



# Wirtschaftliche Aspekte des flexiblen Einsatzes von BioMCHW's aus Betreibersicht

Workshop im Rahmen des F&E-Projektes „FlexMCHW“  
13. Februar 2014

# Agenda

1. Biomasseanlagen der Stadtwerke Leipzig und deren wirtschaftliches Umfeld
2. Technische und wirtschaftliche Grenzen der Flexibilisierung
3. Ausschöpfung des Regel-Potentials im Marktprämienmodell
4. Einfluss des Wirkungsgradverlustes auf den Gebotspreis
5. Flexibilisierung mittels Mengenkontingentierung
  - Wirkungsweise und Vorteile gegenüber „Zeitraumkontingentierung“
  - Simulationsanalyse mit Daten 2013
6. Flexibilitätsprämie - sinnvolle Alternative?
7. Fazit

## Frühes Engagement in feste Biomasse



### Bischofferode (Inbetriebnahme: Dezember 2005)

- 20 MW<sub>el</sub>, Kondensationskraftwerk ohne Wärmeauskopplung
- Feuerung: Zirkulierende Wirbelschicht → Hoher Wirkungsgrad durch hohe Dampfparameter
- Brennstoff: ca. 100.000 t<sub>atro</sub>/a. naturbelassenes Waldrestholz, (minderwertiges Kronen- und Industrieholz ) Anlieferung als Stammholz oder Hackschnitzel

### Piesteritz (Inbetriebnahme: Dezember 2008)

- „Zwillingsanlage“ Bischofferode mit technischen Verbesserungen
- jedoch mit Wärmeauskopplung 19,3 MW<sub>el</sub>, ca. 10 MW<sub>th</sub>
- Dampflieferung bis zu 115.000 t/a

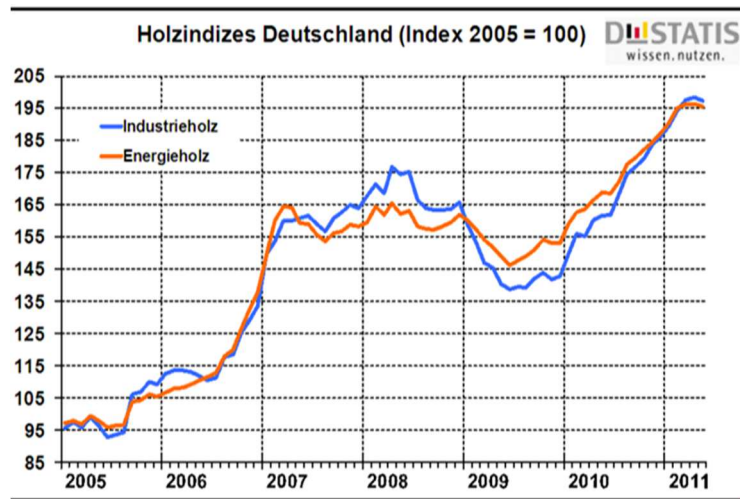
### Erlöse

- Stromerlöse nach EEG für 20 Jahre fest, Grundvergütung und NAWARO-Bonus
- (nur Piesteritz): Dampferlöse und KWK-Bonus nach EEG 2009

# Brennstoffkostenentwicklung gefährdet Anlagenbestand → Kompensationspotential begrenzt

## Preisentwicklung Energieholz

2013: 185% ggü. 2005: 100% (Zeitpunkt Invest.-Entscheidung)



## Kostensenkung

- Prozessoptimierung
- Personal/Organisation
- Anteilserhöhung Laub- und Waldrestholz
- Werkslogistik

## Erläsoptimierung



# Technisches Potential und wirtschaftliche Grenzen der Flexibilisierung

## Lastregelungspotential:

- Technische Mindestlast bei Anlagen mit fester Biomasse liegt bei ca. 60 %,
- Bei KWK durch Wärmeauskopplung ggf. höher: ca. 80 %
- Lastgradient = 1 MW/  $\frac{1}{4}$  h, entspricht 5 %/  $\frac{1}{4}$  h bzw. 20 %/h  
→ Mindestzeitraum der Lastensenkung: 4 h

## Zusatzkosten

- Brennstoffzusatzkosten durch Laständerungen
- Brennstoffzusatzkosten durch niedrigeren Wirkungsgrad im Teillastbereich
- Lange Anfahrzeiten mit teurem Biodiesel schließen Abschaltungen auf 0 MW wirtschaftlich aus

## Potential an steuerbarer EE- Leistung aus Biomasse bisher ungenutzt

BioMKW's mit festen Brennstoffen der Leistungsklasse  $> 5$  MW in Deutschland:

installierte Leistung  $> 1000$  MW



**Verfügbare Flexibilität liegt damit allein für feste Biomasse bei ca. 300 – 400 MW**

### Motivation zur Lastabsenkung

- Wenn Erlöse kleiner als die variablen Grenzkosten sind, ist ein Abfahren auf die Mindestleistung sinnvoll
- Erlöse im Marktprämienmodell:
  - Marktprämie vom Netzbetreiber (EEG minus Monats-Base-Preis (expost!!) + Managementprämie)
  - Day-ahead-Auktionserlös an EPEX Spot SE in Paris
- variable Kosten: Wartung, Brennstoffe (Wirkungsgradverlust im Teillastbereich!)

# Marktprämienmodell hatte 2013 geringen Einfluss auf den Anlageneinsatz

- Wirtschaftliche Wirkung auf Anlageneinsatz in den BioMKW's der SW Leipzig (2013)
  - Lastensenkung auf technische Mindestlast: < 20 h; Abschaltung : 0 h
  - bei Störungen: IB zu Beginn der Schwachlast(-preis-) zeit vermeiden

Tabelle: Einfluss der Brennstoffkosten auf EPEX-Gebotspreis und Lastabsenkungsstunden

	EEG-Vergütung	93,67	€/MWh						
Install. Leistung in MW	20	Referenzmarktwert 2013	35,07						
Red.-Leistg Ø auf MW	14	Vergütung vom VNB	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60
Red.-Leistg Soll auf MW	12	Grenzkosten Brennstoff	0,00	-15,00	-30,00	-45,00	-60,00	-75,00	
		Wartung	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
		Grenzpreis Markt (wenn kleiner --> Absenkung)	-53,60	-38,60	-23,60	-8,60	6,40	21,40	

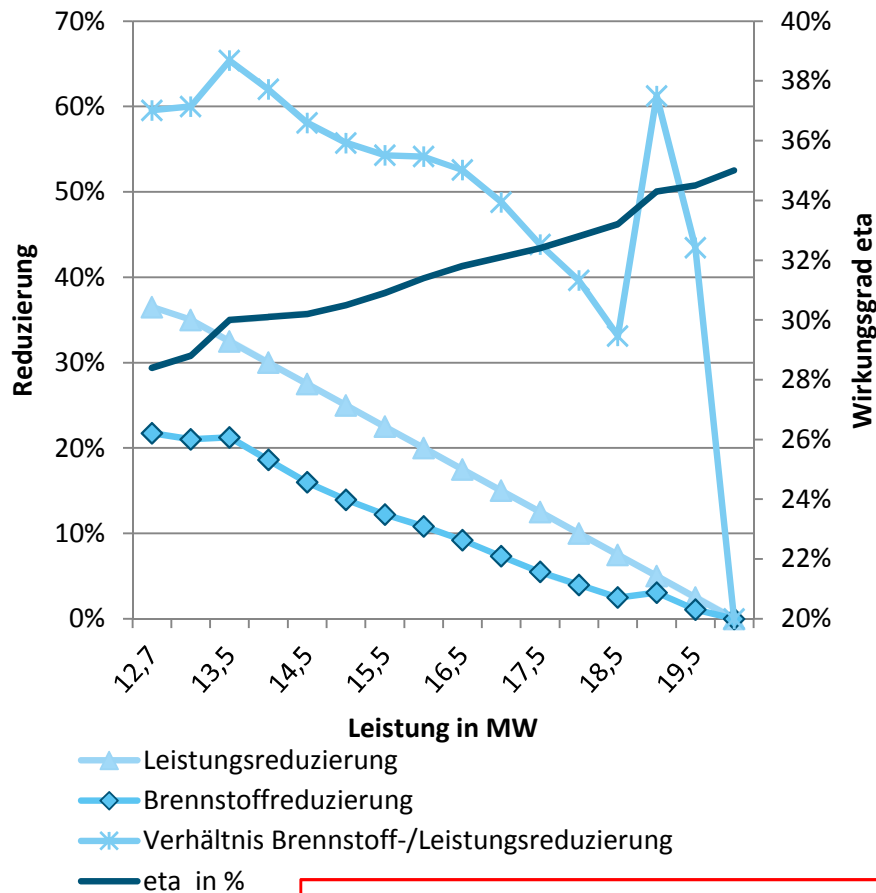
P min	0	Arbeitseinsenkung	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	3,5%
Jahresdurchschnittsleistung in MW	17,80	Einsenkung in h	2	5	7	11	99	957
		Stunden-Einsenkung	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	1,2%	12,0%

Strommarkterlöse	T€	5.992	mit Absenkung	5.993	5.993	5.994	5.994	5.993	5.923
Markprämienenerlöse	T€	9.135		9.134	9.134	9.133	9.132	9.104	8.814
	T€	15.127		15.127	15.127	15.127	15.126	15.097	14.737
		variable Kosten in T€		-779	-3.117	-5.455	-7.792	-10.099	-12.033
		DB 1 mit Absenkung in T€		14.348	12.010	9.672	7.334	4.998	2.704
		DB1 ohne Absenkung in T€		14.347	12.009	9.671	7.332	4.994	2.656
		Effekt aus Absenkung in T€		0	1	1	2	4	48

!! Marktpreise haben nur geringen Einfluss auf den Einsatz von regelbaren Biomasseanlagen

!! Höhe der Grenzkosten nahezu ohne Einfluss auf Anzahl der Lastabsenkungsstunden

# Wirkungsgradverlust bei technischer Mindestlast reduziert den Gebotspreis



## Gebotspreisbestimmung Markprämienmodell

Monatsbasepreis (Erwartungswert)	37,8
EEG-Vergütung	93,7
Managementprämie	2,75
<b>2013</b>	

		Wirkungsgradrückgang	
		vergessen	berücksichtigt
Brennstoffeinsparung/ Stromreduzierung		100%	55%
Ausgangsleistung	MW	20,0	20,0
Absenkleistung	MW	8,0	8,0
Fahrplanvorgabe	MW	12,0	12,0
Holzmenge/a	t <sub>atro</sub>		
Holzkosten	€/a		
spezifisch	€/t <sub>atro</sub>		
	MWh/t <sub>atro</sub>		
Strommenge	MWh		
Grenzkosten Strom	€/MWh		
Marktprämie	€/MWh	58,6	58,6
Wartung spezifisch	€/MWh		
<b>Gebotspreis</b>	<b>€/MWh</b>	<b>3,2</b>	<b>-13,8</b>

Durch Wirkungsgradeffekt sinkt der Gebotspreis, unterhalb dessen sich eine Lastabsenkung wirtschaftlich rechnet.



## Mengenkontingentierung reizt Einsatzoptimierung an

Starre Zeitraumförderung verhindert derzeit marktgerechtes Verhalten:

- Feste Arbeitspreisvergütung und feste Laufzeit
  - Produziere so viel wie möglich kWh in 20 Jahren
  - Nennlastbetrieb (optimierte Anlagen)

### Lösungsansatz „Mengenkontingentierung“:

Vergütung nur für eine bestimmte Menge (Mengenkontingent) analog KWK-Gesetz bei verpflichtender Direktvermarktung mit Marktprämie

- Mengenverzehr möglichst nur in hochpreisigen Stunden
- Aufsparung von Mengen in Niedrigpreisstunden für zukünftige Hochpreisstunden
- Motivation: Produziere erlösoptimal (unter Beachtung des Barwerteffekts)

## Ausgestaltung der Mengenkontingente

Festlegung von Mengenkontingenten (Vollbenutzungsstunden Vbh mit Marktprämie) zwingt zu Anlageneinsatzreduzierung in niedrigpreisigen Stunden

Randbedingungen für Zieloptimum:

- Keine Mehrkosten für EEG-Konto
- Keine wirtschaftlichen Nachteile für Anlagenbetreiber durch Brennstoffkostenmehrbedarf (Wirkungsgradeffekt und Laständerung)
- Motivation für Anlagenbetreiber erforderlich: „vertretbarer“ Mehrerlöse für Aufwand der Laststeuerung und erhöhte technische Risiken

Lösungsansatz für Vergütung des Mengenkontingents:

Die Vollbenutzungsstunden eines „Normal-Jahres“ (für Biomasse 7800 Vbh) wird in das Verhältnis zum (zuvor) festgelegten Mengenkontingent z.B. 6800 gesetzt. Der Reduktionsfaktor (1,146) wird mit der gleitenden Marktprämie multipliziert.

# Mengenkontingente beeinflussen Anlageneinsatz spürbar

Tabelle: Einfluss von Mengenkontingenten auf Lastabsenkungsstunden (Beispiel mit Brennstoffkosten von 60 €/Mwh<sub>el</sub>)

	EEG-Vergütung	93,67	€/MWh							
Install. Leistung in MW	20	RMW regelb. 2013	35,07							
Red.-Leistg Ø auf MW	14	Vergütung vom VNB	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60
Red.-Leistg Soll auf MW	12	<b>Grenzkosten Brennstoff</b>	<b>-60,00</b>	<b>-60,00</b>	<b>-60,00</b>	<b>-60,00</b>	<b>-60,00</b>	<b>-60,00</b>	<b>-60,00</b>	<b>-60,00</b>
		<b>Wartung</b>	<b>-5,00</b>	<b>-5,00</b>	<b>-5,00</b>	<b>-5,00</b>	<b>-5,00</b>	<b>-5,00</b>	<b>-5,00</b>	<b>-5,00</b>
		<b>preis Markt (wenn kleiner --&gt; Absenkung)</b>	<b>6,40</b>	<b>6,40</b>	<b>6,40</b>	<b>6,40</b>	<b>6,40</b>	<b>6,40</b>	<b>6,40</b>	<b>6,40</b>

P min	0	Arbeitseinsenkung	0,3%	10,2%	12,8%	16,6%	19,8%	23,0%	28,9%
Jahres- Ø leistung in MW	17,80	h mit Einsenkung	99	2.765	3.457	4.496	5.372	6.247	7.817
Vbh im EEG	<b>7.795</b>	Betriebs-h im MPM	7.964	7.964	7.964	7.964	7.964	7.964	7.964
		Vollbenutzungs-h	7.768	7.000	6.800	6.500	6.250	6.000	5.544
		<b>Mengenkontingent in Vbh</b>		<b>7.000</b>	<b>6.800</b>	<b>6.500</b>	<b>6.250</b>	<b>6.000</b>	<b>5.500</b>
		<b>Stunden mit Einsenkung</b>	<b>1,2%</b>	<b>34,7%</b>	<b>43,4%</b>	<b>56,5%</b>	<b>67,5%</b>	<b>78,4%</b>	<b>98,2%</b>
		<b>Reduktionsfaktor</b>		<b>1,114</b>	<b>1,146</b>	<b>1,199</b>	<b>1,247</b>	<b>1,299</b>	<b>1,417</b>
Strommarkterlöse	T€	5.992	mit Absenkung	5.993	5.625	5.491	5.270	5.065	4.256
Markprämienenerlöse	T€	9.135		9.104	9.135	9.135	9.135	9.135	9.208
	T€	15.127		15.097	14.760	14.626	14.405	14.199	13.463
		<b>variable Kosten in T€</b>	<b>-10.099</b>	<b>-9.100</b>	<b>-8.840</b>	<b>-8.450</b>	<b>-8.125</b>	<b>-7.800</b>	<b>-7.207</b>
		<b>nicht ersparbarer Brennstoff in % der Absenkungsmenge</b>	<b>45%</b>	<b>-429</b>	<b>-537</b>	<b>-699</b>	<b>-834</b>	<b>-969</b>	<b>-1.215</b>
		DB1 mit Absenkung in T€	4.998	5.231	5.249	5.256	5.240	5.191	5.041
		DB1 ohne Absenkung in T€	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994
		<b>Effekt aus Absenkung in T€</b>	<b>4</b>	<b>237</b>	<b>255</b>	<b>262</b>	<b>247</b>	<b>197</b>	<b>47</b>
		<b>Brennstoffeinsparung</b>	<b>0,2%</b>	<b>5,6%</b>	<b>7,0%</b>	<b>9,1%</b>	<b>10,9%</b>	<b>12,7%</b>	<b>15,9%</b>

## Flexibilitätsprämie – für feste Biomasse in der aktuellen Ausprägung uninteressant

$$FP = \frac{P_{\text{Zusatz}} \times KK \times 100}{P_{\text{Bem}} \times 8760 \times \frac{h}{a}}$$

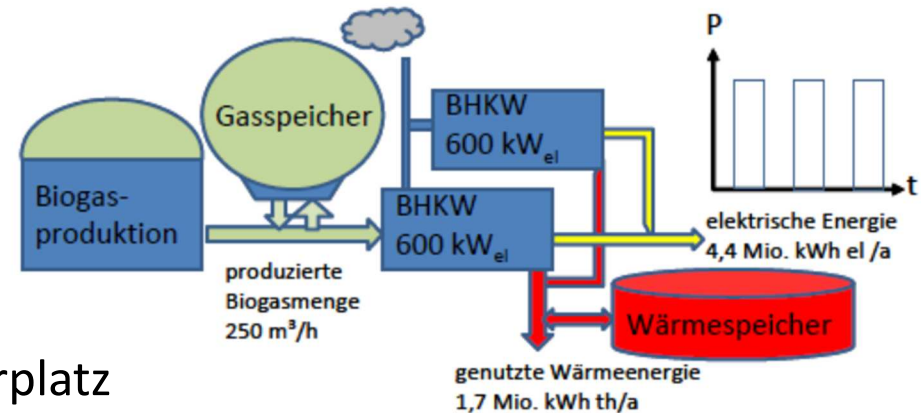
$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{inst}} - (fKor \times P_{\text{Bem}})$$

feste Biomasse kein Speicher, dafür Holzlagerplatz

Aufgrund hoher technischer Mindestlast von 12 MW (0,6) muss in 50 % der Betriebsstunden Mindestlast gefahren werden, um in den zweiten 50 % (Hochpreisstunden) maximale Leistung abzusichern.

→ Potential  $P_{\text{zusatz}} = \max. 0,2 * P_{\text{inst}} = 0,2 * 20 \text{ MW} = 4 \text{ MW}$

Für Erhalt der Wirtschaftlichkeit bei Lastabsenkung ist KK von 450-500 €/kW erforderlich. (Für Biogasanlagen reichen die aktuellen 130€/kW ebenso nicht aus.)



## Mengenkontingentierung ist ein wirksames Instrument für bedarfsgerechten Anlageneinsatz

- Durch den „Reduktionsfaktor“ wird die Reduzierung auf das Mengenkontingent ausgeglichen.
- Durch das niedrige Mengenkontingent wird die Stromeinspeisung in Stunden mit Marktpreisen unterhalb der Grenzkosten uninteressant.
- Der Anlagenbetreiber erhält die gleiche Marktprämie in €, als wenn er ohne Mengenbegrenzung eingespeist hätte, wird aber nicht „systemschädlich“ einspeisen, da eine Einspeisung oberhalb des Mengenkontingents nicht mehr gefördert wird und aufgrund der Grenzkosten schädlich wird.
- Die anlagenindividuelle technische Mindestlast hat den größten Einfluss auf eine sinnvolle Bestimmung des wirtschaftlichen Zieloptimums  
→ Nachweis durch Anlagenbauer oder technischen Gutachter zu empfehlen

## Regelleistung gibt es nicht umsonst und CO<sub>2</sub>-neutral auch sehr begrenzt

- Bereitstellung von regelbarer Erzeugungskapazität kostet Geld (egal ob durch EE, Gasturbinen, GuD- oder KWK-Anlagen)!
- Bereitstellung von Regularbeit – dito
- Welche Entscheidungskriterien werden politisch priorisiert?
  - Kostenhöhe oder CO<sub>2</sub>-Neutralität?
  - Neubau konv. KW-Kapazität oder „wirtschaftliches Retrofit“ von EE-Anlagen?

### Aus Mengenkontingentierung resultiert:

- ausgezahlter Euro-Betrag/a je Anlage bleibt gleich
- EE-Strommenge/a sinkt, jedoch Einsatzfokussierung hochwertiger begrenzter EE-Ressourcen auf „wertvollen“ Verbrauchslaststunden
- Die ersparte Brennstoffmenge ist frei für den Einsatz in zusätzlicher Regelkapazität, nicht unwesentlich bei begrenzten Ressourcen an Biomasse.
- Jedes regelbare MW aus EE vermeidet ein Regel-MW mit CO<sub>2</sub>-Emission und die (künftige) Zahlung einer Kapazitätsprämie

**für Ihr Interesse**

Herr Karsten Wagner  
Referent Energiewirtschaftliche Grundsatzfragen  
Geschäftsbereich Großhandel Erzeugung  
Telefon +49 341 121-8244, Fax +49 341 121-3242  
[karsten.wagner@swl.de](mailto:karsten.wagner@swl.de), [www.swl.de](http://www.swl.de)