

Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für sieben Anlagenbeispiele

Martin Dotzauer

Peter Kornatz

Daniel Siegismund

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

Auftraggeber: Agentur für Erneuerbare Energien
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Jörg Mühlenhoff
Tel.: +49 (0) 30 200535-46
Fax: +49 (0) 30 200535-51
E-Mail: j.muehlenhoff@unendlich-viel-energie.de

Ansprechpartner: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

M.Sc. Martin Dotzauer
Tel.: +49 (0)341 2434-385
E-Mail: martin.dotzauer@dbfz.de

Dr. Peter Kornatz
Tel.: +49 (0)341 2434-379
E-Mail: peter.kornatz@dbfz.de

Erstelldatum: 14.06.2018

Projektnummer DBFZ: 3310054

Projektnummer Auftraggeber
oder Zuwendungsgeber:

Gesamtseitenzahl + Anlagen 34

i.A. Martin Dotzauer

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	IV
1 Einleitung	5
1.1 Projektziele	6
1.2 Methodische Vorgehensweise	6
2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	11
2.1 Anlagenbeispiel 1 – Biogasanlage, vorrangige Güllenutzung, 200 kW	12
2.2 Anlagenbeispiel 3 – NawaRo-dominierte Biogasanlage, 265 kW.....	15
2.3 Anlagenbeispiel 4 - NawaRo-dominierte Biogasanlage 652 kW	18
2.4 Anlagenbeispiel 5 - Gülle-Biogasanlage mit Kosubstrat 400 kW	21
2.5 Anlagenbeispiel 6 - NawaRo-dominierte Biogasanlage 1.650 kW.....	24
2.6 Anlagenbeispiel 7 - Gölledominierte Biogasanlage 1.166 kW.....	27
2.7 Anlagenbeispiel 8 – Holzheizkraftwerk 4.405 kW	30
3 Zusammenfassung.....	33
4 Literaturverzeichnis	34

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EPEX	European Power Exchange (Strombörse)
HHKW	Holzheizkraftwerk
IBN	Inbetriebnahmejahr
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NVP	Netzverknüpfungspunkt
QP	Power-Quotient: Indikator für den Grad der Überbauung einer Anlage
SLK	Spitzenlastkessel
SRL	Sekundärregelleistung
tf	teiflexible Betriebsweise
VBA	Visual-Basic for Application (Skriptsprache für Microsoft Office)
vf	vollflexible Betriebsweise

Formelzeichen	Erklärung	Einheit
P_{el}	Elektrische Leistung	kW
P_{Zusatz}	Zusätzlich installierte Leistung i.S.d. EEG	kW
$V_{Gasspeicher}$	Gasspeichervolumen (Bruttonormvolumen)	m ³
$W_{Exkremente}$	Massebezogener Einsatzstoffanteil für tierische Exkremente	%
W_{NawaRo}	Massebezogener Einsatzstoffanteil für NawaRo	%
η_{KWK}	KWK-Nutzungsgrad	%

1 Einleitung

Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) hat im April 2017 das zweijährige, mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft geförderte Projekt SymBio gestartet („Kommunikationsmaßnahmen für ein besseres Verständnis der Systemintegration Erneuerbarer Energien unter besonderer Berücksichtigung der Rolle der Bioenergie“¹). Im Rahmen des Projekts soll unter anderem Betreibern von Bioenergieanlagen anhand von anlagenbezogenen Beispielrechnungen veranschaulicht werden, unter welchen Bedingungen eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebs wirtschaftlich sein kann. Damit sollen sowohl technische Perspektiven jenseits des klassischen Grundlastbetriebs aufgezeigt werden, als auch betriebswirtschaftliche Perspektiven jenseits der bisherigen Festvergütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Rahmen des Projekts SymBio richten sich insbesondere an Betreiber von Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung in Deutschland. Dieses Fachpublikum (neben Betreibern auch: Stadtwerke, Investoren, Praktiker und Experten aus Landwirtschaft, Energiewirtschaft und Forschung) muss, angesichts des schnellen Wandels der ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen, die Wirtschaftlichkeit der eigenen Anlagen überdenken. Unterschiedliche Betriebskonzepte werden für die Bioenergie im Kontext der aktuellen Marktbedingungen für Erneuerbaren Energien diskutiert. Die vorliegenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sollen für diese Zielgruppe:

1. Orientierung leisten zur Bedeutung unterschiedlicher Technologien und Betriebskonzepte im zukünftigen Versorgungssystem;
2. Hilfe bei der Suche nach neuen Geschäftsmodellen bieten;
3. verdeutlichen, in welchem Umfang sich die Erlöse und Kosten bei unterschiedlich starken Veränderungen des Anlagenbetriebs entwickeln.

Die Notwendigkeit für die „Flexibilisierung“ von Bioenergieanlagen leitet sich aus den Veränderungen im Energiesystem im Zuge der Energiewende ab. Haupttreiber für den Bedarf an Flexibilitätsoptionen im Stromsektor ist der zunehmende Anteil fluktuierender Erzeugungsanlagen (Wind- und PV-Anlagen), deren Einspeisecharakteristik nicht immer mit dem zeitlichen Bedarf der Stromnachfrage zusammenpasst. Für den Ausgleich der volatilen Residuallast (Nachfrage abzüglich der Erzeugung aus PV und Wind) sind steuerbare Erzeuger und Verbraucher, Speicher oder eine bessere überregionale Vernetzung mögliche Flexibilitätsoptionen. Bioenergieanlagen können als steuerbare Erzeuger als Flexibilitätsoption agieren. Dazu müssen die Anlagen als Grundvoraussetzung mehr (installierte) Leistung vorhalten, als sie für eine gleichmäßige Stromerzeugung im Jahresmittel (Bemessungsleistung) benötigen. Um diese Voraussetzung zu schaffen wird entweder bei konstanter Bemessungsleistung die installierte elektrische Leistung erhöht („Überbauung“) oder bei gleichbleibender installierter Kapazität die Bemessungsleistung abgesenkt („verringerte Auslastung“). In Abhängigkeit der technischen Leistungsfähigkeit können die Anlagen dann für kurz- über mittel- bis langfristige Ausgleichsbedarfe eingesetzt werden.

¹ Projektergebnisse werden von der AEE veröffentlicht unter <http://www.energie-update.de>.

1.1 Projektziele

Die Projektziele für den Auftrag leiten sich aus den oben definierten Inhalten für die adressierten Zielgruppen ab. Als Grundlage für die Orientierung beim Vergleich unterschiedlicher Betriebskonzepte sollen nach einer vereinheitlichten Methodik vergleichende Modellrechnungen für verschiedene Flexibilisierungsvarianten berechnet werden. Diese Ergebnisse können Anhaltspunkte liefern, inwiefern die Flexibilisierung mit bestehenden oder neuen Geschäftsmodellen kompatibel ist.

Durch gleichartige Modellrechnungen für verschiedene Bioenergieanlagen sollten die Auswirkungen der Flexibilisierung für Bioenergieanlagen deutlich werden. Betreiber von acht beispielhaften Bioenergieanlagen aus ausgewählten Regionen Deutschlands stellten dem DBFZ für die Modellrechnungen anlagenspezifische Kennzahlen zur Verfügung. Durch eine Auswahl von jeweils vier Flexibilisierungsvarianten sollen für die acht Anlagenbeispiele dann die Einflüsse auf die Kosten- und Erlösstrukturen ermittelt werden. Nicht nur den acht Anlagenbetreibern soll damit Hilfe bei anstehenden Investitionsentscheidungen geboten werden, sondern allen Akteuren, die die Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsansätzen vergleichbarer Bioenergieanlagen bewerten müssen.

1.2 Methodische Vorgehensweise

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde die vom DBFZ entwickelte „BioFlex - Werkzeugsammlung“ (BioFlex) genutzt, um vier verschiedene Flexibilisierungsvarianten für die acht Anlagenbeispiele zu bewerten. Für alle vier Varianten wurden jeweils die zusätzlichen Kosten und Erlöse im Vergleich zum Status Quo berechnet und daraus folgend die relativen Veränderungen der Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlage abgeleitet. Wie noch ausführlich in der Beschreibung des Moduls 06 dargestellt, ergeben sich die zusätzlichen Kosten aus 1) Investitionen für zusätzliche Verstromungskapazität; 2) zusätzliche Gas- und Wärmespeicher sowie 3) ggf. Holzhackschnitzel-Spitzenlastkessel und dessen Brennstoffkosten. Zusatzerlöse können erzielt werden durch 1) Mehrerlöse an der Strombörse EPEX, 2) durch Erlöse aus der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung; 3) durch die Flexibilitätsprämie im Rahmen des EEG sowie 4) durch Einsparungen bei Betriebs- und Wartungskosten.

Die Werkzeugsammlung ist, wie in Abbildung 1 dargestellt modular aufgebaut. Die insgesamt sechs Module sind als MS Excel-Arbeitsmappen konzipiert und enthalten VBA-Makros zum Austausch von Daten zwischen den Modulen oder externen Datenquellen sowie automatisierte Berechnungsroutinen innerhalb der Module. Die Ergebnisse aller Anlagenbeispiele werden aggregiert in einer MS-Excel-Datei abgelegt.

Das **Modul 01** ist ein Eingabeformular, in dem die technischen und ökonomischen Kenndaten der zu untersuchenden Anlage vom Anlagenbetreiber eingepflegt werden. Von der AEE wurden dem DBFZ insgesamt 7 ausgefüllte Eingabeformulare von ausgewählten Bioenergieanlagen, davon 6 Biogasanlagen (BGA) und ein Holzheizkraftwerk (HHKW) zur Verfügung gestellt. Das DBFZ hat alle Eingabeformulare überprüft und einen Teil der Eingaben so bereinigt, dass die Formulare in den Workflow eingebettet werden können. In der Hauptsache wurden bei den Anpassungen manuelle Zuordnungen zu nicht eindeutig zuordenbaren Einsatzstoffen und Wärmesenken vorgenommen, da in BioFlex hierfür nur definierte Einträge aus einer Vorgabeliste zu verarbeiten sind. Bei Sichtung der Formulare, musste das Anlagenbeispiel 2 verworfen werden, da seitens des Anlagenbetreibers nicht genug Daten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung bereitgestellt wurden.

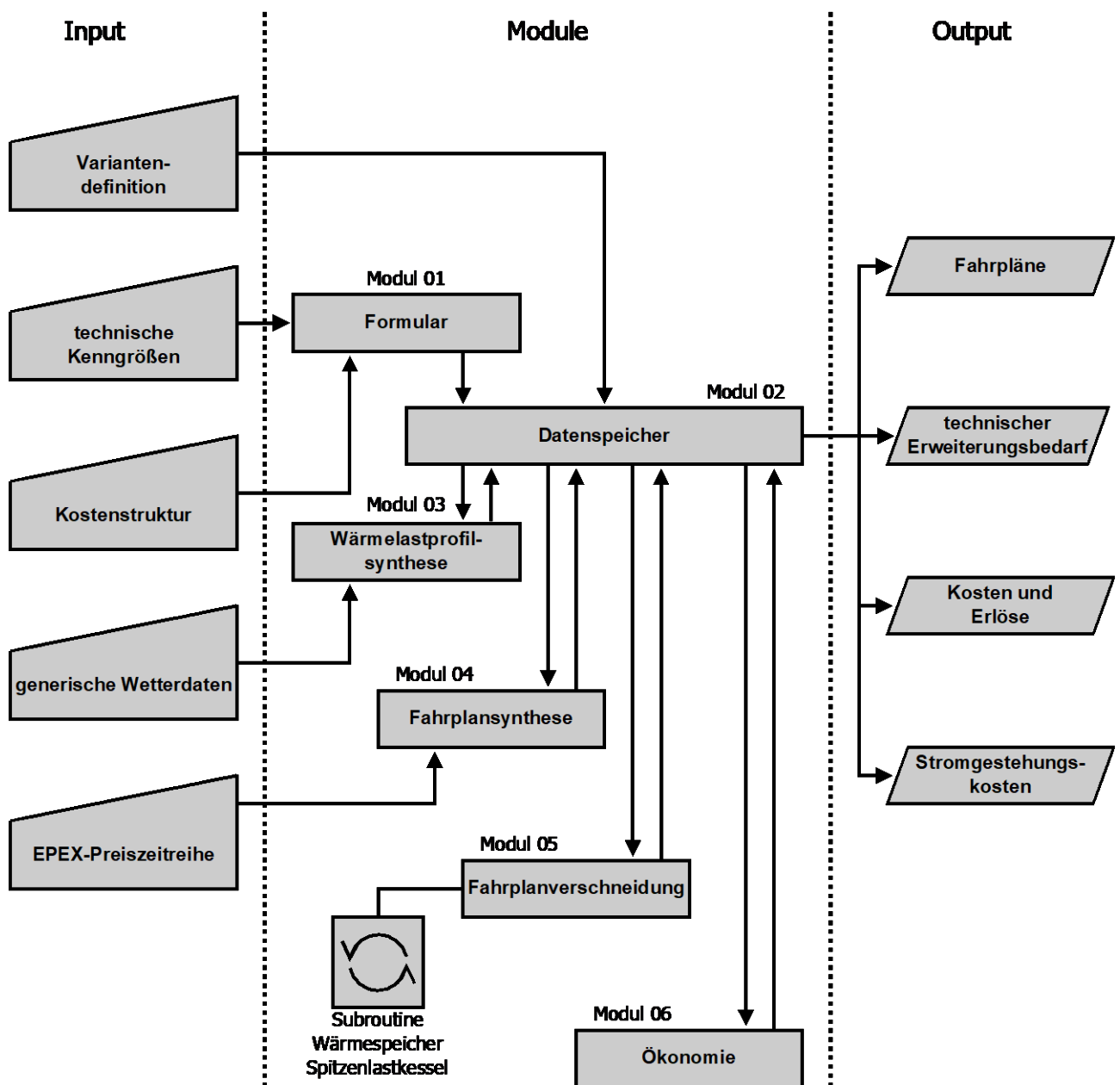


Abbildung 1 Übersicht der Berechnungsmethodik innerhalb der DBFZ-Werkzeugsammlung "BioFlex"

Das **Modul 02** dient als Datenspeicher und agiert somit als zentrale Ablage für Kenndaten und Zwischenergebnisse. Es enthält Makros für den Datenimport aus dem Eingabeformular, mit dem die Daten systematisch abgelegt und anschließend auf die jeweiligen Berechnungsmodule verteilt werden, sowie zur aggregierten Ergebnisdarstellung. Im Datenspeicher werden darüber hinaus die fünf verschiedenen zu betrachtenden Varianten für eine Beispielanlage definiert (siehe Tabelle 1).

Als generalisiertes Modell einer Biogasanlage wird in Anlehnung an Lauer et al. (2015) wie in Abbildung 2 dargestellt, angenommen, dass die BHKW der Anlage bei teilflexibler Fahrweise in einen Grundlastblock (Dauerbetrieb) und einen Spitzenlastblock (Taktbetrieb) aufgeteilt werden. Bei vollflexibler Fahrweise, werden alle BHKW als Spitzenlastblock zusammengefasst und getaktet betrieben. Die Unterteilung in teil- und vollflexible Fahrweise soll dazu genutzt werden, bei gleichartiger technischer Auslegung unterschiedliche Betriebskonzepte zu vergleichen.

Tabelle 1 Übersicht der in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung untersuchten Varianten

Variante	Status Quo	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
Überbauung	Vorgabe	doppelt	doppelt	vierfach	vierfach
Flexibilisierungsgrad	Vorgabe	teilflexibel	vollflexibel	teilflexibel	vollflexibel

Im **Modul 03** wird nach einer angepassten Methodik des Bundesverbandes der Gas- und Wasserwirtschaft (Ahlers und Seidel, 2006) ein synthetisches Wärmelastprofil erstellt, bei dem ausgehend von der vom Anlagenbetreiber angegebenen jährliche Wärmeauskoppelung eine zeitliche Aufteilung der Jahreswärmemenge auf 8.760 Jahresstunden erfolgt. Die Notwendigkeit für dieses Vorgehen ergibt sich aus dem Umstand, dass die meisten Biogasanlagen keine Wärmemengenzähler mit zeitlicher Messwerterfassung installiert haben. Eine temporale Auflösung der Wärmebedarfe in Bezug auf die Wechselwirkungen zum stromgeführten Fahrplan der BHKW ist aber eine notwendige Eingangsgröße für die Berechnungen zur Auslegung des Wärmespeichers bzw. Spitzenlastkessels. Als weitere Eingangsgrößen fließen neben der Jahreswärmemenge auch die Betreiberangaben zu den Typen der belieferten Wärmesenken und standortspezifische Temperaturzeitreihen des Deutschen Wetterdienst ein. Die Temperaturzeitreihen sind mit dem jeweiligen Betrachtungsjahr (hier 2017) synchronisiert und beziehen sich auf eine Messstation im selben Postleitzahlenbereich des Anlagenstandortes.

Da die genutzte Methodik nur für eine begrenzte Zahl von Wärmelastprofiltypen anwendbar ist, mussten seitens des DBFZ die Betreiberangaben zu den Wärmesenken manuell zugeordnet werden, für die es kein Standardlastprofil gibt. Die Wärmesenken wurden dabei nach fachlichen Gesichtspunkten dem Profiltyp zugeordnet, der ihnen am stärksten ähnelte. Es wurden außerdem die Wärmemengen für Trocknungsprozesse von der ausgekoppelten Wärmemenge abgezogen, weil diese zwar mit dem KWK-Bonus kompatibel sind, aber keine nennenswerten Verkaufserlöse für die Wärme erwarten lassen.

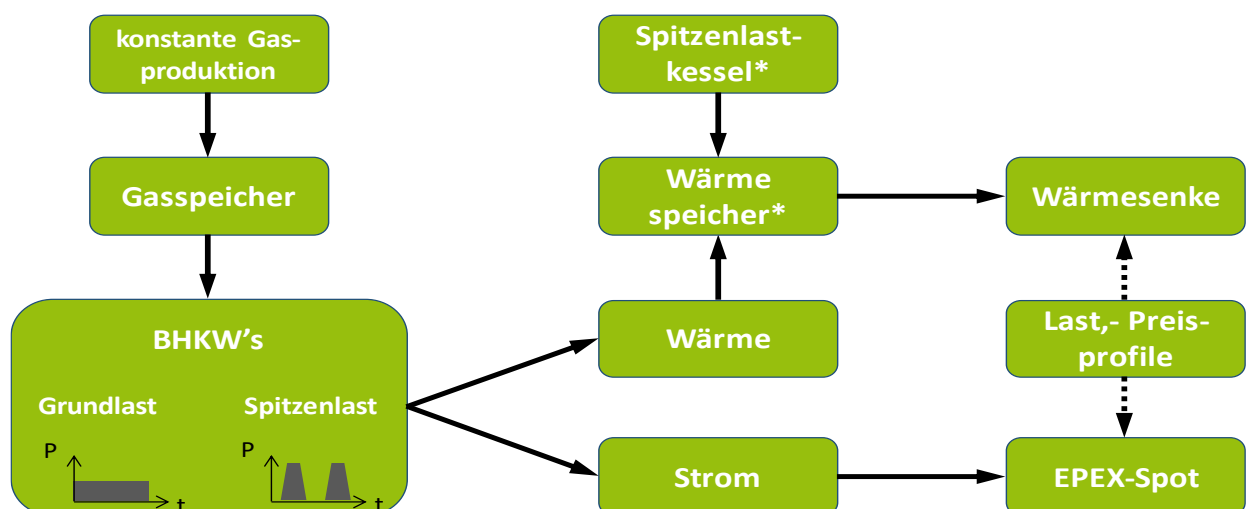


Abbildung 2: Vereinfachtes Anlagenmodell in der BioFlex - Werkzeugsammlung. Die mit * gekennzeichneten Komponenten werden durch eine Subroutine parametrisiert.

Im **Modul 04** werden – ausgehend von den Parametersetzungen im Datenspeicher und den dort vordefinierten Varianten – Stromfahrpläne erzeugt. Als Eingangsgrößen dienen hier zum einen die technischen Kennzahlen zum BHKW-Inventar, die jährliche Stromproduktion im Status Quo sowie die Zeitreihen des Spotmarktes für Strom (EPEX Spot, 2018).

Die Fahrpläne werden mit der Preisrangmethode erzeugt, bei der in Abhängigkeit der täglich verfügbaren Laufzeiten für die flexibel betriebenen BHKWs (Spitzenlastblock) die jeweils teuersten Stunden zur Verstromung ausgewählt werden. Im vorliegenden Fall wurde dazu eine EPEX-Preiszeitreihe aus dem Jahr 2017 genutzt. Vorteilhaft ist bei dieser ex-post-Betrachtung, dass sowohl Strompreis- als auch Wärmelastprofil auf echten Zeitverläufen basieren und damit implizit auch die Abhängigkeiten vom Witterungsverlauf deckungsgleich abgebildet werden. Ergänzend zur Fahrplannerzeugung für die ex-post-Preiszeitreihen wurden zusätzlich Fahrpläne auf Basis von prognostizierten Preiszeitreihen für das Jahr 2027 genutzt, um die zukünftig steigende Preisvolatilität vergleichend bewerten zu können. Die so erstellten Fahrpläne wurden aber ausschließlich zur Berechnung der Vermarktungsmehrerlöse genutzt und in den späteren Berechnungsschritten nicht mit einer Wärmebedarfsprognose verschnitten, da dem DBFZ nur die Preiszeitreihe ohne korrespondierende Temperaturzeitreihe zur Verfügung stand und damit eine Vergleichbarkeit der zeitlich nicht korrelierten Daten nicht zielführend war.

Im **Modul 05** werden die generierten Strom- und Wärmefahrpläne miteinander kombiniert, um Erlöse für die Regellenergievermarktung (negative SRL), die Mehrerlöse der Stromvermarktung (EPEX), sowie die Wechselwirkungen der Fahrpläne auf den Bedarf für Gasspeicher und die Wärmeauskoppelung abzubilden. Außerdem werden hier Anhand der in Modul 4 erzeugten Fahrpläne die jeweiligen Takthäufigkeiten (jeweils ein An- und Abfahrvorgang bilden einen Takt) sowie die hieraus resultierenden Gasmehrverbräuche berechnet. Ursächlich sind hier vor allem die während des An- und Abfahrens auftretenden Leerlaufphasen in denen kein Strom erzeugt wird, sowie die auftretenden Wirkungsgradverluste in den Teillastbereichen der Aggregate beim Hoch- und Herunterfahren. Für die Abschätzung der optimalen Auslegung der Schlüsselkomponenten für die Versorgung der simulierten Wärmesenken ist innerhalb des Moduls dazu eine zusätzliche Subroutine implementiert (Dotzauer et al., 2016). Diese Berechnung dient dazu, die wärmeseitigen Deckungslücken bei stromgeführter Fahrweise zu identifizieren und diese durch eine optimale Kombination aus einem modellhaft abgebildeten Wärmespeicher sowie einem Spitzenlastkessel auszugleichen (vereinfachte Annuitätenrechnung mit 5 % Zinsfuß, 20 Jahren Betrachtungszeitraum).

Im **Modul 06** werden die Daten final in die Investitionsrechnung überführt. Anschließend werden mit der Annuitätenmethode nach VDI 6025 kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten berechnet, um die Annuität der Anlage, deren Amortisationsdauer und die Stromgestehungskosten zu ermitteln. Kostenfaktoren, für die keine belegbaren Zahlen zur Verfügung stehen, werden über Annahmen abgedeckt (u.a. Versicherung, Arbeitskosten). Ein Teil der Investitionen, vor allem für neu zu installierende Komponenten werden über Kostenfunktionen ermittelt. Die Parametrisierung der Kostenfunktionen orientiert sich an (Lauer et al. 2017). Innerhalb des Moduls wird auch die dynamische Berechnung der BHKW-Laufzeiten und der damit verbundenen Reinvestitionsintervalle vorgenommen. Dieser Aspekt ist insofern hervorzuheben, als dass im Rahmen der Anlagenflexibilisierung auch erhebliche Kostenvorteile durch eine jährliche Laufzeitreduktion bestehender Verstromungsaggregate möglich ist. Die BHKW im Modul 06 werden dabei nicht nach kalendarischer Lebensdauer, sondern nach einer definierten Zahl an Betriebsstunden ausgetauscht. Für alle BHKW wurde hierbei eine Laufleistung von 75.000 h angenommen.

Ergänzend zur Laufzeit wurde eine Methodik zur Abschätzung der veränderten Wartungsaufwendungen für die BHKW verwendet, die zum einen den möglichen Mehrverschleiß durch häufigere Startvorgänge als auch eine Reduktion der Wartungsaufwendungen durch verminderte Laufzeiten berücksichtigt. Die Methodik lehnt sich ebenfalls an (Lauer et al. 2015) an und unterscheidet bei BHKW zwischen zwei Takthäufigkeiten (Schwellwert 400 Starts pro Jahr) und zwei Stufen der Vollbenutzungsstunden (Schwellwert 4.000 Vollbenutzungsstunden).

Für die Interpretation der Ergebnisse ist es weiterhin relevant darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der hier durchgeführten Berechnungen die Betrachtungsdauer der Flexibilisierungsmaßnahmen sich an der maximal möglichen Zeit für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie orientiert, da diese eine wesentliche Erlösquelle für Investitionen in die Anlagenflexibilisierung darstellt. Im Ergebnis sind die Betrachtungszeiträume maximal 10 Jahre lang. In den Fällen, in denen eine Anlage bereits in den zurückliegenden Jahren in die Flexibilisierung eingestiegen ist und so bereits ein Teil der Dauer für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie verstrichen ist, fällt der Betrachtungszeitraum entsprechend kürzer aus.

Diese Vorgehensweise ist dem Umstand geschuldet, dass mit der Werkzeugsammlung BioFlex nur Anlagenbeispiele betrachtet werden können, die im Sinne des EEG eine Anlage abbilden, d.h. ein juristisches Anlagensplitting, das in der Praxis möglich ist, wird hier nicht berücksichtigt. Diese Vereinfachung führt dazu, dass die Berechnungsergebnisse bei Anlagen mit Anlagensplitting geringere Barwerte darstellen, als in der Praxis möglich wären. Durch eine Stauchung des Betrachtungszeitraums fallen die jährlichen Abschreibungen höher aus. Für die Anlagenteile, die eine eigenständige Anlage im Sinne des EEG darstellen, könnte darüber hinaus auch länger als ausgewiesen die Flexibilitätsprämie beansprucht werden.

Als wesentliche Erweiterung der bestehenden Methodik wurde nach Durchführung eines Expertenworkshops im Rahmen des Projekts SymBio eine Ergebnisdarstellung als Differenzkostenansatz gegenüber dem Status Quo angesetzt. Hintergrund hierfür ist, dass die Wirtschaftlichkeitsberechnungen des DBFZ nicht vollumfänglich auf realen Daten beruhen, wenngleich sehr viele Kennzahlen durch die Betreiber bereitgestellt wurden. In Abstimmung mit den Experten des Projektsteuerungskreises, der AEE und dem DBFZ wurde sich darauf verständigt, die Ergebnisdarstellung als Differenzkosten gegenüber dem Status Quo vorzunehmen, sodass für die Bewertung der Flexibilisierungsvarianten der untersuchten Anlagenbeispiele die relativen Veränderungen gegenüber dem Status Quo abbilden, welche eher die aus Betreibersicht relevantere Perspektive darstellt.

Für das Holzheizkraftwerk (Anlagenbeispiel 8) wurde abweichend von den Biogasanlagen eine andere Methodik verwendet. Da der Kesselprozess von Holzheizkraftwerken weniger gut modulierbar ist und Dampfspeicher vergleichsweise teuer sind, ist für Holzheizkraftwerke ein Flexibilisierungskonzept zur stündlichen Leistungsanpassung wenig zielführend. Für das betrachtete Holzheizkraftwerk wurde daher die Einsatzoptimierung für ganze Tage (und nicht für Einzelstunden) vorgenommen, und diese Tage entsprechend der Preistränge für die Tagesmittel der EPEX-Preise optimiert. Um auch hier zu prüfen, ob und in welchem Umfang eine Flexibilisierung ökonomische Vorteile bringt, wurde die Flexibilisierung durch den Zubau von Kessel und Turbinenkapazität vorgenommen (QP 1,5 / QP 2). Zusätzlich wurde bei der Einsatzoptimierung geprüft, ob nach der Flexibilisierung eine strom- oder eine wärmegeführte Fahrweise zu empfehlen ist. Im Detail sind die Annahmen und Ergebnisse in Kapitel 2.7 beschrieben.

2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Nachfolgend sollen für alle untersuchten Anlagenbeispiele die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in einem einheitlichen Schema zusammengefasst dargestellt werden. Für alle Anlagenbeispiele wird zuerst eine Darstellung der Anlage erfolgen, wobei technische Kennzahlen tabellarisch wiedergegeben und individuelle Besonderheiten der Anlagen in einem Begleittext erläutert werden. Insgesamt wurden sechs Biogasanlagen (BGA) und ein Holzheizkraftwerk (HHKW) betrachtet. Nachfolgend werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in jeweils einem Übersichtsdiagramm sowie einer Übersichtstabelle dargestellt und kurz erläutert. Eine Übersicht der betrachteten Anlagenbeispiele und deren Basisdaten ist Tabelle 2 zu entnehmen².

Tabelle 2 Übersichtstabelle der untersuchten Anlagenbeispiele. Für Anlagenbeispiel 2 lag kein vollständiger Datensatz vor, weshalb für diese Anlage keine Berechnung erfolgt und nur ein Teil der Angaben zum Status Quo dargestellt sind, Angaben auf ganze Zahlen gerundet.

Anlagenbeispiel	1	2	3	4	5	6	7	8
Status Quo								
Typ	BGA	BGA	BGA	BGA	BGA	BGA	BGA	HHKW
P_{el} [kW]	210	k.A.	265	652	400	1.650	1.166	4.405
n BHKW	1	k.A.	1	2	1	4	2	1
IBN	2009	k.A.	2011	2010	2011	2011	2001	2014
W_{NawaRo} [%]	19%	k.A.	51%	59%	28%	65%	3%	100%
$W_{Exkreme}$ [%]	81%	k.A.	49%	41%	72%	35%	97%	0%
η_{KWK} [%]	27%	k.A.	29%	13%	35%	55%	32%	95%
$V_{Gasspeicher}$ [m ³]	180	k.A.	1.056	10.731	1.475	8.704	800	n.V.
Optimale Variante: technische Kennzahlen								
Variante	QP4 vf	k.A.	QP4 vf	QP4 vf	QP4 vf	QP4 vf	QP4 vf	PQ1,5tf-W
BHKW-Zubau [kW]	420	k.A.	795	1.956	1.200	3.900	3.498	2.203
Zusatzgasspeicher [m ³]	4.524	k.A.	0	3.008	8.350	24.816	25.215	n.V.
Wärmespeicher [m ³]	102	k.A.	81	120	230	1.101	589	3.293
Spitzenlastkessel [kW]	120	k.A.	156	237	508	2.096	1.041	11.698
Hackschnitzelbedarf [t]	27	k.A.	461	704	1215	6939	2010	969
Optimale Variante: ökonomische Kennzahlen								
Zusatzkosten [Tsd.€ p.a]	51	k.A.	8	-3	44	54	161	794
Zusatzerlöse [Tsd.€ p.a]	54	k.A.	88	225	132	418	429	78
Saldo [Tsd.€ p.a]	3	k.A.	79	227	88	364	268	-717

² Zusammen mit diesem Abschlussbericht wird dem Auftraggeber eine Zusammenstellung der Ergebnisse in Form einer MS-Excel-Datei als Datenanhang übergeben, in dem alle Anlagensteckbriefe und Berechnungsergebnisse in tabellarischer Form enthalten sind.

2.1 Anlagenbeispiel 1 – Biogasanlage, vorrangige GÜllenutzung, 200 kW

Bei Anlagenbeispiel 1 handelt es sich um eine durch GÜllenutzung geprägte landwirtschaftliche Biogasanlage in Süddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{el}=210$ kW. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 3 dargestellt. Die Anlage wurde erstmals im Jahr 2009 in Betrieb genommen und verfügt noch über das ursprüngliche BHKW, das sich mit ca. 50.000 Betriebsstunden im letzten Drittel seines Lebenszyklus befindet. Aktuell wird das BHKW im Grundlastbetrieb gefahren, wobei die Laufzeit von ca. 7.500 Betriebsstunden im Jahr für den Grundlastbetrieb als eher gering einzustufen ist. Die Anlage verfügt über einen externen Gassack mit einem Volumen von 180 m³, der gleichzeitig mit der Anlage in Betrieb genommen wurde.

Der Substratmix basiert hauptsächlich auf Rindergülle (81 %) mit einem Zuschlag von Silomais und Grassilage (in Summe 19 %). Der eingesetzte Rinderfestmist ist mengenmäßig vernachlässigbar.

Tabelle 3: Steckbrief für das Anlagenbeispiel 1

Anlagenbeschreibung	Anlagenbeispiel 1: Biogasanlage, 200 kW, vorrangige GÜllenutzung					
erstmalige Inbetriebnahme	04.12.2009			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	210					
Elektrischer Wirkungsgrad	38,6%					
Thermischer Wirkungsgrad	41,9%					
Jahresbetriebsstunden (vbh)	7.522					
Inbetriebnahmejahr	2009					
Gasspeicher	Gasspeicher 1	Gasspeicher 2	Gasspeicher 3			
Bauart	Externer Gassack					
Inbetriebnahmejahr	2009					
Bruttovolumen [m ³]	180					
Einsatzstoffe (ES)	ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5	ES 6
Substrat Typ	R.-Gülle	R.-Mist	Mais	Gras		
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]	13.000	20	1.640	1.380		
Anteil an der eingesetzten FM [%]	81%	0%	10%	9%		
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]	3	5	32	56		
Energieumsatz						
Stromproduktion (brutto) [kWh]	1.689.000		Wärmesenke	Einfamilienhaus	100%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	1.523.957		Wärmesenke			
Prozesswärmebedarf [kWh]	k. A.		Wärmesenke			
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	7%		Wärmesenke			
Externe Wärmenutzung [kWh]	463.928		Wärmesenke			

Durch das in den Jahren 2009 und 2012 installierte Wärmenetz lässt sich eine Wärmeausnutzung von ca. 30 % der Bruttowärmeerzeugung (inkl. Trocknungsprozessen) im Jahresmittel erreichen. Die Wärmeabnehmerstruktur besteht ausschließlich aus Einfamilienhäusern.

Eine Ausweitung der Wärmenutzung über das bisherige Maß hinaus ist bei Wohngebäuden schwierig, da starke saisonale Schwankungen auftreten und damit entweder im Sommer Wärme ungenutzt bleibt oder im Winter sehr hohe Spitzenlasten abgedeckt werden müssen. Der Zeithorizont für einen Weiterbetrieb sowie eine zukünftige Betriebsstrategie wurde nicht angegeben, allerdings sind 50.000 € Zusatzinvestitionen geplant, welche nicht weiter spezifiziert wurden.

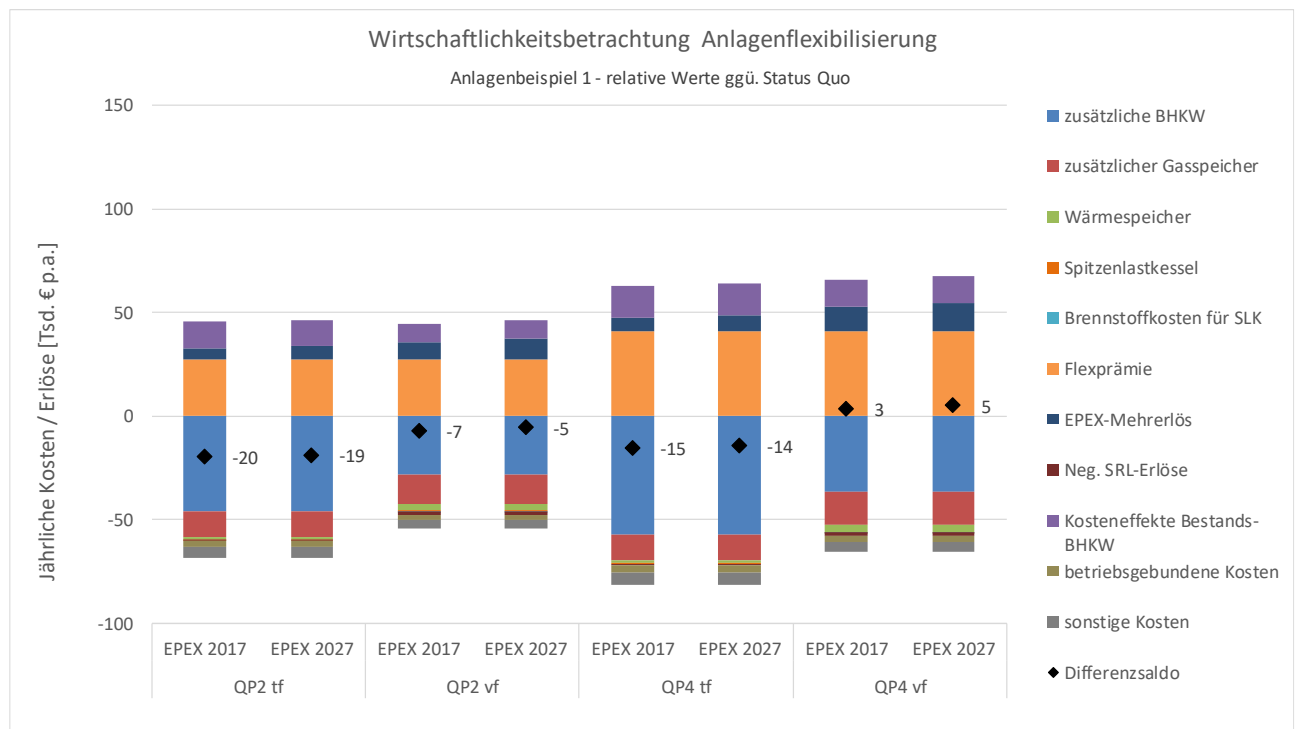


Abbildung 3 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 1, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet, Auswahl relevanter Einzelposten

Beim Vergleich der relativen Veränderungen für Kosten und Erlöse zeigt sich in Abbildung 3 als erstes, dass die Flexibilisierung unter den getroffenen Annahmen nur bei einer sehr starken Überbauung einen positiven Saldo der Kosten und Erlöse gegenüber dem Status Quo erwarten lässt. Der Grund liegt vor allem in den vergleichsweise hohen Investitionen für zusätzliche BHKW-Leistung, die im kleineren Leistungsbereich spezifisch höhere Kosten mit sich bringen als bei einer doppelten oder vierfachen Überbauung einer größeren Anlage.

Auf Grund der relativ geringen Wärmenutzung von 14 % der Bruttowärmeerzeugung (ohne Trocknungsprozesse), fallen in der Betrachtung die Aufwendungen für Wärmespeicher, Spitzenlastkessel und den zusätzlichen Brennstoffbedarf nur relativ wenig ins Gewicht. Hierbei ist weiterhin bei der Interpretation der Zahlen in Tabelle 4 zu berücksichtigen, dass die dort aufgeführten Werte immer die Differenzkosten gegenüber den Status Quo repräsentieren und auch dort bereits eine gewisse Absicherung von thermischen Spitzenlasten sichergestellt sein muss.

Für die untersuchte Anlage ist entweder eine sehr starke Flexibilisierung zu empfehlen oder zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit zu prüfen, ob die Wärmenutzung auszuweiten ist, da ein Großteil der aktuell produzierten Wärme nicht wirtschaftlich genutzt werden kann.

Tabelle 4 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 1

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 1

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	210	210	420	420
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	208	208	315	315
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	735	799	642	747
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,048%	0,105%	0,042%	0,196%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	2.134	3.427	2.423	4.524
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	21	87	21	102
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	0	123	0	120
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	0	14	0	27

Kosten (relativ zum Status Quo)

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	47	37	56	43
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	46	28	57	36
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-13	-8,6	-16	-13
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	12	15	13	16
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	1,2	3,0	1,2	3,3
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,1	0,2	0,1	0,3
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,0	0,0	0,0
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	3,0	2,4	3,5	2,7
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	4,9	4,5	5,6	4,6

Erlöse (relativ zum Status Quo)

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	35	37	50	54
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	27	27	41	41
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	5,7	8,7	6,5	12
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	6,5	10	7,3	13
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-0,9	-1,8	-0,9	-1,8

Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	-20	-7,1	-15	3,3
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	-19	-5,4	-14	5,0

2.2 Anlagenbeispiel 3 – NawaRo-dominierte Biogasanlage, 265 kW

Bei Anlagenbeispiel 3 handelt es sich um eine landwirtschaftliche, überwiegend NawaRo nutzende Biogasanlage in Norddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{ei}=265$ kW. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 5 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 5: 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 5), 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.

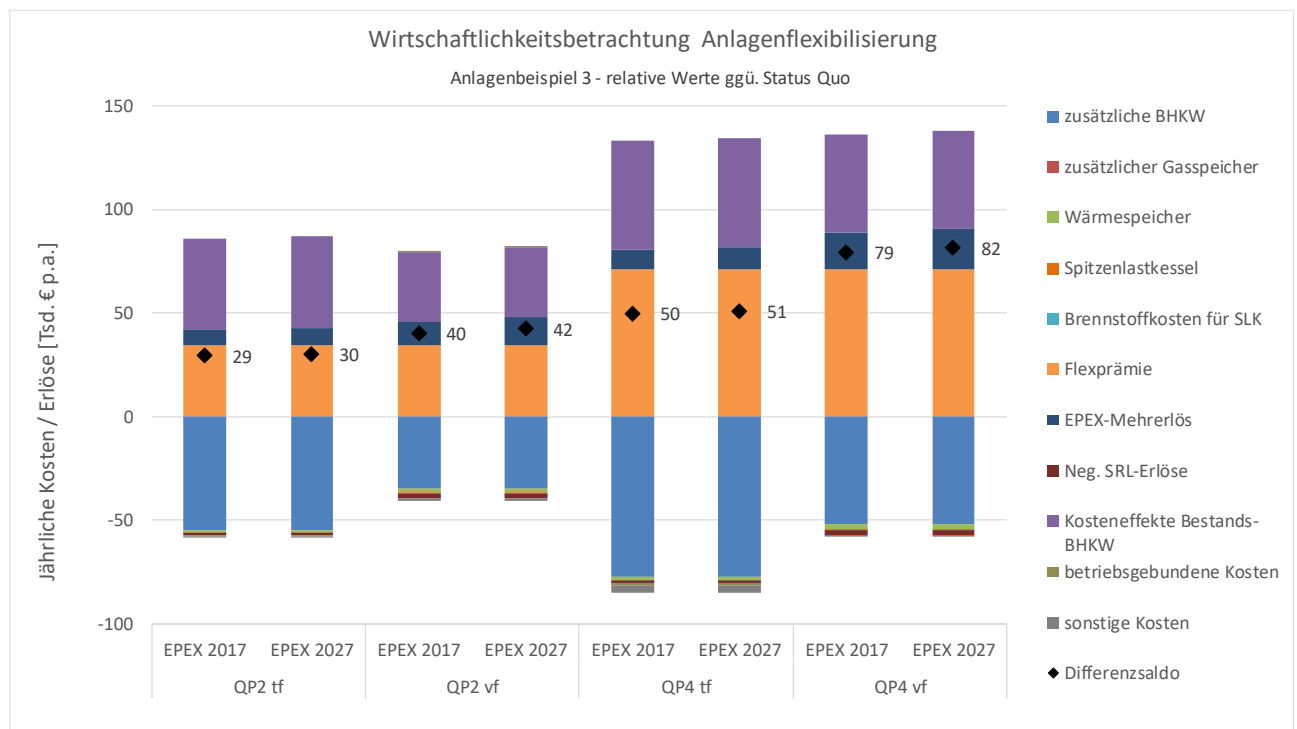


Abbildung 4 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 3, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

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 4).

Beim Vergleich (siehe Tabelle 6) 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 6 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

2.3 Anlagenbeispiel 4 – NawaRo-dominierte Biogasanlage 652 kW

Bei Anlagenbeispiel 4 handelt es sich um eine landwirtschaftliche NawaRo-Biogasanlage in Norddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{el}=652$ kW. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Steckbrief für das Anlagenbeispiel 4

Anlagenbeschreibung		Anlagenbeispiel 4: NawaRo-dominierte Biogasanlage 652 kW				
erstmalige Inbetriebnahme	29.12.2010	Weiterbetrieb bis				k.A.
BHKW		BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	BHKW 5
(B)HKW-Bauart		Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor			
(B)HKW-Betriebsart		Dauerbetrieb	Teillastbetrieb			
Installierte Leistung		400	252			
Elektrischer Wirkungsgrad		42,8%	38,8%			
Thermischer Wirkungsgrad		40,1%	44,8%			
Jahresbetriebsstunden (vbh)		8.376	8.376			
Inbetriebnahmejahr		2010	2011			
Gasspeicher		Gasspeicher 1		Gasspeicher 2		Gasspeicher 3
Bauart		Fermeter doppellagig		Fermeter doppellagig		
Inbetriebnahmejahr		2010		2017		
Bruttovolumen [m ³]		4.261		6.470		
Einsatzstoffe (ES)		ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5
Substrat Typ		Mais	Getreide-GPS	Getreide	R.-Gülle	R.-Mist
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]		9.276	365	110	6.515	183
Anteil an der eingesetzten FM [%]		56%	2%	1%	40%	1%
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]		43,6	45	150	4	10
Energieumsatz				Wärmesenke 1	Einfamilienhaus	80%
Stromproduktion (brutto) [kWh]	4.934.000			Wärmesenke 2	Gemeinde & Feuerwehr	20%
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	4.900.000			Wärmesenke 3		
Prozesswärmebedarf [kWh]	k. A.			Wärmesenke 4		
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	15%			Wärmesenke 5		
Externe Wärmenutzung [kWh]	730.000					

Die Anlage wurde das erste Mal im Jahr 2010 in Betrieb genommen und verfügt über das 2010 installierte BHKW (BHKW 1) mit einer Leistung $P_{el}=400$ kW sowie ein 2011 zugebautes Satelliten-BHKW mit $P_{el}=200$ kW (BHKW 2). Beide BHKW befinden sich bezogen auf die zeitliche Laufleistung im letzten Drittel ihres Lebenszyklus. BHKW 1 wird momentan im Grundlastbetrieb gefahren, während BHKW 2 im Teillastbetrieb betrieben wird. Die Jahreslaufleistung von BHKW 2 mit rund 8.300 Stunden zeigt, dass es sich nicht um einen Start-Stopp-Betrieb handelt, sondern tatsächlich Teillast bei hoher zeitlicher Laufleistung und verminderter elektrischer Leistung gefahren wird. Es wurde angegeben, dass die Anlage Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve zur Verfügung stellt. Hier kann unterstellt werden, dass dies durch den Teillastbetrieb von BHKW 2 realisiert wird.

Die Anlage verfügt über vier doppellagige Gasspeicher auf den Fermentern und den Gärproduktlagern mit insgesamt 10.731 m³ Speichervolumen. Während 4.261 m³ Speichervolumen zur Inbetriebnahme vorhanden waren, wurden 2017 weiter 6.470 m³ Speicherkapazität zugebaut.

Der Substratmix basiert auf 59 % NawaRo (vor allem Silomais) und 41 % Rindergülle mit Mist. Die Anlage verfügt über eine hohe externe Wärmenutzung (65 %), wobei ein großer Teil für eine Holztrockenanlage eingesetzt wird (88 % der ausgekoppelten Wärme). Weitere Wärmeabnehmer sind Wohnhäuser (16 %) und Frostschutzmaßnahmen in Stallbauten (4 %). Für die Betrachtung der Wärmeauskoppelung wurden ausschließlich die Wärmesenken betrachtet, die nicht der Trocknung zugerechnet werden, da davon ausgegangen wird, dass diese Wärmenutzung bei einem flexiblen Anlagenbetrieb auch zeitversetzt bedient werden kann. Der aktuell hohe Anteil der Wärmenutzung für Trocknungsprozesse ist bei einer starken Flexibilisierung der BHKW und der daraus resultierenden Verkürzung der täglichen Laufzeiten bei gleichzeitiger Erhöhung der Leistung nicht unbedingt kompatibel mit dem flexiblen Betrieb. Es ist daher nicht sichergestellt, dass ohne zusätzliche technische Maßnahmen (Erweiterung der Trocknerkapazitäten, bzw. Berücksichtigung der Trocknung bei Auslegung des Wärmespeichers und des Spitzenlastkessels) der bisherige Umsatz an Trockengut aufrechterhalten werden kann.

Ein Weiterbetrieb ist bis zum Jahr 2041 angedacht. Über eine Teilnahme an der Ausschreibung nach EEG 2017 mit Flexibilisierung sowie über die Stilllegung nach Auslaufen der EEG Vergütung wird nachgedacht. Als zukünftige Zusatzinvestition wird für eine Erhöhung der Biogasmenge der Ausbau des Fermenterraums mit 50.000 € veranschlagt. Die Erhöhung soll vor allem durch die Aufstockung des Viehbestandes und der dadurch zusätzlich anfallenden Gülle gedeckt werden.

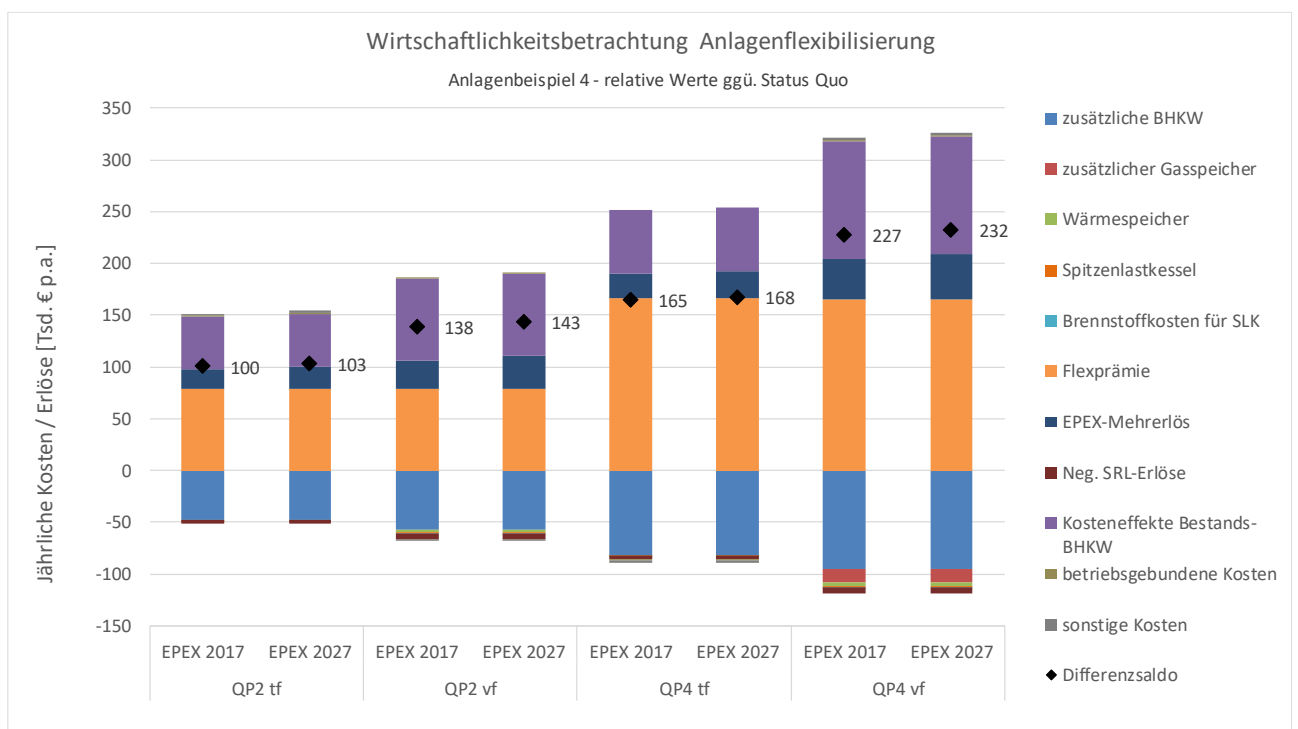


Abbildung 5 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 4, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Beim Vergleich der verschiedenen Flexibilisierungsvarianten ist festzustellen, dass alle Varianten ökonomisch sehr attraktiv sind und es darüber hinaus eine klare Tendenz gibt, dass die jeweiligen Salden bei höherem Zubau wachsen und in beiden Zubaustufen durch die vollflexiblen Betriebsweisen bessere Ergebnisse generiert werden als durch die teilflexiblen Optionen (siehe Abbildung 5).

Unter den gegebenen Annahmen kann die Empfehlung ausgesprochen werden, dass die Anlage möglichst umfangreich flexibilisiert werden sollte und die bisherige Wärmenutzung mit Ausnahme des Trocknungsprozesses dem auch nicht entgegensteht, da mit vergleichsweise geringem Zusatzaufwand die Absicherung der bisherigen Wärmeauskopplung möglich ist (Tabelle 8).

Tabelle 8 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 4

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 4

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	625	625	1.956	1.956
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	639	639	1.304	1.304
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	747	804	576	696
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,043%	0,046%	0,033%	0,040%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	0	0	0	3.008
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	1	81	1	120
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	0	255	0	237
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	0	339	0	704
Kosten (relativ zum Status Quo)					
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	-3,7	-19	21	-1,8
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	47	57	83	95
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-51	-79	-62	-115
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,0	0,0	13,9
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	0,2	2,9	0,2	3,7
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,2	0,0	0,3
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-0,2	1,0	-0,1	2
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,0	0,3	0,0	0,7
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-0,6	-1,7	0,7	-1,0
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	-2,1	0,2	3,1	-1,7
Erlöse (relativ zum Status Quo)					
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	94	119	190	225
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	79	79	166	165
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	19	27	24	39
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	22	32	27	43
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-3,4	-5,5	-3,4	-5,5
Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)					
Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	100	138	165	227
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	103	143	168	232

2.4 Anlagenbeispiel 5 – Gülle-Biogasanlage mit Kosubstrat 400 kW

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 9 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 9: 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 (80 %). 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.

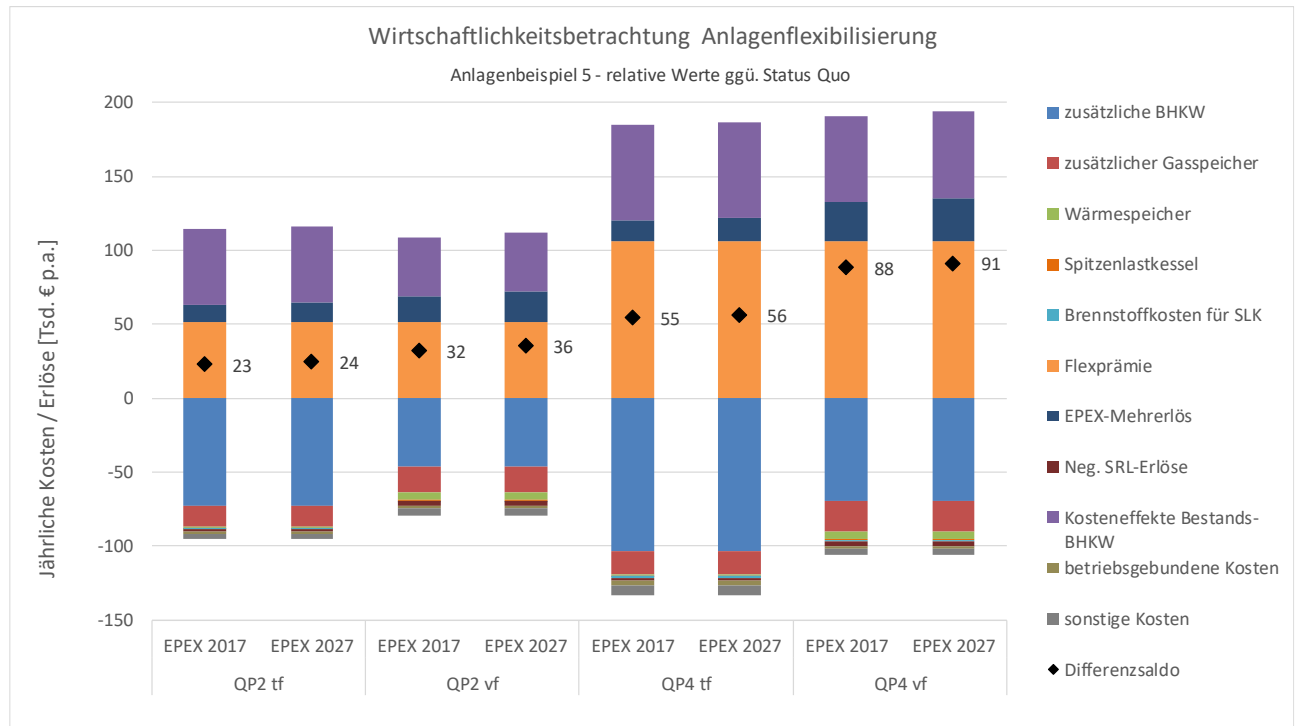


Abbildung 6 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 5, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Im Vergleich der untersuchten Varianten fällt in Abbildung 6 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 10 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 10 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

2.5 Anlagenbeispiel 6 – NawaRo-dominierte Biogasanlage 1.650 kW

Beim Anlagenbeispiel 6 handelt es sich um eine landwirtschaftliche NawaRo-Biogasanlage in Norddeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{el}=1.650$ kW. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 11 dargestellt. Die Anlage wurde erstmalig 2011 mit drei BHKW in Betrieb genommen, 2014 erfolgte die Erweiterung um ein weiteres Verstromungsaggregat. Von den vier BHKW wird momentan ein Aggregat mit 400 kW am Hauptstandort und ein weiteres als Satellit mit 400 kW mit jeweils über 8.000 h/a im Grundlastbetrieb betrieben. Ein weiterer Satelliten-Standort mit zwei BHKW (600 kW und 250 kW) arbeitet im saisonal flexiblen Taktbetrieb mit einer Hauptbetriebszeit in den Wintermonaten. Der Substrateinsatz ist massebezogen mit einem Anteil von ca. 66 % von pflanzlicher Anbaubiomasse dominiert und wird mit ca. 34 % Wirtschaftsdünger ergänzt.

Tabelle 11 Steckbrief für das Anlagenbeispiel 6

Anlagenbeschreibung						
Anlagenbeispiel 6: NawaRo-dominierte Biogasanlage 1.650 kW						
erstmalige Inbetriebnahme	11.11.2011				Weiterbetrieb bis	2042
BHKW	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	BHKW 5	BHKW 6
(B)HKW-Bauart	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor		
(B)HKW-Betriebsart	Dauerbetrieb	Dauerbetrieb	Taktbetrieb	Taktbetrieb		
Installierte Leistung	400	400	600	250		
Elektrischer Wirkungsgrad	42,5%	42,8%	42,5%	41,0%		
Thermischer Wirkungsgrad	40,3%	40,3%	40,3%	40,3%		
Jahresbetriebsstunden (vbh)	8.584	8.376	5.946	5.946		
Inbetriebnahmejahr	2011	2011	2011	2014		
Gasspeicher	Gasspeicher 1		Gasspeicher 2		Gasspeicher 3	
Bauart	Fermeter doppelagig		Fermeter doppelagig			
Inbetriebnahmejahr	2011		2012			
Bruttovolumen [m ³]	4.482		4.222			
Einsatzstoffe (ES)	ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5	ES 6
Substrat Typ	Mais	Gras	Getreide-GPS	Zuckerrübe	HTK	Gülle
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]	16.092	2.861	2.197	2.471	419	12.107
Anteil an der eingesetzten FM [%]	45%	8%	6%	7%	1%	33%
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]	39,56	32	36	26	5	
Energieumsatz						
Stromproduktion (brutto) [kWh]	12.050.000		Wärmesenke 1	Einfamilienhaus	10%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	11.969.718		Wärmesenke 2	Trocknung	42%	
Prozesswärmebedarf [kWh]	k. A.		Wärmesenke 3	Gartenbau	47%	
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	10%		Wärmesenke 4	Gemeinde & Feuerwehr	1%	
Externe Wärmenutzung [kWh]	6.148.000		Wärmesenke 5			

Für das Anlagenbeispiel 6 besteht ein hoher Wärmenutzungsgrad, wobei der Schwerpunkt (42 %) auf den Trocknungsanlagen und der Versorgung eines Gärtnereibetriebs (47 %) liegt. Satellit 2 versorgt darüber hinaus ein Wärmenetz, das ca. 11 % der extern nutzbaren Wärme aufnimmt. Für die nachfolgenden ökonomischen Betrachtungen wurde angenommen, dass die Trocknungsprozesse nicht prioritär zu bedienen und deshalb bei der Auslegung des Wärmekonzeptes rechnerisch nicht zu berücksichtigen sind. Die Werte wurden ebenfalls im Anlagensteckbrief (Tabelle 11) herausgerechnet.

Der Weiterbetrieb ist vorerst bis 2042 geplant, wobei die Anlage in das Ausschreibungssystem nach EEG 2017 überführt werden soll. Im Zuge dessen ist vorgesehen, den zweiten Satellitenstandort 2031 außer Betrieb zu nehmen. Darüber plant der Betreiber eine zusätzliche Substrataufbereitung in Form einer Kugelmühle oder ähnlichen Aufbereitungsverfahren. Für den Satellitenstandort 1 wird über einen Zubau im Sinne der Flexibilisierung nachgedacht. Der vorhandene NVP ist dort jedoch nicht entsprechend ausgelegt und eine Verlegung des Netzanschlusses zum nächst gelegenen NVP würde eine zusätzliche Investition von 750.000 € erfordern. Die Kosten für die geplante Kugelmühle und den ggf. notwendigen neuen NVP werden in der nachfolgenden ökonomischen Bewertung nicht mitberücksichtigt.

Im Status Quo des Anlagenbeispiels 6 wird, wie in Tabelle 11 dargestellt, das BHKW 1 und BHKW 2 im Dauerbetrieb gefahren und die BHKW 3 und 4 im Taktbetrieb flexibel eingesetzt. Die Anlage wird aktuell teilflexibel betrieben.

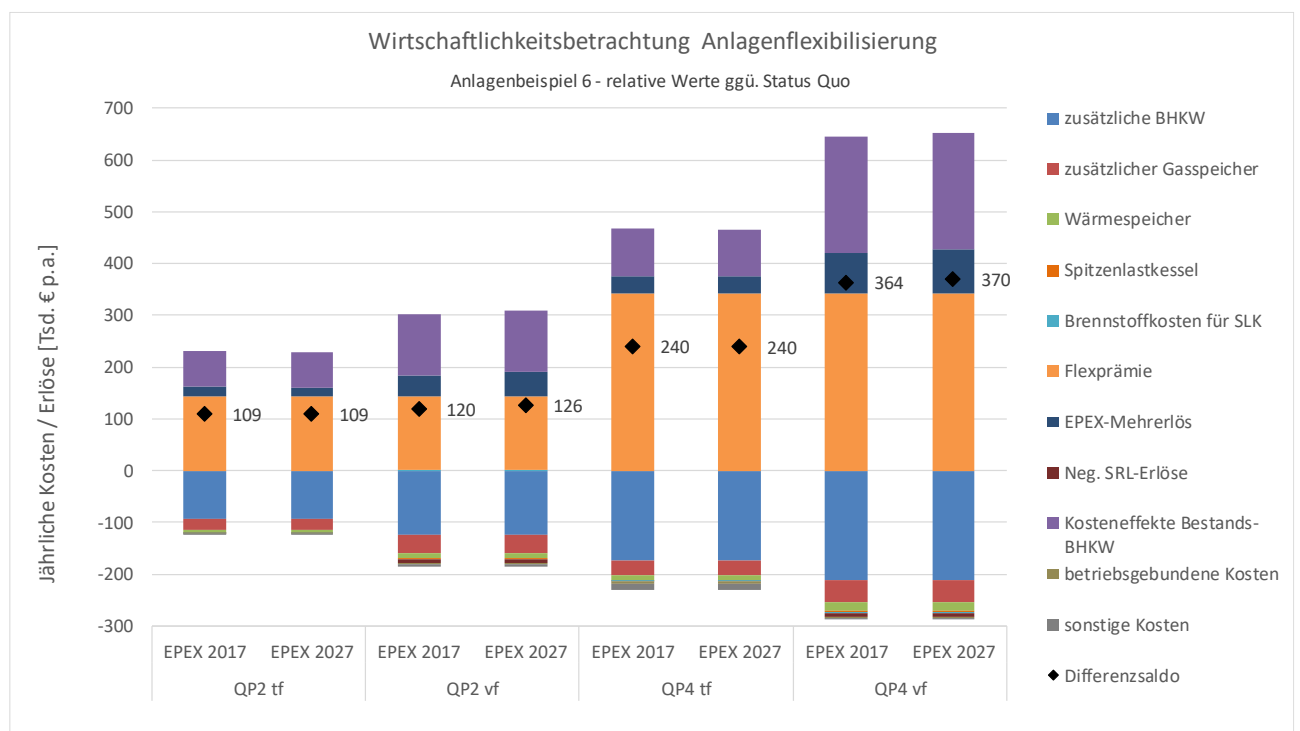


Abbildung 7 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 6, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Im Vergleich der vier untersuchten Varianten ist in Abbildung 7 klar abzulesen, dass die Varianten mit steigender Überbauung gegenüber dem Status Quo besser abschneiden. Weiterhin versprechen die vollflexiblen Betriebsmodi bei gleicher Überbauung etwas höhere Zugewinne als die teilflexiblen Betriebsoptionen. Einen vergleichsweise geringen Effekt zeigen die Vergleiche zwischen unterschiedlichen Niveaus für die zusätzlichen Strommarkterlöse.

Zum einen werden diese Unterschiede trotz zukünftig tendenziell steigender Erlösmöglichkeiten auf Grund der zukünftig zunehmenden Preisvolatilität durch den Differenzkostenansatz nivelliert, da die Anlage auch bei Erhaltung des Status Quo in Zukunft von steigenden Mehreinnahmen profitieren kann. Zum anderen sind die EPEX-Mehrerlöse im Vergleich zu den Positionen für BHKW-Neuinvestitionen, zu den Kosteneffekten für Bestands-BHKW sowie zur Flexibilitätsprämie vergleichsweise gering, so dass sich hierdurch keine bedeutenden Veränderungen ergeben (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 6

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 6

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	1.100	1.100	3.900	3.900
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	1.233	1.236	2.775	2.775
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	747	791	526	696
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,026%	0,027%	0,018%	0,024%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	4.275	12.808	9.416	24.816
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	269	637	504	1.101
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	1.616	2.372	1.597	2.096
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	5157	4552	5341	6939

Kosten (relativ zum Status Quo)

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	51	52	122	50
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	93	125	173	211
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-69	-119	-91	-224
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	22	33	30	43
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	4,3	11	8,5	17
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,6	1,9	1,4	3,4
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,6	-0,2	0,8	2,4
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,4	-0,2	0,5	2,1
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	2,1	2,1	5,1	1,5
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	2,8	5,1	13	0,5

Erlöse (relativ zum Status Quo)

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	166	179	381	418
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	142	143	343	343
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	19	41	33	78
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	19	48	32	84
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	0,0	-6,8	0,0	-6,8

Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	109	120	240	364
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	109	126	240	370

Zusammenfassend ist unter den gegebenen Annahmen die Variante „QP4 vf“ also eine vierfache Überbauung bei vollflexibler Fahrweise für das Anlagenbeispiel diejenige, die den höchsten Nettoerlös verspricht. Es muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass hierbei keine Kosten für einen möglicherweise notwendigen neuen NVP berücksichtigt sind und dass die Satellitenstandorte nicht separat betrachtet wurden.

2.6 Anlagenbeispiel 7 – Gölledominierte Biogasanlage 1.166 kW

Beim Anlagenbeispiel 7 handelt es sich um eine landwirtschaftliche Biogasanlage in Nord-Ostdeutschland mit einer installierten Leistung von $P_{el}=1.166$ kW. Die Biogasanlage setzt überwiegend Gölle ein. Die wichtigsten technisch-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 13 dargestellt. Die Anlage unterscheidet sich insofern von den übrigen Konzepten, als dass zwei hydraulisch durchmischte Fermenter (Pfefferkorn-Reaktoren) für die Biogaserzeugung genutzt werden. Ein Membrangasspeicher fehlt hier, bzw. es wurden hierzu keine genaueren Angaben gemacht. Es ist davon auszugehen, dass die 800 m³ Speichervolumen das Volumen über Freibord der Fermenter ist und gleichzeitig das Arbeitsvolumen für die hydraulische Durchmischung bereitstellt.

Tabelle 13: Steckbrief für das Anlagenbeispiel 7

Steckbrief Anlagenbeispiel 7

Anlagenbeschreibung		Anlagenbeispiel 7: Gölledominierte Biogasanlage 1.166 kW				
erstmalige Inbetriebnahme	27.12.2001	Weiterbetrieb bis			k.A.	
BHKW	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4	BHKW 5	BHKW 6
(B)HKW-Bauart	Otto-Gasmotor	Otto-Gasmotor				
(B)HKW-Betriebsart	Dauerbetrieb	Dauerbetrieb				
Installierte Leistung	836	330				
Elektrischer Wirkungsgrad	45,0%	37,0%				
Thermischer Wirkungsgrad	45,5%	41,0%				
Jahresbetriebsstunden (vbh)	8.426	8.260				
Inbetriebnahmejahr	2010	2011				
Gasspeicher	Gasspeicher 1	Gasspeicher 2	Gasspeicher 3			
Bauart	Foliensack in Getreidesilo					
Inbetriebnahmejahr	2000					
Bruttovolumen [m ³]	800					
Einsatzstoffe (ES)	ES 1	ES 2	ES 3	ES 4	ES 5	ES 6
Substrat Typ	R.-Gölle	R.-Gölle	R.-Mist			Futterreste
Einsatzmenge (FM) im 5-jähr. Mittel [t]	100.000	20.000	4.500			4.000
Anteil an der eingesetzten FM [%]	78%	16%	4%			3%
Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]	3	3	5			32
Energieumsatz			Wärmesenke 1	Metall & Kfz	27%	
Stromproduktion (brutto) [kWh]	9.769.936		Wärmesenke 2	Trocknung	7%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	9.300.000		Wärmesenke 3	Gaststätten	7%	
Prozesswärmebedarf [kWh]	k. A.		Wärmesenke 4	Beherbergung	27%	
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	k. A.		Wärmesenke 5	Gemeinde & Feuerwehr	40%	
Externe Wärmenutzung [kWh]	3.222.000					

Die Anlage wurde erstmals im Jahr 2001 und somit in einer sehr frühen Phase des EEG in Betrieb genommen. Die momentan eingesetzten BHKW wurden im Jahr 2010 (BHKW 1: 836 kW) und 2011 (BHKW 2: 330 kW) installiert. Hierbei wurde das ursprüngliche BHKW 1 (Erstinstallation 2001) mit einem Aggregat identischer Leistung ersetzt und BHKW 2 als Satellit in ca. 2,5 km Entfernung mit Anbindung über eine Biogasleitung neu installiert.

Momentan werden beide BHKW im Grundlastbetrieb gefahren.

Der Substrateinsatz ist deutlich von Rindergülle dominiert (94 %), und wird durch einen geringen Anteil Rinderfestmist und Futterreste ergänzt. Die Anlage kann somit unabhängig von Anbaubiomasse betrieben werden, womit vor allem Kostenvorteile bei der Substratbeschaffung einhergehen. Für den Festmistaufschluss wurde nachträglich ein „Lehmann Extruder“ installiert. Durch den Einsatz eines Satelliten-BHKW ist es möglich, die am Satellitenstandort erzeugte Wärme verbrauchernah zur Verfügung zu stellen. Dies spiegelt sich in einer hohen Wärmeauskopplung und einem hohen Wärmenutzungsgrad mit einer guten Abnehmerstruktur wider.

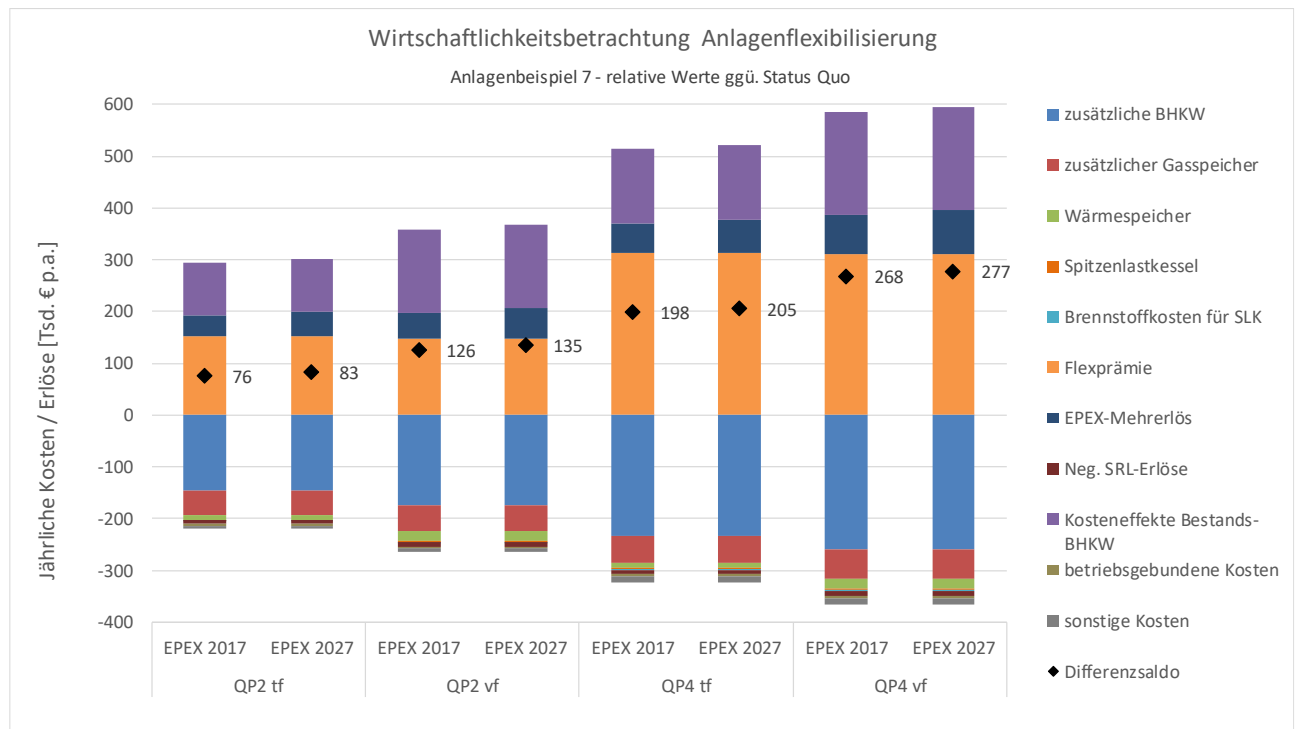


Abbildung 8 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungsvarianten für das Anlagenbeispiel 7, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Der Anlagenbetreiber plant den Weiterbetrieb der Anlage bis 2040. Für die Weiterentwicklung der Anlage ist für das Jahr 2018 eine Investition von 2 Mio. € in Planung, die jedoch zurzeit nicht weiter spezifiziert wurde. Ob eine Teilnahme an einer Ausschreibung nach EEG 2017 geplant ist, wurde vom Anlagenbetreiber nicht explizit erwähnt. Da die Anlage jedoch schon im Jahr 2022 aus dem bisherigen EEG-Regime ausscheiden wird und der Anlagenbetreiber die Anlage darüber hinaus in Betrieb halten möchte, ist nach jetzigem Sachstand eine Teilnahme an den Ausschreibungen als Bestandsanlage die einzige Möglichkeit zum Weiterbetrieb.

Da die Anlage unter Annahme einer erstmaligen Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie diese noch maximal 5 Jahre in Anspruch nehmen kann, wurde diese Zeitspanne auch als Betrachtungszeitraum für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen festgesetzt. Im Vergleich der Varianten fällt in Abbildung 8 auf, dass trotz der kurzen Betrachtungsdauer von 5 Jahren alle Varianten einen Nettoerlös versprechen, wobei zu berücksichtigen ist, dass die genutzte Annuitätenmethode Restwerte für nicht vollständig abgeschriebene Komponenten als Gutschriften einrechnet.

Die Unterschiede zwischen teil- und vollflexibler Fahrweise sind bei einem moderaten Überbauungsgrad sehr hoch (fast doppelt so hoher Saldo), aber auch im Falle einer vierfachen Überbauung noch sehr deutlich gegeben (Tabelle 14). Kostenseitig ist vor allem die Investition für die zusätzliche BHKW-Kapazität sehr dominant. Erlösseitig tragen vor allem die Flexibilitätsprämie und Kosteneffekte der Bestands-BHKW (Verlängerung der Nutzungsdauer) zu einer Überkompensierung der Kosten bei. Die relativ geringen Kosten für den zusätzlichen Gasspeicherbedarf werden in der obigen Rechnung möglicherweise unterschätzt, da in der standardisierten Methodik immer pauschal ein fermentergebundener Doppelmembranspeicher kalkuliert wird, der mit dem hier vorliegenden Fermentertyp aber nicht kompatibel ist. Eine weitere Unsicherheit ergibt sich für die Aussage, dass die vollflexible Fahrweise dem teilflexiblen Betrieb vorzuziehen ist. Die verwendete Methodik fasst alle BHKW zu einem virtuellen Standort zusammen, so dass es für eine Beibehaltung der hohen Wärmenutzungsgrade am Satellitenstandort unter Umständen auch vorteilhaft sein kann, diesen nicht zwingend flexibel zu betreiben. Als weiterer Aspekt ist gegebenen Falls zu prüfen ob die bestehende Rohgasleitung zum Satellitenstandort auch höhere Volumenströme realisieren kann. Im Zuge der Flexibilisierung des Satellitenstandortes nimmt dort auch der maximal notwendige Volumenstrom für die Versorgung der BHKW mit Rohgas zu, wobei der Gasspeicher für einen Ausgleich am Ort der Gaserzeugung installiert ist und damit hier nicht als Pufferoption zur Verfügung steht.

Tabelle 14 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 7

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 7

Technik	Einheit	QP2 tf	QP2 vf	QP4 tf	QP4 vf
BHKW- Erweiterung	[kW]	1.166	1.166	3.498	3.498
P _{Zusatz} i.S.d. EEG	[kW]	1.108	1.069	2.332	2.332
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	779	799	642	696
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,032%	0,033%	0,026%	0,028%
Gasspeicher-Erweiterung	[m ³]	14.584	17.605	18.980	25.215
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	182	545	269	589
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	750	537	750	1.041
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	684	43	1652	2010

Kosten (relativ zum Status Quo)

Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	101	83	153	140
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	146	174	233	259
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-102	-161	-145	-198
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	47	51	52	59
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	9	17	11	18
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	1	2	1	3
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	1	2	2	5
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	1	0	2	2
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	3	3	5	4
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	5	8	13	11

Erlöse (relativ zum Status Quo)

Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	186	221	370	429
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	152	147	313	311
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	41	50	58	76
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	48	60	64	86
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-7	-10	-7	-10

Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)

Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	76	126	198	268
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	83	135	205	277

2.7 Anlagenbeispiel 8 – Holzheizkraftwerk 4.405 kW

Das Anlagenbeispiel 8 beschreibt ein Holzheizkraftwerk, das seit 2014 in Betrieb und mit 4,4 MW im mittleren Leistungsbereich der in Deutschland im Rahmen des EEG betriebenen Holzheizkraftwerken anzusiedeln ist. Die Anlage nutzt ungefähr zu gleichen Teilen Waldrestholzsortimente und Holz aus der Landschaftspflege, jeweils ca. 30.000 t im Jahr. Die Anlage wird mit sehr hoher Auslastung bei über 8.000 Vollbenutzungsstunden im Grundlastbetrieb gefahren (Tabelle 15). Die mitproduzierte Wärme wird zum allergrößten Teil (95 %) an eine industrielle Wärmesenke abgegeben. Die im Anlagensteckbrief deklarierte Wärmenutzung „Papier und Druck“ entspricht am ehesten den durch den Anlagenbetreiber angegebenen Industrieabnehmer wieder, der eine sehr gleichmäßige Wärmenachfrage aufweist. Da die Anlage vergleichsweise jung ist, hat der Betreiber noch keine Überlegungen dazu getroffen ob und ggf. wie er die Anlage nach Auslaufen der Vergütung im Jahr 2035 weiter betreiben möchte.

Tabelle 15 Steckbrief für das Anlagenbeispiel 8

Anlagenbeschreibung		Anlagenkonfiguration 8: Holzheizkraftwerk 4.405 kW	
erstmalige Inbetriebnahme	11.12.2014	Weiterbetrieb bis	k.A.

KWK-Anlage		Einsatzstoffe (ES)		ES 1	ES 2
KWK-Aggregat	Dampfturbine	Substrat Typ	Waldresth.	LaPf.-Holz	
Betriebsart	Dauerbetrieb	Mengen FM (5-jähr. Mittel) [t]	32.000	31.000	
Installierte Leistung	4.405	Anteil an der eingesetzten FM [%]	51%	49%	
Elektrischer Wirkungsgrad	25,0%	Preis im 5-jähr. Mittel [€/t]	41	41	
Thermischer Wirkungsgrad	45,0%				
Jahresbetriebsstunden (vbh)	8.089				
Inbetriebnahmejahr	2014				

Energieumsatz					
Stromproduktion (brutto) [kWh]	35.632.045	Wärmesenke 1	Papier und Druck	100%	
Stromeinspeisung (netto) [kWh]	34.563.084	Wärmesenke 2			
Prozesswärmebedarf [kWh]	3.206.884	Wärmesenke 3			
Prozesswärmeanteil (alternativ) [%]	k.A.	Wärmesenke 4			
Externe Wärmenutzung [kWh]	60.930.797	Wärmesenke 5			

Für das Holzheizkraftwerk wurde im Langtext der Untersuchung „Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen“ der unter Abschnitt 1.2 beschriebene Ansatz zur Bewertung der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen angepasst. Holzheizkraftwerke sind technisch anders als die übrigen dort beschriebenen Biogasanlagen beschaffen und die bisherige Werkzeugsammlung war ausschließlich für die Bewertung von Biogasanlagen konzipiert. An erster Stelle ist dazu zu erwähnen, dass hier ein Dampfkessel mit direkt gekoppelter Turbine anstatt eines Motoren-BHKW zum Einsatz kommt. Die in den Varianten betrachteten Kapazitätserweiterungen sind demzufolge auch immer als zusätzliche Kessel- und Turbinenkapazität kalkuliert.

Holzheizkraftwerke mit Kessel und Dampfturbine eignen sich aufgrund der größeren thermischen Trägheit des Gesamtsystems nicht zur kurzfristigen Lastmodulation in Stundenintervallen. Das vollständige An- und Abfahren würde bei häufigen und schnellen Lastwechseln zudem den Verschleiß der Anlage durch thermischen Stress erhöhen.

Abgesehen von der Bereitstellung von Regelenergie wird für das Holzheizkraftwerk abweichend von den zuvor beschriebenen Biogasanlagen eine andere Flexibilisierungsstrategie verfolgt. Diese zielt vor allem darauf ab, den flexiblen Anlagenteil tageweise bedarfsgerecht einzusetzen, im Gegensatz zur Taktung der Biogasanlagen in Einzelstunden.

Ergänzend zur eigentlichen Anlage wurde auch hier eine optimierte Kombination aus Wärmespeicher und Spitzenlastkessel für jede Flexibilisierungsvariante inklusive des Status Quo hinzugerechnet. Da die Anlage den überwiegenden Anteil der produzierten Wärme an die Wärmesenke abgibt und der Wärmebedarf für Industrieprozesse auch gewissen saisonalen Schwankungen unterliegt, ist davon auszugehen, dass auch schon im Status Quo ein relevanter Anteil der Gesamtwärme aus einem Spitzenlastkessel bereitzustellen ist. Es wurden somit für den Ausgangszustand der Anlagen (Werte nicht in Tabelle 17 enthalten) folgende Kenngrößen ermittelt: Wärmespeichervolumen 1.100 m³, Spitzenlastkessel 16,3 MW, Brennstoffbedarf (Holzhackschnitzel) pro Jahr 3.300 t.

In Bezug auf die Auslegung der verschiedenen Flexibilisierungsvarianten wurde ebenfalls vom oben genutzten Schema abgewichen. Die im EEG implementierte Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen kann nur bei Biogasanlagen in Anspruch genommen werden, so dass vorab die Hypothese aufgestellt wurde, dass sehr starke Leistungserweiterungen sich wahrscheinlich nicht lohnen. Die Überbauung der Anlagen wurde also nur in zwei Stufen vergleichsweise erhöht (siehe Tabelle 16). Für die erste Ausbaustufe wurden dann drei unterschiedliche Betriebsstrategien aufgesetzt, wobei bei teilflexibler Fahrweise jeweils einmal eine wärme- und eine stromgeführte Fahrweise verglichen wurden. Bei vollflexibler Fahrweise wurde ausschließlich eine stromgeführte Fahrweise untersucht, da zu erwarten war, dass für die angeschlossene Wärmesenke (die einen relativ gleichmäßigen Wärmebedarf hat) ansonsten sehr ausgeprägte Deckungslücken zu erwarten gewesen wären, die durch einen vermehrten Einsatz des Spitzenlastkessels hätten ausgeglichen werden müssen.

Tabelle 16 Übersicht der in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Anlagenbeispiel 8 untersuchten Varianten

Variante	Status Quo	PQ1,5tf-W	PQ1,5tf-S	PQ1,5vf-S	PQ2vf-S
Überbauung der installierten Leistung	keine	1,5-fach	1,5-fach	1,5-fach	2-fach
Flexibilisierungsgrad	unflexibel	teilflexibel	teilflexibel	vollflexibel	vollflexibel
Vermarktungsstrategie	keine	Wärme	Strom	Strom	Strom

Die Ergebnisse der Vergleichsrechnungen zeigen, dass sich die Flexibilisierung des Holzheizkraftwerkes im Saldo in keiner der untersuchten Varianten gegenüber dem Status Quo rechnet. Hintergrund sind trotz einiger positiver Erlösbestandteile vor allem die sehr hohen Investitionen, die überproportional höher als die möglichen Erlöse ausfallen. Ganz allgemein ist zu beobachten, dass wegen der fehlenden Flexibilitätsprämie ein stärkerer Zubau sowie innerhalb der moderaten Ausbaustufe auch die stromgeführte Fahrweise sich deutlich schlechter darstellt als die wärmegeführte teilflexible Fahrweise. Maßgeblich für die relativ gesehen nicht so hohen Verluste sind vor allem die Einsparungen für Brennstoff und eine Verlängerung der Nutzungsdauer der KWK-Anlagenkomponenten durch geringere jährliche Laufzeiten.

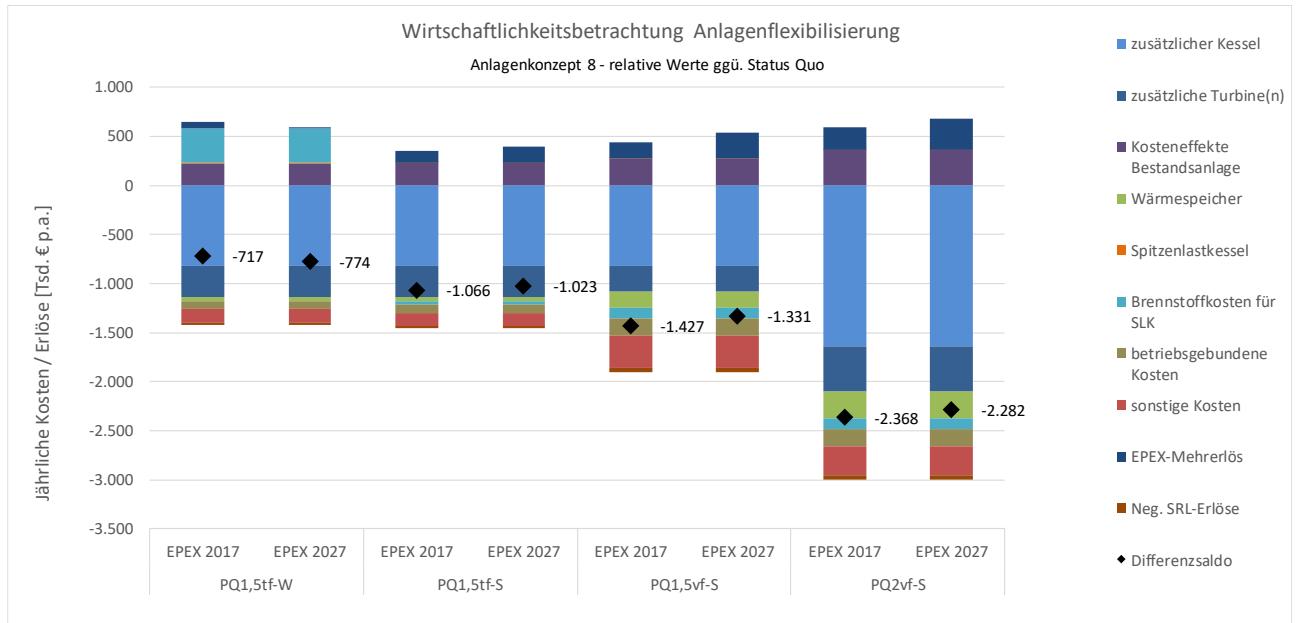


Abbildung 9 Ergebnisübersicht der vier betrachteten Flexibilisierungs- bzw. Betriebsvarianten für das Anlagenbeispiel 8, alle Angaben als relative Veränderungen gegenüber dem Status Quo, auf ganze Zahlen gerundet

Keine der Varianten verspricht einen wirtschaftlichen Mehrwert für den Anlagenbetreiber (Abbildung 9), so dass unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen von einer Flexibilisierung abzuraten ist.

Tabelle 17 Ergebnisübersicht der Berechnungen für Anlagenbeispiel 8

Variantenvergleich Anlagenbeispiel 8

Technik	Einheit	PQ1,5tf-W	PQ1,5tf-S	PQ1,5vf-S	PQ2vf-S
Erweiterung (Kessel und Turbine)	[kW]	2.203	2.203	2.203	4.405
Opt. Wärmespeichervolumen	[m ³]	3.293	3.560	13.463	23.282
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	11.698	17.338	21.914	21.914
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	969	3.553	4.024	4.057
Kosten (relativ zum Status Quo)					
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	942	944	974	2.015
davon für zusätzliche Turbine(n)	[Tsd. € p.a.]	320	320	258	464
davon für zusätzliche Kessel	[Tsd. € p.a.]	820	820	820	1.640
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	37	41	167	273
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	-18	-1,3	-0,6	-1,7
Kosteneffekte Bestandsanlage	[Tsd. € p.a.]	-217	-236	-271	-360
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-368	36	110	115
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	-350	35	105	110
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	84	84	184	177
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	137	137	329	293
Erlöse (relativ zum Status Quo)					
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	78	135	171	233
davon EPEX-Mehrerlös 2017	[Tsd. € p.a.]	59	117	171	233
davon EPEX-Mehrerlös 2027	[Tsd. € p.a.]	2	159	267	319
davon Neg. SRL-Erlöse	[Tsd. € p.a.]	-19	-19	-37	-37
Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)					
Saldo (EPEX 2017)	[Tsd. € p.a.]	-717	-1.066	-1.427	-2.368
Saldo (EPEX 2027)	[Tsd. € p.a.]	-774	-1.023	-1.331	-2.282

3 Zusammenfassung

In der Zusammenfassung der oben betrachteten Anlagenbeispiele kann für die betrachteten Biogasanlagen durchgängig die Aussage getroffen werden, dass unter den getroffenen Annahmen eine Flexibilisierung durch eine starke Leistungserhöhung in allen Fällen zu einer höheren Gesamtrentabilität führt. Die Unterschiede zwischen doppelter und vierfacher Überbauung sind bei den sechs untersuchten Anlagenbeispielen unterschiedlich hoch, aber bei gleichartiger Betriebsweise konstant gegeben, so dass diese Aussage sehr robust erscheint.

Die Gegenüberstellung von teil- und vollflexibler Fahrweise zeigt bei allen untersuchten Biogasanlagen ebenfalls eine klare Tendenz. Die vollflexible Fahrweise schneidet dabei besser ab als eine teilflexible Fahrweise. Die absolute Höhe der Unterschiede variiert zwischen den Anlagenbeispielen und den jeweiligen Varianten zum Teil erheblich. Aufgrund der vereinfachten Abbildung der Anlagenbeispiele, bei der alle BHKW an einem virtuellen Standort zusammengefasst werden, ist hier im Einzelfall aber mit gewissen Unschärfen zu rechnen, besonders bei Anlagenbeispielen mit Satellitenstandort. Diese können Vorteile beim teilflexiblen Betrieb aufweisen, die hier potentiell unterschätzt werden, wenn das dortige BHKW weiter in konstanter Fahrweise zur Bedienung der Wärmesenke betrieben wird.

Der Vergleich unterschiedlicher Annahmen zur Preisvolatilität basierte zum einen auf ex-post-Preiszeitreihen der EPEX von 2017 und prognostizierten Preiszeitreihen für 2027. Als Annahmen für die Preisprognose, die von einem Dienstleister³ für die Strommarktmodellierung erstellt wurde, gelten die Energiewendeziele der Bundesregierung, mit einem entsprechenden Rückbau fossiler Verstromungskapazitäten und einem Zuwachs erneuerbarer Kraftwerkskapazität, sowie einem sukzessivem Anstieg der Zertifikatpreise im Emissionshandel. Für die Berechnungen auf Basis der Prognosepreiszeitreihen für 2027 ist festzustellen, dass hier nur geringfügig höhere Mehrerlöse an der Strombörse EPEX gegenüber 2017 zu erwarten sind und sich dadurch die Gesamtökonomie der Flexibilisierungsvarianten auf Basis der Preiszeitreihe für 2017 nicht wesentlich verändert. Die Preisprognose ist allerdings mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, da die Entwicklung des absoluten Preisniveaus und der Preisvolatilität wesentlich davon abhängen, wie schnell im Zuge der Energiewende Grundlastkraftwerke gegen fluktuierende Erzeugungsanlagen substituiert werden und in welchem Umfang andere Flexibilitätsoptionen durch höhere Preissignale auf den Markt drängen. So lange der Erzeugungspark noch durch Grundlastkraftwerke (Atom-, Braunkohlekraftwerke) dominiert wird, bleibt der Bedarf für flexible Kraftwerke gering. Die dadurch bedingte niedrige Preisvolatilität wird in der Folge auch die erzielbaren Zusatzerlöse für flexible Bioenergieanlagen begrenzen, so dass diese Erlös-komponente bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht so stark zum Tragen kommt, wenngleich bei einer höheren Ausbaudynamik der Erneuerbaren zukünftig höhere Erlöse möglich sind.

Das hier untersuchte Holzheizkraftwerk zeigt in keiner der untersuchten Varianten wirtschaftliche Vorteile nach der Anlagenflexibilisierung. Das ist zum einen der fehlenden Flexibilitätsprämie für diese Anlagenkategorie geschuldet und zum anderen durch das Erfordernis begründet, dass für eine Leistungserweiterung nicht nur die Turbinen (analog zum BHKW bei den Biogasanlagen), sondern auch die Kesselkapazität erweitert werden muss und damit auch kostenseitig die Voraussetzung für eine wirtschaftliche Flexibilisierung in den untersuchten Varianten wesentlich schlechter sind.

³ Energy Brainpool

4 Literaturverzeichnis

Ahlers, Eric; Seidel, Michael (2006): Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht leistungsgemessener Kunden. Praxisinformation P 2006 / 8 Gastransport / Betriebswirtschaft. Hg. v. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW). Berlin. Online verfügbar unter http://www.gwb-netz.de/wa_files/05_bgw_leitfaden_lastprofile_56550.pdf.

M.Dotzauer; Lauer, M.Lauer; Schneider, J.Schneider (2016): Servant of Two Masters? Trade-Offs for Agricultural Biogas Plants Between Flexible Power Generation and Heat Cogeneration.

EPEX Spot (2018): Market Data Day-Ahead Auction. Hours. Paris. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction/auction-table/2018-03-18/DE>.

Lauer, Markus; Dotzauer, Martin; Hennig, Christiane; Lehmann, Monique; Nebel, Eva; Postel, Jan et al. (2017): Flexible power generation scenarios for biogas plants operated in Germany. Impacts on economic viability and GHG emissions. In: *Int. J. Energy Res.* 41 (1), S. 63–80. DOI: 10.1002/er.3592.

Markus Lauer; Martin Dotzauer; Eva Nebel; Jan Postel; Christiane Hennig; Monique Lehmann (2015): Schlussbericht - OptFlex Biogas - Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs von flexiblen Biogasanlagen. Projektlaufzeit vom 01.09.2012 bis 31.03.2015.