

Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung

Tino Barchmann, Eric Mauky, Martin Dotzauer, Mathias Stur, Sören Weinrich, H. Fabian Jacobi, Jan Liebetrau, Michael Nelles

Die Rahmenbedingungen zum Ausbau erneuerbarer Energien zielen seit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) 2012 sowie in der aktuellen Fassung (EEG 2014) auf eine stärkere Marktintegration der erneuerbaren Energien. Biogasanlagen stellen eine vielversprechende Option dar, bedarfsgerecht Strom zu produzieren, um so Differenzen zwischen Strombedarf und Strombereitstellung durch unregelmäßige Quellen (z. B. Wind und Solarenergie) zu kompensieren. Schwerpunkt des Fachbeitrages ist die ökonomische Bewertung einer flexiblen gegenüber einer kontinuierlichen Biogasproduktion für die flexible Verstromung. Für Kombinationen aus unterschiedlichen Fütterungsregimen und drei optimierten Verstromungsfahrplänen wurde der notwendige Gasspeichermehrbedarf einer repräsentativen Modellbiogasanlage bestimmt. Anschließend erfolgte eine ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse, um das Substratmanagement betriebswirtschaftlich bewerten zu können. Die hier entwickelte Methodik ist speziell für Bestandsanlagen konzipiert und dient der Bewertung eines multifaktoriellen Substratmanagements als Flexibilitätsoption. Hierbei zeigt sich, dass das Substratmanagement – insbesondere bei längerfristigen Planungshorizonten (größer als 12 h) – für die Fahrplangestaltung in zunehmendem Maße dazu geeignet ist, den zusätzlichen Gasspeicherbedarf zu senken und somit höhere Vermarktungserlöse an der europäischen Strombörse (EPEX Spot SE) mit geringeren Zusatzkosten zu erschließen.

Schlüsselwörter

Biogas, Flexibilisierung, Substratmanagement, Fütterungsmanagement, Doppelmembrangasspeicher, Wirtschaftlichkeit

In einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem gewinnt der Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen durch Flexibilitätsoptionen im Stromsystem zunehmend an Bedeutung. „Flexibilität kann im Allgemeinen als Möglichkeit für den zeitlichen und räumlichen Ausgleich der Divergenz von Energieangebot und Energienachfrage anhand unterschiedlicher Technologien definiert werden“ (TROMMLER et al. 2016). So kann z. B. auf der Nachfrageseite der Energieverbrauch gesteuert und die Nachfrage auf Schwachlastzeiten verlagert werden (Demand-Side-Management). Auf der Angebotsseite können z. B. zusätzliche Speicherkapazitäten geschaffen werden oder die Betriebsweise der Energieerzeugungsanlagen der Nachfrage angepasst werden, d. h. es erfolgt eine bedarfsorientierte Bereitstellung von Strommengen (TROMMLER et al. 2016). Unter den erneuerbaren Energien sind aktuell – neben Geothermie- und Wasserkraftwerken – Bioenergieanlagen im Allgemeinen und Biogasanlagen im Besonderen diejenigen erneuerbaren Technologien, die eine gesteuerte Stromproduktion erlauben. Biogasanlagen können sowohl an der EPEX Spot SE

Strom vermarkten als auch darüber hinaus Systemdienstleistungen wie Regelenergie bereitstellen. Beispielsweise umfasst der deutsche Markt für Regelenergie als Systemdienstleistung für die Übertragungsnetzbetreiber für Primärregelleistung $P = 833$ MW, für positive wie negative Sekundärregelleistung jeweils etwa $P = 2.000$ MW sowie für Minutenreserveleistung $P = 1.700$ MW negativ bzw. $P = 1.500$ MW positiv (50HERTZ TRANSMISSION GMBH et al. o. J.). Weiterhin ist im EEG 2014 ausschließlich für Biogasanlagen die Flexibilitätsprämie als Anreizmechanismus implementiert worden, um bestehende Anlagen für eine bedarfsgesteuerte Stromproduktion zu ertüchtigen. Dabei stellt sich die Frage nach passenden Flexibilisierungskonzepten, um Biogasanlagen technisch und ökonomisch optimal in das sich wandelnde Energiesystem einzufügen. Das Potenzial der Flexibilisierung der Gesamtanlage wird dabei durch die Eigenschaften der Komponenten bestimmt. Mögliche Flexibilisierungsoptionen entlang der gesamten Gesteungskette sind in Abbildung 1 dargestellt.

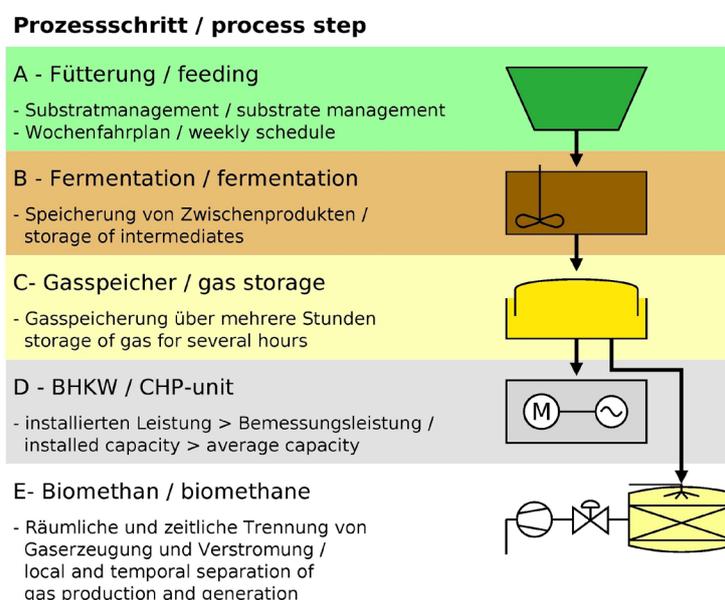


Abbildung 1: Flexibilisierungsansätze im Prozessschema einer Biogasanlage, basierend auf ORTWEIN et al. (2014)

Eine Möglichkeit den Anlagenbestand zu flexibilisieren, ist die gezielte Einflussnahme auf den biologischen Abbauprozess durch ein Fütterungsmanagement (Abbildung 1, A). Momentan werden bereits großtechnisch saisonale und monatliche Fütterungsanpassungen mit dem Ziel durchgeführt, die Biogasproduktion und die Anpassung an saisonale Substratverfügbarkeiten und Wärmesenken zu verstetigen (ECKARDT 2016). Die Variation der Fütterungsmenge oder das gezielte Kombinieren von unterschiedlich abbaubaren Substraten wird bisher dagegen noch kaum großtechnisch angewandt. MÜLLER et al. (2011) konnten in Laborversuchen zeigen, dass mittels variabler Fütterung von Schlempe ein Standardlastprofil (SLP) nachgefahren werden kann. Dabei stellt Schlempe allerdings ein eher untypisches Substrat in Biogasanlagen dar. Die Variation der Mengen und der Zusammensetzung, d.h. die Einteilung in schnell, mittel und langsam abbaubare Substrate, bei der Co-Vergärung von Rübensilage, Maissilage und Rindergülle wurde von MAUKY et al. (2015) im Labormaßstab untersucht. Es zeigte sich eine hohe Dynamik in der Gasproduktion (Minimum zu Maximum beträgt 1 zu 3) bei gleichzeitig stabilem Prozess. Weiterführende Versuche konnten die Prozessstabilität bei flexibler

Substratbeschickung auch im Praxismaßstab nachweisen (MAUKY et al. 2016). Dabei konnte der Bedarf an zusätzlicher Gasspeicherkapazität (Bruttospeichervolumen) bis zu 45 % reduziert werden.

In Deutschland erfolgt die Fermentation/Gaserzeugung (Abbildung 1, B) bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen am häufigsten in kontinuierlichen Rührkesseln (CSTR: continuous stirred-tank reactor), gefolgt von Pfropfenstromfermentern (PFR: plug-flow reactor) (WITT et al. 2012). Der CSTR gilt als technisch sehr einfach. Der PFR besitzt einen besseren Ausnutzungsgrad als der CSTR und kann mit deutlich höheren Raumbelastungen betrieben werden. Weitere mögliche Verfahren sind das zweistufige Batch-Festbett-Verfahren, z. B. von GICON (GROSSMANN und HILSE 2008). Eine bereits im Labormaßstab erprobte Konfiguration mit vorgeschalteter, kontinuierlich betriebener Hydrolysestufe und anschließender Methanisierung in einem Festbettreaktor wird in WALLMANN et al. (2010) und GANAGIN et al. (2014) beschrieben. Die in der separaten Hydrolysestufe gebildeten organischen Säuren werden im Perkolat gelöst und in einem Pufferspeicher zwischengespeichert. Von dort wird das säurereiche Perkolat einem Festbett-Methanreaktor zugeführt. Damit sind hohe Lastwechselfähigkeiten mit einer geringen Störungsanfälligkeit möglich. Ein Vorteil der zweistufigen Vergärung ist, dass die Biogasproduktion in der Methanisierungsstufe für mehrere Tage unterbrochen und anschließend in wenigen Stunden erneut angefahren werden kann. Allerdings sind diese Verfahren mit erheblichen Investitionen und hohem technisch-apparativem Aufwand verbunden. Die Gasspeicherung (Abbildung 1, C) ist heute üblicherweise ein wesentliches Element zur Flexibilisierung von Biogasanlagen. Dabei werden unterschiedliche Ausführungen von Gasspeichern genutzt. In der Praxis ist die Vor-Ort-Gasnutzung (Abbildung 1, D) am Standort der Biogaserzeugung am häufigsten anzutreffen. Dafür werden vor allem Konversionsaggregate auf Basis von Verbrennungsmotoren verwendet. Das Ansprechverhalten und die Lastwechselstabilität dieser Aggregate sind dabei von großer Bedeutung, um die Verstromung dem Bedarf anzupassen. Zur Konzentration der Verstromung auf kürzere Zeiträume sind zusätzliche BHKW-Kapazitäten notwendig. Eine weitere Nutzungsoption des Biogases ist die Aufreinigung zu Biomethan und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz (Abbildung 1, E). Dies erlaubt die zeitliche und örtliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung. Das Erdgasnetz fungiert dabei als Speicher, wodurch eine starke zeitliche Entkoppelung von Gasproduktion und Gasnutzung erreicht werden kann.

Diesen komplexen Optionen zur Flexibilisierung von Anlagen stehen unterschiedliche Anforderungen aus dem Energiesystem gegenüber. So differenziert sich der Flexibilitätsbedarf beispielsweise nach unterschiedlichen Zeithorizonten. In der Regel fokussiert der häufig kommunizierte Flexibilitätsbedarf im Stromsektor den zeitnahen bzw. kurzfristigen Bedarf. Dies korrespondiert mit den Regelenenergie-, Intraday- und Spot-Märkten. Hinsichtlich dieser Zeitfenster sind zeitliche Anforderungen für Energieerzeuger definiert, um an diesen Märkten teilnehmen zu können. Abbildung 2 zeigt die zeitlichen Fristen, die für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten verpflichtend sind sowie Möglichkeiten der Strommarktoptimierung im Überblick.

Mittelfristige Schwankungen innerhalb von Stunden werden durch den Handel an der Strombörse EPEX Spot SE ausgeglichen. In Abhängigkeit vom Witterungsverlauf treten auch längerfristige Schwankungen bei Stromerzeugern und -verbrauchern auf, die Ausgleichsbedarfe im mehrtägigen bzw. mehrwöchigen Bereich oder im saisonalen Maßstab induzieren. Auch diese Bedarfe müssen zukünftig, bei einer Reduktion fossiler Kraftwerkskapazitäten, durch erneuerbare Energien getragen werden. Abbildung 2 zeigt schematisch verschiedene Flexibilitätsbedarfe entsprechend ihres zeitlichen Handlungsspielraumes.

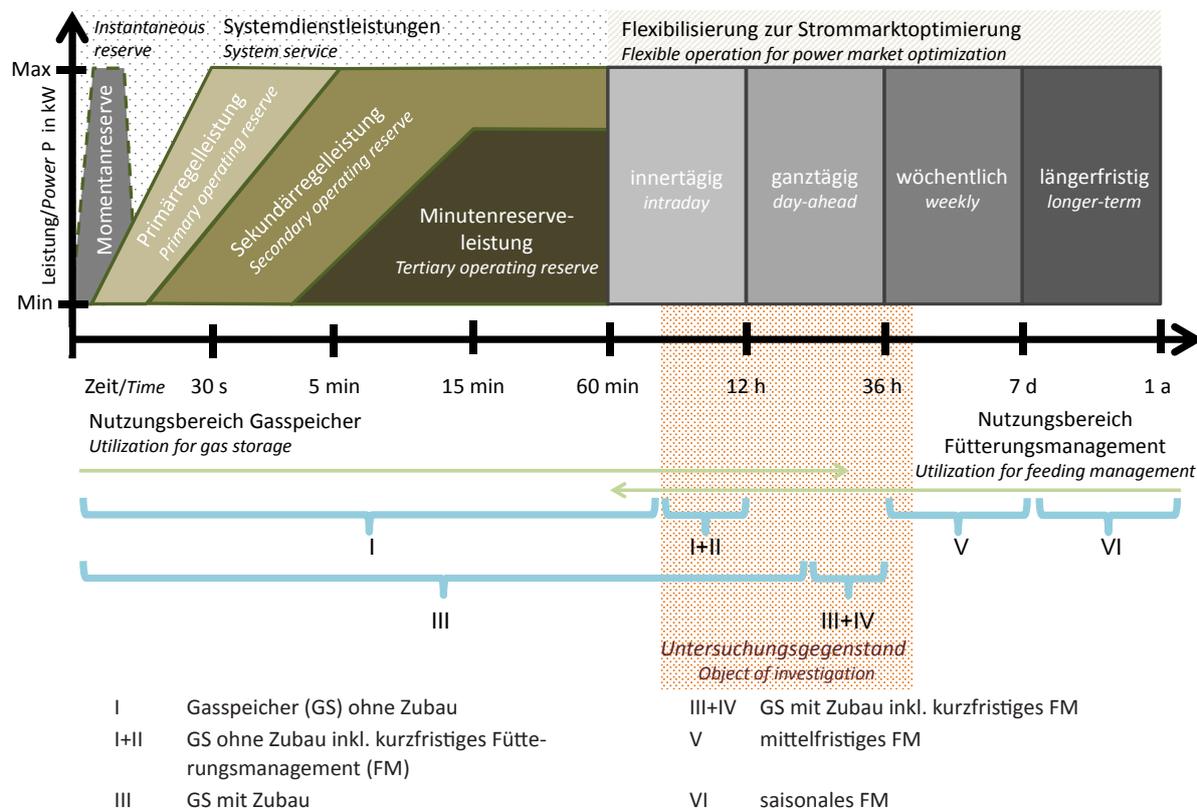


Abbildung 2: Schema zur Einordnung des mehrfaktoriellen Substratmanagements bzgl. des zeitlichen Einsatzes für unterschiedliche Regelleistungsarten und der Flexibilisierung zur Strommarktoptimierung, Darstellung basierend auf DEZERA (2016)

Es wird darauf aufbauend die Überschneidung zwischen den Einsatzbereichen des Fütterungsmanagements und des Gasspeichers als Instrument zur Lastverlagerung verdeutlicht. Durch den Einsatz eines Fütterungsmanagements werden Flexibilisierungsspielräume nutzbar, die sonst nur mit sehr großen Gasspeichervolumina zu bedienen wären (Abbildung 2, Konfiguration I versus Konfiguration I+II). Gleichfalls kann ein Fütterungsmanagement aber auch dazu dienen, dass der vorhandene Gasspeicher die Flexibilität des Systems besser unterstützt (Abbildung 2, Konfiguration III+IV). Das kurzfristige Fütterungsmanagement zur täglichen bzw. untertägigen Flexibilisierung grenzt sich gegenüber dem mittelfristigen (V) und saisonalen Fütterungsmanagement (VI) ab. Im vorliegenden Fachbeitrag wird das kurzfristige Fütterungsmanagement behandelt (Abbildung 2, rot schraffiert). Der nachfolgend verwendete Begriff „flexible Fütterung“ beschreibt dabei eine Betriebsweise, bei der durch gezielte Einflussnahme auf die Fütterung der anaerobe Abbauprozess geregelt und bedarfsgerecht Biogas erzeugt wird. Demgegenüber ist eine Betriebsweise mit kontinuierlicher Fütterung durch eine zeitlich konstante Gasproduktion gekennzeichnet. Zur Bewertung der flexiblen Fütterung mit dem Ziel der marktseitigen Optimierung wird der Begriff des multifaktoriellen Substratmanagements eingeführt. Die wesentlichen Faktoren zur Regelung der Gasproduktion sind:

- Zeitpunkt der Ration,
- Menge der Ration,
- Zusammensetzung (Substratanteile) der Ration sowie
- Beschaffenheit und Substratstruktur (z. B. durch Desintegration).

Durch eine Variation dieser Faktoren lässt sich der Biogasprozess in unterschiedlichem Maße beeinflussen, sodass sehr unterschiedliche Bedarfe adressiert werden können, die im einfachsten Fall saisonale Muster nachbilden oder durch Unterstützung von dynamischen Prozessmodellen auch kurzfristige Anpassungen der Umsatzraten erlauben.

Die Untersuchungen im vorliegenden Beitrag beziehen sich auf eine typische Bestandsbiogasanlage auf Basis kontinuierlicher Rührkessel (CSTRs), landwirtschaftlicher Substrate (z. B. Rindergülle, Mais-silage) und eine Vor-Ort-Verstromung des produzierten Biogases. Für diese Beispielanlage sollte der wirtschaftliche Effekt der flexiblen Fütterung auf die Fahrplangestaltung untersucht sowie die Einsparpotenziale an Gasspeicherkapazitäten herausgearbeitet werden. Es sind in der Literatur bereits mehrere Arbeiten verfügbar, welche die Möglichkeiten und den Nutzen der Biogastechnologie auf den Strom- und Regelenergiemarkt diskutieren (HAHN et al. 2014, HOCHLOFF et al. 2014, GRIM et al. 2015). Der Effekt einer flexiblen Biogasproduktion auf die Wirtschaftlichkeit am Beispiel EPEX-optimierter Verstromungsfahrpläne wurde jedoch noch nicht untersucht. Eine Rückkopplung der Prozessdynamik des anaeroben Abbaus auf die Fahrplansynthese wird mithilfe eines vereinfachten Simulationsmodells berücksichtigt. Die Parameter des Modells basieren auf experimentellen Untersuchungen der Flexibilität des Biogasprozesses mit üblichen Substraten im Praxismaßstab (MAUKY et al. 2016).

Ziel der Arbeit ist:

- die Wechselwirkungen von Fahrplangestaltung und Fütterungsmanagement im Kontext der Flexibilisierung herauszuarbeiten und
- das Kosten-Nutzen-Verhältnis mithilfe einer ökonomischen Bewertung der Flexibilisierung durch eine flexible Fütterung aufzuzeigen.

Material und Methoden

Zur Bewertung der flexiblen Fütterung im Hinblick auf die Erlöspotenziale bei der Direktvermarktung und des notwendigen Gasspeicherbedarfs bei der flexiblen Biogasverstromung wurde ein Modellverbund genutzt, der sich aus fünf Komponenten zusammensetzt (Abbildung 3).

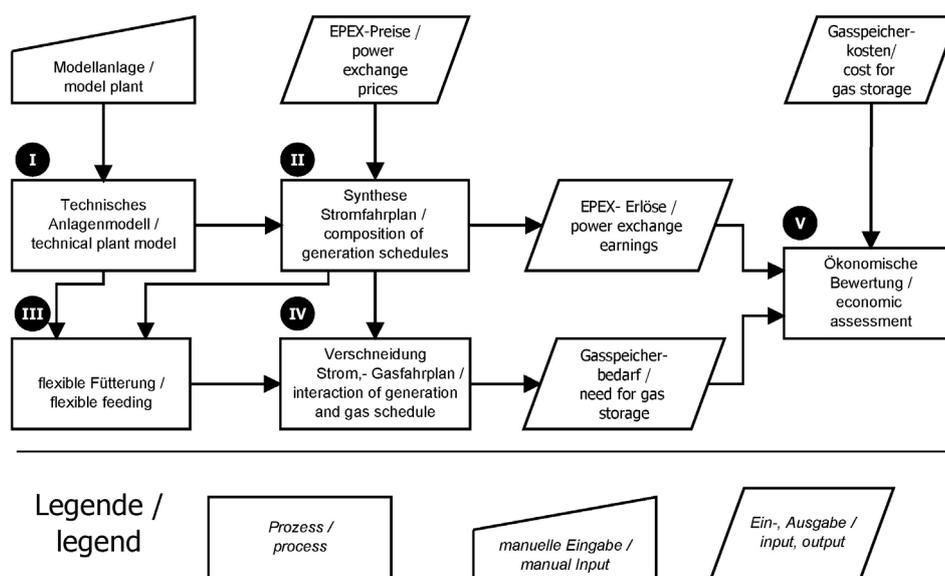


Abbildung 3: Blockschema Modellkomponenten (abgebildet als rechteckige Prozesse I bis V) zur Bewertung der flexiblen Fütterung

I - Technisches Anlagenmodell

Die erste Komponente bildet das technische Anlagenmodell, in dem vereinfacht eine Biogasanlage mit 457 kW elektrischer Bemessungsleistung, entsprechend $P_{el} = 500$ kW installierter elektrischer Leistung bei 8.000 Vollbenutzungsstunden, abgebildet ist. Diese Anlage produziert im Jahr 4.000.000 kWh Strom. Für eine flexible Stromproduktion wird unterstellt, dass die Modellanlage mit einer im Vergleich zur Bemessungsleistung erhöhten Verstromungskapazität ausgestattet wird. Die flexibilisierte Modellanlage weist eine elektrische Gesamtleistung von $P_{el} = 1.000$ kW auf, die sich aus einem BHKW mit $P_{el} = 250$ kW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von $\eta_{el} = 40\%$ und einem BHKW mit $P_{el} = 750$ kW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von $\eta_{el} = 42\%$ zusammensetzt.

Angenommen wird eine Kaskade aus zwei Fermentern (CSTR), also Hauptfermenter und Nachgärer, mit jeweils 2.168 m³ Bruttovolumen bei 25,5 m Innendurchmesser. Die gewählten Substrate sind Rindergülle und Maissilage (30% zu 70% massebezogen). Für die technisch bedingte maximale Fütterungsrate bei Maissilage wurde ein Wert von 4.500 kg h⁻¹ angenommen.

Die Modellbiogasanlage verfügt im Ausgangsszenario über einen Gasspeicher mit einem Bruttospeichervolumen von 2.200 m³. Dabei verfügen sowohl Hauptfermenter als auch Nachgärer über ein Bruttospeichervolumen für Biogas von jeweils 1.100 m³. Die weiteren Betrachtungen beziehen sich immer auf das Primärenergieäquivalent des Gasspeichervolumens. Abzüglich der Sicherheitsabschläge für die oberen und unteren Füllstandsgrenzen von jeweils 10%, sowie einem Korrekturfaktor von 1,25 für die Umrechnung von Betriebs- in Normvolumen, ergibt sich der Primärenergiegehalt des Gasspeichers aus dem Nettornormvolumen multipliziert mit dem Brennwert von Biogas von 5,19 kWh m⁻³. Im vorliegenden Beispiel beträgt das Primärenergieäquivalent E des nutzbaren Gasspeichers ca. 7.300 kWh. Das Nettospeichervolumen bezeichnet damit den tatsächlich nutzbaren Gasspeicher einer Biogasanlage zur Gasverwertung. Zusammengefasst sind die für die Betrachtung wichtigen technischen Anlagenparameter sowohl für das Referenzszenario A als auch für die Szenarien B bis G (Tabelle 1).

Tabelle 1 technische Anlagenparameter

Szenarien	Einheit	A	B bis G
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	500	1.000
Vollbenutzungsstunden	h a ⁻¹	8.000	4.000
Elektrische Bemessungsleistung	kW	457	457
Elektrischer Wirkungsgrad η_{el}			
BHKW I: $P_{el} = 500$ kW	%	40	-
BHKW II: $P_{el} = 250$ kW	%	-	40
BHKW III: $P_{el} = 750$ kW	%	-	42
Substrateinsatz (massebezogen)			
Maissilage	%	70	70
Rindergülle	%	30	30

II - Synthese Stromfahrplan

Die zweite Modellkomponente bildet die Synthese von Verstromungsfahrplänen. Drei festgelegte Szenarien wurden der Fahrplansynthese vorgelagert. Alle drei Szenarien basieren auf einer teilflexiblen Fahrweise der BHKW der Modellanlage, wobei das kleinere BHKW mit $P_{el} = 250 \text{ kW}$ installierter elektrischer Leistung kontinuierlich betrieben wird und das größere BHKW mit $P_{el} = 750 \text{ kW}$ als Spitzenlastaggregat im Start-Stopp-Modus getaktet wird. Eine solche Fahrweise ist in der Praxis häufig anzutreffen, da mit dem Grundlast-BHKW Wärmesenken bedient und Regelenergie angeboten werden kann, während das Spitzenlast-BHKW gleichzeitig strompreisorientiert vermarktet werden kann (LAUER et al. 2015). Aus dieser Konstellation ergibt sich durch die Aufteilung der zur Verfügung stehenden Primärenergie eine durchschnittliche tägliche Laufzeit des Spitzenlastblockes von 11 h pro Tag bzw. 77 h pro Woche.

Die Preisrangmethode wird dann dazu genutzt, die täglichen bzw. wöchentlichen Laufzeiten des Spitzenlast-BHKW auf die teuersten Stunden zu legen. Dazu wurden für drei Optimierungsintervalle die Stunden mit den im Mittel höchsten Börsenpreisen ausgewählt (Abbildung 4). Die Strommengen aus Biogasanlagen werden in der Direktvermarktung vor allem am Spot-Markt gehandelt. Als Eingangsdaten für die Preisrangmethode dienen daher die Preiszeitreihen der europäischen Strombörse (EPEX SPOT SE 2013). Als Bezugsjahr wurde das Jahr 2013 ausgewählt, da im Betrachtungszeitraum zwar bis einschließlich 2015 fallende Preisvolatilitäten beobachtet werden können, in den Folgejahren aber wieder mit steigenden Preisschwankungen gerechnet wird (NICOLOSI 2014). Die einfachste Variante bildet dabei der Standardfahrplan-24, der im Jahresmittel den optimalen Tagesfahrplan aus 24 h abbildet (Abbildung 4).

Für den Tagesfahrplan-24/7 werden die Verstromungsintervalle für jeweils 24 h innerhalb von sieben über das Jahr gemittelten Wochentagen optimiert. Dabei ist die tägliche Verstromungszeit des Spitzenlast-BHKW konstant (Abbildung 4). Der Wochenfahrplan-168 optimiert den Anlageneinsatz über einen gesamten mittleren Wochenpreisverlauf von 168 h. Hier schwanken die täglichen Verstromungszeiten des Spitzenlast-BHKW. Der Wochenfahrplan zeigt durch die am Wochenende niedrigeren Preise eine lange Teillastbetriebsweise (nur das Grundlast-BHKW läuft durch). Diese drei Stromfahrpläne werden anschließend in die Modellkomponenten zur flexiblen Fütterung zum Zwecke einer variablen Gasproduktion übergeben.

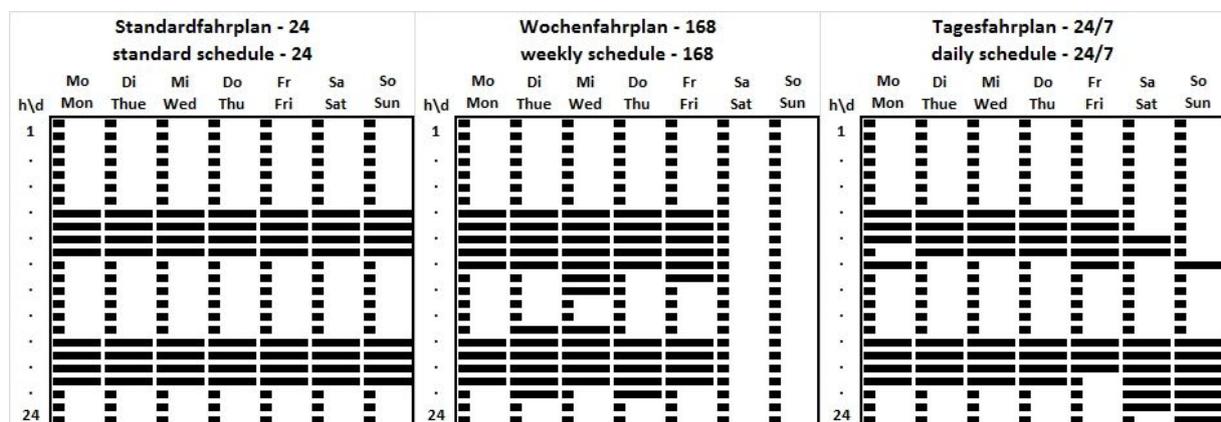


Abbildung 4: Wochenmatrizen als Balkendiagramm der relativen Verstromungsleistung, 24 Zeilen (h) mal 7 Spalten (d) der 3 Verstromungsfahrpläne (Standardfahrplan, Tagesfahrplan, Wochenfahrplan), die durchlaufenden kurzen Balken symbolisieren das kontinuierlich betriebene 250-kW-BHKW, die großen Balken zeigen einen Betriebszustand an, in dem auch das große 750-kW-BHKW in Betrieb ist

III - Fütterungsoptimierung und Modellierung der flexiblen Biogasproduktion

In der dritten Modellkomponente wird auf Basis der definierten Substrate (Rindergülle und Mais-silage) und dem aus Modul 2 kommenden Verstromungsfahrplan das optimale Fütterungsregime gesucht, welches den Bedarfsfahrplan mit der geringsten notwendigen Gasspeicherkapazität erfüllt. Für die Fütterungsoptimierung wurde nur das Substrat Maissilage in Zeitpunkt und Menge variiert. Die Substratmenge pro Woche wurde dabei als Vorgabe festgelegt und konnte innerhalb der Woche frei zwischen den Tagen und innerhalb der Tage auf 12 Slots (Fütterungsintervall alle 2 h) verteilt werden. Die Tagesmenge an Rindergülle wurde, aufgrund der langsamen Abbaukinetik und des geringeren Anteils an der Gasproduktion, gleichverteilt in Intervallen von 2 h zugeführt. Abbildung 5 zeigt schematisch die modellgestützte Optimierung des Fütterungsregimes bestehend aus den Hauptkomponenten Prozessmodell und Optimierer. Ziel ist hierbei, dass nötige Bruttospeichervolumen durch Flexibilisierung der Gasproduktion zu minimieren. Anhand des gegebenen Gasverbrauchsfahrplans wird mittels des modellierten Gasproduktionsverlaufs der sich theoretisch ergebende zeitliche Verlauf des Gasspeicherfüllstandes bilanziert. Das verwendete Prozessmodell basiert auf dem Anaerobic Digestion Model No.1 (ADM1, BATSTONE et al. 2002), das jedoch strukturell vereinfacht worden ist (MAUKY et al. 2016). Die Methode der Vereinfachung ist von WEINRICH und NELLES (2015) beschrieben. Die verwendeten kinetischen Parameter sind anhand von Versuchen im Praxismaßstab identifiziert worden (MAUKY et al. 2016). Der sich ergebende maximale Gasspeicherfüllstand wird durch iterative Anpassung der Fütterungsmengen durch einen Optimierungsalgorithmus minimiert. Als Nebenbedingungen wurden die Zufuhrgeschwindigkeit je Substrat sowie die verfügbaren Substratmengen pro Woche vorgegeben. Die Optimierungsanwendung wurde in der Softwareumgebung Matlab/Simulink R2014a realisiert.

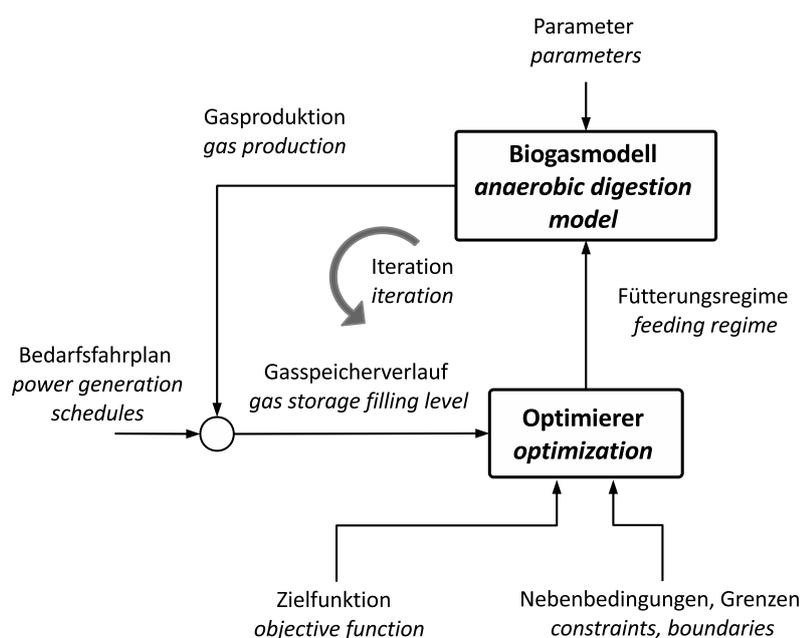


Abbildung 5: Schematische Darstellung der modellgestützten Optimierung der Gasproduktion anhand eines Gasverbrauchsfahrplans

Untersuchungsrahmen – Szenarienmatrix

Aus dem Vergleich der kontinuierlichen mit der flexiblen Fütterung ergeben sich zusammen mit den verschiedenen Verstromungsfahrplänen und dem Basisszenario (Anlagenbetrieb im Standardfahrplan ohne Flexibilisierung) insgesamt sieben Szenarien (Tabelle 2).

Tabelle 2 Szenarienmatrix zur Bewertung der flexiblen Fütterung

Fahrplan	Kontinuierliche Fütterung (kF)	Flexible Fütterung (fF)
Bemessungsleistung	A	-
Standardfahrplan	B	C
Tagesfahrplan	D	E
Wochenfahrplan	F	G

Szenario A gilt als Basis- bzw. Referenzszenario. Dabei besteht die Modellbiogasanlage aus einem BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von $P_{el} = 500$ kW. Eine Flexibilisierung erfolgt in diesem Szenario nicht. Das Referenzszenario A wird im Folgenden nicht weiter explizit betrachtet, da es lediglich als Ausgangspunkt für die folgenden Szenarien dient, in denen eine einheitliche Flexibilisierung der Modellbiogasanlage vorgenommen wird.

In den Szenarien B bis G erfolgt die eingangs beschriebene Verknüpfung der Fütterungsregime (kontinuierliche und flexible Fütterung) mit den beschriebenen Verstromungsfahrplänen (Standardfahrplan, Tagesfahrplan und Wochenfahrplan) der Konversionsaggregate. Dabei soll in den Szenarien C, E und G gegenüber einer kontinuierlichen Fütterung in den Szenarien B, D und F jeweils der ökonomische Vorteil einer flexiblen Fütterung ermittelt werden, der sich in Form eines reduzierten Bedarfs an zusätzlicher Gasspeicherkapazität widerspiegelt. Somit erfolgt in Anlehnung an die verschiedenen Stromfahrpläne jeweils ein paarweiser Vergleich der Szenarien B mit C, D mit E sowie F mit G. Alle Szenarien können dem kurzfristigen Fütterungsmanagement in Abbildung 2 zugeordnet werden. Dabei fokussieren die Autoren die Konfigurationen I+II sowie III+IV, da hierdurch die in- nertägigen, ganztägigen sowie teilweise sogar wöchentlichen Möglichkeiten der Flexibilisierung zur Strommarktoptimierung von Bestandsbiogasanlagen besser genutzt werden können.

IV - Verschneidung von Strom- und Gasfahrplänen

Die Verschneidung der Strom- und Gasfahrpläne als vierte Modellkomponente dient dazu, die mit den Fahrplänen zu erzielenden EPEX-Erlöse und den für den jeweiligen Verstromungsfahrplan notwendigen Bruttospeicherbedarf zu ermitteln. Dazu werden für 8.760 Jahresstunden die BHKW-Fahrpläne, die hieraus resultierenden Gasbedarfe sowie die Gaserzeugung für das jeweilige Szenario zusammenggeführt. Die EPEX-Erlöse sind dabei ausschließlich abhängig von den oben beschriebenen Fahrplanoptionen. Maßgeblich für die ökonomische Bewertung sind dabei erzielbare Mehrerlöse durch eine preisoptimierte Fahrweise gegenüber der Stromvermarktung zum Jahresmittelwert der Spotmarktpreise. Der jeweilige Bruttospeicherbedarf variiert darüber hinaus auch zwischen der kontinuierlichen Gasproduktion bei kontinuierlicher Fütterung und der variablen Gasproduktion bei flexibler Fütterung. Das notwendige Bruttospeichervolumen wird im Modell unabhängig vom vorhandenen Gasspeichervolumen im Laufe eines modellierten jährlichen Lastgangs bestimmt. Die Differenz zwischen globalem Maximum und Minimum in diesem Lastgang bildet das für den jeweiligen Modellgang notwendige Bruttospeichervolumen. Der notwendige Zubau an Speichervolumen

ergibt sich aus dem Gesamtspeicherbedarf abzüglich der bereits vorhandenen Speicherkapazität. Im Falle der Anpassung eines behältergebundenen Gasspeichers, d.h. eines integrierten Doppelmembran-Gasspeichers (DMGS), ist zu berücksichtigen, dass die Erweiterung der Gasspeicherkapazität bei Bestandsbiogasanlagen nur durch einen Tausch der bereits vorhandenen Speichermembranen zu realisieren ist. Die Installation eines neuen Gasspeichers auf einem bisher nicht mit einem Speicher abgedeckten Gärrestlager oder eines externen Gasspeichers kann zusätzlich und unabhängig von bestehenden Speichersystemen vorgenommen werden.

V - Ökonomische Bewertung

In der fünften Modellkomponente erfolgt die ökonomische Bewertung auf Grundlage der ermittelten EPEX-Mehrerlöse, dem zusätzlichen Bruttospeicherbedarf und den dazu erhobenen Gasspeicherkosten. Gegenstand der nachfolgenden Kostenbetrachtungen bilden integrierte bzw. separierte/externe DMGS. Die Begrifflichkeiten werden dabei wie folgt definiert: Bei einem integriertem DMGS handelt es sich um

- ein zweischalig ausgeführtes Membrangasspeicherdach mit geringer Gasdurchlässigkeit (SVLFG 2013)
- mit außenliegender, durch Stützluftgebläse pneumatisch vorgespannten und nicht dehnbaren Witterungsschutzmembran sowie
- eine über dem Fermentationsbereich angeordnete, innenliegende und nicht dehnbare Gasspeichermembran mit darunter eingebundenem Haltesystem zur Membranablage im technisch leeren Gasspeicherzustand.

Dehnbare innenliegende sowie durch eine Stützsäule mechanisch gelagerte innenliegende Gasspeichermembranen werden in der Praxis ebenfalls zum Teil angewendet, allerdings sind diese Speichermembranen nicht Gegenstand der Betrachtung dieses Fachbeitrages. Der mögliche Aufbau eines integrierten DMGS über einem CSTR ist in Abbildung 6 dargestellt.

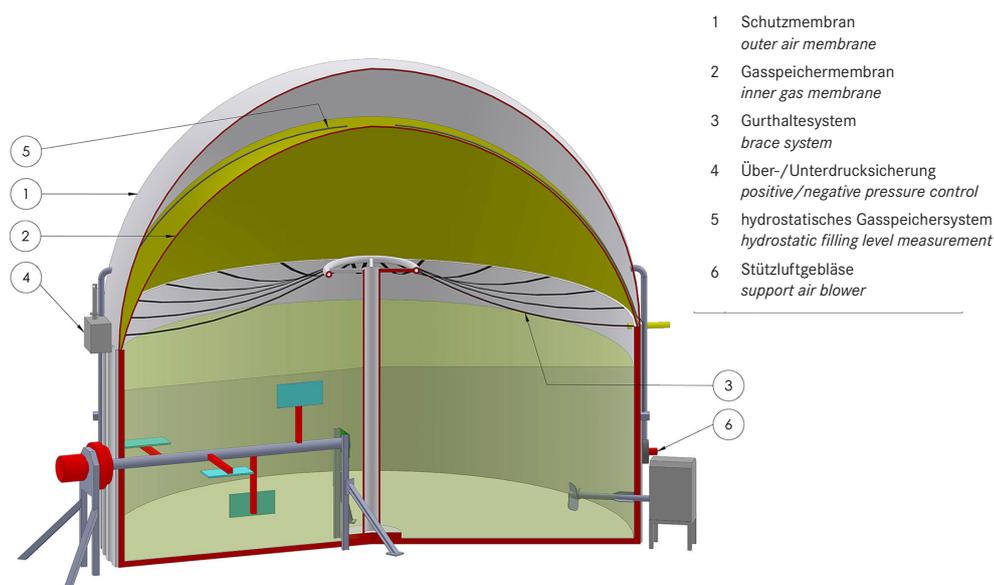


Abbildung 6: Aufbau Rührkesselfermenter mit integriertem Doppelmembrangasspeicherdach, angepasst nach LIEBETRAU et al. (2015)

Bei einem separierten bzw. externen DMGS handelt es sich um eine baugleiche Ausführung zum integrierten DMGS mit dem Unterschied, dass das Doppelmembrangasspeicherdach nicht über einem CSTR, sondern auf einem separat liegenden Fundament installiert ist. Dabei ist es erforderlich, den zusätzlich installierten externen DMGS in das bereits vorhandene Gasspeichersystem über entsprechende Anschlüsse und gasführende Rohrleitungen einzubinden. Weitere Möglichkeiten zur Speicherung von Biogas auf Biogasanlagen sind z. B. einschalige Gasspeicher oder Folienkissenspeicher, welche in der nachfolgenden Betrachtung allerdings unberücksichtigt bleiben.

Die Datengrundlage für die Kosten von integrierten und externen DMGS bildet eine im Jahr 2013 und 2015 durchgeführte Herstellerbefragung mit insgesamt fünf Unternehmen. Dabei wurden insgesamt elf Angebote für integrierte DMGS sowie vier Angebote für externe DMGS eingeholt, die als Grundlage für die Kostenberechnung dienen. In Abbildung 7 sind die spezifischen Kosten für integrierte DMGS (behältergebunden) dargestellt.

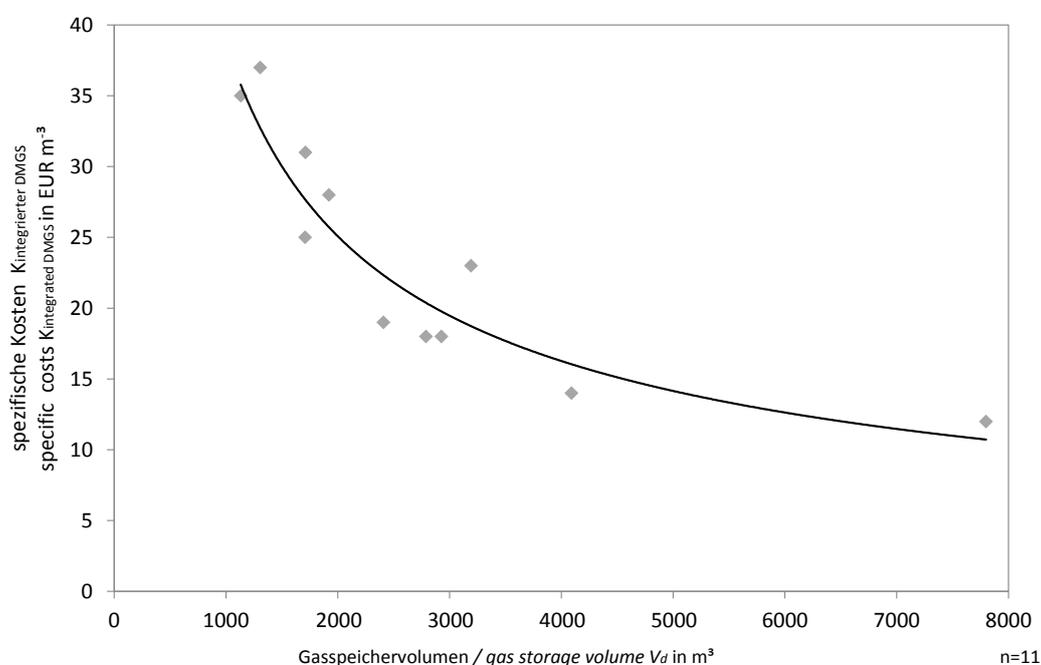


Abbildung 7: Spezifische Kosten integrierter Doppelmembrangasspeicher (DMGS) – behältergebunden (n = 11)

Die sich ergebende Regression zu den Kosten pro Kubikmeter für einen integrierten DMGS lässt sich näherungsweise mit nachfolgender Potenzfunktion (Gleichung 1) abschätzen:

$$K_{\text{integrierter DMGS}} = 2.889 \cdot V_d^{-0,624} \tag{Gl. 1}$$

$K_{\text{integrierter DMGS}}$ spezifische Kosten integrierter DMGS in $€ m^{-3}$
 V_d Bruttospeichervolumen integrierter DMGS in m^3

Für die Kostenbetrachtung für einen externen DMGS, welcher ebenfalls auf einem Speichermembransystem sowie einer maximalen Gasbefüllung bzw. -entnahme von $600 m^3 h^{-1}$ beruht, wurden

Angebote für Speichergrößen mit einem Bruttospeichervolumen von 5.000 bis 15.000 m³ eingeholt. Die sich daraus ergebende Kostenfunktion pro Kubikmeter ist in Gleichung 2 wiedergegeben:

$$K_{\text{externer DMGS}} = 456 \cdot V_e^{-0,412} \quad (\text{Gl. 2})$$

$K_{\text{externer DMGS}}$ spezifische Kosten externer DMGS in € m⁻³
 V_e Bruttospeichervolumen externer DMGS in m³

Nicht inbegriffen in Gleichung 2 sind die Kosten für Gründung, den Bau eines Streifenfundaments sowie Rohrleitungsarbeiten zur Einbindung des externen DMGS in das vorhandene Gasspeichersystem. Diese werden bei einem externen DMGS mit einem Bruttospeichervolumen von 7.300 m³ (Tabelle 3) pauschal mit 15.000 € angenommen (Wiedau, H.; Sattler Ceno Biogas GmbH, telefonisches Gespräch am 02.12.2015). Weitere Kostenpositionen, wie etwa Transport, Kranfahrzeuge und eine Richtmeistermontage (Montage inkl. anfallende Arbeitskosten, Montageüberwachung, Dichtigkeitsprobe und Inbetriebsetzung) sind in den Kostenfunktionen enthalten. Gerüstbau, Baustromversorgung und weiterführende bauseitige Montagearbeiten können in geringem Umfang zusätzliche Kosten verursachen. Da diese Kostenpositionen aber nicht zwangsläufig anfallen, bleiben sie in der Ergebnisdarstellung außen vor. Alle Preise sind Nettopreise ohne die gesetzliche Mehrwertsteuer.

Um den spezifischen Investitionsbedarf für einen integrierten bzw. externen DMGS zu ermitteln, ist es erforderlich, V_d bzw. V_e aus Tabelle 3 in die Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 einzusetzen. Zur Ermittlung des absoluten Investitionsbedarfs ist darauf aufbauend nochmal die Multiplikation von Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 mit V_d bzw. V_e notwendig. Auf Basis der genannten Herstellerbefragung ist für integrierte wie externe DMGS eine mittlere Lebensdauer von 8 Jahren anzunehmen. Dahingehend wird bei der ökonomischen Bewertung ebenfalls eine Betrachtungsdauer von 8 Jahren gewählt. Daher fallen die Kosten für die Umrüstung bzw. Erweiterung des bestehenden Bruttospeichervolumens (absoluter Investitionsbedarf) lediglich einmalig an. Andere Betrachtungszeiträume in Abhängigkeit von der Restlaufzeit der Bestandsbiogasanlage sind möglich. Diese würden in der Folge bei längeren Laufzeiten insbesondere Ersatzinvestitionen der Gasspeicher- und Schutzmembranen bei den integrierten wie externen DMGS nach sich ziehen. Laufende Kosten, z. B. mögliche Wartungsarbeiten sowie Stromkosten für das Stützluftgebläse, bleiben in der ökonomischen Bewertung unberücksichtigt, da diese unabhängig von der Umrüstung bei den DMGS anfallen und nur schwer zu quantifizieren sind.

Die Kosten der Umrüstung der integrierten wie externen DMGS werden auf 8 Jahre diskontiert und den jährlichen EPEX-Mehrerlösen (Bezugsjahr 2013) gegenübergestellt. Weitere Kosten der Flexibilisierung von Biogasanlagen (z. B. Erweiterung der BHKW-Kapazität) sowie Einnahmen durch die Flexibilitätsprämie werden nicht explizit betrachtet, da die untersuchten Verstromungsfahrpläne auf einer einheitlichen Anlagenkonfiguration beruhen und die genannten Faktoren somit konstant bleiben. Darüber hinaus entfällt auch die Betrachtung einer möglichen Optimierung von Regelenergieerlösen, da dies außerhalb des Untersuchungsgegenstandes (Abbildung 1) liegt.

Als Bewertungsgröße wird die Differenz Δ_{E-K} aus den jährlichen EPEX-Mehrerlösen abzüglich den jährlichen Kosten des absoluten Investitionsbedarfs an zusätzlichem Bruttospeichervolumen gebildet (Gleichung 3):

$$\Delta_{E-K} = E_{\text{EPEX-Mehrerlöse}} - K_{\text{DMGS absolut}} \quad (\text{Gl. 3})$$

Δ_{E-K}	Differenz aus Mehrerlösen und Mehrkosten in € a ⁻¹
$E_{\text{EPEX-Mehrerlöse}}$	jährliche EPEX-Mehrerlöse in € a ⁻¹
$K_{\text{DMGS absolut}}$	jährliche Kosten integrierter/externer DMGS in € a ⁻¹

Somit wird ausschließlich der Effekt einer kontinuierlichen bzw. flexiblen Fütterung auf den Investitionsbedarf an zusätzlichem Bruttospeichervolumen bei unterschiedlichen Verstromungsfahrplänen quantifiziert.

Bei der Bewertungsmethodik zur Quantifizierung des Nutzens der Optimierung der flexiblen Fütterung hinsichtlich eines reduzierten Bruttospeicherbedarfs bleiben bei allen Kostenbetrachtungen für die Überbauung der bisherigen Gasspeicherkapazitäten die Aufwendungen für die Anpassung der Genehmigung und des Sicherheitskonzeptes unberücksichtigt. Zudem sind die Vorgaben der Störfallverordnung zu beachten, welche ab einer Menge von 10.000 kg brennbaren Gases (ca. 7.300 m³ Biogas im Normzustand bei 0 °C und 1013,25 mbar bei 50 % Methan) zur Anwendung kommt (HÄRING 2013). Zudem können bei den Umrüstungsarbeiten Entsorgungskosten für alte Bauteile (Membran, Holzkonstruktion etc.) anfallen, die ebenfalls in der genannten Kostenbetrachtung unberücksichtigt bleiben, im Einzelfall aber unter Umständen zu berücksichtigen sind.

Dadurch ist unter Umständen bei der Umrüstung bzw. Erweiterung der Gasspeicherkapazitäten bei Bestandsbiogasanlagen mit sprungfixen Kosten zu rechnen. Dasselbe gilt, wenn aus statischen Gründen, z. B. hohen Windlasten, ein externer statt eines integrierten DMGS zu wählen ist.

Ergebnisse und Diskussion

Im Ergebnis der Modellierungsdurchläufe sind ausschließlich die Vergleiche zwischen gleichartigen Verstromungsfahrplanvarianten mit unterschiedlichen Fütterungsregimen von Interesse. Abbildung 8 zeigt die Verläufe des Gasbedarfs sowie der Gasproduktion und des Gasspeicherfüllstandes bei kontinuierlicher und flexibler Fütterung für die Szenarien B und C, D und E sowie F und G.

Im Falle des Standardfahrplans mit vergleichsweise gleichmäßiger Verteilung der Verstromungsblöcke schwankt der Gasspeicherfüllstand sowohl bei kontinuierlicher als auch bei flexibler Fütterung immer innerhalb der zulässigen Grenzwerte. Die flexible Fütterung führt lediglich dazu, dass der bestehende Gasspeicher nicht so stark ausgelastet wird, die Auslastung beträgt dabei 64 % (Szenario C) anstatt 74 % (Szenario B). Der Einsatz einer flexiblen Fütterung verspricht in diesem Fall keine nennenswerten Vorteile, abgesehen von dem Umstand, dass der Betreiber im Notfall etwas mehr freie Speicherkapazität für ungeplante BHKW-Stillstände vorhalten kann.

Als Ergebnis täglich optimierter Verstromungsfahrpläne ergeben sich am Wochenende aufgrund der tendenziellen Verschiebung der Verstromungsblöcke in die zweite Wochenhälfte (Abbildung 8) größere Amplituden des Gasspeicherverlaufes. Bei kontinuierlicher Gasproduktion würde die von Freitagnachmittag bis Samstagvormittag auftretende längere Verstromungspause des Spitzenlast-BHKW dazu führen, dass der Gasspeicherfüllstand den oberen Grenzwert verletzt (Szenario D).

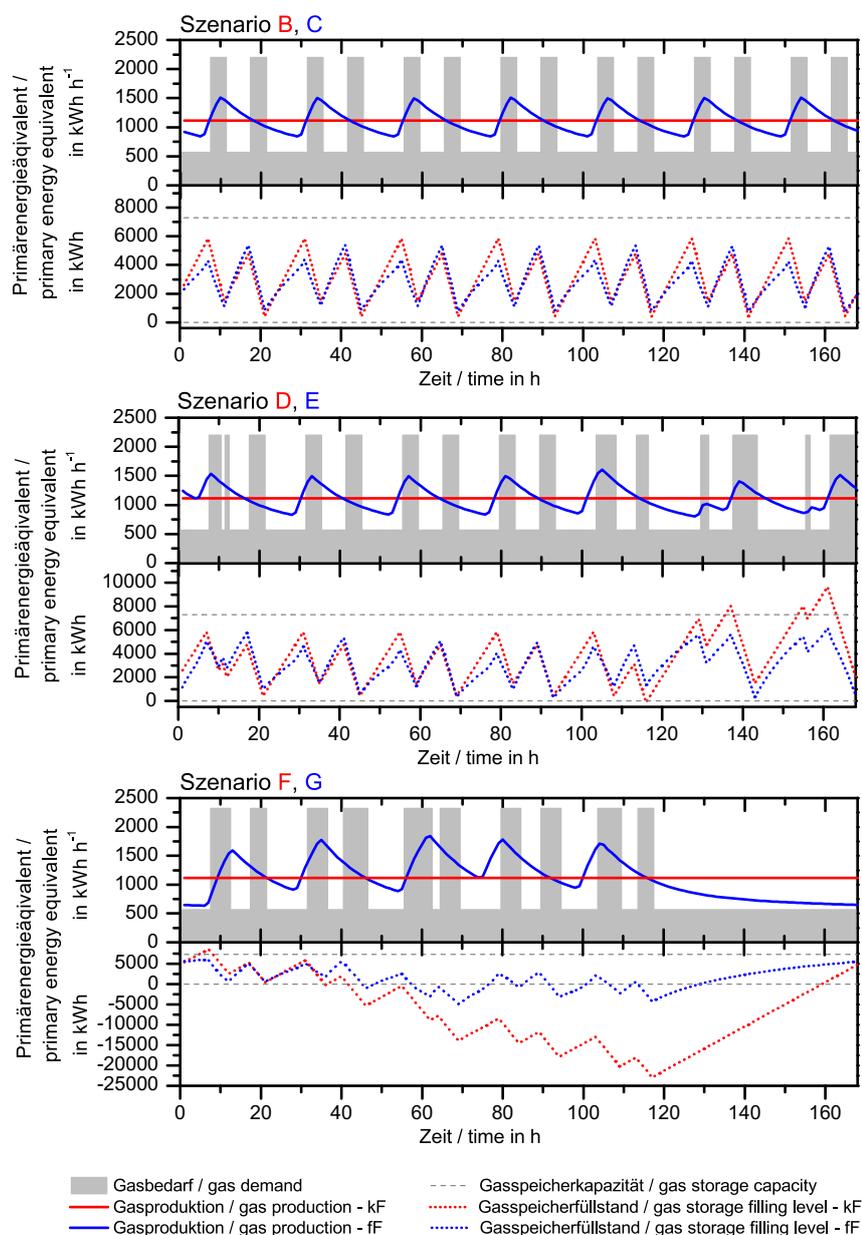


Abbildung 8: Gegenüberstellung der Verläufe für Gasbedarf, Gasproduktion und Gasspeicherfüllstand über 7 Tage bei kontinuierlicher und flexibler Fütterung für Szenario B gegenüber C; Szenario D gegenüber E und Szenario F gegenüber G

Bei flexibler Fütterung lassen sich die Grenzwertverletzungen am Wochenende vollständig vermeiden, sodass in diesem Fall kein zusätzlicher Gasspeicher für die Realisierung dieses Verstromungsfahrplans notwendig (Szenario E) ist.

Für den Fall des Wochenfahrplans ergeben sich aufgrund der am Wochenende allgemein niedrigeren Börsenstrompreise sehr lange Verstromungspausen des Spitzenlast-BHKW. Die Einsatzmuster an Werktagen ähneln im Wesentlichen denen der täglichen Fahrplanoptimierung (Tagesfahrplan), wobei aber längere tägliche Verstromungsintervalle zu beobachten sind, da die am Wochenende nicht genutzte Primärenergie unter der Woche zusätzlich verstromt und zu entsprechend besseren Konditionen verkauft werden kann. Beide Effekte bedingen sehr starke Amplituden im zeitlichen Verlauf

des Gasspeicherfüllstandes bei kontinuierlicher Gasproduktion, die sowohl den oberen als auch den unteren Grenzwert zum Teil deutlich überschreiten würden. Bei flexibler Fütterung lassen sich die Extremwerte des Gasspeicherfüllstandes deutlich reduzieren, sodass anstatt 7.300 m³ (Szenario F) nur etwas mehr als 1.100 m³ an zusätzlichem Bruttospeichervolumen für die Realisierung des Wochenfahrplanes (Szenario G) notwendig sind.

In allen Szenarien kann der Bedarf an Speichervolumen des DMGS mittels einer flexiblen Fütterung reduziert werden. Dabei liegt der Bruttospeicherbedarf bei einer flexiblen Fütterung im Durchschnitt um 39 % unterhalb des Bedarfs bei einer kontinuierlichen Fütterung, sofern eine Absenkung der Verstromungszeiten des Spitzenlast-BHKW am Wochenende vorgenommen wird.

Ein Überblick über die Berechnungsergebnisse ist in Tabelle 3 zusammengestellt. In Bezug auf die zu realisierenden Mehrerlöse ergibt die Berechnung eine Steigerung dieser Erlöse bei zunehmenden Freiheitsgraden in der Fahrplanoptimierung. So sind gegenüber dem Referenzszenario A beim Standardfahrplan in den Szenarien B und C der gegebenen Anlagenkonfiguration im Jahr 2013 17.902 € an Mehrerlösen zu erzielen, was bei einer Jahresstromproduktion von 4.000.000 kWh einem spezifischen Mehrerlös von 0,45 Eurocent kWh⁻¹ entspricht. Bei einer täglichen Fahrplanoptimierung (Tagesfahrplan) in den Szenarien D und E sind absolut 19.572 € bzw. spezifisch 0,49 Eurocent kWh⁻¹ mehr zu erzielen. Der größte Mehrerlös lässt sich bei einer Fahrplanoptimierung über die gesamte Woche (Wochenfahrplan) realisieren. Er beträgt dann absolut 26.872 € oder 0,67 Eurocent kWh⁻¹. Damit lassen sich 50 % höhere Erlöse generieren als bei einem Standardfahrplan mit täglicher Wiederholung eines 24-h-Fahrplans. Bei gleicher Anlagenkonfiguration und unter Anwendung eines Standardfahrplans lässt sich im Szenario C durch die Anwendung der flexiblen Fütterung gegenüber dem Szenario B der Bruttospeicherbedarf von 1.638 m³ auf 1.407 m³ bzw. um insgesamt 14,1 % (Tabelle 3) reduzieren. Da die Modellbiogasanlage im Ausgangsszenario bereits über einen Gasspeicher mit einem Bruttospeichervolumen von 2.200 m³ verfügt, ist in beiden Szenarien kein Zubau erforderlich.

Tabelle 3 Ergebnistabelle der Modellberechnungen – Teil 1, paarweiser Vergleich gleicher Verstromungsfahrpläne bei kontinuierlicher und flexibler Fütterung, die Angaben zum Gasspeicher erfolgen volumetrisch; im Modell wird energetisch gerechnet

Szenarien	Einheit	B	C	D	E	F	G
EPEX-Mehrerlös	€ a ⁻¹	17.902	17.902	19.572	19.572	26.872	26.872
Mehrerlös gegenüber Referenzszenario	%	-	-	9,3	9,3	50,1	50,1
Speicherbedarf absolut	m ³	1.638	1.407	2.948	1.796	9.500	3.314
Modellierte Speicherauslastung bezogen auf Anlagenkonfiguration des Referenzszenarios A	%	74	64	134	82	432	151
Speicherreduktion flexible Fütterung	%	-	-14,1	-	-39,1	-	-65,1
Zusätzlicher Bruttospeicherbedarf	m ³	0	0	748	0	7.300	1.114
Notwendiger Zubau Bruttospeichervolumen integrierter DMGS V _d	m ³	-	-	1.848	-	-	2.214
Notwendiger Zubau Bruttospeichervolumen externer DMGS V _e	m ³	-	-	-	-	7.300	-
Summe vorhandenes Bruttospeichervolumen nach Umbau	m ³	2.200	2.200	2.948	2.200	9.500	3 314
Maximale Speicherdauer bei durchschnittlicher Biogasproduktion	h	10	10	13,6	10	44	15,3

In Szenario D und E ist aufgrund der Anwendung eines Tagesfahrplanes, im direkten Vergleich zu den Szenarien B und C, ein höherer Bruttospeicherbedarf erforderlich. Durch die Anwendung einer flexiblen Fütterung (Szenario E) kann im Vergleich zur kontinuierlichen Fütterung (Szenario D) eine Reduktion des Bruttospeicherbedarfs von 2.948 m³ auf 1.796 m³ bzw. um 39,1 % realisiert werden. Während in Szenario D ein neuer und größerer integrierter DMGS mit 1.848 m³ (Tabelle 3) für insgesamt 48.868 € (Tabelle 4) auf dem Fermenter gebaut werden müsste, entfällt dies bei Szenario E vollständig, da das vorhandene Bruttospeichervolumen noch ausreicht. Damit ist Szenario E mit flexibler Fütterung dem Szenario D mit kontinuierlicher Fütterung vorzuziehen, da beide über das gleiche Mehrerlöspotenzial verfügen, in Szenario E aber keine zusätzlichen Kosten für die Umrüstung eines integrierten DMGS anfallen.

Tabelle 4 Ergebnistabelle der Modellberechnungen – Teil 2, paarweiser Vergleich gleicher Verstromungsfahrpläne bei kontinuierlicher und flexibler Fütterung, die Angaben zum Gasspeicher erfolgen volumetrisch; im Modell wird energetisch gerechnet

Szenarien	Einheit	B	C	D	E	F	G
Kosten für zusätzliche Gasspeichererweiterung absolut	€	-	-	48.868	-	100.231 ¹⁾	52.304
Kosteneinsparung DMGS bei flexibler Fütterung gegenüber kontinuierlicher Fütterung absolut	€	-	0	-	48.868	-	47.927
$E_{\text{EPEX-Mehrerlöse}}$	€ a ⁻¹	17.902	17.902	19.572	19.572	26.872	26.872
$K_{\text{DMGS absolut}}^{2)}$	€ a ⁻¹	-	-	6.109	-	12.529	6.538
Δ_{E-K}	€ a ⁻¹	17.902	17.902	13.463	19.572	14.343	20.334

¹⁾ Inkl. 15.000 € für Gründung, Fundament und Rohrleitungsarbeiten

²⁾ Abschreibung DMGS über 8 Jahre

Differenzierter ist die Anwendung eines Wochenfahrplans zur Verstromung des Biogases in den Szenarien F und G zu bewerten. Durch die langen Zeiträume, in denen bei abgesenkter Leistung nur das BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von $P_{\text{el}} = 250$ kW betrieben wird und insbesondere am Wochenende weniger Biogas verbraucht wird, ergibt sich ein sehr großer Speicherbedarf. In Szenario F beträgt dieser bei einer kontinuierlichen Fütterung insgesamt 9.500 m³ (Tabelle 3). Damit beträgt der absolute Bruttospeicherbedarf das 4,3fache der bereits vorhandenen Gasspeicherkapazität. Aufgrund des hohen absoluten Bruttospeicherbedarfes wird in Szenario F ein externer DMGS hinzugebaut. Die bereits vorhandenen Gasspeicherkapazitäten auf dem Fermenter bzw. Nachgärer bleiben bestehen und werden bauseitig nicht verändert. Somit ergibt sich, abzüglich der vorhandenen Gasspeicherkapazität von 2.200 m³, ein notwendiger Zubau durch einen externen Gasspeicher von 7.300 m³. Bei Anwendung des Wochenfahrplans kann mit einer flexiblen Fütterung der Bruttospeicherbedarf in Szenario G gegenüber dem Szenario F um 65,1 % auf ein Bruttospeichervolumen von 3.314 m³ reduziert werden. Da dies deutliche Ersparnisse beim Investitionsbedarf mit sich bringt, ist - unter den gewählten Annahmen bei der Modellbiogasanlage - die flexible Fütterung (Szenario G) der konstanten Substratzufuhr (Szenario F) vorzuziehen. Die Kosteneinsparung beträgt in Szenario G durch den Neubau eines integrierten DMGS mit 2.214 m³ (Tabelle 3) auf dem Fermenter 47.927 € (Tabelle 4) gegenüber dem Neubau eines externen DMGS in Szenario F. Das größte jährliche Δ_{E-K} wird damit in Szenario G erzielt, welches allerdings nur marginal über dem von Szenario E liegt.

Schlussfolgerungen

Die flexible Stromerzeugung durch Biogasanlagen macht den Einsatz einer Reihe technischer Komponenten an der Biogasanlage notwendig. Zudem erweist sich nicht jedes Konzept zur nachträglichen Flexibilisierung von Bestandsbiogasanlagen per se als ökonomisch vorteilhaft gegenüber dem Status quo. In Hinblick auf das ökonomische Ergebnis der Biogasanlage sind bei der Abwägung der Kosten und Nutzen der Umrüstung vor allem die technischen und konzeptionellen Voraussetzungen zu berücksichtigen.

Die flexible Fütterung bzw. die dadurch gesteuerte Gasproduktion erweist sich dabei als ökonomisch vorteilhafter gegenüber der kontinuierlichen Fütterung, sofern keine zusätzlichen Kosten, z. B. durch eine erweiterte Einbringtechnik entstehen. Bei einer geplanten Lastverschiebung steht der Gasspeicher im Fokus der Betrachtung, denn die Gasspeicherkapazität bestimmt das mögliche Verlagerungspotenzial. Eine flexible Fütterung zeigt hier in allen Szenarien einen kostensenkenden Effekt.

Aus ökonomischer Sicht kommt zudem der Wahl des Gasspeichers eine nicht unerhebliche Rolle zu. So ist es bei veränderter Fahrweise bzgl. der Verstromung nicht zielführend, bei einer Bestandsbiogasanlage mit nur geringfügigem Mehrbedarf an Bruttospeichervolumen (z. B. kleiner 1.000 m³) einen externen DMGS zu wählen. Hierbei können sprungfixe Kosten entstehen, denen im Verhältnis nur ein marginaler Mehrerlös gegenübersteht. Diese Aussage ist an die in den Berechnungen verwendeten Spotmarktpreise (EPEX SPOT SE 2013) und die damit verbundenen Mehrerlöspotenziale gebunden. Bei verändertem EPEX-Spot-SE-Potenzial für Mehrerlöse verändert sich zukünftig auch das Optimum für den Zubau an Gasspeichervolumen.

Die Auswirkungen auf den absolut notwendigen Bruttospeicherbedarf bzw. den über die bereits bestehenden Gasspeicherkapazitäten hinausgehenden Zubau hängen im Wesentlichen von den verschiedenen Verstromungsfahrplänen und dem Fütterungsregime ab. Es zeigte sich, dass in allen Szenarien der Bedarf an zusätzlichem Gasspeichervolumen mittels einer flexiblen Fütterung zum Teil deutlich reduziert werden kann.

Die in Tabelle 4 dargestellte Differenz Δ_{E-K} wird vor allem durch die jährlichen Mehrerlöse an der EPEX Spot SE beeinflusst. Die höchsten Mehrkosten durch den Zubau der Gasspeicherkapazitäten entstehen beim Wochenfahrplan und in geringem Umfang beim Tagesfahrplan. Der Standardfahrplan erfordert in der Modellierung keine Erweiterung der bestehenden Gasspeicherkapazitäten und verursacht somit keine zusätzlichen Kosten. Bei Anwendung eines Tages- bzw. Wochenfahrplans zur Verstromung des Biogases durch die BHKW fällt das Δ_{E-K} beim Einsatz einer kontinuierlichen Fütterung geringer aus als bei einer flexiblen Fütterung. Das größte Δ_{E-K} wird in der Modellierung bei Anwendung eines Wochenfahrplans in Kombination mit einer flexiblen Fütterung erzielt.

Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH ; Amprion GmbH ; TenneT TSO GmbH ; TransnetBW GmbH (o. J.): regelleistung.net – Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>, Zugriff am 31.03.2016
- Batstone, D.; Keller, J.; Angelidaki, I.; Kalyuzhnyi, S.; Pavlostathis, S.; Rozzi, A.; Sanders, W.; Siegrist, H.; Vavilin, V. (2002): Anaerobic Digestion Model No. 1. IWA Publishing
- Dezera (2016): Die Regelleistungsmärkte. <http://dezera.de/industrie-gewerbe/regelleistung/>, Zugriff am 31.03.2016
- EPEX Spot SE (2013): Marktdaten – Day-Ahead-Auktion – Stundenpreise. <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>, Zugriff am 31.03.2016
- Eckardt, T. (2016): Saisonale Fütterung und Großwärmespeicher zur Maximierung der Wärmenutzung an Biogasanlagen mit Nahwärmenetz. In: Biogas-Innovationskongress 2016, 26.–27. April 2016, Osnabrück, Vol.9, pp. 91–93
- Faßbauer, B.; Schwarz, B. (2014): PROKOSYS - Prozesse, Komponenten und Systeme für den flexibilisierten Betrieb von Biogasanlagen unter Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe. In: DBFZ – Jahrestagung 2014, 1.–2. Oktober 2014, Leipzig, Vol 1., pp.173–177
- Ganagin, W.; Loewen, A.; Hahn, H.; Nelles, M. (2014): Flexible Biogasproduktion durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung. http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/Flexible_Biogaserzeugung_durch_technische_und_prozessbiologische_Verfahrensanpassung.pdf, Zugriff am 31.03.2016
- Grim, J.; Nilsson, D.; Hansson, P.-A.; Nordberg, Å. (2015): Demand-Orientated Power Production from Biogas: Modeling and Simulations under Swedish Conditions. *Energy Fuels* 29, pp. 4066–4075, <http://www.doi.org/10.1021/ef502778u>
- Großmann, J.; Hilse H. (2008): Neue Systeme der Biogaserzeugung: Zweistufige Trocken-Nass-Vergärung mit getrennter Hydrolyse - das GICON-Verfahren. DGfZ-Schriftenreihe, Vol. 53
- Hahn, H.; Krautkremer, B.; Hartmann, K.; Wachendorf, M. (2014): Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol. 29, pp. 383–393
- Häring, G.; Sonnleitner, M.; Wiedemann, L.; Zörner, W.; Aschmann, V. (2013): Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung. In: Biogas Forum Bayern Nr. IV – 12/2013, Hrsg. ALB Bayern e.V. http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Technische_Anforderungen_an_Biogasanlagen_für_die_flexible_Stromerzeugung.pdf, Zugriff am 31.03.2016
- Hochloff, P.; Braun M. (2014): Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets, *Biomass Bioenergy* 65, S. 125–135, <http://www.doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.12.012>
- Lauer, M.; Dotzauer, M.; Nebel, E.; Postel, J.; Hennig, C.; Lehmann, M. (2015): Schlussbericht – OptFlex Biogas – Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebes flexibler Biogasanlagen. https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Steckbriefe/dokumente/03KB073_OptFlex_Schlussbericht.pdf, Zugriff am 31.03.2016
- Liebetrau, J.; Stur, M.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Trommler, M.; Denysenko, V. (2015): Möglichkeiten der flexiblen Strombereitstellung bei Biogasanlagen. In: Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, KTBL-Schrift 508, S. 60
- Mauky, E.; Jacobi, H.F.; Liebetrau, L.; Nelles, M. (2015): Flexible biogas production for demand-driven energy supply – Feeding strategies and types of substrates. *Bioresource Technology* 178, pp. 262–269, <http://www.doi.org/10.1016/j.biortech.2014.08.123>
- Mauky, E.; Weinrich, S.; Jacobi, H.F.; Naegele, H.; Liebetrau, L.; Nelles, M. (2016): Model predictive control for demand-driven biogas production in full-scale. *Chemical Engineering & Technology* 39(4), pp. 652–664
- Müller, M.; Reinelt, T.; Pröter, J. (2011): Auswirkung einer flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen. In: 20te Jahrestagung Biogas e.V., Fachverband Biogas e.V., 11.–13. Januar 2011, Nürnberg, Fachverband Biogas e.V., S. 179–185
- Nicolosi M. (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Zugriff am 31.03.2016

- Ortwein, A.; Krautz, A.; Szarka, N.; Braun, J.; Dotzauer, M.; Wurdinger, K.; Rönsch, S.; Matthischke, S.; Lenz, V.; Trommler, M.; Postel, J.; Jacobi, H.F. (2014): Einsatz von Biomasse zur bedarfsgerechten Energieerzeugung. https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/s/c/schriftenreihe_band_32_web_neu.pdf, Zugriff am 31.03.2016
- SVLFG Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau (Hg.) (2013): Technische Information 4: Sicherheitsregeln für Biogasanlagen. Landwirtschaftliche Berufsgenossenschaft. SVLFG Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau (Hg.), Kassel
- Trommler, M.; Dotzauer, M.; Barchmann, T.; Lauer, M.; Hennig, C.; Mauky, E.; Liebetrau, J.; Thrän, D. (2016): Flexibilisierung von Biogasanlagen in Deutschland – Ein Überblick zu technischen, rechtlichem Rahmen und Bedeutung für das Energiesystem. <http://enr-ee.com/de/bioenergien/nachrichten/leser/flexibilisierung-von-biogasanlagen-in-deutschland.html>, Zugriff am 31.03.2016
- Wallmann, R.; Ganagin, W.; Loewe, K.; Loewen, A. (2010): Bedarfsorientierte Biogasproduktion zur Erzeugung von Spitzenlaststrom. Müll Abfall 8, S. 401
- Weinrich, S.; Nelles, M. (2015): Critical comparison of different model structures for the applied simulation of the anaerobic digestion of agricultural energy crops. *Bioresour. Technol.* 178, pp. 306–312, <http://www.doi.org/10.1016/j.biortech.2014.10.138>
- Witt, J.; Thrän, D.; Rensberg, N.; Hennig, C.; Naumann, K.; Billig, E.; Sauter, P.; Daniel-Gromke, J.; Krautz, A.; Weiser, C.; Reinhold, G.; Graf, T. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse – Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_12.pdf, 31.03.2016

Autoren

M. Sc. Tino Barchmann, **M. Eng. Eric Mauky**, **M. Sc. Martin Dotzauer**, **M. Eng. Mathias Stur** und **Dipl.-Ing. Sören Weinrich** sind wissenschaftlicher Mitarbeiter am DBFZ, **Dr. sc. agr. H. Fabian Jacobi** ist Laborleiter am Fachgebiet IV.5 Erneuerbare Energien, Boden und Sekundärrohstoffe im Landesbetrieb Hessisches Landeslabor und war bis 2014 Arbeitsgruppenleiter am DBFZ, **Dr.-Ing. Jan Liebetrau** ist Bereichsleiter Biochemische Konversion am DBFZ und **Prof. Dr. mont. Michael Nelles** ist Inhaber des Lehrstuhls für Abfall- und Stoffstromwirtschaft an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock und wissenschaftlicher Geschäftsführer des DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Straße 116, D-04347 Leipzig, E-Mail: tino.barchmann@dbfz.de.

Hinweis

Teile der vorliegenden Ergebnisse wurden im Rahmen des von der Sächsischen Aufbaubank – Förderbank unter dem Förderkennzeichen 100143221 geförderten Projektes „RegEnFlx“ erarbeitet.