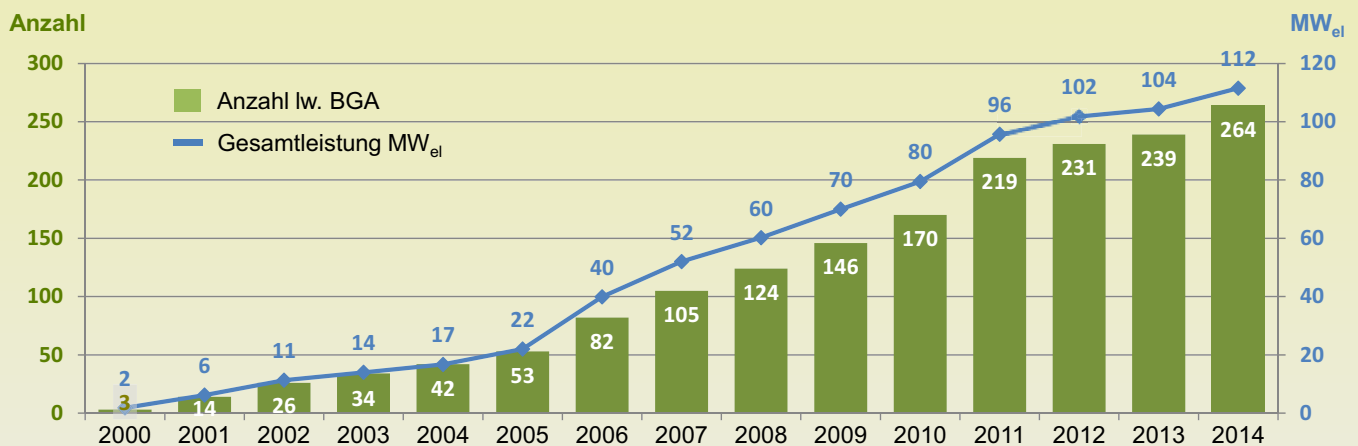


Bedarfsorientierte Stromerzeugung – ökonomisch betrachtet

Ulrich Keymer
Institut für Betriebswirtschaft
und Agrarstruktur

Stand der Biogaserzeugung in Thüringen



Quelle: Reinhold, G.; Statistik der Biogasanlagen in Thüringen – Stand 01.01.2015;

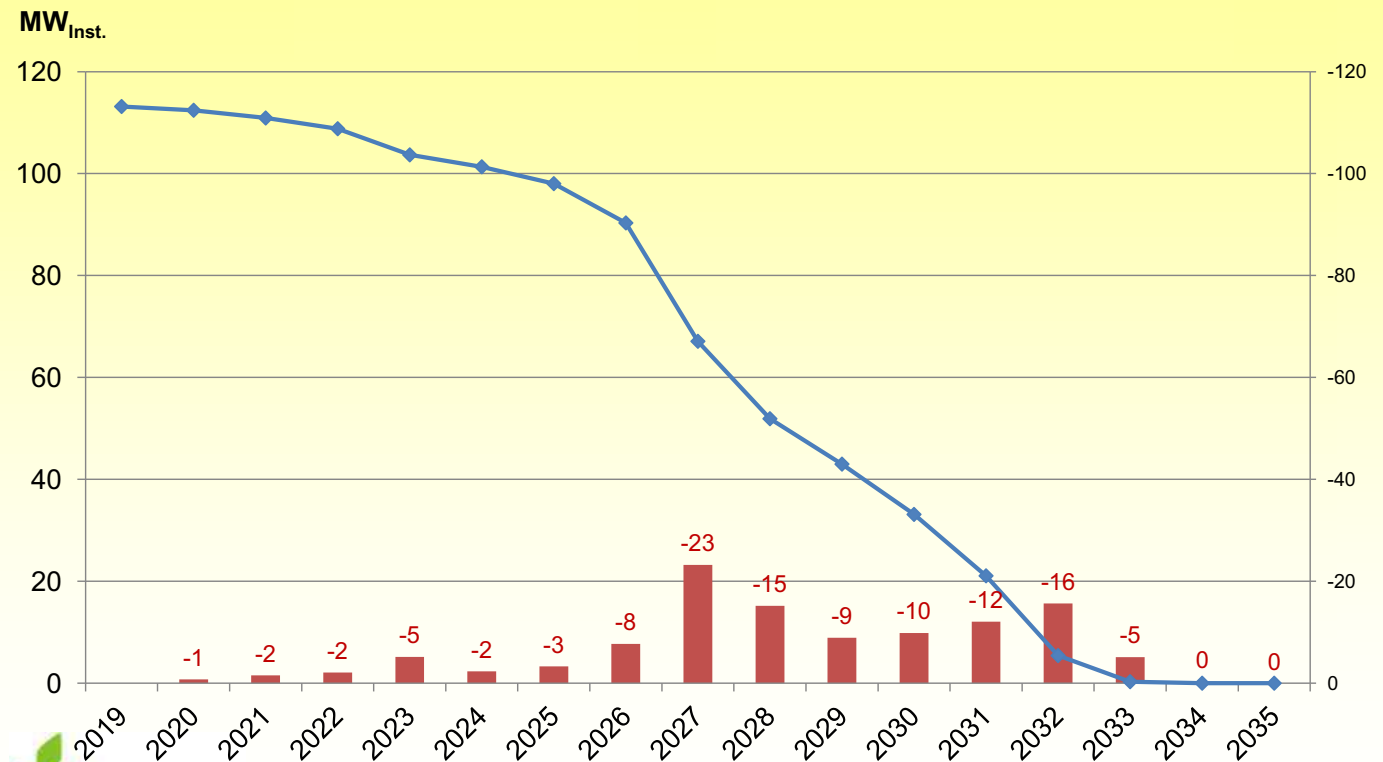
Die Politik hat durch Handeln und Unterlassen das Ende von Biogas eingeleitet.

- ➡ **Handeln:** Abschaffung der Vergütung für NawaRo
- ➡ **Unterlassen:** Verzicht auf Regelungen für die Jahre 21+
- ➡ **Ergebnis:** Biogas, die EE der Zukunft, ist Vergangenheit, sofern keine Revision innerhalb der nächsten 4 Jahre erkennbar wird.



Erwarteter Rückbau der BGA-Leistung ab 2020

Thüringen



Biogas-Fachtagung Thüringen 2/2015

Stadtroda, 11.06.2015

Strommarkt und Regelleistung

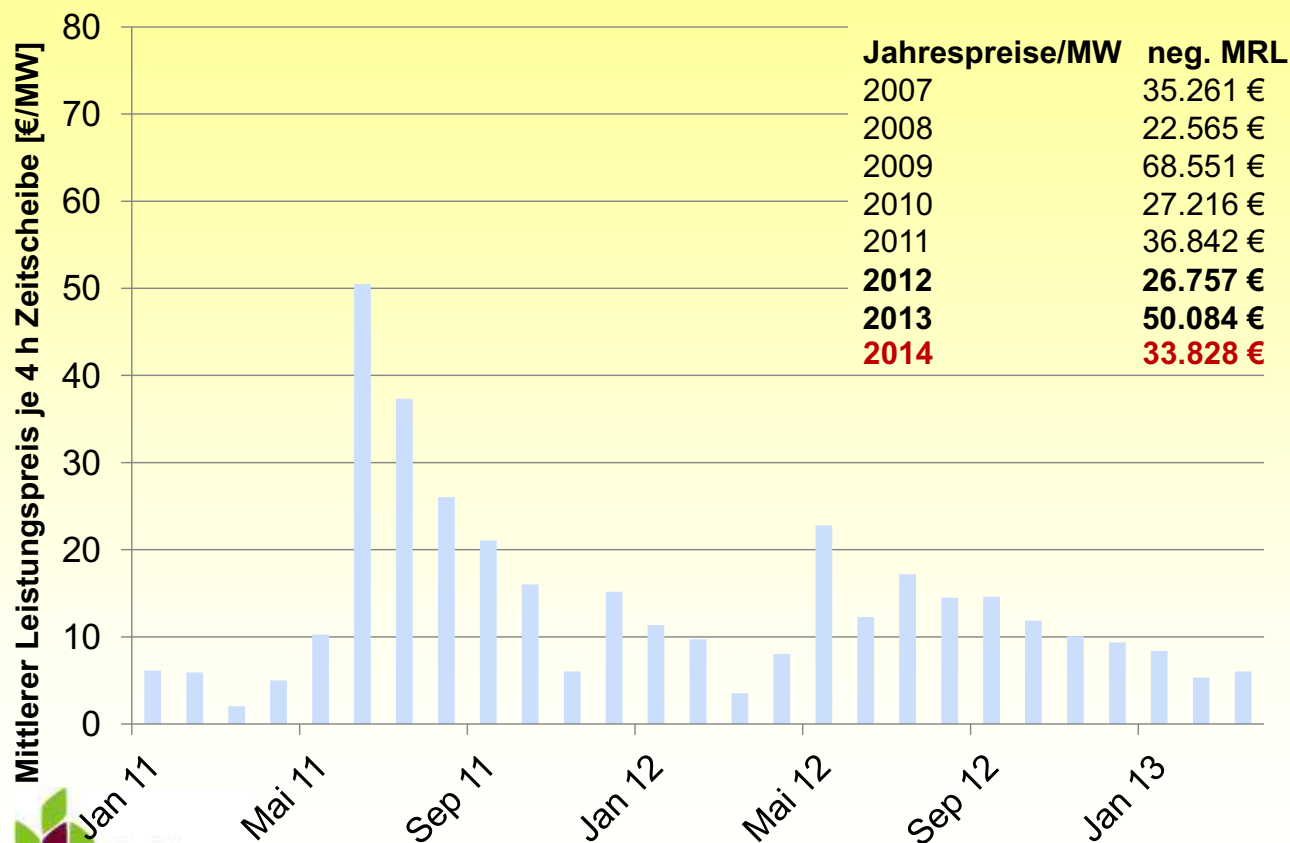


Bereitstellung von Regelleistung

	Positive und negative MRL
Rampendauer	< 15 Minuten
Mindestangebotsgröße	5 MW
Separate Angebote für	Zeitscheiben pro Tag von 1) 0:00 bis 4:00 2) 4:01 bis 8:00 3) 8:01 bis 12:00 4) 12:01 bis 16:00 5) 16:01 bis 20:00 6) 20:01 bis 24:00
Ausschreibungszeitpunkt	Werktäglich für den Folgetag (Sa., So. Feiertage am Werktag zuvor)
Erbringungszeitraum	Tag
Vergütung	Leistungs-/Arbeitspreis
Anforderung an Vermarkter und Anlagen	MRL-Präqualifikation
Aufrufe neg. Regelleistung	24 bis (36) pro Jahr (Schätzung)
Dauer der Aufrufe ca.	15 bis 120 (240) Minuten

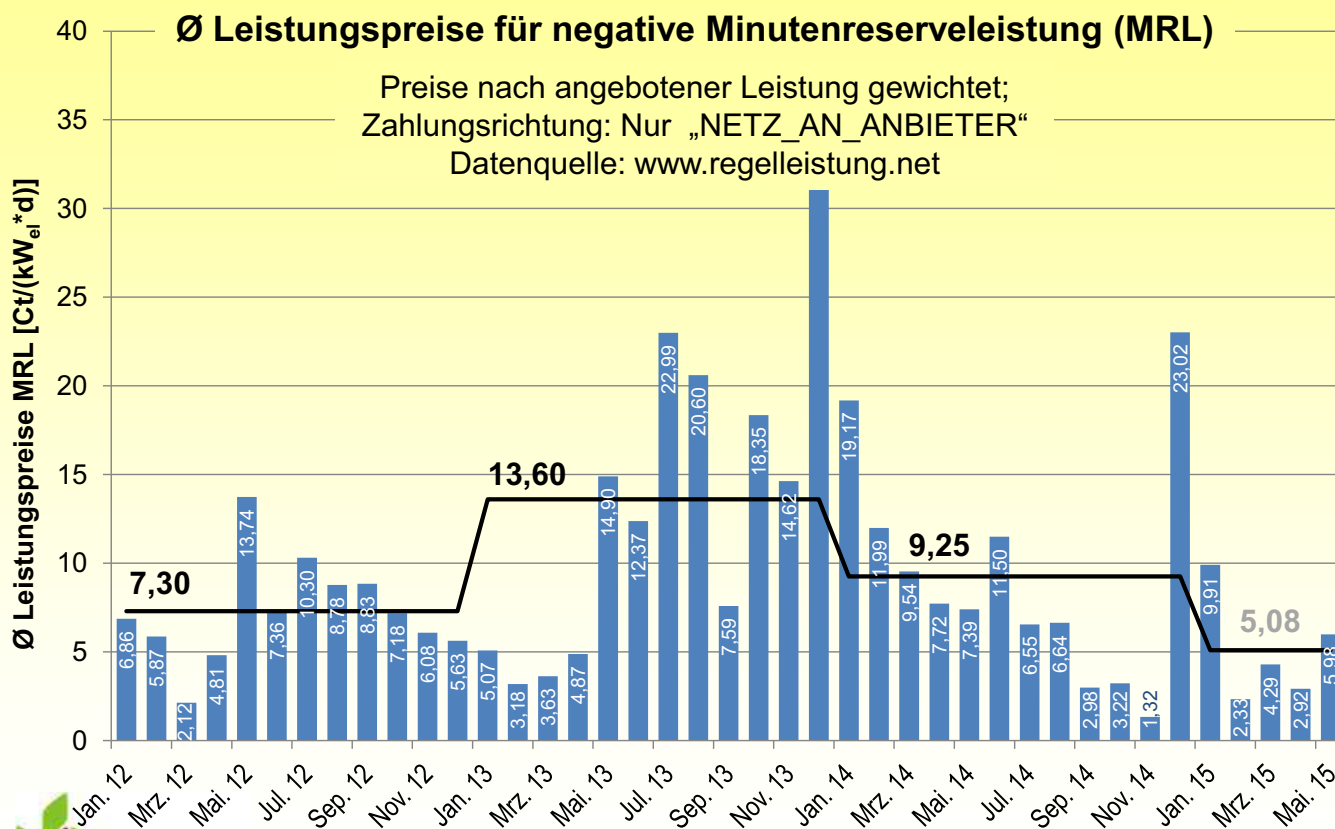


Entwicklungen am Minutenreservemarkt





Anbieten von Regelleistung



Direktvermarktung nach dem MPM + negative MRL

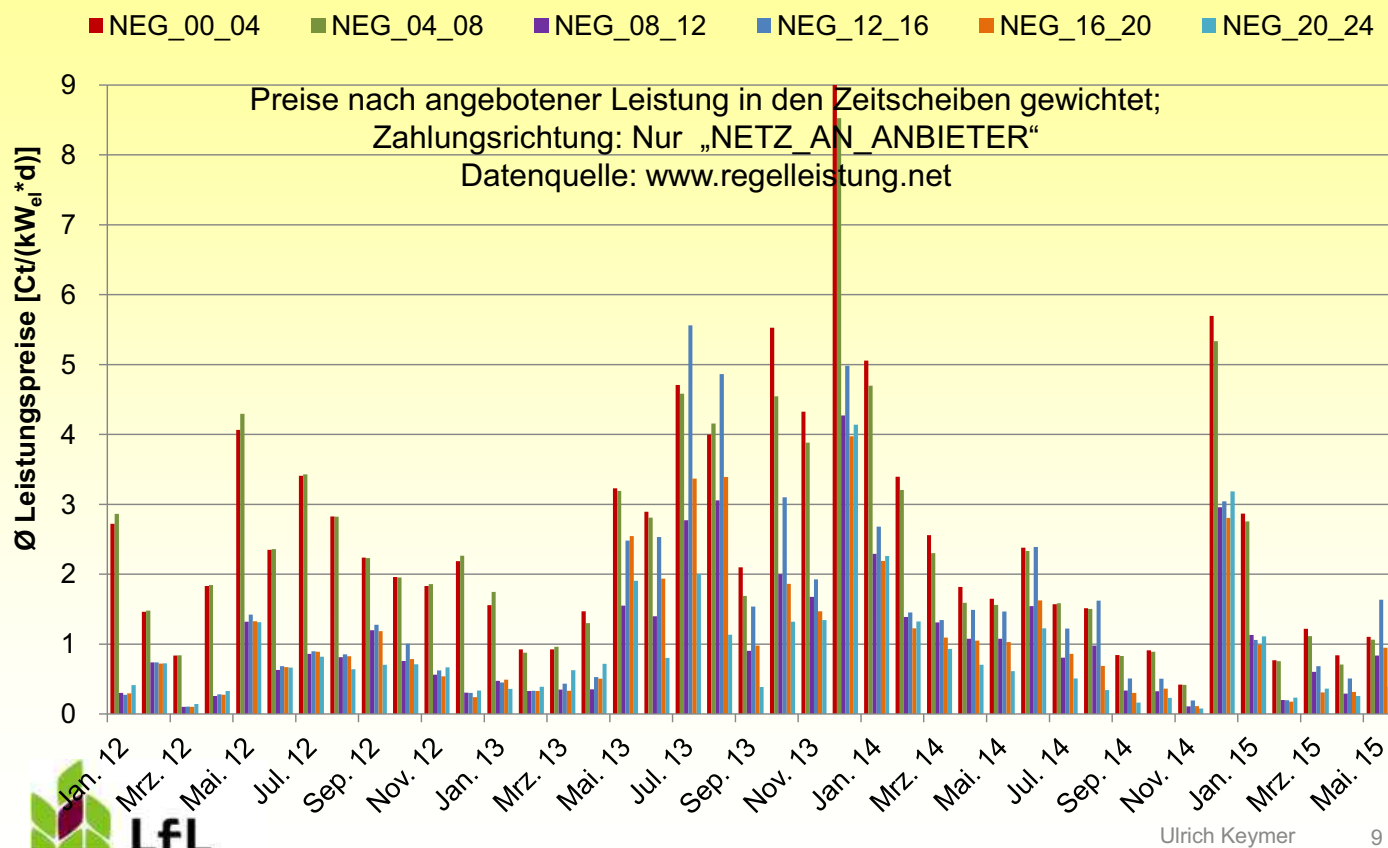
Angebot: 500 kW_e MRL (Start-Stopp-Betrieb)

2014	Ø L-Preis [Ct/(kW*d)]	Angebots- tage	Erlös €/Monat
Januar	19,17	--	
Februar	11,99	--	
März	9,54	--	
April	7,72	--	
Mai	7,39	26	961
Juni	11,50	26	1.495
Juli	6,55	26	851
August	6,64	26	863
September	2,98	26	387
Oktober	3,22	26	419
November	1,32	--	
Dezember	23,02	--	

~5.000 €



Ø Leistungspreise für negative MRL



01.06.2015

Institut für Betriebswirtschaft
und Agrarstruktur



Direktvermarktung nach dem MPM + negative MRL

Angebot: 500 kW_e MRL (Start-Stopp-Betrieb)

Zwei Zeitscheiben á 4 h, ganzjährig

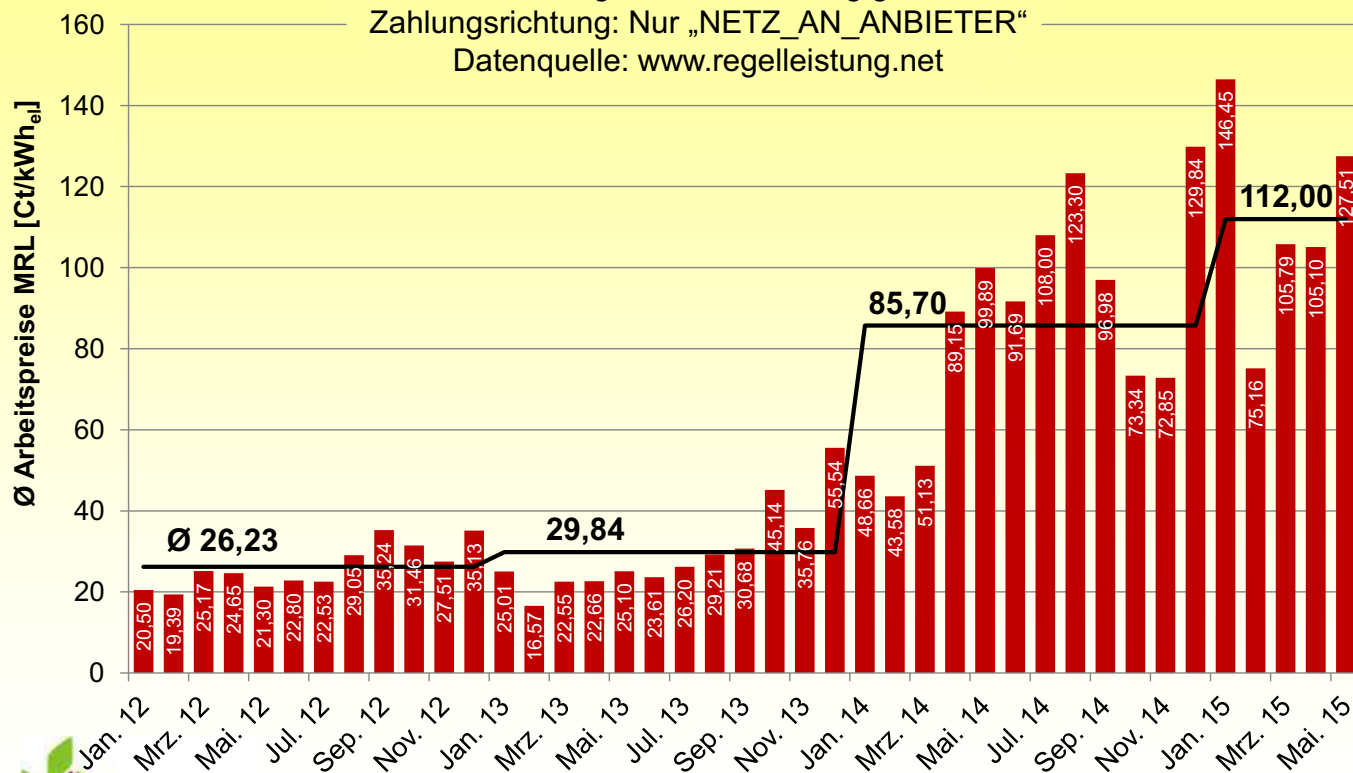
2014	Ø L-Preis [Ct/(kW*d)]		Angebots- tage	Erlös €/Monat
	NEG_00_04	NEG_04_08		
Januar	5,06	4,70	31	1.512
Februar	3,39	3,21	28	924
März	2,56	2,30	31	753
April	1,82	1,59	30	511
Mai	1,65	1,56	31	497
Juni	2,38	2,33	30	707
Juli	1,57	1,58	31	489
August	1,51	1,50	31	467
September	0,84	0,83	30	251
Oktober	0,91	0,89	31	279
November	0,42	0,41	30	125
Dezember	5,70	5,33	31	1.710

~8.225 €



Arbeitspreise für negative MRL

Preise nach angebotener Leistung gewichtet;
Zahlungsrichtung: Nur „NETZ_AN_ANBIETER“
Datenquelle: www.regelleistung.net

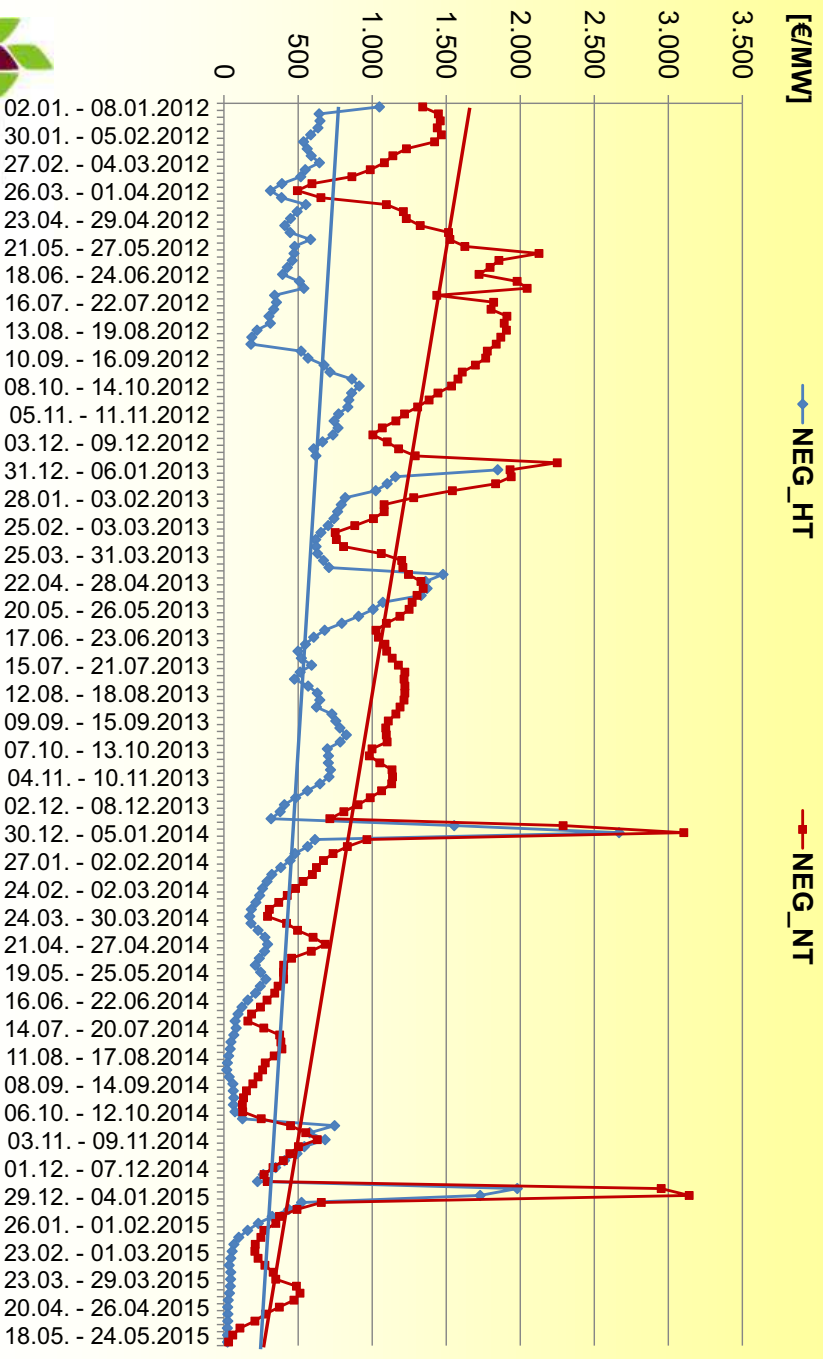


Bereitstellung von Regelleistung

	Positive und negative SRL
Rampendauer	< 5 Minuten
Mindestangebotsgröße	5 MW
Separate Angebote für	Hauptzeit (HT) Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Nebenzeit (NT) 0:00 bis 8:00 und 20:00 bis 24:00; sowie Sa./So. und bundesweiten Feiertage von 0:00 bis 24:00
Ausschreibungszeitpunkt	In der Regel Mittwochs für die Folgewoche
Erbringungszeitraum	Woche
Vergütung	Leistungs-/Arbeitspreis
Anforderung an Vermarkter und Anlagen	SRL-Präqualifikation
Aufrufe neg. Regelleistung	2 bis 5 pro Tag (Schätzung)
Dauer der Aufrufe ca.	5 - 15 Minuten



SRL - gewichtete Ø Leistungspreise



Negative Sekundärregelleistung – SRL (HT)

Anlage mit 500 kW_{el} bietet 250 kW_{el} als SRL-HT an (Teillastbetrieb)

2014	WA n	Bereitschaft AT	Ø L-Preis €/(kW _{el} *Monat)	Erlöse €/Monat
Jan	4	20	2,10	526
Feb	4	20	1,26	314
MiZ	5	25	1,00	249
Apr	4	17	1,07	268
Mai	4	19	0,98	245
Jun	5	24	0,83	208
Jul	4	20	0,27	67
Aug	4	20	0,11	28
Sep	5	24	0,29	72
Okt	4	20	1,52	381
Nov	4	20	2,13	531
Dez	5	22	4,55	1.137

~ **4.000 €**



Negative Sekundärregelleistung – SRL (NT)

Anlage mit 500 kW_{el} bietet **250 kW_{el}** als **SRL-NT** an (Teillastbetrieb)

2014	WA	Bereitschaft		Ø L-Preis	Erlöse
Einheit	n	AT	ST	€/ (kW*Monat)	€/Monat
Jan	4	20	8	3,21	801
Feb	4	20	8	2,24	559
Mrz	5	25	10	1,82	454
Apr	4	17	11	2,37	593
Mai	4	19	9	1,66	415
Jun	5	24	11	1,43	357
Jul	4	20	8	1,19	297
Aug	4	20	8	1,27	317
Sep	5	24	11	0,83	208
Okt	4	20	8	1,38	344
Nov	4	20	8	1,98	494
Dez	5	22	13	6,99	1.746

~ 6.600 €

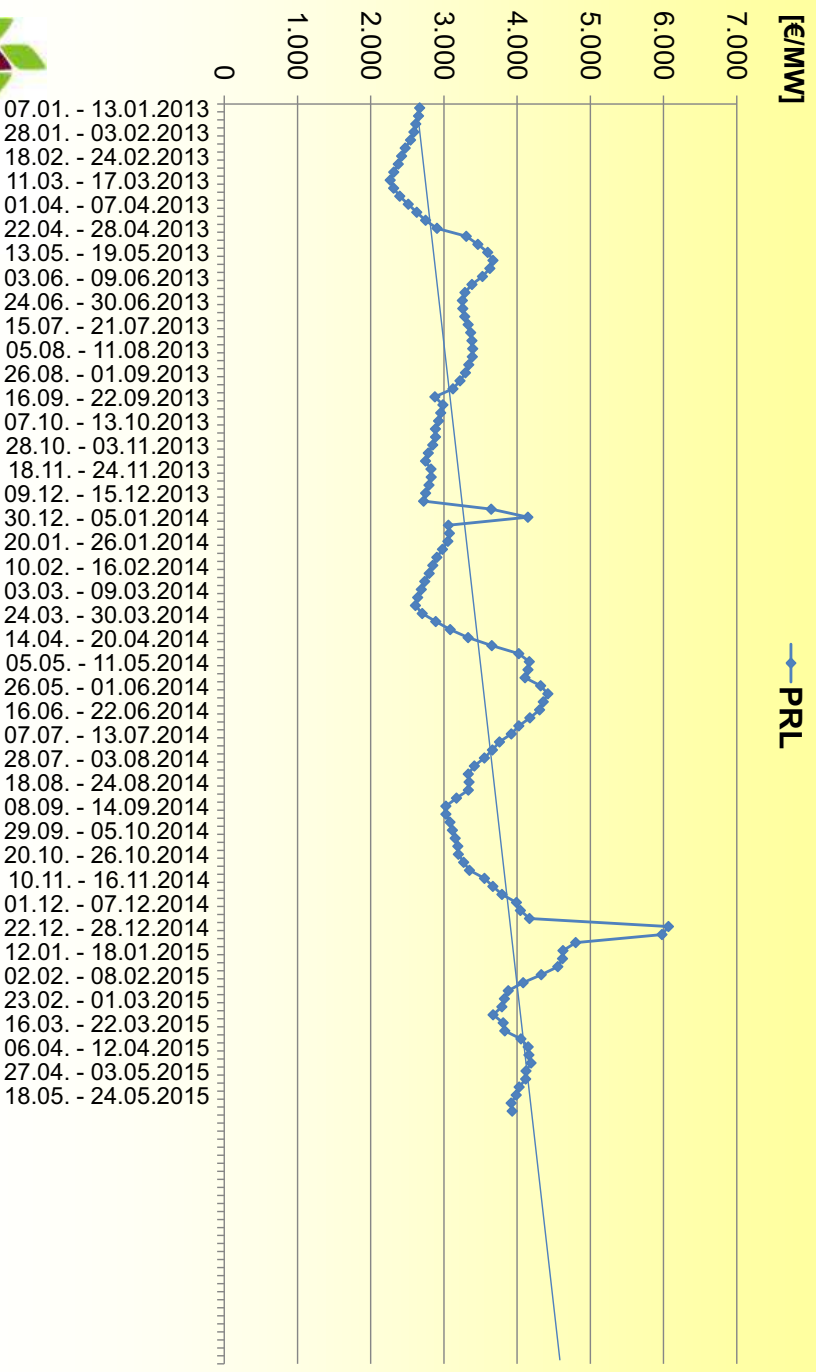


Regelleistung im Überblick

	Minutenreserve	Sekundärregelleistung	Primärregelleistung
Mindestangebot	5 MW	5 MW	± 1 MW
Pooling	Regelzonenintern Regelzonenübergreifend für Mindestangebotsgröße	Regelzonenintern Regelzonenübergreifend für Mindestangebotsgröße	Regelzonenintern
Ausschreibungszeitraum	Täglich, Ausnahme: Wochenenden, Feiertage	1 Woche	1 Woche
Lieferverpflichtung	4-Stunden-Blöcke	HT Werktags (8:00 – 20:00) NT Werktags (20:00 - 8:00) Wochenenden, Feiertage	1 Woche
Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungspreis
Ausgeschriebene Leistung (Mai 2015)	2.039 MW (neg.) 2.726 MW (pos.)	1.973 MW (neg.) 2.026 MW (pos.)	783 MW
Rampe	>15 Minuten	>5 Minuten	>30 Sekunden



PRL - Ø Leistungspreise



LfL
Agraökonomie

31.05.2015

Datenquelle: www.regelleistung.net; eigene Berechnungen

Ulrich Keymer IBA 5

17

Institut für Betriebswirtschaft
und Agrarstruktur



Kombinationsmöglichkeiten

Erlöspotentiale mit Ø Leistungspreisen 2014 berechnet

Anlage mit 500 kW_{el} bietet **ganzjährig** an

Neg. MRL (HT): 475 kW_{el} ≈ 6.600
Neg. MRL (NT): 475 kW_{el} ≈ 9.500 } ≈ 16.100 €/a

oder

Neg. SRL (HT): 250 kW_{el} ≈ 4.000
Neg. SRL (NT): 250 kW_{el} ≈ 6.600 } ≈ 10.600 €/a

oder

PRL: 25 kW_{el} ≈ 4.600
Neg. SRL (HT): 200 kW_{el} ≈ 3.200
Neg. SRL (NT): 200 kW_{el} ≈ 5.300 } ≈ 13.100 €/a

abzüglich
Anteil für den
Stromvermarkter



LfL
Agraökonomie

20.01.2015

Ulrich Keymer IBA 5

18

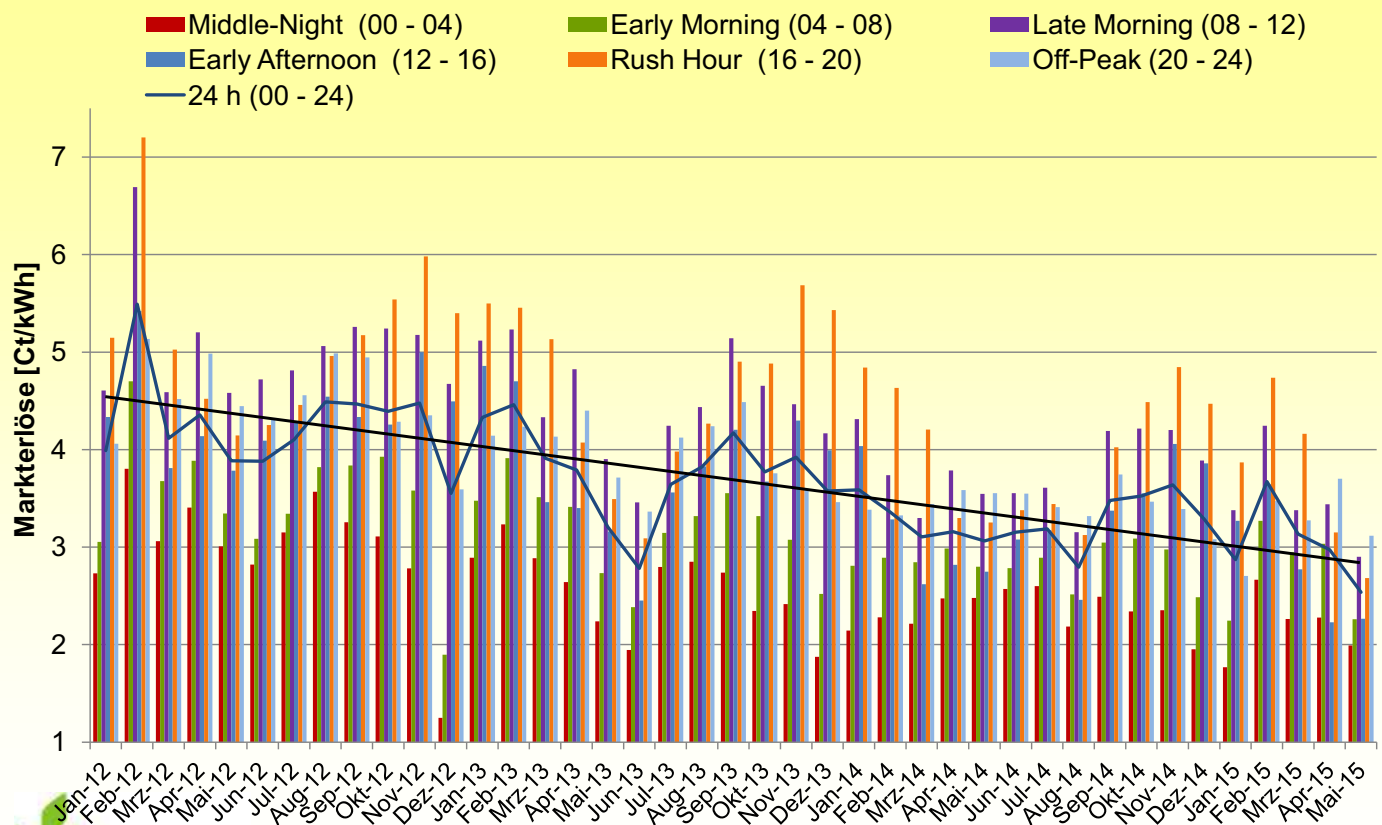
Institut für Betriebswirtschaft
und Agrarstruktur



Wirtschaftlichkeit der bedarfsorientierten Stromerzeugung (Flexibilisierung)



Monatsmittelwerte Auktionshandel EPEX





Flexprämie - Leistungserhöhung

IST		
Installierte Leistung	kW _{el}	500
Stromerzeugung	kWh/a	4.161.000
Vollbenutzungsstunden	Vbh	8.322
Jahresstunden	h	8.760
Auslastung	%	95
Nutzungsdauer	Vbh	80.000
Nutzungsgrad	%	38
Methangehalt Biogas	%	53
Gaserzeugung	Nm³/h	237
Gasverbrauch	Nm³/h	237
vorhandener Gasspeicher	m³	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh _{el}	0,20
Anteil Vermarkter		
Managementprämie	%	40
Mehrerlöse EPEX aus Fahrpl.	%	35
Vermarktung MRL	%	30

- ➡ Leistungserhöhung - ein oder zwei BHKW?
- ➡ Mindestlaufzeiten, Vorwärmung, Vorschmierung?
- ➡ Startverhalten, Kondensatbildung?
- ➡ **Trafo, Leitungen, ... (Einspeisepunkt?)**
- ➡ Elektronische Schnittstelle(n)?
- ➡ Erweiterung des Maschinenhauses?
- ➡ Gasleitungsquerschnitte ausreichend?
- ➡ MSR für Gasspeicher?
- ➡ Anpassung Gaskühlstrecke, Gasaufbereitung ...?
- ➡ Anpassung Notkühler?
- ➡ Planung der Erweiterung und Sonstiges?
- ➡ Eigenstromnutzung?
- ➡ 4. BImSchV / Mittelspannungsrichtlinie?
- ➡ Umweltgutachten, Genehmigungen?
- ➡ **Gasspeicher für 12 bis 16 Stunden?**
- ➡ **Wärmepufferspeicher?**



Bedarfsorientierte Stromerzeugung(1)

Prämisse: Das vorhandene BHKW muss ersetzt werden

IST		
Installierte Leistung	kW _{el}	500
Stromerzeugung	kWh/a	4.161.000
Vollbenutzungsstunden	Vbh	8.322
Jahresstunden	h	8.760
Auslastung	%	95
Nutzungsdauer	Vbh	80.000
Nutzungsgrad	%	38
Methangehalt Biogas	%	53
Gaserzeugung	Nm³/h	237
Gasverbrauch	Nm³/h	237
vorhandener Gasspeicher	m³	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh _{el}	0,20
Anteil Vermarkter		
Managementprämie	%	40
Mehrerlöse EPEX aus Fahrpl.	%	35
Vermarktung MRL	%	30

ZIEL		
Fahrweise	Uhrzeit	Stunden
Zeitfenster (1) von	8	4
Zeitfenster (1) bis	12	
Zeitfenster (2) von	16	8
Zeitfenster (2) bis	24	
Summe		12

Volllastbetrieb	12	h/d
notw. Leistung bei 12 Vbh/d	950	kW _{el}
geplante Auslastung	100	%
installierte Leistung	950	kW _{el}
Nutzungsgrad	40	%

Notwendiges Gasspeichervolumen	2.517	m³
Zubau Gasspeicher	1.767	m³
Biogasbedarf verringert sich um	54.926	Nm³ CH ₄
Substratkosten-Einsparung	23.318	€/a



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (1)

Zusätzliche Anschaffungskosten

Anschaffungskosten Motorvorwärmung	€	--	--	9.200
Anschaffungskosten nach ASUE_2014	€	--	316.376	498.006
Zusätzliche Anschaffungskosten des BHKW	€	--	190.830	
Verstärkung Netzanschluss für Zusatzleistung	€	--	59.476	
Steuereinrichtung (Pauschale 4.000 €/BHKW)	€	--	--*)	
ev. notw. Anpassung/Erweiterung Maschinenhaus	€	--	15.027	
ev. notw. Erweiterung Gaszuleitung, MSR Gasspeicher	€	--	11.250	
sonstige Anpassungen (Gaskühlstrecke, Notkühler, ...)	€	--	36.066	
Planungskosten ,Genehmigungen und Gutachten	€	--	23.050	
Gaslager-Erweiterung	€/m³	--	93.128	
Wärmespeicher -BAFA-Förderung saldiert	€/m³	--	--	
Summe der zusätzlichen Anschaffungskosten	€	--	428.827	

*) ab 01. April 2015 für alle Direktvermarkter zwingend vorgeschrieben



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (1)

Prämisse: Das vorhandene BHKW muss ersetzt werden

Ziel		
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	4.161.000
Leitungs- und Transformationsverluste	kWh _{el} /a	-41.610
Vergütungsfähiger Strom	kWh _{el} /a	4.119.390
Zusätzliche Anschaffungskosten		428.827
Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	55.575
Substratkosten-Einsparung	€/a	23.318
Zusätzliche Festkosten	€/a	-53.894
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-10.859
Saldo		14.140
Mögliche Mehrerlöse		
EPEX SPOT Auktionenhandel*)	€/a	19.160
Vermarktung von negativer MRL*)	€/a	11.207
Abz. Vermarkteranteile	€/a	-10.068
Saldo		20.299
Gesamtsaldo	€/a	34.438
Gesamtkapitalrendite		20,06%

*) Marktdaten 2014



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (2)

Prämisse: Das vorhandene BHKW muss ersetzt werden

IST		
Installierte Leistung	kW _{el}	500
Stromerzeugung	kWh/a	4.161.000
Vollbenutzungsstunden	Vbh	8.322
Jahresstunden	h	8.760
Auslastung	%	95
Nutzungsdauer	Vbh	80.000
Nutzungsgrad	%	38
Methangehalt Biogas	%	53
Gaserzeugung	Nm ³ /h	237
Gasverbrauch	Nm ³ /h	237
vorhandener Gasspeicher	m ³	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh _{el}	0,20
Anteil Vermarkter		
Managementprämie	%	40
Mehrerlöse EPEX aus Fahrpl.	%	35
Vermarktung MRL	%	30

ZIEL		
Fahrweise	Uhrzeit	Stunden
Zeitfenster (1) von	8	4
Zeitfenster (1) bis	12	
Zeitfenster (2) von	16	4
Zeitfenster (2) bis	20	
Summe		8

Volllastbetrieb	8	h/d
notw. Leistung bei 8 Vbh/d	1.425	kW _{el}
geplante Auslastung	100	%
installierte Leistung	1.425	kW _{el}
Nutzungsgrad	40	%

Notwendiges Gasspeichervolumen	3.776	m ³
Zubau Gasspeicher	3.026	m³
Biogasbedarf verringert sich um	54.926	Nm ³ CH ₄
Substratkosten-Einsparung	23.318	€/a



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (2)

Prämisse: Das vorhandene BHKW muss ersetzt werden

Ziel		
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	4.161.000
Leitungs- und Transformationsverluste	kWh _{el} /a	-41.610
Vergütungsfähiger Strom	kWh _{el} /a	4.119.390

Zusätzliche Anschaffungskosten	815.875
---------------------------------------	----------------

Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	92.625
Substratkosten-Einsparung	€/a	23.318
Zusätzliche Festkosten	€/a	-102.609
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-12.183
Saldo		1.150

Mögliche Mehrerlöse

EPEX SPOT Auktionenhandel ^{*)}	€/a	25.428
Vermarktung von negativer MRL ^{*)}	€/a	11.843
Abz. Vermarkteranteile	€/a	-12.453
Saldo		24.818

Gesamtsaldo	€/a	25.968
--------------------	-----	---------------

Gesamtkapitalrendite	10,37%
-----------------------------	---------------

^{*)} Marktdaten 2014



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (3)

Vorhandenes BHKW wird weiter genutzt

IST		
Installierte Leistung	kW _{el}	500
Stromerzeugung	kWh/a	4.161.000
Vollbenutzungsstunden	Vbh	8.322
Jahresstunden	H	8.760
Auslastung	%	95
Nutzungsdauer	Vbh	80.000
Nutzungsgrad	%	38
Methangehalt Biogas	%	53
Gaserzeugung	Nm ³ /h	237
Gasverbrauch	Nm ³ /h	237
vorhandener Gasspeicher	m ³	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh _{el}	0,20
Anteil Vermarkter		
Managementprämie	%	40
Mehrerlöse EPEX aus Fahrpl.	%	35
Vermarktung MRL	%	30

ZIEL				
Fahrweise	BHKW(1)		BHKW(2)	
	Uhrzeit	Stunden	Uhrzeit	Stunden
Zeitfenster (1) von	8	4	8	4
Zeitfenster (1) bis	12		12	
Zeitfenster (2) von	12	8	16	8
Zeitfenster (2) bis	20		24	
Summe		12		12

Vollastbetrieb	12	12	h/d
notw. Leistung	475	475	kW _{el}
geplante Auslastung	95	96	%
installierte Leistung	500	495	kW _{el}
Nutzungsgrad	38	39	%

Notw. Gasspeichervolumen	2.633	m ³
Zubau Gasspeicher	1.883	m³
Biogasbedarf sinkt um	14.084	Nm ³ CH ₄
Substratkosten-Einsp.	5.979	€/a



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (3)

Vorhandenes BHKW wird weiter genutzt

Ziel		
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	4.161.000
Leitungs- und Transformationsverluste	kWh _{el} /a	-41.610
Vergütungsfähiger Strom	kWh _{el} /a	4.119.390

Zusätzliche Anschaffungskosten	581.137
---------------------------------------	----------------

Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	61.398
Substratkosten-Einsparung	€/a	5.979
Zusätzliche Festkosten	€/a	-73.079
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-17.889
Saldo		-23.592

Mögliche Mehrerlöse

EPEX SPOT Auktionenhandel ^{*)}	€/a	17.902
Vermarktung von negativer MRL ^{*)}	€/a	12.120
Abz. Vermarkteranteile	€/a	-9.902
Saldo		20.120

Gesamtsaldo	€/a	-3.472
--------------------	-----	---------------

Gesamtkapitalrendite	2,81%
-----------------------------	--------------

^{*)} Marktdaten 2014



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (4)

Vorweggenommene Ersatzbeschaffung
Vorhandenes BHKW bleibt „betriebsbereit“ stehen

IST		
Installierte Leistung	kW _{el}	500
Stromerzeugung	kWh/a	4.161.000
Vollbenutzungsstunden	Vbh	8.322
Jahresstunden	h	8.760
Auslastung	%	95
Nutzungsdauer	Vbh	80.000
Nutzungsgrad	%	38
Methangehalt Biogas	%	53
Gaserzeugung	Nm ³ /h	237
Gasverbrauch	Nm ³ /h	237
vorhandener Gasspeicher	m ³	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh _{el}	0,20
Anteil Vermarkter		
Managementprämie	%	40
Mehrerlöse EPEX aus Fahrpl.	%	35
Vermarktung MRL	%	30

ZIEL				
Fahrweise	BHKW(1)		BHKW(2)	
	Uhrzeit	Stunden	Uhrzeit	Stunden
Zeitfenster (1) von	--	0	8	4
Zeitfenster (1) bis	--		12	
Zeitfenster (2) von	--	0	16	8
Zeitfenster (2) bis	--		24	
Summe		0		12
Vollastbetrieb		0	12	h/d
notw. Leistung		0	950	kW _{el}
geplante Auslastung		0	99	%
installierte Leistung		500	960	kW _{el}
Nutzungsgrad		38	40	%
Notw. Gasspeichervolumen		2.517		m ³
Zubau Gasspeicher		1.767		m³
Biogasbedarf sinkt um		54.926		Nm ³ CH ₄
Substratkosten-Einsp.		23.318		€/a



Bedarfsorientierte Stromerzeugung (4)

Vorweggenommene Ersatzbeschaffung
Vorhandenes BHKW bleibt „betriebsbereit“ stehen

Ziel		
Stromerzeugung	kWh _{el} /a	4.161.000
Leitungs- und Transformationsverluste	kWh _{el} /a	-41.610
Vergütungsfähiger Strom	kWh _{el} /a	4.119.390
Zusätzliche Anschaffungskosten		538.065
Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	94.874
Substratkosten-Einsparung	€/a	23.318
Zusätzliche Festkosten	€/a	-67.602
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-12.634
Saldo		37.956
Mögliche Mehrerlöse		
EPEX SPOT Auktionenhandel ^{*)}	€/a	19.160
Vermarktung von negativer MRL ^{*)}	€/a	11.207
Abz. Vermarkteranteile	€/a	-10.068
Saldo		20.299
Gesamtsaldo	€/a	58.254
Gesamtkapitalrendite		25,65%

^{*)} Marktdaten 2014

Weitere Informationen



Direktvermarktung III Bedarfsorientierte Stromerzeugung



Nr. V – 22/2015

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



Volker Aschmann

Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung



Ulrich Keymer

Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Betriebswirtschaft und Agrarökonomie



Dr. Stefan Rauh, Dr. Stefan Binder

Fachverband Biogas e.V.



Sebastian Schweitzer

GreenCert GmbH



Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung

