

Steckbrief

Flexibilisierungskonzepte für das Anlagenbeispiel 3 (Biogasanlage, 265 kW, NawaRo dominiert)

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 3 handelt es sich um eine landwirtschaftliche, überwiegend NawaRo nutzende Biogasanlage in Norddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{el}=265$ 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 bei 8.500 Vollbenutzungsstunden im Grundlastbetrieb gefahren, die Anlagenauslastung ist damit relativ hoch und wirkt sich somit positiv für die Wirtschaftlichkeit aus. Die Anlage stellt Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve zur Verfügung. Welche Regelleistungsprodukte im Detail vermarktet werden, wurde nicht spezifiziert. Im Rahmen der Untersuchung wird, wie auch in den anderen Fällen, davon ausgegangen, dass mit allen BHKW, die in Grundlastfahrweise betrieben werden, negative Sekundärregelleistung angeboten wird, da Minutenreserveleistung inzwischen nur noch sehr gering bepreist ist (mittlerer Leistungspreis 2017) und das Anbieten von positiver Regelleistung meist nicht wirtschaftlich ist.

Tabelle 1: Steckbrief für das Anlagenbeispiel 3

Steckbrief Anlagenbeispiel 3

Anlagenbeschreibung	Anlagenbeispiel 3: NawaRo-dominierte Biogasanlage, 265 kW					
erstmalige Inbetriebnahme	19.12.2011			Weiterbetrieb bis	k.A.	
BHKW	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	BHKW 5	BHKW 6
(B)HKW-Bauart	Zündstrahlmotor					
(B)HKW-Betriebsart	Dauerbetrieb					
Installierte Leistung	265					
Elektrischer Wirkungsgrad	47,0%					
Thermischer Wirkungsgrad	34,0%					
Jahresbetriebsstunden (vbh)	8.500					
Inbetriebnahmejahr	2011					
Gasspeicher	Gasspeicher 1		Gasspeicher 2		Gasspeicher 3	
Bauart	Fermeter einlagig		Fermeter einlagig			
Inbetriebnahmejahr	2011		2011			
Bruttovolumen [m ³]	436		620			
Einsatzstoffe (ES)	ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5	ES 6
Substrat Typ	Mais	Gras	Getreide-GPS	R.-Gülle	R.-Mist	
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]	3.336	480	244	3.485	347	
Anteil an der eingesetzten FM [%]	42%	6%	3%	44%	4%	
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]	41,37	23	35	1	5	
Energieumsatz						
Stromproduktion (brutto) [kWh]	2.250.750		Wärmesenke 1	Einfamilienhaus	68%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	2.236.430		Wärmesenke 2	Metall & Kfz	32%	
Prozesswärmebedarf [kWh]	k. A.		Wärmesenke 3			
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	10%		Wärmesenke 4			
Externe Wärmenutzung [kWh]	476.000		Wärmesenke 5			

Die Anlage verfügt über zwei einlagige Gasspeicher auf den Fermentern und der Vorgrube mit insgesamt 1.056 m³ Speichervolumen. Das Gärrestlager ist offen genehmigt und ausgeführt, würde aber unter der Voraussetzung, dass es die Statik des Gärrestlagers zulässt, für die Installation eines zusätzlichen Gasspeichers nutzbar sein. Das hätte zudem den Vorteil, dass das Restgaspotential produktiv genutzt werden kann. Der Substratmix basiert auf 51 % NawaRo (v.a. Silomais) und 49 % Rindergülle mit Mist.

Die Anlage verfügt über eine hohe Wärmeverwendung (88 %), wobei die höchste prozentuale Wärmeabnahme durch eine Holztrockenanlage gestellt wird (66 % der ausgekoppelten Wärme). Weitere Wärmeabnehmer sind Wohnhäuser (23 %) und Werkstätten 11 %. Für die Bewertung der Bedarfe für einen Wärmespeicher und einen Spitzenlastkessel zur Wärmebedarfsdeckung wurden die Wärmemengen des Trocknungsprozesses heraus gerechnet (siehe Tabelle 1), da im Rahmen der Untersuchung unterstellt wird, dass diese Wärmesenke nicht zeitkritisch ist und bei einem Stillstand der Anlage zwischen zwei Verstromungstakten die Trocknung pausieren kann.

Ein Weiterbetrieb ist seitens des Anlagenbetreibers bis zum Jahr 2042 angedacht. Für einen Weiterbetrieb wäre dann vor dem Jahr 2032 eine Teilnahme an den Ausschreibungen nach EEG 2017 erforderlich. Der Anlagenbetreiber zieht aber auch eine mögliche Stilllegung nach Auslaufen der EEG-Vergütung in Betracht. Als zukünftige Zusatzinvestition wird für eine Umwallung 15.000 € veranschlagt, die aber nicht mit in die Berechnungen eingeflossen ist, da diese Investition unabhängig von der möglichen Anlagenflexibilisierung durchführbar ist.

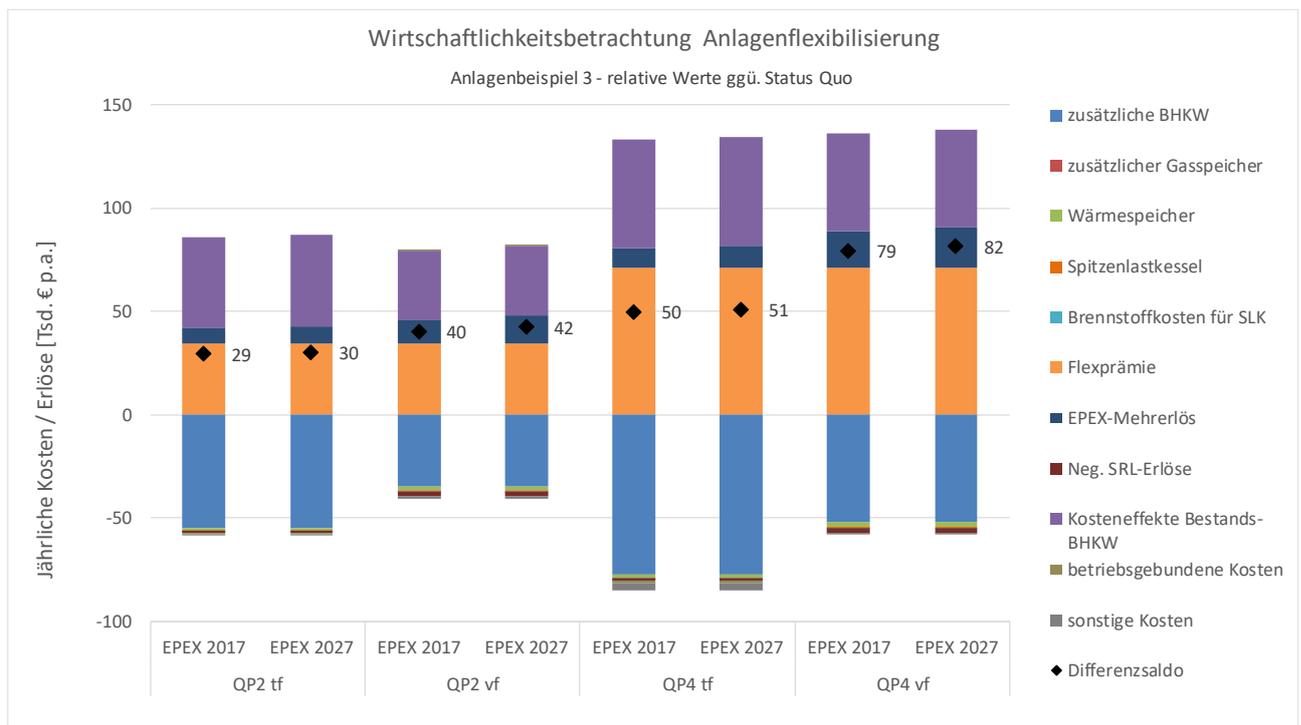


Abbildung 1 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 3, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Der Vergleich der untersuchten Varianten zeigt in allen Fällen eine Verbesserung der Ertragslage der Anlage und auch schon bei der moderaten Flexibilisierung sehr deutliche positive Nettoeffekte. Durch einen starken Leistungszubau lassen sich diese Zugewinne noch steigern (siehe Abbildung 1).

Beim Vergleich (Tabelle 2) zwischen teil- und vollflexibler Fahrweise ist auffällig, dass die Unterschiede bei einer moderaten Überbauung weniger stark ausgeprägt sind (unter 50%) als bei einer starken Überbauung, bei der die vollflexible Variante doch sehr deutlich oberhalb (über 50%) der teilflexiblen Variante liegt. Für die Anlage empfiehlt sich je nach Risikobereitschaft des Anlagenbetreibers sowie der sonstigen Rahmenbedingungen (z.B. Aufnahmefähigkeit des bestehenden Netzverknüpfungspunktes (NVP)) entweder eine doppelte Überbauung, wobei hier möglicherweise auch eine teilflexible Betriebsweise in Betracht gezogen werden sollte, da sich so mit weniger technischem Aufwand die bisherige Wärmenutzung aufrechterhalten ließe, oder eine vierfache Überbauung, bei der aber die Vorzüge der vollflexiblen Fahrweise deutlich überwiegen und die Wärmeversorgung der angeschlossenen Wärmesenken durch Zusatzinvestitionen in Wärmespeicher und Spitzenlastkessel abzusichern ist.

Tabelle 2 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 3

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 3

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	265	265	795	795
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	247	247	530	530
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	747	799	576	696
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,046%	0,099%	0,036%	0,259%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	0	0	0	0
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	20	55	32	81
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	0	171	25	156
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	0	154	1	461

Kosten (relativ zum Status Quo)

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	12	3,0	26	7,3
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	55	35	77	52
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-44	-34	-53	-47
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,0	0,0	0,0
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	1,0	2,1	1,4	2,7
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,1	0,1	0,2
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,2	0,0	0,5
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,2	0,0	0,5
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,6	0,0	1,3	0,1
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,4	1,6	3,4	0,6

Erlöse (relativ zum Status Quo)

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	42	45	81	88
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	34	34	71	71
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	7,6	12	10	18
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	8,7	14	11	20
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-1,1	-2,2	-1,1	-2,2

Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	29	40	50	79
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	30	42	51	82