

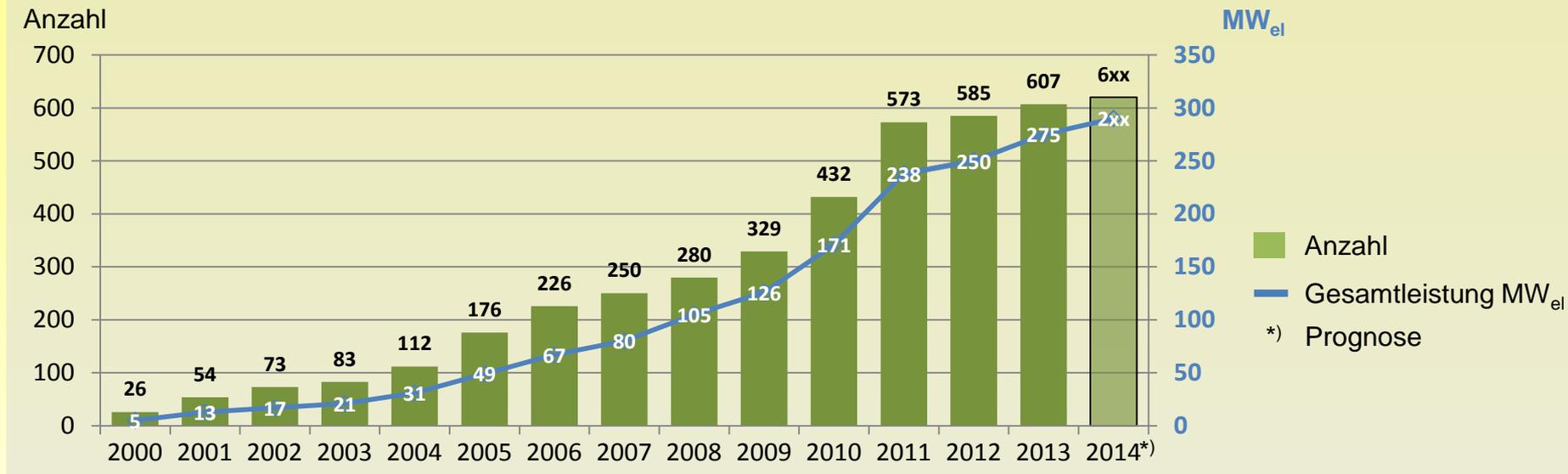
# Bedarfsorientierte Stromerzeugung – ökonomisch betrachtet

Ulrich Keymer  
Institut für Betriebswirtschaft  
und Agrarstruktur





# Stand der Biogaserzeugung in Nordrhein-Westfalen



Quelle: Lohmann, L., Dahlhoff, A.; Biogas in Nordrhein-Westfalen; 2014; ergänzt

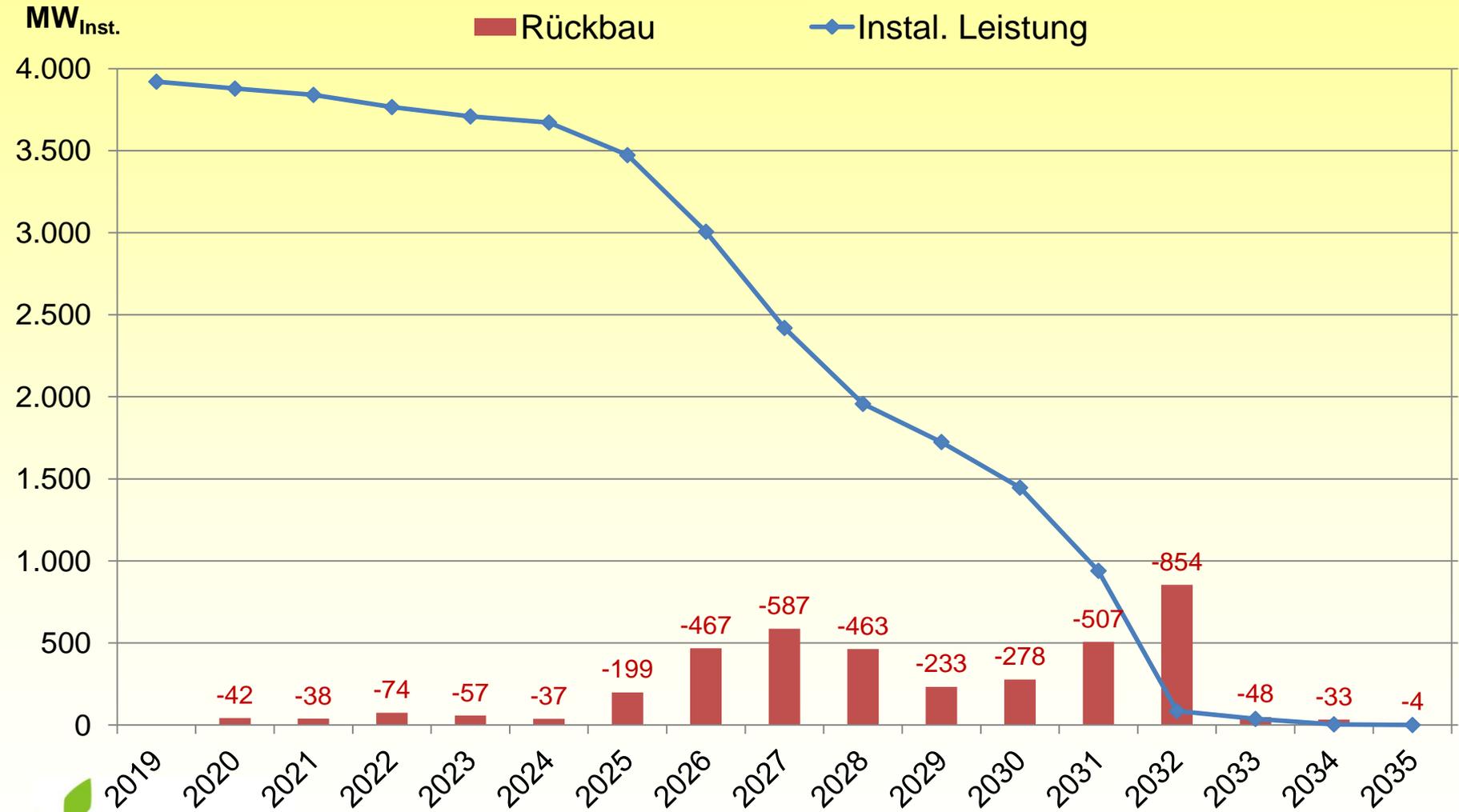
Die Politik hat durch Handeln und Unterlassen das Ende von Biogas eingeleitet.

- ➔ **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

Deutschland





# 16. NRW-Biogastagung

---

Haus Düsse, 26.03.2015

# Strommarkt und Regelleistung

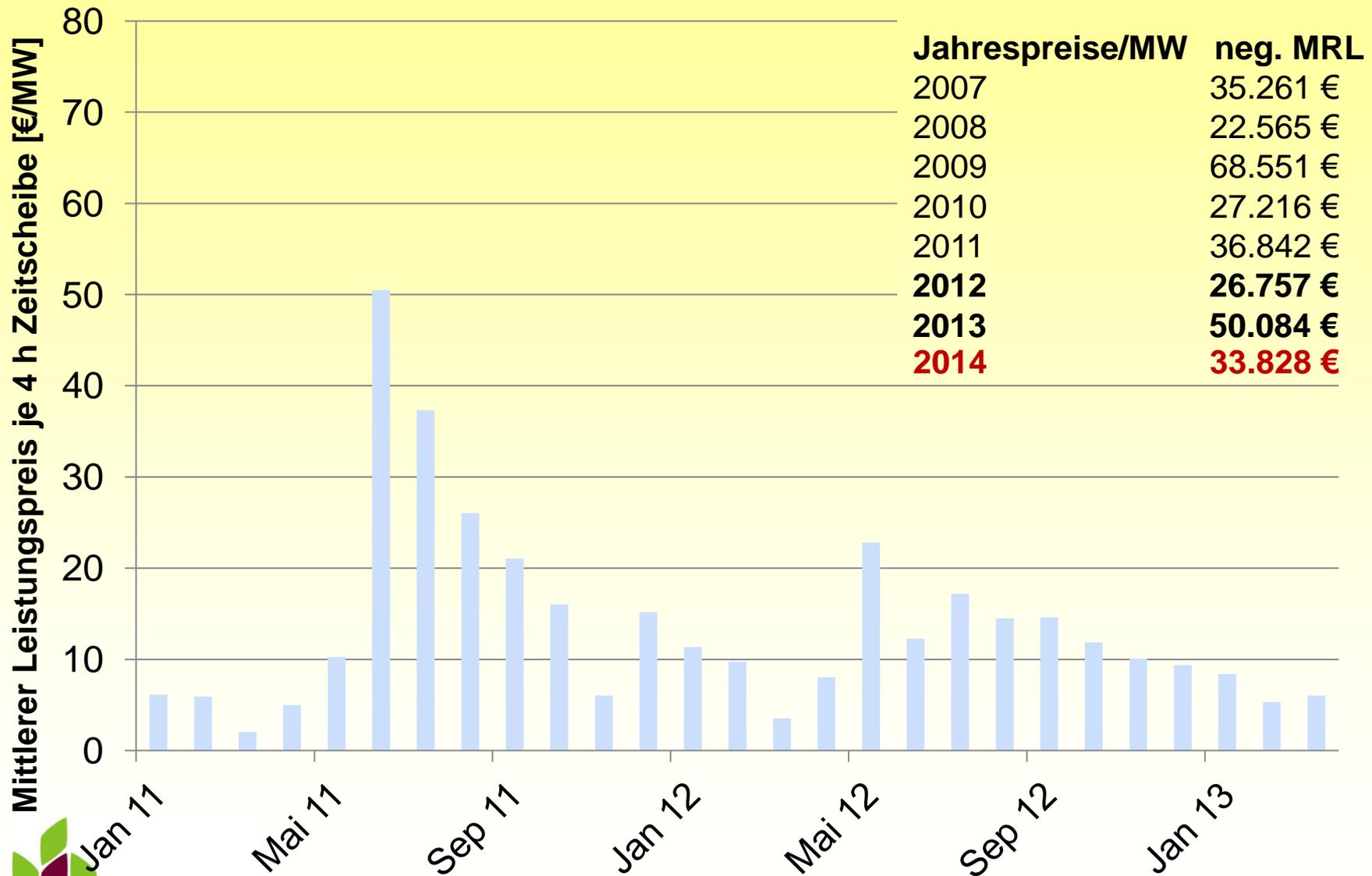


# Bereitstellung von Regelleistung

	Positive und negative MRL
Rampendauer	< 15 Minuten
Mindestangebotsgröße	5 MW
Separate Angebote für	<b>Zeitscheiben pro Tag von</b> 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

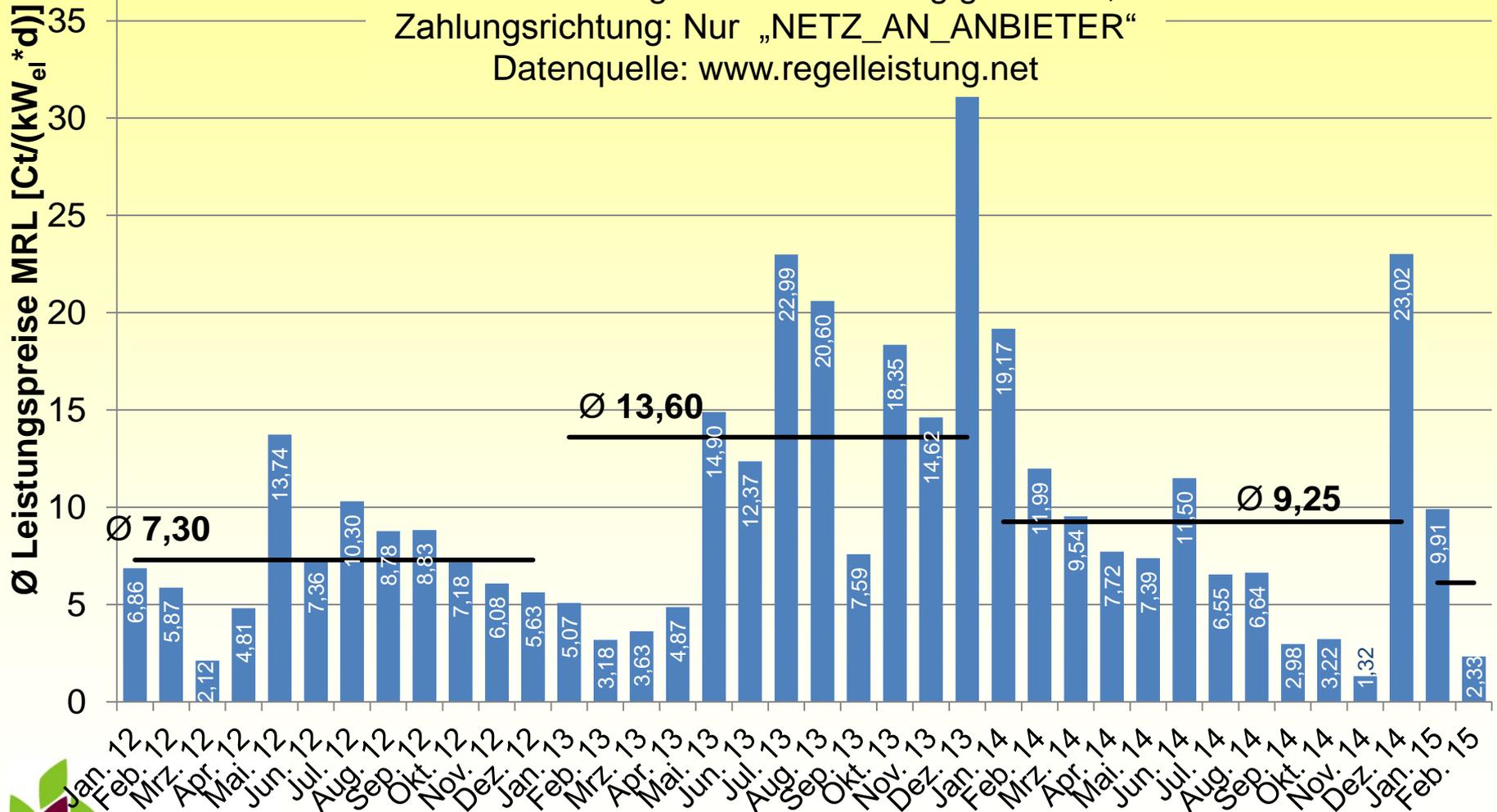




# Anbieten von Regelleistung

## Ø Leistungspreise für negative Minutenreserveleistung (MRL)

Preise nach angebotener Leistung gewichtet;  
Zahlungsrichtung: Nur „NETZ\_AN\_ANBIETER“  
Datenquelle: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)





# Direktvermarktung nach dem MPM + negative MRL

Angebot: **500 kW<sub>eI</sub> MRL** (Start-Stopp-Betrieb)

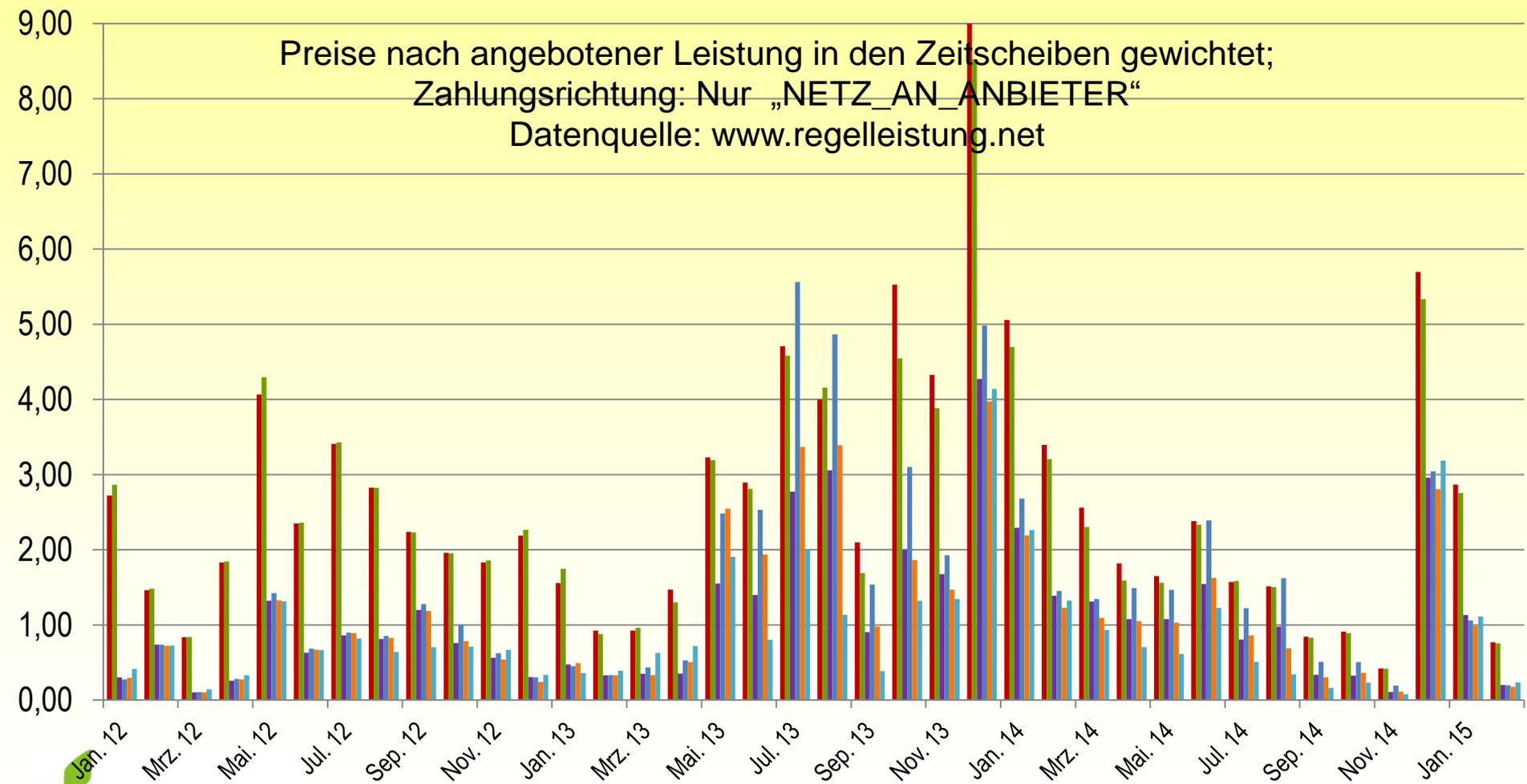
<b>2014</b>	Ø L-Preis [Ct/(kW*d)]	Angebots- tage	Erlös €/Monat
Januar	19,17	--	--
Februar	11,99	--	
März	9,54	--	
April	7,72	--	
Mai	7,39	26	961
Juni	11,50	26	1.495
Juli	6,55	26	851
August	6,64	26	863
September	2,98	26	387
Oktober	3,22	26	419
November	1,32	--	
Dezember	23,02	--	

~5.000 €



# Ø Leistungspreise für negative MRL [Ct/(kW<sub>el</sub>\*d)]

■ NEG\_00\_04 ■ NEG\_04\_08 ■ NEG\_08\_12 ■ NEG\_12\_16 ■ NEG\_16\_20 ■ NEG\_20\_24





# Direktvermarktung nach dem MPM + negative MRL

Angebot: **500 kW<sub>el</sub> MRL** (Start-Stopp-Betrieb)

**Zwei** Zeitscheiben á 4 h, ganzjährig

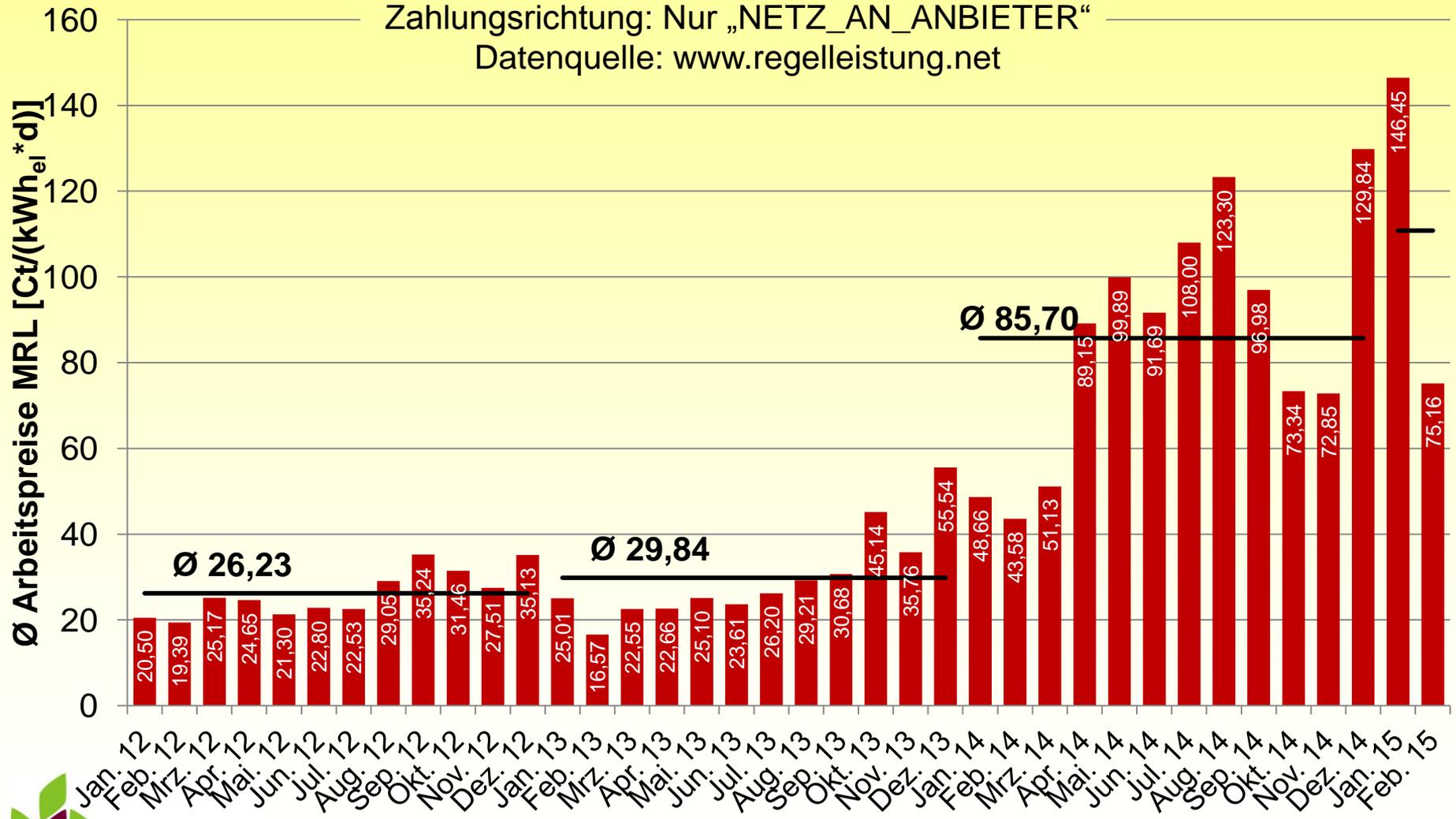
2014	Ø L-Preis [Ct/(kW*d)]		Angebots- tage	Erlös €/Monat
	NEG_00_04	NEG_04_08		
Januar	5,06	4,70	31	1.512
Februar	3,39	3,21	28	924
März	2,56	2,30	31	753
April	1,82	1,59	30	511
Mai	1,65	1,56	31	497
Juni	2,38	2,33	30	707
Juli	1,57	1,58	31	489
August	1,51	1,50	31	467
September	0,84	0,83	30	251
Oktober	0,91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



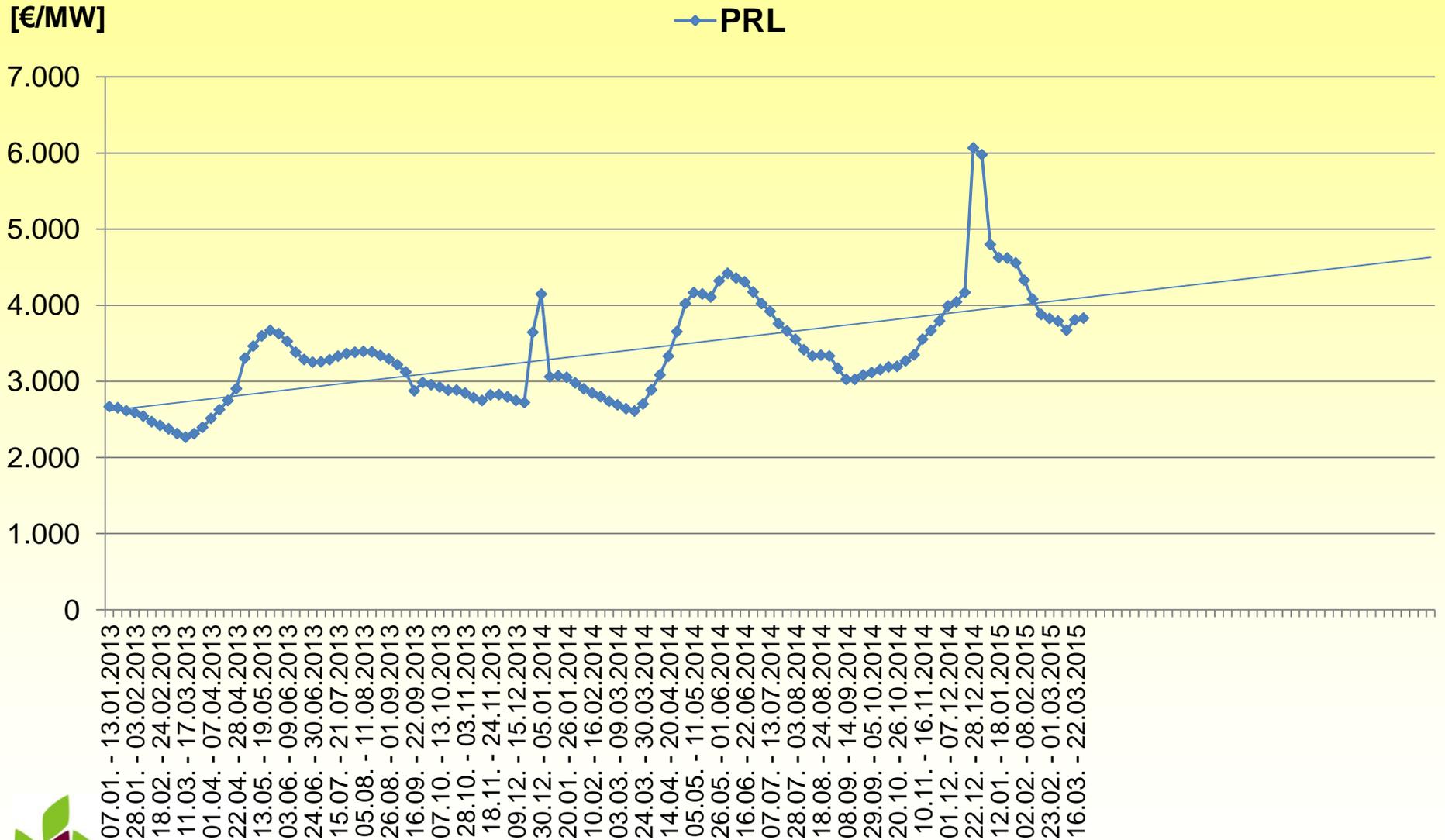


# Regelleistung im Überblick

	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 (April 2015)	2.039 MW (neg.) 2.726 MW (pos.)	1.973 MW (neg.) 2.026 MW (pos.)	670 MW
Rampe	>15 Minuten	>5 Minuten	>30 Sekunden



# PRL - Ø Leistungspreise





# Primärregelleistung – PRL

Anlage mit 500 kW<sub>el</sub> bietet **25 kW<sub>el</sub>** als **PRL** an (Teillastbetrieb)

<b>2014</b>	WA n	Bereitschaft AT	Ø L-Preis €/ (kW <sub>el</sub> * Monat)	Erlöse €/Monat
Jan	4	28	12,17	304
Feb	4	28	11,29	282
Mrz	5	35	13,53	338
Apr	4	28	14,09	352
Mai	4	28	16,74	419
Jun	5	35	21,28	532
Jul	4	28	14,89	372
Aug	4	28	13,43	336
Sep	5	35	15,42	386
Okt	4	28	12,81	320
Nov	4	28	14,36	359
Dez	5	35	24,25	606

~ 4.600 €



# Kombinationsmöglichkeiten

Erlöspotentiale mit  $\emptyset$  Leistungspreisen 2014 berechnet

Anlage mit 500 kW<sub>el</sub> bietet **ganzjährig** an

Neg. MRL (HT): 475 kW<sub>el</sub>  $\approx$  6.600  
Neg. MRL (NT): 475 kW<sub>el</sub>  $\approx$  9.500 }  $\approx$  16.100 €/a

**oder**

Neg. SRL (HT): 250 kW<sub>el</sub>  $\approx$  4.000  
Neg. SRL (NT): 250 kW<sub>el</sub>  $\approx$  6.600 }  $\approx$  10.600 €/a



# Kombinationsmöglichkeiten

Erlöspotentiale mit Ø Leistungspreisen 2014 berechnet

Anlage mit 500 kW<sub>el</sub> bietet **ganzjährig** an

Neg. MRL (HT): 475 kW<sub>el</sub> ≈ 6.600  
Neg. MRL (NT): 475 kW<sub>el</sub> ≈ 9.500 } ≈ 16.100 €/a

**oder**

Neg. SRL (HT): 475 kW<sub>el</sub> ≈ 7.600  
Neg. SRL (NT): 475 kW<sub>el</sub> ≈ 12.500 } ≈ 20.100 €/a

**oder**

PRL: 25 kW<sub>el</sub> ≈ 4.600  
Neg. SRL (HT): 200 kW<sub>el</sub> ≈ 3.200  
Neg. SRL (NT): 200 kW<sub>el</sub> ≈ 5.300 } ≈ 13.100 €/a

abzüglich  
Anteil für den  
Stromvermarkter



# 16. NRW-Biogastagung

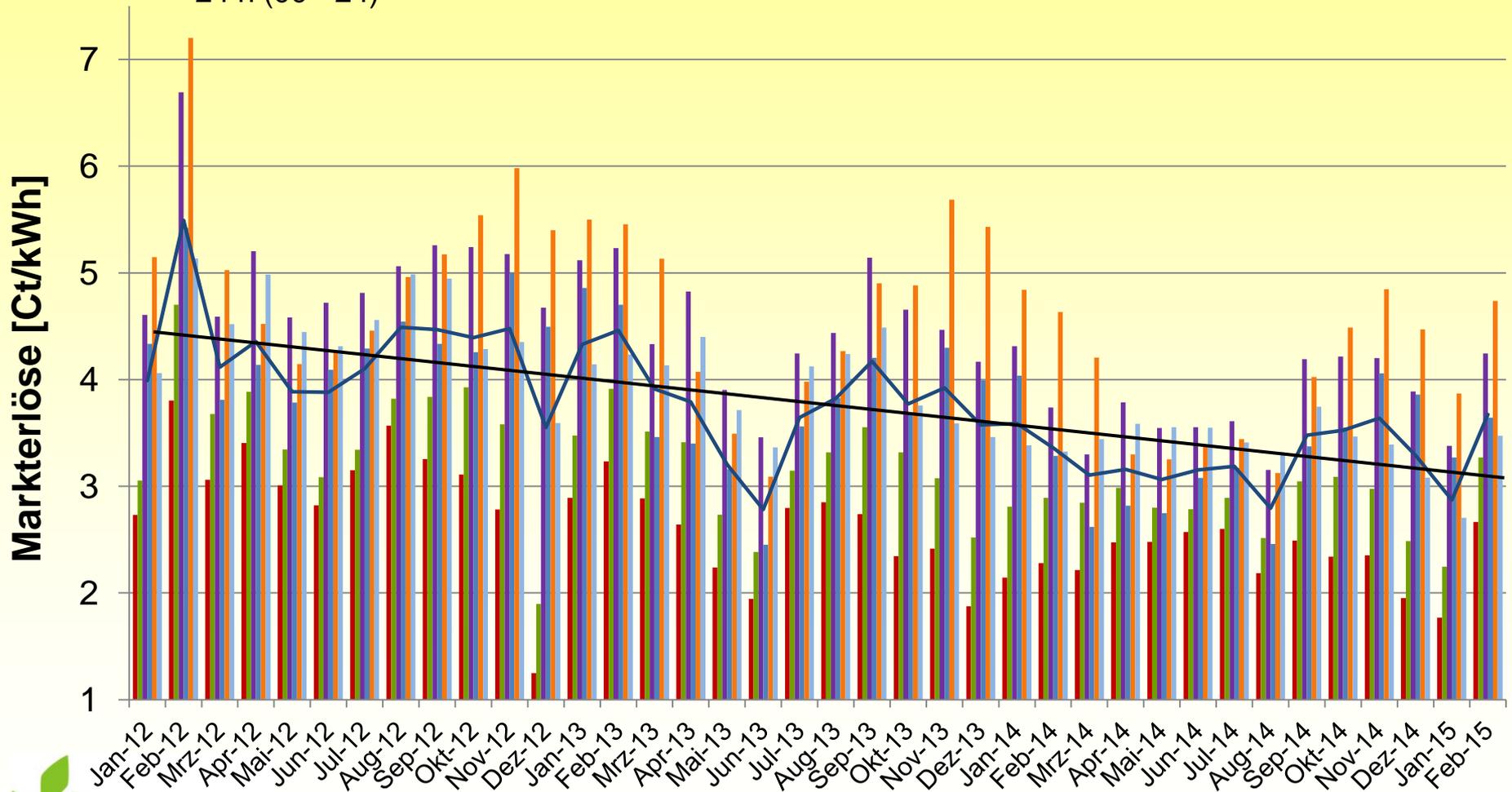
Haus Düsse, 26.03.2015

## Wirtschaftlichkeit der bedarfsorientierten Stromerzeugung (Flexibilisierung)



# Monatsmittelwerte Auktionshandel EPEX

- Middle-Night (00 - 04)
- Early Morning (04 - 08)
- Late Morning (08 - 12)
- Early Afternoon (12 - 16)
- Rush Hour (16 - 20)
- Off-Peak (20 - 24)
- 24 h (00 - 24)





# Flexprämie - Leistungsreduzierung

Installierte Leistung	kW <sub>el</sub>	800	800
Vollbenutzungsstunden	Vbh	8.322	5.475
Nutzungsgrad	%	39	39
Stromerzeugung/-einspeisung	kWh <sub>el</sub>	6.657.600	4.380.000
Bemessungsleistung	kW	760	500
Substratbedarf	t/a	16.104	10.595
Substratkosteneinsparung (45 €/t <sub>FM</sub> )	€/a	247.925	
Einsparung Instandhaltung (?)	€/a	12.667	
Kosten Flexibilisierung (A=20.000 €)	€/a	<b>-3.000</b>	
Flexprämie	€/a	32.500	
<b>Saldo</b>	<b>€/a</b>	<b>290.091</b>	
Verringerung der Stromeinspeisung	kWh <sub>el</sub>	2.277.600	
Wert des <b>nicht</b> eingespeisten Stroms	Ct/kWh <sub>el</sub>	<b>12,74</b>	
Vergütung > 500 kW <sub>el</sub> BEM*)	Ct/kWh <sub>el</sub>	<b>12,25</b>	

\*) BEM = Bemessungsleistung



# Flexprämie - Leistungserhöhung

IST		
Installierte Leistung	kW <sub>el</sub>	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 <sup>3</sup> /h	237
Gasverbrauch	Nm <sup>3</sup> /h	237
vorhandener Gasspeicher	m <sup>3</sup>	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,20
<b>Anteil Vermarkter</b>		
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 <sub>el</sub>	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 <sup>3</sup> /h	237
Gasverbrauch	Nm <sup>3</sup> /h	237
vorhandener Gasspeicher	m <sup>3</sup>	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,20
<b>Anteil Vermarkter</b>		
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	
<b>Summe</b>		<b>12</b>

Volllastbetrieb	<b>12</b>	h/d
notw. Leistung bei 12 Vbh/d	<b>950</b>	kW <sub>el</sub>
geplante Auslastung	<b>100</b>	%
installierte Leistung	<b>950</b>	kW <sub>el</sub>
Nutzungsgrad	<b>40</b>	%

Notwendiges Gasspeichervolumen	2.517	m <sup>3</sup>
<b>Zubau Gasspeicher</b>	<b>1.767</b>	<b>m<sup>3</sup></b>
Biogasbedarf verringert sich um	54.926	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
<b>Substratkosten-Einsparung</b>	<b>23.318</b>	<b>€/a</b>



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (1)

## Zusätzliche Anschaffungskosten

Anschaffungskosten Motorvorwärmung	€	--	--	9.200
Anschaffungskosten nach ASUE_2014	€	--	316.376	498.006
<b>Zusätzliche</b> 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	€/m <sup>3</sup>	--	93.128	
Wärmespeicher -BAFA-Förderung saldiert	€/m <sup>3</sup>	--	--	
<b>Summe der zusätzlichen Anschaffungskosten</b>	€	--	<b>428.827</b>	



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (1)

Prämisse: Das vorhandene BHKW muss ersetzt werden

Ziel		
Stromerzeugung	kWh <sub>el</sub> /a	4.161.000
Leitungs- und Transformationsverluste	kWh <sub>el</sub> /a	-41.610
<b>Vergütungsfähiger Strom</b>	kWh <sub>el</sub> /a	<b>4.119.390</b>

Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	55.575
Substratkosten-Einsparung	€/a	23.318
Zusätzliche Festkosten	€/a	-53.894
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-10.859
<b>Saldo</b>		<b>14.140</b>

Mögliche Mehrerlöse

EPEX SPOT Auktionenhandel <sup>*)</sup>	€/a	19.160
Vermarktung von negativer MRL <sup>*)</sup>	€/a	11.207
Abz. Vermarkteranteile	€/a	-10.068
<b>Saldo</b>		<b>20.299</b>

<b>Gesamtsaldo</b>	€/a	<b>34.438</b>
--------------------	-----	---------------

<b>Gesamtkapitalrendite</b>		<b>20,06%</b>
-----------------------------	--	---------------

<sup>\*)</sup> Marktdaten 2014



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (2)

Prämisse: Das vorhandene BHKW muss ersetzt werden

IST		
Installierte Leistung	kW <sub>el</sub>	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 <sup>3</sup> /h	237
Gasverbrauch	Nm <sup>3</sup> /h	237
vorhandener Gasspeicher	m <sup>3</sup>	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,20
<b>Anteil Vermarkter</b>		
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	
<b>Summe</b>		<b>8</b>

Volllastbetrieb	<b>8</b>	h/d
notw. Leistung bei 8 Vbh/d	<b>1.425</b>	kW <sub>el</sub>
geplante Auslastung	<b>100</b>	%
installierte Leistung	<b>1.425</b>	kW <sub>el</sub>
Nutzungsgrad	40	%

Notwendiges Gasspeichervolumen	3.776	m <sup>3</sup>
<b>Zubau Gasspeicher</b>	<b>3.026</b>	<b>m<sup>3</sup></b>
Biogasbedarf verringert sich um	54.926	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
<b>Substratkosten-Einsparung</b>	<b>23.318</b>	<b>€/a</b>



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (2)

Prämisse: Das vorhandene BHKW muss ersetzt werden

Ziel		
Stromerzeugung	kWh <sub>el</sub> /a	4.161.000
Leitungs- und Transformationsverluste	kWh <sub>el</sub> /a	-41.610
<b>Vergütungsfähiger Strom</b>	kWh <sub>el</sub> /a	<b>4.119.390</b>
<b>Zusätzliche Anschaffungskosten</b>		<b>815.875</b>
Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	92.625
Substratkosten-Einsparung	€/a	23.318
Zusätzliche Festkosten	€/a	-102.609
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-12.183
<b>Saldo</b>		<b>1.150</b>
Mögliche Mehrerlöse		
EPEX SPOT Auktionshandel <sup>*)</sup>	€/a	25.428
Vermarktung von negativer MRL <sup>*)</sup>	€/a	11.843
Abz. Vermarkteranteile	€/a	-12.453
<b>Saldo</b>		<b>24.818</b>
<b>Gesamtsaldo</b>	€/a	<b>25.968</b>
<b>Gesamtkapitalrendite</b>		<b>10,37%</b>

<sup>\*)</sup> Marktdaten 2014



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (3)

Vorhandenes BHKW wird weiter genutzt

IST		
Installierte Leistung	kW <sub>el</sub>	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 <sup>3</sup> /h	237
Gasverbrauch	Nm <sup>3</sup> /h	237
vorhandener Gasspeicher	m <sup>3</sup>	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,20
<b>Anteil Vermarkter</b>		
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	
<b>Summe</b>		<b>12</b>		<b>12</b>

Vollastbetrieb	12	12	h/d
notw. Leistung	475	475	kW <sub>el</sub>
geplante Auslastung	95	96	%
installierte Leistung	500	495	kW <sub>el</sub>
Nutzungsgrad	38	39	%

Notw. Gasspeichervolumen	2.633	m <sup>3</sup>
<b>Zubau Gasspeicher</b>	<b>1.883</b>	<b>m<sup>3</sup></b>
Biogasbedarf sinkt um	14.084	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
<b>Substratkosten-Einsp.</b>	<b>5.979</b>	<b>€/a</b>



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (3)

Vorhandenes BHKW wird weiter genutzt

Ziel		
Stromerzeugung	kWh <sub>el</sub> /a	4.161.000
Leitungs- und Transformationsverluste	kWh <sub>el</sub> /a	-41.610
<b>Vergütungsfähiger Strom</b>	kWh <sub>el</sub> /a	<b>4.119.390</b>
<b>Zusätzliche Anschaffungskosten</b>		<b>581.137</b>
Zusatzerlöse aus Flexprämie	€/a	61.398
Substratkosten-Einsparung	€/a	5.979
Zusätzliche Festkosten	€/a	-73.079
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-24.247
<b>Saldo</b>		<b>-29.950</b>
Mögliche Mehrerlöse		
EPEX SPOT Auktionenhandel <sup>*)</sup>	€/a	17.902
Vermarktung von negativer MRL <sup>*)</sup>	€/a	12.120
Abz. Vermarkteranteile	€/a	-9.902
<b>Saldo</b>		<b>20.120</b>
<b>Gesamtsaldo</b>	€/a	<b>-9.830</b>
<b>Gesamtkapitalrendite</b>		<b>0,62%</b>

<sup>\*)</sup> Marktdaten 2014



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (4)

**Vorweggenommene Ersatzbeschaffung**  
Vorhandenes BHKW bleibt „betriebsbereit“ stehen

IST		
Installierte Leistung	kW <sub>el</sub>	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 <sup>3</sup> /h	237
Gasverbrauch	Nm <sup>3</sup> /h	237
vorhandener Gasspeicher	m <sup>3</sup>	750
Managementprämie ab 2015	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,20
<b>Anteil Vermarkter</b>		
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	
<b>Summe</b>		<b>0</b>		<b>12</b>

Vollastbetrieb	0	12	h/d
notw. Leistung	0	950	kW <sub>el</sub>
geplante Auslastung	0	99	%
installierte Leistung	500	960	kW <sub>el</sub>
Nutzungsgrad	38	40	%

Notw. Gasspeichervolumen	2.517	m <sup>3</sup>
<b>Zubau Gasspeicher</b>	<b>1.767</b>	<b>m<sup>3</sup></b>
Biogasbedarf sinkt um	54.926	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
<b>Substratkosten-Einsp.</b>	<b>23.318</b>	<b>€/a</b>



# Bedarfsorientierte Stromerzeugung (4)

Vorweggenommene Ersatzbeschaffung  
Vorhandenes BHKW bleibt „betriebsbereit“ stehen

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

<sup>\*)</sup> 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**

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung



**Ulrich Keymer**

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur



**Dr. Stefan Rauh, Dr. Stefan Binder**

Fachverband Biogas e.V.

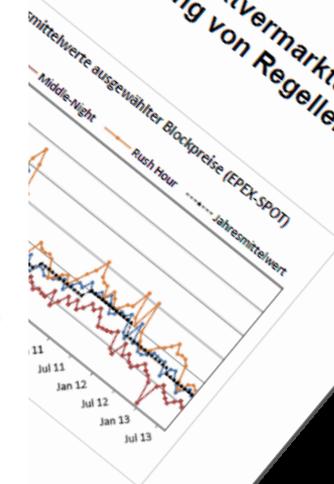


**Sebastian Schwertner**

OmniCert GmbH



## Bereitstellung und Direktvermarktung und Regelleistung



ation