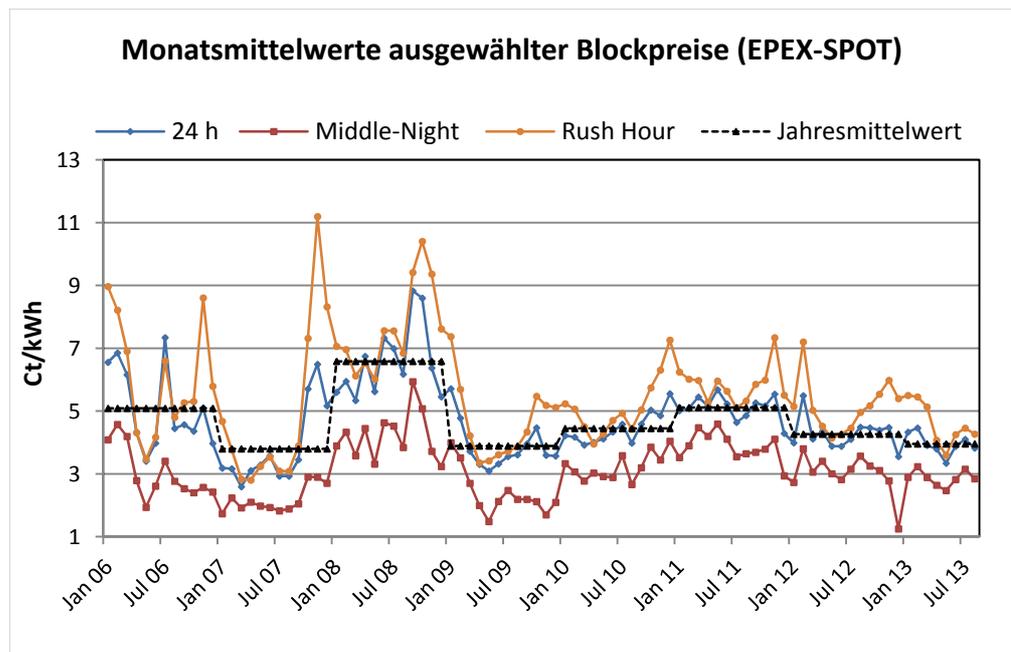




LfL

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung



LfL-Information

Impressum

Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
Vöttinger Straße 38, 85354 Freising-Weihenstephan
Internet: www.LfL.bayern.de

Redaktion: Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur
Menzinger Straße 54, 80638 München
E-Mail: Agraroeconomie@LfL.bayern.de
Telefon: 089 17800-111

1. Auflage: September 2013

Druck:

Schutzgebühr: ,00 Euro

© LfL



Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung

Ulrich Keymer

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Einleitung	7
Teilnahme an der Direktvermarktung nach dem MPM	7
Bereitstellung von Regelleistung.....	8
Negative MRL oder SRL	10
Bedeutung des Arbeitspreises.....	15
Positive SRL oder MRL	16
Zusammenfassung	18

Einleitung

Schon im EEG 2004 war die Direktvermarktung von Strom zulässig. Vereinzelt hatten Anlagenbetreiber die Möglichkeiten des Marktes genutzt und Strom aus Biomasse in Spitzenzeiten mit Preisen oberhalb der EEG-Vergütung direktvermarktet. Dieses „Rosinenpicken“ war dem Gesetzgeber damals ein Dorn im Auge. Deshalb hat er die Direktvermarktung im EEG 2009 faktisch unterbunden, obwohl er ihr einen eigenen Paragraphen gewidmet hatte. Die inhaltliche Umsetzung der im Wesentlichen vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) erarbeiteten Vorschläge erfolgte mit dreijähriger Verzögerung im EEG 2012. Jetzt regeln neun Paragraphen und zwei Anlagen die Direktvermarktung umfassend. Alle Biogasanlagen, die die Direktvermarktung probieren, wählen das Marktprämienmodell (MPM).

Diese LfL-Information beleuchtet die ökonomischen Chancen der Teilnahme am MPM bis hin zur Bereitstellung von verschiedenen Arten von Regelleistung. Beides ist ohne Anpassung der Biogasanlage bzw. Veränderung der Anlagenleistung möglich. Die Flexibilisierung der Stromerzeugung, die in der Regel eine deutliche Erhöhung der Anlagenleistung erfordert, ist hier nicht Gegenstand der Betrachtung.

Teilnahme an der Direktvermarktung nach dem MPM

Die einfachste Variante der Direktvermarktung ist die bloße Teilnahme. Der finanzielle Zusatzaufwand ist für den Betreiber überschaubar. Investitionen in die Anlagentechnik sind in der Regel nicht erforderlich. Die Kosten der juristischen Prüfung eines Vertrages liegen je nach Zeitaufwand in einer Größenordnung von 700 bis ca. 1.500 € Honorare für die Unterstützung bei Vertragsverhandlung werden in der Regel auf Stundenbasis abgerechnet. Je nach Art der Angebotsbündelung sind Eintrittsgelder (z. B. 2.000 € pro Biogasanlage) und Aufwendungen für die Zeichnung von Genossenschaftsanteilen (z. B. 6 € pro kW installierter elektrischer Leistung) einzuplanen. Auf der Vergütungsseite wird es etwas komplizierter. Der Netzbetreiber bezahlt dem Anlagenbetreiber eine Marktprämie. Der Vermarkter oder Stromhändler bezahlt mindestens den vereinbarten Strompreis. Gelingt es dem Stromhändler durch geschicktes Agieren am Markt Preise zu erzielen, die über dem Monatsmittelwert der Stundenkontrakte liegen, werden die Mehrerlöse in der Regel zwischen Stromhändler und Anlagenbetreiber aufgeteilt. Unabhängig davon erhält der Stromhändler für seine Dienstleistungen ein Entgelt. Häufig ist vertraglich vereinbart, dass er rund die Hälfte der Managementprämie bekommt. Bleiben dem Anlagenbetreiber beispielsweise 55 Prozent der Managementprämie, betragen die Mehrerlöse für das Jahr 2013 rund 0,152 Ct/kWh_{el}. 2014 sinkt der Betrag auf 0,137 Ct/kWh_{el} und ab 2015 liegt der Zusatzerlös bei 0,124 Ct/kWh_{el}. Auch wenn die Zusatzerlöse aus der Managementprämie auf den ersten Blick gering erscheinen, so bekommt eine Anlage mit 500 kW_{el} mit einer direktvermarkteten Strommenge von 4 Mio. kWh im Jahr 2014 immerhin 5.500 €. Bis 2015 sinkt dieser Betrag auf rund 4.950 €/Jahr. Nota bene: Es ist jederzeit möglich, die Managementprämie auf dem Verordnungsweg zu ändern.

Erweist sich eine Anlage als zuverlässiger Stromerzeuger, kann der Stromhändler am Terminmarkt eventuell den Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt im Jahresdurchschnitt um 1,0 bis 1,5 €/MWh übertreffen – sehr viel mehr wird bei einer Anlage mit mehr als 8.000 Vollbenutzungsstunden nicht möglich sein. Ist vertraglich vereinbart, dass der Betreiber beispielsweise 60 Prozent dieser Mehrerlöse erhält, kommen nochmals

2.400 bis 3.600 € zusammen. Insgesamt sind also für eine 500 KW-Anlage Mehrerlöse in Höhe von 7.000 bis 9.000 €/Jahr erreichbar. Wie viel von den Mehrerlösen unter dem Strich übrig bleibt, ist nur schwer allgemein zu quantifizieren. Wer bereits nach einem Jahr den Vertragspartner wechselt, muss die Kosten der Vertragsgestaltung und eventuelle Eintrittsgelder auf ein Jahr abschreiben. Unterstellt man eine mehrjährige Zusammenarbeit, fallen diese Kosten kaum ins Gewicht.

Bereitstellung von Regelleistung

Da das Stromnetz keinen Strom speichern kann, müssen sich Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie stets die Waage halten. Die Teilnehmer am Strommarkt (z. B. Energieversorger, Stromhändler oder Industrieunternehmen) müssen deshalb viertelstundenge-naue Prognosen, auch „Fahrpläne“ oder „Profile“ genannt, für den Folgetag erstellen, aus denen hervorgeht, wie viel Strom sie am Folgetag ins Netz einspeisen bzw. aus dem Netz entnehmen werden. In der Realität wird sowohl die Stromerzeugung als auch die Stromnachfrage mehr oder weniger von den prognostizierten Werten abweichen. Auf der Erzeugungsseite führen beispielsweise ungenaue Wetterprognosen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen oder Kraftwerksausfälle zu unvorhergesehen Abweichungen. Auf der Verbraucherseite beeinflussen plötzliche Wetterumschwünge oder zeitliche Verzögerungen bei Großveranstaltungen den Strombedarf. Viele der durch „Prognosefehler“ verursachten Über- bzw. Unterspeisungen können innerhalb einer Regelzone aufgefangen werden. Ist das nicht möglich, kommt als letzter Schutzwall des Netzes Regelleistung zum Einsatz.

Für den Ausgleich unvorhergesehener Leistungsungleichgewichte sind in Deutschland die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH,



Abb. 1: Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber [1]

TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH in ihren jeweiligen Regelzonen verantwortlich (vgl. Abb. 1). Sie sind verpflichtet Regelleistung vorzuhalten. In Abhängigkeit von der jeweiligen Netzsituation benötigen die ÜNB entweder positive oder negative Regelleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz. Übersteigt die in das Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt nachgefragte Energie, muss der ÜNB diese Überspeisung durch negative Regelleistung ausgleichen. Ausgewählte Anbieter negativer Regelleistung werden dann vom ÜNB kurzfristig aufgefordert, leistungsstarke Stromverbraucher aufzuschalten (z. B. Pumpen, Gebläse) oder ihre Kraftwerksleistung zu reduzieren, um dem Netz Strom zu entziehen. Steigt aus nicht vorhersehbaren Gründen die Stromnachfrage, benötigt der ÜNB zum Ausgleich positive Regelleistung; d. h. ausgewählte Anbieter müssen kurzfristig Verbraucher vom Netz nehmen (z. B. Schmelzöfen, Pumpen) oder die Kraftwerksleistung erhöhen

Je nach Aktivierungsgeschwindigkeit (Rampendauer) sind Primärregel- (PRL), Sekundärregel- (SRL) sowie die Minutenreserveleistung (MRL) zu unterscheiden. Die ÜNB beschaffen die erforderliche Regelleistung über Ausschreibungen auf ihrer gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net. Die Ausschreibung positiver und negativer Regelleistung erfolgt getrennt voneinander. Mit der Abgabe eines Angebots verpflichtet sich der Anbieter, im Bedarfsfall kurzfristig entweder zusätzliche Leistung bereitzustellen (positive

Regelleistung) oder seine Einspeiseleistung zu vermindern bzw. Energie aus dem Netz zu entnehmen (negative Regelleistung).

Ein Regelleistungs-Marktgebot besteht aus der angebotenen Leistung [MW] sowie dem geforderten Leistungspreis [€/MW] und dem Arbeitspreis [€/MWh]. Die Angebote mit den günstigsten Leistungspreisen erhalten den Zuschlag. Für das Recht, die angebotene Regelleistung im Bedarfsfall nutzen zu können, bezahlt der ÜNB den im Angebot geforderten Leistungspreis. Muss die bereitgestellte Regelleistung aufgerufen werden, kommen zuerst die bezuschlagten Angebote mit den niedrigsten Arbeitspreisen zum Zug. Die Anbieter erhalten dann zusätzlich den geforderten Arbeitspreis. Bei negativer Regelenergie bezahlt der ÜNB in der Regel den Arbeitspreis für nicht produzierten Strom. *Nota bene:* Biogasanlagen erhalten für die Aufrufdauer keine EEG-Vergütung.

Stromhändler, die sich an den Ausschreibungen beteiligen wollen, müssen für jede Art von Regelleistung ein eigenes Präqualifikationsverfahren erfolgreich abgeschlossen haben; d. h. sie haben neben ihrer technischen Kompetenz und ihrer wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit nachzuweisen, dass sie die jeweilige Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen ordnungsgemäß bereitstellen können. Die Präqualifikation erfolgt ausschließlich bei demjenigen ÜNB, in dessen Regelzone die betreffenden Erzeugungseinheiten netztechnisch angeschlossen sind. Eine verkürzte Liste der präqualifizierten Anbieter ist der Tab. 1 zu entnehmen. Die jeweils aktuelle Liste aller präqualifizierten Anbieter steht auf der gemeinsamen Internetplattform der ÜNB unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/provider>.

Tab. 1: Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart (Auszug Stand Juni 2013)

Anbieter	PRL	SRL	MRL
AXpo Deutschland GmbH			X
BalancePower GmbH			X
Clean Energy Sourcing GmbH			X
E.ON Global Commodities SE	X	X	X
EnBW Kraftwerke AG	X	X	X
Energy2market GmbH		X	X
envia Mitteldeutsche Energie AG		X	X
Heizkraftwerk Würzburg GmbH		X	
Lechwerke AG		X	X
Mark-E AG		X	X
MVV Energie AG			X
N-ERGIE Kraftwerke GmbH			X
NeXt Kraftwerke GmbH		X	X
Stadtwerke München GmbH	X	X	X
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG			X
swb Erzeugung GmbH & Co. KG			X
TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG		X	X
Trianel GmbH		X	X

Bisher haben nur wenige Anbieter, die mit Biogasanlagenbetreibern oder Biogasanlagenpools zusammenarbeiten, die SRL-Präqualifikationskriterien erfüllt. PRL dürfte für Biogasanlagen wegen der kurzen Aktivierungszeit (< 30 s), der häufigen Aufrufe und der sehr anspruchsvollen Präqualifikation bis auf weiteres keine Option sein. Was Biogasanlagen

relativ problemlos können, ist: Negative SRL oder MRL bereitstellen. Stehen ungenutzte oder nur sporadisch genutzte BHKW-Kapazitäten zur Verfügung, wäre es theoretisch auch möglich, positive SRL oder MRL anzubieten. Die wesentlichen Merkmale der SRL und MRL sind in Tab. 2 zusammengestellt.

Tab. 2: Wesentliche Merkmale der SRL und MRL

	Positive und negative SRL	Positive und negative MRL
Rampendauer	< 5 min	< 15 min
Regelleistungs-Marktgebot bestehend aus		
Mindestangebotsgröße	5 MW	
Separate Angebote für	Hauptzeit (HT) Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr Nebenzeit (NT) 0:00 bis 8:00 und 20:00 bis 24:00 Uhr Sowie an Sa./So. und bundesweiten Feiertagen von 0:00 bis 24:00 Uhr	Zeitscheiben pro Tag von 1.) 0:00 bis 4:00 Uhr 2.) 4:01 bis 8:00 Uhr 3.) 8:01 bis 12:00 Uhr 4.) 12:01 bis 16:00 Uhr 5.) 16:01 bis 20:00 Uhr 6.) 20:01 bis 24:00 Uhr
Ausschreibungszeitpunkt	In der Regel mittwochs für die Folgewoche	Werktäglich für den Folgetag (Sa., So., Feiertage am Werktag zuvor)
Erbringungszeitraum	Woche	Tag
Vergütung	Leistungs-/Arbeitspreis	Leistungs-/Arbeitspreis
Anforderung an Vermarkter und Anlagen	SRL-Präqualifikation	MRL-Präqualifikation
Aufrufe neg. Regelleistung	2-5 pro Tag (Schätzung)	2-3 pro Monat (Schätzung)
Dauer der Aufrufe ca.	5 bis 15 min	15 bis 240 min

Negative MRL oder SRL

Die **zusätzlichen technischen Anforderungen an die Biogasanlage** sind nicht allzu hoch. Die BHKW müssen nachweislich in der Lage sein, ihre Leistung innerhalb der geforderten Rampendauer um die angebotene Regelleistung zu reduzieren, die reduzierte Leistung über die Aufrufdauer zu halten und danach innerhalb des geforderten Zeitraums wieder auf die Ausgangsleistung hochzufahren (vgl. Abb. 2). Im Rahmen einer Präqualifikation sind deshalb vorgegebene Lastprofile abzufahren und die elektrische Leistung minutengenau (MRL-Präqualifikation) bzw. sekunden genau (SRL-Präqualifikation) zu dokumentieren.

Moderne BHKW mit Gas-Otto-Motoren haben in der Regel keine Schwierigkeiten, aus dem laufenden Betrieb heraus ihre Leistung innerhalb der geforderten Zeit in beide Richtungen zu verändern. Probleme können beim Start eines Aggregates auftreten. Bei geringeren Methangehalten im Biogas um 50 % reicht der für einen Startvorgang nötige Energiegehalt im Gasmisch nicht immer aus; die Folge sind mehrfache Startversuche. Ein fetteres Gemisch in der Startphase kann das Problem

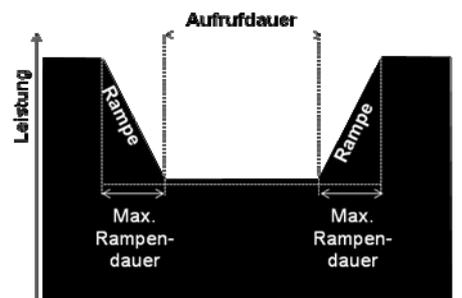


Abb. 2: Ablaufschema eines Aufrufs

beseitigen. Gegebenenfalls sollte diese Anpassung in Absprache mit dem BHKW-Hersteller erfolgen. Zündstrahl-BHKW haben in der Regel keine Probleme mit dem Startvorgang und einen deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad bei vergleichbarer Leistung. Allerdings muss im Start-/Stopp-Betrieb ein höherer Verbrauch von Zündöl einkalkuliert werden. Der Zündstrahlmotor läuft zu Beginn der Anfahrphase im reinen Zündölbetrieb. „Anschließend dauert es einige Minuten, bis der Zündölanteil auf den Regelwert eingestellt ist. Auch beim Ausschalten läuft das BHKW noch kurzfristig mit reinem Zündöl nach“ [2]. Belastbare Daten zum Mehrverbrauch liegen derzeit noch nicht vor.

Der Start-Stopp-Betrieb eignet sich wegen der geringen Aufrufhäufigkeit und der längeren Aufrufphasen eher für negative MRL. Wer negative SRL anbieten möchte, wird auf Grund der relativ kurzen Aufrufzeiten eher zum Teillastbetrieb tendieren. Ein kurzzeitiger Betrieb mit ca. 50 % Last ist in der Regel aus technischer Sicht machbar bzw. unkritisch. Trotzdem, negative Auswirkungen werden sich nicht ganz vermeiden lassen. Zwar steigt im Teillastbetrieb der thermische Wirkungsgrad geringfügig an, der elektrische Wirkungsgrad fällt jedoch im Teillastbetrieb deutlich ab. Einzelmessungen lassen vermuten, dass der elektrische Wirkungsgrad bei 50 % Last um mehr als drei Prozentpunkte absinkt [2]. Hinzu kommt ein deutlicher Anstieg der motorischen Emissionen.

Der neuralgische Punkt bei der Bereitstellung negativer Regelleistung ist das Gaslager. Ob das Gasspeichervolumen auch im Falle der Abregelung bzw. Abschaltung des BHKW ausreicht, das in dieser Zeit erzeugte Gas zwischen zu speichern, hängt wesentlich von der Vermarktungsstrategie ab. Vereinbart der Anlagenbetreiber mit dem Vermarkter, dass er für die angebotene Leistung einen hohen Arbeitspreis fordern soll, ist die „Gefahr“ häufiger Aufrufe relativ gering (vgl. Tab.2). Dementsprechend sollte das vorhandene Gasspeichervolumen in vielen Fällen ausreichen, die Aufrufdauer der Regelleistung zu überbrücken. Jede Anlage braucht eine Gasfackel bzw. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas. Mehrkosten, die der Vermarktung von Regelleistung zuzuschreiben sind, entstehen dadurch nicht. Das EEG 2012 schreibt diese Verbrauchseinrichtung für alle Biogasanlagen spätestens ab 01. Januar 2014 verpflichtend vor.

Unabdingbar ist eine elektronische Schnittstelle, die mit der Anlagensteuerung kommunizieren kann und es dem Vermarkter ermöglicht, das BHKW fernzusteuern. Bei der Einrichtung der Schnittstelle – Firmenbezeichnung sind zum Beispiel „e-Port“, „Next-Box“ oder „Regelpool-Steuerungsbox“ – ist es ratsam, den BHKW-Hersteller einzubeziehen, um technische Probleme im Anlagenmanagement bzw. in der Kommunikation mit dem Stromhändler zu vermeiden. Die Anschaffungskosten der Schnittstelle einschließlich Installation liegen in einer Größenordnung von rund 2.500 € bis 5.000 €. Niedrige Anschaffungskosten bleiben meist Anlagenpools vorbehalten, die eine für den Stromvermarkter attraktive Leistung – möglichst im zweistelligen Megawattbereich – anbieten können.

Anlagen mit guten Wärmekonzepten sollten prüfen, ob während der Heizperiode die Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich und sinnvoll ist. Vor allem negative MRL kann über einen längeren Zeitraum abgerufen werden (vgl. Tab. 2). Auch bei verringerter Motorleistung oder bei Motorstillstand sind Wärmelieferverpflichtungen einzuhalten und die Fermenter mit ausreichend Prozesswärme zu versorgen. Es ist zu empfehlen, zusammen mit dem Stromvermarkter „passgenaue“ Strategien zu entwickeln.

Die Anforderungen an den Anlagenbetreiber sind nicht zu unterschätzen. Zum einen muss er sich damit abfinden, einem Dritten zumindest zeitweise den direkten Zugriff und die Steuerung seiner Anlage (BHKW) zu überlassen. Zum anderen verlangt die Teilnahme

am Regelenergiemarkt unbedingte Meldedisziplin und Fahrplantreue. Meldedisziplin meint, dass dem Vermarkter Instandhaltungsmaßnahmen oder geplante Stillstandzeiten mit dem vereinbarten zeitlichen Vorlauf mitzuteilen sind. Störungen bzw. ungeplante Ausfälle sind unverzüglich nach Bekanntwerden zu melden, wie auch die neuerliche Betriebsbereitschaft nach Beseitigung der Fehlerursache. Kann die Anlage den Fahrplan nicht einhalten – die angebotene Leistungsreduktion kann im vereinbarten Zeitraum nicht oder nicht vollständig erbracht werden –, drohen empfindliche Strafzahlungen.

Die Erlöspotentiale, die sich beispielsweise aus der Teilnahme am Regelleistungsmarkt ergeben, sind interessant. In Tab. 3 sind die durchschnittlichen Leistungspreise für MRL auf Basis der Ausschreibungsergebnisse für die sechs Zeitscheiben pro Tag zusammengestellt. Anhand der vereinfachten Darstellung lassen sich sehr schnell die Erlöspotentiale aufzeigen, die sich aus dem Angebot von MRL ergeben.

Tab. 3: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für negative MRL

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Ø L-Preis	Ct/kW*d ⁻¹	6,86	5,87	2,12	4,81	13,74	7,36	10,30	8,78	8,83	7,18	6,08	5,63
Ø A-Preis	Ct/kWh	20,50	19,39	25,17	24,65	21,30	22,80	22,53	29,05	35,24	31,46	27,51	35,13
		2013											
Ø L-Preis	Ct/kW*d ⁻¹	5,07	3,18	3,63	4,87	14,90	12,37	22,99	20,60	--	--	--	--
Ø A-Preis	Ct/kWh	25,01	16,57	22,55	22,66	25,10	23,61	26,20	29,21	--	--	--	--
Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“													

Angenommen, der Betreiber einer 500 kW_{el}-Anlage, die 4 Mio. kWh Strom einspeist, entschließt sich, 500 kW MRL (Start-Stopp-Betrieb) anzubieten. Er hat ein gutes Wärmekonzept für seine Anlage und befürchtet, in der Heizperiode seine Lieferverpflichtung eventuell nicht einhalten zu können, deshalb möchte er nur in den Monaten Mai bis Oktober am Regelenergiemarkt teilnehmen. Um ausreichend Zeit für Wartungsarbeiten zu haben und sich nicht zum Sklaven seiner Anlage zu machen, will er in den jeweiligen Monaten nur an 26 Tagen rund um die Uhr MRL anbieten. Anhand der Leistungspreise aus dem Jahr 2012 lässt sich ermitteln, dass bei dieser Fahrweise, die selbstverständlich mit dem Vermarkter abgestimmt sein muss, Zusatzerlöse in Höhe von rund 7.300 € zu erwarten sind. Die Erlöse gehören aber nicht vollständig dem Erzeuger. Der Vermarkter beansprucht seinen vertraglich festgelegten Anteil am Leistungspreis für seine Dienstleistungen. Bekommt er beispielsweise einen Anteil von 35 %, bleiben dem Anlagenbetreiber rund 4.700 € Hinzu kommen die Erlöse aus der Teilnahme an der Direktvermarktung.

Insgesamt stellt der Anlagenbetreiber folgende Rechnung auf:

Erlöse aus der Direktvermarktung	4.000.000 kWh _{el} * 0,25 Ct/kWh _{el} =	10.000 €
Mehrerlös am Markt	4.000.000 kWh _{el} * 0,1 Ct/kWh _{el} =	4.000 €
Summe		14.000 €
Anteil Vermarkter	45 % der Erlöse	-6.300 €
Erlöse MRL von Mai bis Oktober	26 [d]*56,19 [Ct/kW _{el} *d ⁻¹]*500 [kW _{el}]	7.304 €
Anteil Vermarkter	35 % der Erlöse aus MRL	-2.557 €
Summe Mehrerlöse		12.447 €

Demgegenüber stehen Zusatzkosten: Reicht der Gasspeicher und ist das BHKW für den Start-Stopp-Betrieb geeignet, fallen schätzungsweise rund 10.000 € Investitionskosten an.

Juristische Dienstleistungen bei Vertragsverhandlungen	1.500 €
Elektronische Schnittstelle einschließlich Montage	4.000 €
Sonstige Anschaffungskosten	4.500 €
Summe Anschaffungskosten	10.000 €

Die Jahreskosten belaufen sich auf ca. 5.300 €, falls die Geschäftsbeziehung mit einem Stromvermarkter nur zwei Jahre hält (AfA 50 % v. A.; Zinsansatz 6 % v. A/2). Ob die gesamte Investition nach zwei Jahren bei einem Wechsel des Vermarktlers verloren ist, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen. Trotz dieser eher vorsichtigen Annahmen bleiben unter dem Strich rund 7.000 € übrig. Bereits nach weniger als einem Jahr haben sich die Investitionen amortisiert.

Natürlich vereinfacht die Tab. 3 die Zusammenhänge mit dem Ziel, die Erlöspotentiale einfach darzustellen. In der Realität sind die Leistungspreise in den einzelnen Zeitscheiben sehr unterschiedlich, wie Abb. 3 zeigt. Meist sind die Leistungspreise in den Zeitscheiben besonders ausgeprägt, in denen sich am Spotmarkt nur unterdurchschnittliche Stromerlöse erzielen lassen. Der Marktkenntnis und der Erfahrung des Vermarktlers kommen deshalb eine besondere Bedeutung zu. Grundsätzlich ist jeder Anlagenbetreiber frei in seiner Entscheidung, die für seine Verhältnisse optimalen Angebotszeiten im Einvernehmen mit seinem Vermarkter zu wählen.

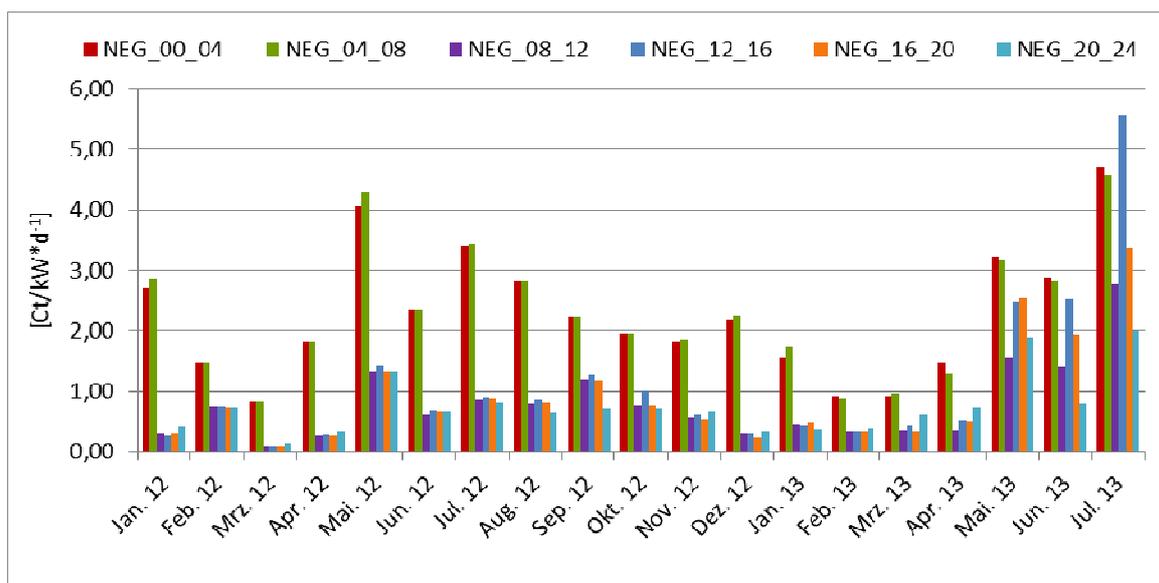


Abb. 3: Durchschnittliche Leistungspreise für negative MRL in den einzelnen Zeitscheiben

Negative Sekundärregelleistung anzubieten, stellt für Biogasanlagen eine weitere Option dar. Zusätzliche Kosten fallen in der Regel nicht an. In den Tabellen 4 und 5 sind Leistungs- und Arbeitspreise für negative Sekundärregelleistung zusammengestellt. Sie basieren auf den Wochenausschreibungen für die Haupt- bzw. die Nebenzeiten im Zeitraum Januar 2012 bis Juli 2013. Die Leistungs- und Arbeitspreise aller Angebote, die bei einer Wochenausschreibung einen Zuschlag erhalten haben und Zahlungen an den Anbieter beinhalten, wurden anhand der angebotenen Leistung gewichtet. Die durchschnittlichen Leistungspreise der Wochenausschreibungen, deren Erbringungszeitraum in einem Kalendermonat beginnt, wurden danach aggregiert. Dieser Wert entspricht näherungsweise dem monatlichen Erlöspotential einer Anlage, die in der Vergangenheit Sekundärregelleistung angeboten hat. Die durchschnittlichen Leistungspreise für Haupt- und Nebenzeiten sind nicht vergleichbar. Sie beziehen sich auf unterschiedliche Erbringungszeiträume. Deshalb

ist zusätzlich die Anzahl der Wochentage angegeben, an denen die Leistung für den Abruf bereitstehen musste. Ein Vergleich der Preise des laufenden Jahres mit denen des vergangenen Jahres zeigt einen Preisanstieg für die Hauptzeiten und einen Preisrückgang in den Nebenzeiten. Daraus lassen sich aber keine verlässlichen Prognosen für die Zukunft ableiten, da die Leistungspreise sehr starken Schwankungen unterliegen.

Tab. 4: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für negative SRL in der Hauptzeit

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
WA ¹⁾	n	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4
Bereitschaft	A.-Tage ²⁾	25	20	20	22	18	20	25	20	20	24	20	19
Ø L-Preis	€/kW*m ⁻¹	3,56	2,33	1,77	2,29	1,98	1,79	1,87	0,90	2,48	4,32	3,02	3,74
Ø A-Preis	Ct/kWh	2,81	1,97	7,54	6,33	7,95	8,04	7,71	8,06	6,43	7,84	7,34	5,56
		2013											
WA ¹⁾	n	4	4	4	5	4	4	5	4	--	--	--	--
Bereitschaft	Tage ²⁾	20	20	19	23	18	20	25	20	--	--	--	--
Ø L-Preis	€/kW*m ⁻¹	4,10	3,00	2,53	5,59	4,32	2,63	2,60	2,47	--	--	--	--
Ø A-Preis	Ct/kWh	7,65	7,14	8,67	9,28	9,73	10,86	12,32	10,39	--	--	--	--

¹⁾ WA: Anzahl der Wochenausschreibungen mit Beginn des Erbringungszeitraums im jeweiligen Monat
²⁾ A.-Tage: Montag bis Freitag abzüglich bundeseinheitliche Feiertage von 8:00 bis 20:00 Uhr
 Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“

Würde die Beispielsanlage mit 500 kW_{el} im Zeitraum von Mai bis Oktober 250 kW SRL in den Hauptzeiten anbieten, beträgt das Erlöspotential nur rund 3.300 € (13,35 [€/kW] * 250 [kW]), wenn man die Referenzmonate des Jahres 2012 zu Grunde legt. Es liegt damit rund 4.000 € niedriger als im Beispiel mit MRL. Vorteilhaft ist, dass die Leistung nur an durchschnittlich 21 Tagen pro Monat für jeweils 12 Stunden bereitgestellt werden muss und nicht 26 Tage rund um die Uhr. Das Argument, eventuell während der Heizperiode nicht genügend Wärme bereitstellen zu können, entfällt. Da die Anlage auch im Teillastbetrieb Wärme liefert und die Aufrufzeiten sehr kurz sind, wäre es durchaus kein Problem, ganzjährig SRL in der Hauptzeit anzubieten. Das Erlöspotential würde dann, mit den Leistungspreisen aus dem Jahr 2012 gerechnet, rund 7.500 € betragen und damit ein ähnliches Niveau erreichen wie im Beispiel mit MRL.

Deutlich höher wäre das Erlöspotential, wenn 250 kW SRL in den Nebenzeiten im Zeitraum von Mai bis Oktober angeboten würden (vgl. Tab. 5). Im Jahr 2012 hätte der Erlös in diesem Zeitraum rund 11.000 € betragen. Allerdings sind die Anforderungen deutlich höher. Die angebotene Leistung muss pro Monat an durchschnittlich 21 Arbeitstagen für 12 Stunden und an 9 Tagen für 24 Stunden (Samstage, Sonntage und bundeseinheitliche Feiertage) zum Abruf bereit stehen.

Tab. 5: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für negative SRL in der Nebenzeit

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
WA ¹⁾	n	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
Bereitschaft	A-Tage ²⁾	25	20	20	22	18	20	25	20	20	24	20	22
	S.-Tage ³⁾	10	8	8	13	10	8	10	8	8	11	8	13
Ø L-Preis	€/kW*m ⁻¹	7,16	4,88	2,94	5,52	6,79	7,35	9,02	7,51	6,85	7,25	4,45	7,75
Ø A-Preis	Ct/kWh	3,55	3,39	6,62	6,06	6,59	7,27	5,64	4,75	5,19	6,96	6,93	7,19
		2013											
WA ¹⁾	n	4	4	4	5	4	4	5	4	--	--	--	--
Bereitschaft	A-Tage ²⁾	20	20	19	23	18	20	25	20	--	--	--	--
	S.-Tage ³⁾	8	8	9	12	10	8	10	8	--	--	--	--
Ø L-Preis	€/kW*m ⁻¹	6,60	4,05	3,38	6,33	5,01	4,25	5,85	4,85	--	--	--	--
Ø A-Preis	Ct/kWh	10,76	9,85	10,80	11,98	12,10	14,45	35,72	13,74	--	--	--	--

¹⁾ WA: Anzahl der Wochenausschreibungen mit Beginn des Erbringungszeitraums im jeweiligen Monat
²⁾ A.-Tage: Montag bis Freitag abzüglich bundeseinheitliche Feiertage von 0:00 bis 8:00 und 20:00 bis 24:00 Uhr
³⁾ S.-Tage: Samstage, Sonntage und bundeseinheitliche Feiertage von 0:00 bis 24:00 Uhr
 Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“

Bedeutung des Arbeitspreises

Wird die negative Regelleistung abgerufen, muss die Anlagenleistung je nach Vereinbarung entweder reduziert oder ganz herunterfahren werden. Die Anlage erhält dann keine EEG-Vergütung für nicht erzeugten Strom.

Im ungünstigsten Fall hat eine Anlage nicht einmal die Möglichkeit, das in der Zeit des Aufrufs erzeugte Biogas zwischen zu speichern und muss es über die Gasfackel entsorgen. Dem Betreiber fehlen dann auf der einen Seite die Erlöse aus der Marktprämie und dem Marktwert. Auf der anderen Seite hat er aber die vollen Aufwendungen für die Erzeugung des Biogases. Das heißt: Der Arbeitspreis sollte mindestens die Marktprämie und den Marktwert in vollem Umfang ausgleichen (vgl. Tab. 6). Geht man davon aus, dass die Vergütung für Bestandsanlagen mit einem Anspruch auf mehrere Boni (NawaRo-, Gülle-, Formaldehyd- und KWK-Bonus) und guter Wärmenutzung in einer Größenordnung von 20 bis 25 Ct/kWh_{el} liegt, dann hätten in der Vergangenheit nur die durchschnittlichen Arbeitspreise für MRL in etwa ausgereicht, Erlösausfälle zu kompensieren.

Tab. 6: Mindestarbeitspreis zur Kompensation des Ausfalls der EEG-Vergütung (vereinfachte Modellrechnung)

Bezeichnung	Einheit	Normalbetrieb	Beseitigung nicht benötigter Gasmengen		Anpassung der Gaserzeugung	
			Teillast	Ein/Aus	Teillast	Ein/Aus
Nennleistung	%	100	50	0	50	0
Erzeugungsleistung	kW _{el}	500	250	0	250	0
Aufrufdauer	min	15 min				
Stromerzeugung	kWh _{el}	125,00	62,50	0,00	62,50	0,00
Nutzungsgrad el.	%	38 %	33%	0%	33%	0%
Bruttoenergiebedarf	kWh _{bto}	328,95	189,39	0,00	189,39	0,00
Substratbedarf	t FM	0,32	0,32	0,32	0,19	0,00
Substratkosten	€	12,98	12,98	12,98	7,47	0,00
Vergütungssatz EEG	Ct/kWh _{el}	22,00				
Managementprämie 2014	Ct/kWh _{el}	0,25				
Vergütung	€	27,81	13,91	0,00	13,91	0,00
Substratkostenfreier Erlös	€	14,84	0,93	-12,98	6,44	0,00
Mindererlös	€	---	13,91	27,81	8,40	14,84
Mindestarbeitspreis	Ct/kWh_{el}		22,25	22,25	13,44	11,87
Annahmen:	Substratkosten frei Eintrag: 40 €/t FM		Methangehalt: 52 %			
	Ø Gasausbeute: 195 Nm ³ /t FM		H _i : 10 kWh/Nm ³ CH ₄			

Häufiger wird es möglich sein, das in der Zeit des Aufrufs erzeugte Biogas zwischen zu speichern und die Gasproduktion auf längere Sicht dem etwas geringeren Verbrauch anzupassen; d. h. kein Gas wird abgefackelt und die Stromerzeugung wird nicht zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt. Der zum Ausgleich der EEG-Vergütung notwendige Arbeitspreis sinkt deutlich (vgl. Tab. 6). Er ist im Teillastbetrieb auf Grund des geringeren Nutzungsgrades des BHKW und des dadurch verursachten höheren spezifischen Substratverbrauchs etwas höher als im Ein-/Ausbetrieb.

Im Normalfall sollte der Gasspeicher ausreichen, das erzeugte Biogas aufzunehmen und die Verstromung zu einem späteren Zeitpunkt nachzuholen. Dies kann man zumindest bei den kurzen Aufrufzeiten für SRL unterstellen. Über den Arbeitspreis müssen dann lediglich die höheren Substratkosten im Teillastbetrieb ausgeglichen werden. In der Beispielsberechnung sind die spezifischen Substratkosten pro Kilowattstunde auf Grund des deutlich schlechteren Nutzungsgrades im Teillastbetrieb (11,95 Ct/kWh_{el}) um 1,57 Ct/kWh_{el} höher als im Normalbetrieb (10,38 Ct/kWh_{el}).

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Arbeitspreise den entgangenen Nutzen in der Regel abdecken. Das Abfackeln von Biogas ist wenig lukrativ und aus ökologischen Gründen strikt abzulehnen.

Positive SRL oder MRL

Während bei der negativen Regelleistung meist die defensive Strategie – „Mitmachen, aber mit hohen Arbeitspreisen möglichst wenige Aufrufe provozieren“ – zur Anwendung kommt, dreht sich das bei positiver Regelleistung um. Die Leistungspreise bieten bisher keinen ausreichenden Anreiz, wie die folgenden Tabellen zeigen. Nur über den Arbeits-

preis lassen sich relevante Erlöse erwirtschaften. Die Bereitstellung von positiver Regelleistung spielt bisher für landwirtschaftliche Biogasanlagen keine praxisrelevante Rolle. Erst im Zusammenhang mit der bedarfsgerechten Stromerzeugung könnte sie an Bedeutung gewinnen.

Tab. 7: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für positive MRL

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Ø L-Preis	Ct/kW*d ⁻¹	0,00	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	3,26	1,34	7,46	2,13	2,11
Ø A-Preis	Ct/kWh	23,34	34,17	16,59	14,42	12,48	16,85	24,83	39,93	38,17	43,74	44,12	40,15
		2013											
Ø L-Preis	Ct/kW*d ⁻¹	0,50	0,44	0,22	1,32	4,30	2,27	3,62	5,18	--	--	--	--
Ø A-Preis	Ct/kWh	28,57	32,89	32,60	33,91	48,34	48,52	51,86	52,95	--	--	--	--
Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“													

Tab. 8: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für positive SRL in der Hauptzeit

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
WA ¹⁾	n	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4
Bereitschaft	A.-Tage ²⁾	25	20	20	22	18	20	25	20	20	24	20	19
Ø L-Preis	€kW*m ⁻¹	0,41	0,45	0,17	0,46	0,34	0,56	0,62	0,43	0,42	0,86	0,61	0,24
Ø A-Preis	Ct/kWh	17,72	23,45	17,48	17,67	19,03	13,46	18,17	19,99	18,43	20,51	22,60	20,22
		2013											
WA ¹⁾	n	4	4	4	5	4	4	5	4	--	--	--	--
Bereitschaft	Tage ²⁾	20	20	19	23	18	20	25	20	--	--	--	--
Ø L-Preis	€kW*m ⁻¹	0,54	1,08	0,57	1,48	1,50	1,85	3,59	3,56	--	--	--	--
Ø A-Preis	Ct/kWh	20,50	16,96	15,86	17,53	18,75	16,87	23,17	20,70	--	--	--	--
¹⁾ WA: Anzahl der Wochenausschreibungen mit Beginn des Erbringungszeitraums im jeweiligen Monat ²⁾ A.-Tage: Montag bis Freitag abzüglich bundeseinheitliche Feiertage von 8:00 bis 20:00 Uhr Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“													

Tab. 9: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für positive SRL in der Nebenzeit

		2012											
	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
WA ¹⁾	n	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
Bereitschaft	A.-Tage ²⁾	25	20	20	22	18	20	25	20	20	24	20	22
	S.-Tage ³⁾	10	8	8	13	10	8	10	8	8	11	8	13
Ø L-Preis	€kW*m ⁻¹	2,51	0,70	0,35	1,80	1,28	1,56	1,88	1,53	1,42	1,79	1,02	0,66
Ø A-Preis	Ct/kWh	20,03	26,47	18,95	18,55	19,24	16,36	18,61	19,18	19,70	21,58	22,38	21,38
		2013											
WA ¹⁾	n	4	4	4	5	4	4	5	4	--	--	--	--
Bereitschaft	A.-Tage ²⁾	20	20	19	23	18	20	25	20	--	--	--	--
	S.-Tage ³⁾	8	8	9	12	10	8	10	8	--	--	--	--
Ø L-Preis	€kW*m ⁻¹	1,48	1,79	1,27	3,76	3,59	2,34	3,78	3,66	--	--	--	--
Ø A-Preis	Ct/kWh	20,05	18,46	20,57	17,98	16,48	18,14	20,17	17,42	--	--	--	--
¹⁾ WA: Anzahl der Wochenausschreibungen mit Beginn des Erbringungszeitraums im jeweiligen Monat ²⁾ A.-Tage: Montag bis Freitag abzüglich bundeseinheitliche Feiertage von 0:00 bis 8:00 und 20:00 bis 24:00 Uhr ³⁾ S.-Tage: Samstage, Sonntage und bundeseinheitliche Feiertage von 0:00 bis 24:00 Uhr Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER“													

Zusammenfassung

Die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell bietet Biogasanlagenbetreibern unterschiedliche Möglichkeiten, am Markt teilzunehmen. Der Einsteiger kann mit der Teilnahme an der Direktvermarktung Erfahrungen sammeln. Das Risiko, aber auch die Aussichten auf Mehrerlöse sind begrenzt. Wer sich an den Markt gewöhnt hat, kann mit dem Anbieten von Regelleistung seine Erlöschancen erhöhen, muss aber in Kauf nehmen, sich strengen Regeln zu unterwerfen.

Literaturverzeichnis

- [1] Bildquelle; http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Regelzonen_deutscher_%C3%9Cbertragungsnetzbetreiber_neu.png, download 30. Juli. 2013
- [2] Aschmann, V., Effenberger, M.; *Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelenergie mit Biogas*, KTBL-Schrift 501, Seite 235 bis 244, Darmstadt 2013