgerecht Strom erzeugen, kann es dem Stromvermarkter, wie im Beispiel 2 dargestellt, gelingen (orange Säule für Beispiel 2 in Abbildung 2), einen höheren Erlös als den Mittelwert an der Börse zu erwirtschaften (z. B. 3,7 ct/kWh). Diese Zusatzerlöse werden in der Regel zwischen Anlagenbetreiber und Stromvermarkter aufgeteilt. In Beispiel 2 könnten im Vergleich zur EEG-Festvergütung 0,475 ct/kWh mehr erwirtschaftet werden.

5. Erlösmöglichkeiten im Marktprämienmodell ohne bedarfsgerechte Stromerzeugung

Das Marktprämienmodell ohne bedarfsgerechte Stromerzeugung erfordert nur einen geringen Anpassungsbedarf hinsichtlich des Betriebs der Anlage und kann quasi als Einsteigermodell gesehen werden. Jedoch wird im Regelfall nur die anteilige Managementprämie als Zusatzerlös realisierbar sein. Je größer die Stromeinspeisung ist, desto größer ist der Gesamtbetrag der Managementprämie (siehe Tabelle 4). Während die vom Netzbetreiber ausbezahlte Prämie bei einer 100 kW-Anlage nur 2.200 € beträgt, ist es bei einer 1.000 kW entsprechend der 10-fache Betrag.

Tabelle 4: Erlöse aus der Managementprämie sowie mögliche Mehrerlöse an der Börse bei unterschiedlichen Größen der Anlage und in Abhängigkeit des Anteils des Stromvermarkters

	100 kW	250 kW	500 kW	1.000 kW
Managementprämie in €/Jahr (gesamt)	2.200	5.500	11.000	22.000
Managementprämie in €/Jahr (50 % beim Betreiber)	1.100	2.750	5.500	11.000
Managementprämie in €/Jahr (75 % beim Betreiber)	1.650	4.125	8.250	16.500

Annahmen: gültig für das Jahr 2013 bei 8.000 Volllaststunden
 Quelle: eigene Berechnungen

Wie bereits erläutert, verbleibt der Zusatzerlös aus der Managementprämie nicht komplett beim Anlagenbetreiber, da auch der Stromvermarkter für seine Aufgaben entlohnt werden möchte. Meist wird vertraglich festgelegt, dass ein Teil der Managementprämie (z. B. 50 %) dem Stromvermarkter zusteht. Bei der 100 kW-Anlage verbleiben dem Betreiber in diesem Fall noch 1.100 €/Jahr (siehe Tabelle 4).

Schließen sich Anlagen zu so genannten Pools zusammen und vereinigen damit eine deutlich größere Leistung, lassen sich in Verhandlungen mit dem Stromvermarkter erfahrungsgemäß höhere Prozentsätze als 50 % für die Anlagenbetreiber erzielen.

Eine bessere Verhandlungsposition haben Betreiber zudem, wenn sie eine zuverlässige Stromerzeugung sicherstellen können. Grundsätzlich muss bei der Managementprämie erwähnt werden, dass sie im Regelfall, wie oben beschrieben, als Teil der Marktprämie komplett vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber ausbezahlt wird. Der Stromvermarkter hat also keinen direkten Zugriff, weswegen in der Praxis der anteilige Betrag vom Markterlös der Direktvermarktung abgezogen und vom Stromvermarkter einbehalten wird.

6. Weitergehende Optionen im Rahmen der Direktvermarktung

Bisher wurde das Marktprämienmodell im Zusammenhang mit Biogasanlagen betrachtet, die ihren Strom weiter in Grundlast und damit nicht bedarfsgerecht einspeisen. Eine Vermarktung von unflexibel eingespeistem Strom an der Börse ist nicht sehr lukrativ, da Mehrerlöse nur schwer zu erzielen sind.

Das Marktprämienmodell bietet dem Anlagenbetreiber weitere Optionen in der Praxis, bei denen er seinen bisherigen Anlagenbetrieb mehr oder weniger stark umstellen muss (siehe Abbildung 3). Je besser der Anlagenbetrieb auf die Schwankungen am Strommarkt abgestimmt ist, desto mehr Möglichkeiten stehen für Zusatzeinnahmen zur Verfügung. Anlagenbetreiber haben damit die Möglichkeit sich in einer Art Lernkurve einer komplexen bedarfsgerechten Stromerzeugung anzunähern, die zusätzliche Erlösmöglichkeiten eröffnet.

Als erste Option bietet sich der Einstieg in die Erbringung von Regelleistung an. Regelleistung wird dann benötigt, wenn kurzfristig zu wenig oder zu viel Strom zur Verfügung steht, da entweder die Nachfrage bzw. das Angebot von der Prognose abweicht. Biogasanlagen sind in der Lage, negative Regelleistung anzubieten, d. h. sie reduzieren ihre Leistung, wenn zu

viel Strom im Netz ist und die Frequenz im Stromnetz den Sollwert verlässt. Diese Systemdienstleistung wird wiederum vom Stromvermarkter am Markt angeboten und eröffnet so die Möglichkeit zusätzlicher Erlöse. Die Anforderungen an den Betrieb der Anlage steigen dadurch, da die Anlagen in der Lage sein müssen, die Stromeinspeisung kurzfristig zu reduzieren.

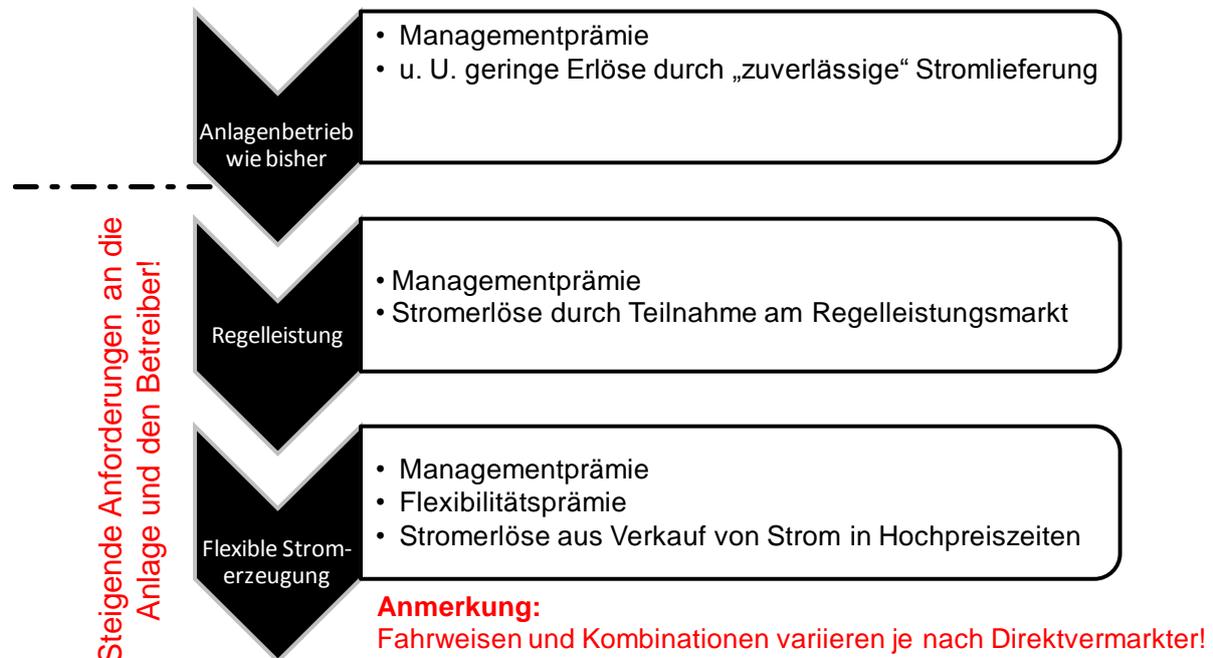


Abbildung 3: Optionen für den Anlagenbetreiber im Marktprämienmodell und zusätzliche Erlösmöglichkeiten

Quelle: FvB 2013

Eine Stufe weiter geht die so genannte flexible Stromerzeugung. Im Gegensatz zum kurzzeitigen Abschalten auf Anforderung, legt der Betreiber hier im Vorfeld fest, zu welchen Zeiten er einspeisen will und in welchen er das Gas speichert. Im Normalfall wird er den Strom zu Zeiten einspeisen, in denen er teuer ist. Da hier allerdings eine bauliche und betriebliche Anpassung der Anlage (u. a. größerer Gasspeicher, zusätzliche BHKW-Kapazität) erforderlich sind, sind zusätzliche Investitionen vom Betreiber zu tätigen. Um diesen Aufwand auszugleichen, ist im EEG 2012 zusätzlich zur Marktprämie die so genannte Flexibilitätsprämie eingeführt worden.

Nähere Informationen zu einer bedarfsgerechten Stromerzeugung und den Erlösmöglichkeiten werden in den gesonderten Veröffentlichungen „Direktvermarktung II – Regelleistung“ und „Direktvermarktung III – Flexible Stromerzeugung“ dargestellt und können dort nachgelesen werden.

7. Vertragsgestaltung

In Bezug auf die Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Stromvermarkter macht das EEG keine Vorgaben. Es gibt allerdings Verpflichtungen des EEG, die sinnvollerweise vom Stromvermarkter zu erledigen sind. Dazu bedarf es ebenso vertraglicher Vereinbarungen wie zur Fälligkeit der vereinbarten Vergütungszahlungen etc.

Da die Inhalte des Vertrages nicht nur für die Stromerlöse am Markt maßgeblich sind, sondern auch Einfluss auf die Marktprämie haben können, sollte der Vertrag in jedem Fall von einem Fachjuristen geprüft werden. Auch hier ist es von Vorteil, wenn sich Anlagen in einem Pool zusammenfinden und die Kosten der Vertragsprüfung auf viele Anlagen verteilt werden können.

Im Folgenden werden ohne Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit wichtige Aspekte beschrieben, die es bei der Vertragsgestaltung zu beachten gilt.

7.1 Einhaltung der Anforderungen aus dem EEG

In Kapitel 3 sind bereits die Anforderungen seitens des EEG hinsichtlich der Direktvermarktung in Form des Marktprämienmodells genannt. Der Anlagenbetreiber hat in jedem Fall sicherzustellen, dass diese eingehalten werden, da sonst die Marktprämie, also $\frac{3}{4}$ seiner Vergütung, wegfällt. Insbesondere diejenigen gesetzlichen Vorgaben, die sinnvollerweise vom Stromvermarkter übernommen werden, sollten vertraglich geregelt werden.

Dies gilt vor allem hinsichtlich des Verzichts auf Inanspruchnahme von vermiedenen Nutzungsentgelten, die Bilanzierung des direkt vermarkteten Stroms sowie die Mitteilung der Strommengen an den Netzbetreiber bis zum 10. Werktag des Folgemonats.

7.2 Wechselvorgänge, Mahnfristen und Bürgschaft

Die Rahmenbedingungen im EEG 2012 ermöglichen einen Wechsel zurück in die EEG-Festvergütung der Anlage. Hierzu muss die Anlage fristgerecht wieder im Bilanzkreis der EEG-Vergütung angemeldet werden. Da die Meldevorgänge gesetzlich geregelten formalen Vorgaben unterliegen, ist es sinnvoll, dass diese Meldevorgänge vom Stromvermarkter übernommen werden und entsprechende vertragliche Regelungen getroffen werden.

Wechselvorgänge müssen dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Monats mitgeteilt werden. Aus diesem Grund ist für den Fall von Zahlungsausfällen seitens des Stromvermarktlers in der Regel eine Bürgschaft über die Höhe der erwarteten Einnahmen über drei Monate vom Betreiber zu fordern. Damit wird sichergestellt, dass der Zeitraum bis zum Wiedereintritt in die Festvergütung kein finanzieller Schaden entsteht. Bei einer Bürgschaft sollte darauf geachtet werden, dass sie von einer deutschen Großbank und auf erstes Anfordern unter Verzicht auf alle Einreden und Einwendungen abgegeben wird. Keinesfalls sollte die Bürgschaft einer Gesellschaft akzeptiert werden, welche in ihrer Haftung beschränkt ist (z.B. Bürgschaft einer GmbH). Zudem sollte vor Unterzeichnung des Vertrags geklärt werden, in welcher Form die Kosten der Bürgschaft „eingepreist“ werden.

Eine dreimonatige Bürgschaft ist aber nur dann ausreichend, wenn der Betreiber rechtzeitig die Möglichkeit einer Kündigung hat und auch entsprechend handelt. Sollte beispielsweise der Vertrag eine Auszahlung der Erlöse zum 25. des Folgemonats und sofort eine schriftliche Mahnung mit Frist von zehn Tagen vorsehen, ist eine Bürgschaft, welche die Ausfälle von drei Monaten abdeckt, nicht ausreichend (siehe Beispiel 2 in Abbildung 4). Deshalb sollte darauf geachtet werden, dass Auszahlungstichtag und Ablauf der Mahnfrist in einem Kalendermonat liegen (siehe Beispiel 1 in Abbildung 4). Die Rahmendaten im Vertrag sollten so gestaltet werden, dass eine rechtzeitige Kündigung des Vertrags und Anmeldung in der Festvergütung bzw. einem anderem Bilanzkreis möglich ist. Die engen Fristen erfordern die Bereitschaft seitens des Betreibers, sich intensiv mit den Zahlungseingängen zu beschäftigen und bei Zahlungsausfall umgehend zu reagieren.

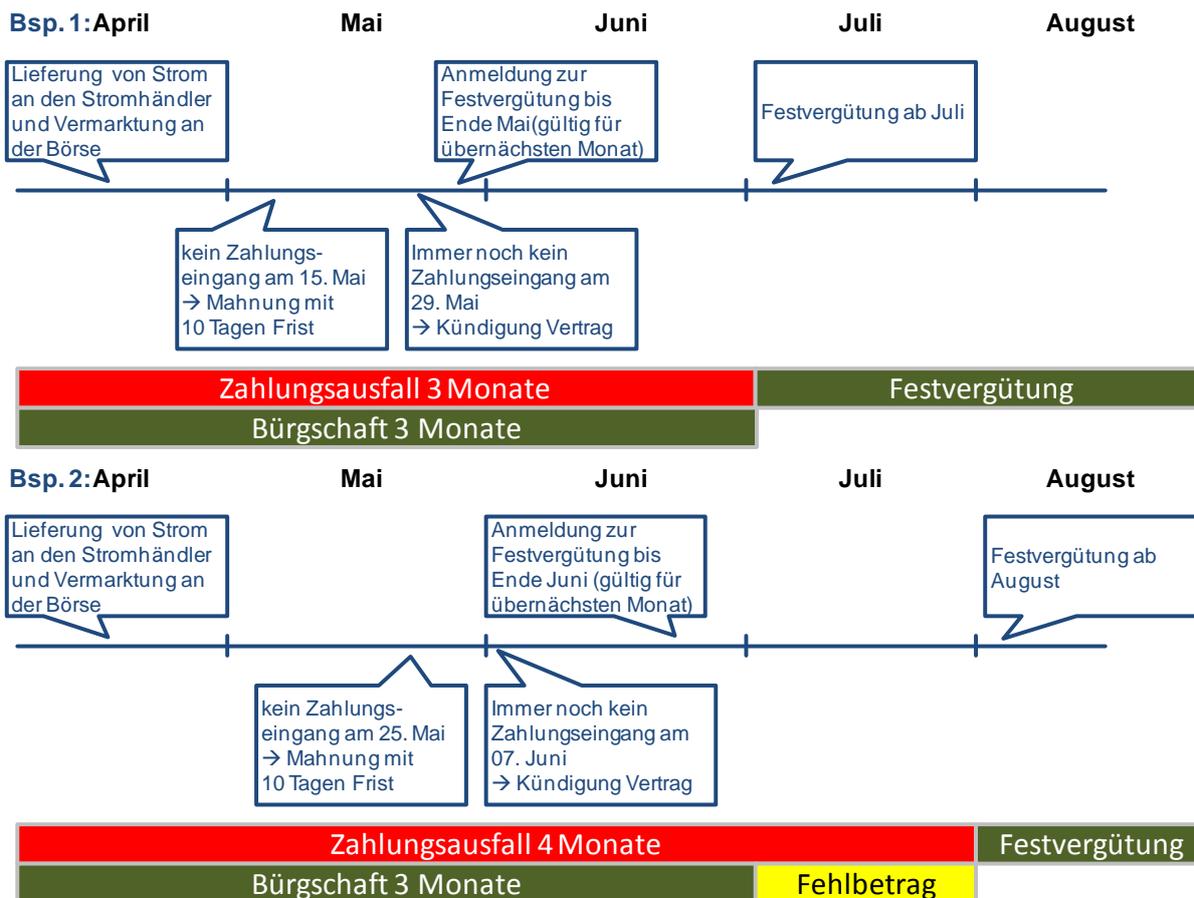


Abbildung 4: Ablauf eines Wechsels in die Festvergütung in Abhängigkeit von der Vertragsgestaltung und entsprechende Absicherung durch eine Bürgschaft

Quelle: eigene Darstellung

Anlagenbetreiber sollten zudem darauf achten, dass der Stromvermarkter den Strom ausschließlich im Rahmen des Marktprämienmodells vermarkten darf und ihm nicht die Möglichkeit eingeräumt wird, in andere Formen der Direktvermarktung (Grünstromprivileg, sonstige Direktvermarktung) zu wechseln. Dem Betreiber würden dann zwar nach wie vor die Erlöse aus dem Verkauf des Stroms zukommen. Der Anlagenbetreiber verliere allerdings den Anspruch auf die Marktprämie. Bei aktueller Marktlage würden ihm damit $\frac{3}{4}$ der Erlöse fehlen.

7.3 Mehrerlöse

Bei der Direktvermarktung von Strom lassen sich – wie bereits erwähnt – über die gesetzlich geregelte Marktprämie hinaus Mehrerlöse erzielen, wenn der Strom vom Betreiber zuverlässig nach Fahrplänen bereitgestellt und vom Stromvermarkter lukrativ verkauft wird. Wie diese Mehrerlöse zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Stromvermarkter aufgeteilt werden, dazu lassen sich in der Praxis verschiedene Varianten beobachten:

Meist sichert der Stromvermarkter im Zusammenspiel mit der Marktprämie mindestens die „EEG-Vergütung plus X“ zu. Diese Variante der garantierten Mehrerlöse „plus X“ (z. B. 50 % der Managementprämie) hat für den Anlagenbetreiber den Vorteil, dass ihm die zugesicherten Mehrerlöse auch dann ausgezahlt werden, wenn der Stromvermarkter diese Mehrerlöse nicht erwirtschaftet hat. Der Nachteil liegt allerdings darin, dass der Anlagenbetreiber an

Mehrerlösen, die dieses „Plus x“ (z. B. 50 % der Managementprämie) übersteigt, nicht beteiligt wird.

Soll der Anlagenbetreiber anteilig von den Mehrerlösen profitieren, ist zwischen einem Anteil am Erlös und einem Anteil am zusätzlichen Gewinn zu unterscheiden. Partizipiert der Anlagenbetreiber vom Erlös, handelt es sich um den Umsatz, von dem noch die Kosten abgezogen werden.

8. Hinweis zum Umgang mit der finanzierenden Bank

Beim Wechsel in die Direktvermarktung erhält der Betreiber nicht mehr die komplette Vergütung vom Netzbetreiber, sondern einen Teil vom Stromvermarkter. Da viele Sicherungskonzepte bei der Bank auf die Vergütung vom Netzbetreiber aufgebaut sind, gilt es **vor dem Wechsel** in die Direktvermarktung die Sicherungskonzepte mit der Bank abzustimmen.

9. Fazit

Es herrscht Einigkeit darüber, dass die Direktvermarktung eines der Zukunftsfelder der Biogasbranche sein wird. Der Gesetzgeber hat mit dem Marktprämienmodell Rahmenbedingungen geschaffen, die es dem Betreiber ermöglichen, sich in einer Lernkurve mit dem Thema bedarfsgerechter Stromerzeugung zu beschäftigen.

Der Einstieg in das Marktprämienmodell ohne bedarfsorientierte Stromerzeugung erfordert vom Anlagenbetreiber nur geringe technische und organisatorische Aufwendungen. Im Gegenzug eröffnen sich Mehrerlöspotenziale, die zwar nicht überragend sind, aber trotzdem nicht vernachlässigt werden sollten.

Anlagenbetreiber, die in der Lage sind ihre Anlage zuverlässig zu fahren und bereit sind, den höheren Organisationsaufwand zu bewältigen, bietet sich im Marktprämienmodell die ideale Chance des Einstiegs in die bedarfsgerechte Stromerzeugung.

Die Risiken im Marktprämienmodell liegen in der korrekten Gestaltung des Vertrags mit dem Stromvermarkter. Hier ist immer die Prüfung durch einen Fachjuristen zu empfehlen. Die Kosten der Vertragsprüfung lassen sich allerdings durch eine gemeinsame Prüfung in einem Anlagenpool auf mehrere Schultern verteilen und sind dann zu vernachlässigen. Gleichzeitig wird durch gemeinsames Auftreten die Verhandlungsposition der Anlagenbetreiber gegenüber der Stromvermarkter gestärkt, die auf der anderen Seite von den größeren Strommengen profitieren. Aus diesem Grund ist ein Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagenbetreiber zu befürworten.

10. Weiterführende Literatur

Hinsch/Holzappel, Direktvermarktung von Strom, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Auflage, Berlin 2013, S. 521.

Loibl, Die Vertragsgestaltung bei der Direktvermarktung, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Auflage, Berlin 2013, S. 625.

Das „Biogas Forum Bayern“ ist eine Informationsplattform zum Wissenstransfer für die landwirtschaftliche Biogasproduktion in Bayern

Arbeitsgruppe V (Betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung)

hier erarbeiten Experten Publikationen zu folgenden Themen:

- Gesetzliche und politische Rahmenbedingungen
- Betriebswirtschaft
- Volkswirtschaft
- Organisation und Management
- Finanzierung

Mitglieder der Arbeitsgruppe

- **Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Rosenheim**
- **Bayerischer Bauernverband**
- **Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie**
- **Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.)**
- **Fachverband Biogas e.V.**
- **Landesanstalt für Landwirtschaft**
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur
- **OmniCert GmbH**
- **Technische Universität München**

Zitiervorlage

Rauh et al. (2013): Direktvermarktung I – Teilnahme am Marktprämienmodell. In: Biogas Forum Bayern Nr. V – 17/2013, Hrsg. ALB Bayern e.V., <http://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/Direktvermarktung-I-Marktpraemienmodell.pdf>, Stand [Abrufdatum].



Herausgeber:

Arbeitsgemeinschaft Landtechnik
und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V.
Vöttinger Straße 36
85354 Freising
Telefon: 08161/71-3460
Telefax: 08161/71-5307
Internet: <http://www.biogas-forum-bayern.de>
E-Mail: info@biogas-forum-bayern.de