

Steckbrief

Flexibilisierungskonzepte für das Anlagenbeispiel 5 (Biogasanlage, 400 kW, Güllennutzung mit Kosubstrat)

Martin Dotzauer
Peter Kornatz

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Datum: 14.06.2018

Auszug aus der Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen

Bei Anlagenbeispiel 5 handelt es sich um eine landwirtschaftliche Gülle-Biogasanlage mit NawaRo als Kosubstrat in Süddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{el}=400$ kW. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt.

Die Anlage wurde das erste Mal im Jahr 2011 in Betrieb genommen und verfügt noch über das ursprüngliche BHKW, das sich mit ca. 49.500 Betriebsstunden im letzten Drittel seines Lebenszyklus befindet. Aktuell wird das BHKW im Grundlastbetrieb gefahren, wobei die Laufzeit von ca. 8.250 Betriebsstunden im Jahr für den Grundlastbetrieb als angemessen und somit positiv für die Wirtschaftlichkeit einzustufen ist. Die Anlage verfügt über zwei doppelagige Gasspeicher auf den Fermentern und den Gärrestlagen mit insgesamt 1.475 m³ Speichervolumen. Der Substratmix wird von Rindergülle (44 %) und Rinderfestmist (28 %) dominiert und mit NawaRo (28 %) ergänzt.

Tabelle 1: Steckbrief für das Anlagenbeispiel 5

Steckbrief Anlagenbeispiel 5

Anlagenbeschreibung		Anlagenkonfiguration 5: Gülle-Biogasanlage mit Kosubstrat 400 kW					
erstmalige Inbetriebnahme		14.12.2011			Weiterbetrieb bis k.A.		
BHKW		BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	BHKW 5	BHKW 6
(B)HKW-Bauart		Otto-Gasmotor					
(B)HKW-Betriebsart		Dauerbetrieb					
Installierte Leistung		400					
Elektrischer Wirkungsgrad		40,1%					
Thermischer Wirkungsgrad		44,6%					
Jahresbetriebsstunden (vbh)		8.250					
Inbetriebnahmejahr		2011					
Gasspeicher		Gasspeicher 1		Gasspeicher 2		Gasspeicher 3	
Bauart		Fermenter doppelagig		Fermenter doppelagig			
Inbetriebnahmejahr		2011		2011			
Bruttovolumen [m ³]		900		575			
Einsatzstoffe (ES)		ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5	ES 6
Substrat Typ		R.-Gülle	Mais	R.-Mist	Gras	Getreide-GPS	Getreide
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]		5.777	3.670	1.106	2.084	451	71
Anteil an der eingesetzten FM [%]		44%	8%	28%	16%	3%	1%
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]		3	35	5	35	35	150
Energieumsatz							
Stromproduktion (brutto) [kWh]		3.334.710		Wärmesenke 1	Einfamilienhaus	80%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]		3.334.710		Wärmesenke 2	sonst. betriebl. Dienstleistungen	20%	
Prozesswärmebedarf [kWh]		k. A.		Wärmesenke 3			
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]		10%		Wärmesenke 4			
Externe Wärmenutzung [kWh]		1.300.000		Wärmesenke 5			

Die Anlage verfügt über eine hohe Wärmeverwendung, wobei die höchste prozentuale Wärmeabnahme durch Wohnhäuser gestellt wird (88 %). Weiterer Wärmeabnehmer ist ein Ferkelstall (20 %).

Ein Weiterbetrieb ist innerhalb des bisherigen Vergütungsregimes bis zum Jahr 2031 möglich. Der Anlagenbetreiber wäre perspektivisch auch offen für eine Teilnahme an einer Ausschreibung für Bestandsanlagen nach dem EEG 2017. Da die Anlage noch vergleichsweise jung ist, kann Sie noch in vollem Umfang von der Flexibilitätsprämie profitieren, so dass auch der Betrachtungszeitraum für die ökonomischen Berechnungen auf 10 Jahre angesetzt wurde.

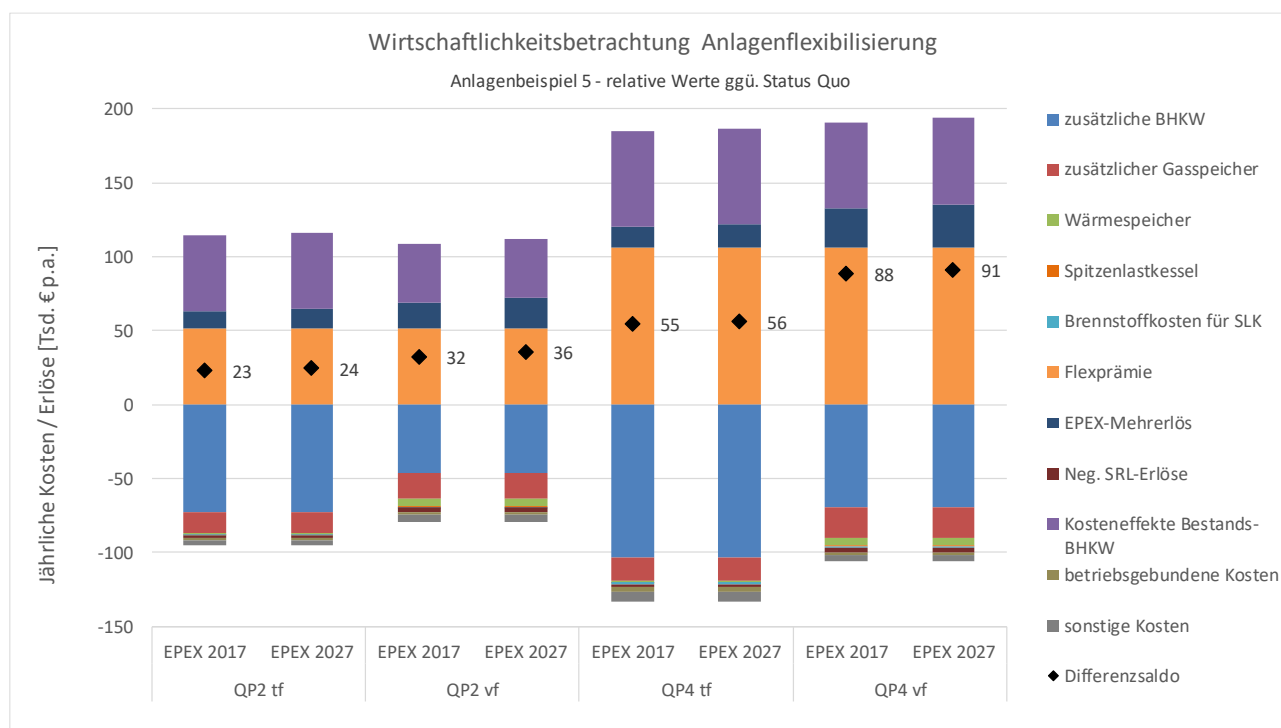


Abbildung 1 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 5, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Im Vergleich der untersuchten Varianten fällt in Abbildung 1 auf, dass bei einer moderaten Flexibilisierung die Unterschiede zwischen voll- und teilflexibler Fahrweise vergleichsweise gering ausfallen. Bei einer starken Erweiterung der installierten Leistung sind diese Unterschiede stärker ausgeprägt. Besonders auffällig ist, dass aufgrund der vergleichsweise geringen Wärmeauskoppelung (ca. 35 %) alle Investitionsanteile für die Wärmeinfrastruktur im Vergleich zu den Investitionen für zusätzliche BHKW-Leistung und die Erweiterung des Gasspeichers nur marginal ausfallen. Die in den vollflexiblen Varianten erhöhten Kosten für den notwendigen Bedarf für Wärmespeicher, Spitzenlastkessel und Brennstoff werden in beiden Erweiterungsstufen deutlich durch die dort jeweils höheren Erlöse aus der EPEX-Vermarktung und den Mehreinnahmen aus der Flexibilitätsprämie überkompensiert.

Insgesamt ist beim Anlagenbeispiel 5 aber auch die Tendenz zu beobachten, dass eine stärkere Überbauung attraktiver ist als eine moderate. Im Konkreten ist allerdings zu prüfen, wie viel zusätzliche Leistung der bestehende NVP am Anlagenstandort noch aufnehmen kann oder ob hierfür ein neuer NVP

notwendig ist. Die Kosten für einen neuen oder die Verstärkung des bestehenden NVP fehlen in den Vergleichsrechnungen, da sie in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten stark variieren können.

Bei der Betrachtung der Einzelpositionen in der Tabelle 2 ist zu berücksichtigen, dass bei den teilflexiblen Varianten die zusätzlich installierte Leistung auf zwei Maschinen aufgeteilt wurde, damit überhaupt ein Grundlastbetrieb möglich ist. Diese Konstellation wirkt sich als zusätzlicher Kostentreiber für die teilflexiblen Varianten aus, da zwei kleine BHKW mit derselben Summenleistung wie ein großes Aggregat spezifisch kostenintensiver sind als ein einzelnes Aggregat mit derselben Leistung.

Tabelle 2 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 5

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 5

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	400	400	1.200	1.200
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	381	381	800	800
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	747	799	576	696
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,047%	0,101%	0,036%	0,264%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	2.815	5.373	4.245	8.350
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	37	230	43	230
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	300	381	300	508
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	400	58	953	1215

Kosten (relativ zum Status Quo)

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	36	30	56	37
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	73	46	103	69
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-52	-39	-64	-59
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	14	18	16	21
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	1,1	5,0	1,2	5,0
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,1	0,6	0,1	0,6
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,4	0,1	1,0	1,3
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,4	0,1	1,0	1,2
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	2,2	1,7	3,2	1,9
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	2,8	4,9	7,0	4,1

Erlöse (relativ zum Status Quo)

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	64	69	122	132
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	52	52	106	106
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	11	17	14	26
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	13	20	16	29
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-1,7	-3,4	-1,7	-3,4

Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	23	32	55	88
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	24	36	56	91