



# Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)

Abschlussbericht

Jaqueline Daniel-Gromke, Dr. Peter Kornatz, Martin Dotzauer, Mathias Stur,  
Velina Denysenko (DBFZ) | Manuel Stelzer, Dr. Henning Hahn, Dr. Bernd Krautkremer (IEE) |  
Dr. Hartwig von Bredow, Dr. Katrin Antonow (vBVH)

# Schlussbericht

## zum Vorhaben

Thema:

**Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)**

**Teilvorhaben 1: Koordination und Erstellung eines Leitfadens zur Flexibilisierung von Biogasanlagen mit Berücksichtigung rechtlicher, technischer und wirtschaftlicher Aspekte**

**Teilvorhaben 2: Technisch-ökonomische Herausforderungen und Betriebskonzepte einer bedarfsorientierten Stromproduktion für Biogasanlagen**

Zuwendungsempfänger:

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH**

**Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und  
Energiesystemtechnik IEE**

Förderkennzeichen:

**22402615 (DBFZ)**

**22407017 (IEE)**

Laufzeit:

**01.11.2017 bis 30.04.2019**

Monat der Erstellung:

**11/2019**

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Ernährung  
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

# Schlussbericht

## I. Ziele

In einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem wird der Ausgleich von Angebot und Nachfrage mittels Flexibilitätsoptionen an Bedeutung zunehmen, um die Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen auszugleichen. Biogasanlagen nehmen eine Sonderstellung innerhalb der erneuerbaren Energien ein, da die Verstromung durch die in der Biomasse gespeicherte Energie steuerbar ist.

Ziel des Verbundvorhabens mit DBFZ, Fraunhofer IEE und der Kanzlei von Bredow Valentin Herz war es, einen Leitfaden für Anlagenbetreiber zu erstellen, der einen umfassenden Überblick über die Möglichkeiten und Voraussetzungen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen gibt. Dieser soll praxisnahe Antworten auf technische, wirtschaftliche, organisatorische und rechtliche Fragestellungen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen beinhalten. Dazu werden technische und wirtschaftliche Aspekte herausgestellt, die es zu beachten gilt, um einen erfolgreichen flexiblen Anlagenbetrieb zu realisieren. Zudem galt es, rechtliche Aspekte der bedarfsgerechten Strombereitstellung im Überblick darzustellen und anhand von Fallbeispielen zu erläutern. Im Rahmen eines Workshops sollen Hemmnisse und Optimierungsmöglichkeiten zur Flexibilisierung von Biogasanlagen aus Sicht der Praxis diskutiert werden. Anhand der Praxiserfahrungen der Teilnehmer und den vorläufigen Projektergebnissen der Forschungsinstitute sollen sowohl die Hemmnisse als auch Optimierungsoptionen für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas diskutiert werden. Die Ergebnisse fließen in aktuelle Forschungsprojekte des DBFZ und Fraunhofer IEE zur Flexibilisierung von Biogasanlagen ein.

## 1. Aufgabenstellung

Das Verbundvorhaben umfasste folgende Arbeitsinhalte:

- AP 1: Die Projektkoordination und Abstimmungen mit den Projektpartnern (DBFZ, IEE, vBVH) und Branchenakteuren
- AP 2: Die Erstellung eines Leitfadens zur Flexibilisierung von Biogasanlagen, der rechtliche, technische, wirtschaftliche und ökologische Aspekte der Anlagenflexibilisierung thematisiert und für Anlagenbetreiber, Planer und Genehmigungsbehörden anschaulich aufbereitet (vgl. Leitfaden).
- AP 3: Die Vorbereitung und Durchführung des Stakeholder Workshops zur Flexibilisierung von Biogasanlagen im Rahmen der DBFZ- Jahrestagung als Side-Event 20.09.20 (vgl. Protokoll des Workshops im Anhang des Leitfadens).

Die inhaltliche Bearbeitung des Leitfadens wurde unter den Projektpartnern wie folgt aufgeteilt:

Kap. 1 Einleitung, Hintergrund, Anlagenstand, Meilensteine (DBFZ, IEE)

Kap. 2 Projektorganisation und Ablauf (IEE)

Kap. 3 Rechtliche Rahmenbedingungen (Kanzlei von Bredow Valentin Herz)

Kap. 4 Technische Ansätze zur Flexibilisierung (DBFZ/IEE)

Kap. 5 Marktintegration und Umsetzung (IEE)

Kap. 6 Ökonomische Bewertung der Anlagenkonzepte (DBFZ)

Kap. 7 Zusammenfassung und Ausblick (DBFZ/IEE)

Anhang: 8 Praxisanlagen – Darstellung als Steckbrief (DBFZ/IEE)

## 2. Stand der Technik

Bisherige Forschungsarbeiten im Themenfeld fokussierten auf technische, ökonomische und systemische Aspekte einer flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen. Technisch-konzeptionelle Fragestellungen wurden vor allem in den Vorhaben ReBi (FKZ: 22400611), Biostrom (FKZ: 03KB061), OptFlex Biogas (FKZ: 03KB073A/B), Honigsee (DBFZ), BiKoFlex (FKZ: 0325818) und FlexFuture (FKZ: 03KB102) behandelt. Dabei konnte aufgezeigt werden, welche technischen Anpassungen für eine veränderte Betriebsweise notwendig werden und welche anlagentechnischen Herausforderungen auftreten. Zugleich werden in diesen Vorhaben auch die ökonomischen Auswirkungen analysiert (kostenseitig – Honigsee, ReBi), ertragsseitig durch die Analyse verschiedener Betriebskonzepte (OptFlex-Gas, OptiKoBi). In den Projekten RegModHarz (FKZ: 0325090B) und Kombikraftwerk wurde die Einbindung von Biogasanlagen in einem virtuellen Kraftwerk untersucht. Dabei konnte gezeigt werden, dass flexibel betriebene Biogasanlagen einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien und zur Netzstabilität leisten können. In dem Projekt OptiKoBi (FKZ: 0325326) wurden die Auswirkungen der flexiblen Verstromung von Biogasanlagen auf den konventionellen

Kraftwerkspark untersucht. Als positive Effekte wurde eine bessere Auslastung konventioneller Kraftwerkskapazitäten durch geringere Start-/Stopp- Vorgänge analysiert.

Durch die im EEG-2012 gesetzten Anreize wurden auf Seite der Hersteller auch technische Entwicklungen ausgelöst. So wurden bspw. verfügbare Gasspeicher in neuen Anlagen zunehmend umfangreicher und Anlagen via Gasmanagement verbunden, um den verfügbaren Speicher zu maximieren. Daneben wurden seitens der Forschung neuartige Biogasanlagen-, z.B. das ReBi-Verfahren (Ganagin et al., 2014) und angepasste Fütterungskonzepte (Mauky et al., 2014) z.T. mit vielversprechenden Ergebnissen entwickelt und erprobt. Damit ist es technisch möglich, Biogas bedarfsgerecht über kurz- und längerfristige Zeiträume sicher für die hochflexible Verstromung bereit zu stellen (Hahn et al., 2014).

Insbesondere vor in Kraft treten des novellierten EEG (2014) konnte ein deutlicher Anstieg an Neuanmeldungen für die Flexibilitätsprämie verzeichnet werden.

Nach Gerhardt et al. (2014) konnten die technischen Fähigkeiten zur flexiblen Stromproduktion der Anlagen, die sich innerhalb so kurzer Zeit für die Flexibilitätsprämie entschieden haben, noch nicht abschließend abgeschätzt werden. Neuere Arbeiten weisen ebenso darauf hin, dass eine relevante Anzahl der Biogasanlagen, welche die Flexibilitätsprämie beantragt haben, nur eine geringe Flexibilität aufweisen. Auswertungen der BNetzA-Daten zur Stromerzeugung zeigen, dass die durchschnittlichen Volllaststunden der Biogas-BHKW mit Flexprämie im Jahr rd. 6250 h betragen, die von Biomethan-BHKW mit Flexprämie dagegen rd. 4000 h (Daniel-Gromke et al. 2017b). Als Grund für eine geringe Flexibilität wird von den Antragstellern vermutet, dass Unsicherheiten auf Seiten der Anlagenbetreiber bzgl. des wirtschaftlichen Betriebs der Anlagen, eines passenden Betriebskonzepts, des zusätzlichen Arbeitsaufwands sowie der Vielfalt neuer Vertragspartner existieren. Zudem bleibt festzuhalten, dass die Fahrplangestaltung für die flexible Strombereitstellung derzeit nicht die gewünschten Erlöse erzielen.

Daher zielt der Leitfaden darauf ab, Biogasanlagenbetreibern eine Hilfestellung zu bieten.

Durch Auswertung und Aufbereitung bisheriger Erfahrungen zur Anlagenflexibilisierung aus abgeschlossenen und laufenden Förderprojekten wie OptFlex (FKZ: 03KB073A/B), RegModHarz (FKZ: 0325090P), OptiKoBi (FKZ: 0325326), RegioBalance (FKZ: 03KB087A), UBEDB (FKZ: 14EKF016), ReBi 2.0 (14EKF001), FlexHKW (FKZ: 03KB092A), BiKoFlex (FKZ: 0325818) Stromerzeugung aus Biomasse (FKZ: 03MAP250), SymbioSe (FKZ: 0325700), sollen ergänzende Berechnungen und Darstellungen in Form eines Leitfadens die Brücke zwischen den Zielen ausgehend von der Anreizfunktion im EEG und der erfolgreichen Umsetzung in der Praxis geschlagen werden. Vorausblickend werden Änderungen und Neuerungen im Rahmen des EEG 2017 aus rechtlicher und ökonomischer Sicht mit einbezogen. Eine modellbasierte Untersuchung des Strommarkts mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien soll zudem Erkenntnisse für angepasste Direktvermarktungsstrategien in der Zukunft liefern. Dazu werden aus den am IWES vorhandenen modellbasierten Untersuchungen zum Strommarkt mit hohen Anteilen an EE zukünftige, angepasste Direktvermarktungsstrategien entwickelt.

Als Orientierungshilfe zur Thematik „Anlagenflexibilisierung“ beinhaltet der Leitfaden verlässliche Informationen über technische, rechtliche sowie ökonomische Kennwerte und verbessert somit das Verständnis und die Akzeptanz dieses Instruments bei allen in der Wertschöpfungskette involvierten Akteuren. Ferner ist es das Ziel, Unsicherheiten bei Anlagenbetreibern durch eine gezielte Informationsbereitstellung abzubauen.

### **3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Im Rahmen des Vorhabens erfolge eine enge Zusammenarbeit mit Firmen, Verbänden und Netzwerken (u.a. Flexperten) und Forschungsrichtungen. Die Einbindung von Praxispartnern war insbesondere für die Aktualisierung vorhandener Daten notwendig, um Problemlagen für den Leitfaden, der primär die Zielgruppe der Anlagenbetreiber adressiert, eine hohe Aktualität und Qualität der Ergebnisse sicherzustellen. Daher erfolgte eine zielgerichtete Einbindung verschiedener Akteure (Anlagenbetreiber, Direktvermarkter, Planer, Wissenschaft etc.), die zum Workshop eingeladen wurden, um die ersten Ergebnisse und Ansätze zur Konzeptauswahl mit dem Projektteam diskutierten. Zudem erfolgte eine Vernetzung mit parallellaufenden Forschungsvorhaben sowie die Einbindung von Daten/ Informationen aus bereits abgeschlossenen Studien und Projekten zum Thema „Flexibilisierung von Biogasanlagen“.

Kontakte zu Anlagenbetreibern, die bereits eine Flexibilisierung ihrer Anlage vorgenommen haben und bereit sind, im Leitfaden ihr Anlagenkonzept steckbriefartig vorzustellen, wurden durch die Unterstützung der Flexperten, der AEE und der Direktvermarkter einbezogen.

## **II. Ergebnisse**

Die Ergebnisse beider Teilvorhaben werden in dem beiliegenden Leitfaden „Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)“ detaillierter dargestellt.

### **1. Erzielte Ergebnisse**

Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse des Vorhabens zusammenfassend dargestellt.

Es wurde ein Leitfaden erstellt, der einen umfassenden Überblick zur flexiblen Stromerzeugung von Biogasanlagen mit praxisnahen Antworten auf rechtliche, organisatorische, technische und wirtschaftliche Fragestellungen gibt. Einleitend wurden die Anforderungen für die Transformation des Energiesystems mit einem zunehmenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien beschrieben. Darauf aufbauend wurde die Bedeutung von Biogasanlagen als Ausgleichsoption hervorgehoben, welche durch eine am Strombedarf orientierte Betriebsweise einen wichtigen Beitrag im zukünftigen Energiesystem leisten können.

Der Status Quo hinsichtlich der Entwicklung des Anlagenbestandes und der Vergütungsstruktur zeigt, dass bezogen auf die installierte elektrische Leistung gegenwärtig rund 15 % der Biogasanlagen die EEG-Festvergütung erhalten, während die restlichen 85 % den erzeugten Strom direkt an der Börse vermarkten (Stand 12/2018). Zum Stand 06/2019 wurden anhand der Daten der Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber insgesamt mehr als 3.337 Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer gesamten installierten Anlagenleistung von rund 2,2 GWel ermittelt, die die Flexibilitätsprämie von ihrem jeweiligen Netzbetreiber erhalten.

Um Anreize für einen flexiblen Anlagenbetrieb zu setzen, wurde mit dem novellierten EEG im Jahr 2012 die Flexibilitätsprämie für Biogasbestandsanlagen eingeführt und mit dem EEG 2014 fortgeführt, um zusätzliche installierte Leistung für einen am Strombedarf orientierten Betrieb vorzuhalten. Von der maximal zusätzlich installierten elektrischen Leistung von 1.000 MW (sog. Förderdeckel nach EEG 2017, reduziert von ursprünglich 1.350 auf 1.000 MW durch das Energiesammelgesetz), die als Erhöhung der installierten Leistung der Anlagen nach dem 31. Juli 2014 an das Register übermittelt werden, wurden bereits über 1.000 MW als Leistungserhöhung für den flexiblen Betrieb ausgeschöpft. Nach dem Erreichen der oberen Flexdeckel-Grenze gilt die Übergangsfrist für eine mögliche, nicht gedeckelte Flexibilisierung des Biogasanlagenbestandes mit Leistungserhöhung für einen Zeitraum von weiteren 16 Monaten. Es wird angenommen, dass die Projektumsetzung einer flexiblen Fahrweise an Biogasanlagen mit Leistungserhöhung unter den derzeitigen Rahmenbedingungen somit im Wesentlichen bis Ende 2020 abgeschlossen sein wird.

Herausforderungen der Flexibilisierung von Biogasanlagen ergeben sich aus Sicht der Biogasanlagenbetreiber aus verschiedenen Sichtweisen.

- Aus rechtlicher Sicht bringt die Flexibilisierung einer Biogasanlage eine Reihe von Fragestellungen für bestehende Förderansprüche mit sich, welche im Voraus geprüft werden müssen. Regelmäßig zu prüfen ist, ob die neu in Betrieb genommenen BHKW als Erweiterung der bestehenden Anlage zu werten sind oder ob es sich um neue, EEG-rechtlich selbständige Anlagen handelt und inwiefern ein Satelliten-Standort mit in die Betrachtungen mit einbezogen wird. Ebenfalls sind die Vorgaben an die zulässige Höchstbemessungsleistung und Voraussetzungen hinsichtlich der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach dem EEG zu beachten. Weiterhin spielen genehmigungsrechtliche Aspekte und Fragen zum Netzanschluss eine wichtige Rolle.
- Aus technischer Sicht ergeben sich Herausforderungen insbesondere bei der Umrüstung von Bestandsbiogasanlagen, welche ursprünglich für den Grundlastbetrieb konzipiert wurden. Diese können entweder durch eine Absenkung der Bemessungsleistung oder durch eine Erhöhung der Stromerzeugungskapazitäten für eine flexible Stromproduktion angepasst werden. Im Rahmen von Erweiterungs- bzw. Modernisierungsmaßnahmen sind vor allem das Blockheizkraftwerk, der Gasspeicher, Komponenten zur Gaskonditionierung und Gastransport, sowie ggf. Einrichtungen zur externen Wärmenutzung und -speicherung, als auch der Anschluss an das Stromnetz (inkl. Transformator) betroffen. Weitere Möglichkeiten für eine Erhöhung der Anlagenflexibilität ergibt sich durch ein organisatorisch und technisch angepasstes Substrat-Fütterungsmanagement.
- Aus ökonomischer Sicht zeigt sich, dass insbesondere die Dauer der EEG-Restlaufzeit, der Grad der Überbauung, die Fahrplangestaltung und die Höhe der externen Wärmenutzung das Betriebsergebnis beeinflussen. Die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Bewertung zeigen, dass eine möglichst frühe Flexibilisierung mit höchstmöglichem Überbauungsgrad unter den Rahmenbedingungen des aktuellen EEG mit Zahlung der Flexprämie oder des Flexzuschlages generell als betriebswirtschaftlich vorzüglich anzusehen ist. Optimal ist es, die Flexibilisierung so durchzuführen, dass die volle Laufzeit der Flexprämie genutzt werden kann, damit die Kosten der Flexibilisierung bis zum Ende der EEG-Laufzeit und für den Übergang in die Ausschreibung möglichst gegenfinanziert sind. Der Flexibilisierungsgrad ist auf Grund der überproportional zu den Kosten steigenden Flexibilitätsprämie bei hohen Überbauungsgraden von Bedeutung. Je höher der Zubau gewählt wird, desto höher ist das Gesamtergebnis einer Anlage auf Grund der Flexibilitätsprämie. Vermarktungsmehrerlöse durch Flexibilität werden zwar generiert, jedoch spielen sie für das Ergebnis der gesamtwirtschaftlichen Bewertung zur Zeit eine vergleichsweise untergeordnete Rolle und betragen unter den momentanen Bedingungen des Strommarktes zwischen 0,4 und 1 ct je kWhel. Werden die Differenzen zwischen Hoch- und Niedrigpreisen am Strommarkt in Zukunft ausgeprägter, kann die Bedeutung von Vermarktungsmehrerlösen zunehmen. Aus diesem Grund ist eine hohe Flexibilisierung für den wirtschaftlichen Betrieb einer flexiblen Biogasanlage vorteilhafter. Auch der Fahrplan kann die Anlagenauslegung mit beeinflussen. Durch die Wahl von regelmäßigen Fahrplänen wird bei den

aufgezeigten Beispielen zwar auf EPEX-Mehrerlöse verzichtet, jedoch stellt sich das Gesamtergebnis der betrachteten Anlagenkonzepte durch geringere Investitionskosten für Gas- und Wärmespeicher betriebswirtschaftlich vorzüglicher dar. Diese Aussage ist an dieser Stelle insofern zu relativieren, als dass keine betrieboptimierten Konzepte unter identischen Restriktionen (insb. Gas- und Wärmespeicherkapazitäten) betrachtet wurden, wie es innerhalb des Simulationsmodells in *microSCOPE* umgesetzt wurde. Durchgeführte Simulationen anhand verschiedener Anlagen- und Betriebskonzepte des IEE zeigten, dass sich mit zunehmender Stromerzeugungs- bzw. Gasspeicherkapazität und einem gleichzeitig optimierten Anlagenbetrieb zum Teil deutlich höhere Mehrerlöse, im Vergleich zu fixen Fahrplänen, ergeben können.

Die differenziert gewählten Wärmelastprofile zeigen bei gleichem Wärmenutzungsgrad nur einen geringen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit, da die verkaufte Wärmemenge de facto konstant bleibt. Allein der Wärmeabsatz über das Jahr wird durch unterschiedliche Wärmelastprofile beeinflusst, womit sich Änderungen in der Auslegung des Wärmespeichers oder des Spitzenlastkessels und der Brennstoffkosten für den Spritzenlastkessel ergeben, die sich kostenseitig auswirken können. Einen größeren Einfluss hat der Umfang der externen Wärmenutzung, da mit steigendem Wärmenutzungsgrad auch die zu erzielenden Wärmeerlöse steigen und das Gesamtergebnis positiv beeinflussen. Anzumerken ist, dass sich die hier dargestellten Ergebnisse auf die betriebswirtschaftliche Bewertung der Flexibilisierung beziehen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht zeigen Studien, dass 4.000 Volllaststunden, entsprechend einer doppelten Überbauung, aus energiesystemtechnischer Sicht vorteilhafter sind als der maximale Überbauungsgrad. Dabei kann diese Anlagenauslastung durch eine Bandbreite verschieden flexibler Anlagen- bzw. Betriebskonzepte innerhalb des Biogasanlagenparks erreicht werden.

- Aus ökologischer Sicht sind im Zusammenhang mit der Flexibilisierung der Biogasanlagen insbesondere die Auswirkungen der veränderten Betriebsweise der BHKW (Teillast/ Volllast) und des angepassten Gasmanagements mit Blick auf das Auslösen der Unter-/Überdrucksicherungen von Bedeutung. Emissionsmessungen an Anlagen im Flexbetrieb haben gezeigt, dass höhere Emissionen im Vergleich zum Grundlastbetrieb des BHKW auftreten können. Diese Effekte haben Einfluss auf die THG-Bilanz der Bereitstellung von Biogas bzw. Biomethan. Aufgrund reduzierter Wirkungsgrade des BHKW sowie schlechterer Emissionswerte im Teillastbetrieb des Verbrennungsmotors, sollte stets ein Volllastbetrieb der BHKW angestrebt werden. Ein optimiertes Gasspeichermanagement trägt zum einen zur Vermeidung von Biogasverlusten und -emissionen der Biogasanlage bei. Zum anderen sollte die gesamte verfügbare Nettogasspeicherkapazität zum Ausgleich der schwankenden Gasproduktion und Gasverwertung nutzbar gemacht werden, insbesondere bei Anwendungen mit mehreren korrespondierend arbeitenden Gasspeichern im Verbund. Eine wichtige Komponente des Gasmanagements ist der Gasspeicherfüllstand. Damit lassen sich relevante Aussagen zum Zustand des Gasspeichersystems ableiten, sowie kritische Betriebszustände, wie Über- oder Unterdruckereignisse, vorausschauend erkennen und vermeiden.

Der gründlichen Planung des Flexibilisierungsvorhabens sollte ein hoher Wert beigemessen werden, um die Anlage für einen wirtschaftlichen und zukunftssicheren Betrieb umzurüsten und um den beschriebenen Herausforderungen begegnen zu können. Anhand eines beispielhaften Projektablaufs wurden diesbezüglich wesentliche organisatorische Aspekte aufgeführt.

Wie wichtig die frühzeitige Kommunikation und Einbindung aller Akteure bei der Umsetzung der Anlagenflexibilisierung ist, zeigen auch die Ergebnisse des Flex-Workshops, der im Rahmen des Vorhabens im September 2018 mit Anlagenbetreiber, Direktvermarkter, Planer und Berater durchgeführt wurde. Für die Umsetzung der Flexibilisierung ist der Einbezug aller Akteure (von der Genehmigung, der Beratung, der Planung/Konzeption bis zur Umsetzung der Flexibilisierung) besonders wichtig ist, um die Akzeptanz bei allen Akteuren zu erhöhen. Dabei stellen Kommunikation und Informationsdefizite auf allen Ebenen große Hürden dar und können durch bessere Vorabsprachen und frühzeitige Kommunikation (u.a. mit dem Netzbetreiber) optimiert werden.

Wie unterschiedlich die Ansätze zur Flexibilisierung in der Praxis sein können, verdeutlicht die Darstellung der acht Praxisanlagen (vgl. Anhang A 10). Dabei werden die Kriterien der Flexibilisierung und die Rahmenbedingungen des jeweiligen Anlagenkonzeptes steckbriefartig dargestellt. Dadurch bietet sich für den Leser die Möglichkeit zu beurteilen, ob das Betriebskonzept für die eigene Anlage nützliche Ansätze enthält.

Um am Strombedarf orientierte Betriebskonzepte umzusetzen, müssen Biogasanlagen an der Stromdirektvermarktung teilnehmen. Gemeinsam mit einem Direktvermarkter erfolgt die Fahrplanerstellung auf Basis von Strompreisprognosen, welcher mit dem Anlagenbetreiber, unter Berücksichtigung der Standortrestriktionen, abgestimmt wird. Dabei lassen sich grundsätzliche Fahrplanvarianten unterscheiden, welche dem Strommarkt unterschiedliche Flexibilität bereitstellen. Durchgeführte Simulationen verschiedener Betriebskonzepte mittels *microSCOPE* ergeben, dass sich mit zunehmender Stromerzeugungs- bzw. Gasspeicherkapazität und einem gleichzeitig optimierten Anlagenbetrieb zum Teil deutliche Mehrerlöse, im Vergleich zu fixen Fahrplänen, erzielen lassen. Aufgrund von zum Teil hohen Investitionskosten für große

Gasspeicherkapazitäten (z. B. 48 Stunden Vorhaltdauer) kann sich, wie die gesamtökonomische Bewertung gezeigt hat, jedoch eine insgesamt höhere Kosteneffizienz durch die Nutzung von kleineren Gasspeichern (z. B. 12 Stunden Vorhaltdauer) erzielen lassen. Insbesondere dann, wenn eine tägliche Optimierung oder Echtzeitregelung, gemeinsam mit dem Direktvermarkter, umgesetzt wird. Gleichzeitig gibt es die Einschätzung, dass ein Fahrplanbetrieb in der Praxis von einem verhältnismäßig geringen Anteil der Biogasanlagenbetreiber aufgrund unterschiedlicher Hemmnisse umgesetzt wird. Da sich die Marktbedingungen kontinuierlich ändern, gilt es aus Sicht der Anlagenbetreiber die aktuellen Entwicklungen stetig zu beobachten bzw. mit dem Direktvermarkter das Betriebskonzept bis hin zur Echtzeitregelung der BHKW weiterzuentwickeln.

Insgesamt weist der Anlagenbestand an Biogasanlagen noch erheblichen Optimierungsbedarf für die Neuausrichtung der Betriebsstrategie für die flexible Verstromung auf. Die geringe Flexibilität wird in erster Linie auf die geringe vorgehaltene flexible Leistung zurückgeführt. Unsicherheiten bestehen auf Seiten der Anlagenbetreiber bzgl. des wirtschaftlichen Betriebs der Anlagen, eines passenden Betriebskonzepts, des zusätzlichen Arbeitsaufwands sowie der Vielfalt neuer Vertragspartner. Zudem bleibt festzuhalten, dass die Fahrplangestaltung für die flexible Strombereitstellung derzeit nicht die gewünschten Erlöse erzielt. Dennoch ist davon auszugehen, dass der Anlagenbetrieb insbesondere bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen zunehmend bedarfsorientiert erfolgen wird, auch vor dem Hintergrund, dass eine Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren (EEG 2017) eine flexibilisierte Anlage erfordert. Das bedeutet, es werden entweder zusätzliche BHKW beziehungsweise leistungsstärkere Austausch-BHKW errichtet, ohne dass die eingesetzte arbeitswirksame Biogasmenge steigt oder die Biogasproduktion der Anlagen wird reduziert, ohne dass die installierte Leistung reduziert wird. In der Praxis wurde bisher häufig die Leistungserweiterung gewählt. Mit Berücksichtigung des Flex-Deckels und der damit verbundenen begrenzten Leistungserweiterung von Bestandsanlagen wird für einen Teil der Bestandsanlagen zukünftig stärker die Reduktion der Bemessungsleistung z. B. durch Substratreduktion bzw. Substratanpassungen eine Option darstellen. Denkbar ist auch die Kombination aus Reduktion der Bemessungsleistung durch Substratreduktion und Leistungserhöhung oder die anteilige Nutzung des produzierten Biogases zur bedarfsgerechten Stromerzeugung.

Seitens der Fahrplangestaltung besteht ein hohes Optimierungspotential, Biogasanlagen entsprechend den Strompreisschwankungen zu betreiben, um somit zukünftig in erhöhtem Ausmaß zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien beizutragen. Insbesondere steigende Preisspreads mit den damit verbundenen Zusatzerlösmöglichkeiten können, im Zusammenspiel mit konsequent umgesetzten Betriebskonzepten, eine zunehmende Bedarfsorientierung am Spotmarkt befördern. Insgesamt besteht ein hohes Potential, mittels täglich optimierten Fahrplänen bzw. einer an den Spotmarkt gekoppelten Echtzeitregelung, die Stromproduktion von Biogasanlagen zunehmend am Strombedarf auszurichten.

## **2. Verwertung**

Der Leitfaden zur Flexibilisierung von Biogasanlagen richtet sich insbesondere an Biogasanlagenbetreiber, die Anpassungen bei ihrer Betriebs- und Vermarktungsstrategie anstreben. Dabei kann dieser Leitfaden als Informations- und Entscheidungsgrundlage genutzt werden, um sinnvolle Flexibilisierungskonzepte für Biogasanlagen zu realisieren. So enthält der Leitfaden neben den notwendigen Informationen rund um die Flexibilisierung auch eine Darstellung zur Organisation und Projektverlauf der Flexibilisierung und kann somit gezielt für die Planung und erfolgreiche Umsetzung der Flex-konzepte eine Hilfestellung für Anlagenbetreiber sein. Anhand der ökonomischen Bewertung verschiedener Flexibilisierungskonzepte wird aufgezeigt, unter welchen Rahmenbedingungen Anlagenkonzepte zur Flexibilisierung wirtschaftlich betrieben werden können.

Für Marktteilnehmer wird erwartet, dass die Publikation des Leitfadens konkrete Ansatzpunkte für eine verbesserte Betriebsweise von zu flexibilisierenden Anlagen aufzeigen wird und damit einen konkreten Beitrag für die Weiterentwicklung des Anlagenbestandes im Rahmen der Energiewende leisten wird. Die Nutzung des Leitfadens wird dabei branchenübergreifend (u.a. Anlagenbetreiber und -planer, Hersteller von Anlagenkomponenten, Stromvermarkter, Energieversorger, Wissenschaft) erfolgen können und somit die Umsetzung optimierter Flexibilitätskonzepte für Biogasanlagen in der Praxis unterstützen.

Darüber hinaus werden auch politische Akteure adressiert, die durch die gesammelten Informationen und erarbeiteten Empfehlungen über eine aktuelle Entscheidungsgrundlage verfügen, um - langfristig betrachtet - bei der Weiterentwicklung von Politikinstrumenten im Bereich der Energie- und Umweltpolitik auf fundierte Hintergrundinformationen zurückgreifen zu können. Es wurden im Forschungsfeld grundlegende und gemeinsame Positionen erarbeitet, die wiederum neue Anknüpfungspunkte für weitere Forschungsvorhaben aufzeigen, so dass das Projekt auch als ein Inkubator für neue Fragestellungen und Forschungsfragen fungieren wird, deren Bearbeitung sowohl die wirtschaftliche Verwertung, als auch die Ausrichtung der Forschung der beteiligten Partner verstetigen wird.

### 3. Erkenntnisse von Dritten

Die Erkenntnisse parallellaufender Vorhaben wurden im Projektverlauf kontinuierlich geprüft. Darüber hinaus erfolgte die Einladung zur Teilnahme ausgewählter Forschungsinstitutionen im Rahmen des Stakeholder-Workshops; dies betrafen erster Linie folgende Projekte:

- Projekt „Systemintegration mit Bioenergie-Kommunikationsmaßnahmen für ein besseres Verständnis der Systemintegration Erneuerbarer Energien unter besonderer Berücksichtigung der Rolle der Bioenergie“ (FKZ: 22402016) der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE);
- Verbundvorhaben: „Volkswirtschaftlicher Nutzen von intelligenten Energiesystemen mit biobasierter Energie“ (FKZ: 22400117);
- Verbundvorhaben: Next Generation [BIOGAS] - einen Schritt weiter gedacht. Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen; Teilvorhaben 1: Ökonomische Bewertung und Kostenallokation von Folgekonzepten

Darüber hinaus ergaben sich Synergien zu folgenden Projekten:

- SymBioSE (AEE): im Rahmen des Projektes wurden als Unterauftrag vom DBFZ Wirtschaftlichkeitsbewertungen für verschiedene Biogasanlagen im flexiblen Betrieb berechnet, wobei die Anlagendaten seitens AEE anonymisiert zur Verfügung gestellt wurden und für die Auswahl der zu betrachtenden Konzepte nach Rücksprache mit der AEE für den Leitfaden genutzt werden konnten;
- Be20plus (FNR): hier werden Bioenergieanlagen insgesamt betrachtet; Synergien wurden bzgl. der Clusterung der zu betrachtenden Biogasanlagen 250 und 500 kWel (NawaRo-basiert) berücksichtigt;
- Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht (FKZ 37EV 16 111 0) „Biogas2030“ (UBA): Im Rahmen des Projektes Biogas2030 wurde die Option der Flexibilisierung von Biogasanlagen als eines von drei Betriebskonzepten für Bestandsanlagen (NawaRo-/Gülle-Anlagen und Bioabfallanlagen) für die detaillierte ökonomische und ökologische Bewertung ausgewählt; Synergien ergaben sich bzgl. der Hemmnisanalyse und der Kostendaten für die 500 kWel-Anlage (70% NawaRo/30% Gülle);
- KTBL – Projekt „Biogas Progressiv“: Mitwirkung des Konsortiums an der projektbegleitenden Arbeitsgruppe (DBFZ: Daniel-Gromke; IEE: Krautkremer); Auswahl der Konzepte wurden im Rahmen des 1. Treffens der projektbegleitenden Arbeitsgruppe diskutiert, aber noch nicht final abgestimmt; aufgrund der wesentlichen Bearbeitung der Konzepte in 2019 (Projektlaufzeit bis 2020) konnten keine Erkenntnisse für „Leitfaden Flex“ berücksichtigt werden
- Verbundvorhaben: „Upgrading von Bestandsbiogasanlagen hin zu flexiblen Energieerzeugern durch eine bedarfsorientierte Dynamisierung der Biogasproduktion (UBEDB)“ (FKZ 22401614): Im Projekt UBEDB wurden die Möglichkeiten durch ein gezieltes Fütterungsmanagement, mit im landwirtschaftlichen Umfeld anfallenden Substraten, untersucht. Dabei wurde deutlich, dass die Dynamisierung bzw. Flexibilisierung der Biogasproduktion zu einer Reduktion notwendiger Gasspeicherkapazitäten und somit zur Reduzierung von Investitionskosten führt. Dies wurde im Leitfaden mit angeführt.
- Verbundvorhaben: „ReBi 2.0: Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi) für eine am Bedarf orientierte, gesteuerte Biogasverstromung“ (FKZ: 22400114): Das Vorhaben ReBi 2.0 zielt auf die flexible Gasproduktion mit einem angepassten Anlagenkonzept ab. Erkenntnisse aus diesem Projekt zur Beschreibung innovativer Anlagentechnik für eine hochflexible Biogasproduktion gingen bei der Erstellung des Leitfadens ein.

### 4. Veröffentlichungen

Die Zwischenergebnisse des Leitfadens wurden auf dem Stakeholder-Workshop im September 2018 in Leipzig vorgestellt und diskutiert. Die Inhalte des Leitfadens werden auf Fachkonferenzen, Fachgesprächen und Workshops vorgestellt und durch Vernetzung und Austausch mit den Akteuren verbreitet. Die Ergebnisse können im Rahmen eines FNR-Leitfadens publiziert werden. Der Leitfaden kann neben der Veröffentlichung auf der Internetseite der FNR auch über die Einstellung auf den Internetseiten der Projektpartner kommuniziert werden sowie in Forschungsprojekt-Datenbanken (z.B. Forschungsradar der AEE) aufgenommen werden.

Darüber hinaus ist geplant, die Ergebnisse bei wissenschaftlichen Tagungen z.B. beim der KTBL/FNR-Tagung, bei den Biogasfachgesprächen in Leipzig oder der Flexperten-Vortragsreihe in Kassel vorzustellen.

Die Auswertungen der Datenbasis bzgl. des Stands der Flexibilisierung kann für Monitoring-Berichte und nationale Berichtspflichten (u.a. AGEE-Stat) hinsichtlich der Stromerzeugung aus Bioenergie für die Biogas- und Energiebranche genutzt werden.

## ANHANG

Nachfolgend werden die bisherigen Ergebnisse der Teilvorhaben der Verbundpartner in Kurzform dargestellt. Für detailliertere Ausführungen wird auf den beiliegenden Leitfaden „Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)“ verwiesen.

### Teilvorhaben 1 (DBFZ):

#### Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Ziel des Teilvorhaben 1 ist die Projektkoordination, die Erstellung eines Leitfadens zur Flexibilisierung von Biogasanlagen sowie die Kommunikation der Ergebnisse (u.a. im Rahmen eines Workshops). Der Fokus liegt dabei auf der technisch-ökonomischen Bewertung verschiedener Betriebskonzepte der Flexibilisierung. Im Rahmen eines Unterauftrages der Kanzlei von Bredow Valentin Herz werden zusätzlich die rechtlichen Fragen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen dargestellt.

#### Bearbeitete Arbeitspakete

AP 1: Projektkoordination: Abstimmung der Projekttreffen, Protokoll des Auftakttreffens und der Projektbesprechungen; Vertragsgestaltung (Kooperationsvertrag IEE, Unterauftrag RA Bredow)

AP 2: Struktur des Leitfadens, Bearbeitung für Status quo Anlagen mit Flexprämie, Auswahl Anlagenkonzepte, Technische Aspekte der Flexibilisierung, ökologischen Aspekte der Flexibilisierung, ökonomische Bewertung der ausgewählten Anlagenkonzepte, steckbriefartige Darstellung der Praxisanlagen

Kap. 1 Einleitung/Status quo/ Anlagenstand zur Flexibilisierung

Kap. 3: Rechtliche Rahmenbedingungen (als Unterauftrag von der Kanzlei von Bredow Valentin Herz)

Kap. 4 Technik (Überblick, Optionen der Flexibilisierung, Ansätze zum Gasspeichermanagement, BHKW)

Kap. 6 Ökonomische Bewertung der Anlagenkonzepte

Kap. 7 Zusammenfassung und Ausblick

AP 3: Vorbereitung und Durchführung des Workshops „Leitfaden Flex“ am 20.9.2018 im Rahmen der DBFZ-Jahrestagung als Side-Event mit ca. 35 Teilnehmer, um mit Anlagenbetreiber, Direktvermarkter, Planer und Wissenschaftler, die Hemmnisse und Optimierungsmöglichkeiten bzgl. der Flexibilisierung von Biogasanlagen zu diskutieren.

#### Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

AP 1: Im Rahmen der Projektkoordination wurden verschiedenen Projekttreffen und Telefonkonferenzen zur Abstimmung der Projekthalte durchgeführt und protokolliert. Darüber hinaus wurde für das Projekt ein DMS-Zugriff erstellt, damit alle Projektpartner auf einer Austauschplattform arbeiten können. Für die Bearbeitung der Referenzen im Leitfaden wurde Citavi eingerichtet und genutzt. Für das Vorhaben wurden Kooperations- und Unteraufträge mit den Partnern abgeschlossen.

AP 2: Eine Gliederung des Leitfadens und Neustrukturierung wurde mit dem Konsortium abgestimmt. Darüber hinaus erfolgte ein Datenabgleich des DBFZ mit dem IEE bzgl. der Anlagenzahlen und -leistung mit Flexprämie. Hinsichtlich der Auswertung der Datenlage zeichneten sich Unterschiede bzgl. der tatsächlichen Inanspruchnahme und der Anmeldung/Anzeige der Flexprämie ab.

Eine Auswahl von Anlagenkonstellation für die technisch-ökonomische Bewertung wurde vorgenommen. Bei der ökonomischen Bewertungen wurden verschiedene Parameter wie Anlagengröße, EEG-Restlaufzeit, Grad der Überbauung, technische Anlagenvoraussetzungen (u.a. Gasspeicher, Wärmenutzungen) und Grad der externen Wärmenutzung sowie unterschiedliche Wärmelastprofile differenziert.

AP 3: Der Workshop zur Flexibilisierung von Biogasanlagen wurde in Abstimmung mit den Projektpartnern als Side-Event auf der DBFZ-Jahrestagung am 20.09.2018 durchgeführt und nachbereitet. Zielgruppe waren Anlagenbetreiber und Direktvermarkter, um die in der Praxis umgesetzten Konzepte zu identifizieren und die Projektergebnisse des Vorhabens bzgl. der Anlagenkonzepte, Hemmnisse und Optimierungsoptionen der Flexibilisierung zu diskutieren (vgl. Protokoll des Workshops im Leitfaden Anhang 10).

## Teilvorhaben 2 (IEE):

### Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Übergeordnetes Ziel des Vorhabens ist die Erstellung und Kommunikation eines Leitfadens zur flexiblen Strombereitstellung aus Biogas. Die Biogasanlagenbetreiber sollen als primäre Zielgruppe angesprochen werden, da sie Adressaten der aktuellen Anreize für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung sind. Mit dem Leitfaden sollen bestehende Hemmnisse, insbesondere bei Anlagenbetreibern, abgebaut werden und über die Möglichkeiten von wirtschaftlichen Zusatzverdiensten und Risiken sowie Problemstellungen in der Praxis informiert werden. Hierfür wird aus den bisherigen praktischen und forschungsseitigen Erfahrungen ein umfassender Überblick erarbeitet und eine zusammenfassende Bilanz gezogen, die das Thema Flexibilisierung der Stromerzeugung durch Biogasanlagen umfassend analysiert und zusammenfasst. Im Leitfaden werden alle wesentlichen Aspekte (rechtlich, technisch, ökonomisch) abgebildet und Interessenten eine methodische Hilfestellung zur Bewertung der Umsetzbarkeit auf dem Weg zur erfolgreichen Anlagenflexibilisierung bieten. Gegenstand von Teilvorhaben 2 ist in diesem Zusammenhang die Identifikation technisch-ökonomischer Herausforderungen und die Erarbeitung von Betriebskonzepten einer bedarfsorientierten Stromproduktion für Biogasanlagen.

### Bearbeitete Arbeitspakete

#### AP 2: Erarbeitung des Leitfadens

##### *Kap. 1: Einleitung (Biogasanlagen als Ausgleichsoption im Energiesystem)*

Einleitend wurden die Anforderungen für die Transformation des Energiesystems mit einem zunehmenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien beschrieben. Darauf aufbauend wurde die Bedeutung von Biogasanlagen als Ausgleichsoption hervorgehoben, welche durch eine am Strombedarf orientierte Betriebsweise einen wichtigen Beitrag im zukünftigen Energiesystem leisten können.

##### *Kap. 2: Organisation und Projektablauf für eine optimierte Anlagenflexibilisierung*

Der gründlichen Planung des Flexibilisierungsvorhabens sollte ein hoher Wert beigemessen werden, um die Anlage für einen wirtschaftlichen und zukunftssicheren Betrieb umzurüsten und um den Herausforderungen aus rechtlicher, technischer und ökonomischer Sicht begegnen zu können. Anhand eines beispielhaften Projektablaufs wurden diesbezüglich wesentliche organisatorische Aspekte aufgeführt.

##### *Kap. 4: Technische Ansätze zur Anlagenflexibilisierung (Anpassung der Biogasproduktion an eine flexible Verstromung, Technische Aspekte des Netzanschlusses)*

Es wurden technische Ansätze zur Anpassung der Gasproduktion an die zeitlichen Anforderungen der flexiblen Verstromung und Möglichkeiten dargestellt, die Biogasproduktion durch ein gezieltes Fütterungsmanagement sowie mit einer Anpassung der Biogasanlagenkonzeption bedarfsorientiert zu dynamisieren. Dabei wird das Ziel verfolgt, den Investitionskostenbedarf in die Flexibilisierung von Biogasanlagen zu reduzieren, sowie die zeitliche Flexibilität der Anlagen insgesamt zu erhöhen.

Weiterhin wurde auf technische Aspekte des Netzanschlusses eingegangen. In der Regel muss im Zuge der Flexibilisierung und durch die Erhöhung der installierten Leistung am Biogasanlagenstandort auch die Transformatorleistung und die Netzanbindung angepasst werden. Entsprechend wurden wesentliche technische Vorgaben für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz erläutert sowie Hinweise zu Transformator und Netzanbindung gegeben.

##### *Kap. 5: Marktintegration und Umsetzung des flexiblen Anlagenbetriebs*

Es wurde ein umfassender Überblick zu Themen der Marktintegration von Biogasanlagen gegeben. Dazu gehört die Erläuterung der Struktur des Strommarktes, Schritte von der EEG-Festvergütung hin zur flexiblen Stromerzeugung, die Beschreibung und Bedeutung von Systemdienstleistungen, Preisentwicklungen und Erlösmöglichkeiten, als auch die Fokussierung auf unterschiedliche Betriebskonzepte.

##### *Kap. 7: Zusammenfassung und Ausblick*

Gemeinsam mit den Projektpartnern wurden die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse zusammengefasst.

**AP 3: Workshop**

Vorbereitung und Durchführung des Workshops „Leitfaden Flex“ am 20.9.2018 im Rahmen der DBFZ-Jahrestagung als Side-Event mit ca. 35 Teilnehmer, wobei der Fokus auf Anlagenbetreiber und Direktvermarkter lag, die über gezielte Einladungen informiert wurden.

**Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens**

**AP 2:** Übergeordnet wurden in Teilvorhaben 2 überwiegend organisatorische und energiewirtschaftliche Aspekte herausgearbeitet, welche die Flexibilisierung der Stromerzeugung durch Biogasanlagen tangieren. Im Fokus stand die Beurteilung technisch-ökonomischer Herausforderungen aus Sicht des Anlagenbetriebs. Dazu wurden verschiedene Betriebskonzepte gegenübergestellt, um die Auswirkungen einer veränderten Anlagenauslegung und BHKW-Fahrweisen zu verdeutlichen. Durchgeführte Simulationen, mittels des im Rahmen des Vorhabens weiterentwickelten IEE-Simulationsmodells in miroSCOPE, hat ergeben, dass sich mit zunehmender Stromerzeugungs- bzw. Gasspeicherkapazität und einem gleichzeitig optimierten Anlagenbetrieb zum Teil deutlich höhere Mehrerlöse, im Vergleich zu fixen Fahrplänen, ergeben. Somit besteht somit ein hohes Potential, mittels täglich optimierten Fahrplänen bzw. einer an den Spotmarkt gekoppelten Echtzeitregelung, die Stromproduktion von Biogasanlagen zunehmend am Strombedarf auszurichten. Gleichzeitig trägt der flexible Biogasanlagenbetrieb in höherem Ausmaß zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik bei.

**AP 3:** Der Workshop zur Flexibilisierung von Biogasanlagen wurde in Abstimmung mit den Projektpartnern als Side-Event auf der DBFZ-Jahrestagung am 20.09.2018 durchgeführt und nachbereitet. Zielgruppe waren Anlagenbetreiber und Direktvermarkter, um die in der Praxis umgesetzten Konzepte zu identifizieren und die Projektergebnisse des Vorhabens bzgl. der Anlagenkonzepte, Hemmnisse und Optimierungsoptionen der Flexibilisierung zu diskutieren.



# Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)

## Abschlussbericht

**Jaqueline Daniel-Gromke, Dr. Peter Kornatz, Martin Dotzauer,  
Mathias Stur, Velina Denysenko (DBFZ)**

**Manuel Stelzer, Dr. Henning Hahn, Dr. Bernd Krautkremer (IEE)**

**Dr. Hartwig von Bredow, Dr. Katrin Antonow (vBVH)**

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](http://www.dbfz.de)  
[info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

Zuwendungsgeber **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.**  
PT des BMEL  
Hofplatz 1  
18276 Gülzow

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](mailto:info@dbfz.de)  
Internet: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)  
**Dipl. - Umweltwiss. Jaqueline Daniel-Gromke**  
Tel.: +49 (0)341 2434 - 441  
E-Mail: [jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de](mailto:jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de)

Partner: **Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE**  
**Dr. Bernd Krautkremer**  
Königstor 59  
34119 Kassel  
Tel.: +49 (0)561 7294 - 420  
E-Mail: [bernd.krautkremer@iee.fraunhofer.de](mailto:bernd.krautkremer@iee.fraunhofer.de)  
Internet: [www.iee.fraunhofer.de](http://www.iee.fraunhofer.de)

**von Bredow Valentin Herz**  
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB  
**Dr. Hartwig von Bredow**  
Littenstraße 105  
10179 Berlin  
Tel: +49 (0)30 8092482-20  
Fax: +49 (0)30 8092482-30  
E-Mail: [vonBredow@vvh.de](mailto:vonBredow@vvh.de)  
Internet: [www.vonbredow-valentin-herz.de](http://www.vonbredow-valentin-herz.de)

Erstelldatum: 30.06.2019 (Redaktionsschluss), aktualisiert am 23.09.2019, Korrektur  
04.03.2020

Veröffentlichungsdatum: 08.11.2019

Projektnummer DBFZ: 3230061

Förderkennzeichen: 22402615 (DBFZ),  
22407017 (IEE)

Gesamtseitenzahl + Anlagen 187

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....</b>	<b>VI</b>
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>VIII</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Biogasanlagen als Ausgleichsoption im zukünftigen Energieversorgungssystem (IEE).....	2
1.2 Status quo Biogas - Entwicklung des Anlagenbestands (DBFZ).....	4
1.3 Stand des flexiblen Anlagenbetriebs (DBFZ).....	7
1.4 Herausforderungen der Flexibilisierung .....	10
1.4.1 Rechtliche Herausforderungen .....	11
1.4.2 Technische Herausforderungen .....	12
1.4.3 Ökonomische Herausforderungen.....	12
1.4.4 Ökologische Herausforderungen .....	13
<b>2 Organisation und Projektablauf für eine optimierte Anlagenflexibilisierung (IEE) .....</b>	<b>13</b>
2.1.1 Phase 1: Vorbereitung/ Konzeptfindung.....	15
2.1.2 Phase 2: Genehmigungsplanung.....	17
2.1.3 Phase 3: Baumaßnahmen/ BHKW-Lieferzeit.....	18
2.1.4 Phase 4: Inbetriebnahme/ Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie .....	19
<b>3 Rechtliche Rahmenbedingungen (vBVH).....</b>	<b>20</b>
3.1 Förderung der Stromerzeugung aus Biogas in Deutschland .....	20
3.1.1 Überblick über die Entwicklung des EEG .....	20
3.1.2 Der aktuelle Rechtsrahmen im Überblick .....	22
3.2 Möglichkeiten der Flexibilisierung und Hinweis zu den Meldepflichten .....	28
3.2.1 Verringerung der Stromerzeugung, Zubau, Austausch und Versetzen von BHKW .....	28
3.2.2 Zeitpunkt und Zielrichtung der Flexibilisierung .....	28
3.2.3 Hinweis zu den Meldepflichten .....	29
3.3 EEG-Rechtliche Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von Biogasanlagen .....	29
3.3.1 Beispiele für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen (ohne Ausschreibung) .....	29
3.3.2 Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen .....	34
3.3.3 Anschlussförderung (Ausschreibungen) für flexibilisierte Biogasanlagen .....	39
3.3.4 Rechtsrahmen und Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen .....	43
3.4 Rechtliche Aspekte des Netzanschlusses.....	43
3.4.1 Pflichten des Netzbetreibers .....	44
3.4.2 Voraussetzungen für Erstellung bzw. Erweiterung des Netzanschlusses .....	46
3.4.3 Netzanschlussvertrag .....	47
3.4.4 Netzintegrationsvereinbarung.....	48
3.5 Genehmigungsrechtliche Anforderungen bei der Flexibilisierung .....	49
3.5.1 Die Genehmigung nach dem BImSchG .....	50
3.5.2 Die bauordnungsrechtliche Genehmigung .....	54

3.5.3	Exkurs: Die Vorgaben der Störfall-Verordnung (StörfallV).....	54
3.5.4	Exkurs: Flexibilisierung landwirtschaftlicher Biogasanlagen im Außenbereich.....	55
3.6	Rechtliche Aspekte bei der Stromvermarktung, der Direktlieferung und der Eigenversorgung....	56
3.7	Rechtliche Aspekte bei der Wärmeversorgung.....	57
3.7.1	Möglichkeiten der Wärmenutzung.....	57
3.7.2	Wärmenutzung und flexible Stromerzeugung.....	58
3.7.3	KWK-Bonus und Wärmenutzungspflicht.....	59
<b>4</b>	<b>Technische Ansätze zur Anlagenflexibilisierung.....</b>	<b>60</b>
4.1	Bedarfsgerechte Stromerzeugung (DBFZ).....	61
4.2	Anpassung der Biogasproduktion an eine flexible Verstromung (IEE).....	63
4.2.1	Dynamisierung der Gasproduktion durch eine variable Fütterung.....	64
4.2.2	Anpassung der Anlagenkonzeption an eine flexible Biogasproduktion.....	67
4.3	Bedeutung des Gasspeichers (DBFZ).....	68
4.3.1	Stand der Technik.....	70
4.3.2	Aufbau und Funktionsweise.....	72
4.3.3	Gasspeichermanagement (DBFZ).....	75
4.3.4	Anlagenperipherie (DBFZ).....	77
4.4	Bedeutung der BHKW-Technik (DBFZ).....	78
4.5	Flexible Strombereitstellung und Wärmeauskoppelung aus Biogasanlagen (DBFZ).....	82
4.6	Technische Aspekte des Netzanschlusses (IEE).....	85
4.6.1	Technische Vorgaben für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.....	86
4.6.2	Transformator und Netzanbindung.....	89
<b>5</b>	<b>Marktintegration und Umsetzung des flexiblen Anlagenbetriebs (IEE).....</b>	<b>89</b>
5.1	Struktur des Strommarktes und Marktbildung (IEE).....	90
5.2	Von der EEG-Festvergütung zur flexiblen Stromproduktion (IEE).....	91
5.3	Systemdienstleistungen und Regelleistungsbereitstellung (IEE).....	93
5.4	Preisentwicklungen und Erlösmöglichkeiten (IEE).....	96
5.4.1	Spotmarkt.....	96
5.4.2	Regelleistungsmarkt.....	99
5.5	Betriebskonzepte für flexible Biogasanlagen (IEE).....	100
5.5.1	Grundlegende Fahrplanvarianten.....	100
5.5.2	Simulation des flexiblen Biogasanlagenbetriebs.....	102
5.5.3	Praktische Umsetzung.....	108
5.6	Praxisanlagen zur Flexibilisierung (DBFZ).....	108
<b>6</b>	<b>Ökonomische Bewertung (DBFZ).....</b>	<b>111</b>
6.1	Auswahl der Anlagenkonzepte.....	113
6.2	Annahmen der betriebswirtschaftlichen Bewertung.....	116
6.3	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung.....	118
6.3.1	Betriebswirtschaftlicher Konzeptvergleich.....	119
6.3.2	Betriebswirtschaftliche Auswirkung der Fahrplangestaltung.....	133
6.4	Zusammenfassende betriebswirtschaftliche Bewertung der Flexibilisierung.....	135

<b>7</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>136</b>
<b>8</b>	<b>Ausblick.....</b>	<b>139</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>141</b>
<b>10</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>149</b>
10.1	Biogasanlage Flemmingen – agriwatt GmbH .....	150
10.2	Biogasanlage Langwedel - Bioenergie Langwedel GmbH & Co KG .....	152
10.3	Biogasanlage Tüttendorf - Bioenergie Gettorf GmbH & Co. KG.....	154
10.4	Biogasanlage Heeseberg Biogas GmbH & Co. KG Beierstedt .....	156
10.5	Biogasanlage Rohlf's Biogas KG .....	158
10.6	Biogasanlage - Bioenergie Hotteln GmbH & Co. KG.....	160
10.7	Biogasanlage Ursheim - Bioenergie Martin Ott .....	162
10.8	Anlage Oettingen - Heizkraftwerk M&M Wärmeservice GmbH.....	164
10.9	Protokoll – Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“ .....	166

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BGA	Biogasanlage
BtL	Biomass-to-Liquid
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
EE	Erneuerbare Energien
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FBGA	Forschungsbiogasanlage
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
ISO	Internationale Organisation für Normung
fEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
FvB	Fachverband Biogas e.V
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
IBN	Inbetriebnahme
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
L	Liter (im Normzustand nach DIN 1343)
m <sup>3</sup>	Kubikmeter (im Normzustand nach DIN 1343)

MRL	Minutenreserveleistung
MW	Megawatt
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
Q <sub>P</sub>	Leistungsquotient
SRL	Sekundärregelleistung
TAB	technischen Anschlussbedingungen
TWh	Terrawattstunde
ÜUDS	Über-Unterdrucksicherung
vBVH	von Bredow Valentin Herz - Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB
Vbh	Vollbenutzungsstunden (auch Volllaststunden)
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Kraftwerkseinsatz in Deutschland im Jahr 2030 - Szenario 2011 A (links: exemplarischer Verlauf über zwei Wochen, rechts: Jahresdauerlinie) (Nitsch, Joachim et al. 2012) .....	3
Abbildung 1-2:	Kraftwerkseinsatz in Deutschland im Jahr 2050 - Szenario 2011 A (links: exemplarischer Verlauf über zwei Wochen, rechts: Jahresdauerlinie) (Nitsch, Joachim et al. 2012) .....	4
Abbildung 1-3:	Biogasanlagenbestand in Deutschland, re. Biogasanlagen mit Verstromung des Biogases vor Ort oder in Satelliten-BHKW; li. Biogasanlagen mit Aufbereitungstechnologie zur Bereitstellung von Biomethan. (DBFZ, Datenbank Biogas und Biomethan Stand 2017) (Denysenko et al. 2019; Daniel-Gromke et al. 2019) .....	5
Abbildung 1-4:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan, der installierten elektrischen Anlagenleistung und der Bemessungsleistung für Biogas inkl. Biomethan Zeitraum von 2005 bis 2018 nach Angaben der AGEE-Stat (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2019), DBFZ 2019 .....	6
Abbildung 1-5:	Entwicklung der in Anspruch genommenen Flexibilitätsprämie durch Biogas- und Biomethan-BHKW (Anlagenzahl und installierte elektrische Leistung) im Zeitraum 01/2012 bis 04/2019 (Quelle: DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA für 2012 – 2017, monatlichen Berichten zur Direktvermarktung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 - 2019 mit Stand 06/2019, sowie Daten des Anlagenregisters der BNetzA zum Stand 01/2019). .....	8
Abbildung 1-6:	Anzahl und installierte elektrische Leistung der Biogas-BHKW in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr (Stichprobe: als Biogas identifizierte Anlagen, welche im Jahr 2017 die Flexibilitätsprämie beansprucht haben, ohne Berücksichtigung der BHKW mit Inbetriebnahme vor 2000; Quelle: DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA für 2012 – 2016, monatlichen Berichten zur Direktvermarktung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 - 2017 mit Stand 02/2018, sowie Daten des Anlagenregisters der BNetzA zum Stand 04/2018; weitere Korrekturen nach der Veröffentlichung der BNetzA-Jahresabrechnungsdaten 2017 möglich (DBFZ, 2018) .....	9
Abbildung 1-7:	Verteilung der Biogas-BHKW mit Flexibilitätsprämie nach installierter elektrischer Anlagenleistung (Quelle: DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA (DBFZ 6/2018) .....	10
Abbildung 2-1:	Zeitlicher Ablauf der Erweiterung einer Biogasbestandsanlage für eine bedarfsorientierte Stromproduktion (Beispiel) .....	14
Abbildung 3-1:	Formel zur Berechnung der Flexibilitätsprämie (Quelle: (Gers-Grapperhaus et al. 2017)) .....	36

Abbildung 4-1:	Schematische Darstellung einer Biogasanlage mit Kennzeichnung (rot) der anzupassenden Technik. (Quelle: KTBL, KTBL-Heft 101 (Direktvermarktung von Biogasstrom).....	60
Abbildung 4-2:	Vereinfachte Prozesskette für eine Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung (DBFZ, 2018) .....	61
Abbildung 4-3:	Unterscheidung zwischen teil- und vollflexibler Fahrweise bei Biogasanlagen mit mehr als einem BHKW (DBFZ 2019) .....	63
Abbildung 4-4:	Luftbild: Großtechnische Versuchsbiogasanlage am Landwirtschaftszentrum in Bad Hersfeld (links), Versuchsfermenter (rechts) (Bildquelle: Fraunhofer IEE) .....	64
Abbildung 4-5:	Fütterungsplan (oben) und Gegenüberstellung des Gasspeicherbedarfs bei flexibler und unflexibler Gasproduktion bei 60 h Verstromungspause/Woche (unten) (IEE 2019).....	66
Abbildung 4-6:	Anlagenkonzept zur variablen am Verstromungsfahrplan angepassten Biogasproduktion (ReBi-Verfahren) (Bildquelle: Fraunhofer IEE nach (Ganagin und Hahn 2013)).....	67
Abbildung 4-7:	Großtechnische ReBi-Demonstrationsbiogasanlage am Landwirtschaftszentrum in Bad Hersfeld (Bildquelle: Schünemeyer, Fraunhofer IEE) .....	68
Abbildung 4-8:	Klassifizierung Gasspeichersysteme (DBFZ 2019).....	70
Abbildung 4-9:	Darstellung ausgewählter Bauformen von Gasspeichersystemen in Schnittansicht; 1 - integrierter zweischaliger pneumatisch vorgespannter Membrangasspeicher (teilgefüllt); 2 - separierter einschaliger hängender Membrangasspeicher (Gassack, teilgefüllt, ohne Tragwerk und Einhausung); 3 - integrierter dreischaliger pneumatisch vorgespannter Membrangasspeicher (vollgefüllt); 4 - integrierter einschaliger gasdruckgestützter Membrangasspeicher (vollgefüllt); 5 - integrierter zweischaliger mechanisch vorgespannter Membrangasspeicher (entleert); (DBFZ 2019).....	71
Abbildung 4-10:	Aufbau eines Rührkesselfermenters mit integriertem pneumatisch vorgespanntem zweischaligem Membrangasspeicher; 1 - Schutzmembran; 2 - Gasspeicherinnenmembran; 3 - Gurthaltesystem; 4 - Über-/Unterdrucksicherung; 5 - hydrostatisches Druckmesssystem (Schlauchwaage); 6 - Stützluftgebläse mit Stauklappen; 7 - isolierter Stahlblechmantel; 8 - Paddelrührwerk; 9 - Stützsäule; 10 - Gärsubstratspiegel; 11 - Rohbiogasleitung; 12 - Seitenrührwerk; 13 - Stützluftauspeisung mit Stauklappe; (DBFZ 2019) .....	73
Abbildung 4-11:	Darstellung unterschiedlicher Gasspeicherbereiche; 1 - variabler Nettogasspeicherbereich (schraffiert); 2 - Bruttogasspeicherbereich (hellgrau); 3 - Gärsubstratbereich (dunkelgrau); 4 - Gurthaltesystem; 5 - variabler Stützluftbereich (weiß); (DBFZ 2019) .....	74
Abbildung 4-12:	Darstellung der Gasspeicherkennlinie eines zweischaligen pneumatisch vorgespannten Membrangasspeichers mit verschiedenen Prozessparametern; grüne Linie - Seilzug-Verfahren; orangene Linie - hydrostatisches Druckmessverfahren 1; gelbe Linie - hydrostatisches Druckmessverfahren 2; dunkelrote Linie - Volumenstrom ausspeiseseitig; rote Linie - Volumenstrom einspeiseseitig; blaue Linie - Gasspeicherinnendruck; (DBFZ 2019).....	75

Abbildung 4-13:	Schematische Darstellung eines Blockheizkraftwerkes; gelber Pfeil - Biogaseinspeisung; grauer Pfeil - Abgasausspeisung; roter Pfeil - Vorlauf Heizkreis; blauer Pfeil - Rücklauf Heizkreis; schwarzer Pfeil - Strombereitstellung; im Rahmen dargestellt v.l.n.r. Hubkolbenverbrennungsmotor, starre Kupplung, Generator; (DBFZ 2019) .....	78
Abbildung 4-14:	3D-CAD-Modell des BHKW der Forschungsbiogasanlage des DBFZ; 1 - Generator; 2 - Verbrennungsmotor; 3 - Vorlaufleitung Heizkreis; 4 - Rücklaufleitung Heizkreis; 5 - Abgaswärmeübertrager (AWÜ); 6 - Wärmeübertrager (Motor-Kühlkreislauf zu Heizkreis); 7 - Rücklaufleitung AWÜ; 8 - Abgasleitung; 9 - Vorlaufleitung AWÜ; 10 - Biogaszuleitung.....	79
Abbildung 4-15:	Wärmebedarf, Wärmeproduktion, Wärme-Saldo und Strompreis (Day-Ahead) für einen Beispieltag (Quelle: EPEX Spot).....	83
Abbildung 4-16:	Optimale Kombination für zusätzlichen Wärmespeicher und Spitzenlastkessel für eine vierfach überbaute Biogasanlage in vollflexibler Betriebsweise (DBFZ 2019) .....	84
Abbildung 4-17:	Planungsaspekte und wichtige Fristen eines Netzanschlusses gemäß VDE-AR-N 4110 nach (Weinkamm 2019), IEE 2019 .....	88
Abbildung 5-1:	Struktur des EEX-Strommarktes (in Anlehnung an (EPEX SPOT SE)), (IEE 2019).....	90
Abbildung 5-2:	Abfolge und Zusammenwirken der Strommarktbildung mit Handelsfristen (Quelle: Fraunhofer IEE) .....	91
Abbildung 5-3:	Schritte von der EEG-Festvergütung zur flexiblen Stromerzeugung (qualitative Darstellung), IEE 2019.....	92
Abbildung 5-4:	Aktivierungsgeschwindigkeiten und zeitliche Verfügbarkeit von Regelleistung (nach (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018)), IEE 2019.....	95
Abbildung 5-5:	Preise am Day-Ahead und IntraDay-Handel an der EPEX-Spot und Last sowie Einspeisung von Wind (an Land und auf See) und Solarenergie vom 31. Dezember 2018 bis 02. Januar 2019 (Klobasa 2018).....	96
Abbildung 5-6:	Durchschnittliche Strompreisentwicklung am Day-Ahead-Markt über den Tagesverlauf (links) und im Wochenverlauf (rechts) der Jahre 2016 bis 2018 (Darstellung Fraunhofer IEE nach Daten (EPEX SPOT SE)).....	97
Abbildung 5-7:	Monatliche mittlere dynamische Preisspreads am Day-Ahead-Markt in den Jahren 2016 bis 2018 (Klobasa 2018).....	98
Abbildung 5-8:	Mittlere dynamische Preisspreads am Day-Ahead-Markt im Jahr 2018, sortiert nach täglichen Betriebsstunden (Eigene Darstellung Fraunhofer IEE nach (EPEX SPOT SE)) .....	99
Abbildung 5-9:	Entwicklung der mittleren Leistungspreiserlöse (links) und durchschnittliche Arbeitspreiserlöse zwischen den Jahren 2014 bis 2017 (Klobasa 2017b).....	100
Abbildung 5-10:	Beispielhafter Wochenfahrplan der Stromeinspeisung vom 01.01.2018 bis 07.01. 2018 der Betriebskonzepte A1 - Flex 1 (links, feste Einspeisezeiten) und A3 - Flex 3 (rechts, Fahrplanoptimierung), (IEE 2019) .....	105
Abbildung 5-11:	Bemessungsleistung und Einsatzhäufigkeit der BHKW nach Betriebskonzept; (IEE 2019).....	106
Abbildung 5-12:	Mehrerlösmöglichkeiten in Abhängigkeit des Betriebskonzeptes (IEE 2019) .....	107

Abbildung 6-1:	Vereinfachtes Anlagermodell des BioFlex-Kalkulationswerkzeuges. Die Berechnung der Wärmespeicher und des Spitzenlastkessel sind jeweils eigenständige Modellbestandteile (Quelle: (Dotzauer et al. 2018)).	113
Abbildung 6-2:	BHKW-Austauschzyklen in Abhängigkeit zur zeitlichen Einordnung der Anlagenkonzepte mit Vergütungsmodi. Bezugsjahr und somit Jahr der Flexibilisierung ist 2018. (DBFZ 2019)	118
Abbildung 6-3:	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 200 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)	120
Abbildung 6-4:	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 200 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)	122
Abbildung 6-5:	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 200 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)	124
Abbildung 6-6:	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)	126
Abbildung 6-7:	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)	129
Abbildung 6-8:	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)	131
Abbildung 6-9:	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für eine 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017 mit unterschiedlicher Fahrplangestaltung. Hier wird einmal der EPEX optimale Fahrplan dem mit zwei fixen Blöcken al Tag gegenübergestellt. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)	134

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Biogasanlagenbestand in Deutschland differenziert nach Anlagenart, Stand 12/2018; ohne Deponie- und Klärgasanlagen). (Lenz et al. 2019).....	5
Tabelle 2-1:	Übersicht der Projektphasen und Checkliste für die Anlagenflexibilisierung.....	14
Tabelle 3-1:	Wichtige Schwellenwerte für die genehmigungsrechtliche Einstufung nach der 4. BImSchV bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen .....	51
Tabelle 4-1:	Übersicht zu Wärmespeichertechnologien (Quelle: DBFZ 2019, Datenbasis Herstellerabfrage 2018) .....	85
Tabelle 4-2:	Technische Anforderungen und terminliche Fristen für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz nach (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2008) und (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)).....	86
Tabelle 4-3:	Regelungen der bisherigen und zukünftigen Zertifizierungspflicht von Erzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz nach (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2008) und (VDE-AR-N 4110; 2018-11), IEE 2019 .....	88
Tabelle 5-1:	Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenene Regelleistung (in Anlehnung an (Consentec GmbH 2014), (Klobasa 2017a), (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber), IEE 2019 .....	94
Tabelle 5-2:	Übersicht und wesentliche Merkmale grundlegender Fahrplanvarianten (IEE 2019) .....	101
Tabelle 5-3:	Übersicht festgelegter Anlagenparameter ausgewählter Anlagenkonzepte zur Eingabe in das Simulationsmodell (IEE 2019).....	103
Tabelle 5-4:	Übersicht der Betriebskonzepte für einen bedarfsorientierten Verstromungsbetrieb zur Eingabe in das Simulationsmodell (IEE 2019).....	104
Tabelle 6-1:	Gülledominierte 250 kW <sub>el</sub> und 500 kW <sub>el</sub> NawaRo-Grundlastanlage als Basis zur betriebswirtschaftlichen Bewertung der Flexibilisierung. Die Anlagentypen wurden auf Grund ihrer Bedeutung im Bestand für die Flexibilisierung gewählt (vgl. Abbildung 1-7). Die Weiterführenden Betrachtungen bauen auf diesen zwei Anlagenkonzepten auf. (DBFZ 2019) .....	115
Tabelle 6-2:	Im Rahmen der Anlagenkonzepte betrachtete Wärmenutzung. Unterschieden wird hier in drei unterschiedliche Wärmelastprofile auf zwei Wärmenutzungsniveaus (Mittleres und hohes Niveau). Die Wärmelastprofile sind insbesondere für die saisonale zeitliche Verteilung des Wärmebedarfes der Wärmesenke relevant. Hierdurch ergibt sich unmittelbar die nötige Auslegung für Wärmespeicher oder Ersatzwärmemaßnahmen (Spitzenlastkessel). (DBFZ 2019).....	115
Tabelle 6-3:	Zeitliche Struktur der betrachteten Anlagenkonzepte. Die Restlaufzeit der Bestandsanlage wirkt sich auf die Dauer der Flexprämienzahlung aus. Hiermit ist ein unmittelbarer Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit gegeben. Je Früher Flexibilisiert wird, umso länger kann die Flexibilitätsprämie bezogen und der	

	Übergang in die Ausschreibung nach Auslaufen der EEG-Vergütung erleichtert werden. (DBFZ 2019).....	116
Tabelle 6-4:	Rahmenparameter für die betriebswirtschaftliche Bewertung. (DBFZ 2019).....	117
Tabelle 6-5:	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 200 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019) .....	121
Tabelle 6-6:	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 200 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019) .....	123
Tabelle 6-7:	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 200 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019) .....	125
Tabelle 6-8:	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019) .....	128
Tabelle 6-9:	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019) .....	130
Tabelle 6-10:	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019) .....	132
Tabelle 6-11:	Technische Parameter der 500 kW <sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017 bei differenzierter Fahrplangestaltung (DBFZ 2019).....	134

## 1 Einleitung

In einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem wird der Ausgleich von Angebot und Nachfrage mittels Flexibilitätsoptionen an Bedeutung zunehmen, um die Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen auszugleichen. Biogasanlagen nehmen eine Sonderstellung innerhalb der erneuerbaren Energien ein, da die Verstromung durch die in der Biomasse gespeicherte Energie steuerbar ist. Daher stellen sie einen möglichen Baustein für die erfolgreiche Transformation des Energiesystems dar. Um den Paradigmenwechsel von einer Grundlastfahrweise, die auf eine möglichst hohe Volllaststundenzahl abzielt, hin zu einer bedarfsorientierten Stromproduktion zu vollziehen, sind in der Regel technische Anpassungen, beispielsweise in eine erhöhte Verstromungs- oder Gasspeicherkapazität, notwendig. Die damit verbundenen Zusatzinvestitionen werden für Biogasbestandsanlagen (und für biomethanbetriebene Anlagen) seit der Novellierung des EEG im Jahr 2012 und in den Folgeregelungen des EEG 2014 bzw. EEG 2017 durch die sog. Flexibilitätsprämie angereizt. Mit dem EEG 2014 und dem EEG 2017 wurde die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen fortgeführt und durch den sog. Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen flankiert, um dem Energiesystem zusätzliche elektrische Leistung zur Verfügung zu stellen. Mit der Umstellung des Vergütungssystems auf Ausschreibungen wird mit dem EEG 2017 die flexible Stromerzeugung weiter forciert.

Die Umstellung von Biogasanlagen auf eine flexible Stromerzeugung stellt für Anlagenbetreiber ein Geschäftsfeld dar, das teilweise von Intransparenz und von einer erhöhten Komplexität gegenüber der bisherigen Grundlastfahrweise gekennzeichnet ist. Der Leitfaden zur Flexibilisierung des Verstromungsbetriebs von Biogasanlagen setzt deshalb neben der Primärzielgruppe „Betreiber“ auch hier an, um im Feld aller Akteure und in der Öffentlichkeit durch ein höheres Maß an Transparenz eine verbesserte Akzeptanz für (flexible) Bioenergie zu erzeugen. Anhand detailliert beschriebener Vorgehensweisen und übertragbarer Beispiele sollen die Akteure motiviert werden, die Potenziale zur systemstabilisierenden und bedarfsorientierten Stromerzeugung sowie zur Effizienzsteigerung im Anlagenbestand möglichst vollumfänglich und kostenoptimal zu realisieren. Die auch in anderen Forschungsprojekten erarbeiteten Ergebnisse, die oft einen starken Fokus auf die systemischen Aspekte legen und nicht primär Anlagenbetreiber als Zielgruppe adressieren, sind ein Grund, weshalb der Wissenstransfer in die Praxis bisher nicht immer durchgängig gegeben ist. Die Diskrepanz zwischen dem bereits weit entwickelten Wissen zu anlagenbezogenen Aspekten der Flexibilisierung der Biogasverstromung und dem noch ausbaufähigen Wissenstransfer soll durch diesen Leitfaden gezielt abgebaut werden, um Praktiker kompakt und kompetent für die für sie relevanten Fragestellungen zu rüsten.

Der vorliegende Leitfaden soll einen umfassenden Überblick der Möglichkeiten und Voraussetzungen zur Flexibilisierung der Strombereitstellung durch Biogasanlagen geben. Dabei sollen praxisnahe Antworten auf technische, wirtschaftliche, organisatorische und rechtliche Fragestellungen gegeben werden. Dazu werden technische und wirtschaftliche Schlüsselpunkte herausgestellt, die es zu beachten gilt, um einen erfolgreichen flexiblen Anlagenbetrieb zu realisieren. Zudem werden die rechtlichen Aspekte der bedarfsgerechten Strombereitstellung im Überblick dargestellt und anhand von Fallbeispielen erläutert. Mit dem EEG 2017 wurde die Festlegung der Förderhöhe durch Ausschreibungsmodelle anstatt fester EEG-Vergütungen festgelegt, wobei die technische Eignung für eine bedarfsorientierte Betriebsweise für

Bestandsanlagen als Grundvoraussetzung für eine Anschlussförderung gilt. Demnach werden im Rahmen des Leitfadens auch Perspektiven für Bestandsanlagen mit Flexibilisierungskonzepten adressiert.

## 1.1 Biogasanlagen als Ausgleichsoption im zukünftigen Energieversorgungssystem (IEE)

Politischen Zielsetzungen gemäß soll der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 55 bis 60 % im Jahr 2035 und auf mindestens 80% im Jahr 2050 gesteigert werden (EEG 2017, vom 23.06.2017). Die elektrische Energieversorgung in Deutschland beruht aktuell (noch) weitestgehend auf dem Einsatz der konventionellen und überwiegend fossilen Energieträger Braun- und Steinkohle, Erdgas, Kernenergie, Mineralöl und sonstigen nicht erneuerbaren Energieträgern. Die heutige Stromerzeugung ist durch eine zentrale Struktur aus Großkraftwerken mit verhältnismäßig wenigen Produzenten gekennzeichnet, während bei zunehmenden EE-Anteilen in Zukunft immer häufiger Anlagen dezentral und großräumig in das Stromnetz auf Verteilnetzebene einspeisen werden (Richard 2012).

Je nach Wetterlage, Tages- und Jahreszeit kommt es zum Teil zu einer stark schwankenden Stromerzeugung durch die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) Wind und Photovoltaik. Das bedeutet, dass es zu einem Über- bzw. Unterangebot kommen kann, während sich dieser Effekt mit einem zunehmenden Anteil fluktuierender Stromerzeugung weiter erhöht. Entsprechend gibt es Zeiten, in denen mehr Strom produziert wird als benötigt wird und umgekehrt. Um den Fluktuationen entgegen zu wirken, welche sich unter anderem durch schwankende Börsenstrompreise auszeichnen, können u. a. Biogasanlagen gezielt zu Zeiten Strom einspeisen, wenn ein hoher Bedarf besteht - und ihre Leistung reduzieren, wenn der Strombedarf gering ist. Die hohe Verfügbarkeit und Planbarkeit der Stromerzeugungskapazität aus Bioenergie- und insbesondere aus Biogasanlagen ist ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu den fEE. Im Zusammenspiel aller Anlagen, deren Betriebsweise sich virtuell am gleichen Strombedarf orientieren und die an das Stromsammel- und -verteilnetz angeschlossen sind, ergibt sich eine flächendeckend bedarfsgerechte Stromversorgung.

Simulationen, welche im Rahmen der Leitstudie 2011 (Nitsch, Joachim et al. 2012) nach Maßgabe einer kostenminimierenden Kraftwerkseinsatzplanung für Deutschland durchgeführt wurden, machen deutlich, dass Schwankungen im Stromsystem, die durch die volatile Einspeisung aus Wind und Photovoltaik verursacht werden, bei der Residuallast in einem starken Anstieg des Spitzenlastbedarfs bzw. mit einem stark reduzierten Grundlastbedarf einhergehen. Die Residuallast beschreibt dabei den verbleibenden Strombedarf, der nach der Bereitstellung durch fEE noch nicht gedeckt ist und durch andere Erzeuger bzw. Energiespeicher abgedeckt werden muss. Eine Zunahme von fEE im Strom-Mix bringt ebenfalls einen steigenden Bedarf an Regelleistung zur Frequenzhaltung mit sich, welche jedoch erheblich von der (heutigen und zukünftigen) Prognosegüte der Wind- und PV-Einspeisung abhängig ist. Der zusätzliche Bedarf an Regelleistung aufgrund inhärenter Prognosefehler wird auf zusätzlich 30 - 70 MW je installiertem Gigawatt Leistung aus fEE geschätzt (Hirth, L., Ziegenhagen, I. 2013). Der Flexibilisierung des Kraftwerksparks und Reduktion von Must-run-Kraftwerken kommt eine zentrale Rolle zu, um die Einspeisung aus fEE nicht zu blockieren bzw. um Versorgungslücken zu schließen. Ergänzend können Maßnahmen zum Lastmanagement dazu beitragen, um eine „Glättung“ residualer Lasten durch Steuerung der Stromnachfrage zu erzielen.

Abbildung 1-1 veranschaulicht die Notwendigkeit eines angepassten Kraftwerkseinsatzes anhand eines exemplarischen Residuallastverlaufs über zwei Wochen für das Jahr 2030.

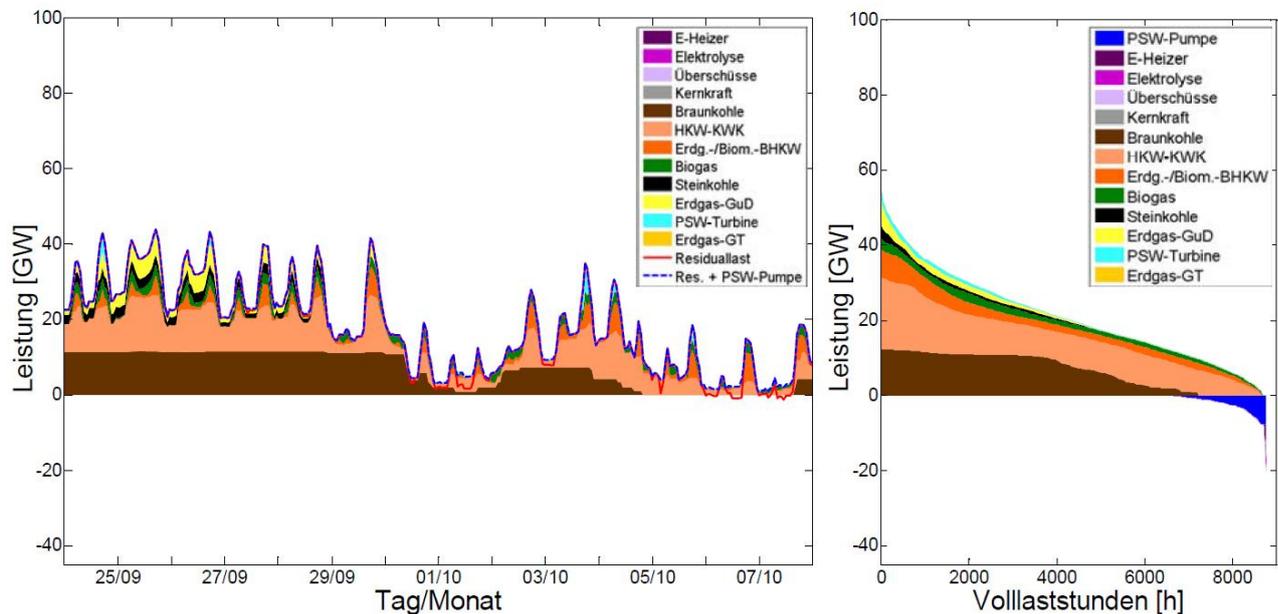


Abbildung 1-1: Kraftwerkseinsatz in Deutschland im Jahr 2030 - Szenario 2011 A (links: exemplarischer Verlauf über zwei Wochen, rechts: Jahresdauerlinie) (Nitsch, Joachim et al. 2012)

Die Darstellung aus Abbildung 1-1 zeigt, dass auftretende Überschüsse (negative Residuallast) fast vollständig über Kurzzeitspeicher (meist Pumpspeicher) abgedeckt werden können, wenn sich der übrige Kraftwerkspark flexibel verhält. Der weitere Ausbau der fEE verringert jedoch in der Tendenz zunehmend die Residuallast und führt langfristig häufiger zu Stromüberschüssen, sodass auch Langzeitspeichertechnologien wie Power-to-Gas (EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan) zum Einsatz kommen (Abbildung 1-2). Durch eine adäquate Nutzung von Flexibilitätsoptionen (darunter flexible Biogasanlagen) kann eine „Abregelung“ der fEE weitestgehend vermieden werden. Dazu gehört insbesondere eine Reduzierung der jeweiligen Anlagenauslastung (Volllaststunden), um auf Schwankungen reagieren zu können. Neben der Flexibilisierung des Kraftwerksparks sorgt ein angemessener Ausbau der Stromnetze bzw. Speicherlösungen für einen zusätzlichen räumlichen bzw. zeitlichen Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage. Der „Grad“ der Flexibilität der elektrischen Energieversorgung beeinflusst dabei maßgeblich die Stromüberschüsse und somit die Notwendigkeit des Einsatzes von langfristigen Speichertechnologien (z. B. Power-to-Gas) (Schill 2013). Weitere Forschungsergebnisse bestätigen, dass eine flächendeckend flexible Stromerzeugung aus Biogasanlagen aus energiewirtschaftlicher Sicht zu einer Kostenreduktion führt (Holzhammer 2014b). So könnte ein Teil des konventionellen Kraftwerksparks stillgelegt bzw. Neubauten vermieden werden, da geringere residuale Lasten gedeckt werden müssen. Ebenfalls reduzieren sich die Wartungskosten und der Brennstoffbedarf konventioneller Kraftwerke, wenn diese seltener starten. Weiterhin werden, wie bereits angedeutet, Kosten für die Zwischenspeicherung überschüssiger Strommengen vermieden. Die in Summe höchsten Einsparungen an Gesamtkosten im Energiesystem ergeben sich bei einer flexiblen Betriebsweise des Biogasanlagenparks bei durchschnittlich 4.000 Vollbenutzungsstunden.

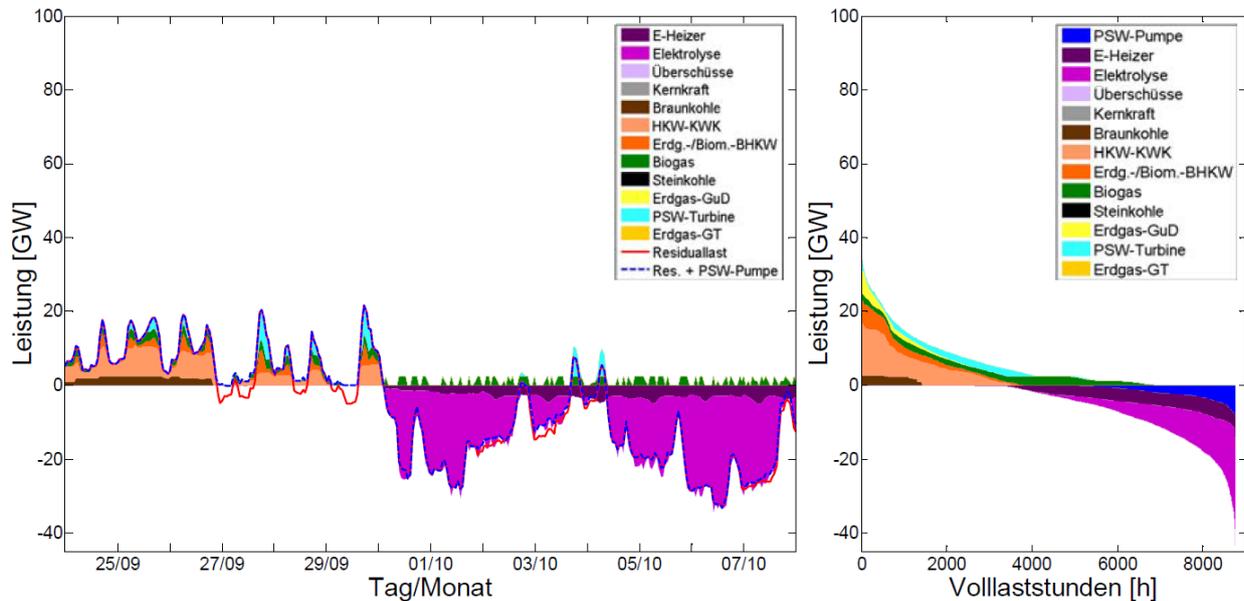


Abbildung 1-2: Kraftwerkseinsatz in Deutschland im Jahr 2050 - Szenario 2011 A (links: exemplarischer Verlauf über zwei Wochen, rechts: Jahresdauerlinie) (Nitsch, Joachim et al. 2012)

Aus Sicht des Energiesystems mit einem hohen Anteil fEE und einer stetigen Reduktion konventioneller Kraftwerksleistungen ergeben sich zusammenfassend folgende zentrale Herausforderungen:

1. Steuerbare Stromerzeuger müssen die Schwankungen der fEE ausgleichen und gezielt zur *Deckung der Residuallast* beitragen.
2. EE-Anlagen müssen Aufgaben bzw. *Systemdienstleistungen* der konventionellen Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit übernehmen.

## 1.2 Status quo Biogas - Entwicklung des Anlagenbestands (DBFZ)

Ende 2018 sind in Deutschland rd. 9.000 Biogasproduktionsanlagen<sup>1</sup> inkl. Betriebsstätten mit Aufbereitung zu Biomethan in Betrieb. Der Großteil der Biogasanlagen stellt landwirtschaftliche Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung (und Satelliten-BHKW) des Biogases dar; rund 200 Biogasanlagen bereiten das Biogas zu Biomethan auf (vgl. Tabelle 1-1).

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland seit dem Jahr 2000 maßgebend über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Bis 2012 erfolgte die Biogaserzeugung und Verstromung im BHKW im Grundlastbetrieb. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2012 erfolgte ein Paradigmenwechsel, mit dem Anreize zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biogas gesetzt wurden. So wurde die Flexibilitätsprämie für Anlagen, die Strom aus Biogas erzeugen (einschließlich Biomethan), eingeführt und mit den nachfolgenden Novellierungen fortgeführt. Die Prämie dient als Anreiz, zusätzliche installierte elektrische Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitzustellen. Mit Hilfe der Flexibilitätsprämie sollen die notwendigen Investitionen für einen flexiblen Anlagenbetrieb teilweise

<sup>1</sup> Deponie- und Klärgasanlagen wurden nicht berücksichtigt und sind somit in den Darstellungen zu Biogas bzw. Biomethan nicht enthalten.

refinanziert werden. Zusätzliche Einnahmen können durch eine Verlagerung der Stromproduktion in hochpreisige Zeiten erreicht werden, wodurch Erlöse oberhalb des monatlichen Durchschnittspreises an der Börse für kurzfristige Strommarktprodukte (EPEX SE) generiert werden können.

Tabelle 1-1: Biogasanlagenbestand in Deutschland differenziert nach Anlagenart, Stand 12/2018; ohne Deponie- und Klärgasanlagen). (Lenz et al. 2019)

Art der Biogasanlage	Anlagenzahl [Anzahl]
Landwirtschaftliche Biogasproduktionsanlagen	ca. 8.470
davon Güllekleinanlagen ( $\leq 75\text{kW}$ ) gemäß §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014	ca. 800
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle $\geq 90\%$ , massebezogen)	136
Vergärungsanlagen auf Basis von org. Abfällen und Gülle/ NawaRo (Anteil org. Abfälle $< 90\%$ , massebezogen)	ca. 200
Biogasaufbereitungsanlagen (Biomethan)	203
<b>Biogasproduktionsanlagen, gesamt</b>	<b>ca. 9.000</b>

Die regionale Verteilung der Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung des Biogases und mit Aufbereitung zu Biomethan sind in Abbildung 1-3 dargestellt.

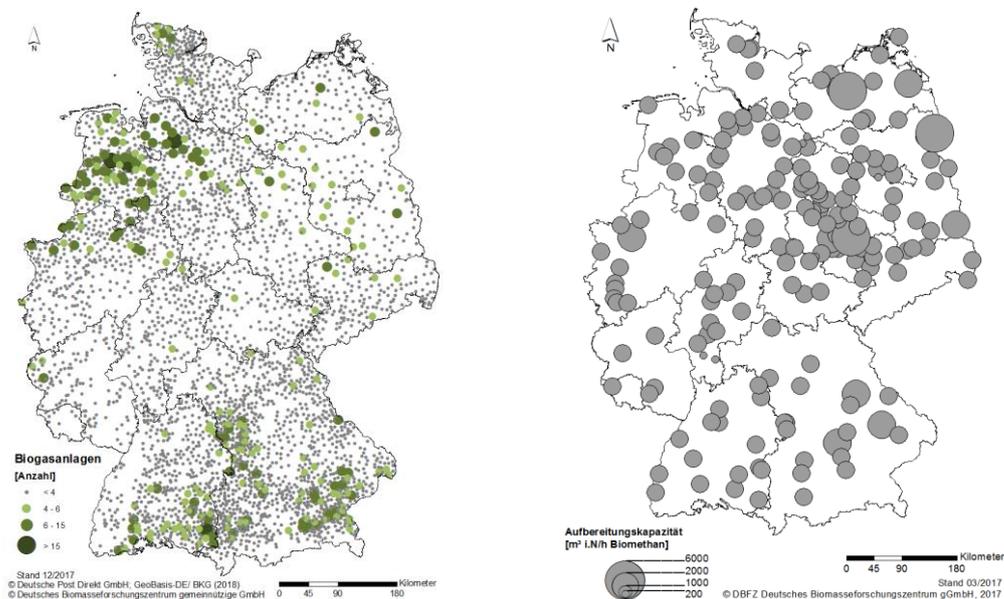


Abbildung 1-3: Biogasanlagenbestand in Deutschland, re. Biogasanlagen mit Verstromung des Biogases vor Ort oder in Satelliten-BHKW; li. Biogasanlagen mit Aufbereitungstechnologie zur Bereitstellung von Biomethan. (DBFZ, Datenbank Biogas und Biomethan Stand 2017) (Denysenko et al. 2019; Daniel-Gromke et al. 2019)

Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2014 erfolgten vordergründig Erweiterungen bestehender Biogasanlagen infolge der Leistungserhöhung zur Flexibilisierung. Der Zubau von neuen Biogasanlagen beschränkte sich auf Güllekleinanlagen und wenige Bioabfallvergärungsanlagen.

Abbildung 1-4 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan in KWK-Anlagen nach Angaben der AGEE-Stat (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2019). Aufgrund des geringen Zubaus an neuen Anlagen in den letzten 3 Jahren stagniert die Stromerzeugung aus Biogas inkl. Biomethan und beträgt Ende 2018 rd. 32 TWh<sub>el</sub>. Die installierte elektrische Anlagenleistung für KWK-Anlagen, die mit Biogas oder Biomethan betrieben werden, liegt nach Angaben der AGEE-Stat für 2018 bei 6,1 GW<sub>el</sub>; wobei die Bemessungsleistung der Anlagen rd. 3,7 GW<sub>el</sub> umfasst. Mit Auslaufen der 20-jährigen EEG-Festvergütung für die Stromerzeugung bestehender Biogasanlagen und der zunehmenden Anlagenstilllegungen wird unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus Biogas bis 2030 erwartet.

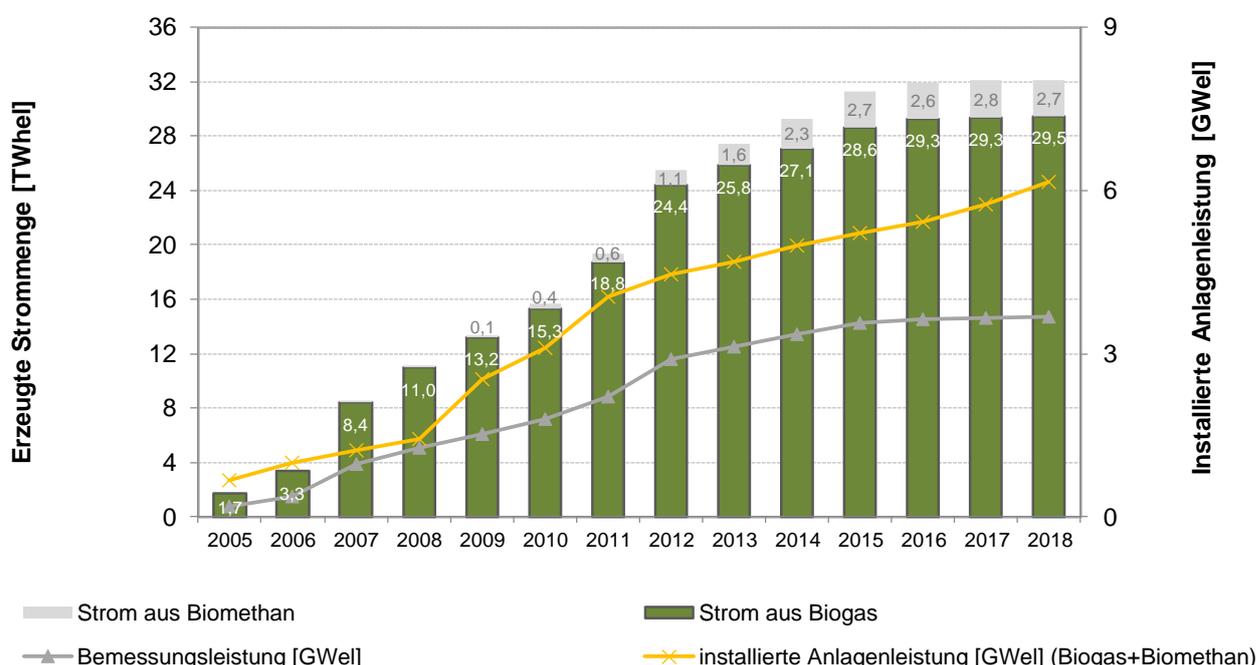


Abbildung 1-4: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan, der installierten elektrischen Anlagenleistung und der Bemessungsleistung für Biogas inkl. Biomethan Zeitraum von 2005 bis 2018 nach Angaben der AGEE-Stat (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2019), DBFZ 2019

Mit 32,2 TWh<sub>el</sub> in 2018 hat Biogas (inkl. Biomethan) einen Anteil von rd. 14 % an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und leistet neben Windenergie und Photovoltaik einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Wärmebereitstellung aus Biogas erreichte im Jahr 2018 rund 16,7 TWh<sub>th</sub>, das entspricht ca. 10 % der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bzw. rund 1,4 % des Endenergieverbrauchs Wärme insgesamt. Zudem wurden in 2018 etwa 401 GWh Biomethan in Erdgasfahrzeugen eingesetzt, was lediglich 1 % der erneuerbaren Kraftstoffe entspricht und deutliche Ausbaupotenziale zeigt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Umweltbundesamt (UBA) 2019).

Mit Auslaufen der EEG-Festvergütung für Biomasseanlagen werden zunehmend mehr Anlagen an den Ausschreibungen teilnehmen. In der ersten Ausschreibung für Biomasseanlagen am 1. September 2017 nahmen 10 Neuanlagen und 23 Bestandsanlagen teil. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 14,30 ct/kWh, wobei der höchste Gebotswert mit Zuschlag 16,90 ct/kWh betrug,

den eine Bestandsanlage erhielt. Das Gebotsvolumen von 40,912 MW lag allerdings deutlich unter dem Ausschreibungsvolumen von 122,446 MW. Auffällig war auch die geringe Beteiligung von Neuanlagen. In der zweiten Ausschreibung am 1. September 2018 nahmen deutlich mehr Anlagen teil. Insgesamt erhielten 79 Gebote einen Zuschlag, wovon nur 13 Zuschläge auf Neuanlagen entfielen. Der durchschnittliche Zuschlagswert aller Gebote lag bei 14,73 ct/kWh. Dies war auch gleichzeitig der zulässige Höchstwert für Neuanlagen. Bei Bestandsanlagen betrug der Höchstwert 16,73 ct/kWh. Dennoch lag auch hier das Gebotsvolumen von 76,5 MW weit unter dem Ausschreibungsvolumen von 225,8 MW. In der dritten Ausschreibung erhielten insgesamt 18 Gebote mit einem Volumen von 25 MW einen Zuschlag, darunter zwei Gebote für Neuanlagen mit einem Volumen von 3 MW. Die im Gebotspreisverfahren ermittelten Zuschlagswerte lagen zwischen 9,53 ct/kWh und 16,56 ct/kWh. Diese Ausschreibung war die bisher am stärksten unterzeichnete. Obwohl ein Volumen von 133 MW ausgeschrieben war, wurden lediglich Gebote mit einem Volumen von 27 MW eingereicht.

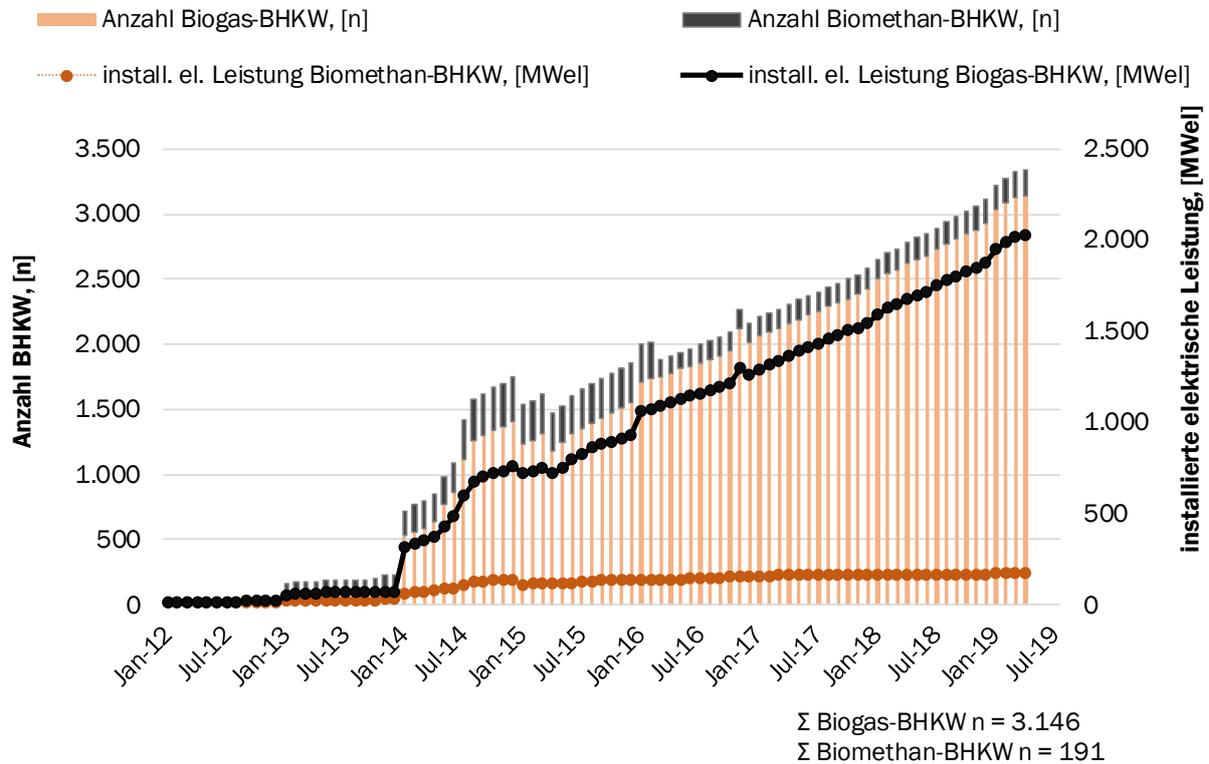
### 1.3 Stand des flexiblen Anlagenbetriebs (DBFZ)

Um Anreize für einen flexiblen Anlagenbetrieb zu setzen, wurde mit dem novellierten EEG im Jahr 2012 die Flexibilitätsprämie für Biogasbestandsanlagen eingeführt, um zusätzliche installierte Leistung für einen am Strombedarf orientierten Betrieb vorzuhalten. Gemäß § 54 EEG 2014 und § 50b EEG 2017 wurde die Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen, welche vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, fortgeführt. Neuanlagen haben hingegen einen Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag entsprechend § 53 des EEG 2014 bzw. § 50a des EEG 2017. Die Prämie bzw. der Zuschlag dienen als Anreiz, zusätzliche installierte elektrische Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitzustellen, und somit auf Preissignale des Strommarkts reagieren zu können.

Bezogen auf die installierte elektrische Leistung erhalten gegenwärtig rund 15 % der Biogasanlagen die EEG-Festvergütung, während die restlichen 85 % den erzeugten Strom direkt an der Börse vermarkten (Stand 12/2018). Seit 2014 zeichnete sich ein Anstieg der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen ab. Im Zuge der Novellierung des EEG 2014 erfolgte insbesondere im Juni/Juli 2014 ein starker Anstieg der Anmeldungen zur Flexibilitätsprämie, der als Vorzieheffekt aufgrund großer Unsicherheit hinsichtlich der EEG-Novellierung 2014 interpretiert werden kann (Trommler et al. 2016).

Zum Stand 06/2019 wurden anhand der Daten der Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber durch Auswertungen des DBFZ rund 3.146 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 2.022 MW<sub>el</sub> zugeordnet, für die die Flexibilitätsprämie gewährt wurde (vgl. Abbildung 1-5). Darüber hinaus wurden ca. 191 Biomethan-BHKW mit einer Leistung von 169 MW<sub>el</sub> aufgeführt. Insgesamt erhielten demnach mehr als 3.337 Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer gesamten installierten Anlagenleistung von rund 2,2 GW<sub>el</sub> Flexibilitätsprämie von ihrem jeweiligen Netzbetreiber. Die Anzahl der (Vor-)Anmeldungen bei der BNetzA zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie liegt, aufgrund von Doppelmeldungen über den genannten Zahlen, wie Auswertungen aus (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017) zeigen.

Die schwankende Anzahl bei Biomethan-BHKW in Abbildung 1-5 deutet auf den stärkeren Wechsel von der Direktvermarktung zur Festvergütung hin. Angenommen wird, dass die wärmegeführte Fahrweise der Biomethan-BHKW im Vordergrund steht.



© DBFZ 06/2019

Abbildung 1-5: Entwicklung der in Anspruch genommenen Flexibilitätsprämie durch Biogas- und Biomethan-BHKW (Anlagenzahl und installierte elektrische Leistung) im Zeitraum 01/2012 bis 04/2019 (Quelle: DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA für 2012 – 2017, monatlichen Berichten zur Direktvermarktung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 - 2019 mit Stand 06/2019, sowie Daten des Anlagenregisters der BNetzA zum Stand 01/2019).

Ende 2014 wurden nach Auswertungen der Stromerzeugungsdaten der BNetzA noch 342 flexibel betriebene Biomethan-BHKW ermittelt (Daniel-Gromke et al. 2018), wobei die Anzahl seitdem rückläufig ist (Ende 2018: 186).

Von der maximal zusätzlich installierten elektrischen Leistung von 1.000 MW (sog. Förderdeckel nach EEG 2017, reduziert von ursprünglich 1.350 auf 1.000 MW durch das Energiesammelgesetz), die als Erhöhung der installierten Leistung der Anlagen nach dem 31. Juli 2014 an das Register übermittelt werden, wurden bereits über 1.000 MW als Leistungserhöhung für den flexiblen Betrieb ausgeschöpft. Im Zuge des Energiesammelgesetzes wurde die Fördergrenze auf 1.000 MW abgesenkt, mit einer anschließenden Übergangsfrist von 16 Monaten, in der Flexibilisierungsvorhaben noch abgeschlossen werden können (ohne Berücksichtigung einer Leistungsobergrenze während dieses Zeitraums). Nach dem Erreichen der oberen Flexdeckel-Grenze gilt die Übergangsfrist für eine mögliche, nicht gedeckelte Flexibilisierung des Biogasanlagenbestandes für einen Zeitraum von weiteren 16 Monaten, allerdings kann davon ausgegangen werden, dass die Planung der tatsächlichen Projektumsetzung einer flexiblen Fahrweise bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt abgeschlossen ist und der Bestand somit im Wesentlichen bis Ende 2020 flexibilisiert wird.

Generell nehmen bisher überwiegend Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme (IBN) 2004 – 2011 die Flexibilitätsprämie in Anspruch (vgl. Abbildung 1-6). Dabei fällt der Großteil auf Biogasanlagen mit IBN in 2010/2011 und 2005/2006.

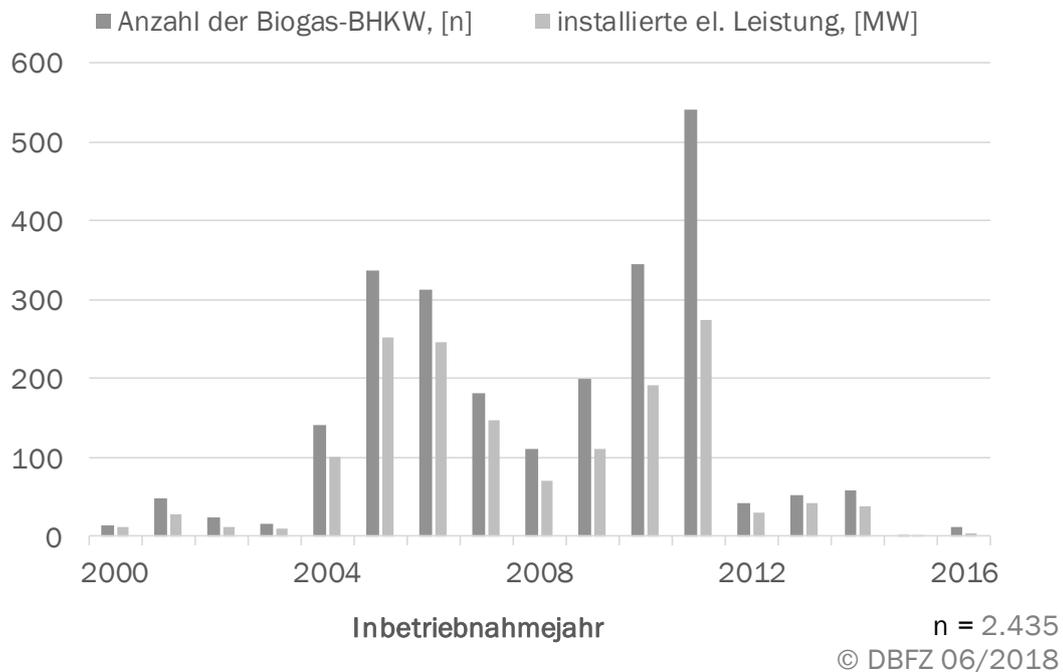


Abbildung 1-6: Anzahl und installierte elektrische Leistung der Biogas-BHKW in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr (Stichprobe: als Biogas identifizierte Anlagen, welche im Jahr 2017 die Flexibilitätsprämie beansprucht haben, ohne Berücksichtigung der BHKW mit Inbetriebnahme vor 2000; Quelle: DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA für 2012 – 2016, monatlichen Berichten zur Direktvermarktung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 - 2017 mit Stand 02/2018, sowie Daten des Anlagenregisters der BNetzA zum Stand 04/2018; weitere Korrekturen nach der Veröffentlichung der BNetzA-Jahresabrechnungsdaten 2017 möglich (DBFZ, 2018)

Abbildung 1-7 zeigt die Verteilung BHKW-Anlagenlagen (Anzahl) nach installierter Anlagenleistung, die auf der Basis der BNetzA-Daten zur Stromerzeugung für Biogas-BHKW mit Flexibilitätsprämie ermittelt wurde. Hinsichtlich der Verteilung der BHKW-Leistungsgrößen zeigt sich, dass es „Hot-spots der Flexibilisierung“ bei Biogas-BHKW mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von 250, 400, 500 und 800 kW gibt. Mit Blick auf die regionale Verteilung können rund 80 % der flexibilisierten Biogasanlagen in Bayern (36 %), Niedersachsen (23 %), Schleswig-Holstein (11 %) und Baden-Württemberg (10 %) verortet werden.

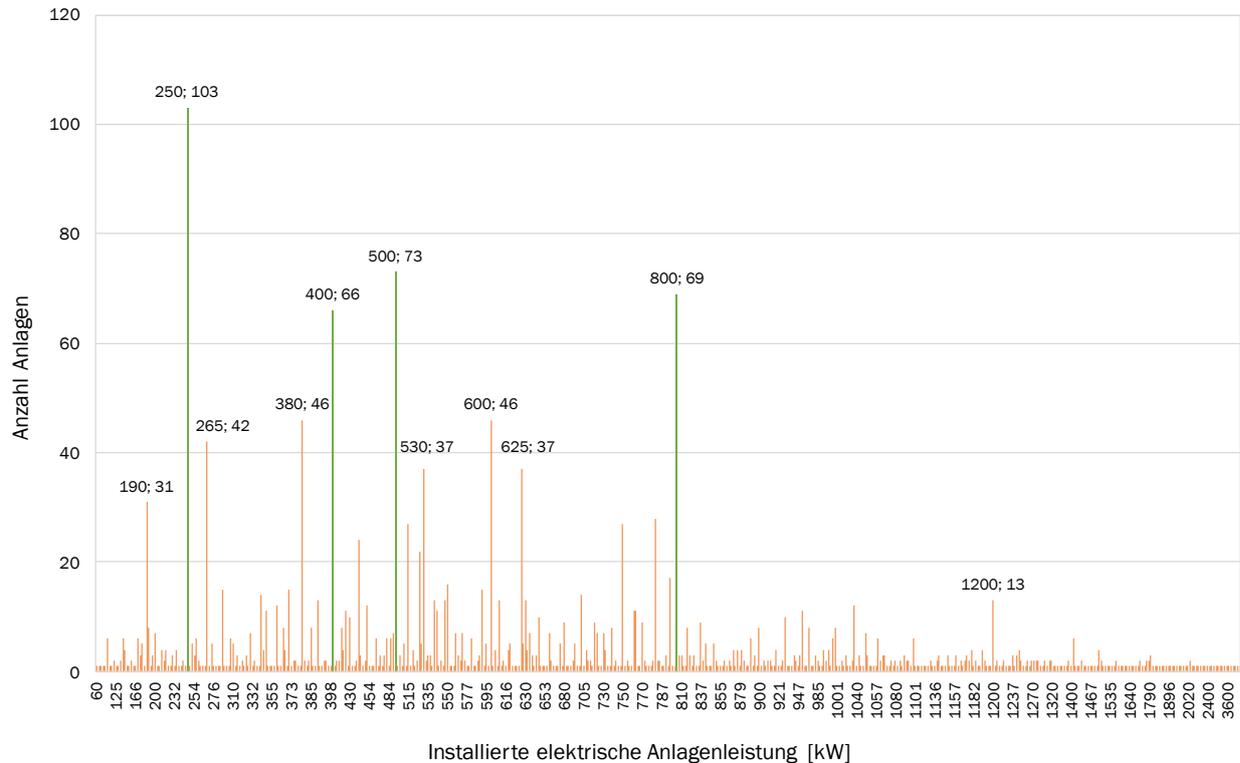


Abbildung 1-7: Verteilung der Biogas-BHKW mit Flexibilitätsprämie nach installierter elektrischer Anlagenleistung (Quelle: DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA (DBFZ 6/2018))

Auswertungen der BNetzA-Daten zur Stromerzeugung für 2016 zeigen, dass die durchschnittlichen Volllaststunden der Biogas-BHKW mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie rd. 6.250 h betragen, die von flexiblen Biomethan-BHKW dagegen rd. 4.000 h (Daniel-Gromke et al. 2018), wobei hierbei keine Differenzierung in Volllast- und Teillastbetrieb der BHKW berücksichtigt wurde. In welchem Umfang diese Anlagen tatsächlich flexibel betrieben werden, kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden.

## 1.4 Herausforderungen der Flexibilisierung

Im Folgenden werden die wesentlichen Aspekte der Flexibilisierung von Biogasanlagen kurz skizziert und wie folgt differenziert:

- Rechtliche Herausforderungen
- Technische Herausforderungen
- Ökonomische Herausforderungen
- Ökologische Herausforderungen

### 1.4.1 Rechtliche Herausforderungen

Vor Beginn der Flexibilisierung muss sich der Anlagenbetreiber über die damit verbundenen rechtlichen Anforderungen und die Auswirkungen auf bestehende Förderansprüche bewusstwerden. Zudem müssen die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden.

Die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen ist häufig mit dem Zubau oder dem leistungserhöhenden Austausch von BHKW verbunden. Es stellt sich dann stets die Frage, ob die neu in Betrieb genommenen BHKW als Erweiterung der bestehenden Anlage zu werten sind oder ob es sich um neue, EEG-rechtlich selbständige Anlagen handelt. Nur wenn es sich um eine Anlagenerweiterung handelt, besteht Aussicht darauf, dass auch für das neue BHKW das ursprüngliche Inbetriebnahmedatum (IBN) der Biogasanlage maßgeblich ist. Allerdings muss bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit stets bedacht werden, dass die nach älteren Fassungen des EEG zu vergütende Strommenge aufgrund der Regelung zur Höchstbemessungsleistung auf 95 % der am 1. Juli 2014 installierten Leistung beschränkt bleibt.

Während der „Grundfall“, bei dem die installierte Leistung einer vorhandenen Biogasanlage durch den Zubau oder den Austausch eines BHKW erhöht wird, EEG-rechtlich geklärt ist, gibt es zahlreiche Konstellationen, in denen der Umgang mit Anlagenbegriff, Inbetriebnahme und Höchstbemessungsleistung weitaus weniger klar ist. So ist beispielsweise noch nicht abschließend zu beurteilen, ob und ggfs. unter welchen Voraussetzungen sog. Satelliten-Standorte flexibilisiert werden können. Auch bedarf es noch der weiteren Klärung in Rechtsprechung und Literatur, ob und ggfs. unter welchen Voraussetzungen das im Fall eines leistungserhöhenden Austauschs „frei“ werdende BHKW sein Inbetriebnahmedatum behält. Werden bereits vor dem 1. August 2014 mit erneuerbaren Energien betriebene BHKW für die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen genutzt, stellt sich regelmäßig die Frage, ob sich dadurch die an dem flexibilisierten Standort nutzbare Höchstbemessungsleistung erhöhen kann.

Für die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen spielt die sogenannte Flexibilitätsprämie eine ganz erhebliche Rolle. Das EEG enthält hierzu eine ganze Reihe von Voraussetzungen und Nachweisanforderungen, die bei der Flexibilisierung in jedem Fall Berücksichtigung finden müssen.

Sofern die Flexibilisierung im Hinblick auf die geplante Inanspruchnahme einer sogenannten „Anschlussförderung“ erfolgt, muss sich der Anlagenbetreiber mit den Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens vertraut machen. Neben dem konkreten Ablauf der Ausschreibungen sind auch die ab dem Stichtag, zu dem die Biogasanlage in die Anschlussförderung wechselt, geltenden rechtlichen Anforderungen zu beachten. Dies betrifft beispielsweise den sog. Maisdeckel und die dann geltende Höchstbemessungsleistung von lediglich 50 %.

In genehmigungsrechtlicher Hinsicht ist zu beachten, dass die baulichen Veränderungen im Regelfall einer Änderungsgenehmigung bedürfen. Diese sollte frühzeitig beantragt werden.

Weitere zu berücksichtigende Aspekte betreffen den Netzanschluss und den gegebenenfalls erforderlich werdenden Netzausbau sowie rechtliche Fragen, die sich im Zusammenhang mit der Stromvermarktung

und ggfs. der Erarbeitung eines wirtschaftlichen Wärmenutzungskonzepts stellen. Eine detaillierte Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen folgt in Kapitel 3.

## 1.4.2 Technische Herausforderungen

Biogasanlagen wurden bis zum Inkrafttreten der EEG-Novelle 2012 in der Regel für einen kontinuierlichen Anlagebetrieb ausgelegt, um bei möglichst hoher Auslastung maximalen Umsatz zu generieren und so einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Mit dem Paradigmenwechsel im EEG 2012 und 2014 hin zu einer bedarfsgerechten Produktion von Strom aus Biogasanlagen, wird seitens des Gesetzgebers der Trend vorgegeben, Biogasanlagen zukünftig vor allem als flexible Erzeugungsanlagen einzusetzen, um die Schwankungen der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Solarstrom auszugleichen.

Um dieser systemischen und auch im EEG formal festgeschriebenen Anforderung gerecht zu werden, ist im Wesentlichen eine Spreizung der installierten Leistung im Verhältnis zur Bemessungsleistung erforderlich. Die Anlagen sollen also im Mittel gezielt unterausgelastet betrieben werden, um Freiheitsgrade zu gewinnen, die Strom- und Wärmeproduktion in bestimmte Zeiträume zu konzentrieren. Hieraus ergeben sich eine Reihe von technischen Herausforderungen, vor allem für Bestandsanlagen, die ursprünglich für eine konstante Betriebsweise konzipiert worden sind. Diese betreffen vor allem das Blockheizkraftwerk, den Gasspeicher, Komponenten zur Gaskonditionierung und dem Gastransport, sowie gegebenenfalls Einrichtungen zur externen Wärmenutzung und -speicherung. Eine detaillierte Darstellung erfolgt in Kapitel 4, in dem die technischen Ansätze zur Anlagenflexibilisierung beschrieben werden.

## 1.4.3 Ökonomische Herausforderungen

Der wirtschaftliche Erfolg einer Biogasanlage ist einerseits maßgeblich von den Stromgestehungskosten und andererseits von den Stromvergütungen abhängig, die je nach anzuwendender Fassung des EEG erzielt werden. Aus der Differenz von Erlösen und Kosten, in Bezug zur vermarkteten Strommenge, leitet sich der Unternehmensgewinn ab. Der flexible Biogasanlagenbetrieb hat unmittelbare Auswirkungen auf die Kosten- und Erlöse. Kostenseitig nehmen die nötigen Investitionen für die Erweiterung der BHKW-Kapazität am Anteil der kapitalgebundenen Kosten den größten Anteil ein. Weiterhin sind Änderungen bei den Wartungskosten, zu erwarten. Dies ist mit veränderten Wartungsintervallen und Standzeiten von BHKW-Komponenten durch einen Start-Stopp-Betrieb begründet. In der Praxis werden hier Vollwartungsverträge geschlossen, deren Kostensätze nach einer bestimmten Laufleistung und Tagesstartzahl gestaffelt sind. Um Schäden am BHKW zu vermeiden sind Vorwärm- und Vorschmiereinrichtungen zu empfehlen, die sowohl eine zusätzliche Investition als auch zusätzliche Betriebs- und Verbrauchskosten darstellen. Darüber hinaus ist bei häufigeren Startvorgängen mit technisch bedingtem Gasmehrverbrauch ohne Lastlieferung in der Anfahrphase zu rechnen (Holzhammer 2014b).

Für die Höhe der Vergütung und Art der Vermarktung ist das EEG bestimmend. Bis zum EEG 2014 stellte für Neuanlagen die Direktvermarktung eine Option zur EEG-Festvergütung dar und war für viele Anlagen<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Vor dem 01.01.2016 waren Anlagen bis 500 kW installierter elektrischer Leistung von der Direktvermarktung freigestellt, nach dem 31.12.2015 gilt die Freistellung nur noch für Anlagen bis 100 kW installierte elektrische Leistung.

nicht obligatorisch. Mit der Einführung des Ausschreibungssystems im EEG 2017 wurde die Vergütungsstruktur durch ein offenes wettbewerbliches Bieterverfahren weiter an die Regeln der Marktwirtschaft angeglichen. Gleichzeitig wurde die mindestens zweifache Überbauung der elektrischen Erzeugungskapazität Bedingung zur Teilnahme an dem Ausschreibungsverfahren, womit der Systemdienlichkeit durch die Bereitstellung flexibel erzeugten Stroms eine höhere Bedeutung beigemessen wird. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht bietet sich durch die Beantragung der Flexibilitätsprämie eine Chance zur Reinvestition notwendiger Komponenten für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen bzw. Refinanzierung bereits flexibilisierter Anlagen und darüber hinaus mit dem Flexibilitätszuschlag für die Investition in eine Neuanlage. Der Mehrerlös durch den Wirkungsgradgewinn moderner BHKW mit höherer Leistung stellt für den laufenden Betrieb eine wichtige Erlös-komponente dar, die in der Regel höher einzuschätzen ist als die EPEX-Mehrerlöse durch den flexiblen Betrieb.

In der Vergangenheit wurden Wärmekonzepte für Biogasanlagen durch Boni wie z. B. den KWK-Bonus gewürdigt. Für die Flexibilisierung ist jedoch alleinig die Stromproduktion maßgeblich, wodurch die kontinuierliche Versorgung von Wärmeabnehmern nicht berücksichtigt wird. Um die Wärmeabnehmer im flexiblen Anlagenbetrieb bedarfs- und vor allem vertragsgerecht zu versorgen, ist es notwendig, neue Konzepte zu entwickeln, die beide Produktlinien bedienen können. Hierfür fallen je nach Auslegung der nötigen Wärmeredundanzsysteme zusätzliche Investitionen an.

#### 1.4.4 Ökologische Herausforderungen

Im Zusammenhang mit der Flexibilisierung der Biogasanlagen sind aus ökologischer Sicht die Auswirkungen der veränderten Betriebsweise der BHKW (Teillast/ Volllast) und des angepassten Gasmanagements mit Blick auf das Auslösen der Unter-/Überdrucksicherungen von Bedeutung. Diese Effekte haben Einfluss auf die THG-Bilanz und werden im Rahmen der Betrachtungen der BHKW-Fahrweise im Kapitel 4.4 näher betrachtet.

Die Herausforderung wird hier in Zukunft sein, neue ökologisch hochwertige Substratquellen zu erschließen, die Methan zu geringen Kosten bereitstellen sowie nur minimale technische Anpassungen an der Bestandsanlage verursachen, um somit die Gebotsobergrenzen erfüllen zu können und in der Ausschreibung konkurrenzfähig zu sein.

## 2 Organisation und Projektablauf für eine optimierte Anlagenflexibilisierung (IEE)

In diesem Kapitel werden wesentliche Aspekte und Meilensteine der Erweiterung von Biogasbestandsanlagen für eine flexible Stromerzeugung aufgezeigt - von der Projektplanung, über die baulich-technische Umsetzung erforderlicher Maßnahmen, bis hin zu einem bedarfsorientierten Betrieb. Je mehr sich die Anlagenplanung und -konzeption an den Erfordernissen des Strom- und Regelleistungsmarktes ausrichtet, umso eher lässt sich eine wirtschaftliche Betriebsweise erreichen und langfristig fortführen (EEG-Ausschreibungsmodell). Ebenfalls sollte eine möglichst hohe Ausnutzung der BHKW-Abwärme (Wärmenetz) anvisiert werden. Schließlich gilt es bereits bei der Planung, das Ergebnis der Modernisierungsmaßnahmen und die beabsichtigte Betriebsweise deutlich „vor Augen“ zu haben. Dabei ist jeder Standort mit seinen Vor-Ort-Gegebenheiten ganzheitlich und individuell zu betrachten.

Den beispielhaften zeitlichen Ablauf zur baulich-technischen Anpassung einer Biogasbestandsanlage mit Erhöhung der installierten elektrischen Leistung über eine Laufzeit von 16 Monaten zeigt Abbildung 2-1.

Dabei werden vier verschiedene Projektphasen unterschieden und in Form eines Balkenplans dargestellt. Der gezeigte zeitliche Verlauf kann je nach betrieblicher Situation und zusätzlichen Anforderungen abweichen und ist als Richtgröße zu verstehen. Erfahrungsgemäß dauert das Vorhaben zur Umrüstung einer Biogasbestandsanlage für eine flexible Stromproduktion mindestens 12 Monate (Neumann 2018). Sind umfangreichere Maßnahmen zur Modernisierung der Gesamtanlage geplant (Erweiterung Gärrestlager, etc.) und/oder treten unvorhergesehene Ereignisse ein, wie Nachforderungen seitens der Genehmigungsbehörde, erhöhte BHKW-Lieferzeiten oder Verzögerungen beim Netzanschluss, so kann sich die Projektlaufzeit jedoch verlängern. Für Flexibilisierungsvorhaben, bei denen lediglich eine Absenkung der Bemessungsleistung erfolgt, ohne dass baulich-technische Anpassungen vorgenommen werden, verringert sich der (zeitliche) Aufwand entsprechend.

Nr.	Vorgang	Monat															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Projektstart																
2	Phase 1: Vorbereitung/ Konzeptfindung																
3	Phase 2: Genehmigungsplanung																
4	Phase 3: Baumaßnahmen / BHKW-Lieferzeit																
5	Phase 4: Inbetriebnahme/ Flexibilitätsprämie																
7	Projektabschluss																

Abbildung 2-1: Zeitlicher Ablauf der Erweiterung einer Biogasbestandsanlage für eine bedarfsorientierte Stromproduktion (Beispiel)

Tabelle 2-1 zeigt eine detaillierte Übersicht der gezeigten Projektphasen und eine Checkliste mit zugehörigen Aktivitäten, beteiligten Projektpartnern und den jeweiligen Meilensteinen. Die Projektphasen werden im Anschluss im Hinblick auf wesentliche zu beachtende Aspekte systematisch beschrieben. Die Gliederung der Projektphasen orientiert sich dabei an der Sichtweise und den Erfordernissen aus der Praxis.

Tabelle 2-1: Übersicht der Projektphasen und Checkliste für die Anlagenflexibilisierung

Phase	Vorgang	Aktivität	Beteiligte	Dauer	Meilenstein
1	Vorbereitung/ Konzeptfindung	Kontaktaufnahme mit externen Partnern (Planung, Finanzierung)	Planungspartner, Refinanzierer	3 Monate	Anlagenkonzept steht fest, Projektfinanzierung ist gesichert
		Netzverträglichkeitsprüfung	Netzbetreiber		
		Grobplanung/ Wirtschaftlichkeitsberechnung	Planungspartner, Direktvermarkter		
		Erstgespräch mit Genehmigungsbehörde	Genehmigungsbehörde, Sachverständiger		

Phase	Vorgang	Aktivität	Beteiligte	Dauer	Meilenstein
		Vorlage der Planung bei Refinanzierer	Refinanzierer, Planungspartner		
2	Genehmigungsplanung	Technische Feinplanung (BHKW, Gasspeicher, etc.)	Planungspartner	7 Monate	Baugenehmigungsbescheid bzw. Genehmigungsbescheid nach BImSchG liegt vor, Meldung der Genehmigung bei der BNetzA
		Erstellung notwendiger Gutachten	Sachverständiger		
		Vorbereitung Anlagenzertifikat/ Konformitätserklärung	Anlagenzertifizierer		
		Angebote für BHKW einholen und vergleichen	Planungspartner, BHKW-Hersteller		
		Einreichung erforderlicher Antragsunterlagen	Genehmigungsbehörde, Sachverständiger		
3	Baumaßnahmen/ BHKW-Lieferzeit	BHKW bestellen	BHKW-Hersteller	4 Monate	erweiterte Anlage ist bereit zur Inbetriebnahme
		Umsetzung geplanter Maßnahmen/ Einbindung BHKW	Planungspartner, Fremdfirmen		
4	Inbetriebnahme/ Flexibilitätsprämie	Inbetriebnahme zusätzlicher BHKW, Meldung der Leistungserhöhung	Netzbetreiber, BNetzA, Direktvermarkter	2 Monate	Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie, abgestimmtes Betriebskonzept
		Emissionsmessung Formaldehyd für neue BHKW	Anerkannte Messstelle nach § 26 BImSchG		
		„Flex-Gutachten“	Umweltgutachter		
		Regelleistungspräqualifikation	Direktvermarkter, Netzbetreiber		
		Beantragung der Flexibilitätsprämie	Netzbetreiber		
		Anmeldung zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie	BNetzA		
		Aufnahme des flexiblen Anlagenbetriebs	Direktvermarkter		

### 2.1.1 Phase 1: Vorbereitung/ Konzeptfindung

Steht der Entschluss fest, die bestehende Biogasanlage für einen flexiblen Anlagenbetrieb umzurüsten, so sind nach dem Projektstart in Phase 1 erste Vorbereitungsmaßnahmen zu treffen. Meilenstein nach Ende dieser Phase ist die Festlegung des bevorzugten Anlagenkonzeptes und die Sicherung der Refinanzierung anstehender Investitionen.

Zuerst sollte entschieden werden, ob und inwieweit ein erfahrener Partner bzw. Ingenieurbüro den Planungs- und Umsetzungsprozess bei technischen und wirtschaftlichen Belangen begleiten soll. Insbesondere für komplexere und größere Flexibilisierungsvorhaben mit hohen Investitionskosten ist dieser Schritt zu empfehlen, da im Betriebsalltag häufig die Kapazität und Erfahrung fehlt, erforderliche Aktivitäten durchzuführen und zu koordinieren. Zur Vorbereitung gehört es auch, frühzeitig Möglichkeiten der Projektfinanzierung, gemeinsam mit potentiellen Finanzpartnern zu besprechen (Initialgespräch). Grundsätzlich gilt: Je früher die beteiligten Projektpartner in das Vorhaben mit einbezogen werden, desto eher können Fehler bei Planung und Umsetzung vermieden werden.

Um die Frage zu klären, welche elektrische Leistung an welchem (nahegelegenen) Netzverknüpfungspunkt eingespeist werden kann, sollte bereits zum Zeitpunkt des Projektstarts beim zuständigen Netzbetreiber eine Netzverträglichkeitsprüfung angefragt werden (siehe Kapitel 3.4 und 4.6). Dabei bietet es sich an, einen Vor-Ort-Termin zu vereinbaren, um erste technische Randbedingungen und Voraussetzungen für den Netzanschluss auszuloten. Wichtig ist, dass das Netzanschlussbegehren frühzeitig geäußert wird. Erst nach der Prüfung durch den Netzbetreiber (Dauer ca. 8 Wochen) kann die konkrete Größenplanung festgelegt werden. Auch sollte möglichst frühzeitig eine Abstimmung mit dem Netzbetreiber hinsichtlich der Konformitätsanforderungen des Netzanschlusses erfolgen (Aschmann et al. 2015).

Grundsätzlich sollte im Zuge der Projektvorbereitung eine Bestandsaufnahme der eigenen technischen Möglichkeiten und die Identifikation von limitierenden Faktoren erfolgen. Dazu zählt die Beurteilung folgender Aspekte:

- Langfristige Verfügbarkeit von Substraten und Planbarkeit der Biogasproduktion;
- Möglichkeiten der Gasspeicherung und -konditionierung sowie Dimensionierung der Gasstrecke;
- Restlaufzeit, Instandsetzungskosten, technische Probleme und Verfügbarkeit bei den vorhandenen BHKW;
- Wärmenutzungskonzept und ggf. die Notwendigkeit eines Wärmespeichers;
- Netzverträglichkeit, Transformatorgröße und Integration zusätzlicher Anlagenleistung in das Stromnetz;
- Möglichkeiten der räumlichen Erweiterung am Anlagenstandort (z. B. zusätzlicher externer Gasspeicher);
- Genehmigungslage (Substrate, Anlagenleistung, Betriebsweise, Emissionswerte und weitere Nebenbestimmungen).

Nach der Bestandsanalyse sollten das Motiv der Anlagenflexibilisierung und das Maß der Flexibilisierung festgelegt werden. Ob der Betrieb für 10 Jahre (Bezug der Flexibilitätsprämie) oder für 20 Jahre (Teilnahme am Ausschreibungsmodell des EEG 2017) und darüber hinaus fortgeführt werden soll, hat dabei maßgeblichen Einfluss auf die Anlagenkonstellation. Entsprechend sollten mögliche Anlagenkonzepte technisch-ökonomisch gegenübergestellt und bewertet werden. Dabei ist die Ertragslage heute mit der Situation nach der Anlagenflexibilisierung zu bewerten. An dieser Stelle ist ebenfalls die Einbindung eines Direktvermarkters in die Planung zu empfehlen, um die Erlöspotentiale der flexiblen Fahrweise abschätzen zu können. Dabei kann es hilfreich sein, mehrere Angebote und Konditionen (Vertragslaufzeiten, Aufteilung der Erlöse, etc.) miteinander zu vergleichen. Bei Initialgesprächen können im Vorfeld bereits die Voraussetzungen zur technischen Anbindung zur

Leitzentrale des Stromhändlers und die eingesetzte Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) angesprochen werden. Der Umgang mit der Fernsteuerung der Anlage durch den Direktvermarkter kann ebenfalls thematisiert und mit den eigenen Vorstellungen verglichen werden.

Für die spätere Genehmigungsplanung (Phase 2) ist es in der Vorbereitungsphase ratsam, rechtzeitig einen Beratungstermin mit der zuständigen Behörde zu vereinbaren, um diese über den in Kürze zu stellenden Genehmigungsantrag und die geplanten Änderungen zu informieren (eine Pflicht dazu besteht nicht). Die zuständige Genehmigungsbehörde ist nach § 2a Abs. 2 der 9. BImSchV verpflichtet den Antragssteller in Bezug auf die Antragstellung zu beraten und mit ihm den zeitlichen Ablauf des Genehmigungsverfahrens sowie sonstige für die Durchführung des Verfahrens erheblichen Fragen zu erörtern. Dazu gehört unter anderem auch die Klärung, welche Antragsunterlagen vorzulegen sind, welche zusätzlichen Gutachten ggf. erforderlich werden oder inwiefern das Verfahren beschleunigt werden könnte. Durch diese vorzeitige Kommunikation mit der zuständigen Behörde kann mehr Sicherheit in Bezug auf den Genehmigungsantrag erreicht und eine Verzögerung auf Grund von nachzureichenden Unterlagen verhindert werden. In diesen Prozess kann (und sollte bei komplexeren Änderungen an der Anlage) ein Sachverständiger für Genehmigungsfragen hinzugezogen werden, welcher später mit der Erstellung notwendiger Gutachten beauftragt werden kann und beratend zur Seite steht. Die benötigten Gutachten können dann als Teil des Antrags vom Antragsteller mit eingereicht werden, was zu einer Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens führen kann. Andernfalls holt die Genehmigungsbehörde die Sachverständigengutachten zur Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen ein (§ 13 Abs. 1 der 9. BImSchV), was in der Regel erst nach Antragseingang geschieht (siehe (Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) 2016)).

Nach ausreichendem Reife- und Detaillierungsgrad der technischen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen sowie einer belastbaren Wirtschaftlichkeitsberechnung kann das Flexibilisierungsvorhaben einem Refinanzierer vorgestellt und ein konkretes Finanzierungsmodell aufgestellt werden.

### 2.1.2 Phase 2: Genehmigungsplanung

Nach der Vorbereitungsphase beginnt die Genehmigungsplanung (Phase 2). Am Ende dieser Planung steht der Genehmigungsbescheid durch die zuständige Behörde, um die geplanten Maßnahmen zur Anlagenflexibilisierung im Anschluss umzusetzen. Nachfolgend wird ein kurzer Überblick der Rahmenbedingungen und notwendiger Aktivitäten im Rahmen der Genehmigungsplanung gegeben. In Kapitel 3 findet sich eine detailliertere Beschreibung der genehmigungsrechtlichen Anforderungen.

Durch den Entschluss, die Biogasanlage für eine bedarfsorientierte Stromproduktion zu erweitern, ergibt sich in der Regel eine Änderung der genehmigungsrechtlichen Situation am Anlagenstandort. Dies betrifft insbesondere die Erhöhung der installierten elektrischen Leistung sowie den damit verbundenen Ausbau der Gasspeicherkapazitäten. Die wichtigsten zu nennenden Rechtsbereiche, welche bei Änderungen der Anlagenkonfiguration greifen, sind das Baugesetzbuch (BauGB) sowie die Bestimmungen der jeweiligen Bauverordnungen der Länder und das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) mit den zugehörigen Verordnungen zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (hier vor allem 4. BImSchV (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen), 9. BImSchV (Verordnung über das Genehmigungsverfahren) und 12. BImSchV (Störfall-Verordnung)). Im Falle der Durchführung eines

Genehmigungsverfahren nach BImSchG wird die Baugenehmigung gemäß § 13 BImSchG in die BImSchG-Genehmigung mit eingeschlossen (Konzentrationswirkung). Der Baugenehmigungsantrag ist damit Teil des Genehmigungsantrags nach BImSchG. Die Beteiligung der zuständigen Bauaufsichtsbehörde und der Gemeinde erfolgt durch die BImSchG-Genehmigungsbehörde.

Nach der Konzeptfindung in Phase 1 kann (gemeinsam mit dem Planungspartner) die technische Feinplanung hinsichtlich der zu ändernden Anlagenbestandteile beginnen. Die erstellten Unterlagen finden dabei Eingang in den Genehmigungsantrag. Ein Sachverständiger für Genehmigungsfragen kann, wie bereits in vorigem Kapitel angedeutet, mit der Erstellung notwendiger Gutachten und fachlicher Beratung während der Genehmigungsphase unterstützend zur Seite stehen. Grundsätzlich werden alle Angaben, welche in den Antragsunterlagen gemacht werden, Teil der Genehmigung und sind im Nachhinein nicht mehr abänderbar ohne einen weiteren Rechtsakt nach sich zu ziehen. Das heißt, dass der Genehmigungsantrag erst gestellt werden sollte, wenn die Planung der Änderungen in allen Einzelheiten abgeschlossen ist. In der Praxis hat sich gezeigt, dass genügend Zeit für die Genehmigungsphase eingeplant werden sollte (zwischen 6 – 12 Monate). Eine sorgfältige Vorbereitung notwendiger Unterlagen kann das erforderliche Verfahren beschleunigen. Sobald der Genehmigungsbescheid nach dem BImSchG vorliegt, ist die Registrierung der Genehmigung im Register der BNetzA innerhalb eines Monats durchzuführen (Stand April 2019, zu Meldepflichten siehe Kapitel 3.2.3).

Je nach Marktlage betragen die Lieferzeiten neuer BHKW bis zu über 6 Monate. Diesbezüglich ist es hilfreich den BHKW-Markt regelmäßig zu beobachten. Bereits während der Genehmigungsphase sollten deshalb Angebote von BHKW-Herstellern eingeholt, verglichen und – falls möglich – vorreserviert werden. Mindestens 6 Monate vor der Inbetriebnahme, d. h. noch während der Genehmigungsphase, sollte zudem der Anlagenzertifizierer in das Flexibilisierungsvorhaben eingebunden werden, um den Nachweis der elektrischen Eigenschaften der BHKW vorzubereiten. Der Zertifizierer kann bereits wichtige Hinweise hinsichtlich der Auswahl der BHKW bzw. zum Netzanschluss geben (siehe Kapitel 3.4).

### **2.1.3 Phase 3: Baumaßnahmen/ BHKW-Lieferzeit**

Grundsätzlich gilt, dass bis zu der Erteilung der Genehmigung mit keiner der beantragten Änderungen begonnen werden darf. D. h. erst nach Eingang des Genehmigungsbescheids (und dem Einverständnis der Inhalte) kann in der nächsten Phase 3 mit der Umsetzung geplanter baulicher und technischer Maßnahmen begonnen werden. Ebenfalls sollte möglichst frühzeitig die Bestellung des/ der neuen BHKW ausgelöst werden, um die Projektlaufzeit nicht ungewollt zu verlängern. Der zu erreichende Meilenstein der hier beschriebenen Umsetzungsphase ist es, die erweiterte Biogasanlage für die Inbetriebnahme des/der zusätzlichen BHKW vorzubereiten.

Auf Basis der technischen Feinplanung und der genehmigten Veränderungen an der Anlage können (gemeinsam mit dem begleitenden Planungspartner) Aufträge an Fremdfirmen für die beabsichtigten Arbeiten für die jeweiligen Gewerke vergeben werden. Im Voraus ist (realistisch) einzuschätzen, ob und welche Maßnahmen ggf. mittels Eigenarbeit durchgeführt werden können. Art, Umfang und Aufwand für den Anlagenumbau ergeben sich aus dem geplanten Anlagenkonzept und betreffen in der Regel die Erweiterung des Gasspeichers, die Anpassung der Gasstrecke und -konditionierung, die BHKW-Einbindung (Transformator und Netzanschluss) und ggf. die Installation eines zusätzlichen

Wärmespeichers inkl. Hydraulik (siehe Kapitel 4). Vor der Durchführung baulicher Maßnahmen zur Erweiterung des Netzanschlusses (Kabeltrasse, Übergabestation, Transformator) muss, wie bereits angedeutet, eine Baugenehmigung vorhanden sein.

#### 2.1.4 Phase 4: Inbetriebnahme/ Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie

Nachdem die Leistungserweiterung und die Nachrüstung notwendiger baulicher und technischer Komponenten umgesetzt wurden, kann im nächsten Schritt die Inbetriebnahme des/der neuen BHKW erfolgen. Der Meilenstein bzw. das Ziel dieser letzten Phase ist es, alle notwendigen Schritte zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zu unternehmen sowie die neue flexible Betriebsweise vorzubereiten.

Im Zuge der Inbetriebnahme sollte der Direktvermarkter informiert werden, um Prognosefehler bei der Stromeinspeisung zu vermeiden. Ebenfalls bietet es sich an, bereits jetzt schon einen neuen flexiblen Fahrplan abzustimmen. Sofern bisher noch keine Regelleistungspräqualifikation gemeinsam mit dem Direktvermarkter bzw. Netzbetreiber erfolgt ist, so kann dies jetzt nachgeholt werden, um zusätzlich Regelleistung anbieten zu können. Ziel sollte es sein, das Betriebskonzept anhand aktueller Marktanforderungen und anhand anlagenspezifischer Restriktionen abzustimmen, um die Erlöse zu optimieren (siehe Kapitel 5).

So schnell nach der Inbetriebnahme wie möglich, sollten Emissionsmessungen zur Bestimmung des Formaldehydanteils im BHKW-Abgas an dem/ den neuen BHKW durchgeführt werden, um den „Formaldehydbonus“ zügig in Anspruch nehmen zu können (Fachverband Biogas e. V. 2017).

Zum Bezug der Flexibilitätsprämie ist es erforderlich, die technische Eignung der (erweiterten) Biogasanlage zur Erfüllung der Anforderungen, gemäß den Vorgaben des aktuellen EEG bescheinigen zu lassen. Nach der (Neu-)Inbetriebnahme sollte deshalb bald möglichst ein Termin zur Erstellung des „Flex-Gutachtens“ mit einem akkreditierten Umweltgutachter vereinbart werden. Um den Nachweis der technischen Eignung und um das zeitliche Verlagerungspotential der Stromerzeugung zu erbringen hat sich in der gutachterlichen Praxis ein dreitägiges Audit mit Demonstrationsbetrieb etabliert. Dieser wird zwischen Betreiber, Direktvermarkter und Umweltgutachter abgestimmt. Dabei gibt der Direktvermarkter eine Lastkurve für Teile des Probetriebs vor, welche sich an überdurchschnittlich zu erzielenden Strompreisen orientiert. Neben dem praktischen Betrieb müssen ebenfalls zahlreiche Unterlagen zur Einsicht zur Verfügung gestellt werden (siehe (Umweltgutachterausschuss (UGA) 2016)). Schließlich wird die zusätzlich zur Verfügung gestellte Leistung ( $P_{\text{Zusatz}}$  i. S. d. EEG) ermittelt, welche als Grundlage zur Berechnung der Flexibilitätsprämie dient.

Spätestens vor Beginn des Monats, der vor der geplanten Inanspruchnahme liegt, kann die Flexibilitätsprämie beim zuständigen Netzbetreiber mit Einreichung des „Flex-Gutachtens“ beantragt werden. Und frühestens drei Monate vor der geplanten Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist dieser Vorgang ebenso im Register der BNetzA zu melden. Diese dreimonatige Frist ist auch auf die Registrierung einer Erhöhung der installierten Leistung der Anlage anzuwenden, wenn die Leistung zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erhöht wird (Stand April 2019, zu Meldepflichten siehe Kapitel 3.2.3).

### 3 Rechtliche Rahmenbedingungen (vBVH)

Im folgenden Abschnitt werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die flexible Stromerzeugung aus Biogas dargestellt.

#### 3.1 Förderung der Stromerzeugung aus Biogas in Deutschland

Die Stromerzeugung aus Biogas wird in Deutschland seit zwei Jahrzehnten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Denkbar ist unter bestimmten Voraussetzungen auch die Förderung des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), die in der Praxis jedoch bislang keine Rolle spielt und daher in der folgenden Darstellung außen vor bleiben soll.

##### 3.1.1 Überblick über die Entwicklung des EEG

Das EEG wurde seit dem Inkrafttreten des EEG 2000 regelmäßig novelliert. Die aktuellste Fassung ist das EEG 2017, welches am 1. Januar 2017 in Kraft trat.

Noch im **EEG 2009** und im **EEG 2012** waren hohe Fördersätze für die Stromerzeugung aus Biogas vorgesehen. Im EEG 2009 waren darüber hinaus zahlreiche Boni enthalten, die für den Einsatz bestimmter Einsatzstoffe, die Gasaufbereitung, die Nutzung innovativer Technologien, die Wärmenutzung und die Einhaltung bestimmter Schadstoffwerte beansprucht werden konnten. Das EEG 2012 führte dieses Bonussystem zwar nicht mehr im gleichen Maße weiter, war für neue Biogasanlagen aber dank des weiterhin gewährten Gasaufbereitungsbonus, des in die Grundvergütung eingepreisten KWK-Bonus und der erhöhten Förderung für die Einsatzstoffvergütungsklassen I und II weiter attraktiv. Neu hinzugekommen sind insbesondere der sog. Maisdeckel und die Wärmenutzungspflicht.

Mit dem **EEG 2014** änderte der Gesetzgeber seine Förderpolitik. Die im EEG 2014 für neu in Betrieb genommene Anlagen vorgesehenen Fördersätze sind allenfalls für kleine Gülleanlagen und auf Basis von Rest- und Abfallstoffen betriebene Anlagen auskömmlich. Zudem ist auch der Gasaufbereitungsbonus entfallen.

Zugleich verschlechterten sich mit dem EEG 2014 auch die Rahmenbedingungen für Bestandsanlagen. Neben einer Neuregelung des nach dem EEG 2009 gewährten Landschaftspflegebonus betrifft dies v.a. die sog. Höchstbemessungsleistung für Anlagen, die bereits vor dem 1. August 2014 erstmalig in Betrieb genommen worden sind. Ziel der Regelung ist es, die nach älteren Fassungen des EEG förderfähige Strommenge auf den Stand 31. Juli 2014 „einzufrieren“. Hierzu legt das Gesetz fest, dass Betreiber bestehender Anlagen nur für die Strommenge eine Vergütung in voller Höhe verlangen können, welche noch im Rahmen der Höchstbemessungsleistung der Anlage liegt. Für die darüber hinausgehende Strommenge wird der Vergütungsanspruch auf den sog. Monatsmarktwert, der sich anhand der durchschnittlichen energieträgerspezifischen Börsenpreise ermittelt, reduziert. Höchstbemessungsleistung ist dabei die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr von dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme bis zum 1. Januar 2014 oder 95 % der am 31. Juli 2014 installierten Leistung, wenn dieser so ermittelte Wert höher ist. Im Ergebnis können die Betreiber bestehender Anlagen diese zwar auch künftig noch erweitern, etwa indem sie zusätzliche BHKW in

Betrieb nehmen oder vorhandene BHKW gegen leistungsstärkere austauschen. Aufgrund der Regelungen zur Höchstbemessungsleistung wird es sich jedoch zumeist aus wirtschaftlichen Gründen verbieten, mit der Erweiterung zugleich eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung zu bezwecken. Im Regelfall wird es mithin allein darum gehen, die installierte Leistung zu erhöhen und beispielsweise den Gasspeicher zu erweitern, um – bei im Wesentlichen gleichbleibender jährlicher Stromerzeugung – einen flexiblen Anlagenbetrieb zu ermöglichen.

Wichtige Grundprinzipien wurden jedoch durchgängig in allen EEG-Fassungen beibehalten. Dies betrifft beispielsweise den Anschluss- und Abnahmevorrang. So hat jeder Betreiber einer EEG-Anlage einen Anspruch gegen den Netzbetreiber, dass die Anlage vorrangig an der Stelle an das Netz angeschlossen wird, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, es sei denn es gibt einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt. Weiterhin besteht ein Anspruch, dass der Strom vorrangig physikalisch abgenommen wird, soweit er in Form der Marktprämie, der Einspeisevergütung oder der sonstigen Direktvermarktung veräußert wird.

Mit den verschiedenen EEG-Fassungen hat sich allerdings das Vergütungssystem mehrfach entscheidend verändert. Die zunächst für eine Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres garantierte Einspeisevergütung wurde durch die mit dem EEG 2012 als Option eingeführte und seit dem EEG 2014 verpflichtende Direktvermarktung abgelöst. Direktvermarktung ist nach § 3 Nummer 16 EEG 2017 die Veräußerung von Strom an Dritte, wobei der Strom entweder über das öffentliche Stromversorgungsnetz geleitet werden muss oder – wenn keine Netznutzung erfolgt – nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht werden darf.

Der Anlagenbetreiber muss den Strom daher grundsätzlich selbst bzw. mittels eines Direktvermarktungsunternehmens an der Strombörse vermarkten und erhält dafür einen bestimmten Preis vom Direktvermarkter. Der Netzbetreiber zahlt nur noch die Differenz zwischen dem energieträgerspezifischen durchschnittlichen Monatsmarktwert und dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert in Form der Marktprämie. Der anzulegende Wert entspricht im Wesentlichen der Einspeisevergütung, liegt allerdings um 0,2 ct/kWh höher. Die über die Direktvermarktung erzielten Einkünfte können sowohl nach oben oder nach unten vom anzulegenden Wert abweichen, da für die Berechnung der Marktprämie nicht der real erzielte Veräußerungserlös, sondern der Monatsmarktwert angesetzt wird.

Den Anspruch auf Förderung gibt es seit dem Inkrafttreten EEG 2014 daher – von Ausnahmen abgesehen – nur noch, wenn der Strom direktvermarktet wird. Dies gilt für alle seit dem 1. August 2014 in Betrieb genommene Anlagen. Ältere Bestandsanlagen können auch weiterhin ohne Einschränkung die Einspeisevergütung geltend machen. Zudem können Neuanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW weiterhin die Einspeisevergütung beanspruchen, § 21 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2017. Nehmen Anlagenbetreiber von Neuanlagen die Einspeisevergütung in Anspruch, verringert sich der in § 42 Nummer 1 EEG 2017 vorgegebene anzulegende Wert, in den auch die administrativen Kosten der Direktvermarktung eingeflossen sind, um 0,2 Cent/kWh.

Die wohl grundlegendste Änderung der Fördersystematik ist allerdings die mit dem EEG 2017 erfolgte Umstellung auf **Ausschreibungen**. Die Fördersätze werden für Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen

und Biomasseanlagen seitdem im Regelfall nicht mehr gesetzlich festgelegt und dann mittels gesetzlich festgelegter Formeln an den in einem bestimmten Zeitraum erreichten Zubau angepasst. Vielmehr sollen die Fördersätze im Rahmen bundesweiter, technologiespezifischer Ausschreibungen ermittelt werden, wobei stets ein bestimmtes Zubau-Volumen ausgeschrieben wird und nur die günstigsten Gebote einen Zuschlag erhalten. Wer für sein Projekt eine Förderung erhalten möchte, muss seitdem in einem Gebot angeben, welche installierte Leistung die Anlage haben wird und bei welchem Fördersatz er oder sie das Projekt realisieren wird. Die gebotene Förderhöhe wird dabei als „anzulegender Wert“ für die Ermittlung der Marktpremie angegeben. Die Dauer des Zahlungsanspruchs beträgt für alle Anlagen, deren Förderhöhe durch die Ausschreibung bestimmt wird, allerdings nur noch exakt 20 Jahre ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, ohne das Inbetriebnahmejahr zusätzlich zu vergüten. Für Biomasseanlagen – dies umfasst neben Biogasanlagen auch Biomethan-BHKW und Kraftwerke zur Stromerzeugung aus fester Biomasse – wird zweimal jährlich im Frühjahr und im Herbst je eine Ausschreibung mit einem Volumen von zunächst 75 MW und ab 2020 dann 100 MW durchgeführt.

Von großer Bedeutung für die Biogasbranche ist, dass an den Ausschreibungen auch Bestandsanlagen teilnehmen dürfen. Damit sieht das EEG 2017 die Möglichkeit einer **Anschlussförderung** für Bestandsanlagen vor. So können auch bestehende Biogas- und Biomasseanlagen unter bestimmten Voraussetzungen gemeinsam mit Neuanlagen an den jährlichen Ausschreibungen teilnehmen. Der Förderzeitraum für bestehende Biogasanlagen kann dadurch um bis zu 10 Jahre verlängert werden, je nachdem, wann der Anlagenbetreiber den Zuschlag erhält und welchen Stichtag, also Zeitpunkt der Förderumstellung, er wählt. Die Fördersätze werden jedoch aufgrund der gesetzlich vorgesehenen Obergrenzen für die Gebotshöhe zumindest für bislang als NawaRo-Anlagen betriebene Biogasanlagen im Regelfall deutlich geringer sein als die bis zur Umstellung erhaltene Förderung.

Die aktuellsten Änderungen traten mit dem Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (im Folgenden: **Energiesammelgesetz**) am 21. Dezember 2018 in Kraft. Mit dem Energiesammelgesetz wurden einige Verbesserungen für bestehende Biogasanlagen erreicht, etwa beim Güllebonus und bei der Flexibilitätsprämie. Zudem sind die Vorgaben zur installierten Leistung kleiner Gülleanlagen gelockert worden. Schließlich wurde das jährliche Ausschreibungsvolumen mit Wirkung ab 2019 auf zwei jährliche Termine aufgeteilt.

### 3.1.2 Der aktuelle Rechtsrahmen im Überblick

Im Folgenden stellen wir überblicksartig den aktuellen Rechtsrahmen für die Flexibilisierung neuer und bestehender Biogasanlagen dar.

#### 3.1.2.1 Rechtsrahmen für neue Anlagen

Mit dem EEG 2017 hat sich das Fördersystem für Strom aus Biogas grundlegend geändert. Der Zahlungsanspruch für den Strom aus neu in Betrieb genommene Biogasanlagen besteht – wie bereits dargestellt (s.o. 3.1.1) – nach dem EEG 2017 im Regelfall nur noch, wenn der Betreiber der Biogasanlage an einer Ausschreibung teilgenommen und einen Zuschlag von der Bundesnetzagentur erhalten hat.

Als neue Anlagen gelten nach aktueller Rechtslage auch eigenständige BHKW, die Rohbiogas aus einer räumlich entfernten Biogasanlage beziehen (sog. Satelliten-BHKW). Auf diesem Wege kann der Betrieb einer bestehenden Biogasanlage auf Grundlage einer älteren Fassung des EEG mit dem Betrieb eines neuen, unter das EEG 2017 fallenden BHKW kombiniert werden.

### 3.1.2.1.1 Ausschreibungen für neue Anlagen

In einem ersten Schritt ist mithin zu klären, ob die neue Biogasanlage dem **Ausschreibungserfordernis** unterliegt oder nicht.

Von dem Ausschreibungserfordernis sind im Wesentlichen nur Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 kW ausgenommen. Zudem erhalten auch kleine Gülleanlagen die Einspeisevergütung, da sie ohnehin nur dann gefördert werden, wenn sie eine Leistung von maximal 150 kW vorweisen. Ungeachtet dessen haben alle bestehenden Biomasse- bzw. Biogasanlagen bis 20 MW, im Übrigen aber unabhängig von ihrer Größenklasse, der Art der eingesetzten Einsatzstoffe und der verwendeten Technologie, die Möglichkeit an den Ausschreibungen teilzunehmen.

Besteht danach ein Ausschreibungserfordernis, muss der Anlagenbetreiber sich mit dem Ablauf des Gebots- und Zuschlagsverfahrens vertraut machen und entscheiden, welchen Preis er bieten möchte. Der Ablauf des Gebots- und Zuschlagsverfahrens und die wesentlichen rechtlichen Anforderungen können im Folgenden lediglich im Überblick dargestellt werden (für eine ausführliche Darstellung und Hinweise zu den vom Anlagenbetreiber auszufüllenden Formularen vgl. den von DIHK – Deutscher Industrie- und Handelskammertag und Fachverband Biogas e.V. herausgegebenen Leitfaden Ausschreibungen für Biomasseanlagen (DIHK & FvB 2017):

- Nachdem sich der Anlagenbetreiber darüber informiert hat, ob seine Anlage einer Ausschreibungspflicht unterliegt, muss er sich entscheiden, zu welchem Zeitpunkt er in die Ausschreibung geht. Ausschreibungen für Biomasse wurden in den Jahren 2017 und 2018 nur jeweils einmal, werden seit Anfang 2019 jedoch zweimal pro Jahr durchgeführt. Die Ausschreibungstermine sind nun der 1. April und der 1. November, wobei das Gebot spätestens am Vortag des jeweiligen Ausschreibungstermins bei der Bundesnetzagentur eingegangen sein muss.
- Für die Gebotsabgabe ist es zwingend erforderlich, dass die neue Biogasanlage bereits genehmigt ist. Die Genehmigung muss dabei bereits drei Wochen vor dem Gebotstermin vorliegen.
- Ein wesentlicher Schritt auf dem Weg zur Gebotsabgabe ist, über die Höhe des Gebots und die installierte elektrische Leistung der geplanten Anlage zu entscheiden.
  - Geboten wird dabei auf den sog. „anzulegenden Wert“. Dieser dient dazu, die Höhe der vom Netzbetreiber für den eingespeisten Strom zu zahlenden sog. Marktprämie zu errechnen. Hierzu wird vom anzulegenden Wert der Monatsmarktwert, also der durchschnittliche Börsenpreis für eine Kilowattstunde Strom aus Biogas, abgezogen. Gelingt es dem Anlagenbetreiber bzw. seinem „Direktvermarkter“, für den in der Anlage erzeugten Strom überdurchschnittliche Erlöse zu erzielen, kann die insgesamt erzielte Vergütung (= Marktprämie zuzüglich Vermarktungserlöse) auch über dem „anzulegenden Wert“ liegen.

- Zu beachten ist, dass der Gesetzgeber für Neuanlagen für die Ausschreibung im Jahr 2017 einen Gebotshöchstpreis von 14,88 ct/kWh festgelegt hat, der jährlich um 1 % abgesenkt wird.
- Bei der Entscheidung über die Gebotshöhe sind natürlich zahlreiche Faktoren zu berücksichtigen. Erwähnung finden soll an dieser Stelle, dass nach dem EEG 2017 nicht nur ein Anspruch auf die Marktprämie für den eingespeisten Strom besteht, sondern mit dem sog. Flexibilitätszuschlag auch das Vorhalten installierter Leistung gefördert wird (hierzu sogleich in Kapitel 3.1.2.1.3). Die weitere Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse sollte genau beobachtet werden, um realistische, aber möglichst hohe Gebotswerte abzugeben.
- Weiterhin ist wichtig zu wissen, dass der Anspruch auf die Marktprämie nur für 50 % der Strommenge, die der Anlagenbetreiber theoretisch mit der bezuschlagten und installierten Leistung erzeugen könnte, besteht. Die installierte Leistung muss mithin bei mindestens dem Doppelten der geplanten durchschnittlichen Jahresleistung liegen (siehe unten). Bei Kalkulation der Gebotshöhe sollten zudem auch alle weiteren rechtlichen Vorgaben, etwa der Maisdeckel, Berücksichtigung finden.
- Für die Abgabe des Gebotes sind zwingend die von der Bundesnetzagentur im Internet veröffentlichten Formblätter zu nutzen. Da Formfehler zum Ausschluss des Gebotes führen können, müssen Bieter achtsam sein und alle formalen Vorgaben einhalten. Dem vorgenannten Leitfaden der DIHK und des FvB können Anlagenbetreiber wertvolle Hinweise entnehmen (vgl. (DIHK & FvB 2017)).
- Voraussetzung für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren ist, dass der Bieter die gesetzlich vorgeschriebene Sicherheit leistet. Diese beläuft sich auf 60 Euro je Kilowatt zu installierender Leistung. Die Sicherheit kann entweder durch eine Bürgschaft eines Kreditinstituts oder eines Kreditversicherers oder durch Zahlung auf ein von der Bundesnetzagentur eingerichtetes Verwahrkonto geleistet werden. Die Sicherheit wird zurückgegeben, wenn das Gebot keinen Zuschlag erhalten hat oder wenn die bezuschlagte Anlage in Betrieb genommen wurde und die Inbetriebnahme vom Netzbetreiber bestätigt worden ist.
- Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, werden von der Bundesnetzagentur unterrichtet. Die Ergebnisse der Ausschreibung veröffentlicht die Bundesnetzagentur auch auf ihrer Internetseite.
- Hat der Bieter einen Zuschlag erhalten, so muss er die Anlage innerhalb von 24 Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe der Zuschläge in Betrieb nehmen. Eine Verlängerung dieser Frist kommt nur in Betracht, wenn ein Dritter einen Rechtsbehelf gegen die Genehmigung eingelegt hat.

### 3.1.2.1.2 Höchstbemessungsleistung für Neuanlagen

Das EEG 2017 schreibt für neue Anlagen zwar nicht vor, dass diese bestimmten Anforderungen an einen flexiblen und bedarfsorientierten Anlagenbetrieb genügen müssen. Zu beachten ist jedoch, dass der Anspruch auf Zahlung der EEG-Förderung stets nur für **50 % der Strommenge**, die bei durchgängigen Volllastbetrieb mit der bezuschlagten Leistung jährlich erzeugt werden könnte, besteht. Mithin muss die installierte Leistung im Regelfall beim Doppelten der im Kalenderjahr durchschnittlich erreichten Bemessungsleistung liegen. Dies legt es nahe, die gesamte Leistungskapazität für eine flexible Fahrweise bei maximal 4.380 Volllaststunden jährlich zu nutzen.

### 3.1.2.1.3 Flexibilitätszuschlag

Zum Ausgleich für die Vorhaltung flexibler Anlagenleistung gewährt das EEG 2017 den sog. **Flexibilitätszuschlag**. Anders als die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen wird der Flexibilitätszuschlag nicht nur für die zusätzliche Anlagenleistung, sondern für die gesamte installierte Leistung bezogen. Zudem besteht der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag bei neu errichteten Anlagen nicht nur für 10 Jahre, sondern für den gesamten Vergütungszeitraum. Mit 40 Euro je kW installierter Leistung ist der Flexibilitätszuschlag indes aber deutlich niedriger als die Flexibilitätsprämie, die sich auf 130 Euro je kW Zusatzleistung beläuft. Auf den Flexibilitätszuschlag gehen wir näher unter 3.3.3.4 ein (dort im Zusammenhang mit Bestandsanlagen, die aufgrund der Teilnahme an einer Ausschreibung als neue Anlagen gelten).

### 3.1.2.2 Rechtsrahmen für Bestandsanlagen

Für Bestandsanlagen, die bereits vor Inkrafttreten des EEG 2017 in Betrieb genommen wurden, enthält das EEG 2017 umfangreiche Übergangsvorschriften in den §§ 100 ff. EEG 2017. Die Vorschriften dienen grundsätzlich dem Vertrauensschutz der Betreiber von bereits errichteten Anlagen.

#### 3.1.2.2.1 Fortgeltung des alten Rechts

Das EEG 2017 sieht für Bestandsanlagen zunächst vor, dass auch für diese generell die Bestimmungen des EEG 2017 gelten sollen. Davon ausgenommen sind allerdings wesentliche Bestimmungen, wie § 21 zur Einspeisevergütung, § 23 zur besonderen Verringerung der Anspruchshöhe, § 24 zur Anlagenzusammenfassung sowie § 27a zum Zahlungsanspruch bei Eigenversorgung. Zudem finden die für Neuanlagen geltenden Ausschreibungsbestimmungen sowie die Bestimmungen über die anzulegenden Werte keine Anwendung. Stattdessen richtet sich die Förderung – vereinfacht ausgedrückt – stets nach den zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage geltenden Regelungen. Damit soll im Wesentlichen sichergestellt werden, dass der unter der jeweils bei Inbetriebnahme geltenden Fassung des EEG erworbene Vergütungsanspruch über die gesetzlich garantierte Dauer von 20 Jahren zuzüglich Inbetriebnahmedatum weiter der Höhe nach bestehen bleibt.

#### 3.1.2.2.2 Änderungen im Überblick

Dennoch gibt es auch für Bestandsanlagen einige Änderungen, die im Folgenden kurz dargestellt werden sollen:

- Auch für Bestandsanlagen gilt nunmehr, dass der Eigenverbrauch anteilig mit der EEG-Umlage belastet wird. Eine Ausnahme besteht nur für bereits vor dem 1. August 2014 umgesetzte Eigenversorgungskonzepte. Zudem kann nur noch für die Strommenge die Vergütung in Anspruch genommen werden, die im Rahmen der Höchstbemessungsleistung liegt. Ferner müssen Anlagenbetreiber von Anlagen, die unter der Geltung des EEG 2009 in Betrieb genommen wurden, für die Inanspruchnahme des Landschaftspflegebonus für nach dem 1. August 2014 eingespeisten Strom nachweisen, dass sie überwiegend Material im Sinne der Nr. 5 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung 2012 eingesetzt haben.

- Weiterhin müssen auch Bestandsanlagen die Anforderungen hinsichtlich der Fernsteuerbarkeit erfüllen, um die Marktprämie zu erhalten.
- Die rechtliche Auslegung des Anlagenbegriffs und der Inbetriebnahmedefinition entwickeln sich fortwährend weiter. Von großer Bedeutung für die Betreiber bestehender Anlagen sind hier die zum Anlagenbegriff ergangenen Urteile des Bundesgerichtshofs. Der Bundesgerichtshof hat hier bereits mit Urteil vom 23. Oktober 2013 (Az. VIII ZR 262/12) klargestellt, dass dem EEG 2009 ein weiter Anlagenbegriff zugrunde liegt: Nicht das einzelne BHKW, sondern die Biogasanlage einschließlich der zugehörigen BHKW ist die Anlage. BHKW, die sich in größerer räumlicher Entfernung von der Biogasanlage befinden (sog. Satelliten-BHKW), gehören hingegen nicht zur Anlage.
- Neue Entwicklungen hat es zuletzt auch beim Güllebonus und bei der Vergütung für Güllekleinanlagen gegeben. Anlagenbetreiber sind seit Anfang 2019 davor geschützt, gegen die Vergütungs- bzw. Bonusvoraussetzungen zu verstoßen, wenn die Verfügbarkeit von Gülle aufgrund einer Seuche, etwa der Schweinepest, eingeschränkt ist. Beim Luftreinhaltungsbonus hat der Gesetzgeber klargestellt, dass der Anspruch auf für Anlagen besteht, die erst aufgrund einer nachträglichen Erweiterung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedurften.

#### 3.1.2.2.3 Flexibilitätsprämie

Betreiber bestehender Anlagen können die sog. Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, sofern sie die diesbezüglichen Voraussetzungen erfüllen. Die Flexibilitätsprämie steht dabei nur den Bestandsanlagen offen, die unter das EEG 2000, 2004, 2009 oder 2012 fallen. Auf die Flexibilitätsprämie gehen wir ausführlich in Kapitel 3.3.2 ein.

Anlagen, die unter das EEG 2014 oder das EEG 2017 fallen (auch Rechtsfolge der Teilnahme einer Bestandsanlage an einer Ausschreibung), können hingegen bei Vorliegen der weiteren Voraussetzungen den Flexibilitätszuschlag beanspruchen.

#### 3.1.2.2.4 Ausschreibungen für Bestandsanlagen

Auch Bestandsanlagen können von der Ausschreibung profitieren und so den Restförderzeitraum um weitere 10 Jahre verlängern. Durch die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung wird fingiert, dass es sich um eine Neuanlage handelt.

Möglich ist die Teilnahme gemäß § 39f EEG 2017, wenn die Biogasanlage eine maximale Restförderdauer von 8 Jahren aufweist. Anders als bei Neuanlagen, die erst ab einer installierten Leistung von mehr als 150 kW an einer Ausschreibung teilnehmen können, dürfen Bestandsanlagen auch dann an einer Ausschreibung teilnehmen, wenn es sich um Kleinanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 kW handelt.

Die rechtlichen Anforderungen und der Ablauf des Gebots- und Zuschlagsverfahrens ist bei den Ausschreibungen für Bestandsanlagen ähnlich wie bei den Ausschreibungen für Neuanlagen (vgl. hierzu die Darstellung unter 3.1.2.1.1 sowie der Leitfaden des DIHK und des FvB (DIHK & FvB 2017)). Auf folgende Besonderheiten sei an dieser Stelle hingewiesen:

- Der Anlagenbetreiber muss sich zunächst entscheiden, in welchem Kalenderjahr er mit seiner bestehenden Anlage an der Ausschreibung teilnehmen möchte. Bei dieser Entscheidung spielen eine Vielzahl von Faktoren eine Rolle. Neben der rechtlichen Vorgabe, dass die Restlaufzeit zum Zeitpunkt der Ausschreibung bei höchstens acht Jahren liegen darf, spielt hier die sog. Stichtagsregelung eine entscheidende Rolle. Der Stichtag, ab dem die Anlage dem neuen Förderregime unterfällt, liegt demnach zwischen dem 13. und dem 36. Monat nach Zuschlagserteilung, wobei der Anlagenbetreiber den genauen Zeitpunkt innerhalb dieser Frist frei wählen kann. Da die EEG-Vergütung für Bestandsanlagen im Zweifel höher ist als die Förderung, welche die Anlagenbetreiber nach erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung als sog. Anschlussförderung erhalten, werden die meisten Anlagenbetreiber die Teilnahme an der Ausschreibung und den Stichtag so wählen, dass sie erst zum Ende ihres 20jährigen Vergütungsanspruchs in die Anschlussförderung fallen. Dies gilt umso mehr, als die Anschlussförderung immer für 10 Jahre ab dem Stichtag besteht. Ein vorzeitiger Wechsel hätte mithin zur Folge, dass der Gesamtförderzeitraum von bis zu 30 Jahren verkürzt würde.
- Auch für Bestandsanlagen gilt das Erfordernis, dass die Genehmigung für die Anlage spätestens drei Wochen vor dem Gebotstermin erteilt worden sein muss. Diese Voraussetzung ist im Regelfall bereits deshalb erfüllt, weil es sich um eine vor vielen Jahren genehmigte Bestandsanlage handelt. Sofern der Anlagenbetreiber – was im Hinblick auf die ab dem Stichtag geltende Höchstbemessungsleistung vielfach der Fall sein wird – allerdings beabsichtigt, die installierte Leistung der Anlage im Zuge der Ausschreibung zu erhöhen, erscheint es ratsam, die hierfür erforderliche Änderungsgenehmigung rechtzeitig zu beantragen und sicherzustellen, dass die Änderungsgenehmigung bereits drei Wochen vor dem Gebotstermin erteilt worden ist und somit spätestens drei Wochen vor dem Gebotstermin an das Marktstammdatenregister gemeldet werden kann.
- Der Gebotshöchstpreis lag für Bestandsanlagen für die Ausschreibung im Jahr 2017 bei 16,9 ct/kWh, wobei dieser Wert jährlich um 1 % abgesenkt wird. Zu beachten ist, dass es den Betreibern von Anlagen, die bislang eine vergleichsweise niedrige Förderung erhalten, etwa Kofermentationsanlagen, verwehrt ist, sich aufgrund der Ausschreibung zu „verbessern“. Der anzulegende Wert ist vielmehr stets auf die durchschnittliche Förderhöhe in den letzten drei Jahren vor der Ausschreibung begrenzt. Mit anderen Worten: Hat ein Anlagenbetreiber in der Vergangenheit durchschnittlich beispielsweise 12 ct/kWh erhalten, so erhält er auch künftig maximal 12 ct/kWh – auch wenn er z.B. 16 ct/kWh geboten und hierfür einen Zuschlag erhalten hat.

Die Umstellung auf die Anschlussförderung nach erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung hat für die Betreiber von Bestandsanlagen verschiedene Rechtsfolgen. Beispielsweise entfällt der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie. An seine Stelle tritt der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag. Auf die ab dem Stichtag geltenden rechtlichen Anforderungen, wie beispielsweise die verpflichtende Direktvermarktung, den Maisdeckel, das Eigenversorgungsverbot sowie den Flexibilitätszuschlag und die dann geltende Höchstbemessungsleistung gehen wir ausführlich in Kapitel 3.3.3 ein.

## 3.2 Möglichkeiten der Flexibilisierung und Hinweis zu den Meldepflichten

Eine flexible Fahrweise ist gegeben, wenn zusätzlich installierte Leistung bereitgestellt wird, so dass die installierte Leistung die Bemessungsleistung übersteigt und dadurch eine bedarfsgerechte Stromerzeugung ermöglicht wird. Unter Bemessungsleistung (Jahresdurchschnittsleistung) ist dabei der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres zu verstehen.

### 3.2.1 Verringerung der Stromerzeugung, Zubau, Austausch und Versetzen von BHKW

Der Anlagenbetreiber hat verschiedene Möglichkeiten, seine Anlage zu flexibilisieren. Zum einen kann – im Zweifel auch ohne bauliche Veränderungen der Biogasanlage – die Stromerzeugung schlicht reduziert werden und die ohnehin vorhandene Speicherkapazität, ggf. unter zusätzlichem Einsatz von Fütterungsmanagement, für einen flexiblen Anlagenbetrieb genutzt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht in dem Zubau oder Austausch des BHKW am Standort der Biogasanlage. Das ausgetauschte BHKW kann entweder stillgelegt oder an einen anderen Standort versetzt werden. Schließlich kann der Austausch oder Zubau auch an einem Satellitenstandort erfolgen. Alle Handlungsoptionen ziehen unterschiedliche rechtliche Bewertungen im Hinblick auf die Inbetriebnahme und die Höchstbemessungsleistung nach sich. Zur Verdeutlichung der rechtlichen Konsequenzen finden sich unter 3.3.1. verschiedene Beispiele für die Umsetzung der Flexibilisierung mit den jeweiligen rechtlichen Bewertungen.

### 3.2.2 Zeitpunkt und Zielrichtung der Flexibilisierung

Auch hinsichtlich Zeitpunkt und Zielrichtung der Flexibilisierung gibt es verschiedene Konstellationen.

Zunächst ist danach zu unterscheiden, ob der Anlagenbetreiber eine neue Anlage in Betrieb nehmen will oder eine bestehende Biogasanlage flexibilisiert. Im letzteren Fall kann danach unterschieden werden, ob die Flexibilisierung bereits im Hinblick auf einen Wechsel in die Anschlussförderung erfolgt oder ob es zunächst um die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie geht.

So können ältere Bestandsanlagen bereits im Hinblick auf die zum Ende des zwanzigjährigen Förderzeitraums geplante Teilnahme an einer Ausschreibung flexibilisiert werden. Nimmt beispielsweise eine im Jahr 2001 in Betrieb genommene Anlage im November 2021 an einer Ausschreibung teil, so wird die Flexibilisierung – etwa durch den Zubau eines weiteren BHKW – erst kurz vor oder unmittelbar zum Stichtag erfolgen.

Handelt es sich hingegen um eine deutlich später, beispielsweise im Jahr 2010, in Betrieb genommene Biogasanlage, kommt der Wechsel in die finanziell weniger attraktive Anschlussförderung erst etwa 2030 in Betracht. Sofern der Anlagenbetreiber die Biogasanlage beispielsweise im Jahr 2019 flexibilisiert, erfolgt dies mit dem Ziel, als Bestandsanlage die Flexibilitätsprämie für 10 Jahre und somit nahezu den gesamten verbleibenden Vergütungszeitraum in Anspruch zu nehmen. Ob er im Anschluss noch an einer Ausschreibung teilnehmen wird, muss der Anlagenbetreiber jetzt noch nicht entscheiden.

Denkbar sind auch Fälle, in denen die Flexibilisierung sowohl im Hinblick auf die Flexibilitätsprämie als auch auf die bereits geplante, aber derzeit noch nicht anstehende Teilnahme an einer Ausschreibung vorgenommen wird. So wird der Betreiber einer beispielsweise im Jahr 2005 in Betrieb genommenen Biogasanlage zunächst bis zum Ende des zwanzigjährigen Förderzeitraums, d.h. bei Flexibilisierung im Jahr 2019 noch für maximal 7 Jahre, die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Nach Ablauf des zwanzigjährigen Förderzeitraums kann der Anlagenbetreiber – vorausgesetzt, die rechtlichen Rahmenbedingungen sehen diese Möglichkeit dann noch vor – ggfs. mit einer bereits flexibilisierten Anlage in die Anschlussförderung wechseln.

### 3.2.3 Hinweis zu den Meldepflichten

Soweit die Flexibilisierung der Biogasanlage mit einer Änderung der installierten Leistung oder der Inbetriebnahme neuer Einheiten (z.B. BHKW, aber auch Stromspeicher) einhergeht, müssen zwingend die Meldepflichten nach der Marktstammdatenregisterverordnung beachtet werden. Auch bei einer Änderung der Gaserzeugungskapazität ist eine Meldung erforderlich. Im Marktstammdatenregister sind zudem auch die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen für sog. Projekte zu registrieren. Damit sind geplante Stromerzeugungseinheiten gemeint.

Anlagenbetreiber, die ihre Meldepflichten verletzen, riskieren eine empfindliche Kürzung der Förderansprüche.

## 3.3 EEG-Rechtliche Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Im Folgenden stellen wir in Kapitel 3.3.1 zunächst einige Beispiele für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen, die noch nicht in die Anschlussförderung gewechselt sind, vor und erläutern dabei einige grundsätzliche Fragen zu Anlagenbegriff, Inbetriebnahmedatum und Höchstbemessungsleistung. In Kapitel 3.3.2 gehen wir näher auf die Flexibilitätsprämie für diese Bestandsanlagen ein. Es folgt eine nähere Beschreibung der Anschlussförderung für Bestandsanlagen durch die Teilnahme an einer Ausschreibung in Kapitel 3.3.3. Danach gehen wir in Kapitel 3.3.4 noch auf die Besonderheiten für neue Anlagen ein.

### 3.3.1 Beispiele für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen (ohne Ausschreibung)

Hat eine Bestandsanlage bisher nicht an der Ausschreibung teilgenommen, kann sie bei Vorliegen der unten in Kapitel 3.3.2 beschriebenen Voraussetzungen die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Diese ist in § 50b i.V.m. Anlage 3 zum EEG 2017 geregelt. Als Bestandsanlagen gelten insoweit alle Anlagen, die bereits vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind oder unter die Übergangsbestimmung des § 100 Absatz 4 EEG 2017 fallen. Dies sind Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurden, aber vor dem 23. Januar 2014 bereits genehmigt oder zugelassen wurde.

Je nachdem, auf welche Weise der Anlagenbetreiber seine bestehende Biogasanlage flexibilisiert, kann dies Auswirkungen auf den Anlagenbegriff, das Inbetriebnahmedatum und die Höchstbemessungsleistung haben. Dies soll anhand folgenden Fallbeispiele näher erläutert werden.

#### Beispielfall 1 (Verringerung der Stromerzeugung)

Eine im Jahr 2006 in Betrieb genommene Biogasanlage verfügt über ein BHKW mit einer installierten Leistung von 500 kW. Die Biogasanlage ist bislang in Vollastbetrieb betrieben worden. Der Anlagenbetreiber möchte künftig weniger Gas und Strom erzeugen und die vorhandene Speicherkapazität für einen flexiblen Anlagenbetrieb nutzen. Er verzichtet auf umfassende technische Änderungen und reduziert die Stromerzeugung von zuvor ca. 4.161.000 kWh auf künftig etwa 2.080.000 kWh pro Jahr.

Lösung:

Die Biogasanlage bleibt in baulicher und technischer Hinsicht unverändert, zumindest was die Stromerzeugungsanlagen angeht. Die Verringerung der Stromerzeugung hat keine Auswirkungen auf den Anlagenbegriff, den maßgeblichen Inbetriebnahmezeitpunkt oder die Ermittlung der sog. Höchstbemessungsleistung. Auch der zum Zweck der Flexibilisierung erfolgende Zubau eines zusätzlichen Gas- oder Wärmespeichers bleibt insoweit ohne Auswirkungen. Der Anlagenbetreiber kann einen Anspruch auf die sog. Flexibilitätsprämie geltend machen, sofern er die im EEG 2014 / 2017 normierten Voraussetzungen erfüllt.

#### Beispielfall 2 (Zubau eines weiteren BHKW)

Eine im Jahr 2006 in Betrieb genommene Biogasanlage verfügt über ein BHKW mit einer installierten Leistung von 500 kW. Im Zuge der Flexibilisierung soll im Jahr 2019 ein weiteres BHKW mit einer installierten Leistung von 500 kW hinzugebaut werden. Eine Steigerung der erzeugten Strommenge wird damit nicht verbunden sein.

Lösung:

In Beispielfall 2 hingegen stellen sich gleich eine ganze Reihe von Fragen.

Zunächst stellt sich die Frage, ob das „Flex-BHKW“ als eigenständige Anlage im Sinne des EEG zu werten ist, oder als EEG-rechtlich unselbständige Erweiterung einer bestehenden Anlage. Die Beantwortung dieser Frage hängt davon ab, was unter dem Begriff einer Anlage im Sinne des EEG zu verstehen ist. Der Anlagenbegriff war in der Literatur und Rechtsprechung lange umstritten. Aufgrund der BGH-Rechtsprechung aus den Jahren 2013 und 2015 ist mittlerweile aber geklärt, dass dem EEG ein „weiter“ Anlagenbegriff zugrunde liegt. Danach gehören zu einer Biogasanlage neben der stromerzeugenden Einheit auch sämtliche technischen und baulichen Einrichtungen, die für die Stromerzeugung erforderlich sind. Insbesondere alle in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander errichteten BHKW, die an denselben Fermenter angeschlossen sind, bilden eine einheitliche Biogasanlage (BGH, Urteil vom 23. Oktober 2013, Az.: VIII ZR 262/12).

Nach der BGH-Rechtsprechung zum weiten Anlagenbegriff wird ein hinzugebautes BHKW mithin Teil der bestehenden Anlage, die ein einheitliches Inbetriebnahmedatum führt. Allerdings hat der BGH in dem Urteil auch in einem rechtlich nicht bindenden Absatz angemerkt, dass sich die Vergütungshöhe für das zugebaute BHKW nach der Inbetriebnahme des neuen Generators richte. In der Praxis wird dieser – rechtlich wenig überzeugenden – Auffassung jedoch nicht gefolgt und eine einheitliche Vergütung für die gesamte erweiterte Biogasanlage gewährt.

Nicht klar ist allerdings, wie es sich in diesem Fall mit der Höchstbemessungsleistung verhält. Handelt es sich bei dem „Flex-BHKW“ um ein neues, bislang nicht mit Biogas betriebenes BHKW, hat die Anlagenerweiterung ohne Zweifel keinen Einfluss auf die Höchstbemessungsleistung der Biogasanlage. Wird hingegen ein BHKW hinzugebaut, welches bereits zuvor mit Biogas betrieben worden ist, erscheint es sachgerecht, die Höchstbemessungsleistung der Gesamtanlage um die Höchstbemessungsleistung, die das neu hinzugebaute BHKW mitbringt, zu erhöhen. Bisher (Stand April 2019) gibt es zu der Frage allerdings keine gerichtliche Entscheidung. Auch hier kann der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie geltend machen, sofern er die diesbezüglichen Voraussetzungen erfüllt.

#### Beispielfall 3 (Austausch eines BHKW)

Der Fall 3 ist mit dem Fall 2 identisch. Allerdings soll kein Zubau erfolgen, sondern das bestehende BHKW gegen ein neues Aggregat mit einer Leistung von 800 kW getauscht werden.

Lösung:

Dieser Fall ist im Hinblick auf das Inbetriebnahmedatum rechtlich unkompliziert. Hier gilt die Austauschregel in § 5 Nummer 30, 3. Teilsatz EEG 2017. Diese besagt, dass der Austausch des Generators und sonstiger genutzter baulicher und technischer Teile nicht zum Neubeginn des Vergütungszeitraums führen. Das neue BHKW wird also Teil der Anlage und übernimmt deren Inbetriebnahmedatum. Handelt es sich bei dem Austausch-BHKW um ein neues BHKW, so bleibt der Austausch ohne Auswirkungen auf die Höchstbemessungsleistung der Anlage. Bei Nutzung eines gebrauchten, bislang als eigenständige Anlage betriebenen BHKW, stellen sich dieselben Fragen wie in Beispielfall 2.

#### Beispielfall 4 (Zubau am Satelliten-Standort)

Die im Jahr 2006 in Betrieb genommene Biogasanlage verfügt über ein BHKW am Standort der Biogaserzeugung sowie in 1,5 km Entfernung zur Biogasanlage über ein sog. Satelliten-BHKW mit einer Leistung von 500 kW, das im Jahr 2011 in Betrieb genommen wurde. Der Satelliten-Standort wird durch Zubau eines weiteren, neuen BHKW mit einer elektrischen Leistung von 300 kW erweitert. Die am Satelliten-Standort erzeugte Strommenge bleibt gleich.

Lösung:

Nach überwiegender Ansicht und entgegen einzelner landgerichtlicher Urteile bilden zwei BHKW eine Gesamtanlage, wenn sie sich am selben Standort befinden und über eine gemeinsam genutzte Gassammelschiene miteinander verbunden sind. Dies erscheint insbesondere dann überzeugend, wenn die BHKW weitere bauliche oder technische Verbindungen aufweisen, in demselben Gebäude

untergebracht sind oder sich in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander befinden, gemeinsam gesteuert werden und die Erweiterung mit der klaren Zielsetzung erfolgt, die vorhandene Anlage zu flexibilisieren. Hiervon ausgehend stellt sich der Zubau des zweiten BHKW als Anlagenerweiterung dar, die auf das ursprüngliche Inbetriebnahmedatum der Anlage Einfluss hat. Der Strom aus dem neu hinzugebauten „Flex-BHKW“ wäre mithin auf Grundlage des EEG 2004 zu vergüten, allerdings nur im Rahmen der für die Anlage geltenden Höchstbemessungsleistung. Hinsichtlich der Frage, ob sich die Höchstbemessungsleistung bei Zubau eines gebrauchten BHKW erhöhen kann, verweisen wir auf die Ausführungen zu Beispielsfall 2. Auch für den am Satelliten-Standort erzeugten Strom besteht ein Anspruch auf die Flexibilitätsprämie, wenn die diesbezüglichen Anforderungen eingehalten sind.

#### Beispielsfall 5 (Austausch eines Satelliten-BHKW)

Im Fall 4 wird das Satelliten-BHKW nicht erweitert durch den Zubau eines zusätzlichen BHKW, sondern ausgetauscht gegen ein neues Modul mit einer Leistung von 800 kW.

Lösung:

Dieses Vorgehen ist mit erheblichen rechtlichen Unsicherheiten verbunden. Nach überwiegender Ansicht ist das neue, leistungsstärkere BHKW als neue Anlage zu werten. Das vorhandene Satelliten-BHKW und die neue Anlage seien nicht identisch, so dass für den Strom aus der neuen Anlage auch nicht das ursprüngliche Inbetriebnahmedatum des Satelliten-BHKW, sondern der Zeitpunkt, zu dem der Austausch erfolgt und die neue Anlage in Betrieb genommen wird. Es gibt zwar auch eine Reihe von Argumenten, die – zumindest unter bestimmten Voraussetzungen – für das Vorliegen einer Anlagenkontinuität sprechen, hierauf sollte sich der Anlagenbetreiber indes unter keinen Umständen verlassen.

Führt der Austausch nach alledem dazu, dass es zur Inbetriebnahme einer neuen Anlage kommt, so bestünde für den Strom nur dann ein Anspruch auf die EEG-Förderung, wenn der Anlagenbetreiber zuvor erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen hätte. Ob für das Ausschreibungsverfahren dann allerdings die Vorgaben für Bestandsanlagen oder die für Neuanlagen gelten, erscheint rechtlich unklar: Dafür, dass es sich um eine Ausschreibung für eine Neuanlage handelt, spricht der Umstand, dass es zur Inbetriebnahme einer neuen Anlage kommt. Da die Ausschreibung jedoch für einen Standort erfolgt, an dem der Bieter bereits eine Anlage betreibt, wäre es auch denkbar, dass der Bieter als Betreiber einer Bestandsanlage in die Ausschreibung geht. Dass er die Bestandsanlage dann zum Stichtag durch eine leistungsstärkere Anlage ersetzt, fällt er dann ab dem Stichtag unter das neue Recht.

#### Beispielsfall 6 (Versetzen eines BHKW und anschließende Flexibilisierung am neuen Standort)

Eine im Jahr 2006 in Betrieb genommene Biogasanlage verfügt über zwei BHKW mit einer installierten Leistung von jeweils 500 kW. Eines der beiden BHKW am Standort der Biogasanlage wird abgebaut und an einen neuen Satelliten-Standort versetzt. Am Satelliten-Standort wird anschließend ein weiteres BHKW mit einer installierten Leistung von 300 kW hinzugebaut.

Lösung:

Hier stellt sich die Frage, ob Inbetriebnahmedatum und Höchstbemessungsleistung an den neuen Standort mitgenommen werden. Ausgehend von der Empfehlung 19/2012 der Clearingstelle EEG |

KWKG und der vorherrschenden Praxis ist davon auszugehen, dass das BHKW sein ursprüngliches Inbetriebnahmedatum auch nach Versetzung an den Satelliten-Standort beibehält. Dies gilt zumindest dann, wenn das BHKW an seinem bisherigen Standort nicht ersetzt wird. Rechtlich ungeklärt ist allerdings, wonach sich in diesem Fall die Höchstbemessungsleistung der beiden Anlagen bestimmt. Da aufgrund der Mitnahme des Inbetriebnahmedatums fingiert wird, dass auch das an den Satelliten-Standort versetzte BHKW bereits am 31. Juli 2014 eine Anlage im Sinne des EEG war, muss das BHKW auch für sich genommen eine Höchstbemessungsleistung haben. Es spricht viel dafür, dass sich die Höchstbemessungsleistung dann auf beide Anlagen anhand der jeweiligen installierten elektrischen Leistung verteilt.

Die anschließende Flexibilisierung des Satelliten-BHKW ist im Übrigen in gleicher Weise wie in Beispielsfall 4 zu bewerten.

#### Beispielsfall 7 (Versetzen eines BHKW und anschließende Flexibilisierung am alten Standort)

Wie Fall 6. Allerdings wird das Flex-BHKW nicht am Satelliten-Standort, sondern am Standort der Biogasanlage errichtet.

Lösung:

Wie dieser Fall rechtlich zu bewerten ist, ist unklar. In ihrer zum EEG 2012 ergangenen Empfehlung 2012/29 stellte sich die Clearingstelle EEG | KWKG auf den Standpunkt, dass das an einen neuen Standort versetzte BHKW sein Inbetriebnahmedatum nicht mitnehmen könne, wenn es am alten Standort ersetzt wird. Die hier zur Anwendung kommende Austauschregelung, wonach der Austausch von Anlagenteilen keine Auswirkungen auf das Inbetriebnahmedatum der Anlage habe, kollidiere hier mit dem Grundsatz, dass das versetzte BHKW sein Inbetriebnahmedatum mitnimmt. Diese Kollision sei dahingehend aufzulösen, dass der Austauschregelung Vorrang und Sperrwirkung zukomme und das versetzte BHKW daher sein Inbetriebnahmedatum nicht mitnehmen könne.

Ob diese Rechtsauffassung überzeugend ist, wird unterschiedlich bewertet. Rechtsprechung ist zu dieser Frage – soweit ersichtlich – nicht ergangen. Das Verständnis der Clearingstelle EEG | KWKG mag einem praktischen Bedürfnis entsprungen sein, das „Klonen“ des Inbetriebnahmedatums und eine ungebremste Vermehrung der nach einer älteren EEG-Fassung zu fördernden Anlagen zu unterbinden. Die rechtliche Herleitung erscheint allerdings wenig überzeugend. Seit Inkrafttreten des EEG 2014 fehlt zudem ein nachvollziehbarer Grund, weshalb die Austauschregelung in derartigen Fällen eine Sperrwirkung entfalten sollte: Die Regelung zur Höchstbemessungsleistung verhindert seitdem bereits, dass sich die nach einer älteren EEG-Fassung zu fördernde Strommenge erhöht (vgl. insoweit auch das Votum 2017/39 der Clearingstelle EEG | KWKG). Zuletzt scheint es gut vertretbar, das Vorliegen eines Austauschs in Fall 7 insgesamt zu verneinen, da die Anlage zunächst aufgeteilt und dann flexibilisiert wird. Das Flex-BHKW tritt insoweit funktional von vornherein nicht an die Stelle des versetzten BHKW, sondern hat ganz andere Aufgaben und wird auf andere Weise betrieben.

Die weitere Klärung in Rechtsprechung und Praxis bleibt nach derzeitigem Stand (April 2019) abzuwarten.

### 3.3.2 Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen

#### 3.3.2.1 Abgrenzung und Unterschiede zwischen der Flexibilitätsprämie und dem Flexibilitätszuschlag

Während die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 1. August 2014 beansprucht werden kann (§ 50b EEG 2017), erhalten Neuanlagen, die nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden, nur noch einen sogenannten Flexibilitätszuschlag (§ 50a EEG 2017). Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie besteht für eine Dauer von 10 Jahren, während der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag für den gesamten Förderzeitraum besteht. Während sich die Flexibilitätsprämie auf 130 Euro je Kilowatt flexibler Zusatzleistung beläuft, besteht der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag auf 40 Euro je Kilowatt installierter Leistung. Dies stellt einen Ausgleich für die Einschränkungen dar, welche die für Neuanlagen geltende Höchstbemessungsleistung mit sich bringt.

Anlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, gelten ab dem Stichtag als Neuanlagen. Dementsprechend erhalten sie dann keine Flexibilitätsprämie mehr, sondern nur noch den Flexibilitätszuschlag.

#### 3.3.2.2 Voraussetzungen für den Anspruch auf Flexibilitätsprämie

Die Flexibilitätsprämie wird ausschließlich für Strom aus Biogas gezahlt. Der Strom muss daher aus Gas erzeugt werden, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird. Davon umfasst ist aber auch aus dem Erdgasnetz entnommenes Biomethan, sofern es in anaeroben Vergärungsprozessen und nicht in thermochemischen Verfahren erzeugt wurde.

Die übrigen Voraussetzungen für den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie finden sich in Nummer 1 der Anlage 3 zum EEG 2017:

Voraussetzung ist zunächst, dass ein Zahlungsanspruch nach der jeweils maßgeblichen Fassung des EEG dem Grunde nach besteht. Der Anlagenbetreiber muss den Zahlungsanspruch allerdings nicht geltend machen. Weiterhin darf für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom keine Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden. Der Strom muss daher entweder im nach dem EEG finanziell geförderten sog. Marktprämienmodell oder in der sonstigen Direktvermarktung veräußert werden. Zwar gibt es rechtliche Argumente dafür, dass ein kalenderjährlicher Wechsel zwischen Marktprämie und Einspeisevergütung und ein zeitweiliger Verzicht auf die Flexibilitätsprämie im Zeitraum der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung möglich ist. Aufgrund der Rechtsunsicherheit und des drohenden Verlusts des Anspruchs auf die Flexibilitätsprämie ist von einem Wechsel allerdings abzuraten<sup>3</sup>. Voraussetzung für die finanzielle Förderung im Marktprämienmodell ist dabei, dass die Anlage „fernsteuerbar“ ist. Dies bedeutet, dass das mit der Stromvermarktung beauftragte Direktvermarktungsunternehmen jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und die

---

<sup>3</sup> Siehe dazu BDEW, Anwendungshilfe zur Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2017 mit Änderungen durch das „Energiesammelgesetz“, S. 12.

Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang regeln darf, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich ist (vgl. § 20 Absatz 2 EEG 2017).

Weiterhin muss die Bemessungsleistung der Anlage mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung der Anlage betragen.

Das Umweltgutachten soll gemäß der Gesetzesbegründung bescheinigen, dass die Anlage zu einem flexiblen Betrieb grundsätzlich technisch geeignet ist. Unabhängig davon, ob zusätzliche BHKW-Kapazitäten installiert wurden, müssen die technischen Komponenten nachvollziehbar und in Abhängigkeit der Vor-Ort-Bedingungen, aufeinander abgestimmt sein. Weiterhin muss der Anlagenbetreiber den Nachweis führen, dass er bzw. der Direktvermarkter die Anlage bedarfsgerecht steuern kann.

Die technische Eignung muss dabei durch einen dreitägigen Demonstrationsbetrieb unter Ausschöpfung des maximalen, für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch die Anlage vorgesehenen Verlagerungspotenzials, nachgewiesen werden. Die Anlage muss dafür unter Beweis stellen, dass ein vorher vereinbarter Fahrplan (z.B. durch den gewählten Direktvermarkter) über den Zeitraum von 72 Stunden abgefahren werden kann. Die Lastgangdaten des Testzeitraums sind dem Gutachter dann zur Verfügung zu stellen.

Da der Förderanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2017 für Strom aus Biomethan nur dann besteht, wenn der Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird (s.o.) und die erzeugte Wärme zu 100 % genutzt werden muss, haben sich viele Betreiber von Biomethan weitgehenden Wärmelieferverpflichtungen unterworfen. Der Anlagenbetreiber muss daher auch nachweisen, dass er über ausreichende Wärmepufferspeicher verfügt.

Unerheblich ist hingegen für den Anspruch, ob die Anlage dann später tatsächlich entsprechend der Stromnachfrage gefahren wird.

Der Anlagenbetreiber muss dem Netzbetreiber sowohl die Umstellung von der Einspeisevergütung auf die Direktvermarktung als auch die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie anzeigen. Zudem muss der Anlagenbetreiber die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie auch der Bundesnetzagentur mitteilen. Im Einzelnen wird auf die Beschreibung des Projektablaufes in Kapitel 2 verwiesen.

### 3.3.2.3 Höhe der Flexibilitätsprämie

Die Berechnung der Flexibilitätsprämie findet sich in Nummer II der Anlage 3 zum EEG 2017. Danach ist zunächst die zusätzlich bereitgestellte Leistung zu bestimmen. Diese errechnet sich aus der installierten Leistung abzüglich der Bemessungsleistung, d.h. die Jahresdurchschnittsleistung, multipliziert mit dem Korrekturfaktor von 1,1. Für jedes zusätzlich installierte kW erhält der Anlagenbetreiber jährlich 130 Euro. Die Berechnungsformel ist im EEG 2017 wie folgt angegeben:

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

**Beispiel:** Eine Anlage hat eine Bemessungsleistung von 500 kW. Die installierte Leistung beträgt 1.000 kW. Die Zusatzleistung beträgt daher unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors 450 kW ( $1000 \text{ kW} - 500 \text{ kW} \times 1,1 = 450 \text{ kW}$ ). Der Anlagenbetreiber kann daher, sofern er den gesamten erzeugten Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeist, eine Flexibilitätsprämie in Höhe von 58.500 Euro/Jahr bzw. 1,3 Cent/kWh beanspruchen ( $450 \text{ kW} \times 130 \text{ Euro/kW}$ ).

Zu beachten ist, dass der Korrekturfaktor bei Biomethan 1,6 beträgt. Zudem ist zu beachten, dass die Zusatzleistung stets auf maximal 50 % der installierten Leistung begrenzt ist. Liegt die Bemessungsleistung in dem vorgenannten Beispiel also bei lediglich 300 kW, so liegt die Zusatzleistung bei 500 kW (und nicht etwa bei 670 kW). Voraussetzung für den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie ist zuletzt, dass die Bemessungsleistung bei mindestens 20 % der installierten Leistung liegt. In unserem Beispiel muss der Anlagenbetreiber daher wenigstens eine Bemessungsleistung von 200 kW erreichen, mithin also mindestens 1.752.000 kWh Strom im Jahr erzeugen, um überhaupt einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie geltend machen zu können.

Die Berechnung der Flexibilitätsprämie kann mit folgendem „Formelkasten“ veranschaulicht werden:

**Berechnung der Flexibilitätsprämie (FP)**

$$FP = (P_{inst} - 1,1 \cdot P_{Bem}) \cdot 130 \text{ €/kW}_{el} \quad \begin{array}{l} \rightarrow \text{wenn } P_{Bem} \geq 0,2 \cdot P_{inst} \\ \text{und } P_{inst} - 1,1 \cdot P_{Bem} \leq 0,5 \cdot P_{inst} \end{array}$$
$$FP = 0 \quad \rightarrow \text{wenn } P_{Bem} < 0,2 \cdot P_{inst}$$
$$FP = 0,5 \cdot P_{inst} \cdot 130 \text{ €/kW}_{el} \quad \rightarrow \text{wenn } P_{inst} - 1,1 \cdot P_{Bem} > 0,5 \cdot P_{inst}$$

$P_{inst}$  = installierte elektrische Leistung  
 $P_{Bem}$  = Bemessungsleistung

Abbildung 3-1: Formel zur Berechnung der Flexibilitätsprämie (Quelle: (Gers-Grapperhaus et al. 2017))

### 3.3.2.4 Dauer des Anspruchs auf die Flexibilitätsprämie

Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie besteht ab erstmaliger Geltendmachung monats-scharf für einen Zeitraum von 10 Jahren. Es ist durchaus zulässig, die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zeitweilig auszusetzen, ohne dass der Anspruch dauerhaft entfallen würde. Dies gilt auch dann, wenn der Anlagenbetreiber vorübergehend von der Direktvermarktung im Marktprämienmodell in die Einspeisevergütung wechselt.

Es ist allerdings nicht zulässig, den Zeitraum zu verlängern. Unterbricht der Anlagenbetreiber die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie, besteht keine Möglichkeit, den „verpassten“ Zeitraum nach Ablauf der 10 Jahre nachzuholen.

### 3.3.2.5 Deckel für die Flexibilitätsprämie

Die Flexibilitätsprämie wird nicht mehr gewährt, wenn der Zubau der installierten Leistung die Zubaugrenze von 1.000 MW überschreitet. Bei Erreichen dieser Fördergrenze verbleibt den

Anlagenbetreibern ein Realisierungszeitraum von 16 Monaten, um ihr Flexibilisierungsvorhaben abzuschließen. Dies ergibt sich aus Nummer I. 5. der Anlage 3 zum EEG 2017. Maßgeblich ist daher die installierte elektrische Leistung, um die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommene Anlagen nach dem 31. Juli 2014 erweitert wurden.

Der Deckel für die Flexibilitätsprämie wurde durch das Energiesammelgesetz<sup>4</sup>, welches am 21. Dezember 2018 in Kraft getreten ist, neu geregelt. Nach der bis zum 21. Dezember 2018 geltenden Regelung war vorgesehen, dass der Anspruch für neu flexibilisierte Anlagen ab dem zweiten Kalendermonat nach Erreichen des Zubaudeckels von damals noch 1.350 MW entfällt.

Mit dem Ende 2018 in Kraft getretenen Energiesammelgesetz ist der Deckel für die Flexibilitätsprämie neu geregelt worden. Die neue Regelung sieht vor, dass der Anspruch für zusätzlich installierte Leistung entfällt, die als Erhöhung an das Register übermittelt wird, ab dem ersten Tag des **16. Kalendermonats**, der auf den Kalendermonat folgt, in dem der von der BNetzA nach Maßgabe der Marktstammdatenverordnung (MStRV) veröffentlichte Zubau durch Erhöhung der installierten Leistung nach dem 31. Juli 2014 erstmals den Wert von 1.000 MW übersteigt. Wird die Zubaugrenze beispielsweise im November 2019 erreicht und „veröffentlicht“ die Bundesnetzagentur dies dann am 1. Dezember 2019 auf ihrer Internetseite, würde erst die am 1. März 2021 zusätzlich installierte Leistung nicht mehr berücksichtigt werden.

In diesem Zusammenhang stellen sich zwei Fragen:

Zum einen ist fraglich, auf welchen Zeitpunkt bei der Berücksichtigung der zusätzlich installierten Leistung abzustellen ist. Nach dem Wortlaut könnte es entweder auf den Zeitpunkt der Leistungserhöhung oder auf den Zeitpunkt der Übermittlung der Leistungserhöhung an das Register ankommen. Wäre letzteres der Fall, könnte eine Reservierung der Flexibilisierungsprämie durch die rechtzeitige Übermittlung der Leistungserhöhung möglich sein. Die Inbetriebnahme könnte dann auch nach Ablauf der Karenzzeit erfolgen.

Dieser Auffassung war bisher die Clearingstelle EEG I KWKG. Diese befasste sich in einem Votum 2016/41 mit der Vorfassung der Regelung zum Flexibilisierungsdeckel, deren Wortlaut die gleichen Fragen aufwarf. Nach Ansicht der Clearingstelle soll der Anspruch auf Flexibilitätsprämie sogar bereits durch Meldung beim Netzbetreiber in Gang gesetzt werden. Der Anspruch entstehe dann bereits dem Grunde nach. Die Anspruchsvoraussetzungen könnten später nachgewiesen werden. Dies wurde bisher in der Branche teilweise zum Anlass genommen, zu argumentieren, dass der Anlagenbetreiber den Anspruch auf Flexibilitätsprämie „reservieren“ kann, wenn er innerhalb der Karenzzeit nach der Veröffentlichung der Zubaugrenze die Inanspruchnahme beim Netzbetreiber anmeldet. Nachteil wäre dann lediglich, dass der Anlagenbetreiber die Prämie für den Zeitraum verliert, bis der Gutachter die

---

<sup>4</sup> Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 20. Dezember 2018, BGBl. I Nr. 47, S. 2522.

installierte Leistung bestätigt. Denn die 10-jährige Frist beginnt bereits zwei Monate nach der Meldung der Inanspruchnahme bei dem Netzbetreiber.

Auch nach Ansicht des BDEW genügt die rechtzeitige Übermittlung der installierten Leistung an das Register. Die Realisierung der Leistungserhöhung müsse hingegen nicht innerhalb der Karenzfrist erfolgt sein. (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2019)<sup>5</sup>

In der Gesetzesbegründung zur Neuregelung findet sich allerdings ein Hinweis des Gesetzgebers zum maßgeblichen Zeitpunkt. So heißt es dort:

*„Damit können alle Anlagenerweiterungen die Flexibilitätsprämie erhalten, wenn sie spätestens sechszehn Monate nach der verkündeten Erreichung des Deckels in Betrieb gehen.“*

Nach dem Willen des Gesetzgebers ist die Meldung der Leistungserhöhung daher ausdrücklich nicht ausreichend. Nur wenn eine Anlage innerhalb von 16 Kalendermonaten nach Veröffentlichung der Zubaugrenze erweitert worden ist, soll sie – bei Vorliegen der übrigen Voraussetzungen – ausweislich der Gesetzesbegründung noch in den Genuss der Flexibilitätsprämie kommen können.

Wieviel Gewicht ein mit der Sache befasstes Gericht der Gesetzesbegründung geben wird, lässt sich angesichts des unklaren Wortlauts der Regelung nicht mit abschließender Sicherheit sagen. Allerdings dürfte es nach der neuen Rechtslage wesentlich schwieriger sein, gute Argumente für die Zulässigkeit der Reservierung innerhalb der Karenzzeit durch die Meldung der geplanten Flexibilisierung beim Netzbetreiber zu finden. Aufgrund der Rechtsunsicherheit empfiehlt letztendlich auch der BDEW zur zweifelsfreien Sicherstellung der Förderung die Inbetriebnahme innerhalb der 16 Monate vorzunehmen.

Zum anderen lässt der Wortlaut unklar, welche Handlungen der Anlagenbetreiber neben der Inbetriebnahme innerhalb der Karenzzeit noch vornehmen muss, um die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zu sichern. Um spätere Rechtsstreitigkeiten mit dem Netzbetreiber über das Bestehen des Anspruchs auf die Flexibilitätsprämie zu vermeiden, sollte der Anlagenbetreiber die beabsichtigte Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie dem Netzbetreiber spätestens zwei Monate im Voraus mitteilen. Zudem müssen sowohl die Leistungserhöhung als auch die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie im Marktstammdatenregister registriert werden. Die Registrierung muss nach Maßgabe von § 7 Absatz 1 der Marktstammdatenregisterverordnung spätestens 4 Wochen nach der Inbetriebnahme des BHKW erfolgen. Auch die Registrierung sollte vorsorglich noch vor Ablauf der 16-monatigen Karenzfrist geschehen. Zudem sollte auch die Genehmigung für die Anlagenerweiterung innerhalb dieser Frist registriert werden.

Der Deckel wurde durch das Energiesammelgesetz zwar von 1.350 MW auf 1.000 MW reduziert. Aufgrund des langen, 16-monatigen Zeitraums, in welchem die Flexibilisierung und erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie auch noch nach Überschreiten des Zubaudeckels möglich

---

<sup>5</sup> BDEW – Anwendungshilfe zur Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2017 mit Änderungen durch das „Energiesammelgesetz“, 7. Juni 2019, 23 ff.

bleibt, ist allerdings davon auszugehen, dass die insgesamt mit der Flexibilitätsprämie geförderte Kapazität deutlich höher liegen wird, als nach der alten Regelungen zu erwarten gewesen wäre.

Ergänzend ist zu bemerken, dass der genannte Förderdeckel nicht für Anlagen gilt, die durch die Reduzierung der Stromerzeugung bei gleichbleibender installierter Leistung flexibilisiert werden. Die Betreiber derartiger Anlagen erhalten mithin auch dann noch eine Flexibilitätsprämie, wenn sie diese erstmals nach Ablauf des 16-monatigen Zeitraums geltend machen. Zugleich führen derartige Flexibilisierung nicht dazu, dass der Topf aufgefüllt bzw. der Deckel erreicht wird. Sie werden mithin nicht „mitgezählt“ und führen nicht dazu, dass das das Fördervolumen ausgeschöpft wird.

### 3.3.3 Anschlussförderung (Ausschreibungen) für flexibilisierte Biogasanlagen

#### 3.3.3.1 Ausschreibungen und Rechtsfolge eines Zuschlags

Bestandsanlagen können unter den Voraussetzungen des § 39f Absatz 1 EEG 2017 freiwillig an einer Ausschreibung teilnehmen, um – über den eigentlich auf zwanzig Jahre begrenzten Förderzeitraum hinaus – eine sogenannte Anschlussförderung zu erhalten. Voraussetzung ist, dass die maximale Restförderdauer höchstens 8 Jahre beträgt. Anlagen, die eine Leistung von bis zu 150 kW aufweisen, können unabhängig von ihrer Restförderdauer an einer Ausschreibung teilnehmen.

Wurde der Zuschlag erteilt, tritt der neue Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 Absatz 1 EEG 2017 an dem Stichtag der Umstellung anstelle aller bisheriger Ansprüche. Der Anlagenbetreiber verliert daher auch den Anspruch auf die bis dahin gegebenenfalls bestehenden Boni und die Flexibilitätsprämie. Allerdings kann er – bei Vorliegen der übrigen Voraussetzungen – den Flexibilitätszuschlag beanspruchen.

Der Anlagenbetreiber kann dabei den **Stichtag für die Umstellung** wählen und seine Wahl dem Netzbetreiber mitteilen. Der Stichtag darf frühestens 13 Monate und höchstens 36 Monate nach dem Zuschlag liegen. Macht der Anlagentreiber keine Angabe, gilt die Umstellung ab dem 37. Monat nach der Zuschlagserteilung.

Ab dem Stichtag gilt der neue Förderanspruch für einen Zeitraum von 10 Jahren, wobei eine erneute Verlängerung ausgeschlossen ist. Zudem gilt die Anlage als neu und damit als unter dem EEG 2017 in Betrieb genommen. Folglich sind ab dem Stichtag auch sämtliche Regelungen des EEG 2017 für Neuanlagen einzuhalten.

#### **Beispiel:**

Eine Biogasanlage wurde im Jahr 2008 in Betrieb genommen. Das Ende des Förderzeitraums der Biogasanlage ist am 31. Dezember 2028. Daher ist der frühestmögliche Termin für die Teilnahme an einer Ausschreibung der November 2020. Nimmt der Anlagenbetreiber an der Ausschreibung im November 2020 teil und erhält im Dezember 2020 einen Zuschlag, liegt der mögliche Stichtag für die Umstellung zwischen Januar 2022 und Januar 2024. Der neue Förderzeitraum endet dann 120 Monate nach dem Stichtag. Da die „Anschlussförderung“ im Zweifel deutlich niedriger sein wird als die Förderung,

die der Anlagenbetreiber auf Grundlage des EEG 2004 erhält und der Anlagenbetreiber im Zweifel auf eine möglichst lange „Gesamtförderdauer“ kommen möchte, wird es allerdings sinnvoll sein, einen späteren Ausschreibungstermin, z.B. im November 2025 zu wählen. Der Anlagenbetreiber kann den Stichtag dann so wählen, dass er bis Ende 2028 noch die hohe Förderung auf Grundlage des EEG 2004 erhält und dann ab 1. Januar 2029 bis 1. Januar 2039 die Anschlussförderung nutzen. Zu beachten ist allerdings, dass bei einer erst z.B. im Jahr 2025 erfolgenden Teilnahme an der Ausschreibung womöglich und in Abhängigkeit von der Marktentwicklung ein größeres Risiko besteht, keinen Zuschlag zu erhalten. Auch ist zu bedenken, dass der Gebotshöchstpreis sich jährlich um 1 % verringert.

### 3.3.3.2 Einzuhaltende Voraussetzungen für den Erhalt der Marktprämie

Der Anlagenbetreiber muss den Maisdeckel nach § 39h Absatz 1 Satz 1 EEG 2017 von 50 % für einen Zuschlag im Jahr 2017 und 2018 einhalten. Bei Zuschlägen in den Folgejahren sinkt der Maisdeckel auf 47 % (2019 bis 2020) bzw. 44 % (2021 bis 2022).

Außerdem gilt nunmehr für alle Anlagen mit mehr als 100 kW Leistung die verpflichtende Direktvermarktung. Dazu muss der Anlagenbetreiber technische Einrichtungen vorhalten, die es dem Direktvermarktungsunternehmen ermöglichen, jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert zu regeln.

Weiterhin besteht die Pflicht, die Gärrestlager abzudecken und so eine hydraulische Verweilzeit im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage von mindestens 150 Tagen sicherzustellen. Dies gilt allerdings nicht, wenn in der Anlage ausschließlich Gülle oder mindestens 90 Masseprozent getrennt erfasster Bioabfälle eingesetzt werden.

Der Anspruch auf die Marktprämie setzt zudem voraus, dass ein Umweltgutachter die technische Eignung der Anlage für einen bedarfsorientierten Betrieb bescheinigt. Diese Bescheinigung ist dem Netzbetreiber vorzulegen. Unmittelbar aus dem Gesetz ergibt sich nicht, was unter einem bedarfsorientierten Betrieb zu verstehen ist. Es findet sich nur ein Verweis auf die zulässige Höchstbemessungsleistung. Für Anlagen, die Biogas einsetzen, ist die Höchstbemessungsleistung der um 50 % verringerte Wert der bezuschlagten Gebotsmenge. Für Anlage, die feste Biomasse einsetzen, ist es der um 20 % verringerte Wert der bezuschlagten Gebotsmenge. Aus diesem Verweis lässt sich allerdings ableiten, dass die Anlage in der Lage sein muss, im Durchschnitt eines Jahres mit einer Bemessungsleistung von 50 bzw. 80 % der installierten Leistung und zumindest zeitweilig auch in Volllast betrieben zu werden.

Schließlich muss der Anlagenbetreiber die Mitteilungs- und Registrierungsspflichten für Neuanlagen gemäß Marktstammdatenregisterverordnung erfüllen. Zudem ist er ab dem Stichtag verpflichtet, ein Einsatzstoff-Tagebuch zu führen und durch das Einsatzstoff-Tagebuch und mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachzuweisen, welche Biomasse eingesetzt wird (vgl. § 39h Absatz 4 in Verbindung mit § 44c Absatz 1 Nummer 1 EEG 2017).

Hingegen entfallen Anforderungen, die nach Vorfassungen des EEG zu beachten sind, wie z.B. die Wärmenutzungspflicht für den Fall der Verstromung von Rohbiogas nach dem EEG 2012. Betreiber von NawaRo-Anlagen müssen die Anforderungen für den Erhalt des Bonus nicht mehr einhalten, da dieser ohnehin entfällt, und können - sofern technisch und genehmigungsrechtlich möglich - auch günstigere

Abfall- und Reststoffe einsetzen. Sofern sie allerdings getrennt erfasste Bioabfälle im Sinn der Abfallschlüsselnummern 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 einsetzen, ist der Zuschlagswert auf 14,88 ct/kWh bis 500 kW und auf 13,05 ct/kWh bis 20 MW begrenzt. Ob diese Regelung bereits bei einem geringen Anteil derartiger Bioabfälle oder erst ab einem überwiegenden Einsatz greift, ist angesichts des schwammigen Wortlauts („überwiegend durch anaerobe Vergütung von Biomasse [...] mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen [...]“) unklar.

### 3.3.3.3 Eigenversorgungsverbot

Wie auch für Neuanlagen gilt für Bestandsanlagen nach der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung das Eigenversorgungsverbot gemäß § 27a EEG 2017. Danach dürfen Anlagenbetreiber für den gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach dem EEG in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Erfolgt dennoch eine Eigenversorgung, entfällt der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie jedoch nicht für den gesamten Förderzeitraum, sondern für das gesamte Kalenderjahr, in dem die Eigenversorgung stattfindet. Danach lebt der Förderanspruch wieder auf.

Von dem Eigenversorgungsverbot gibt es allerdings eine Reihe von Ausnahmen, die für Biogasanlagen von Bedeutung sind. Ausgenommen vom Eigenversorgungsverbot ist beispielsweise Strom, der durch die Anlage oder in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage verbraucht wird. Hierzu zählen auch die Fermenter der Biogasanlage.

### 3.3.3.4 Flexibilitätszuschlag und Begrenzung der förderfähigen Strommenge

Der Flexibilitätszuschlag ist mit dem EEG 2014 eingeführt worden und nun in § 50a EEG 2017 geregelt. Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag gilt nur für die dem EEG 2014 oder dem EEG 2017 unterfallenden Anlagen, d.h. für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 1. August 2014.

Allerdings gelten auch die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommenen Anlagen als Neuanlagen, wenn sie gemäß § 39f EEG 2017 erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben.

Den Flexibilitätszuschlag können daher alle Bestandsanlagen geltend machen, deren Inbetriebnahmedatum nach § 39f Absatz 3 EEG 2017 nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung angepasst wurde. Dies gilt unabhängig davon, ob die Bestandsanlagen zuvor bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen hatten oder nicht.

Der Flexibilitätszuschlag stellt eine unselbständige Ergänzung zur Förderung von neuen und - aufgrund der Teilnahme an einer Ausschreibung - als neu in Betrieb genommene Biogasanlagen dar. Da für derartige Anlagen nur noch 50 % der mittels der installierten Leistung erzeugbaren Strommenge gefördert werden (sog. Höchstbemessungsleistung für Neuanlagen (nicht zu verwechseln mit der Höchstbemessungsleistung, die mit dem EEG 2014 für Bestandsanlagen eingeführt worden ist), stellt der Flexibilitätszuschlag eine „Kompensation“ für die von den Anlagenbetreibern vorzuhaltende Überbauung dar.

Während die durch die Ausschreibung zu ermittelnde Rumpfförderung der Deckung der Kosten einer kontinuierlichen Stromerzeugung aus Biomasse dienen soll, dient der Flexibilitätszuschlag der Finanzierung zusätzlicher Stromerzeugungskapazitäten sowie der notwendigen Gas- und Wärmespeicher. Damit stellt der Flexibilitätszuschlag eine essentielle Komponente des Gesamtförderanspruches für Neuanlagen dar.

Zudem darf der Anspruch nicht nach § 52 EEG 2017 aufgrund der dort genannten Pflichtverletzungen, etwa einem Verstoß gegen Meldepflichten, verringert sein. Ist dies doch der Fall, verliert der Anlagenbetreiber temporär für die Dauer der Verringerung des Zahlungsanspruchs auch seinen Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag.

#### 3.3.3.4.1 Voraussetzungen für den Flexibilitätszuschlag

Der Flexibilitätszuschlag setzt voraus, dass dem Grunde nach ein Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2017 besteht. Dieser muss auch tatsächlich in Anspruch genommen werden. Zulässig ist neben der Inanspruchnahme der Marktprämie – im Gegensatz zur Flexibilitätsprämie – auch die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung.

Zunächst muss es sich um Strom aus einer Biogasanlage handeln. Sonstige Biomasseanlagen sind nicht erfasst. Allerdings kann der Strom auch aus Biomethan aus dem Erdgasnetz erzeugt worden sein, sofern es in anaeroben Prozessen (Vergärung) und nicht in thermochemischen Verfahren erzeugt wurde.

Entscheidend ist zunächst, dass für den in der Anlage erzeugten Strom ein Zahlungsanspruch nach § 19 EEG, also der Anspruch auf die Marktprämie oder die Einspeisevergütung, besteht und geltend gemacht wird. Der Flexibilitätszuschlag kann – anders als die Flexibilitätsprämie – nicht nur im Fall der Vermarktung des Stroms im Marktprämienmodell, sondern auch für Anlagen in Anspruch genommen werden, für deren Strom die Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2017 begehrt wird. Möglich ist auch eine anteilige sonstige Direktvermarktung, während bei einer vollständigen sonstigen Direktvermarktung des Stroms der Flexibilitätszuschlag nicht gewährt wird.

Übersteigt die Stromerzeugung die Höchstbemessungsleistung der Anlage, so entfällt die Marktprämie für die darüber hinaus produzierte Strommenge und es wird lediglich der Monatsmarktwert für diese erzielt.

Weiterhin darf der Anspruch nicht aufgrund von Pflichtverletzungen des Anlagenbetreibers nach § 52 EEG 2017 verringert sein. Allerdings verliert der Anlagenbetreiber im Fall einer Pflichtverletzung den Anspruch auf den Zuschlag nicht dauerhaft, sondern nur für den Zeitraum der Reduzierung des Zahlungsanspruchs nach § 19 EEG 2017.

#### 3.3.3.4.2 Rechtfolge

Liegen die Voraussetzungen für den Flexibilitätszuschlag vor, kann der Anlagenbetreiber 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr verlangen. Dabei besteht der Anspruch für die gesamte installierte Leistung und nicht nur auf den Leistungsteil oberhalb der Bemessungsleistung. Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag besteht für die gesamte Dauer des Zahlungsanspruchs.

Wird der Zahlungsanspruch nach § 19 EEG 2017 vorübergehend nicht in Anspruch genommen, entfällt temporär auch der Anspruch auf den Zuschlag. Gleiches gilt bei einer zeitweiligen Verringerung des Vergütungsanspruchs aufgrund einer Pflichtverletzung. In beiden Fällen verlängert sich dadurch der maximal zehnjährige Anspruchszeitraum nicht.

### 3.3.4 Rechtsrahmen und Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen

Für neue Anlagen sowie für Bestandsanlagen, die nach dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, kann unter den oben genannten Voraussetzungen der Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen werden.

Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag ist bei neuen Biogasanlagen auf solche Anlagen begrenzt, deren anzulegender Wert im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wurde oder die eine installierte Leistung von mehr als 100 kW aufweisen. Für die Verstromung fester oder flüssiger Biomasse, gasförmiger Biomasse aus thermochemischen Verfahren wird der Zuschlag daher nicht gewährt.

Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen besteht für den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren. Im Übrigen unterscheidet sich der Flexibilitätszuschlag für neu errichtete Anlagen nicht von dem Flexibilitätszuschlag, der für Anlagen in der Anschlussförderung gewährt wird (vgl. insoweit 3.3.3.4).

Hinsichtlich der weiteren EEG-rechtlichen Anforderungen an den Betrieb von neu errichteten Anlagen verweisen wir auf die Überblicksdarstellung in 3.1.2. Dort ist auch näher dargestellt, unter welchen Voraussetzungen Neuanlagen an einer Ausschreibung teilnehmen müssen und wie das Ausschreibungsverfahren abläuft.

## 3.4 Rechtliche Aspekte des Netzanschlusses

Wird eine bestehende Biogasanlage durch den Zubau eines weiteren BHKW oder durch den leistungserhöhenden Austausch eines BHKW flexibilisiert, kann im Zweifel der vorhandene Netzanschluss genutzt werden. Unter Umständen wird der Anlagenbetreiber dann allerdings die Anschlussleitung verstärken oder einen leistungsstärkeren Einspeisetrafo errichten müssen.

Zu prüfen ist allerdings auch, ob das Netz geeignet ist, auch die höhere maximale Einspeiseleistung aus der flexiblen Biogasanlage aufzunehmen. Vor der Leistungserhöhung muss daher ein Antrag auf Erhöhung der Einspeisekapazität an den Netzbetreiber gerichtet werden. Der Netzbetreiber führt sodann eine Netzverträglichkeitsprüfung durch. Abhängig vom Ergebnis kann der Anlagenbetreiber die Leistung seiner Biogasanlage entweder sofort oder erst, nachdem der Netzbetreiber die Aufnahmekapazität des Netzes erhöht hat, erhöhen. Im schlechtesten Fall kann letzteres zu einer erheblichen Verzögerung der geplanten Flexibilisierung führen. Unter Umständen kann das Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung auch sein, dass die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Variante darin besteht, dass der Strom aus dem zusätzlich installierten BHKW an einem anderen Netzverknüpfungspunkt als dem bislang genutzten eingespeist werden muss.

Wird eine neue Biogasanlage errichtet oder im Rahmen der Flexibilisierung z.B. ein neuer Satelliten-Standort begründet, ist stets ein neuer Netzanschluss erforderlich. In diesem Fall muss eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden, um die Aufnahmefähigkeit des Netzes an dem neuen Standort zu prüfen, den gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt und die gesamtwirtschaftlich günstigste Netzanschlussvariante zu ermitteln.

### 3.4.1 Pflichten des Netzbetreibers

#### 3.4.1.1 Pflicht zum vorrangigen Anschluss

Gemäß § 8 Absatz 1 EEG 2017 ist der Netzbetreiber verpflichtet, neue EE-Anlagen unverzüglich vorrangig am gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt anzuschließen. Darunter ist der Punkt zu verstehen, der im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist. Eine Ausnahme gilt dann, wenn dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt im Rahmen der von ihm durchzuführenden Netzverträglichkeitsprüfung zu ermitteln.

Die Regelung gilt entsprechend, wenn nicht eine neue Anlage errichtet, sondern eine bestehende Anlage erweitert wird. In diesem Fall wird der Netzbetreiber zunächst prüfen, ob die Einspeisung über den bestehenden Netzanschluss möglich ist.

Der Anschluss und ggfs. die Zusage, auch mit erweiterter Anschlusskapazität einzuspeisen, hat unverzüglich, d.h. ohne schuldhaftes Zögern, zu erfolgen. Andernfalls macht sich der Netzbetreiber nach § 280 BGB schadensersatzpflichtig. Darüber hinaus hat der Anschluss vorrangig vor anderen, nicht durch das EEG begünstigten Erzeugungsanlagen zu erfolgen. Der Anspruch auf Netzanschluss oder auf Erhöhung der Einspeisekapazität kann und sollte auch bereits vor Errichtung bzw. Erweiterung der Anlage geltend gemacht werden.

Der Anschluss hat schließlich am wie oben definierten Netzverknüpfungspunkt zu erfolgen. Dabei muss der Netzbetreiber im Streitfall beweisen, dass ein anderer als der technisch geeignete und in kürzester Entfernung zum Anlagenstandort befindlicher Verknüpfungspunkt tatsächlich technisch und wirtschaftlich günstiger ist.

Allerdings hat der Anlagenbetreiber das Recht, auch einen anderen – ebenfalls im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten – Netzverknüpfungspunkt zu wählen, verbunden mit der Pflicht, dass er insoweit entstehende Mehrkosten übernimmt, § 8 Absatz 2 EEG 2017. Dieses Wahlrecht wird von einem sog. Letzt-Wahlrecht des Netzbetreibers übertroffen. Der Netzbetreiber darf also – unter Übernahme der Mehrkosten – einen gänzlich anderen Verknüpfungspunkt zuweisen, soweit die für den Anlagenbetreiber zumutbar ist.

Die Festlegung des gesetzlichen Verknüpfungspunktes ist für die Anlagenbetreiber von erheblicher Bedeutung, da sich danach die letztlich gewählte Netzanschlussvariante und die vom Anlagenbetreiber zu tragenden Kosten bestimmen. So wird der Anlagenbetreiber im Regelfall ein Interesse daran haben, tatsächlich den Punkt zu wählen, der die kürzeste Entfernung zu seiner Anlage aufweist, da er für die

Kosten der Anschlussleitung, d.h. die Verbindungsleitung zwischen dem BHKW und dem bestehenden Netz der allgemeinen Versorgung, aufkommen muss. Vielfach ist allerdings ein weiter entfernt liegender Verknüpfungspunkt gesamtwirtschaftlich günstiger, etwa weil dann kein Netzausbau erforderlich ist. Der Anlagenbetreiber hat dann das Nachsehen und muss die Mehrkosten für die längere Anschlussleitung tragen.

### 3.4.1.2 Pflicht zur Optimierung, Verstärkung oder zum Ausbau des Netzes

Weiterhin bestimmt § 8 Absatz 4 EEG 2017, dass die Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn die Abnahme des Stroms erst durch eine Optimierung, Verstärkung oder einen Ausbau des Netzes möglich wird. Auch dieser Verpflichtung hat der Netzbetreiber unverzüglich nachzukommen. Die Pflicht gilt selbstverständlich auch dann, wenn es nicht um den Anschluss einer neuen Anlage, sondern um die Erhöhung der installierten Leistung einer bestehenden Anlage geht.

Auf Verlangen des Einspeisewilligen hat der Netzbetreiber gemäß § 12 Absatz 1 EEG 2017 sein Netz unverzüglich zu optimieren, verstärken und auszubauen. Abgrenzungsschwierigkeiten gibt es in der Praxis, da nicht immer klar ist, ob es sich bei einer Maßnahme um einen Netzausbau (Kostentragungspflicht liegt bei Netzbetreiber) oder um einen Netzanschluss (Anlagenbetreiber trägt die Kosten) handelt. Erleichtert wird diese Abgrenzung durch den im EEG 2017 neu eingefügten § 12 Absatz 2. Danach erstreckt sich die Pflicht des Netzbetreibers auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendige technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen. Unter den Begriff der notwendigen technischen Anlagen gehören dabei alle Einrichtungen, von deren Funktionsfähigkeit der störungsfreie Betrieb des Netzes nach dem Anschluss der Anlage abhängt und ohne diese nicht mehr gewährleistet werden kann. Darunter fallen auch Leitungen, Transformatoren, Umspannwerke, Masten und Stickleitungen. Stehen die Anlagen im Eigentum des Netzbetreibers oder gehen in dessen Eigentum über, sind die für diese Anlagen verursachten Kosten ebenfalls vom Netzbetreiber zu tragen.

Zur Sicherstellung der Verpflichtung zur Netzoptimierung, -verstärkung oder dem Netzausbau sieht § 13 Absatz 2 EEG 2017 einen Auskunftsanspruch vor. Kann der Anlagenbetreiber Tatsachen vortragen, die die Annahme begründen, dass der Netzbetreiber die genannten Verpflichtungen nicht erfüllt, hat der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Auskunft darüber, ob und inwieweit der Netzbetreiber seine Erweiterungspflicht erfüllt. Diese Auskunft dient zur Sicherung des in § 13 Absatz 1 EEG 2017 vorgesehenen Schadensersatzanspruchs, der entsteht, wenn der Netzbetreiber seine Netzausbaupflicht verletzt. Dabei bestehen die Ansprüche auf Auskunft und Schadensersatz neben- und losgelöst voneinander. In der Praxis wird dennoch häufig eine Stufenklage eingelegt, in der beide Ansprüche miteinander verbunden werden. In der ersten Stufe wird Auskunft verlangt, ob und inwieweit der Pflicht zum Netzausbau nachgekommen wurde. Ist dann der Anlagenbetreiber aufgrund der Auskunft in der Lage zu beurteilen, ob sich der Netzbetreiber schadensersatzpflichtig gemacht hat, kann er in einer zweiten Stufe den entstandenen Schaden einklagen.

## 3.4.2 Voraussetzungen für Erstellung bzw. Erweiterung des Netzanschlusses

### 3.4.2.1 Technische Voraussetzungen nach dem EEG

Technische Voraussetzung für den Netzanschluss und den Förderanspruch ist die Ausstattung der Anlage mit einer Fernsteuerung i.S.d. § 9 Absatz 1 EEG 2017, wonach der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Dabei können mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen, eine technische Fernsteuerungseinrichtung gemeinsam nutzen, § 9 Absatz 1 Satz 2 EEG 2017. Sofern hingegen beispielsweise eine Biogasanlage und eine Solaranlage über einen gemeinsam genutzten Netzanschluss einspeisen, sollte vorsorglich jede Anlage über eine eigene technische Fernsteuerung verfügen. Der Verstoß gegen die Vorgaben des § 9 Absatz 1 EEG 2017 hat drastische Folgen, da für die gesamte Dauer des Verstoßes der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie bzw. Einspeisevergütung entfällt.

Technische Anforderungen für den Anschluss finden sich schließlich auch in § 10 Absatz 2 EEG 2017. Danach müssen sowohl die Ausführung des Anschlusses selbst wie auch die übrigen Einrichtungen, die für die Sicherheit des Netzes notwendig sind, den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und den Vorgaben des § 49 EnWG entsprechen. Als anerkannte Regeln der Technik werden dort die VDE-Bestimmungen aufgelistet. Soweit diese Regeln eingehalten werden, wird die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet.

Allerdings galt bisher für einen Anschluss an das Mittelspannungsnetz (1 kV bis 60 kV) die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie, obwohl diese nicht ausdrücklich in § 49 EnWG aufgeführt. Mittlerweile wurde die Mittelspannungsrichtlinie – in Umsetzung des europäischen Network Code *Requirements for Generators* (RfG) der EU – durch die neue technische Anschlussrichtlinie VDE-AR-N 4110 ersetzt. Hierzu verweisen wir auf die Ausführungen unter 4.6.1.

### 3.4.2.2 Netzverträglichkeitsprüfung

Ziel einer Netzverträglichkeitsprüfung ist es, die Versorgungssicherheit bei der Integration dezentraler (Erneuerbarer) Energieerzeuger sicherzustellen, welche zusätzlich am Stromnetz der öffentlichen Versorgung angeschlossen werden. Es handelt sich um eine netztechnische Prüfung, welche durch den jeweils verantwortlichen Netzbetreiber auf Anfrage des einspeisewilligen Anlagenbetreibers durchgeführt wird. Sie wird erforderlich, wenn bei Herstellung eines neuen Netzanschlusses der gesetzliche Netzverknüpfungspunkt und die damit einhergehenden Maßnahmen und Kosten ermittelt werden sollen. Dabei wird gemäß den Bestimmungen des § 8 EEG 2017 überprüft, inwiefern ein Anschluss mit der gewünschten Einspeiseleistung am vorhandenen Netzanschluss bzw. an einem alternativen Netzverknüpfungspunkt möglich ist (EEG 2017, vom 23.06.2017). Aber auch bei der Erweiterung einer Biogasanlage unter Nutzung des bereits bestehenden Netzanschlusses muss eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden. Dazu hat der Netzbetreiber die erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen. Gleichfalls ist er auch für die Durchführung der dafür notwendigen Prüfungen und Berechnungen verantwortlich.

Wird eine Anlage erweitert, dann ist entsprechend die Gesamtleistung (nach der Anlagenflexibilisierung) für die Prüfung maßgebend. Sofern die geplante Einspeiseleistung nicht im gewünschten Umfang

realisierbar ist, wird dem Anlagenbetreiber die maximale netzverträgliche Leistung mit Angabe des Netzanschlusspunktes mitgeteilt. In der Regel wird von den jeweiligen Netzbetreibern hierfür ein vorgefertigtes Formular zum Ausfüllen online bereitgestellt, welches sich an den Vorgaben der BDEW-MRL (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2008) bzw. an der neuen TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110; 2018-11) orientiert. Dem ausgefüllten Formular sind weitere Dokumente wie ein Lageplan mit Flurstücknummer, Grundstücksgrenzen und genauer Lage der Anlage beizufügen. Ebenfalls ist anzugeben, ob es sich um eine Erweiterung, eine Änderung oder um eine Neuanlage handelt. Diese Angabe ist insofern wichtig, als dass die Netzbetreiber davon ausgehen, dass die angemeldete installierte Leistung aufgrund des Einspeisevorrangs Erneuerbarer-Energien-Anlagen jederzeit zusätzlich ins Netz eingespeist werden könnte. Bei einer hohen Auslastung des Verteilnetzes kann diese Annahme dazu führen, dass für die Stromnetzanbindung der flexiblen Biogasanlage ein weiter entfernter Netzanschlusspunkt zugewiesen wird, als es notwendig wäre. Dies ist für den Anlagenbetreiber mit einem höheren Aufwand verbunden und führt wie bereits angeführt in der Regel zu Mehrkosten. Entsprechend sollte im Anschlussbegehren deutlich darauf hingewiesen werden, dass die (höhere) Einspeiseleistung nicht dauerhaft, sondern bedarfsorientiert, während Zeiten geringer Einspeisung durch andere EE-Erzeuger, stattfinden soll. Sollte es zu einer Ablehnung der Anmeldung zum Netzanschluss des näherliegenden Einspeisepunktes durch den Netzbetreiber kommen, dann kann ein sachverständiger Experte (z. B. über eine Zertifizierungsstelle) hinzugezogen werden, welche im Zweifel die Berechnungen des Netzbetreibers überprüfen kann. Wenn auch dies erfolglos bleibt, dann kann zwischen Anlagen- und Netzbetreiber eine sogenannte Integrationsvereinbarung nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 getroffen werden (EEG 2017, vom 23.06.2017) (vgl. Kapitel 3.4.4).

Die Kosten für die Netzverträglichkeitsprüfung hat nach herrschender Ansicht der Netzbetreiber zu tragen. Dies ergibt sich zwar nicht unmittelbar aus dem Gesetz. Aus der Tatsache, dass der Anlagenbetreiber gemäß § 16 die Anschlusskosten zu tragen hat, wird aber gefolgert, dass die zur Vorbereitung des Anschlusses anfallenden Kosten wiederum der Netzbetreiber zu tragen hat. Bis zur Novelle des EEG 2017 war eine davon abweichende vertragliche Vereinbarung, die dem Anlagenbetreiber die Kosten auferlegte, aufgrund des bislang geltenden Abweichungsverbots nach dieser Ansicht unzulässig. Danach war unzulässig, wenn durch eine vertragliche Vereinbarung von den Bestimmungen des EEG zu Lasten des Anlagenbetreibers abgewichen wurde (zuletzt in § 4 Absatz 2 EEG 2014). Dieses Verbot wurde mit dem neuen § 7 Absatz 2 EEG 2017 stark aufgeweicht. Danach sind vom EEG abweichende Regelungen unter engen Voraussetzungen zulässig. Die Regelung muss klar und verständlich sein und darf nicht zu einer unangemessenen Benachteiligung der Vertragspartner führen. Zudem muss sie mit den wesentlichen Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen werden soll, vereinbar sein. Da sich das EEG nicht ausdrücklich zu den Kosten der Vorbereitung des Netzanschlusses verhält, dürfte es auch zulässig sein, dem Anlagenbetreiber vertraglich die Kosten für die Netzverträglichkeitsprüfung aufzuerlegen.

### 3.4.3 Netzanschlussvertrag

In § 7 Absatz 1 EEG 2017 ist festgelegt, dass die Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Pflichten nach dem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen dürfen. Für den Anschluss einer EE-Anlage an das Stromnetz ist daher kein Netzanschlussvertrag erforderlich. Gleiches gilt auch für die übrigen, sich aus dem EEG ergebenden, Pflichten des Netzbetreibers. Vielmehr besteht ein gesetzliches Schuldverhältnis zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber.

Dennoch ist denkbar, dass der Netzbetreiber den Abschluss eines Netzanschlussvertrages anbietet. Dabei ist jedoch aufgrund des aufgeweichten Abweichungsverbots in § 7 Absatz 2 EEG 2017 Vorsicht geboten. Nach § 7 Absatz 2 EEG 2017 sind nunmehr auch Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber wirksam, die den Anlagenbetreiber schlechter stellen, als es das EEG vorsieht. Diese Grenze der Zulässigkeit ist erst dann überschritten, wenn die Vereinbarung zu einer unangemessenen Benachteiligung führt bzw. mit dem Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen werden soll, nicht mehr vereinbar ist. Wann diese Grenzen erreicht sind, wird jeweils im Einzelfall zu prüfen sein. Während der Anschlusswillige also bis zum Inkrafttreten des EEG 2017 weitgehend bedenkenlos den vom Netzbetreiber vorgelegten Netzanschlussvertrag unterzeichnen konnte, da die für ihn nachteilig vom EEG abweichenden Regelungen ohnehin unwirksam waren, gilt dieser Grundsatz nach der aktuellen Rechtslage nur noch eingeschränkt. Es empfiehlt sich daher, Netzanschlussvorträge vor deren Unterzeichnung gründlich und bestenfalls unter Hinzuziehung juristischer Expertise zu prüfen. Alternativ kann der Abschluss eines Netzanschlussvertrages verweigert werden, mit dem Hinweis, dass der Netzbetreiber die Erfüllung seiner gesetzlichen Pflichten nicht von einem solchen Vertrag abhängig machen darf.

#### 3.4.4 Netzintegrationsvereinbarung

Zentraler Grundsatz des EEG ist die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz unter Wahrung der Stabilität des Netzes (Netzintegration). Gleichzeitig ist der Netzbetreiber gemäß § 11 Absatz 1 EEG 2017 verpflichtet, Strom aus EE-Anlagen unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Ein einseitiges Recht zur verminderten Abnahme von Strom aus EE-Anlagen hat der Netzbetreiber nicht. Zwar sieht das EEG in engen Grenzen Ausnahmen von der Gesamtabnahmepflicht im Rahmen des – entschädigungspflichtigen – Einspeisemanagements bei Netzengpässen vor. Diese gesetzlich vorgesehene Option des Einspeisemanagements entbindet den Netzbetreiber jedoch nicht grundsätzlich von seiner Verpflichtung, die Netzkapazität bei Bedarf zu erweitern.

Zulässig ist hingegen die vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber (bzw. dem Direktvermarkter), dass der Strom z.B. zu bestimmten Zeiten nicht vorrangig physikalisch abgenommen wird. Diese Vereinbarungen können dazu dienen, einen unnötigen Netzausbau zu vermeiden, weil beispielsweise die Netzkapazität nur an wenigen Tagen, z.B. aufgrund erhöhten Windaufkommens, nicht ausreicht.

Bei einer solchen Netzintegrationsvereinbarung nach §11 Abs. 3 EEG 2017 verzichtet der Anlagenbetreiber auf die Einspeisung der Zusatzleistung zu festgelegten Zeiträumen und der Netzbetreiber wird von seiner Abnahmepflicht des erneuerbaren erzeugten Stroms befreit, wenn dies zur besseren Integration der Anlage in das Stromnetz führt. Inhalt dieser Vereinbarung kann sein, dass der Anlagenbetreiber nur zu gewissen Stunden Strom einspeist, wenn beispielsweise abends (während höherer Börsenstrompreise) kein Strom durch Photovoltaikanlagen erzeugt werden kann. Umgekehrt würde der Biogasanlagenbetreiber auf eine Einspeisung zur Mittagszeit (während niedriger Börsenstrompreise) verzichten. Diese Regelung bewirkt eine gewisse Restriktion für den Anlagenbetreiber. Dennoch kann es gleichermaßen für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber eine gewinnbringende Lösung sein, da auf beiden Seiten Kosten eingespart werden können.

Im Rahmen der Anlagenerweiterung kann eine vertraglich vereinbarte Einspeisereduzierung aber auch dann relevant werden, wenn ein Netzausbau erforderlich ist, dies aber noch längere Zeit in Anspruch nehmen wird. Anlagenbetreiber haben dann im Zweifel ein erhebliches wirtschaftliches Interesse daran, ihre Biogasanlagen bereits vor Abschluss der Netzausbaumaßnahmen flexibilisieren zu können. Allerdings stellen sich hier verschiedene rechtliche Fragen: So ist Voraussetzung für die Flexibilitätsprämie, dass die Anlage zu einem flexiblen, marktorientierten Betrieb in der Lage ist. Ein marktorientierter Betrieb erscheint schwierig umzusetzen, wenn die Anlage nur zu bestimmten Zeiten einspeisen kann.

Eine solche Vereinbarung kann nur eine bereits an das Netz angeschlossene Anlage betreffen, denn nur eine angeschlossene Anlage kann ausweislich der Regierungsbegründung zum EEG 2009 stärker in das Netz integriert werden (BT-Drs. 15, 2864, S. 32 f.). Der Anlagenbetreiber wird sich auf den Abschluss einer solchen Vereinbarung allerdings nur dann einlassen, wenn er – neben dem Vorteil, die Leistung seiner Biogasanlage bereits zu einem früheren Zeitpunkt erhöhen zu können – einen finanziellen Ausgleich für den teilweisen Verzicht auf die Einspeisung erhält. Diese Mehrkosten, die dem Netzbetreiber dadurch entstehen, kann dieser über die Netzentgelte abwälzen.

Voraussetzung für solche Verträge ist aufgrund der Wälzungsmöglichkeit, dass sie volkswirtschaftlich angemessen sind. Außerdem ist der Einspeisevorrang von Strom aus erneuerbaren Energien „angemessen zu berücksichtigen“. Einzelheiten dazu, was darunter zu verstehen ist, finden sich in dem Leitfaden der Bundesnetzagentur zum EEG-Einspeisemanagement (Version 3.0, Stand: Juni 2018), Nummer 1.2.3.

Der Netzbetreiber darf allerdings die Erfüllung seiner Pflichten nicht von dem Abschluss einer solchen Netzintegrationsvereinbarung abhängig machen. Dieses Kopplungsverbot gilt auch nach der Aufweichung des Abweichungsverbots in § 7 Absatz 2 EEG 2017.

### 3.5 Genehmigungsrechtliche Anforderungen bei der Flexibilisierung

Die Flexibilisierung einer Biogasanlage erfolgt zumeist durch eine Erhöhung der installierten Leistung und der Gasspeicherkapazitäten der Anlage. Dies wiederum erfordert die Durchführung baulicher Maßnahmen und damit eine Änderung des genehmigten Anlagenbestands. Auch im Hinblick auf den Wechsel in die Anschlussförderung (nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung), kann es zu baulichen Änderungen oder zu einer Änderung des Einsatzstoffkonzeptes kommen. Solche Änderungen werden im Regelfall genehmigungspflichtig sein. Um zu verhindern, dass das Genehmigungsverfahren die Umsetzung des Vorhabens verzögert, sollte der Anlagenbetreiber bereits in einem frühen Planungsstadium abklären, welche Art von Genehmigung er benötigt und welche weiteren öffentlich-rechtlichen Voraussetzungen zu erfüllen sind. Möchte ein Anlagenbetreiber an einer Ausschreibung für Biomasseanlagen teilnehmen, ist im Übrigen daran zu denken, dass die Genehmigung gemäß § 39 Absatz 1 Nummer 2 und 3 EEG 2017 spätestens drei Wochen vor dem Gebotstermin erteilt und im Register der BNetzA registriert worden sein muss.

Das Genehmigungsverfahren für die Errichtung oder Änderung einer Anlage richtet sich entweder nach dem Bauordnungsrecht (Bauordnungen der Länder) oder nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Der Anlagenbetreiber muss sich also zunächst einmal die Frage stellen, ob für das Vorhaben

eine Genehmigung nach dem Bauordnungsrecht ausreicht, oder ob er eine (Änderungs-) Genehmigung nach dem BImSchG beantragen muss. Letzteres dürfte bei der Flexibilisierung einer Biogasanlage – je nach Anlagengröße und Art des Vorhabens – der Regelfall sein.

Ist für das Vorhaben ein Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG durchzuführen, wird die Baugenehmigung gemäß § 13 BImSchG in die BImSchG-Genehmigung mit eingeschlossen (Konzentrationswirkung). Der Baugenehmigungsantrag ist damit Teil des Genehmigungsantrags nach dem BImSchG. Die Beteiligung der zuständigen Bauaufsichtsbehörde und der Gemeinde erfolgt durch die BImSchG-Genehmigungsbehörde. Unterfällt die geplante Erweiterung der Biogasanlage hingegen nicht dem Anwendungsbereich des BImSchG, muss der Anlagenbetreiber gesondert eine bauordnungsrechtliche Änderungsgenehmigung beantragen.

Aufgrund unterschiedlichster Einzelfallbedingungen und auch Verwaltungspraktiken, können nachfolgend nur allgemeine Hinweise zu den genehmigungsrechtlichen Fragen gegeben werden, welche für jeden Einzelfall gesondert geprüft werden müssen.

### **3.5.1 Die Genehmigung nach dem BImSchG**

#### **3.5.1.1 Gegenstand und Reichweite der Genehmigung**

Eine Genehmigung nach dem BImSchG bezieht sich immer auf die Anlage im Sinne von § 3 Absatz 5 BImSchG in Verbindung mit § 1 zur 4. BImSchV. Der immissionsschutzrechtliche Anlagenbegriff ist weiter gefasst als der EEG-rechtliche Anlagenbegriff und umfasst auch ganze Betriebsstätten und Nebeneinrichtungen, welche im Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen sind.

Werden mehrere EEG-rechtlich eigenständige Biogasanlagen auf einer gemeinsamen Betriebsstätte betrieben, sind diese (zumeist) durch eine einheitliche BImSchG-Genehmigung genehmigt worden. Dies ist in der Praxis nicht unüblich. Was auf den ersten Blick verwundern mag, kann mit den unterschiedlichen Regelungszwecken des BImSchG und des EEG erklärt werden. Während das BImSchG den Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen zum Gegenstand hat, was naturgemäß eine möglichst umfassende Betrachtung „der Anlage“ erfordert, dient das EEG der Förderung erneuerbarer Energien, für dessen Zielerreichung ein mit dem Genehmigungsrecht identisches Begriffsverständnis weder nötig, noch geboten erscheint.

Soll eine Anlage erweitert werden, muss der Anlagenbetreiber im Regelfall nicht noch einmal die gesamte Anlage genehmigen lassen. Es reicht aus, wenn der Anlagenbetreiber für den zu ändernden Anlagenteil eine sog. Änderungsgenehmigung beantragt. Da die Behörde im Rahmen eines solchen Änderungsgenehmigungsverfahrens nicht noch einmal die Zulässigkeit der gesamten Anlage prüft, sondern sich auf den zu ändernden Anlagenteil (etwa Zubau eines BHKW) beschränkt, ist das Änderungsgenehmigungsverfahren im Vergleich zu einem Neugenehmigungsverfahren weniger komplex.

#### **3.5.1.2 Erforderlichkeit einer BImSchG-Genehmigung**

Das Erfordernis einer Genehmigung nach dem BImSchG richtet sich nach § 1 Absatz 1 in Verbindung mit Anhang 1 zur 4. BImSchV. In dem Anhang sind jeweils Schwellenwerte für bestimmte Anlagentypen

aufgeführt. Erreicht das Vorhaben einen Schwellenwert, ist die Anlage nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig.

Die für die genehmigungsrechtliche Einordnung von Flexibilisierungsvorhaben entscheidenden Schwellenwerte des Anhangs 1 der 4. BImSchV zeigt Tabelle 3-1.

Tabelle 3-1: Wichtige Schwellenwerte für die genehmigungsrechtliche Einstufung nach der 4. BImSchV bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen

Beschreibung	Schwellenwert	Referenz
installierte Feuerungswärmeleistung des/der BHKW (Energieerzeugung)	> 1 Megawatt	(Anlagen nach Nr. 1.2 und Nr. 1.4 des Anhangs 1 der 4. BImSchV)
Biogasproduktionskapazität der Biogasanlage (Biogaserzeugung)	> 1,2 Mio. Normkubikmeter pro Jahr	(Anlagen nach Nr. 1.15 des Anhangs 1 der 4. BImSchV)
Lagerkapazität des Gülle- und/oder Gärrestlagers	> 6.500 Kubikmeter	(Anlagen nach Nr. 8.13 und 9.36 des Anhangs 1 der 4. BImSchV)
Lagerkapazität des Biogaslagers	> 3 Tonnen  (> 10 Tonnen = Anlage nach Störfall-Verordnung (12. BImSchV))	(Anlagen nach Nr. 9.1 des Anhangs 1 der 4. BImSchV)

#### Exkurs „weitere Schwellenwerte“

Weitere zu beachtende Schwellenwerte nach der 4. BImSchV ergeben sich unter anderem aus der Art und Menge der Einsatzstoffe (NawaRo, tierische Nebenprodukte, Bioabfälle, sonstige Abfälle), der Aufbereitung von Biogas, der Haltung von Tieren und der Aufnahmekapazität oder Gesamtlagerkapazität für gefährliche bzw. nicht gefährliche Abfälle. Für ausführlichere Informationen und Checklisten für genehmigungsrechtliche Belange sei auf (Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) 2016) verwiesen

War die Bestandsanlage bereits vor der Änderung als genehmigungsbedürftige Anlage nach der 4. BImSchV eingestuft (Schwellenwerte bereits überschritten), so wird durch die angestrebte Anlagenänderung – im absoluten Regelfall – der bereits genehmigte Betriebsrahmen (insbesondere in Bezug auf die Feuerungswärmeleistung und die Gasspeicherkapazitäten) überschritten. Demnach liegt eine Änderung der ursprünglich genehmigten Anlage vor.

Werden die Schwellenwerte der 4. BImSchV (vgl. Tabelle 3-1) aufgrund der geplanten Flexibilisierungsmaßnahme erstmalig überschritten, dann wird die Anlage erstmalig nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig, sodass wegen § 1 Absatz 5 4. BImSchV für die gesamte Anlage ein Genehmigungsverfahren nach § 4 BImSchG durchzuführen ist.

### Praxistipp „gasdichtes Gärrestlager“

In einem solchen Fall sollte der Anlagenbetreiber das Zusammenspiel der genehmigungsrechtlichen Einordnung mit den Vorgaben des EEG berücksichtigen. Wurde beispielsweise ein im zeitlichen Geltungsbereich des EEG 2009 in Betrieb genommenes Satelliten-BHKW ursprünglich nur baurechtlich genehmigt, muss das Gärrestlager an der Biogaserzeugung nach den EEG-rechtlichen Vorgaben nicht gasdicht abgedeckt sein. Wird dieses Satelliten-BHKW jedoch aufgrund einer Erweiterung nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig, führt dies – jedenfalls bei NawaRo-Anlagen – dazu, dass auch das Gärrestlager am Standort der Biogasanlage abgedeckt werden muss.

Das BImSchG unterscheidet zwischen solchen Änderungen, die lediglich gemäß § 15 BImSchG anzeigepflichtig sind und Änderungen, die einer Änderungsgenehmigung gemäß § 16 BImSchG bedürfen. Eine Änderungsgenehmigung ist dann erforderlich, wenn durch die Änderung nachteilige Umwelteinwirkungen hervorgerufen werden können. Dies wird bei einer Erhöhung der Anlagenleistung sowie der Gasspeicherkapazitäten regelmäßig der Fall sein. In wenigen Fällen kann aber auch eine Änderungsanzeige nach § 15 BImSchG ausreichend sein, wenn sich die Änderung, nicht wesentlich auf die Schutzgüter nach dem BImSchG auswirkt. Die Verwaltungspraxis ist hier je nach Bundesland sehr unterschiedlich. Die genehmigungsrechtliche Einordnung der geplanten Änderung sollte frühzeitig mit den zuständigen Behörden abgeklärt werden.

Für den Fall, dass die geplante Änderung keiner Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG bedarf, muss die Änderung dennoch baurechtlich genehmigt werden. Die Entscheidung der Behörde, wonach ein Änderungsgenehmigungsverfahren entbehrlich ist, entbindet nicht von der Pflicht zur Einholung einer baurechtlichen Genehmigung.

#### 3.5.1.3 Der Ablauf des Genehmigungsverfahrens

Der Ablauf des Genehmigungsverfahrens wird zunächst dadurch bestimmt, ob das Vorhaben nach dem förmlichen Verfahren nach § 10 BImSchG, oder nach dem vereinfachten Verfahren gemäß § 19 BImSchG, zu genehmigen ist. Das förmliche Verfahren unterscheidet sich vom vereinfachten Verfahren im Wesentlichen dadurch, dass das förmliche Verfahren eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorsieht. Für die Flexibilisierung der Anlage durch Erhöhung der Feuerungswärmeleistung und der Gasspeicherkapazitäten wird in den weit überwiegenden Fällen keine Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich sein.

Für die erfolgreiche Durchführung des Genehmigungsverfahrens ist die enge und frühzeitige Abstimmung mit der zuständigen Behörde unabdingbar. So sollte – neben der Frage, welches Genehmigungsverfahren erforderlich ist – frühzeitig abgeklärt werden, ob, und wenn ja, welche Gutachten die Behörde für die Entscheidung über den Genehmigungsantrag für erforderlich erachtet. Es ist nicht allgemein verpflichtend vorgeschrieben, dass der Antragssteller Immissionsgutachten im Rahmen der Antragsstellung einreicht. In der Praxis spart die frühzeitige Abstimmung hierzu aber wertvolle Zeit bei der Umsetzung des Flexibilisierungsvorhabens. Je nach Einzelfall kommen insbesondere Gutachten zu Luft-, Geruchs-, oder Schallimmissionen in Betracht.

Gerade in den Fällen, in denen Biogasanlagen in Ortsrandlage flexibilisiert werden sollen, kann die durch die Leistungssteigerung verursachte Erhöhung der Schallimmissionen die Vorlage eines Schallimmissionsgutachtens (Schallprognose) als Nachweis über die Einhaltung der in der TA Lärm festgelegten Grenzwerte erforderlich werden. Ggf. muss der Anlagenbetreiber auch besondere Schallschutzmaßnahmen vornehmen, um den Vorgaben zu genügen. Bei der Prüfung der Einhaltung der Grenzwerte ist auf den Anlagenbetrieb mit maximaler Leistung abzustellen. Dies gilt auch dann, wenn der Anlagenbetreiber überhaupt nicht beabsichtigt, tatsächlich mehrere BHKW parallel laufen zu lassen.

Die Erstellung der Antragsunterlagen für ein Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG hat gemäß der 9. BImSchV (Verordnung über das Genehmigungsverfahren) zu erfolgen. Die Antragsunterlagen sind auf Basis der technischen Feinplanung der Anlagenänderungen zu erstellen. Alle Angaben, welche in den Antragsunterlagen gemacht werden, werden Teil der Genehmigung und sind demnach im Nachhinein nicht mehr abänderbar ohne einen weiteren Rechtsakt nach sich zu ziehen. Das heißt, dass der Genehmigungsantrag erst gestellt werden sollte, wenn die Planung der Änderungen in allen Einzelheiten abgeschlossen ist.

Zu beachten ist, dass neben den Anforderungen des Immissionsschutzrechtes ggf. weitere gesetzliche Anforderungen zu berücksichtigen sind, für die, mit Ausnahme des Wasserrechts, jedoch keine gesonderten Genehmigungen einzuholen sind. Sofern die Anlage der Störfall-Verordnung (12. BImSchV) unterliegt (vgl. dazu unten 3.5.3), sind Angaben über störfallrelevante Stoffe, Stoffmengen und welche Pflichten sich daraus für den Betreiber auf Grund der Störfall-Verordnung ergeben, bereits in den BImSchG-Antrag zu integrieren.

#### **Exkurs „Umweltverträglichkeitsprüfung“**

Bei vielen Vorhaben ist die Behörde auch verpflichtet zu prüfen, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung im Sinne des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden muss. Dies ist dann der Fall, wenn die Behörde zu dem Ergebnis gelangt, dass das Vorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann. Dabei wird es sich in den meisten Fällen um eine sog. standortbezogene UVP-Vorprüfung des Einzelfalls (sog. Screening) handeln. Im Rahmen einer solchen – überschlägigen – Vorprüfung werden im Regelfall keine Sachverständigengutachten eingeholt. Die Behörde beschränkt sich für die Entscheidung vielmehr auf die Abstimmung mit den Fachbehörden. Die Behörde wird in der Praxis allerdings eher selten zu dem Ergebnis kommen, dass aufgrund der geplanten Anlagenflexibilisierung eine – dann aufwendige – Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich wird.

Nach § 7 der 9. BImSchV hat die zuständige Behörde in der Regel innerhalb eines Monats die Vollständigkeit der Antragsunterlagen zu prüfen. Ist der Antrag oder sind die Unterlagen nicht vollständig, hat die Genehmigungsbehörde den Antragsteller unverzüglich aufzufordern, die entsprechenden Ergänzungen innerhalb einer angemessenen Frist zu ergänzen. Die Frist für die Prüfung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen beginnt dann nach dem Einreichen der nachgeforderten Unterlagen durch den Antragsteller erneut. Sind die Unterlagen vollständig, hat die Genehmigungsbehörde den Antragsteller und voraussichtlich zu beteiligende Behörden über die Vollständigkeit der Antragsunterlagen zu informieren und über den zeitlichen Ablauf des Genehmigungsverfahrens zu unterrichten.

Im Falle der wesentlichen Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage (Genehmigungsantrag nach § 16 BImSchG), hat die Behörde im vereinfachten Verfahren nach Erklärung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen nach § 10 Abs. 6a und § 16 Abs. 3 BImSchG innerhalb von einer Frist von 3 Monaten über den Genehmigungsantrag zu entscheiden. In der Praxis wird diese Frist jedoch – insbesondere bei komplexeren Vorhaben – häufig überschritten.

Um die Bearbeitungszeit der Behörde bis zur Erteilung des Genehmigungsbescheids bereits für den weiteren Ablauf zu nutzen, besteht die Möglichkeit die Zulassung vorzeitigen Beginns nach § 8a BImSchG gemeinsam mit dem Genehmigungsantrag zu beantragen. Dies zieht jedoch ggf. weitere Kosten gegenüber der Behörde nach sich. Ansonsten gilt generell, dass bis zu der Erteilung der Genehmigung mit keiner der beantragten Änderungen begonnen werden darf!

Innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe des Genehmigungsbescheids wird dieser bestandskräftig und die Inhalte gelten als verbindlich. Da allerdings Nachbarn (als sog. „Dritte“) oftmals nicht vorab vom Genehmigungsverfahren Kenntnis erlangt haben, könnten diese theoretisch noch innerhalb eines Jahres ab Baubeginn gegen den Genehmigungsbescheid vorgehen. Die Genehmigung ist verpflichtend innerhalb von einem Monat nach Ausstellung in das Markstammdatenregister der BNetzA zu registrieren.

### 3.5.2 Die bauordnungsrechtliche Genehmigung

Wird die geplante Änderung nach dem BImSchG gemäß § 16 BImSchG genehmigt, so ist die baurechtliche Genehmigung bereits in der Änderungsgenehmigung enthalten (sog. Konzentrationswirkung).

Ergibt die Prüfung jedoch, dass eine Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG (ausnahmsweise) nicht erforderlich ist, muss eine baurechtliche Genehmigung gesondert beantragt werden. Die Genehmigungsvoraussetzungen richten sich nach den jeweiligen Bauordnungen der Länder. Die Erstellung der Genehmigungsunterlagen sollte auch im baurechtlichen Genehmigungsverfahren in enger Absprache mit den Behörden, aber auch mit dem Bauplaner und ggf. mit dem Anlagenhersteller selbst erfolgen. Für die Durchführung eines Baugenehmigungsverfahrens ist im Regelfall mit einer Dauer von 2 bis 5 Monaten zu rechnen.

Der Umstand, dass der Anlagenbetreiber für die geplante Änderung keine Genehmigung nach dem BImSchG benötigt, bedeutet im Übrigen nicht, dass die immissionsschutzrechtlichen Vorgaben für ihn nicht beachtlich sind. Der Anlagenbetreiber muss auch nach der Erweiterung die für seine Anlage geltenden immissionsschutzrechtlichen Anforderungen und Grenzwerte einhalten.

### 3.5.3 Exkurs: Die Vorgaben der Störfall-Verordnung (StörfallV)

Durch die Erweiterung der vorhandenen Gasspeicherkapazitäten am Anlagenstandort kann es sein, dass die Biogasanlage unter die Regelungen der 12. BImSchV („Störfall-Verordnung“) fällt. Im Sinne dieser Verordnung gilt Biogas als entzündbares Gas (P2) gemäß 1.2.2 der Stoffliste in Anhang I zur 12. BImSchV.

Wird die für entzündbares Gas vorgegebene Mengenschwelle von 10.000 kg Biogas (für Biomethan gilt unter bestimmten Voraussetzungen eine Mengenschwelle von 50.000 kg) erreicht oder überschritten,

sind die Vorgaben der 12. BImSchV zu beachten. Erreicht die Biogasmenge 50.000 kg, handelt es sich um einen sog. Betriebsbereich der oberen Klasse. In diesem Fall muss der Anlagenbetreiber noch deutlich umfangreichere Vorgaben gemäß der 12. BImSchV einhalten.

Maßgeblich für die Beurteilung ist die Gasmenge innerhalb eines Betriebsbereichs. Der Begriff Betriebsbereich geht noch weiter, als der Anlagenbegriff nach dem BImSchG und kann auch mehrere BImSchG-Anlagen umfassen.

Umgerechnet entspricht die Menge von 10.000 kg etwa einem Volumen von etwa 7.700 m<sup>3</sup> Biogas (bei einer Dichte von 1,3 kg/m<sup>3</sup>). Für die Berechnung des Biogasvolumens müssen sämtliche gasführenden Behälter und Rohrleitungen eines Betriebsbereichs mit einbezogen werden. Maßgeblich ist dabei der im Regelbetrieb maximal mögliche Füllstand des Gasspeichers sowie der weiteren Einrichtungen im Zustand nach Umsetzung der beantragten Anlagenerweiterung. Als Vollzugshilfe stellt das Umweltbundesamt eine frei zugängliche Arbeitshilfe zur Verfügung<sup>6</sup>.

Fällt die Anlage in den Anwendungsbereich der 12. BImSchV, ist der Betreiber gemäß § 3 12. BImSchV verpflichtet, die nach Art und Ausmaß der möglichen Gefahren erforderlichen Vorkehrungen zu treffen, um Störfälle zu verhindern sowie bei Eintritt von Störfällen, diese so gering wie möglich zu halten. Insbesondere muss die Anlage dem jeweiligen Stand der Sicherheitstechnik entsprechen: Der Anlagenbetreiber muss, um diese Anforderungen zu erfüllen, umfangreiche technische und organisatorische Sicherheitsvorkehrungen treffen – was wiederum zu einem erhöhten Aufwand (und zusätzlichen Kosten) führt. Auch treffen den Betreiber turnusmäßige Überwachungs- und Veröffentlichungspflichten, etwa hinsichtlich der im Betriebsbereich im Einzelnen durchgeführten Tätigkeiten, nebst Mengenangaben über die dort vorhandenen störfallrelevanten Stoffe.

Weiter muss der Anlagenbetreiber ein auf die Biogasanlage zugeschnittenes Sicherheitskonzept ausarbeiten. Hierfür ist oftmals die Hinzuziehung eines Sachverständigen ratsam. Während lange Zeit für Biogasanlagen keine spezifischen sicherheitstechnischen Vorgaben existierten, hat die Kommission für Anlagensicherheit (KAS) jüngst technische Regeln ausgearbeitet, in dem die sicherheitstechnischen Anforderungen an Biogasanlagen detailliert dargelegt sind (TRAS 120). Die TRAS 120 wird auf der Internetpräsenz der Kommission für Anlagensicherheit bereitgestellt.

### **3.5.4 Exkurs: Flexibilisierung landwirtschaftlicher Biogasanlagen im Außenbereich**

Soll eine Biogasanlage im Außenbereich flexibilisiert werden, die bauplanungsrechtlich gemäß § 35 Absatz 1 Nummer 6 BauGB privilegiert ist (sog. landwirtschaftliche Biogasanlage), sind dem Umfang der maximal zulässigen Flexibilisierung Grenzen gesetzt. Eine Biogasanlage darf nämlich nur dann im Außenbereich privilegiert errichtet und betrieben werden, wenn die Feuerungswärmeleistung der Anlage nicht 2,0 MW überschreitet. Die Feuerungswärmeleistung von 2,0 MW entspricht einer installierten Leistung – je nach Wirkungsgrad – von rund 800 kW. Demnach darf eine im Außenbereich privilegierte

---

<sup>6</sup> Verfügbar im Internet unter:

[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/pdfs/biogas\\_stoerfallv\\_1\\_2\\_erlaeuterungen.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/pdfs/biogas_stoerfallv_1_2_erlaeuterungen.pdf), letzter Abruf am 07.06.2019.

Biogasanlage eine maximale installierte Leistung von insgesamt 800 kW haben. Hierbei sind sowohl die fortwährend zur Stromerzeugung genutzten BHKW, als auch die zur Bereitstellung zusätzlicher Leistung genutzten Flex-BHKW zusammenzuzählen. Es ist dabei unerheblich, ob die Feuerungswärmeleistung – über das gesamte Jahr – auch tatsächlich voll ausgeschöpft wird. Es kommt alleine auf die Leistungskapazität der BHKW an.

Soll beispielsweise eine landwirtschaftliche Biogasanlage mit einer installierten Leistung von 500 kW flexibilisiert werden, so kann die Anlagenleistung maximal um weitere 300 kW erweitert werden. Möchte der Anlagenbetreiber für die Anlage hingegen eine größere flexible Leistung bereitstellen, müsste er zunächst ein bauplanungsrechtliches Verfahren anstoßen (vorhabenbezogener Bebauungsplan), um die Voraussetzungen dafür zu schaffen, damit ein solches Vorhaben genehmigungsfähig wird. Die Erfolgsaussichten dafür, dass die Gemeinde einem vorhabenbezogenen Bebauungsplan am Ende auch zustimmt, sind jedoch sehr stark von den Gegebenheiten des Einzelfalls abhängig.

### 3.6 **Rechtliche Aspekte bei der Stromvermarktung, der Direktlieferung und der Eigenversorgung**

Bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen stellt sich oft die Frage, wie das Stromnutzungskonzept ausgestaltet werden kann. Der Grund liegt zum einen darin, dass aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen nur für einen Teil des mit der Biogasanlage erzeugbaren Stroms ein Anspruch auf die EEG-Förderung besteht. Zum anderen ermöglicht die Flexibilisierung eine an den Erfordernissen des Strommarkts orientierte Fahrweise der Anlage.

Im Regelfall speisen Anlagenbetreiber den gesamten in der Biogasanlage erzeugten Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung ein. Soweit ein Teil des Stroms – physikalisch gesehen – vor Ort verbraucht wird, erfolgt die Einspeisung „kaufmännisch-bilanziell“. Im Gegenzug muss der Anlagenbetreiber dann eine entsprechende Strommenge kaufmännisch-bilanziell beziehen. Sowohl bei der Einspeisung als auch beim Strombezug sind fiktive Transport- und Umwandlungsverluste in Abzug zu bringen. Die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung ist allerdings nur dann sinnvoll, wenn die EEG-Förderung höher ist als die Kosten für den Strombezug. Dies ist aktuell bei den meisten NawaRo-Anlagen der Fall, zumindest bis zu einer Bemessungsleistung von 500 kW. Bei größeren Anlagen, die keinen NawaRo-Bonus erhalten, und Anlagen in der Anschlussförderung liegt die EEG-Förderung aber unter Umständen niedriger als die Strombezugskosten. In derartigen Fällen kommt es in Betracht, auf eine sogenannte Überschusseinspeisung umzustellen.

Soweit der Strom die sog. Höchstbemessungsleistung übersteigt, reduziert sich der Förderanspruch auf den Monatsmarktwert. Im Regelfall werden Anlagenbetreiber daher bemüht sein, ein Überschreiten der Höchstbemessungsleistung zu vermeiden.

In Betracht kommt es jedoch auch, den nicht nach EEG geförderten Strom vor Ort, etwa zur Deckung des Eigenbedarfs zu nutzen. Handelt es sich um eine Anlage, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten hat, ist insoweit jedoch das sog. Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG 2017 zu beachten. Dies betrifft neben Neuanlagen auch Bestandsanlagen, die zwecks Erhalt der sog. Anschlussförderung erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen haben. Vom Eigenversorgungsverbot ist unter anderem

solcher Strom ausgenommen, der in der Anlage oder in Neben- und Hilfsanlagen der Anlage verbraucht wird. Hierunter fällt auch der Stromverbrauch der Fermenter. Zulässig ist es auch, den nicht in das Netz eingespeisten Strom über eine Direktleitung an einen Stromverbraucher in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage zu liefern. Anlagenbetreiber können dabei frei entscheiden, welchen Anteil des Stroms sie vor Ort in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage nutzen – sei es im Rahmen der Eigenversorgung oder im Rahmen einer Direktlieferung – und welchen Stromanteil sie einspeisen.

Zu beachten ist, dass sowohl mit dem Eigenverbrauch als auch mit der Belieferung Dritter zahlreiche energie- und steuerrechtliche Pflichten verbunden sind. Der vor Ort verbrauchte Strom muss in einer den gesetzlichen Anforderungen entsprechenden Weise, d.h. mittels geeichter Zähler, gemessen werden. Dabei müssen Strommengen, die in unterschiedlicher Höhe mit der EEG-Umlage belastet sind, klar voneinander abgegrenzt werden. Zudem müssen Anlagenbetreiber bestimmte Meldungen vornehmen, um den Netzbetreibern die korrekte Abrechnung der EEG-Umlage zu ermöglichen. Auch die für Eigenerzeuger und Versorger geltenden stromsteuerrechtlichen Pflichten sind zu beachten. Die Belieferung von Haushaltskunden muss der Bundesnetzagentur angezeigt werden. Bei der Stromlieferung sind auch die energierechtlichen Vorgaben an die Vertragsgestaltung zu beachten.

Der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strom wird im Regelfall im Rahmen des Marktprämienmodells direkt vermarktet. Alternativ kommt aber auch eine ungeforderte sonstige Direktvermarktung in Betracht, etwa hinsichtlich solcher Strommengen, welche die Höchstbemessungsleistung übersteigen.

Was die Stromvermarktung und Fahrweise der Biogasanlage angeht, bedarf es der näheren Abstimmung mit dem sorgfältig auszuwählenden Direktvermarkter. Neben einer an den Börsenpreisen orientierten Fahrweise (z.B. Stromproduktion nur oder vorrangig zu Tageszeiten, zu denen die Nachfrage und die Strompreise hoch sind) kommt – eine entsprechende Präqualifikation vorausgesetzt – auch die Vermarktung von Regelenergie in Betracht. Sowohl die Vermarktung positiver als auch negativer Regelenergie ist mit der EEG-Förderung vereinbar.

### **3.7 Rechtliche Aspekte bei der Wärmeversorgung**

Die Entwicklung und Umsetzung eines sinnvollen Wärmenutzungskonzepts ist im Rahmen der Flexibilisierung unabdingbar, da dieses auf die Wirtschaftlichkeit eines solchen Vorhabens erheblichen Einfluss hat. Häufig ist ein Vorhaben durch die Zusatzerlöse aus der Wärmeerzeugung sogar überhaupt erst wirtschaftlich (siehe Kapitel 6).

#### **3.7.1 Möglichkeiten der Wärmenutzung**

Zunächst ist es denkbar die Wärme in der Biogasanlage oder im eigenen Betrieb zu nutzen und dadurch Kosten bei dem sonst erforderlichen Kauf von Wärme zu sparen. Denkbar ist der Einsatz zur Wärmeerzeugung in den Fermentern bzw. die Versorgung von Gebäuden oder Stallungen. Daneben kann die Wärme auch zur Trocknung, wie etwa der Gärresttrocknung oder der Trocknung von Getreide, Hackschnitzeln oder Pellets, verwendet werden.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Wärme für eine sogenannte „Nachverstromung“, etwa in einer ORC-Anlage, zu nutzen. Bei derartigen Anlagen handelt es sich EEG-rechtlich im Regelfall um eine unselbständige Erweiterung der Biogasanlage. Zu beachten ist insoweit, dass auch der Strom aus der Nachverstromungseinheit nur bis zum Erreichen der sogenannten Höchstbemessungsleistung förderfähig ist. Zudem kommt es aufgrund der Inbetriebnahme der Nachverstromungseinheit zu einer Leistungserhöhung, die unter Umständen einer Genehmigung bedarf und in jedem Fall an das Marktstammdatenregister zu melden ist. Handelt es sich bei der Biogasanlage um eine unter das EEG 2004 oder 2009 fallende Bestandsanlage, kann für den Strom aus der Nachverstromungseinheit unter Umständen ein Anspruch auf den sogenannten Technologiebonus bestehen.

Gegebenenfalls ist es auch vorteilhaft – zur Vermeidung hoher Kosten für den Ausbau eines Wärmenetzes – die Flexibilisierung durch den Bau eines Satelliten-BHKW zu realisieren, welches direkt an einer von der Biogasanlage entfernten Wärmesenke errichtet wird.

Wird die Wärme an Dritte verkauft, ist eine sorgfältige Gestaltung der Wärmelieferverträge unabdingbar. Keinesfalls empfiehlt es sich auf Musterverträge zurückzugreifen, da diese der konkreten Fallsituation selten vollständig gerecht werden. Je nach Fallgestaltung bietet es sich an, in diese Wärmelieferverträge die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (kurz: AVB FernwärmeV) einzubeziehen. Diese gilt zwar nur dann bereits kraft Gesetz, soweit Fernwärmeversorgungsunternehmen für den Anschluss an die Fernwärmeversorgung und für die Versorgung mit Fernwärme Vertragsmuster in einer Vielzahl von Fällen verwenden. Der Wärmeliefervertrag des Anlagenbetreibers mit dem zu beliefernden Wärmeabnehmer kann allerdings vorsehen, dass entweder die gesamte Verordnung oder ausgewählte Regelungen der Verordnung gelten sollen.

### 3.7.2 Wärmenutzung und flexible Stromerzeugung

Ziel der Flexibilisierung von Biogasanlagen ist es, eine bedarfsgerechte Stromerzeugung zu ermöglichen. Hierbei kann sich ein gewisser Zielkonflikt zu einer umfassenden Wärmenutzung ergeben, da diese am ehesten bei einem kontinuierlichen BHKW-Betrieb gelingt. Dieser Zielkonflikt stellt Anlagenbetreiber nicht nur vor technische, sondern auch vor rechtliche Herausforderungen.

Voraussetzung für die Marktprämie ist unter anderem, dass der Anlagenbetreiber dem Direktvermarkter die Befugnis einräumt, *„jederzeit [...] die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.“* Schränkt der Anlagenbetreiber die Steuerungsmöglichkeiten des Direktvermarkters allzu sehr vertraglich ein, um eine kontinuierliche Wärmeenerzeugung sicherzustellen, könnte dies als Verstoß gegen die gesetzlichen Anforderungen gewertet werden. Auch im Hinblick auf die Flexibilitätsprämie und die hierfür erforderliche Eignung für einen flexiblen Anlagenbetrieb können sich insoweit rechtliche Risiken ergeben.

Um trotz einer möglichst umfassenden Wärmenutzung die Voraussetzungen für einen flexiblen, bedarfsgerechten Anlagenbetrieb sicherzustellen, wird es in vielen Fällen erforderlich sein, in einen ausreichend dimensionierten Wärmespeicher oder zusätzliche Wärmeenerzeugungsanlagen zu investieren. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Anlagenbetreiber die Wärme an Dritte liefert und hierbei eine Vollversorgung zusagt.

### 3.7.3 KWK-Bonus und Wärmenutzungspflicht

Unter bestimmten Voraussetzungen berechtigt die Wärmenutzung dazu auch den KWK-Bonus geltend zu machen. Allerdings gibt es diese Möglichkeit nur für ältere Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2012 in Betrieb genommen wurden. Dabei ist zwischen der Förderung in Höhe von 2,0 ct/kWh und der Förderung mit 3,0 ct/kWh zu unterscheiden:

Der KWK-Bonus in Höhe von 2,0 ct/kWh steht nur Biogasanlagen mit einer Inbetriebnahme vom 1. Januar 2004 bis zum 31. Dezember 2007 zu. Voraussetzung ist eine Wärmenutzung außerhalb der Anlage. Ein Umweltgutachten ist nicht erforderlich. Dabei sind alle Arten von Beheizungen auf Hallenwerkstätten und Trocknung, Holzhackschnitzel, landwirtschaftliche Güter oder sonstiges denkbar.

Mit dem EEG 2009 wurde der KWK-Bonus auf 3,0 ct/kWh erhöht. Auch ältere Bestandsanlagen können bei Vorliegen der Voraussetzungen den Bonus in Höhe von 3 ct/kWh beanspruchen. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gingen und die Wärme bereits vor dem 1. Januar 2009 in einer dem EEG 2009 entsprechenden Weise genutzt haben, gilt dies allerdings nur für den Leistungsanteil bis 500 kW.

Mit dem EEG 2009 sind zusätzliche Voraussetzung für den KWK-Bonus normiert worden. Ziel des Gesetzgebers war es, den KWK-Bonus nur noch für sinnvolle, mit der Substitution fossiler Energieträger verbundene Wärmenutzungen zu gewähren. Zu diesem Zweck findet sich im EEG 2009 eine sogenannte Positivliste, wonach die folgenden Wärmenutzungen zulässig sind: eine Gebäudeheizung für Gebäude bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 kWh/m<sup>2</sup> Nutzfläche, die Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Metern, das bestimmte Effizienzanforderungen erfüllt, die Nutzung als Prozesswärme für bestimmte industrielle Prozesse, die Beheizung von Unterglasanlagen für die Aufzucht und Vermehrung von Pflanzen oder die Beheizung von Schwein- und Geflügelställen mit einer strengen Obergrenze an Kilowattstunden pro Tier. Zudem können Unterglasanlagen beheizt werden, wenn fossile Energien ersetzt werden oder die Wärme kann auch zur Gärresteaufbereitung zur Düngemittelherstellung dienen. Wärmenutzungen, die zwar nicht unter die Positivliste fallen, jedoch nachweislich fossile Energieträger ersetzen und mit bestimmten Kosten verbunden sind, gelten ebenfalls als sinnvoll (sog. Generalklausel). Der Bonus setzt in jedem Fall voraus, dass der Anlagenbetreiber jährlich das Gutachten eines Umweltgutachters vorlegt, in welchem der Umweltgutachter das Wärmenutzungskonzept beschreibt und bewertet. Liegen die Voraussetzungen für den KWK-Bonus nach dem EEG 2009 nicht vor, können die Betreiber von unter das EEG 2004 fallenden Anlagen alternativ auf den Bonus nach dem EEG 2004 in Höhe von 2,0 ct/kWh zurückgreifen.

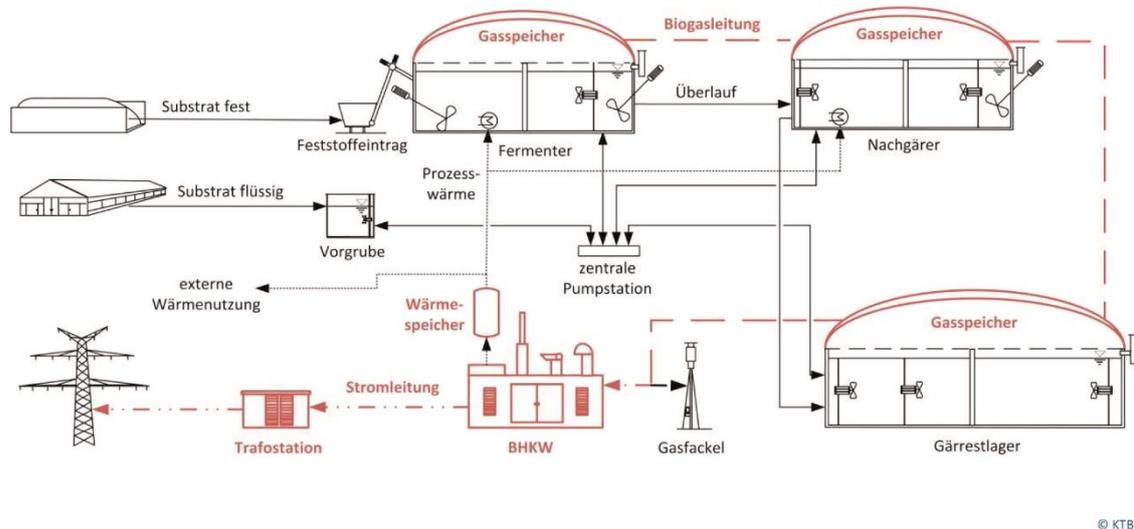
Die Betreiber von unter das EEG 2012 fallenden Anlagen erhalten keinen KWK-Bonus, sondern müssen stattdessen die sogenannte Wärmenutzungspflicht erfüllen. Danach müssen mindestens 60 % der Wärme in einer sinnvollen Art und Weise genutzt werden, wobei hierauf die Fermenterbeheizung in Höhe von bis zu 25 % angerechnet wird. Die Anforderungen an die Wärmenutzung und die Nachweisführung entsprechen weitgehend denen des EEG 2012. Eine Wärmenutzungspflicht gilt im Übrigen bereits nach dem EEG 2009, sofern Biomethan verstromt wird.

Das EEG 2014 und das EEG 2017 enthalten weder einen KWK-Bonus noch eine Wärmenutzungspflicht. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlagen dürfte nach diesen Gesetzen aufgrund der niedrigen gesetzlich Fördersätze und der ambitionierten Gebotshöchstpreise für die Ausschreibungen jedoch

ohnein nur möglich sein, wenn ein Großteil der BHKW-Abwärme in einer wirtschaftlich sinnvollen Weise genutzt wird. Dies gilt auch für Biogasanlagen, die nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung für Bestandsanlagen in die sogenannte Anschlussförderung gewechselt haben.

## 4 Technische Ansätze zur Anlagenflexibilisierung

Die technische Flexibilisierung einer Biogasanlage kann an verschiedenen Stellen der Prozesskette erfolgen (vgl. Abbildung 4-1). Hierfür kann im Wesentlichen auf der Stufe der Gasproduktion sowie der Verstromung angesetzt werden.



© KTBL

Abbildung 4-1: Schematische Darstellung einer Biogasanlage mit Kennzeichnung (rot) der anzupassenden Technik. (Quelle: KTBL, KTBL-Heft 101 (Direktvermarktung von Biogasstrom).

Der vereinfachten Prozesskette folgend (vgl. Abbildung 4-2) werden in diesem Kapitel die wesentlichen Ansatzpunkte für die Flexibilisierung näher erläutert:

- (1) Fütterungsmanagement und Fermenter (vgl. Kap. 4.2 )
- (2) Gasspeicher, Gasmanagement und Gasstrecke (vgl. Kap. 4.3)
- (3) BHKW-Technik inkl. Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (vgl. Kap. 4.4)
- (4) Wärmespeicher (vgl. Kap.4.5 )
- (5) Netzanschluss (vgl. Kap. 4.6)

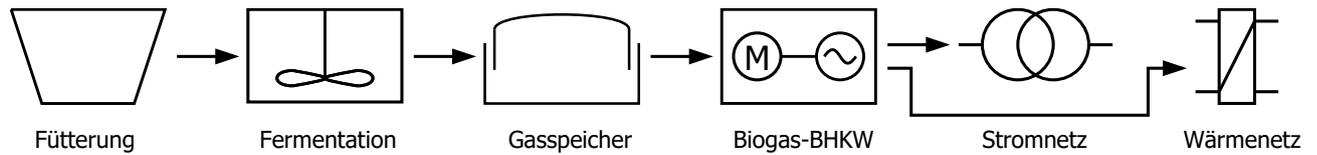


Abbildung 4-2: Vereinfachte Prozesskette für eine Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung (DBFZ, 2018)

Im Folgenden wird die grundsätzliche bedarfsgerechte Verstromung näher erläutert. In Kapitel 4.2 werden die Ansatzpunkte zur gezielten Beeinflussung der Gaserzeugung beschrieben. Anschließend wird in Kapitel 4.3 die Bedeutung des Gasspeichers als essentielles Funktionsglied zur Entkoppelung von Gasproduktion und Gasverbrauch dargestellt und in Kapitel 4.3.3 Fragen zum Gasspeichermanagement vertiefend behandelt. Im Kapitel 4.3.4 werden die verschiedenen Komponenten der Anlagenperipherie beleuchtet, die durch eine Flexibilisierung betroffen sein können. Anschließend werden in Kapitel 4.4 die technischen Aspekte der Flexibilisierung für das BHKW erläutert, während Kapitel 4.5 die Wechselwirkungen der Flexibilisierung zur Wärmeauskoppelung und Kapitel 4.6 Fragen zum Netzanschluss beschreiben.

## 4.1 Bedarfsgerechte Stromerzeugung (DBFZ)

Die bedarfsgerechte Stromerzeugung ist an die Voraussetzung gebunden, dass die Anlage eine deutlich höhere installierte Leistung ( $P_{inst}$ ) gegenüber der Bemessungsleistung ( $P_{Bem}$ ) besitzt. Nur so kann die Stromproduktion in Zeiträume mit hohen Strompreisen gesteigert und im Gegenzug die Erzeugungsleistung bei niedrigen bzw. negativen Strompreisen reduzieren werden. Es findet also gegenüber der kontinuierlichen Fahrweise eine Verlagerung von Strommengen in hochpreisige Zeitabschnitte statt. Die notwendige Spreizung zwischen  $P_{inst}$  und  $P_{Bem}$ , kann bei der Planung einer Neuanlage durch eine entsprechende Auslegung der Gärstrecke und der Verstromungseinheiten festgelegt werden. Bei Bestandsanlagen kann dies durch die Anhebung der installierten Leistung, der Absenkung der Bemessungsleistung oder durch eine Mischung beider Maßnahmen erreicht werden. Die Spreizung zwischen  $P_{inst}$  und  $P_{Bem}$  soll im Folgenden als Leistungsquotient ( $Q_P$ ) beschrieben werden. Diese Maßzahl stellt dar, wie stark eine Anlage flexibilisiert ist, wobei gilt:

$$Q_P = \frac{P_{inst}}{P_{Bem}}$$

Der auf die Gesamtanlage bezogene Leistungsquotient kann durch weitere Indikatoren spezifiziert werden, vor allem hinsichtlich der Frage, ob die Gesamtanlage flexibel betrieben wird oder ein Teil der Verstromungsleistung weiter in Grundlastfahrweise läuft.

Da es durch verschiedene Konzepte möglich ist, unabhängig von der im Jahresmittel berechneten Bemessungsleistung auch die Gasproduktion selbst zu dynamisieren, soll dieser Aspekt vertiefend im Kapitel 4.2 beschrieben werden. Wichtig ist an dieser Stelle zu betonen, dass das Grundprinzip der Flexibilisierung durch die Bedingung, dass die installierte Leistung signifikant größer ist als die Bemessungsleistung ( $P_{inst} > P_{Bem}$ ) Bestand hat, die Qualität der Flexibilität aber durch eine Dynamisierung der Gaserzeugung zusätzlich gesteigert werden kann. Eine dynamisierte Gasproduktion, kann größere Freiheitsgrade bei der Einsatzoptimierung gewährleisten bzw. erfordert für einen definierten BHKW-

Fahrplan ein geringeres Gasspeichervolumen, wenn sich die Gasproduktion am Stromfahrplan orientiert. Zum anderen lässt sich mit einer modulierbaren Gasproduktion auch eine längerfristige Flexibilisierung (z.B. eine saisonale Fahrweise) ermöglichen, die mit einer konstanten Gaserzeugung per se nicht möglich wäre.

Beispielgebend soll hier eine hypothetische Anlage beschrieben werden, die innerhalb von 12 h die mittlere Gasproduktionsrate um +/- 50 % regeln kann. Angenommen diese bereits flexibilisierte Anlage verfügt über eine installierte Leistung von insgesamt 1.000 kW, aufgeteilt auf ein Grundlast-BHKW mit  $P_{inst}=250$  kW und ein Spitzenlast-BHKW mit  $P_{inst}=750$  kW. Die Anlage hat eine Bemessungsleistung von  $P_{Bem}=500$  kW, womit  $Q_P=2$  ist. Im Vergleich zu einer Anlage mit konstanter Gasproduktionsrate, wäre diese Anlage hinsichtlich der Betriebszeiten bei Minimallast (250 kW) nicht limitiert, da die Gasproduktion mit einer gewissen Verzögerung über den Ausgleich des Gasspeichers, auf das Verbrauchsniveau des Grundlast-BHKW abgesenkt werden kann. Die Betriebszeiten des BHKW unter Vollast ließen sich ebenfalls verlängern, da bei gegebener Gasspeicherkapazität die Nachlieferung von Gas aus dem Gärprozess um 50 % höher wäre als bei konstanter Gasproduktion. Dies verdeutlicht, dass eine Anlage mit regelbarer Gasproduktionsrate, als längerfristige Flexibilitätsoption im Energiesystem einen zusätzlichen Mehrwert gegenüber einer Anlage mit konstanter Gasproduktionsrate generieren kann und damit auch stärker systemdienlich ist.

Da viele der Bestandsbiogasanlagen über mehr als ein BHKW verfügen und im Zuge der Flexibilisierung häufig nicht alle Bestands-BHKW gegen neue Aggregate getauscht werden, stellt sich die Frage, ob im flexiblen Betrieb die Gesamtanlage als ein Block gefahren werden soll, oder ein Teil der Verstromungskapazität weiterhin unflexibel bzw. kontinuierlich betrieben wird. Der erste Fall beschreibt wie in Abbildung 4-3 dargestellt eine Anlage, bei der ein Teil der BHKWs als Grundlastblock und ein anderer Teil als Spitzenlastblock betrieben wird, diese Betriebsweise wird als teilflexible Fahrweise (tf) bezeichnet. Bei vollflexibler Fahrweise (tf) werden alle BHKW zu einem Spitzenlastblock zusammengefasst. Da für den Fall des teilflexiblen Betriebs die Leistungsverteilung zwischen Grundlastblock und Spitzenlastblock variieren kann, wird für die Beschreibung der Leistungsverteilung zwischen den beiden Blöcken der Indikator base-load-ratio (*blr*) – eng. *Grundlastverhältnis* – genutzt. Der *blr* beschreibt dabei das Verhältnis des Grundlastblocks ( $P_{min}$ ) zur Bemessungsleistung ( $P_{Bem}$ ) und berechnet sich nach folgender Formel:

$$blr = \frac{P_{Min}}{P_{Bem}}$$

Dabei ist die Anlage umso flexibler je kleiner *blr* ist, der Einfluss ist dabei vergleichsweise hoch, da der Grundlastblock durch den kontinuierlichen Betrieb vergleichsweise mehr Gas in Anspruch nimmt als der Spitzenlastblock. Ein zu groß bemessener Grundlastblock kann also die Möglichkeiten des Spitzenastblocks zum flexiblen Betriebs stark einschränken, wenn dieser einen zu großen Teil der Bemessungsleistung in Anspruch nimmt.

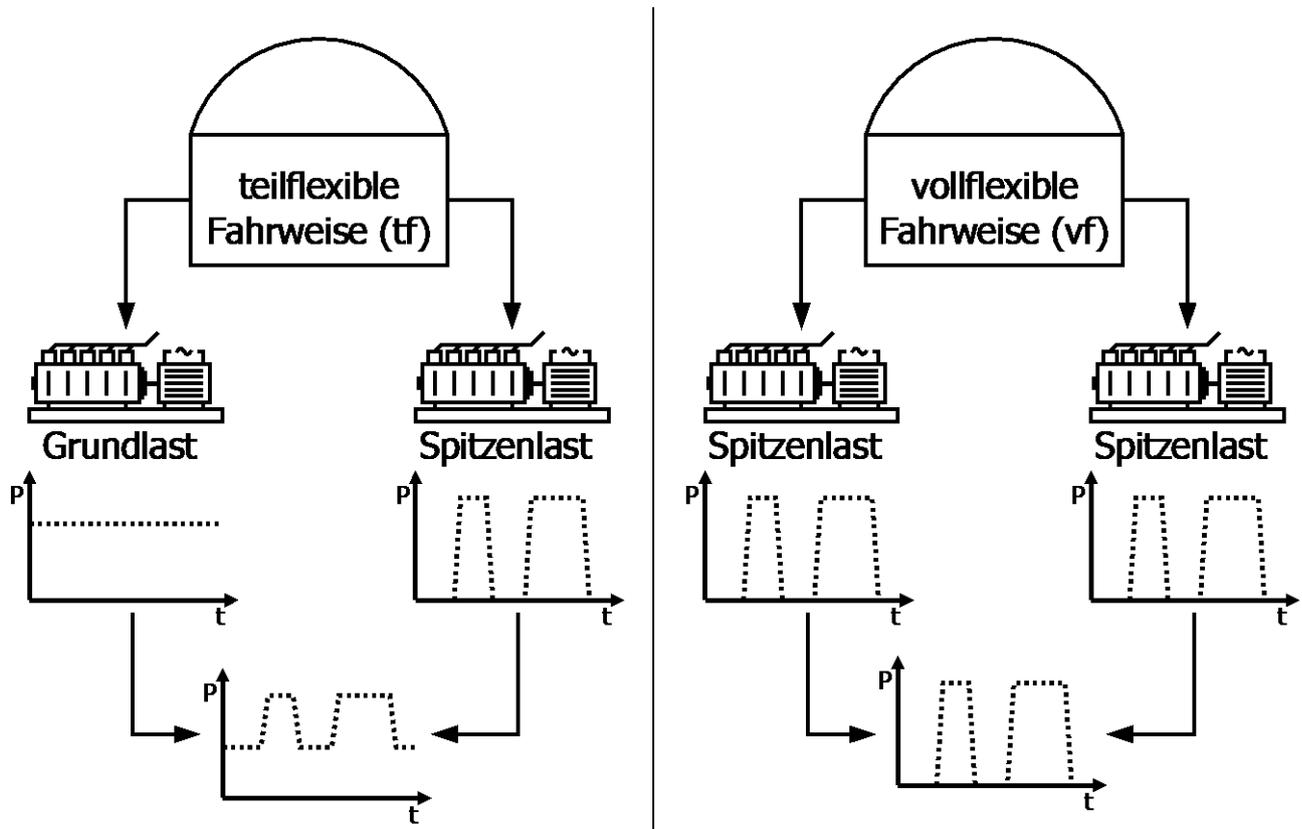


Abbildung 4-3: Unterscheidung zwischen teil- und vollflexibler Fahrweise bei Biogasanlagen mit mehr als einem BHKW (DBFZ 2019)

Für das oben beschriebene aufgeführte Anlagenbeispiel mit  $P_{\text{Bem}} =$  und  $P_{\text{inst}} = 1.00\text{kW}$  beträgt bei teilflexibler Fahrweise der  $blr=0,5$  (250 kW / 500 kW). Die  $blr$  entspricht hier also dem Anteil der Bemessungsleistung bzw. dem relativen Anteil der Jahresarbeit, der unter der Annahme, dass der Grundlastblock annähernd 8.760 h in Betrieb ist, unflexibel verstromt werden muss. Dies zeigt, dass der Grundlastblock nur ein Viertel der installierten Gesamtleistung ausmacht, aber die Hälfte der Bemessungsleistung in Anspruch nimmt und somit überproportional viel Arbeit im Vergleich zu seiner installierten Leistung erzeugt. Gerade bei Bestandsanlagen, die gegebenenfalls ein älteres BHKW als Grundlastblock weiterverwenden und für Spitzenlastblock ein neues Aggregat in Betrieb nehmen, ist hier zusätzlich zu bedenken, dass dann die Hälfte der Stromerzeugung mit einem mutmaßlich schlechteren Wirkungsgrad (älteres und kleineres BHKW) erfolgt.

## 4.2 Anpassung der Biogasproduktion an eine flexible Verstromung (IEE)

Ansätze zur bedarfsorientierten Stromproduktion an Biogasanlagen gehen heute meist von einer vorübergehenden Speicherung des erzeugten Biogases am Ort der Anlage aus. Die Flexibilität des Verstromungsbetriebes ist hierbei von der Größe des Gasspeichers und der Reaktionsschnelligkeit der Verstromungsaggregate (BHKW) abhängig. Kapazitätserweiterungen der Gasspeicherung vor Ort sind jedoch aus kosten-, sicherheitstechnischen und genehmigungsrechtlichen Gründen nur eingeschränkt möglich. Eine Verlagerung des Stromerzeugungspotentials über mehrere Tage (z.B. übers Wochenende) ist dadurch ohne die Überwindung von aufwändigen genehmigungsrechtlichen Hürden nicht immer

möglich. Bei genauer Betrachtung der Anlagentechnik und der Prozessbiologie bieten jedoch auch Bestandsbiogasanlagen die Möglichkeit, durch die Variation der Biogasproduktion, bedarfsorientiert elektrische Energie bereitzustellen – bei gleichzeitig geringen, oder gänzlich ohne Modifikationen der Anlagentechnik. Durch eine bedarfsorientierte Anpassung des biologischen Gasbildungsprozesses an den Verstromungsfahrplan kann die zeitliche Flexibilität der elektrischen Energieerzeugung so deutlich über die begrenzten Kapazitäten der Gasspeicherung erweitert werden, eine insgesamt höhere Flexibilität bewirken und gleichzeitig den Investitionsbedarf in die Flexibilisierung der Biogasanlage reduzieren.

Das vorliegende Kapitel widmet sich der Anpassung der Gasproduktion an die zeitlichen Anforderungen der flexiblen Verstromung und stellt Möglichkeiten dar, die Biogasproduktion durch ein gezieltes Fütterungsmanagement sowie mit einer Anpassung der Biogasanlagenkonzeption bedarfsorientiert zu dynamisieren. Dabei wird das Ziel verfolgt, den Investitionskostenbedarf in die Flexibilisierung von Biogasanlagen zu reduzieren, sowie die zeitliche Flexibilität der Anlagen insgesamt zu erhöhen.

#### 4.2.1 Dynamisierung der Gasproduktion durch eine variable Fütterung

Die Anpassung der Biogasproduktion an den flexiblen Verstromungsfahrplan wird heute noch an wenigen Anlagen umgesetzt und bietet viel Potenzial die angebotene Verstromungsflexibilität über die vorhandenen Gasspeicherkapazitäten zu erweitern (siehe z.B. in (Hahn 2017) und (Hahn 2018; Mauky 2017a; Mauky et al. 2015)). In den ersten Jahren der Ausweitung des Biogasanlagenbestandes wurde große Sorgfalt darauf verwendet eine kontinuierliche Biogasproduktion zu erzielen und die Substrateinbringung entsprechend kleinteilig zu takten. Erfahrungen hinsichtlich der Dynamik des Biogasprozesses sind im Anlagenbestand daher noch gering und resultieren überwiegend aus Störfällen, in denen z.B. die Substratzuführung nicht entsprechend der Planung funktionierte. Die tatsächliche Bewertung der Dynamik des Biogasprozesses ist dabei aber nur in seltenen Fällen möglich, da die Erfassung der Gasproduktion nur an wenigen Anlagen fermenterspezifisch stattfindet und eine exakte, zeitlich hochaufgelöste Erfassung durch die Ungenauigkeit der Erfassung bei Folienspeichern und deren Pufferfunktion dieses weiter verhindert (vgl. Kapitel 4.3).



Abbildung 4-4: Luftbild: Großtechnische Versuchsbiogasanlage am Landwirtschaftszentrum in Bad Hersfeld (links), Versuchsfermenter (rechts) (Bildquelle: Fraunhofer IEE)

Aktuelle Forschungsergebnisse zur flexiblen Biogasproduktion (vgl. (Mauky 2017b); (Mulat, D. G. et al. 2016); (Hahn 2018)) zeigten sowohl im Labor als auch an großtechnischen Biogasanlagen, dass eine deutliche Einsparung an Gasspeicherkapazität erzielbar ist. So konnten durch die Verschiebung der Gasproduktion in die Verstromungszeiten vom Wochenende in die Wochentage, d. h. bei einer Verstromungspause von 60 Stunden, bis zu 50 % des Gasspeicherbedarfs gegenüber einem Betrieb mit kontinuierlicher Gasproduktion eingespart werden. Ein derart angepasstes Fütterungsmanagement ermöglicht damit eine maßgebliche Erhöhung der zeitlichen Verstromungsflexibilität sowie eine Investitionskosteneinsparung bei der Errichtung von Gasspeichern.

Abbildung 4-5 veranschaulicht die Forschungsergebnisse einer landwirtschaftlichen Bestandsbiogasanlage (siehe Abbildung 4-4) mit flexibler Biogasproduktion. Gefüttert wurde die Anlage mit Maissilage, Festmist, Gülle und Zuckerrüben. Mit der Darstellung wird darauf abgezielt, den Unterschied im Gasspeicherbedarf bei einem wöchentlichen, flexiblen Verstromungsfahrplan mit 60 Stunden Verstromungspause übers Wochenende bei (hier theoretisch) kontinuierlich und bedarfsorientiert angepasster Gasproduktion darzustellen. Darüber hinaus ist die Fütterungsstrategie mit hohen Fütterungsdosen und über den Wochenverlauf, zu Gunsten von schneller abbaubaren Substraten, bei abnehmender Fütterungsmenge, dargestellt. Als Anregung der biologischen Abbauaktivität der Mikroorganismen nach der Fütterungspause hat es sich als empfehlenswert erwiesen, dem Fermenter am Sonntag, als „Appetithappen“ für die Mikroorganismen, geringe Mengen Substrat (Maissilage) zuzuführen.

Eine flexible Biogasproduktion ist darüber hinaus mit einem breiten, im landwirtschaftlichen Umfeld anfallenden Substratspektrum, ohne weitere Investitionen in z. B. Desintegrationstechnologien prinzipiell möglich, sodass bei entsprechend vorhandenem, nutzbarem Gasspeichervolumen auch auf die Gasspeichererweiterung verzichtet werden kann. Jedoch stellte sich bei der Versuchsdurchführung auch dar, dass das an der Anlage vorhandene Einbringsystem auch zu der eingesetzten Biomasse passen muss. So muss z. B. der Überlauf in den Nachgärbehälter zur Vermeidung von sogenannten „Kurzschlussströmen“ kontrolliert erfolgen, die Einstellung der Überdrucksicherung (durch Gasproduktionsspitzen) ggfs. angepasst werden und eine etwaige Schaumbildung beim Einsatz von schnell abbaubaren Substraten (z.B. Getreideschrot), bei der Umstellung auf eine flexible Biogasproduktion beachtet werden.

Für Anlagenbetreiber bedeutet dies, dass neben der Prüfung und ggf. Anpassung von Verstromungsaggregaten und Gasspeicherkapazitäten vor allem auch die Einbringtechnik auf die hierfür notwendige Schlagkräftigkeit geprüft werden muss. Ggf. ist auch die Überprüfung der Leistungsfähigkeit der Rührwerktechnik notwendig, denn die Einbringung großer Mengen Substrat fordert diese zusätzlich heraus. Flüssigeinbringungstechniken sind hierfür am geeignetsten, da sie bereits für eine weitgehende Einmischung und Verteilung der Substrate im Fermenter sorgen (Hahn 2018).

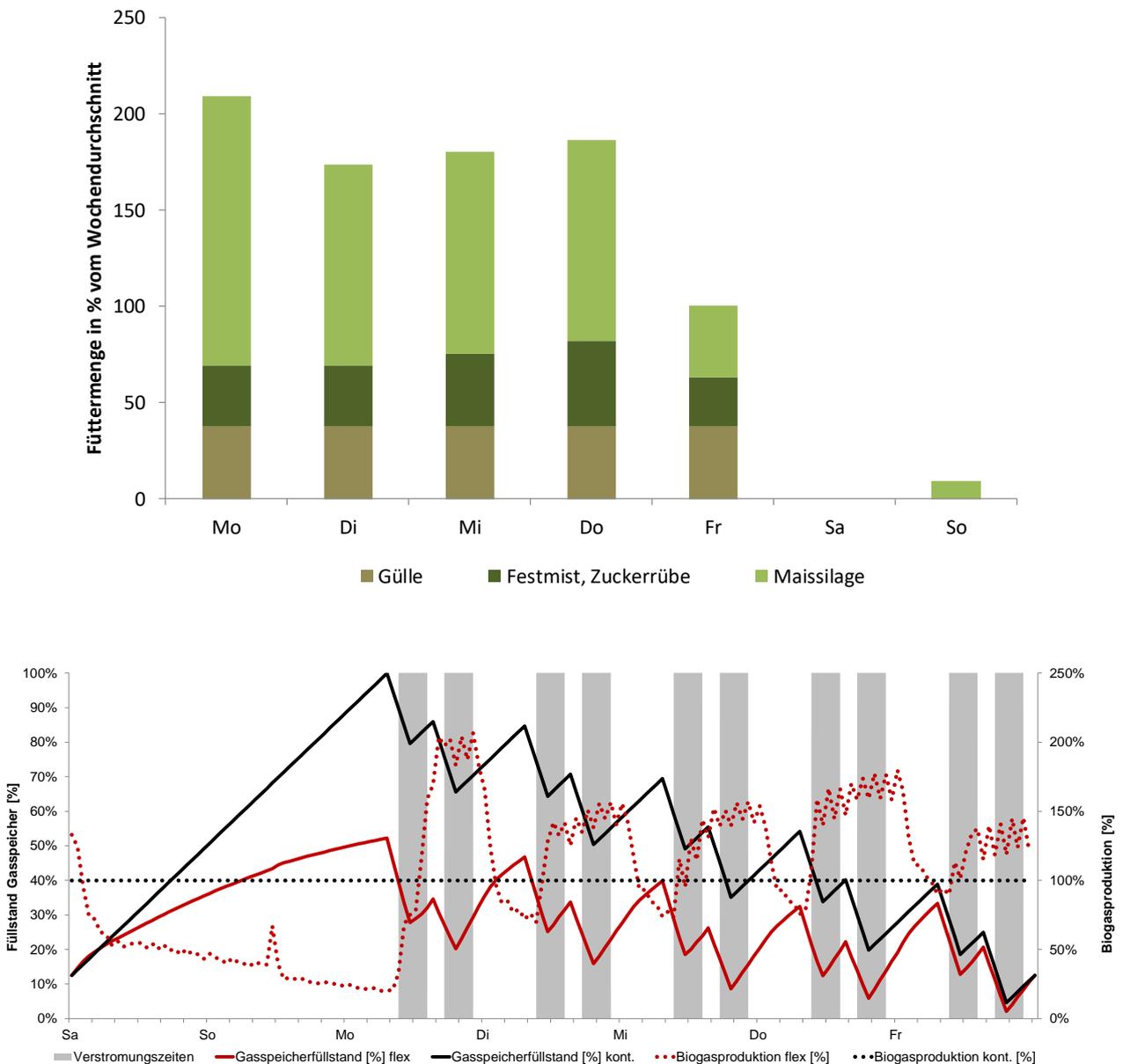


Abbildung 4-5: Fütterungsplan (oben) und Gegenüberstellung des Gasspeicherbedarfs bei flexibler und unflexibler Gasproduktion bei 60 h Verstromungspause/Woche (unten) (IEE 2019)

Die in den Versuchen eingesetzten Substrate unterscheiden sich erwartungsgemäß hinsichtlich ihrer kinetischen Parameter in der Biogasproduktion. Aus Anbausicht ökologisch vorteilhafte Substrate wie Klee-gras-Luzerne, Silphie und Wildpflanzenmischungen weisen zwar insgesamt geringere Abbaugeschwindigkeiten auf als die Referenz Mais. Dennoch konnten in allen Szenarien ähnliche Gasspeichereinsparungspotentiale erreicht werden. Dieses Ziel wird durch die entsprechende Anpassung der Fütterungsstrategie an die Kinetik des Substrates erreicht. Anhand wenig flexibel erscheinender Substrate wie Mist, heterogen abgereifter Wildpflanzensilage und anderen, zeigten die Forschungsergebnisse, dass die Flexibilisierung der Biogasproduktion im Wochengang weniger vom Substrat, als vielmehr von der geschickten Planung der Fütterung abhängt.



Bei dem ReBi-Anlagenkonzept kommt in der zweiten Prozessstufe ein Fermenter mit einer großen spezifischen Ansiedlungsfläche (Festbett) für die methanbildenden Biozönosen zum Einsatz, so kann bei entsprechender Prozessführung neben einer sehr hohen Prozessstabilität auch eine flexible Biogasproduktion unter deutlich kürzeren Verweilzeiten als bei herkömmlichen Biogasanlagen erreicht werden (Ganagin 2014a). Der Vorteil der Festbettfermenter liegt im Vergleich zu vollaufmischten Fermentern insbesondere darin, dass ein Großteil der Mikroorganismen auf einem Trägermaterial angereichert wird. Dadurch können die Verweilzeiten des Substrats im Festbettfermenter deutlich verkürzt werden, ohne dabei zu viele Mikroorganismen auszutragen.

Abbildung 4-7 zeigt die großtechnische ReBi-Demonstrationsbiogasanlage am Landwirtschaftszentrum in Bad Hersfeld. An der Anlage konnte die hochflexible Biogasproduktion mittels angepasster Anlagenkonzeption nachgewiesen werden. Weitere Vorzüge des Anlagenkonzeptes sind die Möglichkeit des Einsatzes eines breiten Substratspektrums, sowie die durch die Prozessstufenentkopplung zu erwartende höhere Substratnutzungseffizienz.



Abbildung 4-7: Großtechnische ReBi-Demonstrationsbiogasanlage am Landwirtschaftszentrum in Bad Hersfeld (Bildquelle: Schünemeyer, Fraunhofer IEE)

### 4.3 Bedeutung des Gasspeichers (DBFZ)

Bei der bedarfsgerechten Bereitstellung von Strom ist der Gasspeicher ein wichtiges Stellglied in der Prozesskette. Die Gasspeicherkapazität ermöglicht beim Betrieb der Biogasanlage die Entkopplung von Biogasproduktion und -verwertung. Je größer die real nutzbare Netto-Kapazität des Gasspeichers ist, desto höher ist das technische Potential der Biogasanlage, um auf Strompreissignale bzw. Bedarfsschwankungen zu reagieren. Zur Überbrückung von Stillstands- oder Teillastzeiten bei der

bedarfsorientierten Stromerzeugung spielt die Größe des Gasspeichers (ggf. in Kombination mit Fütterungsmanagement) eine entscheidende Rolle. Die Nettogasspeicherkapazität bestimmt zum einen die maximale Laufzeit der BHKW und zum anderen deren maximale Stillstand- bzw. Teillastzeit. Die Dimensionierung des Gasspeichers ist somit in erster Linie eine Frage des Betriebskonzeptes (vgl. Kapitel 1.1), wenngleich der notwendige Platzbedarf gegeben sein muss, insbesondere bei der Installation eines externen Biogasspeichers am Anlagenstandort.

Aufgrund der praxisüblichen und technisch bedingten Betriebsweise des Gasspeichers in einem Relativdruckbereich von ca. 1 bis 10 hPa, ist mit zunehmender Speicherkapazität ein steigender Raumbedarf des Gasspeichers erforderlich. Somit sind der Erweiterung des Gasspeichers finanzielle sowie bauliche Grenzen gesetzt. Zum einen kann durch ein angepasstes Gasspeichermanagement eine möglichst vollständige Ausnutzung der Speicherkapazität erreicht werden. Zum anderen ist durch ein angepasstes Fütterungsregime, wie in Kapitel 4.2 dargestellt, eine auf den Bedarf abgestimmte Speicherausnutzung möglich (Barchmann, et al. 2016). Weiterhin hat sich im Rahmen des abgeschlossenen Vorhabens ManBio (vgl. (Stur et al. 2018)) herausgestellt, dass dem Gasspeichersystem sowie dessen messtechnischer Ausstattung bei der Errichtung der Biogasanlagen, häufig keine große Bedeutung zugesprochen wurde. Im Bereich der landwirtschaftlichen Biogasanlagen gibt es zum Teil große Unterschiede in der anlagentechnischen Ausstattung. Dabei reicht der Grad der Anlagenausstattung von einfachsten technischen Ausführungen bis hin zu industriellen Standardausführungen. Durch die gestiegenen Anforderungen an das Gasspeichersystem bei einer bedarfsgerechten Strombereitstellung ist jedoch eine erforderliche zunehmende Beachtung bspw. bei der Planung und Ausführung der Gasspeichersysteme zu erkennen.

Im Folgenden werden die durch die TRAS 120 gestellten Anforderungen an die Biogasspeichersysteme für den kontinuierlichen sowie bedarfsgerechten Strombereitstellungsbetrieb in Anlehnung an das Merkblatt DWA-M 377 genannt (Fachverband Biogas e.V. et al. 2016):

- Hohe Speicherkapazität bis zu 48 h (Wochenendpuffer)
- Messsystem zur Gasspeicherfüllstand erfassung mit erforderlicher Genauigkeit
- Nachweis- resp. Dokumentierbarkeit des Füllstandes
- Geringes Maß an Gasdurchlässigkeit (Methan-Permeation von Membranspeichersystemen aus bspw. EPDM oder PVC-beschichtetem Polyestergewebe  $< 500 \text{ mL (m}^{-2} \text{ d}^{-1} \text{ 1.000 hPa}^{-1})$ ] bei 23 °C, Merkblatt DWA-M 375)
- Geruchsdicht
- Gasspeicherdichtheit
- Einsatzfähig im Verbund mit mehreren geschalteten Speichern
- Witterungsbeständig (temperatur-, UV-beständig; Wind-, Regen-, Schneelast durch Materialfestigkeit und Bauform, sichergestellte Beweglichkeit von Anlagenteilen bei Frost)
- Beständig gegen Ablagerungen wie Laub
- Schutz vor Gasüber- und -unterdruck
- Chemisch beständig gegen Spurengase, Reaktions- resp. Ausfällungsprodukte wie Säuren oder elementarer Schwefel
- Biologisch beständig gegen Mikroorganismen

- Mechanisch beständig (Materialfestigkeit) gegen Zug, Druck und Faltenbildung (Knick-, Rissgefahr), Scheuerstellen und Verkleben (durch bspw. Seil)
- Schwer entflammbar
- Elektrische Ableitfähigkeit (Zündquellenvermeidung)
- Geeignete Dimensionierung bzgl. der Biogasvolumenströme (maximale Produktion und Entnahme)
- Ausreichende Auslegung Stützluftgebläse mit Stauklappe
- Gärsubstratvolumen (konstante Spiegellage für gleichbleibenden Bruttogasspeicherfüllstand)

### 4.3.1 Stand der Technik

Es sind verschiedene Ausführungen von Gasspeichersystemen am Markt verfügbar. Zur Übersicht wurde in Abbildung 4-8 eine Systematik erarbeitet, die eine Klassifizierung der Gasspeichersysteme in mehreren Kategorien ermöglicht. Dabei können die Systeme der, für die Biogasanwendung typischen, niederdruckbetriebenen Trockengasspeicherung mit raumveränderlicher Gasraumausführung in einschalige, zweischalige sowie dreischalige Membrangasspeicher unterschieden werden.

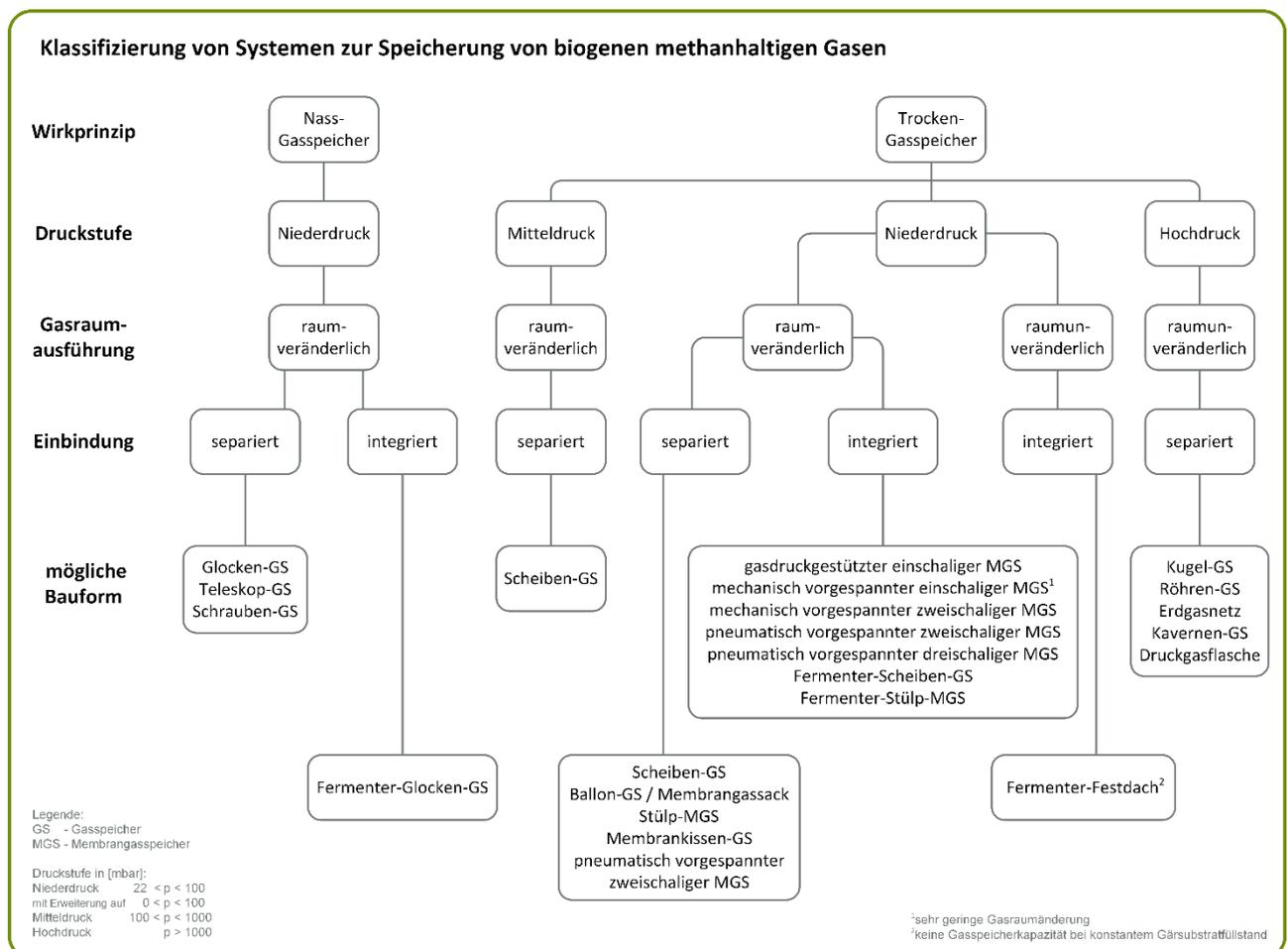


Abbildung 4-8: Klassifizierung Gasspeichersysteme (DBFZ 2019)

Bei den einschaligen Speichersystemen handelt es sich zum einen um separierte, d.h. extern angeordnete Ausführungen, wie der liegende Membrangassack, der Membrankissengasspeicher oder der hängende Ballongasspeicher. Zum anderen handelt es sich um integrierte gasdruckgestützte oder mechanisch vorgespannte Ausführungen direkt über dem Fermenterbehälter. Bei den zweischaligen Membrangasspeichersystemen wird in pneumatisch und mechanisch vorgespannte Ausführungen unterteilt. Diese können als separierte oder integrierte Varianten angewendet werden.

In der folgenden Abbildung 4-9 ist eine Auswahl der häufig eingesetzten Bauformen von Speichersysteme dargestellt.

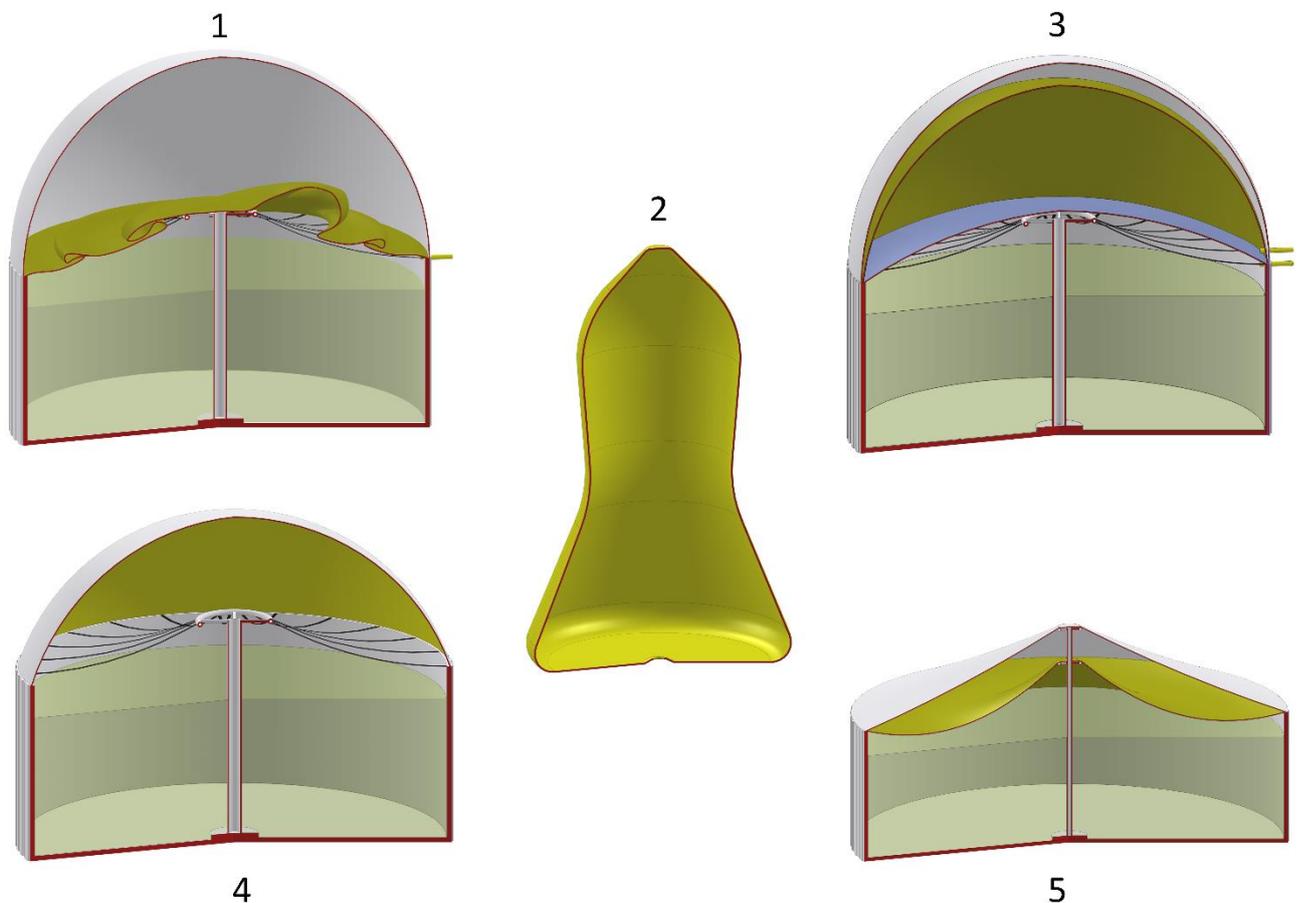


Abbildung 4-9: Darstellung ausgewählter Bauformen von Gasspeichersystemen in Schnittansicht; 1 - integrierter zweischaliger pneumatisch vorgespannter Membrangasspeicher (teilgefüllt); 2 - separierter einschaliger hängender Membrangasspeicher (Gassack, teilgefüllt, ohne Tragwerk und Einhausung); 3 - integrierter dreischaliger pneumatisch vorgespannter Membrangasspeicher (vollgefüllt); 4 - integrierter einschaliger gasdruckgestützter Membrangasspeicher (vollgefüllt); 5 - integrierter zweischaliger mechanisch vorgespannter Membrangasspeicher (entleert); (DBFZ 2019)

In Hinblick auf die Verbreitung der genannten Gasspeichersysteme wurde im Rahmen der DBFZ-Betreiberbefragung 2015/16 festgestellt, dass bei Biogasanlagen in Deutschland zum Großteil zweischalige Membrangasspeicher mit einem Anteil von rund 62 % eingesetzt wurden (vgl. DBFZ-Betreiberbefragung, 2016). Dabei ist die integrierte Ausführung aufgrund der Vorteile beim einfachen Aufbau, der möglichen Ausnutzung der gesamten Nettogasspeicherkapazität im Verbundbetrieb und den

geringeren Investitionen im Vergleich zur separierten Variante am weitesten verbreitet. In der TRAS 120 wird im Vergleich dazu bei einschaligen Biogasspeichern ein höherer Aufwand bzgl. der Leckageprüfung gefordert (TRAS 120 3.5.1 (9)).

### 4.3.2 Aufbau und Funktionsweise

Aufgrund der starken Verbreitung des integrierten zweischaligen pneumatisch vorgespannten Membrangasspeichers, wird folgend genauer auf dessen Aufbau und Funktionsweise eingegangen. Darüber hinaus lässt sich bei Doppelmembrangasspeichern das Gasspeichermanagement am besten umsetzen. Der Speicher ist aus einer außenliegenden Schutzmembran und einer innenliegenden Gasspeichermembran aufgebaut. Beide Membranen sind dabei flexibel und nicht dehnbar ausgeführt, an der Oberkante der Behälterwand befestigt und bilden über dem Reaktor angeordnet das integrierte gasdichte und raumveränderliche Speicherdach. Unter den beiden Membranen befindet sich das Gurthaltesystem, zusammengesetzt aus der Stützsäule und den, vom oberen Befestigungsring der Stützsäule ausgehend radial angeordnet und zur Behälteraußenwand, gespannten Gurten. Zur Unterstützung des Ablegens der Gasspeicherinnenmembran auf das Gurthaltesystem, ist ein Netz über den Gurten verlegt. Außerhalb des Speichers ist ein Stützluftsystem, bestehend aus einem Gebläse bspw. einem Seitenkanalverdichter, einer zur äußeren Schutzmembran geführten flexiblen Gasleitung mit einer Durchführung in den Stützlufttraum und einer oder mehrerer Stauklappen, eingebunden. Der Aufbau des integrierten zweischaligen pneumatisch vorgespannten Membrangasspeicher ist als Schnittansicht in Abbildung 4-10 beschrieben.

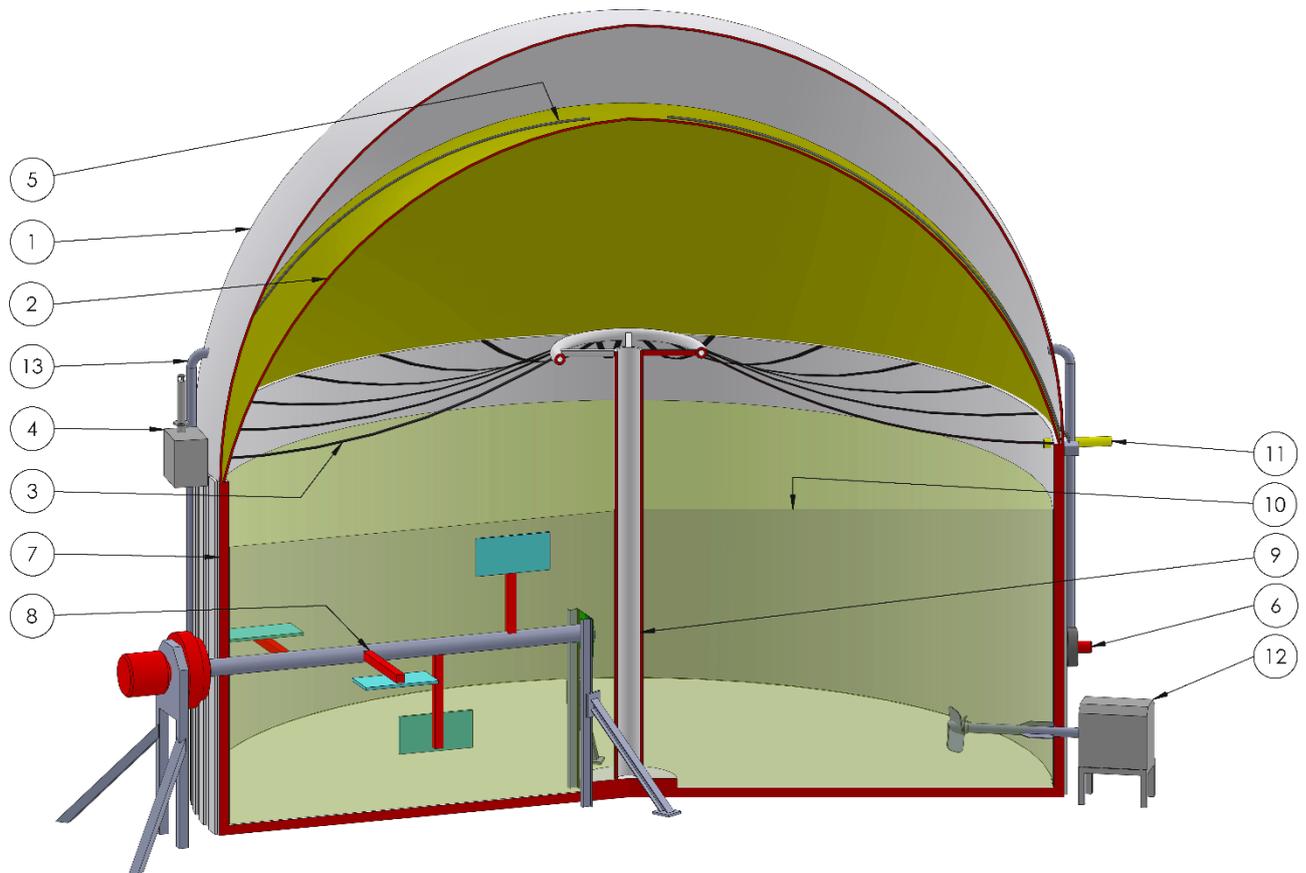


Abbildung 4-10: Aufbau eines Rührkesselfermenters mit integriertem pneumatisch vorgespanntem zweischaligem Membrangasspeicher; 1 – Schutzmembran; 2 – Gasspeicherinnenmembran; 3 – Gurthaltesystem; 4 – Über-/Unterdrucksicherung; 5 – hydrostatisches Druckmesssystem (Schlauchwaage); 6 – Stützluftgebläse mit Stauklappen; 7 – isolierter Stahlblechmantel; 8 – Paddelrührwerk; 9 – Stützsäule; 10 – Gärsubstratspiegel; 11 – Rohbiogasleitung; 12 – Seitenrührwerk; 13 – Stützluftausspeisung mit Stauklappe; (DBFZ 2019)

Im Folgenden werden die für die Funktionsbeschreibung relevanten Gasspeicherbereiche genannt. Der Stützluftbereich im oberen Teil des Membrangasspeichers wird durch die innenliegende Gasspeicherinnenmembran und die außenliegende Schutzmembran begrenzt (vgl. Abbildung 4-11, (Punkt 5)). Der für die Speicherung und anschließende Konversion des Biogases nutzbare und variable Nettogasspeicherbereich spannt sich zwischen der Gasspeicherinnenmembran und dem Verlauf des Gurthaltesystems auf (Punkt 1 – schraffierter Bereich). Der variable Nettogasspeicherbereich bildet sich somit durch die Ausformung der Gasspeicherinnenmembran zwischen einem entleerten und gefüllten Zustand. Der grau eingefärbte Bruttogasspeicherbereich (Punkt 1 und 2) stellt den nutzbaren und den nicht nutzbaren Speicherraum dar, in dem das gesamte Biogas gefasst wird. Somit steht der graue, nicht schraffierte Bereich (Punkt 2) für die Nutzung aufgrund seiner im Normalbetrieb als starr anzusehenden Größe nicht zu Verfügung und variiert in Abhängigkeit vom Gärsubstratbereich resp. -füllstand des Fermenters (Punkt 3).

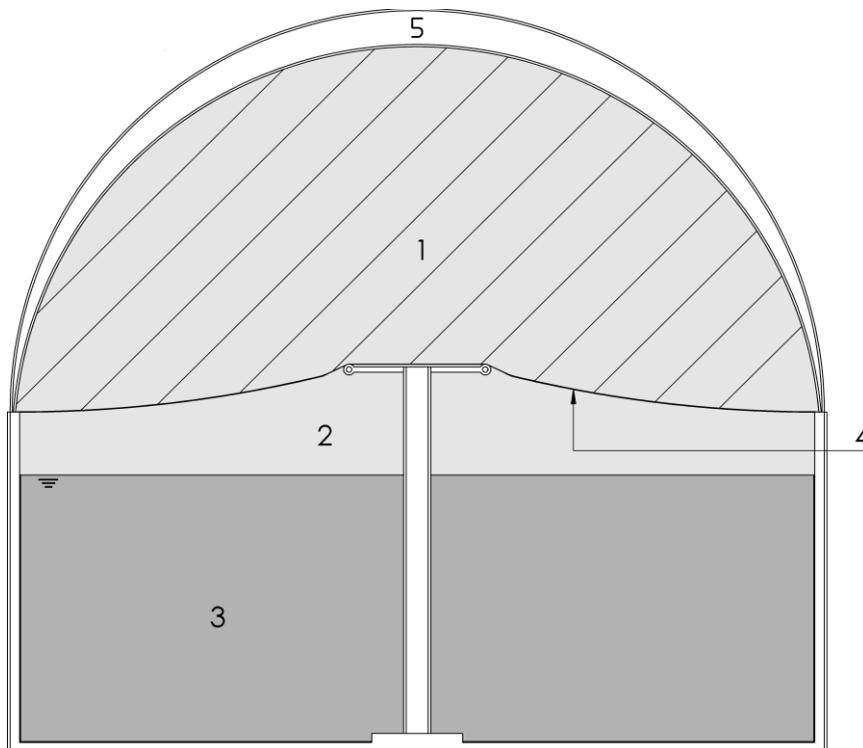


Abbildung 4-11: Darstellung unterschiedlicher Gasspeicherbereiche; 1 - variabler Nettogasspeicherbereich (schraffiert); 2 - Bruttogasspeicherbereich (hellgrau); 3 - Gärsubstratbereich (dunkelgrau); 4 - Gurthaltesystem; 5 - variabler Stützluftbereich (weiß); (DBFZ 2019)

Die Funktionsweise des Speichersystems stellt sich folgendermaßen dar. Das Stützluftsystem erzeugt durch das Stützluftgebläse einen permanenten Überdruck im Stützluftbereich während des gesamten Speicherbetriebes. Dadurch ist die außenliegende Schutzmembran zu einer Kugelkalotte ausgeformt und in diesem Zustand widerstandsfähig gegen Witterungseinflüsse wie Wind- oder Niederschlagslasten. Über die Gasspeicherinnenmembran wird der Druck direkt auf den Netto- und den Bruttogasspeicherbereich übertragen. Durch die Lüfterdrehzahl des Gebläses und die Stauklappenstellung wird der erforderliche Gasspeicherinnendruck eingestellt. Im entleerten Zustand liegt die Gasspeicherinnenmembran auf dem Gurthaltesystem auf. Mit zunehmender Gasmenge wird die Membran aus den Gurten gehoben, der Nettogasspeicherbereich nimmt zu und der Stützluftbereich gegenläufig ab. Es stellt sich eine ungleichmäßige Ausformung der Gasspeicherinnenmembran ein, das u.a. zur ungewollten Bildung von großen Gasblasen unter der Membran führt. Dadurch wird ein Detektieren der Membranausformung und damit verbunden der Rückschluss auf den Füllstand durch die beiden Gasspeicherfüllstandmessverfahren Seilzug- resp. hydrostatisches Druckmessverfahren (Schlauchwaage) erschwert. Bspw. ist im Bereich von 0 bis ca. 23 % Füllstand keine Detektion einer Membranausformung am Gasspeicher der Forschungsbiogasanlage (FBGA) des DBFZ möglich, wie in Abbildung 4-12 am grünen Graphen des Seilzug-Verfahrens zu erkennen ist (vgl. (Stur et al. 2018)). Bei diesem Versuch wurde der Gasspeicher, ausgehend von einem leeren Zustand, vollgefüllt und direkt anschließend wieder vollständig entleert. Es wird außerdem deutlich, dass der Gasspeicherinnendruck (blauer Graph) unabhängig vom Füllstand, einen konstanten Verlauf über die gesamte Dauer des Befüllungs- resp. Entleerungsprozesses aufzeigt. Mit dem Erreichen eines vollen Zustandes kommt es zu

einer vollständigen Ausformung der Gasspeicherinnenmembran. Ab diesem Moment entsteht ein isochorer Raum aufgrund der nicht dehnbaren Membraneigenschaft. Bei einer weiter zunehmenden Gasmenge hat dies einen Druckanstieg im Nettogasspeicherbereich zur Folge. Dies ist am Verlauf der blauen Linie zu erkennen.

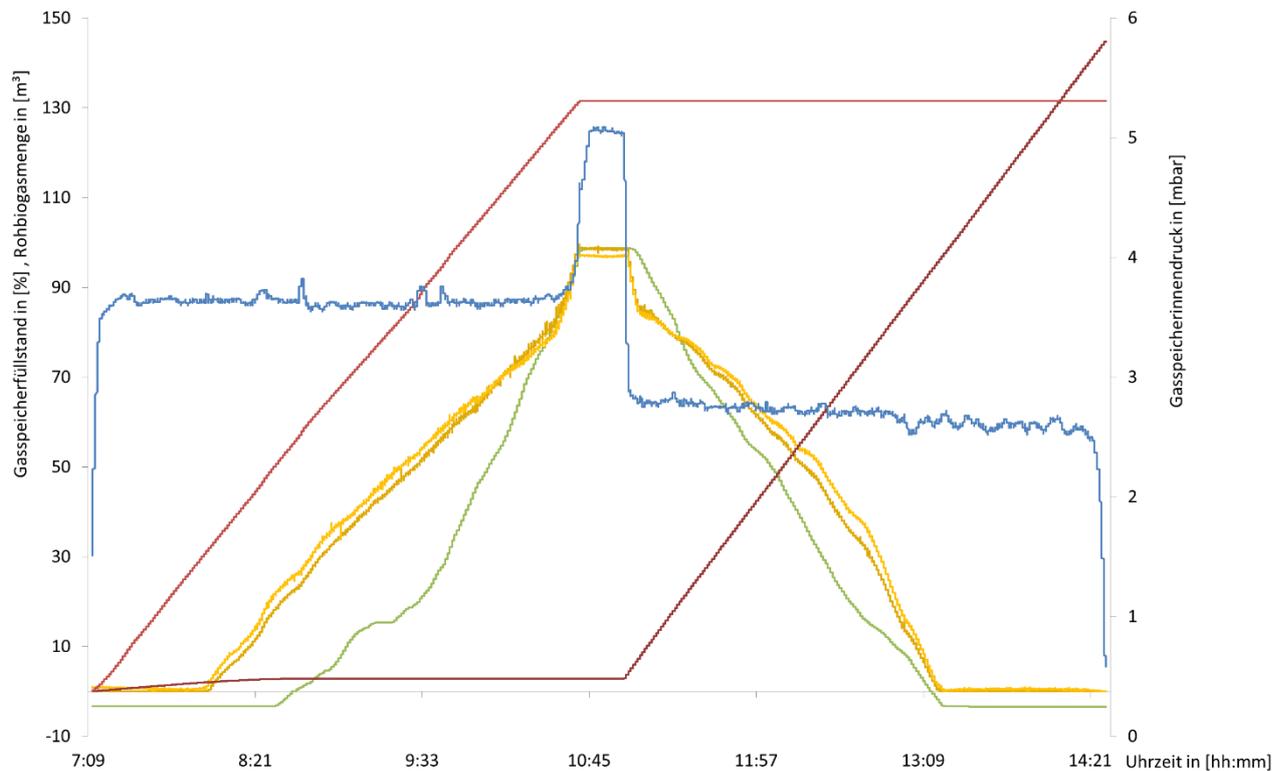


Abbildung 4-12: Darstellung der Gasspeicherkennlinie eines zweischaligen pneumatisch vorgespannten Membrangasspeichers mit verschiedenen Prozessparametern; grüne Linie – Seilzug-Verfahren; orangene Linie – hydrostatisches Druckmessverfahren 1; gelbe Linie – hydrostatisches Druckmessverfahren 2; dunkelrote Linie – Volumenstrom ausspeiseseitig; rote Linie – Volumenstrom einspeiseseitig; blaue Linie – Gasspeicherinnendruck; (DBFZ 2019)

Bei der Entnahme der Gasmenge aus dem Speicher liegt ein konstanter und im Vergleich zur Befüllung, kleiner Gasspeicherinnendruck an. Dies ergibt sich durch den anliegenden relativen Unterdruck des ansaugenden Konversionsaggregates. Die Gasspeicherinnenmembran formt sich unter Bildung von Falten zusammen. Beim Erreichen des leeren Zustandes legt sich die Gasspeicherinnenmembran wieder undefiniert auf dem Gurthaltesystem ab.

### 4.3.3 Gasspeichermanagement (DBFZ)

Das Ziel des Gasspeichermanagements ist zum einen die Vermeidung von Biogasverlusten und -emissionen der Biogasanlage. Zum anderen soll die gesamte verfügbare Nettogasspeicherkapazität zum Ausgleich der schwankenden Gasproduktion und Gasverwertung nutzbar gemacht werden, insbesondere bei Anwendungen mit mehreren korrespondierend arbeitenden Gasspeichern im Verbund. Um vorgegebene Stromfahrpläne (des Direktvermarkters) zuverlässig bedienen zu können, ist zur Brennstoffversorgung der BHKW jederzeit der notwendige Gasdruck (bei entsprechendem Biogasvolumenstrom) vorzuhalten, z. B. durch eine Druckkaskade, wenn sich das

Biogasspeichervolumen auf mehrere Behälter aufteilt. Wesentlich ist zudem, dass eine hohe Biogasqualität (Trocknung und Entschwefelung) gewährleistet wird, um einen störungsfreien und zuverlässigen Betrieb, ohne Startschwierigkeiten bei den BHKW, sicherzustellen.

Eine wichtige Komponente des Gasmanagements ist der Gasspeicherfüllstand. Damit lassen sich relevante Aussagen zum Zustand des Gasspeichersystems ableiten, sowie kritische Betriebszustände, wie Über- oder Unterdruckereignisse, vorausschauend erkennen und vermeiden. Zu diesem Zweck wurde u.a. im Vorhaben ManBio eine modellgestützte Prognose des Gasspeicherfüllstandes entwickelt und am Gasspeicher der FBGA untersucht (vgl. (Stur et al. 2018)). Bei der Umstellung der Anlagenbetriebsweise auf eine bedarfsgerechte Strombereitstellung sind folgende Aspekte zu beachten:

- Bereitstellung der notwendigen Rohbiogasmengen im erforderlichen Zeitrahmen
- Berücksichtigung der Einflussfaktoren wie Witterung, biologische Hemmnisse (durch Überfütterung), geplanter und ungeplanter Betriebsunterbrechungen bspw. durch BHKW oder Pump- und Handhabungstechnik zur Gewährleistung des für einen sicheren und bedarfsgerechten Anlagenbetrieb erforderlichen Gasspeicherfüllstandes
- Beachtung von gestiegenen Biogasvolumenströmen durch einen zeitlich begrenzt höheren Biogasbedarf der Konversionsaggregate nach einer ggf. erfolgten Überbauung (Erhöhung der installierten elektrischen Leistung)
- Damit verbunden Prüfung auf Eignung der anlagenseitig vorhandenen Komponenten wie Rohbiogastrocknung/-kühlung und Rohbiogasreinigung zur Entschwefelung in Hinblick auf den maximal zuführbaren Volumenstrom und
- Prüfung der eingesetzten Bauform des Gasspeichersystems auf Eignung für den Einsatz im Verbundbetrieb mit mehreren Gasspeichern (Empfehlung zur Nutzung mehrschaliger pneumatisch vorgespannter Membrangasspeicher)
- Im Fall höherer Biogasvolumenströme können entweder
  - I.) die Komponenten der Rohbiogastrocknung und -reinigung durch leistungsfähigere ersetzt werden,
  - II.) ein zusätzlicher separierter Reingasspeicher zwischen den bestehenden Komponenten der Rohbiogastrocknung und -reinigung mit konstantem niedrigen Volumenstrom des Rohbiogases und dem Konversionsaggregat (BHKW) mit einem getakteten hohen Biogasvolumenstrom zum Ausgleich der resultierenden Schwankung der Biogasmengen zugebaut werden oder
  - III.) ein dreischaliger pneumatisch vorgespannter integrierter Membrangasspeicher, zur kombinierten Fassung des Rohbiogases im unteren Speicherbereich sowie der variablen Speicherung des aufbereiteten Reinbiogases im oberen Speicherbereich, auf einen vorhandenen Fermenterbehälter installiert werden (vgl. Abbildung 4-9, Punkt 3 - oberer Speicherbereich oberhalb der blauen Membran; unterer Speicherbereich unterhalb der blauen Membran), idealerweise im Rahmen einer Maßnahme zur Gasspeichererneuerung.

Gründe die für eine Rohbiogastrocknung sprechen liegen zum einen im wesentlich geringeren Anteil an Stickstoffverbindungen, wie korrosivem Ammoniak, in trockenem Biogas. Dadurch wird die Gefahr der Korrosion und des Verschleißes bei nachgeschalteten Konversionsaggregaten reduziert. Zum anderen

ist ein niedriger Feuchtegehalt des Rohbiogases für die nachgeschaltete Entschwefelung bei der Rohbiogasreinigung erforderlich, um den Filter vor einer Überladung durch Feuchte und damit verbunden einem Absenken der Adsorptionswirkung zu schützen. Durch das EEG 2017 (§9 Art.5 Abs.1 ) kann in Abhängigkeit der Biogasanlagenausführung eine Nachrüstung einer gasdichten Abdeckung des vorhandenen Gärrestlagers erforderlich sein und damit verbunden der Zubau eines integrierten Gasspeichers auf dem Gärrestlager zur Erweiterung der Nettogasspeicherkapazität erfolgen.

Zusammenfassend können folgende Empfehlungen für einen ordnungsgemäßen Betrieb eines Gasspeichersystems genannt werden (vgl. (Stur et al. 2018)):

- (1) Zur Erfassung des Gasspeicherfüllstandes muss in Abhängigkeit der Speicherbauform ein präzises und auf das System abgestimmtes Messverfahren eingesetzt werden. Am Beispiel des pneumatisch vorgespannten zweischaligen Membrangasspeichers ist aufgrund der o.g. Funktionsweise der Einsatz eines Gasspeicherinnendruckensensors zur Ermittlung des Füllstandes ungeeignet. Das Seilzug- oder das hydrostatische Druckmessverfahren sind mögliche Methoden zur Ermittlung der Ausformung der Gasspeicherinnenmembran und des daraus ableitbaren Gasspeicherfüllstandes in den aufgezeigten messtechnisch bedingten Grenzen.
- (2) Der Ausgleich unvermeidlicher Füllstandschwankungen durch bspw. Witterungsereignisse, Fütterungsschwankungen oder den Ausfall von Konversionsaggregaten (z.B. BHKW) während des Normalbetriebes des Gasspeichersystems muss sichergestellt werden. Bei der häufig praktizierten Betriebsweise eines vollen Gasspeichers ist das nicht möglich. Damit verbunden ist eine ständige Überwachung der Über- und Unterdrucksicherung auf ungewollte Auslöseereignisse zur Vermeidung von Emissionen erforderlich. Durch den Einsatz eines füllstandgesteuerten sekundären Konversionsaggregates, wie einer Notfackel, kann ein solches Auslöseereignis vermieden werden. Nach einem Auslöseereignis muss dessen Ursache gefunden und abgestellt werden.
- (3) Im Verbundbetrieb mehrerer pneumatisch vorgespannter Gasspeicher in einem Speichersystem muss der Austausch des Rohbiogases zwischen den einzelnen Speichern sowie zu den Konversionsaggregaten auf eine geeignete Weise gewährleistet werden, um die Nettogasspeicherkapazität vollständig ausnutzen zu können. Durch die Messung der einzelnen Speicherinnendrucke wird der Zustand der Anlage erfasst und kann daraufhin durch die erforderliche Abstimmung des notwendigen Innendruckes über regelbare Stützluftgebläse eingestellt werden. Weiterhin können Biogasverluste durch die Einbindung einer modellbasierten Regelung unter Berücksichtigung und Vorhersage der Gasproduktion und -verwertung, des Betriebsregimes und der Witterungsbedingungen reduziert werden (vgl. (Stur et al. 2018)).

#### 4.3.4 Anlagenperipherie (DBFZ)

Die größten technischen Änderungen und Anforderungen bei einer Umstellung der Betriebsweise einer Biogasanlage auf eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung betreffen die Gasspeicher bzw. das Gasmanagement, sowie die BHKW-Technik bzw. dessen Peripherie. Somit ist mit einer Erhöhung des Biogasvolumenstromes vor den Konversionsaggregaten zu rechnen. Dies erfordert u.U. eine Neugestaltung der Gasleitungsperipherie in Bezug auf den Rohrinnendurchmesser, den Leitungsverlauf und Verschaltungen mit ggf. veränderten Druckverlusten im Rohrsystem bspw. durch Zwischenstücke wie Rohrbögen, Armaturen oder längere Leitungsstrecken. Steigt dabei der Druckverlust über ein bestimmtes

Maß an, sodass die Handhabung des Biogases eingeschränkt und die Ausnutzung der möglichen Nettogasspeicherkapazität der Anlage nicht gewährleistet ist, kann die Unterstützung des Biogasmanagements in Hinblick auf eine erzwungene Erhöhung des Biogasvolumenstromes durch zusätzliche Verdichter in der Rohrleitung zwischen den Speichern erforderlich werden. Es ist die notwendige Messtechnik (u.a. für Biogasqualität und -quantität, Füllstände und Feuchte, Drücke und Temperaturen) auf Eignung bzgl. der neuen anlagenseitigen Bedingungen zu prüfen oder nachträglich einzubinden. Dies gilt insbesondere für die Leistungsfähigkeit der Gasreinigung und -trocknung (vgl. Kapitel 4.3.3). Die sekundären Konversionsaggregate, wie Notfackel, sind bei der Errichtung von BGA mit konstant laufendem Betrieb i.d.R. auf die maximal produzierbare Menge von Biogas ausgelegt worden. Somit wäre bei Leistungserweiterung der Anlage und gleichbleibenden Größe des Arbeitsvolumens der Fermenter keine Änderung an der Leistung der Notfackel erforderlich.

#### 4.4 Bedeutung der BHKW-Technik (DBFZ)

Das Blockheizkraftwerk (BHKW) dient der Konversion von chemisch gebundener Energie in Form des methanhaltigen Biogases als Betriebsmittel einer Kraftmaschine (bspw. Verbrennungsmotor) zu einer mechanisch und thermisch bereitstellbaren Leistung (Energie). Der Anteil der mechanischen Leistung wird dabei i.d.R. durch eine direkte Kopplung eines nachgeschalteten stromerzeugenden Generators (Arbeitsmaschine) zu elektrischer Leistung weiter gewandelt. Andere Anwendungen zur Nutzung der mechanischen Leistung bspw. für eine Druckluftherzeugung sind im Biogasbereich kaum verbreitet. In Abbildung 4-13 ist ein BHKW schematisch dargestellt.

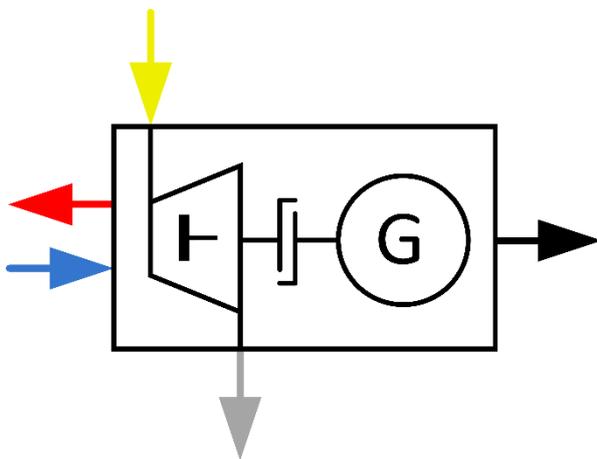


Abbildung 4-13: Schematische Darstellung eines Blockheizkraftwerkes; gelber Pfeil - Biogaseinspeisung; grauer Pfeil - Abgasausspeisung; roter Pfeil - Vorlauf Heizkreis; blauer Pfeil - Rücklauf Heizkreis; schwarzer Pfeil - Strombereitstellung; im Rahmen dargestellt v.l.n.r. Hubkolbenverbrennungsmotor, starre Kupplung, Generator; (DBFZ 2019)

Das zugeführte Betriebsmittel (Biogas, gelber Pfeil) wird für den Betrieb des im Rahmen links angeordneten Hubkolbenverbrennungsmotors verwendet. Die dabei entstehende Abwärme des Kühlkreislaufes wird über den Wärmeübertrager einem Heizkreissystem (roter Pfeil, Vorlauf Heizkreis) bereitgestellt. Über die mittig abgebildete Kupplung wird die mechanische Leistung des Motors auf den rechts befindlichen Generator übertragen. Der dabei erzeugte Strom wird über einen nachgeschalteten Transformator ins Netz eingespeist. Das entstandene Abgas (grauer Pfeil) wird über einen Katalysator

nachbehandelt, um die geforderten Emissionsgrenzwerte einzuhalten. Neben der weit verbreiteten Motorausführung mit Hubkolben gibt es auch Anwendungen mit Drehkolbenmotoren im kleinen Leistungsbereich. Außerdem werden bei den Hubkolbenmotoren zwei Verfahren angeboten. Zum einen gibt es den Gas-Otto-Motor und zum anderen den Zündstrahlmotor mit Zündölzugabe. Der Einsatz von weiteren Kraftmaschinen, wie kleindimensionierten Gasturbinen direkt gekoppelt an Generatoren, oder von einem Heizkessel mit nachgeschaltetem Stirlingmotor als Organic Rankine Cycle (ORC-) Anwendung zur Wärme- und Strombereitstellung kommt weniger verbreitet vor.

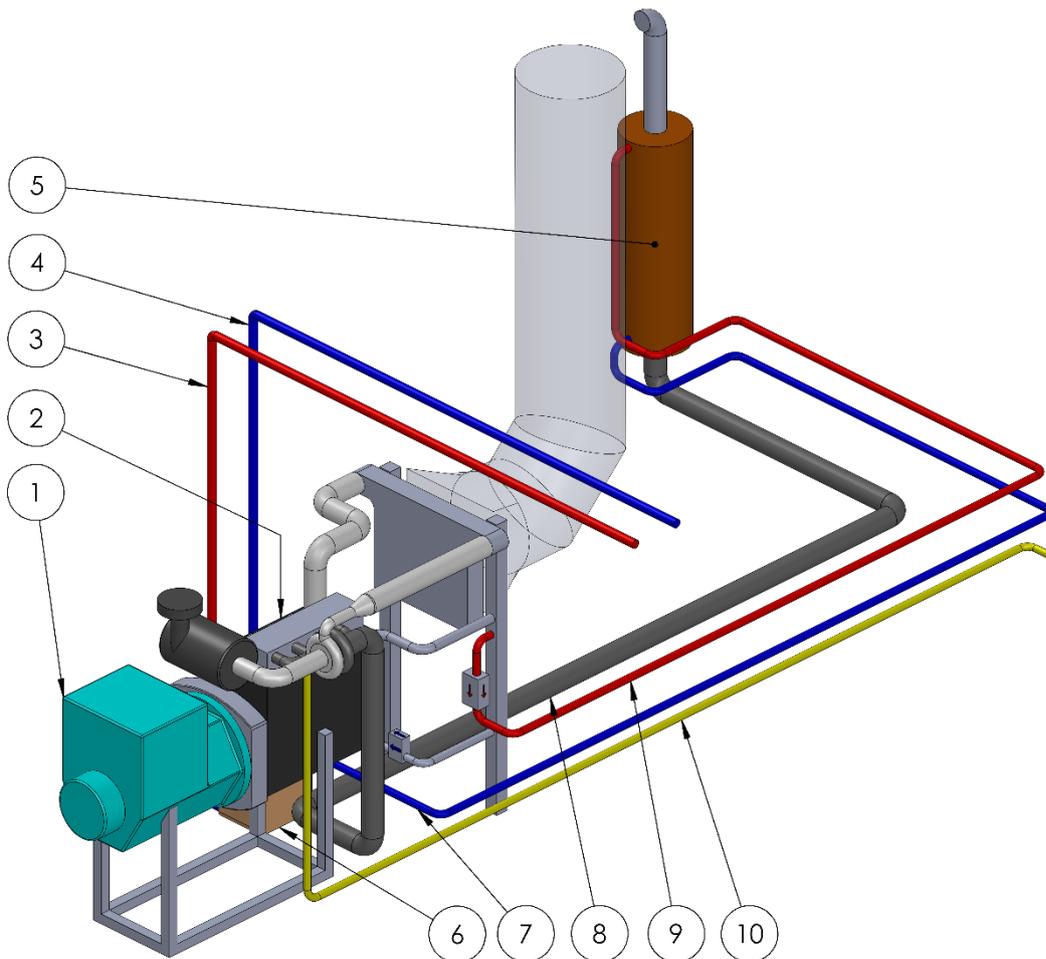


Abbildung 4-14: 3D-CAD-Modell des BHKW der Forschungsbiogasanlage des DBFZ; 1 – Generator; 2 – Verbrennungsmotor; 3 – Vorlaufleitung Heizkreis; 4 – Rücklaufleitung Heizkreis; 5 – Abgaswärmeübertrager (AWÜ); 6 – Wärmeübertrager (Motor-Kühlkreislauf zu Heizkreis); 7 – Rücklaufleitung AWÜ; 8 – Abgasleitung; 9 – Vorlaufleitung AWÜ; 10 – Biogaszuleitung

Zur Steigerung des thermischen Wirkungsgrades des BHKW wird häufig ein Abgaswärmeübertrager (vgl. Abbildung 4-14, Punkt 5) zur Bereitstellung zusätzlicher Wärme für das Heizkreissystem eingesetzt.

Ein täglicher Intervallbetrieb mit mehreren geplanten Betriebsunterbrechungen (Starts und Stopps) des BHKW und gleichzeitig andauernder Biogasproduktion, wie beim bedarfsgerechten Betrieb (vgl. Kapitel 4.1), ist bei einer konstanten Strombereitstellung nicht vorgesehen. Mit der Umstellung auf den Betrieb der Biogasanlage auf eine bedarfsgerechte Strombereitstellung ergeben sich Betriebsphasen mit

geringer bis keiner Biogasabnahme und Phasen mit sehr hoher Biogasabnahme durch die Konversionsaggregate. Die Abnahmemenge ist dabei abhängig von der Anlagenausstattung (Anzahl und Leistungsgröße der BHKW) und dem Betriebsregime (Taktung und Laufzeit, Voll- resp. Teillastbetrieb). Aufgrund der Reduzierung des Wirkungsgrades des BHKW bis hin zu sieben %punkten (vgl. (Degenhart, H., Schneider, M., Wachter, D. 2015)) sowie schlechterer Emissionswerte im Teillastbetrieb des Verbrennungsmotors, sollte stets ein Volllastbetrieb der BHKW angestrebt werden (Effenberger et al. 2016; Tappen et al. 2017). Im Rahmen von Maßnahmen zur Flexibilisierung (Überbauung) der BGA wird die installierte elektrische Leistung, meist durch den Zubau von BHKW, sowie ggf. auch die Gasspeicherkapazität erhöht. Dabei sollte der in Abhängigkeit der zunehmenden elektrischen Nennleistung steigende elektrische Wirkungsgrad von BHKW berücksichtigt werden ASUE (2014).

Wird im Vergleich zum konstanten Anlagenbetrieb in kurzer Zeit ein Großteil der angesammelten Biogasmenge durch die BHKW verwertet, führt dies zu einer Erhöhung der Biogasvolumenströme vor den Konversionsaggregaten. Damit verbunden stoßen die für den Dauerbetrieb bei konstantem und geringem Volumenstrom ausgelegten Komponenten wie Rohbiogasreinigung oder -trocknung an ihre Leistungsgrenze und werden zum limitierenden Glied in der Prozesskette (vgl. Kapitel 4.3.3). Durch die geplanten Betriebsunterbrechungen der BHKW kommt es zur Abkühlung des Verbrennungsmotors sowie der nachgeschalteten Komponenten. Um ungeeignete Kaltstarts und Gaskondensation in den Anlagenbereichen im Rahmen der getakteten Betriebsweise zu vermeiden, ist die Aufrechterhaltung einer Mindestwärme des Verbrennungsmotors und der Komponenten der Rohbiogas- und Abgasbehandlung erforderlich. Außerdem muss die Wärmeversorgung der Biogasanlage, insbesondere der Fermenter, über die gesamte Betriebsdauer speziell während Phasen geplanter Betriebsunterbrechungen der Komponenten zur Wärmebereitstellung, bspw. durch abwechselnde oder überlagernde Betriebsregime/BHKW-Lastprofile (Bestands-BHKW für Regelleistung) oder durch alternative konstante Wärmequellen (Wärmespeicher, Heizkessel) sichergestellt werden. Bei der Betrachtung der Biogasemissionen während des getakteten Betriebes der BHKW wird deutlich, dass ein höheres Risiko zur Überführung des Gasspeichersystems in einen vollen Zustand und dem dabei resultierenden Auslöseereignis der Überdrucksicherung besteht. Im Verbundvorhaben zur Methodenharmonisierung von Emissionsmessungen „Metharmo“ wurden u.a. die BHKW emissionsseitig durch das DBFZ bemessen. Dabei wurde in einem flexiblen BHKW-Betrieb ein Methan-Emissionsfaktor von 2,0 % Methan ermittelt (Clauß et al. 2018). Im Grundlastbetrieb werden i.d.R. 1 - 2 % für das BHKW angenommen. Nach (Aschmann und Effenberger 2012) wurde für Gas-BHKW ein Methanschluß im Bereich von 0,5 bis 1 % und für Zündstrahl-BHKW bei 2 bis 3 % ermittelt. Für eine fundierte Aussage bzgl. der Emissionen von flexibel betriebenen BHKW ist weiterer Forschungsbedarf notwendig, um flexibel betriebene BHKW im längeren Zeitverlauf zu messen. Im Vorhaben „BetEmBGA“<sup>7</sup> wird im Fall einer flexiblen BHKW-Fahrweise empfohlen, den Maximalfüllstand des Speichers, in Abhängigkeit von der Qualität der Füllstandmessung, auf 90 % zu begrenzen, um genügend Puffer zwischen dem Auslösen der automatischen Fackel und dem Ansprechen der Über- und Unterdrucksicherung (ÜUDS) zu haben (vgl. (Reinelt et al. 2019)). Weitere allgemein mögliche Biogasemissionsquellen nach der Bildung im Fermenter sind Undichtigkeiten resp. ungeplante Lecks im gesamten biogasführenden Anlagenbereich, sowie der Methanschluß mit

---

<sup>7</sup> Verbundvorhaben: Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlagen (BetEmBGA)- Teilvorhaben 1. FKZ 22020313. 2015 - 2018 (vgl. Reinelt et al. 2019).

Methananteilen im Abgasstrom nach einer unvollständigen Verbrennung im Motor des BHKW. Höhere Emissionen können zudem bei einem Teillast-Betrieb des BHKW auftreten, so dass ein längerfristiger Teillastbetrieb zu vermeiden ist und bei flexibler Fahrweise im Start-Stopp-Betrieb die Motoren warm zu halten sind (vgl. KTBL-Heft „Emissionsarmer Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen“)<sup>8</sup>.

Die weiteren Aspekte sollten bei der Umstellung auf einen bedarfsgerechten Betrieb Berücksichtigung finden:

- Einbindung einer Schnittstelle (Kommunikationsbox) für externen Zugriff auf die BHKW zur Fernsteuerung durch den gewählten Direktvermarkter
- In Abhängigkeit der vorhandenen BHKW-Ausführung Schaffung einer BHKW-Startsequenz für einen Start innerhalb von 5 Minuten auf Volllast mit frequenzzeitig synchronisierter Stromeinspeisung in das Stromnetz (SRL)
- Aufgrund der Novelle der TA-Luft (Verschärfung von Emissionsgrenzwerten) sollte der Einsatz eines SCR-Katalysators mit großem Raumbedarf eingeplant werden. Die selektive katalytische Reduktion (Selective Catalytic Reduction - SCR) kann die NO<sub>x</sub>-Emissionen sicher reduzieren. Mit der 44. BImSchV wird der Grenzwert für NO<sub>x</sub> auf 0,1 g/m<sup>3</sup> herabgesetzt. Neuanlagen müssen dann voraussichtlich ab 2025 und Bestandsanlagen ab 2029 den SCR-Kat einsetzen, da sonst diese Werte nicht erreichbar sind (Reinelt et al. 2019).
- Die BDEW Mittelspannungsrichtlinie wird durch die Technische Anschlussregel (TAR) Mittelspannung VDE AR-N4110:2018-11 ersetzt. Damit verbunden sind insbesondere erhöhte Anforderungen an die BHKW zur Bereitstellung von Blindleistung (vgl. Kapitel 4.6.1).

Im Zuge des Paradigmenwechsels – von der Grundlastfahrweise zum bedarfsorientierten Verstromungsbetrieb – befassen sich die BHKW-Hersteller ebenfalls verstärkt mit den neuen Anforderungen, welche aus dem flexiblen Anlagenbetrieb resultieren. Insbesondere folgende notwendige bzw. anzupassende Komponenten zur Anpassung der BHKW-Peripherie sind zu nennen:

- Vorwärmung des Kühlwassers und des Ölkühlreislaufs (mind. 60 °C)
- Verbessertes Anlassen, Anpassen der Startprogrammierung des BHKW
- Umluftregelung der Lüftungsanlage
- elektrischer Öldruckaufbau vor dem Startvorgang
- konstruktive Kondensatfallen
- Edelstahlanschlüsse in Problembereichen (durch verstärkt auftretendes schwefelhaltiges Kondensat)
- Einbau einer Kommunikationsbox und Verdrahtung mit BHKW-SPS (betrifft MSR-Technik)
- Anpassungen an die Anforderungen der Biogasgasqualität (z.B. Schwefelgehalt, Temperatur, Feuchte usw.)

---

<sup>8</sup> KTBL-Heft „Emissionsarmer Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen“, in Bearbeitung. Die im Heft vorgestellten Empfehlungen für einen emissionsarmen Anlagenbetrieb von Biogasanlagen, basieren auf den Erkenntnissen des Vorhabens „BetEmBGA“ Teilvorhaben 1 – 3 (FKZ: 22020313, 22015014, 22015114) und den Auswertungen weiterer Projekte sowie dem Expertenwissen, das im Rahmen einer KTBL-Arbeitsgruppe (Agru) „Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlagen“ zusammengetragen wurde.

- Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR)

Der Stromproduktionsfahrplan beim flexiblen Anlagenbetrieb wird in der Regel mit dem Stromvermarkter abgestimmt. Zwischen Anlagenbetreiber/-innen und Stromhändlern muss daher ein bidirektionaler Datenaustausch erfolgen. Dieser kann verbal erfolgen, bei einem professionalisierten Anlagenbetrieb geschieht dies mit Hilfe eines automatisierten Datenaustausches zwischen Prozessleitsystem des Stromhändlers und der Anlagensteuerung der Biogasanlage. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass die einerseits zur Erzeugung der vermarkteten Strommenge notwendige Biogasmenge vorhanden ist und andererseits eine Überfüllung des Gasspeichers vermieden werden. Je kürzer die Reaktionszeiten für die vermarkteten Stromprodukte sind (insbesondere bei Bereitstellung von Regelenergie), desto eher ist eine automatische Datenübertragung notwendig. Von einigen Stromhändlern werden firmeneigene Kommunikationsboxen angeboten, die in das BHKW-Leitsystem eingebunden werden müssen.

#### 4.5 Flexible Strombereitstellung und Wärmeauskoppelung aus Biogasanlagen (DBFZ)

Die Auskoppelung von KWK-Wärme ist für Biogasanlagen eine wesentliche Voraussetzung für hohe Gesamtwirkungsgrade und durch die Erzielung von Einnahmen aus dem Wärmeverkauf auch ökonomisch relevant – insbesondere auch mit Hinblick auf den steigenden Wettbewerbsdruck bei der Teilnahme am EEG-Ausschreibungsmodell. Daher soll nachfolgend aufgezeigt werden, inwiefern sich die Flexibilisierung auf die Wärmeauskoppelung auswirken kann. Im Folgenden werden überblicksartig die konzeptionellen und technischen Ansatzpunkte erläutert. Hierbei werden bestehende Wärmenutzungskonzepte sowie technische Möglichkeiten von Bestandsanlagen berücksichtigt, um den systembedingten Zielkonflikten zu begegnen.

Im Zuge der Anlagenflexibilisierung sollte zuerst konzeptionell überprüft werden, ob und in welchem Umfang sich die Wärmeauskoppelung für die betreffende Anlage verändern kann. Sollen zusätzliche Wärmesenken erschlossen werden oder entfallen bisherige Wärmenutzungen perspektivisch? Weiterhin ist es entscheidend, welche technischen Infrastrukturen bereits vorhanden sind, die den Zielkonflikt zwischen flexibler Stromerzeugung und hohen KWK-Nutzungsgraden entgegenwirken können. So verfügen Biogasanlagen mit bestehenden Wärmenutzungskonzepten häufig über ein Nahwärmenetz, Wärmespeicher oder Spitzenlastkessel, die bereits eine gewisse Entkoppelung von Strom- und Wärmeproduktion ermöglichen. Der Zielkonflikt zwischen flexibler Stromproduktion und hoher Wärmeauskoppelung ist umso stärker ausgeprägt, je höher der KWK-Nutzungsgrad ist und je stärker eine Anlage flexibilisiert wird. Im Sinne einer hohen Gesamteffizienz und um mögliche Zusatzerlöse aus der Wärmevermarktung zu erzielen, kann es notwendig sein, entsprechende wärmeseitige Flexibilitätsoptionen (Wärmespeicher, Spitzenlastkessel) zum Ausgleich von ansonsten entstehenden Deckungslücken zu nutzen. Neben Investitionen für zusätzliche Infrastruktur, muss bei der Fahrplangestaltung die Wärmenutzung als Nebenbedingung berücksichtigt werden, wobei eine hohe Wärmenutzung die Freiheitsgrade für die Einsatzoptimierung stark einschränken kann. Es kommt hier vor allem darauf an, in welcher Funktion die Biogasanlagen in ein Wärmeversorgungskonzept eingebunden sind und ob sie dabei die alleinige Wärmeversorgung der Abnehmer sicherstellen muss (Wärmeauskoppelung hat Priorität) oder ob die Anlage eine Grundversorgung bietet und die Abnehmer

notfalls und zeitweise ihren Bedarf auch aus anderen Quellen decken könnten (Stromvermarktung hat Priorität).

Da die Flexibilisierung in der Regel das Ziel verfolgt, die Stromerzeugung in bestimmte Zeiträume zu verlagern, z.B. um in Hochpreisphasen bessere Verkaufserlöse für den produzierten Strom zu erzielen, ergeben sich fast zwangsläufig Zielkonflikte in Bezug auf die Wärmeauskoppelung. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die zeitlichen Präferenzen für die Strom- und Wärmeproduktion nicht vollständig deckungsgleich sind (vgl. Abbildung 4-15) und sich bei einer stromgeführten Fahrweise zeitliche Deckungslücken für die jeweilige Wärmesenke ergeben können.

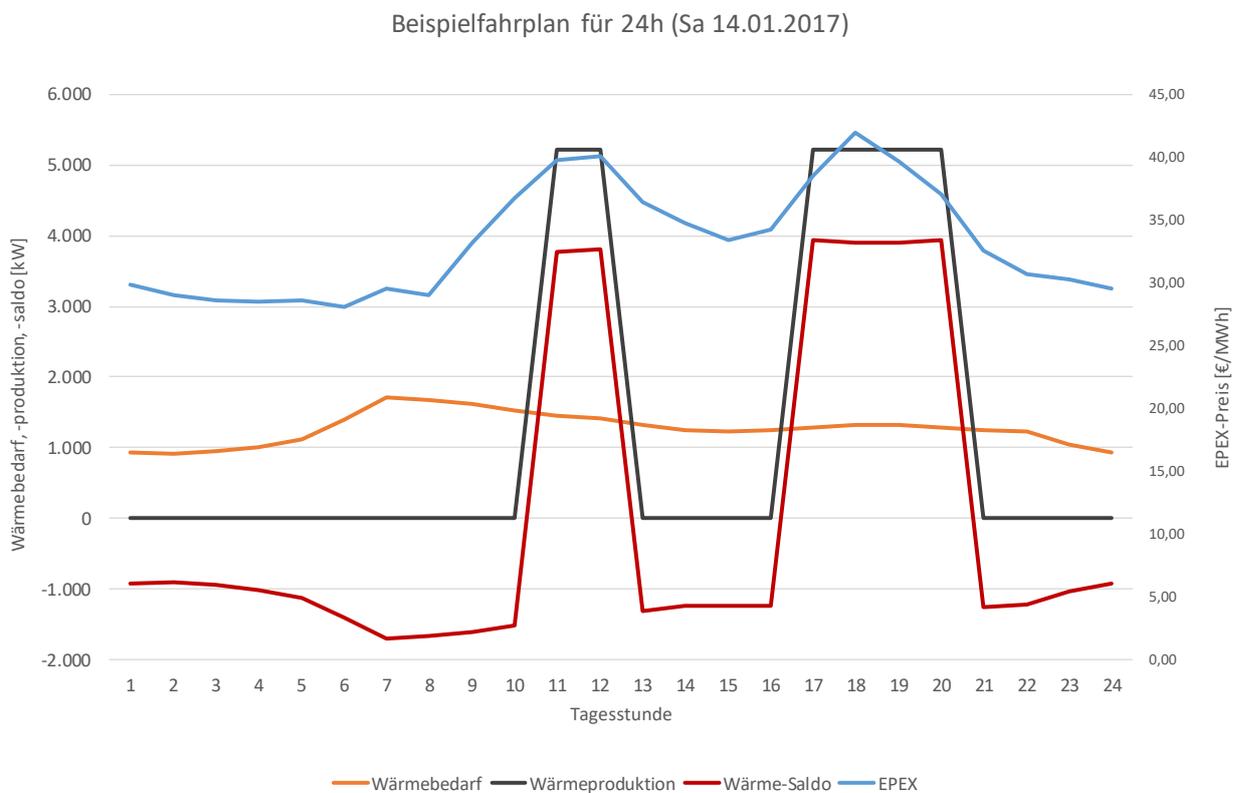


Abbildung 4-15: Wärmebedarf, Wärmeproduktion, Wärme-Saldo und Strompreis (Day-Ahead) für einen Beispieltag (Quelle: EPEX Spot)

Um bei flexibilisierten Anlagen die Wärmeauskoppelung auch bei stromgeführter Fahrweise aufrecht zu erhalten oder möglicherweise noch auszubauen, braucht es geeignete Maßnahmen, um Strom- und Wärmeproduktion entkoppeln zu können. Dazu sollte vorgängig geprüft werden, inwieweit bestehende Wärmespeicher genutzt werden oder durch einen Zubau an Speicherkapazität erweitert werden können. Da aber gerade die Abdeckung von Lastspitzen sehr hohe Speichervolumina nach sich ziehen kann, sollte auch geprüft werden ob ergänzend ein Spitzenlastkessel vorhanden ist oder errichtet werden kann. In Kapitel 6 zur ökonomischen Bewertung von Anlagenkonzepten, wurde dazu ermittelt, welche optimale Kombination aus Wärmespeicher und Spitzenlastkessel für ein definiertes Anlagenkonzept die geringsten Zusatzkosten generiert. Hierbei wurde ebenfalls berücksichtigt, dass bei der Nutzung des Spitzenlastkessels, neben zusätzlichen Investitionen auch Brennstoffkosten sowie Opportunitätskosten

in Form von nicht erlösten KWK-Bonuszahlen anfallen, wenn der Einsatz des Spitzenlastkessels effektiv Wärmemengen der Anlage ersetzt.

Die im Kapitel 6 verwendete Bewertungsmethode ermittelt iterativ die zu einem gegebenem Wärmespeichervolumen notwendige Investition für einen Spitzenlastkessel und die anfallenden Betriebs- und Opportunitätskosten. In Abbildung 4-16 ist dazu der Optimierungsverlauf in logarithmischer Schrittweite dargestellt, beginnend mit einer Speicherkapazität von 0 kWh bis zu der Speicherkapazität, bei der der Wärmebedarf auch durch den Speicher allein sicher gestellt werden kann. Hierbei wurde die Berechnung für die selbe Anlage genutzt. Zu erkennen ist, dass es hier ein Kostenminimum bei einer Kombination aus Wärmespeicher und Spitzenlastkessel gibt, das deutlich günstiger ausfällt als der alleinige Einsatz eines Wärmespeichers. Nähere Information zur skizzierten Methodik und den Wechselwirkungen zwischen stromgeführter Fahrweise und Wärmeauskoppelung sind bei (Dotzauer et al. 2016) beschrieben.

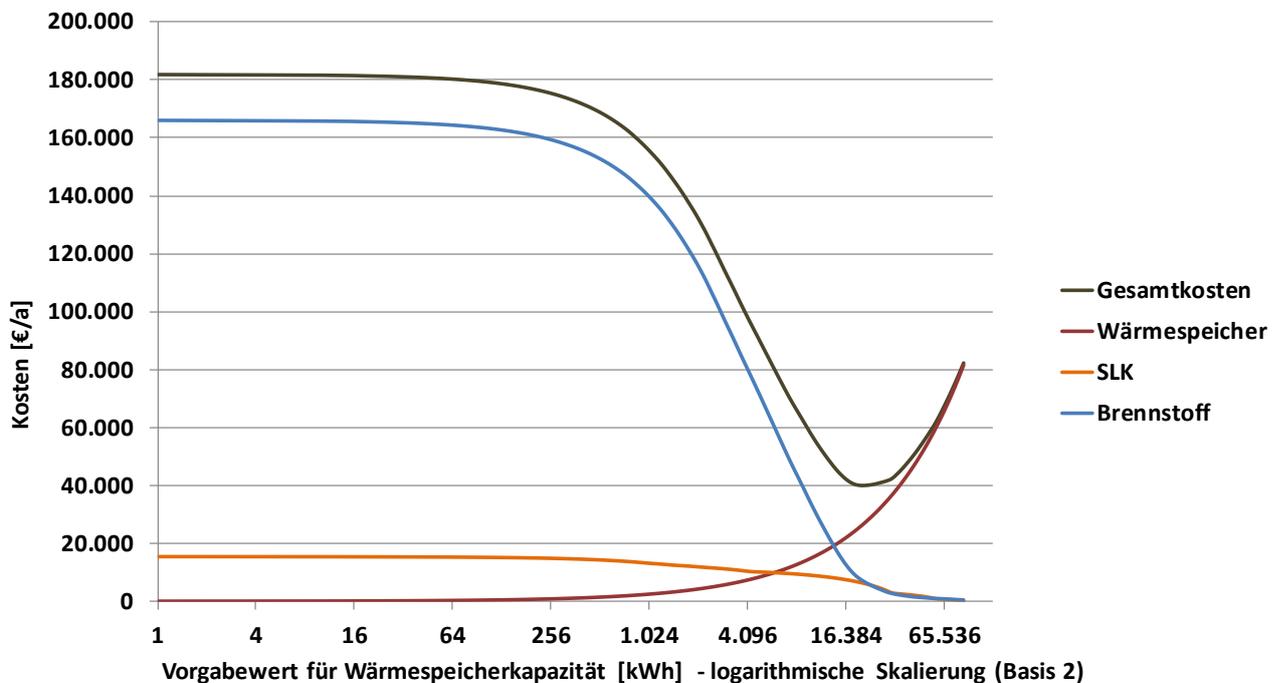


Abbildung 4-16: Optimale Kombination für zusätzlichen Wärmespeicher und Spitzenlastkessel für eine vierfach überbaute Biogasanlage in vollflexibler Betriebsweise (DBFZ 2019)

Für die Wärmespeicherung stehen in Abhängigkeit der notwendigen Ausgleichskapazitäten und der Vor- und Rücklauf temperaturniveaus unterschiedlichen Technologien zur Verfügung. Eine Übersicht über verschiedene Technologien bietet Tabelle 4-1.

Tabelle 4-1: Übersicht zu Wärmespeichertechnologien (Quelle: DBFZ 2019, Datenbasis Herstellerabfrage 2018)

	Schichtwasser- speicher - Stahl	Schichtwasser- speicher - Stahlbeton	Latentwärme- speicher <sup>*1</sup>	Erdsonden- speicher
Entwicklungsstand	marktverfügbar	Pilotprojekte	Pilotprojekte	Forschung
Beladetemperatur	Bis 95 °C	Bis 90 °C	110 °C	50 °C
Entladetemperatur	60 °C	60 °C	50 °C	20 °C
Kapazität [m <sup>3</sup> ]	100 m <sup>3</sup>	3.000 m <sup>3</sup>	17 m <sup>3</sup>	10.000 m <sup>3*2</sup>
Kapazität [MWh]	2,9 MWh	65 MWh	2,4 MWh	300 MWh
Druck	6 bar	drucklos	drucklos	drucklos
Spezifische Kosten	mittel	niedrig	hoch	k. A.
Besonderheit	kaskadierbar		Optional mobil	hochkapazitiv

\*1 – LaTerm Konzept auf Basis von Natriumacetat in einem 20'-Standardcontainer

\*2 - äquivalente Speichervolumen

Für die Bereitstellung thermischer Spitzenlast können unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen, wobei im Hinblick auf die Energiewendeziele im Wärmesektor hier ausschließlich biomassebasierte Kesselanlagen genutzt werden sollten. Für die unter Kapitel 6 ausgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird auf Kostensätze eines Holzhackschnitzelkessels zurück gegriffen (vgl. Kapitel 6.1), da diese Technologie marktverfügbar und vergleichsweise konkurrenzfähig ist. Es ist zudem zu berücksichtigen, dass der Kessel vor allem zur Abpufferung von Lastspitzen dienen sollte und vergleichsweise wenig thermische Arbeit bereitstellt, damit der Wärmenutzungsgrad der Biogasanlage maximiert wird. Ein Spitzenlastkessel bietet darüber hinaus den Vorteil, dass er zusammen mit dem Wärmespeicher bei ungeplanten Ausfallzeiten auch die Versorgungssicherheit der Wärmekunden im Allgemeinen erhöht und damit einen doppelten Mehrwert in Wärmenutzungskonzepten erbringen kann.

## 4.6 Technische Aspekte des Netzanschlusses (IEE)

In diesem Kapitel wird auf technische Aspekte des Netzanschlusses eingegangen. In der Regel muss im Zuge der Flexibilisierung und durch die Erhöhung der installierten Leistung am Biogasanlagenstandort auch die Transformatorleistung und die Netzanbindung angepasst werden. Nachfolgend werden wesentliche technische Vorgaben für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz erläutert sowie Hinweise zu Transformator und Netzanbindung gegeben. Relevante rechtliche Aspekte zu diesem Themenkomplex finden sich in Kapitel 3.4.

#### 4.6.1 Technische Vorgaben für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz

Betreiber von Biogasanlagen und anderen EE-Anlagen, welche meist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, müssen ihre Anlagen netzkonform betreiben und zur Stabilität im Stromnetz beitragen (ohne das dem ein direkter Marktwert gegenübersteht). Die übergeordneten Systemregeln zum sicheren Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze ergeben sich dabei anhand der entsprechenden Regelwerke *TransmissionCode 2007* (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW) und *DistributionCode 2007* (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW 2007)).

Während sich Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz in der Vergangenheit bei geringfügigen Spannungsschwankungen vom Netz getrennt haben, so müssen sie heute zunehmend Störungen, u. a. durch die Bereitstellung von Blindleistung, ausgleichen. Erhöhte technische Anforderungen an die elektrischen Eigenschaften von Erzeugungsanlagen ergeben sich insbesondere durch einen zunehmenden Anteil der eingespeisten Strommenge durch dezentrale EE-Anlagen und durch veränderte Lastflüsse in den Stromnetzen ((Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2012).

Aktuelle rechtliche Anforderungen und technische Vorgaben für Erzeugungsanlagen, welche in das Mittelspannungsnetz (Spannungsebene > 1 kV bis < 60 kV) einspeisen, sind gemäß der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (BDEW-MSR) (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2008) in Verbindung mit deren 4. Ergänzung (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)) einzuhalten. Zusätzlich sind die technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Netzbetreibers zu beachten. Werden die Anforderungen nicht erfüllt, so kann der Netzbetreiber die Trennung der Anlage vom Netz veranlassen bzw. den Netzanschluss verweigern. Terminliche Fristen zu den wesentlichen technischen Anforderungen zeigt Tabelle 4-2.

Tabelle 4-2: Technische Anforderungen und terminliche Fristen für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz nach (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2008) und (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW))

Technische Anforderung	Windenergie-, Photovoltaik- und Brennstoffzellenanlagen	Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen (darunter BHKW)
Statische Spannungshaltung	01.04.2011	01.01.2010
Vollständige dynamische Netzstützung	01.04.2011	01.01.2013
Zertifizierungspflicht	01.04.2011	01.01.2014

Seit dem 1. Januar 2009 ist die BDEW-MSR bindend, wobei sich Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen (darunter BHKW) seit dem 01.01.2013 vollständig an der dynamischen Netzstützung beteiligen müssen. Zuvor (seit 01.01.2010) galten bereits Anforderungen für die statische Netzstützung, um zur Spannungshaltung im „Normalbetrieb“ des Stromnetzes beizutragen. Die vollständige dynamische Netzstützung zielt darauf ab, die ungewollte gleichzeitige Abschaltung großer Einspeiseleistungen zu vermeiden und um Netzzusammenbrüchen vorzubeugen. Die eingesetzten Generatoren sollen bei kleineren, aber beherrschbaren Netzfehlern spannungsstabilisierend wirken und

müssen so modifiziert sein, dass Spannungseinbrüche bis zu mehreren Sekunden durchgefahren werden können („Fault Ride Through (FRT“). Neben dem Generator muss ebenfalls die Steuerungstechnik entsprechend ausgestattet sein.

Seit dem 01.01.2014 besteht eine Zertifizierungspflicht zum Nachweis der elektrischen Eigenschaften der Erzeugungsanlagen, sofern die Anschlussleistung 1 MVA übersteigt oder die Länge der Leitung zum Netzanschlusspunkt mehr als 2 km beträgt (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2008).

Eine Erzeugungsanlage kann aus einer oder mehreren Erzeugungseinheiten (inkl. der erforderlichen elektrischen Einrichtungen) bestehen. Sollten z. B. zusätzlich PV-Anlagen oder andere Erzeugungseinheiten am Netzanschlusspunkt vorliegen, so sind diese ebenfalls zu berücksichtigen.

Die Zertifizierung von Erzeugungseinheiten (Einheitenzertifikat) weist die Konformität des Bauteils mit den Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie nach und ist durch den BHKW-Hersteller bereitzustellen. Das Einheitenzertifikat dient dabei für Planungszwecke vor der Inbetriebnahme und ist für die Erstellung eines Anlagenzertifikats erforderlich, mit welchem die geforderten elektrischen Eigenschaften der Gesamtanlage am Netzanschlusspunkt durch eine Zertifizierungsstelle nachzuweisen sind. Durch eine anschließende Konformitätsprüfung bzw. -erklärung (nach Inbetriebnahme) wird wiederum nachgewiesen, dass die Erzeugungsanlage gemäß dem Anlagenzertifikat errichtet wurde. Erst dann kann die endgültige Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber erfolgen. Entsprechend ist bei Bestellung/Kauf neuer BHKW darauf zu achten, dass ein solches Einheitenzertifikat vorliegt (inkl. Prüfbescheinigung eines akkreditierten Messlabors) bzw. nachgereicht wird (Aschmann et al. 2015).

Neuerungen ergeben sich durch das am 18. Oktober 2018 veröffentlichte Regelwerk *Technische Anschlussregeln Mittelspannung* (TAR Mittelspannung) in welchem Vorgaben für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen festgelegt werden, die am Netzanschlusspunkt an das Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers angeschlossen werden (VDE-AR-N 4110; 2018-11). Die TAR Mittelspannung ist ab dem 27.04.2019 verpflichtend anzuwenden und ersetzt unter anderem die BDEW-MSR i. V. m. deren 4. Ergänzung. Die zukünftige Regelung nach VDE AR-N 4110 sieht eine veränderte Klassifizierung und Erweiterung der erforderlichen Zertifizierungen vor, wie die Gegenüberstellung mit der BDEW-MSR in Tabelle 4-3 zeigt.

Tabelle 4-3: Regelungen der bisherigen und zukünftigen Zertifizierungspflicht von Erzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz nach (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) 2008) und (VDE-AR-N 4110; 2018-11), IEE 2019

BDEW-MSR (bisherige Regelung)	VDE AR-N 4110 (zukünftige Regelung)
Anlagenzertifikat, wenn:	Anlagenzertifikat Typ A ( $P_{Amax} > 950 \text{ kW}$ )
Anschlussleistung $\geq 1 \text{ MVA}$	Anlagenzertifikat Typ B ( $135 \text{ kW} \leq P_{Amax} \leq 950 \text{ kW}$ ); gilt auch für Speicher
oder	Anlagenzertifikat Typ C Einzelnachweisverfahren
$>2 \text{ km}$ Anschlusskabel	Notstromaggregate, die länger als 100 ms im Netzparallelbetrieb sind, werden wie Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten behandelt.
	Komponentenzertifikat (Regler-, Kompensations- und Schutzeinrichtungen, Hilfsaggregate,...)

Für Biogasanlagen, welche eine Leistungserweiterung zur Flexibilisierung der Stromerzeugung in der Vergangenheit durchführten, wurde i.d.R. bereits die Erstellung eines Anlagenzertifikats erforderlich. So besitzt ein BHKW-Aggregat mit einer Wirkleistung von  $500 \text{ kW}_{el}$  in der Regel eine Scheinleistung von  $750 \text{ kVA}$  (Aschmann et al. 2015). Für Anlagen, welche die Vorgaben gem. VDE AR-N 4110 einhalten müssen, steigt der Zertifizierungsaufwand (und die Kosten), da insgesamt höhere technische Anforderungen (insbesondere hinsichtlich der Bereitstellung von Blindleistung) einzuhalten sind. Eine Übersicht der Planungsaspekte und wichtigen Fristen zur Errichtung eines Netzanschlusses gemäß VDE-AR-N 4110 zeigt Abbildung 4-17.

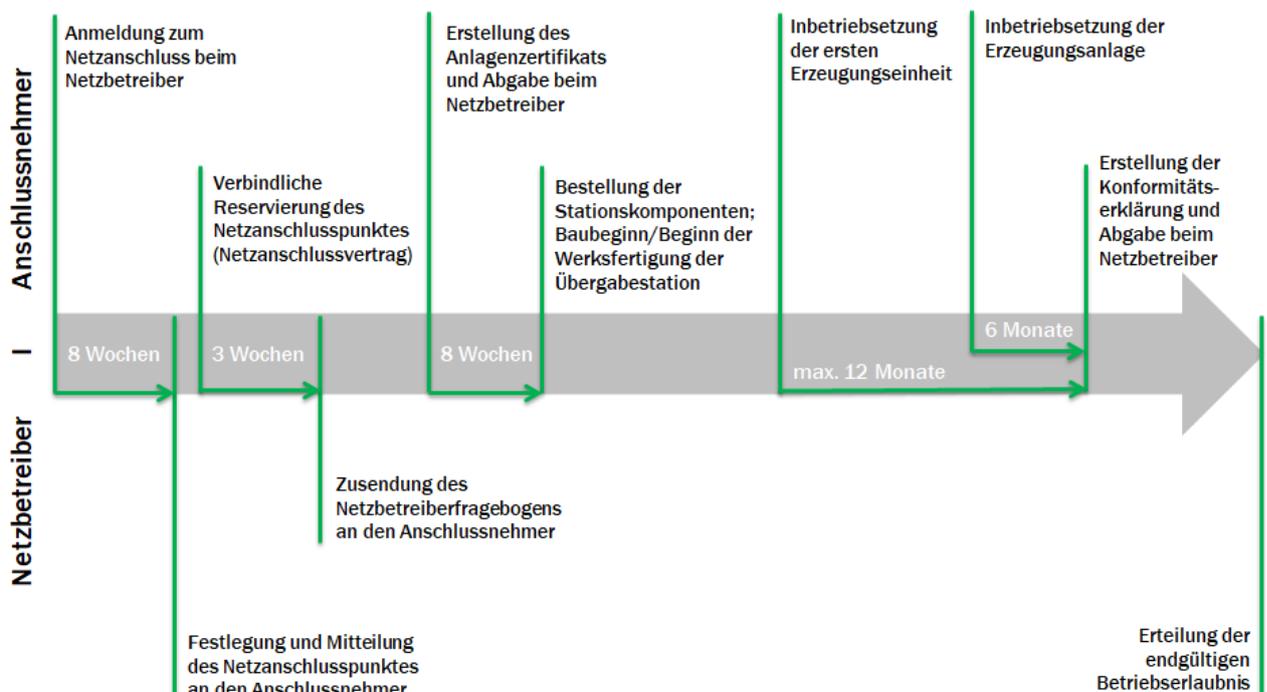


Abbildung 4-17: Planungsaspekte und wichtige Fristen eines Netzanschlusses gemäß VDE-AR-N 4110 nach (Weinkamm 2019), IEE 2019

Es wird deutlich, dass frühzeitig Kontakt zu dem zuständigen Netzbetreiber und einer Zertifizierungsstelle gesucht werden sollte, um ungewollte Verzögerungen des Flexibilisierungsvorhabens zu vermeiden (vgl. Kapitel 2).

## 4.6.2 Transformator und Netzanbindung

Bei der Wahl des Transformators ist darauf zu achten, dass dieser verminderte Betriebs- und Leerlaufverluste aufweist. Die Dimensionierung sollte darauf abzielen, dass das Wirk- und Scheinleistungsverhältnis einen effizienten Betriebspunkt des Transformators ermöglicht. Als grober Richtwert sollte die Nenn- bzw. Wirkleistung der BHKW ca. 70 % der maximalen Scheinleistung des Transformators entsprechen (Stelzer, M., Holzhammer, U. 2014).

Neben dem Transformatortausch muss zudem häufig die Mittelspannungsschaltanlage in der Transformator- bzw. Übergabestation ausgetauscht und auf eine erhöhte Stromstärke angepasst werden. Wenn die Leistung durch eine Schaltanlage mittelspannungsseitig über eine Ringschaltung (Lasttrennschalterfeld) eingespeist wird, so ist eine Anpassung der Übergabestation nicht notwendig. Im ungünstigen Fall ist davon auszugehen, dass diese Voraussetzung nicht gegeben und die Investition in eine neue Übergabestation erforderlich ist.

Schließlich ist der Aufwand zu betrachten, welcher im Zusammenhang mit dem Austausch von Transformator und Schaltanlage bzw. mit einer neuen Transformatorstation stehen. Dazu gehören die Montage der Technik inkl. sicherheitstechnische Einrichtungen, Prüfungen, Messungen, Baustelleneinrichtung und LKW-Transport. Ebenso sind Grabung und Schachtung inkl. Material für die Leitungsverlegung zwischen BHKW bis hin zum Netzverknüpfungspunkt (BHKW-Transformator-Übergabestation-Netzverknüpfungspunkt) zu berücksichtigen.

## 5 Marktintegration und Umsetzung des flexiblen Anlagenbetriebs (IEE)

Zur Förderung der Marktintegration und zur Teilnahme am Stromhandel stehen seit der Neufassung des EEG im Jahr 2012 den Betreibern von Biogasanlagen (und anderen EE-Anlagen) umfassende Möglichkeiten zur Verfügung, ihren erzeugten Strom direkt, zu marktüblichen Börsenstrompreisen, an Dritte zu verkaufen (EEG 2012, vom 30.06.2011). Die Teilnahme an der Stromdirektvermarktung ist zudem die Voraussetzung dafür, am Regelleistungsmarkt teilzunehmen und eine bedarfsorientierte Fahrweise zu realisieren.

In diesem Kapitel werden zunächst die Grundlagen zur Struktur des Strommarktes und der Marktbildung und Optionen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen erläutert. Im Zuge dessen wird der Weg von der EEG-Festvergütung hin zu einer flexibilisierten Stromerzeugung skizziert. Ebenfalls wird auf Systemdienstleistungen und auf die Bereitstellung von Regelleistung eingegangen, ebenso wie auf Preisentwicklungen und Erlösmöglichkeiten durch einen flexiblen Anlagenbetrieb. Der Fokus liegt im Anschluss beim Vergleich verschiedener Betriebskonzepte mit Hilfe eines Simulationsmodells. Schließlich werden Einschätzungen zur praktischen Umsetzung der bedarfsorientierten Stromproduktion durch Biogasanlagen gegeben, sowie Herausforderungen und Lösungsansätze aus der Praxis diskutiert. Beispiele einer erfolgreich umgesetzten flexiblen Betriebsweise werden in Anhang A 10 aufgeführt.

## 5.1 Struktur des Strommarktes und Marktbildung (IEE)

Strom wird sowohl an der Börse als auch außerhalb der Börse veräußert. Die Struktur des Strommarktes als „energy-only-market“ untergliedert sich in den Börsenhandel und den außerbörslichen Handel, den sogenannten OTC-Handel („over the counter“ = „über den Ladentisch“). Durch den kontinuierlichen Abgleich zwischen Angebot und Nachfrage der verschiedenen Teilmärkte ergibt sich der Großhandelspreis, welcher als übergeordneter Beschaffungspreis für die gehandelten Strommengen anzusehen ist. Die European Energy Exchange (EEX) ist die führende europäische Energiebörse, in welcher Strom, Erdgas, Kohle und Emissionsberechtigungen gehandelt werden. Die Struktur des EEX-Strommarktes zeigt Abbildung 5-1.

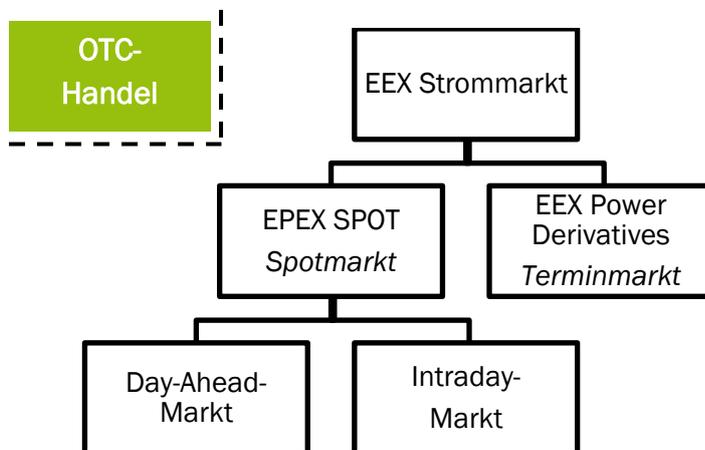


Abbildung 5-1: Struktur des EEX-Strommarktes (in Anlehnung an (EPEX SPOT SE)), (IEE 2019)

Die überwiegenden Strommengen werden in Deutschland über den sogenannten OTC-Handel bilateral gehandelt, wobei dieser in der Praxis bisher kaum eine Rolle bei der Vermarktung von Erneuerbaren Energien spielt (Degenhart, H., Schneider, M., Wachter, D. 2015). Der EEX-Strommarkt als Handelsplatz unterteilt sich in Spot- und Terminmarkt. Auf letzterem werden mittel- bis langfristige Stromliefervereinbarungen (i.d.R. mit konventionellen Kraftwerken mit einer langfristig planbaren Energieproduktion) bei Vorlaufzeiten von Wochen, Monaten, Quartalen oder Jahren geschlossen. Als zentraler Handelsplatz für die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien gilt die EPEX SPOT mit Sitz in Paris. Dieser Teilmarkt des EEX-Strommarktes untergliedert sich in den Day-Ahead- und Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt wurde im gesamten Marktgebiet im Jahr 2017 mit insgesamt 464 TWh Strom ein deutlich größeres Volumen gehandelt, als auf dem Intraday-Markt mit 71 TWh (EPEX SPOT SE 2018). Jedoch ist auf dem Intraday-Markt in den letzten Jahren ein deutliches Wachstum zu verzeichnen.

Die faktische Anbindung an den Stromhandel erfolgt im Regelfall durch unterschiedliche Dienstleister bzw. Direktvermarkter, welche einzelne EE-Anlagen in sogenannten virtuellen Kraftwerken bündeln („Pooling“) und deren produzierten Strommengen veräußern.

Abbildung 5-2 verdeutlicht die zeitliche Abfolge und das Zusammenwirken der Marktbildung mit den zugehörigen Handelsfristen am Strommarkt. Die beschriebenen Teilmärkte (OTC -, Termin-, Day-Ahead-

und Intradayhandel) folgen jeweils eigenen Preissignalen, an denen Erzeuger und Verbraucher ihre Planungen ausrichten.

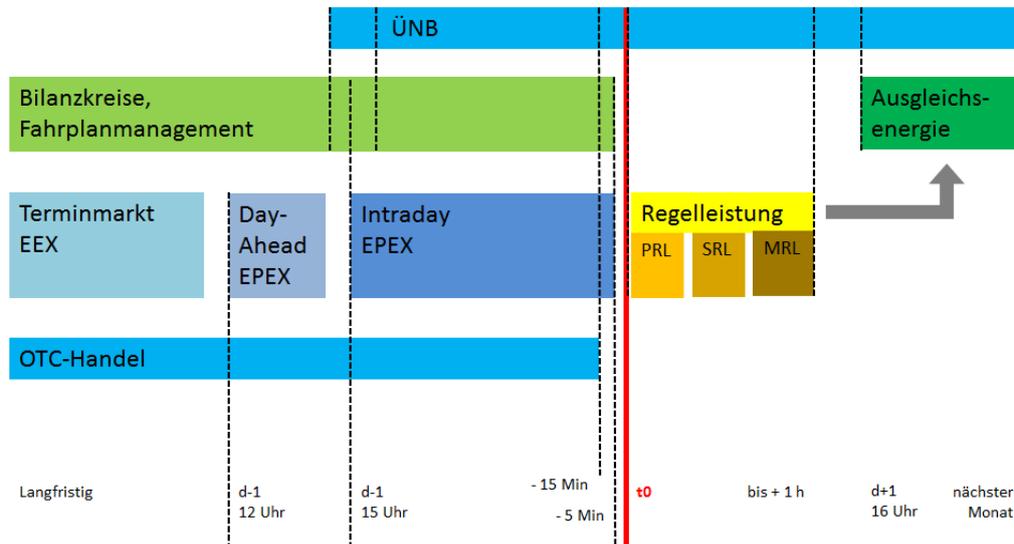


Abbildung 5-2: Abfolge und Zusammenwirken der Strommarktbildung mit Handelsfristen (Quelle: Fraunhofer IEE)

Auf dem Day-Ahead-Markt wird Strom bis 12 Uhr des Vortages für die Lieferung (Zeitpunkt  $t_0$ ) am nächsten Tag in 24-Stunden-Intervallen gehandelt. Zum Zeitpunkt der Auktion stehen die Preise der erzeugten Strommengen noch nicht fest, sodass es sich um eine Strompreisprognose (anhand von Wettervorhersagen, Erfahrungswerten, etc.) für den nächsten Tag handelt. Die Fehlmengen bzw. Differenz zwischen den Prognosen und den tatsächlichen Stromlieferungen am Folgetag können entweder durch einen geschickten Handel am Intraday-Markt oder durch Zahlungen nach dem Ausgleichsenergiepreis erfolgen. Der Intraday-Handel dient somit den Stromhändlern zum kurzfristigen Ausgleich ihrer Bilanzkreise. Dabei findet ein kontinuierlicher Handel des Stroms rund um die Uhr statt, während Einzelstunden-, 15-Minuten-Kontrakte oder Blockangebote bis zu 5 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden können. Die genannten verkürzten Schließfristen an der Börse sollen insbesondere kurzfristigen Prognoseunsicherheiten, aufgrund einer zunehmend fluktuierenden Einspeisung durch Wind- und Sonnenenergie, entgegenwirken und die Flexibilität steuerbarer Erzeuger (und Verbraucher) am Strommarkt fördern (Töpfer et al. 2017). Unvorhersehbare Abweichungen von Stromangebot und -nachfrage zu Handelsschluss gleichen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Regelleistung bzw. Ausgleichsenergie aus.

## 5.2 Von der EEG-Festvergütung zur flexiblen Stromproduktion (IEE)

Während die Direktvermarktung von Strom aus Biomasse mit dem EEG ab dem Jahr 2012 weitestgehend freiwillig war, so ist diese seit dem EEG 2014 für einen Großteil der Betreiber von *neuen Biogasanlagen* bereits vorgeschrieben. Die sogenannte verpflichtende Direktvermarktung wurde stufenweise eingeführt. Ab 1. August 2014 waren alle Anlagen ab einer Leistung von 500 Kilowatt betroffen, während seit 1. Januar 2016 die Direktvermarktung für alle Neuanlagen ab einer Nennleistung von 100 kW<sub>el</sub> verpflichtend ist (§ 21 EEG 2017, zuvor § 37 EEG 2014). Gleichzeitig wurde eine flexible Stromerzeugung für viele Neuanlagen quasi Pflicht (vgl. Kapitel 3.1).

Für Biogasbestandsanlagen bieten sich verschiedene Varianten an, den Betrieb schrittweise an aktuelle Marktbedingungen anzupassen und technisch-betriebswirtschaftlich, gemeinsam mit einem Stromhändler, zu optimieren (Abbildung 5-3).

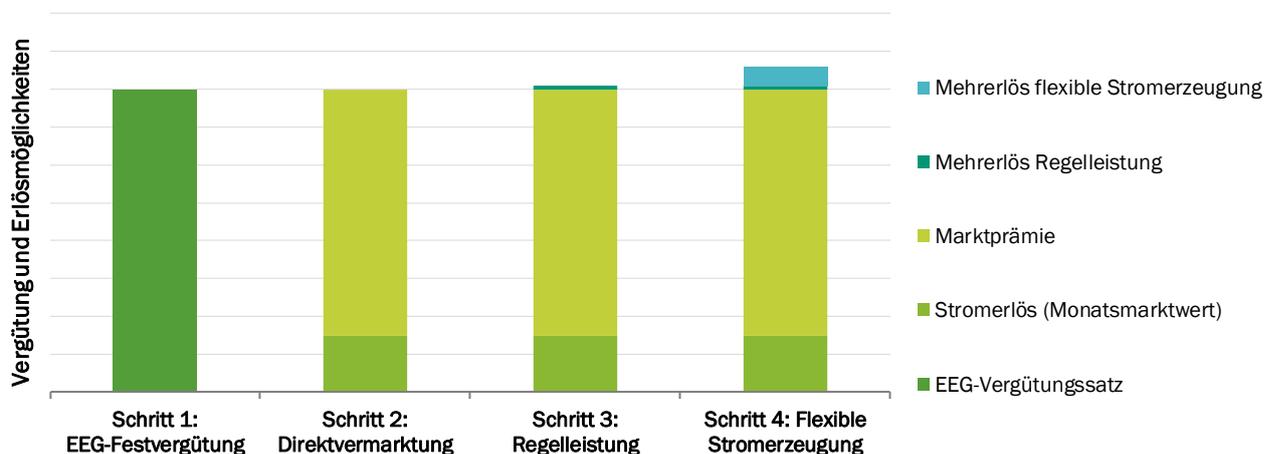


Abbildung 5-3: Schritte von der EEG-Festvergütung zur flexiblen Stromerzeugung (qualitative Darstellung), IEE 2019

**Schritt 1 (EEG-Festvergütung):** Anlagen, welche im Rahmen der EEG-Festvergütung betrieben werden, speisen ihren Strom meist kontinuierlich im Grundlastbetrieb ein, während veränderte, teilweise negative Börsenstrompreise, keine Berücksichtigung finden.

**Schritt 2 (Direktvermarktung):** Die bevorzugten Handelsplätze für EE-Anlagenbetreiber sind der Day-Ahead- und zunehmend auch der Intraday-Markt an der europäischen Strombörse EPEX Spot. Wer die geförderte Direktvermarktung in Anspruch nimmt, erhält eine Marktprämie, welche die Differenz zwischen einem anzulegenden Wert und den durchschnittlichen Börsenstrompreisen am Spotmarkt ausgleicht. Der anzulegende Wert ergibt sich bei Bestandsanlagen durch die bisherige feste Einspeisevergütung. Für Neuanlagen und Bestandsanlagen mit Anschlussförderung wird der Förderbetrag als anzulegender Wert wettbewerbsfähig in einem Gebotsverfahren ermittelt (vgl. Kapitel 3.1). Die Berechnung der Marktprämie nach EEG 2017 erfolgt anhand nachfolgender Formel:

$$\text{Marktprämie [ct/kWh]} = \text{anzulegender Wert [ct/kWh]} - \text{Monatsmarktwert [ct/kWh]}$$

Der Monatsmarktwert entspricht den tatsächlichen Monatsmittelwerten der Stundenkontrakte in der Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse<sup>9</sup>. Neben der „geförderten Direktvermarktung“ gibt es die „sonstige Direktvermarktung“ ohne Förderung mit einer Marktprämie, welche jedoch für die Veräußerung von Biogas-Strom eine untergeordnete Rolle spielt. Bei technischer Eignung der Biogasanlage kann im Rahmen der Direktvermarktung bereits eine gewisse Orientierung der Fahrweise am Strombedarf erfolgen, sodass gegebenenfalls Zusatzerlöse gegenüber der festen Einspeisevergütung generiert werden können.

<sup>9</sup> Siehe <https://www.epexspot.com> und <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>

**Schritt 3 (Regelleistung):** Mit der Direktvermarktung des produzierten Stroms eröffnet sich gleichzeitig die Möglichkeit am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, um zusätzlich Erlöse zu erzielen. Im Vorfeld sind Präqualifikationstests („Doppelhöckerkurve“) gemeinsam mit dem zuständigen Direktvermarkter bzw. Netzbetreiber zu absolvieren, um den Nachweis der technischen Fähigkeiten der Stromerzeugungseinheiten zu erbringen.

**Schritt 4 (Flexible Stromerzeugung):** Die Chancen von Zusatzerlösen für die Anlagenbetreiber ergeben sich aus der Vermarktungsstrategie, Strom bedarfsorientiert zu Zeiten einzuspeisen, an denen der eigens im Durchschnitt erzielte monatliche Strompreis den errechneten durchschnittlichen Börsenstrompreis des jeweiligen Monats übersteigt – und somit inkl. der Marktprämie über dem Wert der fixen Einspeisevergütung liegt. Je flexibler ein Fahrplanbetrieb gestaltet wird, umso größer ist das Potential auf diese zusätzlichen Erlöse (vgl. Kapitel 5.5). Um Anreize für Investitionen in die technische Ausrüstung von Biogasanlagen (und Biomethan-KWK-Anlagen) für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung zu setzen, wird vom Gesetzgeber die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen bzw. der Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen (und Bestandsanlagen mit Anschlussförderung) ausgezahlt. Um Anspruch auf die genannten Förderinstrumente zu haben, sind die entsprechenden Berechnungsvorschriften nach dem aktuellen EEG 2017 anzuwenden (vgl. Kapitel 3 und Anlage 3 zu § 50b EEG 2017). Zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie muss z. B. die Vorgabe erfüllt sein, dass die Bemessungsleistung mindestens 20 % der installierten Leistung beträgt.

### 5.3 Systemdienstleistungen und Regelleistungsbereitstellung (IEE)

Die übergeordnete Systemverantwortung für eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromübertragung und -verteilung obliegt in Deutschland den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) (siehe *TransmissionCode 2007* (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW)). Dabei müssen fortwährend Maßnahmen ergriffen werden, um Netzfrequenz, Spannung und die Belastung von Betriebsmitteln in zulässigen Grenzbereichen zu halten bzw. um Störungen zu beseitigen. Dafür werden Systemdienstleistungen (SDL) benötigt, welche für die Funktionstüchtigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems zwingend erforderlich sind. Diese SDL können wie folgt untergliedert werden: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2014).

Die Investitionen zur Erfüllung der Mindestanforderungen und Vorleistungen zur Erbringung von SDL durch die Anlagenbetreiber werden mit der Ausnahme der Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung nicht vergütet. Aus Sicht der Betreiber ist deshalb der Regelleistungsmarkt besonders interessant und somit Fokus der weiteren Betrachtung. Weitere Anforderungen zur Erbringung von SDL sind in entsprechenden Regelwerken festgeschrieben (vgl. Kapitel 4.6.1).

Positive bzw. negative Regelleistung ist bei zusätzlichem bzw. reduziertem Leistungsbedarf im Stromnetz zur Frequenzhaltung erforderlich und muss durch Erzeuger (und Verbraucher) bereitgestellt werden. Dazu schreiben die Übertragungsnetzbetreiber in einem marktbasieren Auktionsverfahren Regelleistung in Form von Minutenreserveleistung (MRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Primärregelleistung (PRL) auf der Onlineplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) aus. Tabelle 5-1 zeigt die wesentlichen Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschrieben Regelleistungsarten.

Tabelle 5-1: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelleistung (in Anlehnung an (Consentec GmbH 2014), (Klobasa 2017a), (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber), IEE 2019)

	Primär- Regelleistung (PRL)	Sekundär- Regelleistung (SRL)	Minuten- reserveleistung (MRL)
Aktivierungs- geschwindigkeit	< 30 s	< 5 min	< 15 min
Ausschreibungs- zeitraum	werktäglich	täglich	täglich
Produktzeit- scheiben	1 Tag	6 x 4 Stundenblöcke	6 x 4 Stundenblöcke
Produkt- differenzierung	keine (symmetrisches Produkt)	positive/negative SRL	positive/negative MRL
Mindest- Angebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis

Wesentliche Veränderungen ergeben sich durch die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) angepassten Ausschreibungsbedingungen für MRL (BNetzA, BK6-15-159) und SRL (BNetzA, BK6-15-158), welche ab dem 12.07.2018 anzuwenden sind. Sowohl für MRL als auch SRL gelten ab dem genannten Zeitpunkt tägliche Ausschreibungen, während 4-stündige Produktzeitscheiben angeboten werden können. Ziel der Beschlüsse ist es, weiteren Akteuren wie Wind- und PV-Anlagen einen erleichterten Marktzugang zu verschaffen und die Integration der EE zu fördern. Aufgrund sich stetig ändernden Rahmenbedingungen ergeben sich immer wieder Neuerungen für die Marktteilnehmer, welche direkte Auswirkungen auf die Bereitstellung und Vermarktung von Regelleistung bzw. -energie haben und damit eine Anpassungsstrategie erfordern. So hat die Bundesnetzagentur, um die Bezuschlagung extrem hoher Arbeitspreise zu verhindern, im Beschluss BK6-18-019/020 einen Zuschlagsmechanismus vorgesehen, der sich nicht allein am Leistungspreis, sondern an einem Mischpreis aus Leistungswert (Leistungspreis pro MW pro Stunde Vorhaltdauer) und gewichtetem Arbeitswert (Arbeitspreis pro MWh) orientiert. Dieser Mechanismus gilt seit dem 15.10.2018. Ab dem 01.07.2019 verkürzt sich zudem der Produktzeitraum der PRL von einer Woche auf einen Tag, bei gleichzeitig werktäglicher Ausschreibung (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber).

Die verschiedenen Arten der Regelleistung werden, neben weiteren Merkmalen, insbesondere hinsichtlich der geforderten Aktivierungsgeschwindigkeit unterschieden (Abbildung 5-4).



Abbildung 5-4: Aktivierungsgeschwindigkeiten und zeitliche Verfügbarkeit von Regelleistung (nach (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018)), IEE 2019

Die Bereithaltung von Primärregelleistung ist mit den höchsten Anforderungen verbunden, da hier Aktivierungszeiten von max. 30 Sekunden, symmetrisch in positive und negative Richtung, während eines stabilen Betriebszustandes zu realisieren sind. Ist der Einsatz von PRL nicht ausreichend, so erfolgt innerhalb von 5 Minuten die Aktivierung von SRL, welche wiederum nach 15 Minuten durch den Einsatz von der Minutenreserveleistung „abgelöst“ wird. Nach spätestens 60 Minuten sollte die Wiederaufnahme des Normalbetriebs erfolgen. Praxiserfahrungen haben gezeigt, dass z. B. die SRL-Abrufe (bezogen auf ein einzelnes Gebot) meist 5 bis 10 Minuten dauern (Degenhart, H., Schneider, M., Wachter, D. 2015). Positive und negative MRL bzw. SRL werden im Gegensatz zur PRL getrennt ausgeschrieben. Potentielle Anbieter für die verschiedenen Arten von Regelleistung müssen durch ein Präqualifikationsverfahren nachweisen, dass die technischen Anlagen bzw. BHKW die notwendigen Anforderungen (z. B. Aktivierungsgeschwindigkeit) zur Bereitstellung einer oder mehrerer Regelleistungsarten erfüllen können. Entsprechende Musterprotokolle sind auf der bereits genannten Ausschreibungsplattform der ÜNB veröffentlicht. Anders als bei der SRL bzw. MRL, deren Abruf über den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, müssen Anlagen, welche PRL bereitstellen, selbstständig auf eine Änderung der Netzfrequenz reagieren. Eine weitere Voraussetzung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist die Mindestangebotsgröße. Diese beträgt für PRL 1 MW und für MRL und SRL standardmäßig 5 MW. Da einzelne (Biogas-)Anlagen in der Regel geringere Leistungen aufweisen, müssen diese zur Marktteilnahme z. B. durch einen Direktvermarkter in einem virtuellen Kraftwerk („Pool“) gebündelt werden. Ein Regelleistung-Marktgebot besteht aus der angebotenen Leistung und dem geforderten Leistungspreis (€/MW) und – bei SRL und MRL – einem Arbeitspreis (€/MWh). Den Zuschlag erhalten Bieter mit dem preisgünstigsten (Mischpreis - ) Angebot, bis die ausgeschriebene Menge erreicht ist.

Verglichen mit dem Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung könnten bisher präqualifizierte Biomasse- und insbesondere Biogasanlagen theoretisch einen Großteil der benötigten SRL und MRL bedienen. Zum Beispiel betrug der Bedarf an negativer SRL im 1. Quartal 2017 1.832 MW, während eine Biomasseanlagenleistung von ca. 1.650 MW für diese Regelleistungsart präqualifiziert war (Klobasa 2017a). Aus technischer Sicht ist die Fähigkeit vorhanden, konventionelle Energieerzeuger zur Bereitstellung von Regelleistungserbringung weitestgehend abzulösen. In der Praxis wird dieses Potential durch die zeitlich eingeschränkte technische Verfügbarkeit und durch die Rangfolge in der Merit-Order-Preisbildung jedoch begrenzt.

Zu berücksichtigen ist, dass durch die zunehmende Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas, insbesondere durch die Erhöhung der installierten Leistung, zusätzliche Möglichkeiten entstehen, neben negativer Regelleistung auch in relevantem Umfang positive Regelleistung bereitzustellen.

## 5.4 Preisentwicklungen und Erlösmöglichkeiten (IEE)

### 5.4.1 Spotmarkt

Die Entwicklung der Börsenstrompreise ist abhängig von Angebot und Nachfrage am Spotmarkt. Durch zunehmende Anteile Erneuerbarer Energien sinkt der Strompreis, während konventionelle Kraftwerkskapazitäten zunehmend verdrängt werden (Öko Institut 2015). Abbildung 5-5 zeigt beispielhaft den Einfluss hoher Wind- und PV-Einspeisungen auf die zeitabhängige Strompreisentwicklung, während zum Teil mehrere Stunden lang negative Strompreise am Stück zu beobachten waren. So gab es beispielsweise am ersten und zweiten Januar 2019 zwei Situationen, an denen der Day-Ahead Börsenstrompreis für mehr als sechs aufeinander folgende Stunden negativ war, bei einem Minimum von knapp -50 €/MWh. Die beschriebenen Negativpreissituationen, welche tendenziell immer häufiger auftreten, machen die Notwendigkeit einer zunehmend flexiblen Stromerzeugung durch (erneuerbare) steuerbare Kraftwerke bzw. Biogas-BHKW deutlich (Klobasa 2018).

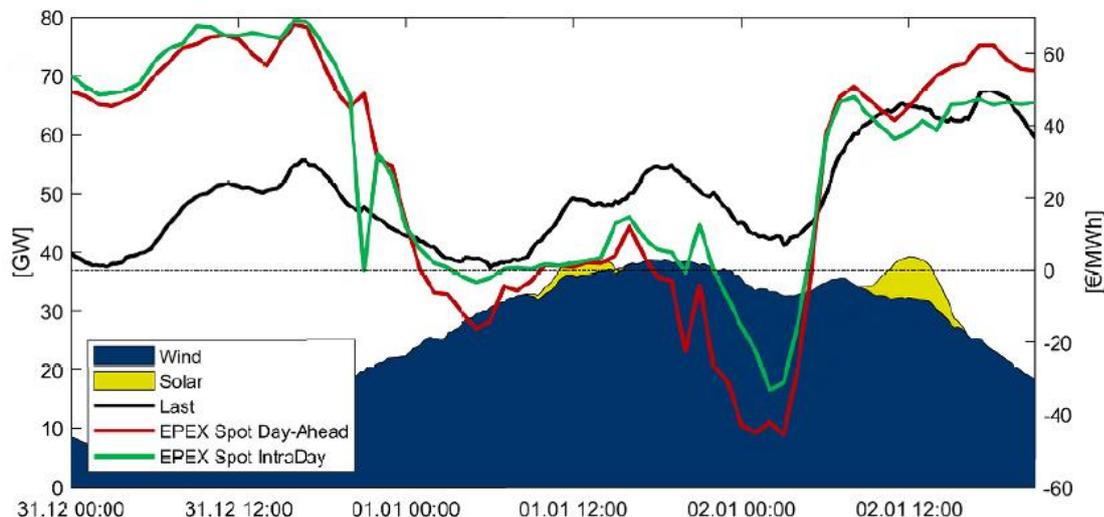


Abbildung 5-5: Preise am Day-Ahead und IntraDay-Handel an der EPEX-Spot und Last sowie Einspeisung von Wind (an Land und auf See) und Solarenergie vom 31. Dezember 2018 bis 02. Januar 2019 (Klobasa 2018)

Insgesamt lag der durchschnittliche Börsenstrompreis am Day-Ahead-Markt im Jahr 2018 mit ca. 44,65 €/MWh (entspricht 4,465 ct/kWh) im Vergleich zu den Vorjahren auf einem verhältnismäßig hohem Niveau (eigene Auswertung nach (EPEX SPOT SE). Noch im Jahr 2016 betrug dieser Wert 29 €/MWh, was ein historischer Tiefststand war. Im Rahmen des kontinuierlichen Intraday-Handels lagen die Jahresdurchschnittspreise auf einem ähnlichen Niveau wie am Day-Ahead-Markt.

Abbildung 5-6 zeigt den historischen Verlauf der Strompreisentwicklung zwischen den Jahren 2016 und 2018 als stundenspezifischen Mittelwert am Day-Ahead-Markt über ein Jahr im Tages- und Wochenverlauf.

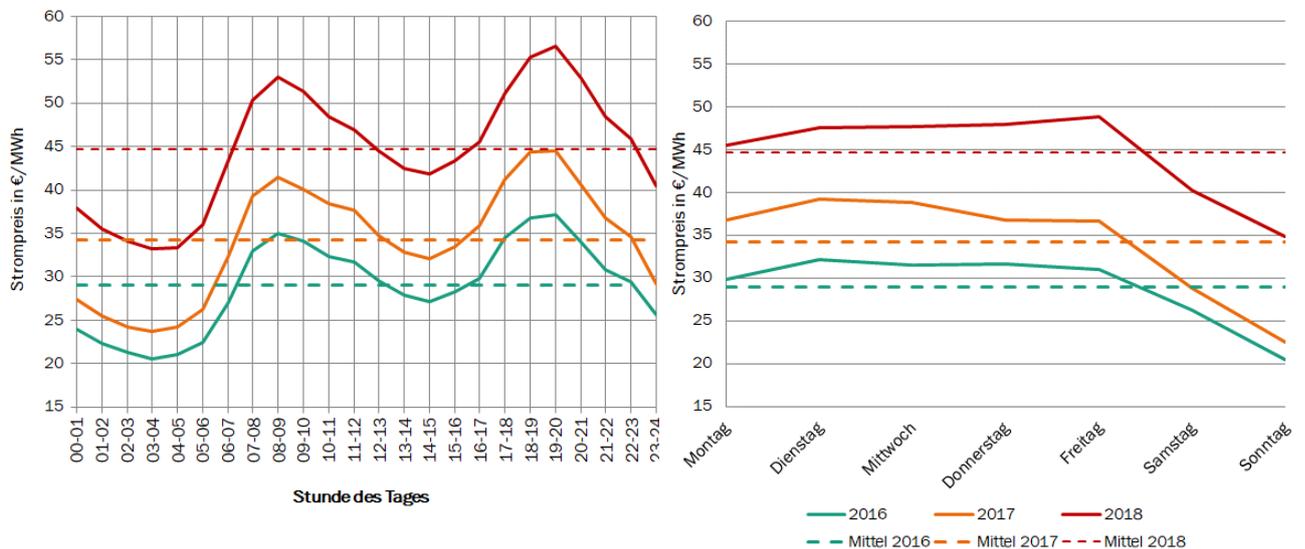


Abbildung 5-6: Durchschnittliche Strompreisentwicklung am Day-Ahead-Markt über den Tagesverlauf (links) und im Wochenverlauf (rechts) der Jahre 2016 bis 2018 (Darstellung Fraunhofer IEE nach Daten (EPEX SPOT SE))

In den Nachtstunden sinkt der Strompreis auf sein geringstes Niveau. Die Stunden mit den höchsten Preisen bzw. Erlöspotentialen im Jahr 2018 liegen in den Zeitblöcken zwischen 7 bis 12 Uhr und 16 bis 23 Uhr. An Wochenenden ist der zu erzielende Strompreis mit teilweise über 20 % Abschlag unter dem Mittelwert deutlich niedriger als während dem Rest der Woche. Der Betrieb der BHKW innerhalb der hochpreisigen Phasen ermöglicht tendenziell die höchsten Erlöspotentiale. Die gemachten Zeitangaben sind somit als Richtwerte für eine bedarfsorientierte Stromeinspeisung zu verstehen, die jedoch, wie Abbildung 5-5 gezeigt hat, situationsbedingt abweichen können (vgl. Kapitel 5.5).

Inwiefern eine bedarfsorientierte Stromproduktion aus Sicht eines Kraftwerks- bzw. Biogas-Anlagenbetreibers rentabel ist, hängt letztlich davon ab, wie hoch die Preisdifferenzen ausfallen. Mit der Erhöhung der Strompreise in den letzten Jahren seit dem Jahr 2016 haben diese Strompreisunterschiede („Preisspreads“) ebenfalls in der Tendenz zugenommen (Klobasa 2018). Im Jahr 2018 lag der statische Preisspread, als tägliche Differenz der Peakzeit (8-20 Uhr) und Base-Zeit (0-24 Uhr), bei knapp 4 €/MWh (eigene Auswertung nach (EPEX SPOT SE)). (Zum Vergleich: 2009 betrug dieser Wert noch ca. 8 €/MWh und lag damit etwa doppelt so hoch wie im Jahr 2018 (Klobasa 2017a)). Das heißt ein Anlagenbetreiber hätte im Jahr 2018 durch die Umsetzung einer täglichen Fahrweise (HT-NT-Betrieb) zwischen 8-20 Uhr knapp ca. 0,4 ct/kWh Zusatzerlöse generieren können. Durch eine dynamischere Fahrweise während der jeweils 12 teuersten Stunden am Tag wäre theoretisch eine Erhöhung der Zusatzerlöse tagesabhängig auf bis zu knapp 0,8 ct/kWh möglich gewesen (Klobasa 2018). Diese Beurteilung ergibt sich aus der Analyse der dynamischen Preisspreads, welche aus der Differenz zwischen dem gemittelten Preis der zwölf teuersten Stunden und dem Basispreis eines Tages (Tagesdurchschnittspreis) ermittelt wird. Abbildung 5-7 zeigt die ermittelten dynamischen Preisspreads, der Jahre 2016 bis 2018. Es zeigt sich, dass die Mehrerlösmöglichkeiten nicht nur in Abhängigkeit eines Tages, sondern auch im Jahresverlauf

schwanken. So ergibt sich in den Wintermonaten das höchste Erlöspotential durch eine am Strombedarf orientierte Betriebsweise.

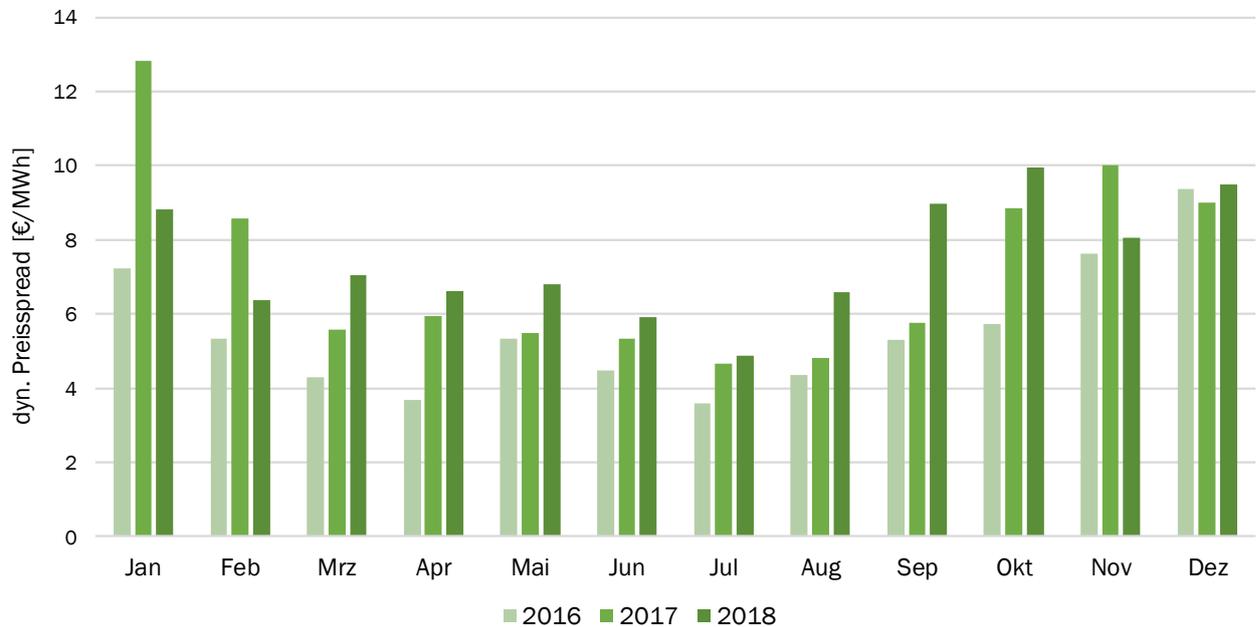


Abbildung 5-7: Monatliche mittlere dynamische Preisspreads am Day-Ahead-Markt in den Jahren 2016 bis 2018 (Klobasa 2018)

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass es in der Praxis nicht möglich ist, die Strompreise mit einer 100 %-igen Genauigkeit vorherzusagen und diese dann entsprechend mit einer vollständigen Verfügbarkeit der Anlage zu treffen. Die dargestellten (theoretischen) Erlösmöglichkeiten in Abbildung 5-7 stellen somit ein theoretisches Maximum dar, wenn die Biogasanlage täglich optimiert betrieben werden würde. Wird die beschriebene Methodik zur Bestimmung des dynamischen Preisspreads auf unterschiedliche Betriebszeiträume während eines Tages im Jahr 2018 angewandt, so ergibt sich die Darstellung in Abbildung 5-8. Je geringer die tägliche Laufzeit (bei gleichzeitig erhöhten BHKW-Leistung) ist, umso größer fallen erwartungsgemäß die Erlösmöglichkeiten am Spotmarkt aus.

Durch unterschiedlichste Einflüsse (Entwicklung des Kraftwerksparks, CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel, etc.) ist der weitere Verlauf der Strompreise am Spotmarkt nur schwer abzusehen. Experten gehen jedoch davon aus, dass der Wegfall von mindestens 5 GW Kapazität aus Atom- und Braunkohlekraftwerken bis Ende 2019 eine merkliche Erhöhung der Strompreise bzw. Preisspreads mit sich bringen wird - und damit voraussichtlich auch eine Erhöhung der Preisspreads (Hölder 2017).

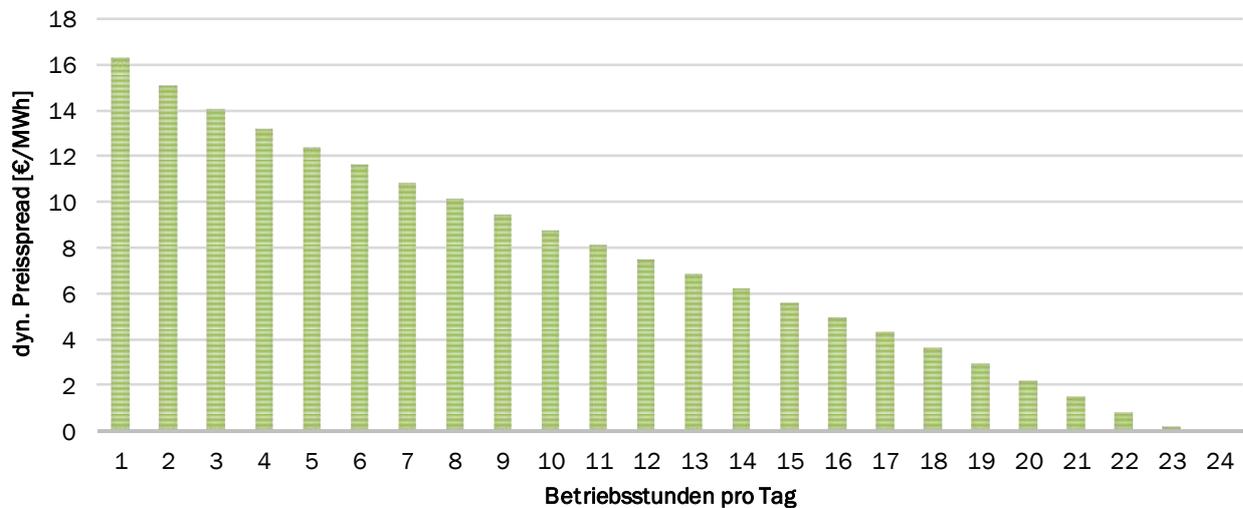


Abbildung 5-8: Mittlere dynamische Preisspreads am Day-Ahead-Markt im Jahr 2018, sortiert nach täglichen Betriebsstunden (Eigene Darstellung Fraunhofer IEE nach (EPEX SPOT SE))

## 5.4.2 Regelleistungsmarkt

Die Möglichkeiten der durchschnittlich erzielbaren Leistungspreiserlöse und die durchschnittlichen Arbeitspreiserlöse für die Regelleistungsprodukte MRL und SRL der Jahre 2014 bis 2017 zeigt Abbildung 5-9. Der jeweilige ausgewiesene Durchschnittswert der Leistungspreiserlöse entspricht dabei der Jahressumme der mengengewichteten mittleren erzielbaren Erlöse in den jeweiligen Gebotszeiträumen. Die tatsächlichen Erlöse für den einzelnen Anlagenbetreiber, welcher Regelleistung bereitstellt, sind stark von dessen Bieterverhalten (in Abstimmung mit dem zuständigen Direktvermarkter) und den dadurch erzielten Preisen abhängig. Das Bieterverhalten wird wiederum stark von den technischen Eigenschaften und von dem Betriebskonzept der jeweiligen Anlage beeinflusst. Die in Abbildung 5-9 angegebenen Werte entsprechen letztlich den Erlösen, die ein Regelleistungspoolbetreiber im Mittel erzielen könnte, wenn er am jeweiligen Markt über das ganze Jahr ein MW Leistung anbietet. Die angegebenen durchschnittlichen Arbeitspreise entsprechen dem mengengewichteten im Mittel erzielbaren spezifischen Arbeitspreis in den jeweiligen Gebotszeiträumen. Die tatsächlichen Erlöse für den einzelnen Anlagenbetreiber auf Basis des Regeleleistungsabrufes sind stark von dessen angebotenen Arbeitspreisen und der Position innerhalb der Merit-Order abhängig (Klobasa 2017b). Praxiserfahrungen haben gezeigt, dass z. B. durch die Vermarktung von pos./neg. Sekundärregelleistung in Höhe von ca. 130 kW im Jahr 2016 zu Erlösen in Höhe von ca. 6.000 € für geführt haben (Hoffstede et al. 2018). Dieser genannte Wert ist als Größenordnung mit hoher Variationsmöglichkeit zu verstehen, da wie bereits angedeutet, die technischen Eigenschaften und das Bieterverhalten von Anlage zu Anlage unterschiedlich sind.

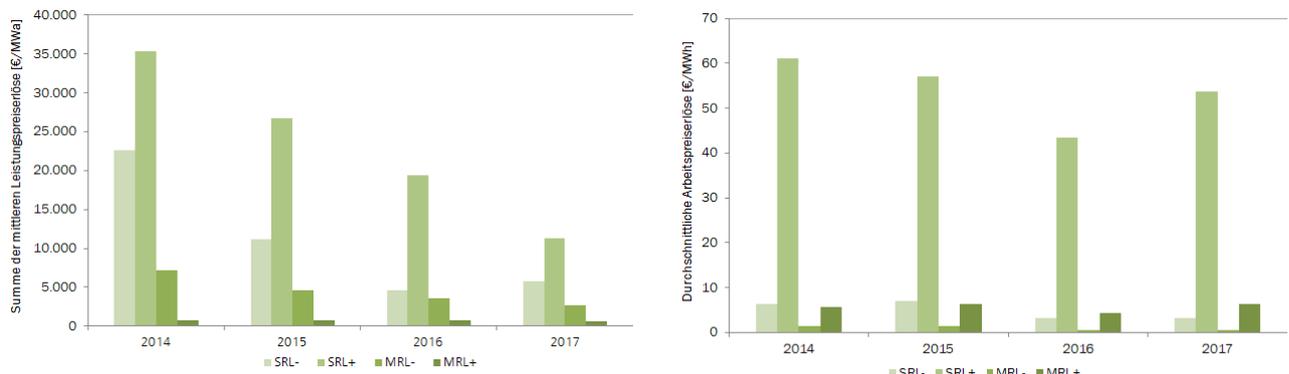


Abbildung 5-9: Entwicklung der mittleren Leistungspreiserlöse (links) und durchschnittliche Arbeitspreiserlöse zwischen den Jahren 2014 bis 2017 (Klobasa 2017b)

Insgesamt sinken die Erlösmöglichkeiten durch die Bereitstellung von Regelleistung seit einigen Jahren stetig. Dabei schwanken die Leistungspreise in Abhängigkeit von Marktentwicklungen und durch saisonale Gegebenheiten (Witterung, etc.). Eine wichtige Rolle spielen die Bedingungen zum Markteintritt, welche in den letzten Jahren reduziert wurden und durch aktuelle Vorgaben weiter gesenkt werden (vgl. Kapitel 5.3), sodass zunehmend mehr Teilnehmer am Regelleistungsmarkt agieren konnten bzw. können. Aus Sicht der Anlagenbetreiber sinkt die Attraktivität Regelleistung vorzuhalten, während auf der anderen Seite die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Regelleistungsbereitstellung sinken. Hinsichtlich der aktuellen Entwicklungen bei der Umstellung der Zuschlagsystematik gilt es auf Seiten der Direktvermarkter innovative Ansätze zu entwickeln, um gemeinsam mit den (Biogas-)Anlagenbetreibern Regelleistung- bzw. -energie profitabel, im Sinne eines Gesamtkonzepts für eine bedarfsorientierte Stromproduktion, zu vermarkten.

## 5.5 Betriebskonzepte für flexible Biogasanlagen (IEE)

Die Direktvermarktung des Stroms bildet die Grundvoraussetzung zur Entwicklung verschiedener Betriebskonzepte für eine bedarfsorientierte Stromproduktion. Gemeinsam mit einem Direktvermarkter erfolgt die Fahrplanerstellung (auf Basis von Strompreisprognosen), welcher mit dem Anlagenbetreiber, unter Berücksichtigung der Standortrestriktionen, abgestimmt wird.

### 5.5.1 Grundlegende Fahrplanvarianten

In Abhängigkeit des Grades der Flexibilisierung, der Risikobereitschaft (z.B. Risiko der Fahrplangenaugigkeit), der Einflüsse durch Wärmelieferverpflichtungen oder des Regelleistungsmarktes können folgende grundlegende Fahrpläne unterschieden werden:

- **Wochenfahrplan:** Für die Anlagenbetreiber wird ein Wochenfahrplan ggf. in Kombination mit einem Angebot am Regelleistungsmarkt für die Folgewoche erstellt. Der Wochenfahrplan am Spotmarkt orientiert sich stark an den Blockprodukten der EPEX Spot. Änderungen aufgrund aktueller Entwicklungen wie Wetterumschwünge können nicht berücksichtigt werden.
- **Tagesfahrplan:** Es wird am Vortag ein Fahrplan für die nächsten 24 Stunden erstellt, den der Anlagenbetreiber freigibt. Dieser Fahrplan wird am Folgetag von den Anlagen umgesetzt. Hierbei wird

der Day-Ahead-Markt entsprechend bedient. Unter Berücksichtigung aktueller Prognosen kann der Fahrplan ggf. noch bis vor Lieferbeginn um 12:00 Uhr optimiert werden.

- **Echtzeitregelung:** Mit der Echtzeitregelung ist die kurzfristige Bedienung des Intraday-Marktes möglich. Auf Grundlage der aktuellsten Marktdaten erfolgt eine viertelstundengenaue Fahrplanoptimierung, welche durch die flexible Biogasanlage umgesetzt wird. Mit dieser Betriebsweise kann auf kurzfristige Preisschwankungen oder Fahrplanänderungen im Portfolio des Anlagenpools, z. B. aufgrund technischer Defekte, eingegangen werden. Der Direktvermarkter muss in die Steuerung der Stromproduktion der Biogasanlage von außen eingreifen und den Fahrplan kurzfristig anpassen dürfen; nur so ist eine Umsetzung dieses Ansatzes möglich.

Tabelle 5-2 fasst die wesentlichen Merkmale der erläuterten Fahrplanvarianten zusammen. Mit Ausnahme der Echtzeitregelung (direkte Fernsteuerung) geben die Stromhändler dem Anlagenbetreiber meist die Möglichkeit, den vereinbarten Fahrplan manuell in die Anlagensteuerung einzugeben oder über die eingesetzte Kommunikationsbox mit der zugehörigen Software (Online-Kundenportal) steuern zu lassen.

Tabelle 5-2: Übersicht und wesentliche Merkmale grundlegender Fahrplanvarianten (IEE 2019)

	Wochenfahrplan	Tagesfahrplan	Echtzeitregelung
Kurzbeschreibung	vorwöchentlich erstellte Fahrpläne	vortäglich erstellte und individuell optimierte Fahrpläne	untertägige Optimierung
Bedienbare Märkte	Day-Ahead, Regelleistung	Day-Ahead, Regelleistung	Day-Ahead, Intraday, Regelleistung
Technische Anforderung und Fernsteuerbarkeit	gering, optionale Fernsteuerung	mittel, optionale oder direkte Fernsteuerung	hoch, direkte Fernsteuerung
Restriktionen	Biogasproduktion (Substratverfügbarkeit), Schaltzyklen (Anzahl Starts und Stopps der BHKW), Gasspeicherkapazität, Wärmebedarf, Leistungsstufen, minimale/ maximale Leistung, etc.		
Flexibilität/ Erlöspotential			

Inwieweit eine flexible Stromerzeugung anhand der gezeigten Fahrplanmodelle umgesetzt wird, hängt von der technischen Ausstattung am Anlagenstandort (BHKW, Gasspeicher, etc.) sowie von den Rahmenbedingungen und finanziellen Anreizen auf den Märkten für Wärme, Strom und Regelleistung ab. Je genauer die Stromproduktion den Preissignalen am Spotmarkt folgt, umso höher werden die Erlöspotentiale. So können während einer untertägigen Optimierung höhere Stromerlöse generiert werden als im Rahmen eines „starrten“ Wochenfahrplans (vgl. Kapitel 5.4). Gleichzeitig erhöhen sich bei kurzfristiger werdenden Fahrplanänderungen vor Lieferbeginn die Anforderungen an die technische Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Biogasanlage. Vor allem wenn die Anlage ferngesteuert wird, setzt dies einen hohen Automatisierungsgrad sowie ein hohes Maß an Vertrauen in den gewählten Direktvermarkter voraus.

In Abhängigkeit der technischen Ausgestaltung der Biogasanlagen ergeben sich individuelle Restriktionen und Rahmenbedingungen, welche das jeweilige Betriebskonzept und die Flexibilität am Spot- und Regelleistungsmarkt konkret beeinflussen und durch den Direktvermarkter berücksichtigt

werden müssen. So kann der Anlagenbetreiber grundsätzlich Einschränkungen – z.B. durch Wartung, oder Substratprobleme – in die Fahrplannerstellung integrieren und den Fahrplan entsprechend anpassen. Kommt es zu Abweichungen des geplanten Fahrplanbetriebs, sollte dies umgehend dem Stromhändler mitgeteilt werden. Je nach vertraglicher Gestaltung können entstehende Ausgleichsenergiekosten an den Betreiber weitergegeben werden (vgl. (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) 2013). Die Fahrplangestaltung - vom Wochenfahrplan bis hin zur Echtzeitregelung - kann gemeinsam mit dem Direktvermarkter und mit zunehmenden Erfahrungen weiter gemeinsam optimiert werden. Die Aufteilung der Zusatzerlöse zwischen Biogasanlagenbetreiber und Direktvermarkter kann dabei individuell verhandelt werden und entweder %ual erfolgen oder mit garantierten fixierten Vergütungen.

## 5.5.2 Simulation des flexiblen Biogasanlagenbetriebs

Zur Veranschaulichung der Zusatzerlösmöglichkeiten bei unterschiedlichen Anlagen- und Betriebskonzepten für flexible Biogasanlagen wird nachfolgend eine Simulation mit Hilfe von *microSCOPE* durchgeführt. Der Fokus der Betrachtungen liegt auf den Auswirkungen unterschiedlicher Betriebsweisen, in Abhängigkeit verschiedener Anlagenkonzepte. Eine gesamtökonomische Bewertung erfolgt in Kapitel 6.

### 5.5.2.1 Modellbeschreibung

*microSCOPE* ist ein Optimierungskern des Energiemanagementsystems IEE.ems des Fraunhofer IEE und ermöglicht unter anderem die Anlageneinsatzplanung und Fahrplanoptimierung für dezentrale Energieerzeugungseinheiten wie flexible Biogasanlagen. Neben Simulationen kann das IEE.ems auch im operativen Betrieb - angeschlossen an ein Leitsystem (wie das virtuelle Kraftwerk IEE.vpp) - zur Anlagensteuerung eingesetzt werden. Der Software liegt ein mathematisches Modell der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung zugrunde. Das Modell definiert die Zielfunktion der Profitmaximierung sowie Nebenbedingungen, welche die Möglichkeiten und Einschränkungen einer Anlage berücksichtigt. Dazu gehören auf der einen Seite physikalische Restriktionen, wie beispielsweise die Anlagenleistung, Schaltzyklen, Anfahrtszeiten, (nichtlineare) Wirkungsgrad- und Leistungskennlinien und Speicherrestriktionen. Auf der anderen Seite werden die Kosten des Anlagenbetriebes, wie z. B. die Start-Kosten der BHKW, abgebildet. Die Einsatzoptimierung für eine einzelne Anlage (oder ein Anlagenportfolio) erfolgt anhand von Preisentwicklungen bzw. -prognosen an relevanten Märkten. Entsprechend können vergleichbare Fahrpläne geliefert werden, wie sie auch innerhalb der Einsatzplanung in virtuellen Kraftwerken durch die Direktvermarkter vorgesehen werden – mit dem Ziel, bei gegebenen Restriktionen, möglichst hohe Erlöse bzw. Gewinne zu erwirtschaften.

### 5.5.2.2 Anlagen- und Betriebskonzepte (Eingabeparameter)

Als Grundlage für die Fahrplanoptimierung innerhalb des Simulationsmodells, welches auf die nachfolgend beschriebenen Anlagen- und Betriebskonzepte angewendet wird, dienen die Spotmarktpreise des Day-Ahead-Marktes 2018. Zur Reduktion der Komplexität wird auf die Darstellung der Möglichkeiten der Regelleistungsbereitstellung verzichtet.

Das Anlagen- und Betriebskonzept von Biogasanlagen für eine flexible Stromerzeugung hängt unmittelbar zusammen. In Tabelle 5-3 werden deshalb zunächst drei verschiedene Anlagenkonzepte (A1 – A3) mit jeweils unterschiedlichen Anlagenparametern dargestellt. Als Referenz dient eine Biogasbestandsanlage mit der Nutzung von überwiegend nachwachsenden Rohstoffen und einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW<sub>el</sub>, welche ursprünglich während 8.000 Vollbenutzungsstunden im Grundlastbetrieb, bei einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 40,6 %, betrieben wurde (ASUE 2014).

Tabelle 5-3: Übersicht festgelegter Anlagenparameter ausgewählter Anlagenkonzepte zur Eingabe in das Simulationsmodell (IEE 2019)

	Anlagenkonzept 1 (A1)		Anlagenkonzept 2 (A2)		Anlagenkonzept 3 (A3)	
Inbetriebnahme	2008 (EEG 2004), flexible Fahrweise seit 2018					
Vergütung	15,46 ct/kWh Grundvergütung inkl. NawaRo-Bonus; 2 ct/kWh KWK-Bonus					
BHKW (Gas-Otto-Motor)	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 1	BHKW 2
Installierte Leistung [kW <sub>el</sub> ]	500	500	500	1000	500	1500
el. Wirkungsgrad [%] <sup>1</sup>	40,6	40,6	40,6	41,2	40,6	41,9
max. Gasspeicherdauer	siehe Tabelle 5-4					
Wärmespeichervolumen [m <sup>3</sup> ] <sup>2</sup>	300		450		600	
Wärmenutzung (extern) [MWh <sub>th</sub> /a] <sup>3</sup>	1850					
BHKW-Startkosten [€/zus. Start] <sup>4</sup>	2,8	2,8	2,8	4,3	2,8	5,6
Instandhaltungskosten [ct/kWh] <sup>1</sup>	1,154	1,154	1,154	1,134	1,154	0,960

- 1- Quelle (ASUE 2014)
- 2- Auslegung nach KWKG-Förderbestimmungen mit 0,3 m<sup>3</sup>/kW<sub>el</sub> (KWKG)
- 3- Nutzung von 50 % der überschüssigen Wärme, bezogen auf die Grundlaststromproduktion
- 4- Quelle (Holzhammer 2019)

Im Rahmen der modellhaft angenommenen Anlagenkonzepte A 1 - A 3 wird die Leistung der Referenzanlage in unterschiedlicher Ausprägung, bis auf das Vierfache der ursprünglichen installierten Leistung, erhöht. Bei allen Anlagenkonzepten wird eine Anlagenverfügbarkeit von rund 90 % über den Jahresverlauf unterstellt, welche sich an der vorherigen Situation im Grundlastbetrieb (8.000 Vbh) orientiert. Durch die geschaffene Redundanz eines jeweils zusätzlichen BHKW erhöht sich tendenziell die Anlagenverfügbarkeit. Dieser Effekt wird im Weiteren nicht berücksichtigt, um die zulässige Höchstbemessungsleistung nicht zu überschreiten (vgl. Kapitel 3). Als Eingabeparameter für die Simulation fließen u. a. Kostendaten für Instandhaltung und zusätzliche BHKW-Starts, sowie Restriktionen hinsichtlich der Wärmespeicherung und -nutzung durch einen hinterlegten Wärmelastgang mit ein. Die Größe der gewählten Gasspeicher, als weitere wichtige Restriktion, wird in Abhängigkeit des Betriebskonzeptes in Tabelle 5-4 aufgezeigt.

Mit den dargestellten Anlagenkonzepten A1 – A3 in Tabelle 5-3 lassen sich unterschiedliche Betriebskonzepte (*Flex 1* bis *Flex 3*) realisieren, wie sie in Tabelle 5-4, in Abhängigkeit der Anlagenkonzeption, dargestellt sind. Darüber hinaus ist eine Fahrweise in den unterschiedlichsten Ausprägungen denkbar, welche sich in Abhängigkeit der Vor-Ort-Bedingungen erheblich unterscheiden können. Insbesondere wenn zusätzlich Regelleistung bereitgestellt werden soll und die Anzahl und Leistung der verwendeten BHKW variiert wird (ein großes BHKW oder mehrere kleine BHKW), ergeben sich weitere Betriebsvarianten. Grundsätzlich wird, wie bereits erwähnt, die in den Strommarkt eingebrachte Flexibilität jedoch maßgeblich durch die Höhe der BHKW-Leistung, vorhandene Gasspeicherkapazitäten und Restriktionen bei der Wärmebereitstellung begrenzt. Bei dem Betriebskonzept *Flex 1* wird bei der Verstromung des Biogases von zwei BHKW ausgegangen, welche im Start-Stopp-Modus innerhalb eines festen Fahrplans betrieben werden. Bei den betrieboptimierten Varianten *Flex 2* und *Flex 3* wird als zusätzliche Möglichkeit eine Modulation der Stromproduktion im Teillastbetrieb von bis zu 80 % der installierten Leistung vorgesehen.

Tabelle 5-4: Übersicht der Betriebskonzepte für einen bedarfsorientierten Verstromungsbetrieb zur Eingabe in das Simulationsmodell (IEE 2019)

	Anlagenkonzept 1 (A 1)	Anlagenkonzept 2 (A 2)	Anlagenkonzept 3 (A 3)
<b>Betriebskonzept Flex 1: fester Wochenfahrplan</b>			
Einspeisezeitraum	7-12 Uhr und 16-23 Uhr	7-11 Uhr und 17-21 Uhr	8-10 Uhr und 17-21 Uhr
max. Gasspeicherdauer	8 h	10 h	12 h
<b>Betriebskonzept Flex 2: Tagesflexibilität</b>			
Einspeisezeitraum	Fahrplanoptimierung (microSCOPE)		
max. Gasspeicherdauer	8 h	10 h	12 h
<b>Betriebskonzept Flex 3: Wochenflexibilität</b>			
Einspeisezeitraum	Fahrplanoptimierung (microSCOPE)		
max. Gasspeicherdauer	24 h	36 h	48 h

Das Betriebskonzept *Flex 1* in Tabelle 5-3 bildet in Abhängigkeit der Anlagenkonzeption einen festen Wochenfahrplan mit täglich zwei Einspeiseblöcken ab, welche sich an den hochpreisigen Phasen am Spotmarkt (Day-Ahead 2018) orientieren (vgl. Kapitel 5.4.1). Die Gasspeicher sind entsprechend der notwendigen Stillstandzeiten, bei Ruhen der Stromproduktion, ausgelegt. Werden beispielsweise bei Anlagenkonzept 1 (doppelte Leistung) die Zeitblöcke zwischen 7-12 Uhr und 16-23 Uhr bedient, dann wird eine Gasspeicherdauer von 8 Stunden notwendig, wenn über Nacht keine Stromproduktion stattfindet. Bei vierfacher Leistung (Anlagenkonzept A 3) muss der Speicher Biogas für etwa 12 Stunden vorhalten können, wenn zwischen 8 bis 10 Uhr und 17 bis 21 die Stromerzeugung stattfindet (höchster Füllstand um 17 Uhr). Bei Betriebskonzept *Flex 2* erfolgt die Gasspeicherauslegung analog zu *Flex 1*, mit dem Unterschied, dass kein fester Fahrplan bedient wird, sondern eine optimierte Betriebsweise über den Tagesverlauf stattfindet. Insofern könnte die Umsetzung der Betriebsoptimierung mittels microSCOPE in der Praxis mittels Tagesfahrplan (oder Echtzeitregelung) umgesetzt werden (vgl. Kapitel 5.5.1), so dass entsprechend auf Preisschwankungen, z. B. aufgrund von aktualisierten Wetter- und Einspeiseprognosen, in einer kürzeren Zeitspanne reagiert werden kann als innerhalb eines festen

Wochenfahrplans. Im Rahmen von Betriebskonzept *Flex 3* kann, anhand einer erhöhten Gasspeicherdimensionierung bis hin zu 48 Stunden BHKW-Stillstandszeit, auch auf Strompreisschwankungen über den Tagesverlauf hinaus (z. B. am Wochenende) mittels Fahrplanoptimierung flexibel reagiert werden.

### 5.5.2.3 Simulationsergebnisse

Um die Bandbreite der Betriebsweisen der Anlagenkonzepte aus Kapitel 5.5.2.2 zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 5-10 den beispielhaften Wochenverlauf der Stromeinspeisung der Betriebsvarianten *A1 - Flex 1* und *A3 - Flex 3* als Ergebnis der durchgeführten Simulation mit microSCOPE.

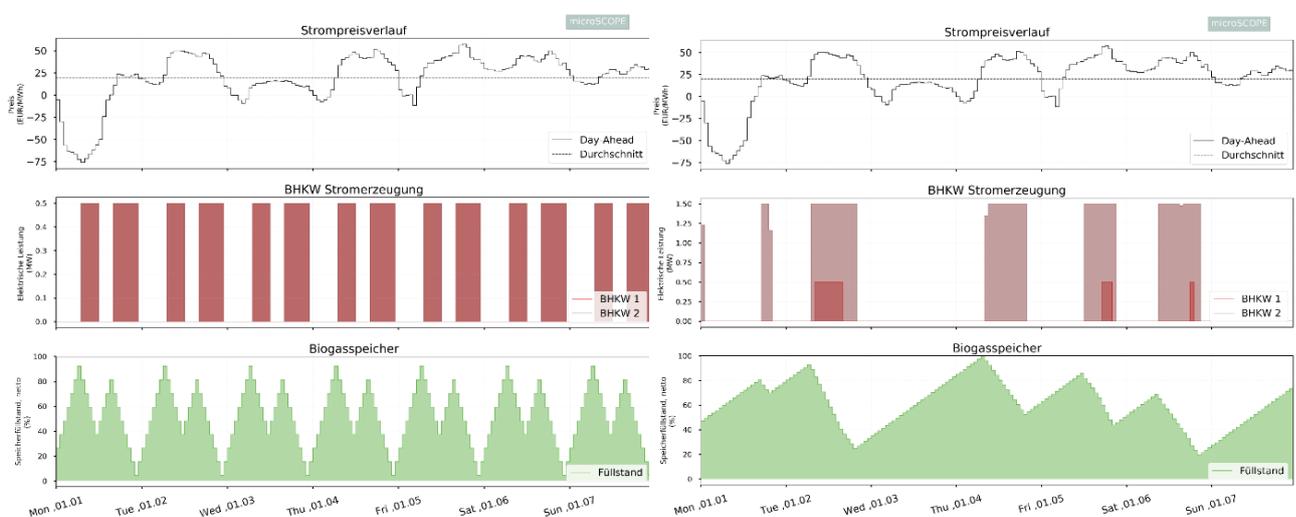


Abbildung 5-10: Beispielhafter Wochenfahrplan der Stromeinspeisung vom 01.01.2018 bis 07.01.2018 der Betriebskonzepte *A1 - Flex 1* (links, feste Einspeisezeiten) und *A3 - Flex 3* (rechts, Fahrplanoptimierung), (IEE 2019)

Am Beispiel *A1 - Flex 1* wird deutlich, dass die Stromerzeugung zwar überwiegend während Zeiten hoher Strompreise erfolgt, aber nicht auf (kurzfristige) Veränderungen reagiert wird, sodass eine Einspeisung auch zu Zeiten negativer Strompreise stattfindet. Bei Betriebskonzept *A 3 - Flex 3* ergibt sich eine sehr hohe Flexibilität durch die Freiheitsgrade bei der Gasspeicherung, sodass die Stromproduktion fast ausschließlich während überdurchschnittlicher Strompreise erfolgt.

Insgesamt machen die Ergebnisse der Simulation deutlich, dass mit zunehmender Gasspeicherkapazität und einer betrieboptimierten bzw. profitmaximierenden Fahrweise die Häufigkeit der BHKW-Starts abnimmt. Je höher der Wirkungsgradunterschied zwischen den jeweils zwei eingesetzten BHKW ist, desto eher verlagert sich (erwartungsgemäß) die Betriebsdauer und die Starthäufigkeit auf das Stromerzeugungsaggregat mit dem höheren Wirkungsgrad, wie es in Abbildung 5-11 für die einzelnen Konzepte dargestellt ist. Bei Betriebskonzept *A 1 - Flex 1* werden beispielsweise, aufgrund der festgelegten Einspeiseblöcke, beide BHKW mit einer Bemessungsleistung von je ca. 228 kW bei jeweils ca. 660 Starts pro Jahr betrieben. Bei Betriebskonzept *A 3 - Flex 3* hingegen liegt die Bemessungsleistung von BHKW 1 (mit dem geringeren Wirkungsgrad) bei etwa 34 kW (180 Starts pro Jahr) und bei BHKW 2 bei 436 kW (470 Starts pro Jahr).

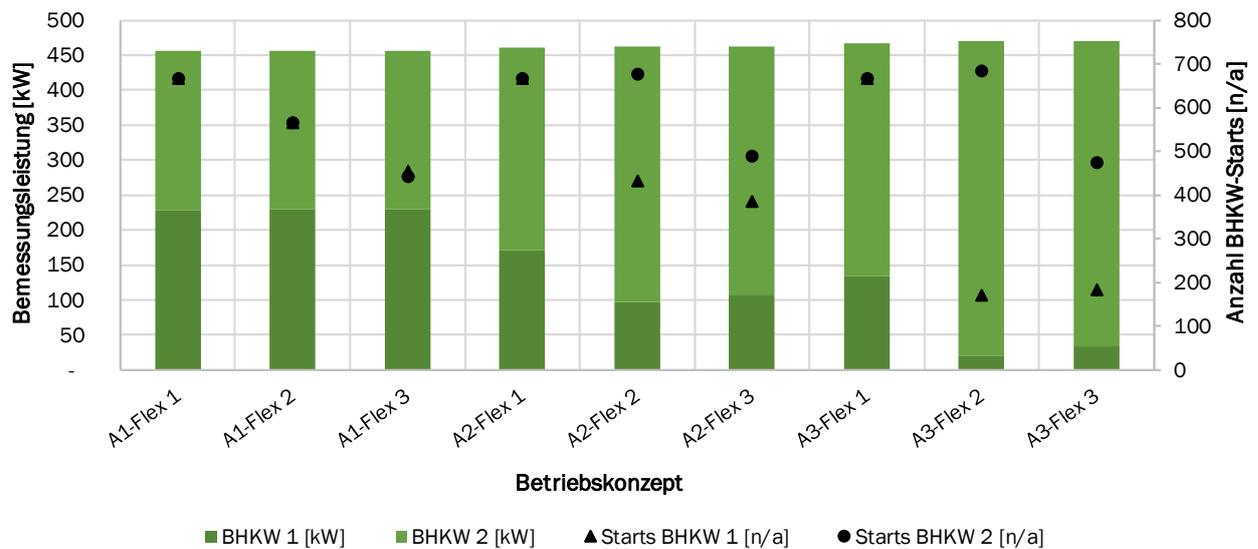


Abbildung 5-11: Bemessungsleistung und Einsatzhäufigkeit der BHKW nach Betriebskonzept; (IEE 2019)

Zur Bewertung der verschiedenen Betriebskonzepte werden in Abbildung 5-12 die Mehrerlösmöglichkeiten, im Vergleich zum ursprünglichen Grundlastbetrieb, gegenübergestellt. Dazu werden die Faktoren Effizienzsteigerung (Wirkungsgrad), Zusatzerlöse am Spotmarkt, KWK-Bonus und (ggf. verringerte) Instandhaltungskosten inkl. zusätzlicher Startkosten berücksichtigt. Wird gleichzeitig Regelleistung angeboten, so können sich die Mehrerlöse weiter steigern, was wie erwähnt, in der Simulation nicht berücksichtigt wurde. Weitere Faktoren, welche nicht unmittelbar mit der umgesetzten Betriebsweise korrelieren, finden an dieser Stelle keine Berücksichtigung. Zu nennen sind Auszahlungen über die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie, Abschreibungseffekte und Möglichkeiten zusätzlicher Wärmeerlöse (zzgl. Erhöhung der KWK-Erlöse), wenn etwa im Zuge der Anlagenflexibilisierung die Wärmeausnutzung insgesamt erhöht werden kann.

Die potentiellen Mehrerlöse ergeben sich, mit unterschiedlicher Ausprägung, bei allen betrachteten Betriebskonzepten überwiegend durch die Zusatzerlöse am Spotmarkt. Diese liegen zwischen ca. 23.000 €/a bei Konzept A 1 - Flex 1 und ca. 56.000 €/a bei Konzept A 3 - Flex 3, so dass die Spotmarkt-Zusatzerlöse im Vergleich mehr als doppelt so hoch liegen. Um die Auswirkungen einer erhöhten Gasspeicherkapazität auf die Zusatzerlösmöglichkeiten zu beurteilen, kann beispielhaft ein Vergleich zwischen den Betriebskonzepten A 3 - Flex 2 (12 h Speicherkapazität) und A 3 - Flex 3 (48 h Speicherkapazität) angestellt werden. Die Zusatzerlösmöglichkeiten am Spotmarkt erhöhen sich im Rahmen des Simulationsmodells hier um ca. 14.000 €/a, was deutlich macht, dass die Wahl der Gasspeichergröße einen begrenzten Einfluss auf das Betriebsergebnis hat. Insgesamt werden zwar mit sehr großen Gasspeichern (siehe Flex 3 - Varianten) zusätzliche Mehrerlöse generiert, jedoch ergibt sich aufgrund erhöhter Investitionskosten nicht zwangsläufig ein betriebswirtschaftlicher Gesamtvorteil (vgl. Kapitel 6). Anlagen- bzw. Betriebskonzepte mit kleiner dimensionierten Gasspeichern (siehe Flex 2 - Varianten), bei einer gleichzeitig tagesoptimierten Fahrweise, können aus Sicht der Anlagenbetreiber ebenfalls eine hohe Kosteneffizienz versprechen. Dieser Aspekt sollte im Einzelfall Betrachtung finden, wenn verschiedene Anlagen- und Betriebskonzepte miteinander verglichen werden (neben räumlichen Restriktionen, Störfallverordnung, etc.). Bei den Anlagenkonzepten A 2 und A 3, lassen sich durch erhöhte BHKW-Wirkungsgrade zusätzliche Effizienzgewinne verzeichnen, welche zwischen ca. 6.200 € (A 2 -

*Flex 1*) und knapp 18.000 € (*A 3 - Flex 2*) liegen. Diese Effizienzgewinne erhöhen sich mit der Differenz der Wirkungsgrade der eingesetzten BHKW. Durch eine veränderte Stromkennzahl nach der Anlagenflexibilisierung können zudem etwas höhere Erlöse aus der Veräußerung von in KWK erzeugtem Strom (KWK-Bonus) bei den Anlagen- bzw. Betriebskonzepten *A 2* und *A 3* erzielt werden. Den beschriebenen Mehrerlösen sind zusätzliche Betriebskosten gegenüberzustellen. So ergeben sich bei den Betriebskonzepten *A 1* und *A 2* sowie *A 3 - Flex 1* zusätzliche Instandhaltungskosten durch die Berücksichtigung der BHKW-Startkosten. Durch eine erhöhte Laufzeit von BHKW 2, welches im Vergleich die geringsten Instandhaltungskosten je produzierter Kilowattstunde aufweist und insgesamt reduzierter Starthäufigkeit, liegen die Instandhaltungskosten (inkl. Startkosten) bei den Varianten *A 3 - Flex 2* und *A 3 - Flex 3* unter den ursprünglichen Kosten im Vergleich zum Referenzfall (Grundlastbetrieb). Diese vermiedenen Kosten erhöhen in diesen Fällen die Summe der aufgezeigten Mehrerlöse. Schließlich bewegen sich die Mehrerlöse aus dem flexiblen Anlagenbetrieb zwischen ca. 19.500 €/a (*A 1 - Flex 1*) und ca. 79.400 €/a (*A 3 - Flex 3*).

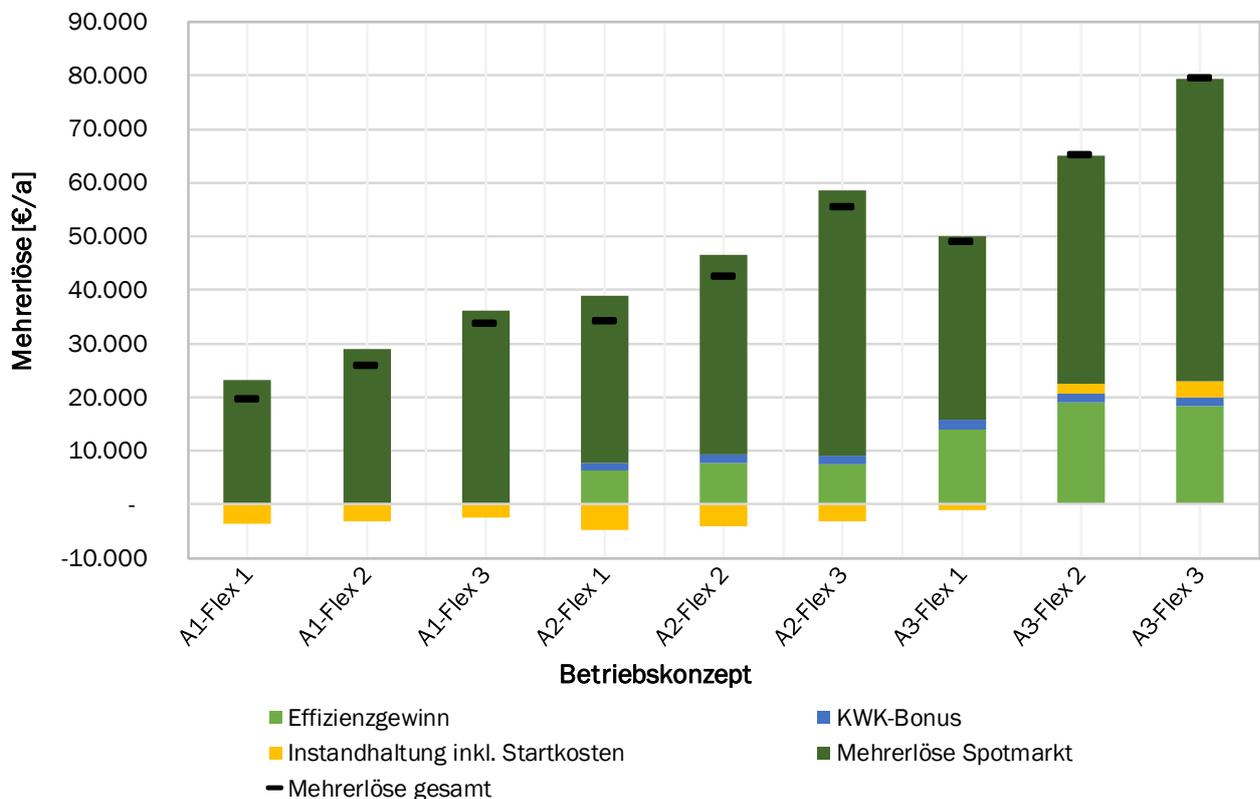


Abbildung 5-12: Mehrerlösmöglichkeiten in Abhängigkeit des Betriebskonzeptes (IEE 2019)

Anhand der vorgestellten Simulationsergebnisse kann abgeleitet werden, dass im Vergleich das Anlagenkonzept *A 3* mit seinen jeweiligen Betriebskonzepten das größte Potential für Mehrerlöse bietet. Der Betrieb während fixen Zeitblöcken (*Flex 1*) bedeutet regelmäßig die geringsten Erlöse. Auch wenn es sich bei den vorgestellten Anlagen- und Betriebskonzepten um eine theoretische Betrachtung unter idealen Bedingungen handelt (perfekte Vorhersage, Anlagenverfügbarkeit, etc.), so kann für die Praxis dennoch das Ziel formuliert werden, den Anlagenbetrieb kontinuierlich – bis hin zu einem Echtzeitbetrieb – weiter zu entwickeln. Dies verdeutlicht auch nachfolgendes Kapitel, welches die bisher praktizierte Umsetzung des flexiblen Biogasanlagenbetriebs skizziert.

### 5.5.3 Praktische Umsetzung

Nach der Einschätzung von einschlägigen Stromdirektvermarktern und nach Abschätzungen des Fraunhofer IEE beträgt der Anteil der flexibel nutzbaren Leistung am Spotmarkt aller Biogasanlagen mit beanspruchter Flexibilitätsprämie ca. 40 % (Stand 2018). D. h. das leistungsbezogenen 40 % der Anlagen, welche die Flexibilitätsprämie von ihrem Netzbetreiber ausgezahlt bekommen, einen bedarfsorientierten Fahrplanbetrieb, in unterschiedlicher Auslegung, gemeinsam mit ihrem Direktvermarkter umsetzen. Demnach muss allerdings auch davon ausgegangen werden, dass ein relevanter Teil der bisherigen Biogasbetriebskonzepte den Spotmarkt und dessen Preisschwankung noch nicht ausreichend berücksichtigt bzw. keinen Fahrplanbetrieb umsetzt. Ein Teil dieser Anlagen, welche ihre technische Flexibilität nicht dem Spotmarkt zur Verfügung stellen, stellt die Flexibilität ausschließlich dem Regelleistungsmarkt oder dem Wärmemarkt zur Verfügung. Durch diese Anlagen findet keine weitere Optimierung am Spotmarkt statt (deren Betriebsweise könnte dennoch als in gewisser Weise flexibel bezeichnet werden). Dies zeigte sich auch im Rahmen des durchgeführten Workshops „Flexibilisierung von Biogasanlagen“ am 20.09.2018 in Leipzig. Nach Aussagen von Direktvermarktern stellt ein Großteil der Biogasanlagen negative Minuten- bzw. Sekundärregelenergie aus dem Grundlastbetrieb bereit, während ein Fahrplanbetrieb von einem verhältnismäßig geringen Teil der Anlagen umgesetzt wird; davon verbleibt aufgrund technischer Restriktionen ein wiederum reduzierter Anteil verfügbarer Flexibilität für den Spotmarkt. Der Großteil derjenigen Anlagen, welche mittels Fahrplan betrieben werden, sind für den Day-ahead-Markt optimiert; ein Bruchteil nimmt am Intraday-Handel teil. Die Hemmnisse auf Seiten der Anlagenbetreiber für eine flexible Stromproduktion sind vielfältig (vgl. (Klobasa 2017b): Geringe Preisspreads in den letzten Jahren, Unsicherheiten hinsichtlich gesetzlicher Regelungen im EEG, unzureichende Kapazitäten am Netzanschlusspunkt, Wärmemarkt, etc.). Auf der anderen Seite gibt es jedoch ein hohes Optimierungspotential, Biogasanlagen entsprechend den Strompreisschwankungen zu betreiben, um somit zukünftig in erhöhtem Ausmaß zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien beizutragen. Insbesondere steigende Preisspreads mit den damit verbundenen Zusatzerlösmöglichkeiten können, im Zusammenspiel mit konsequent umgesetzten Betriebskonzepten, eine zunehmende Bedarfsorientierung am Spotmarkt befördern.

### 5.6 Praxisanlagen zur Flexibilisierung (DBFZ)

Die Umsetzung der Flexibilisierung gestaltet sich in der Praxis unterschiedlich. Besonderheiten für die Konzepte der Anlagenflexibilisierung können zum Beispiel folgende sein:

- Anpassung des Substrateinsatzes (z.B. aufgrund günstigerer Substratbasis) und Dynamisierung der Biogasproduktion
- Optimierte Gasausbeute (hoher Wirkungsgrad)
- Integriertes Wärmekonzept mit hohem Nutzungsgrad
- Abgestimmtes Gesamtkonzept der Biogasanlage (insbesondere bzgl. der Dimensionierung der Gasspeicher- und Stromerzeugungskapazität sowie Wärmespeicher)
- Durchdachte Direktvermarktungsstrategie und Umgang mit der Fahrplanerstellung zur Generierung von maximalen Zusatzerlösen
- Konsequente Umsetzung der Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter
- Innovative Post-EEG-Strategie.

Kriterien, die eine gute Flexibilisierung der Anlage beschreiben, wurden im Rahmen des Workshops „Flexibilisierung von Biogasanlagen“ im September 2018 in Leipzig diskutiert. Mit den Teilnehmern des Workshops, denen überwiegend Anlagenbetreiber, Anlagenplaner, Berater und Direktvermarkter angehörten, wurden die Möglichkeiten zur Optimierung des Anlagenbetriebs erörtert, um daraus Kriterien für gut flexibilisierte Biogasanlage abzuleiten.

Als Kriterien für eine optimierte Flexibilisierung bzgl. der Anlagentechnik wurden folgende Aspekte festgehalten:

- gut laufende Bestandsanlage / Biogasanlage als Voraussetzung
- vorhandene Gasspeicher
- Wärmespeicher für externe Wärmenutzungen vorsehen
- Gewährleistungsansprüche nutzen
- automatisierte Fahrpläne erstellen

bzgl. Personal:

- Grundlegende Ausbildung des Fachpersonals (technisch, betriebswirtschaftlich, genehmigungsrechtlich)
- Grad der Überbauung richtig einschätzen
- motiviertes Personal mit gerechter Bezahlung
- Vorabsprache mit Netzbetreiber und Direktvermarkter
- sinnvolle Kooperation mit kompetenten Partnern

Zusammenfassend konnte festgehalten werden, dass eine gute Flexibilisierung letztlich eine gut laufende Biogasanlage voraussetzt. Für die Umsetzung der Flexibilisierung ist der Einbezug aller Akteure (von der Genehmigung, der Beratung, der Planung/Konzeption bis zur Umsetzung der Flexibilisierung) besonders wichtig ist, um die Akzeptanz bei allen Akteuren zu erhöhen. Dabei stellen Kommunikation und Informationsdefizite auf allen Ebenen große Hürden dar und können durch bessere Vorabsprachen und frühzeitige Kommunikation (u.a. mit dem Netzbetreiber) optimiert werden. Zudem ist eine großzügigere Zeitplanung für die Umsetzung der Flexibilisierung erforderlich (insbesondere für behördliche Genehmigungen). Darüber hinaus sollte eine individuelle technische Anpassung der Anlage erfolgen, da die gesamte Anlage auf Flexibilisierung angepasst werden muss (ganzheitliche Betrachtung), nicht nur Einzelkomponenten. Bei dem Betrieb der Biogasanlage ist insbesondere die Wartung zu beachten. Eine positive Konstellation der Akteure wurde am Beispiel der gemeinschaftlichen Gewinnbeteiligungen diskutiert, bei dem die Stadtwerke und der Anlagenbetreiber z.B. mit je 50 % an der Flexibilisierung beteiligt sind und über einen Vollwartungsvertrag die Wartung des BHKW über die Stadtwerke vereinbart wird.

Seitens der Teilnehmer des Workshops wurde angeregt, bei der politischen Ausrichtung der Anreize zur Flexibilisierung perspektivisch stärker das Ziel „gelebte Flexibilisierung“ zu fördern, nicht die rein (technische) Möglichkeit der Flexibilisierung. Die Kombinierbarkeit von bedarfsorientierter Fahrweise und Regelleistungsvermarktung könnte sich verbessern, indem die Zeitscheiben für SRL auf 4-h-Blöcke verkürzt werden und eine tägliche Ausschreibung erfolgt. Anzustreben ist eine angebotsorientierende Flexibilisierung. Dabei sollte die Sekundärreserve mitgenutzt werden.

Im Anhang A 10 werden acht landwirtschaftliche Anlagenkonzepte vorgestellt, die die Flexibilisierung ihrer Anlagen bereits vorgenommen haben. Die Darstellung der Anlagenkonzepte erfolgt anhand von Steckbriefen, welche die Besonderheiten der Anlage und die Rahmenbedingungen des Anlagenkonzeptes umfassen. Neben sieben landwirtschaftlichen Biogasanlagen, wird eine Anlage vorgestellt, bei der 2 Biomethan-BHKW flexibel betrieben werden (vgl. Anhang 10.8).

## 6 Ökonomische Bewertung (DBFZ)

Zukünftig sind auch Bestandsanlagen dazu gezwungen, den „Komfortbereich“ der EEG-Festvergütung zu verlassen und sich mit neuen Geschäftsmodellen den Herausforderungen des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs zu stellen. Um dies zu erreichen, ist die umfassende Kenntnis und ein ausgeprägtes Bewusstsein für die betriebswirtschaftlichen Erfolgsgrößen unabdingbar.

Für die Höhe der Vergütung und Art der Vermarktung ist das EEG bestimmend. Bis zum EEG 2014 stellte für Neuanlagen die Direktvermarktung eine Option zur EEG-Festvergütung dar und war für viele Anlagen<sup>10</sup> nicht obligatorisch. Mit der Einführung des Ausschreibungssystems im EEG 2017 wurde die Vergütungsstruktur durch ein offenes wettbewerbliches Bieterverfahren weiter an die Regeln der Marktwirtschaft angeglichen. Gleichzeitig wurde die mindestens zweifache Überbauung der elektrischen Erzeugungskapazität Bedingung zur Teilnahme an dem Ausschreibungsverfahren, womit der Systemdienlichkeit durch die Bereitstellung flexibel erzeugten Stroms eine höhere Bedeutung beigemessen wird. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht bietet sich durch die Beantragung der Flexibilitätsprämie eine Chance zur Reinvestition notwendiger Komponenten für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen bzw. Refinanzierung bereits flexibilisierter Anlagen und darüber hinaus mit dem Flexibilitätszuschlag für die Investition in eine Neuanlage. Der Mehrerlös durch den Wirkungsgradgewinn moderner BHKW mit höherer Leistung stellt für den laufenden Betrieb eine wichtige Erlösquelle dar, die in der Regel höher einzuschätzen ist als die Vermarktungsmehrerlöse (EPEX-Mehrerlöse) durch den flexiblen Betrieb. Es ist wichtig zu beachten, dass eine Bestandsanlage durch die Flexibilisierung nicht zwangsläufig in die Ausschreibung gezwungen wird. Die Flexibilisierung kann auch bei Anlagen mit Restlaufzeit durchgeführt werden, die unter einer früheren EEG-Fassung fallen und erst mit Auslaufen der EEG-Vergütung in die Ausschreibung wechseln. Generell geht jedoch bei einer Ausschreibung das Risiko einher, den Zuschlag nicht zu erhalten. Die Gebotsobergrenze von 14,88 ct/kWh für Neuanlagen<sup>11</sup> und 16,9 ct/kWh für Bestandsanlagen<sup>12</sup> stellen hier eine besondere Herausforderung dar. Der Gesetzgeber berücksichtigt mit dieser Differenzierung explizit den technischen Fortschritt und den dadurch implizierten Effizienzgewinn bei Neuanlagen, während Bestandsanlagen ein höheres Mindestgebot zugestanden wird. Hier wird deutlich, welche Bedeutung der effiziente Anlagenbetrieb und der Substrateinsatz hat. Durch die weitere Einschränkung der Verwendung von Silomais, welcher Methan zu niedrigen produktspezifischen Kosten zur Verfügung stellt, ist ein weiteres betriebswirtschaftliches Hemmnis gegeben. Zusätzlich zu den betriebswirtschaftlichen Hemmnissen ist es wahrscheinlich, dass Anlagen die vor Übergang in die Ausschreibung einen hohen Maisanteil eingesetzt haben, technisch nicht für Ersatzsubstrate ausgelegt sind, was zu Zusatzinvestitionen im Bereich Anlagentechnik führen kann.

In der Vergangenheit wurden Wärmekonzepte für Biogasanlagen durch Boni wie z. B. den KWK-Bonus gewürdigt. Für die Flexibilisierung ist jedoch alleinig die Stromproduktion maßgeblich, wodurch die kontinuierliche Versorgung von Wärmeabnehmern nicht berücksichtigt wird. Um die Wärmeabnehmer im flexiblen Anlagenbetrieb bedarfs- und vor allem vertragsgerecht zu versorgen, ist es notwendig, neue

<sup>10</sup> Vor dem 01.01.2016 waren Anlagen bis 500 kW installierter elektrischer Leistung von der Direktvermarktung freigestellt, nach dem 31.12.2015 gilt die Freistellung nur noch für Anlagen bis 100 kW installierte elektrische Leistung.

<sup>11</sup> EEG 2017 § 39b Abs. 1

<sup>12</sup> EEG 2017 § 39f Abs. 1 Nr.3

Konzepte zu entwickeln, die beide Produktlinien bedienen können. Durch die vertragliche Bindung der Wärmelieferung ist bei Nichterfüllung in der Regel mit empfindlichen Konventionalstrafen zu rechnen. Hier wird es einerseits interessant, Konzepte für die kostengünstige verlustarme Wärmespeicherung zu entwickeln und andererseits über einen saisonal-wärmegeführten Betrieb von Biogasanlagen nachzudenken, um verkaufsfähige Wärme bedarfsgerecht unter Minimierung des Speicherbedarfs zur Verfügung zu stellen. Hier bietet sich bei flexibel wärmegeführtem Betrieb die Chance, mehr Wärme zu vermarkten als dies im Grundlastbetrieb der Fall ist, da hier in den Wärmeüberschussmonaten in der Regel Wärme über Kühleinrichtungen abgeführt werden muss. Es ist zu beachten, dass die hierdurch ergebenden Mehrinvestitionen für die gesicherte Wärmebereitstellung der flexiblen Stromproduktion und nicht den anzusetzenden Wärmegestehungskosten zuzuordnen sind. Das für ein Anlagenkonzept wirtschaftliche Mindestgebot für Strom wird durch diese ursächliche Einpreisung auf einen ungünstigeren Wert angehoben. Das Stromgebot kann jedoch durchaus im Sinn einer Mischkalkulation mit einem niedrigeren Wert angesetzt werden, da in der Einpreisung der mögliche Mehrerlös durch Wärme und EPEX-Mehrerlöse durch flexibel bereitgestellten Strom nicht enthalten sind. Die Entscheidung, wie das Gebot gegebenen Falls anzupassen ist, ist vom Risikoverhalten des Anlagenbetreibers und dessen Erwartungshaltung bezüglich der zukünftigen Preisentwicklungen sowie der Erwartung zur Entwicklung der Absatzmärkte abhängig.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen weist ein breites Spektrum an ökonomischen Möglichkeiten und Herausforderungen auf. Hier sind volks- wie auch betriebswirtschaftliche Effekte zu beobachten. Als Leitfaden für die Betreiber und Entscheidungsträger wird hier nur auf die betriebswirtschaftlichen Aspekte, als Grundlage der unternehmerischen Entscheidung eingegangen. Kapitel 6 soll an Hand von Beispielen die betriebswirtschaftlichen Möglichkeiten und Hemmnisse für die Umstellung auf einen flexiblen Verstromungsbetrieb aufzeigen. Hierfür wird einerseits Verstromung an sich, jedoch auch der Einfluss auf das Nebenprodukt Wärme betrachtet. In der Praxis trägt die Wärmevermarktung einerseits wesentlich zum wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen bei und ist andererseits über vertragliche Lieferverpflichtungen gebunden, die die auch im flexiblen Anlagenbetrieb erfüllt werden müssen. Dazu werden in Kapitel 6.1 praxisübliche Anlagenkonzepte festgelegt und unter Verwendung der in Kapitel 6.2 getroffenen Annahmen bewertet. Kapitel 6.3 enthält die betriebswirtschaftliche Bewertung und zeigt die Möglichkeiten für einen betriebswirtschaftlich sinnvollen Anlagenbetrieb.

Die betriebswirtschaftliche Bewertung umfasst den Vergleich von Beispielanlagen, die für den deutschen landwirtschaftlich geprägten Anlagenbestand praxisrelevant sind. Hierbei wird der Fokus vor allem auf die Variation der Restlaufzeiten von Bestandsanlagen, der Anlagengröße, des Grades der Leistungserweiterung (Überbauungsgrad) und der Wärmenutzung gelegt. Hier muss klar sein, dass jede Biogasanlage in Deutschland im Prinzip ein Unikat darstellt. Dies gilt umso mehr, als dass die meisten Biogasanlagen in landwirtschaftliche Betrieb eingebettet sind, die für sich schon komplexe Strukturen darstellen. Die einzelbetriebliche Betrachtung ist hier somit nicht möglich. Ebenso wird auf die Betrachtung von buchhalterischen oder steuerlichen Aspekten verzichtet. Die Bewertung erfolgt durch eine Annuitätenrechnung angelehnt an VDI 6025 mit Gegenüberstellung der konzeptabhängigen Kosten und Erlösen. Hierfür wurde das am DBFZ entwickelte BioFlex-Kalkulationstool (Dotzauer et al. 2018) verwendet, welches die für den flexiblen Betrieb wichtigen Parameter verknüpft und betriebswirtschaftlich bewertet. Abbildung 6-1 zeigt vereinfacht das Anlagenmodell zur betriebswirtschaftlichen Bewertung des flexiblen Anlagenbetriebs.

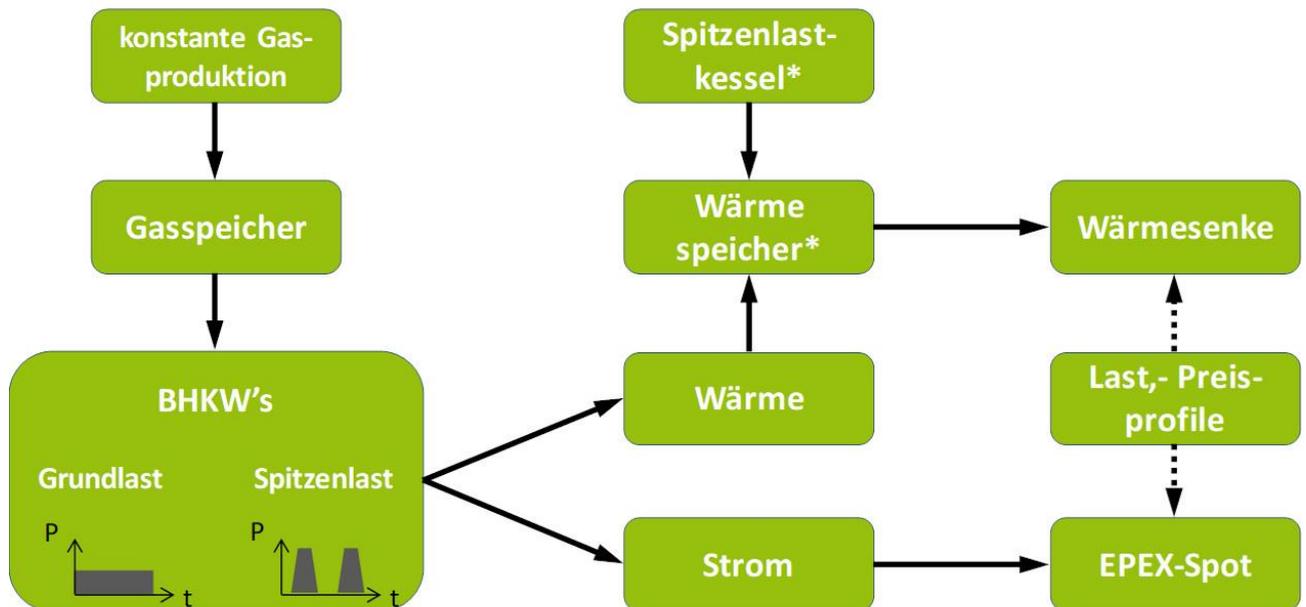


Abbildung 6-1: Vereinfachtes Anlagermodell des BioFlex-Kalkulationswerkzeuges. Die Berechnung der Wärmespeicher und des Spitzenlastkessel sind jeweils eigenständige Modellbestandteile (Quelle: (Dotzauer et al. 2018)).

## 6.1 Auswahl der Anlagenkonzepte

Die Auswahl der beispielhaften Anlagenkonzepte wird der Art vorgenommen, dass der deutschlandweite Anlagenbestand möglichst praxisnah widerspiegelt wird. Hier ist zu beachten, dass in der Praxis jede Anlage für sich ein Unikat darstellt. Die hier gezeigten Beispielanlagen können lediglich eine Richtschnur sein. Im Fokus stehen hier Anlagen die für eine Flexibilisierung aus technisch-betriebswirtschaftlicher Sicht generell in Frage kommen. Die Option zur Reduktion der Bemessungsleistung (z. B. durch Substratreduktion oder Substratanpassungen) wurde im Rahmen des parallel-laufenden Vorhabens „Biogas2030“<sup>13</sup> und in „Anpassungsstrategien für Biogasanlagen“ (Gers-Grapperhaus et al. 2017) untersucht, weshalb es als Anlagenkonzept hier nicht betrachtet wurde.

Anhand der Kenntnis zum Bestand landwirtschaftlicher Biogasanlagen und der Leistungsverteilung der flexibilisierten Biogasanlagen (vgl. Abbildung 1-7) werden, die zwei Leistungsgrößen 250 und 500 kW<sub>el</sub> betrachtet. Für die weitere Betrachtung wurde als Grundlage eine gülldominierte 250 kW<sub>el</sub> Biogasanlage sowie eine 500 kW<sub>el</sub> NawaRo-Anlage definiert (siehe Tabelle 6-1). Die für die Bewertung herangezogenen Konzepte basieren auf den gezeigten Grundparametern. Die Anlagenauslegung ist an KTBL (Döhler 2013) orientiert und entspricht in Bezug auf die Gärrestlagerung den gesetzlichen Vorgaben der Düngeverordnung (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2017). Da die Wärmenutzung einen bedeutenden Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage darstellt, werden generell Anlagen mit geringer und hoher externer Wärmenutzung unterschieden. Dabei ist jede

<sup>13</sup> (Daniel-Gromke et al. 2019): Verbundvorhaben „Biogas2030“ – Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht (FKZ 37EV 16 111 0), im Druck.

Nutzung, die nicht zur Eigenbedarfsdeckung der Biogasanlage (Fermenterbeheizung) zählt und mit verkaufsfähiger Wärme bedient wird, als extern zu verstehen<sup>14</sup>.

Für die Wärmenutzungsgrade wird einerseits in mittlere Wärmenutzung des aktuellen Bestandes (50 %) und andererseits in hohe Wärmenutzung (80 %) durch Wärmeabnehmer unterschieden. Weiterführend werden drei Wärmelastprofile (WL) unterschieden (vgl. Tabelle 6-2):

- 1) Wärmenetz (WL 1),
- 2) landwirtschaftlicher Betrieb mit Wohnhäusern (WL 2) und
- 3) ausschließliche Nutzung im landwirtschaftlichen Betrieb durch z. B. Ställe oder Trocknungsprozesse (WL 3).

Für die Flexibilisierung ist dies insofern von Bedeutung, als dass der zeitliche Bedarf der Wärmeabnehmer nicht zwangsläufig mit der erlösmaximalen, strombörsenorientierten Fahrweise übereinstimmt. Hierdurch werden Wärmespeicher oder Ersatzwärmeversorgungen notwendig, die sich einerseits auf die Investition einer Anlage aber andererseits auch auf die Erlöse auswirken können. Wärmespeicher bieten die Möglichkeit, Mehrwärme zu verkaufen und somit Mehrerlöse zu erzielen. Werden die Systeme Flex-BHKW, Wärmespeicher und Spitzenlastkessel optimal aufeinander abgestimmt, ist ein betriebswirtschaftlicher Vorteil möglich.

---

<sup>14</sup> Hierzu zählt auch Wärme die innerbetrieblich abgegeben wird. In der Regel wird diese über einen innerbetrieblichen Verrechnungspreis zwischen den Betriebszweigen eines Betriebes gehandelt.

Tabelle 6-1: Gülledominierte 250 kW<sub>el</sub> und 500 kW<sub>el</sub> NawaRo-Grundlastanlage als Basis zur betriebswirtschaftlichen Bewertung der Flexibilisierung. Die Anlagentypen wurden auf Grund ihrer Bedeutung im Bestand für die Flexibilisierung gewählt (vgl. Abbildung 1-7). Die Weiterführenden Betrachtungen bauen auf diesen zwei Anlagenkonzepten auf. (DBFZ 2019)

	Gülledominierte 250 kW Anlage	Nawaro- dominierte 500 kW Anlage
<b>Basisparameter</b>		
Installierte Leistung [kW]	250	500
Elektrischer Wirkungsgrad [%]	39,16	
Thermischer Wirkungsgrad [%]	44,51	
Betriebsstunden [h/p. a.]	8.000	8.000
Bemessungsleistung [kW]	228	457
Primärgasleistung [kW]	638	1.233
Primärfeuerungsleistung [kWh/p. a.]	5.106.696	9.862.873
Jahresstrommenge [kWh/p. a.]	2.000.000	4.000.000
Jahreswärmeproduktion [kWh/p. a.]	2.272.922	4.438.293
Prozesswärmebedarf [% von erzeugter Wärme]	25	16
Prozesswärmebedarf [kWh/p. a.]	564.035	726.794
Überschüssige Wärme [kWh/p. a.]	1.708.888	3.711.499
Mittlere Verweilzeit [Tage]	75	100
Lagerzeit Gärrest [Monate]	9	9
Bestandsgaspeicher [m <sup>3</sup> ]	2.500	3.500
<b>Substrateinsatz</b>		
Rindergülle [Mass. %];[t FM/a]	80 / 7.894	30 / 3.844
Silomais [Mass. %];[t FM/a]	20 / 3.383	50 / 6.407
Sorghum [Mass. %];[t FM/a]	x	20 / 2563
<b>Betriebswirtschaftliche Parameter</b>		
Spezifische Investition [€/kW]	5.964	4.255
Absolute Investition [€]	1.491.000	2.127.500

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 6-2: Im Rahmen der Anlagenkonzepte betrachtete Wärmenutzung. Unterschieden wird hier in drei unterschiedliche Wärmelastprofile auf zwei Wärmenutzungsniveaus (Mittleres und hohes Niveau). Die Wärmelastprofile sind insbesondere für die saisonale zeitliche Verteilung des Wärmebedarfes der Wärmesenke relevant. Hierdurch ergibt sich unmittelbar die nötige Auslegung für Wärmespeicher oder Ersatzwärmemaßnahmen (Spitzenlastkessel). (DBFZ 2019)

		Mittlerer Wärmenutzung (50 % der Überschusswärme)			Hohe Wärmenutzung (80 % der Überschusswärme)		
		Wärmelastprofil 1 (WL 1) Wärmenetz	Wärmelastprofil 2 (WL 2) Landwirt. Betrieb mit Wohnhäusern	Wärmelastprofil 3 (WL 3) Landwirtschaftlicher Betrieb (Ställe)	Wärmelastprofil 1 (WL 1) Wärmenetz	Wärmelastprofil 2 (WL 2) Landwirt. Betrieb mit Wohnhäusern	Wärmelastprofil 3 (WL 3) Landwirtschaftlicher Betrieb (Ställe)
Wärmesenke	Gesamt	50%	50%	50%	80%	80%	80%
	Einfamilienhaus	20%			30%		
	Mehrfamilienhaus	20%	15%		30%	25%	
	Metall & Kfz	5%	5%		10%	15%	
	sonst. betriebl. Dienstleistungen	5%	30%	50%	10%	40%	80%

Quelle: Eigene Darstellung

Bei einer Flexibilisierung ist grundsätzlich zu überlegen, ob BHKW Kapazitäten zugebaut oder die Bemessungsleistung reduziert wird. Im Folgenden wird der tatsächliche Zubau von installierter Leistung von mindestens Faktor 2 bis maximal Faktor 4 betrachtet. Somit ergibt sich der Leistungsindex der Überbauung  $Q_p 2$  (2-fache Überbauung),  $Q_p 3$  (3-fache Überbauung) und  $Q_p 4$  (4-fache Überbauung) in Bezug zur installierten Leistung. Auf die Reduzierung der Bemessungsleistung bei Beibehalt der installierten Leistung wird betriebswirtschaftlich hier nicht weiter eingegangen.

Für die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung von Bestandsanlagen spielt die Restlaufzeit bis zum Ausscheiden aus dem EEG eine besondere Rolle. Wird zu spät flexibilisiert, kann die Zahlung der Flexprämie von 10 Jahren zur Gegenfinanzierung der Flexibilisierung nicht mehr voll ausgeschöpft werden. Bei Übergang in die Ausschreibung nach Auslaufen der EEG-Vergütung, können Anlagen, die früh flexibilisiert haben unter Umständen geringere Gebote abgeben als „Spätflexibilisierer“ bzw. durch die höhere Differenz Kosten zu Erlös ein höheres Gesamtergebnis erzielen. Dem folgend werden in den Anlagenkonzepten Bestandsanlagen mit sieben und zehn Jahren Restlaufzeit betrachtet, um die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen abzubilden (vgl. Tabelle 6-3). Als Gegenüberstellung werden Neuanlagen betrachtet, die anstelle der Flexprämie den Flexzuschlag beziehen und sofort an der Ausschreibung teilnehmen müssen.

Tabelle 6-3: Zeitliche Struktur der betrachteten Anlagenkonzepte. Die Restlaufzeit der Bestandsanlage wirkt sich auf die Dauer der Flexprämienzahlung aus. Hiermit ist ein unmittelbarer Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit gegeben. Je Früher Flexibilisiert wird, umso länger kann die Flexibilitätsprämie bezogen und der Übergang in die Ausschreibung nach Auslaufen der EEG-Vergütung erleichtert werden. (DBFZ 2019)

	Inbetriebnahme	Flexibilisierung	Ende EEG	Restlaufzeit
<b>Neuanlage (Flexibel)</b>	2018	2018	x <sup>1</sup>	20
<b>Bestandsanlage 7 Jahre Restlaufzeit</b>	2005	2018	2025	7
<b>Bestandsanlage 10 Jahre Restlaufzeit</b>	2008	2018	2028	10

(1 Anlage geht als Neuanlage in die Ausschreibung nach EEG 2017

Quelle: DBFZ, Eigene Darstellung

## 6.2 Annahmen der betriebswirtschaftlichen Bewertung

Die betriebswirtschaftliche Bewertung von Biogasanlagen ist maßgeblich von den unterstellten Rahmenbedingungen abhängig. Entsprechend der individuellen Einzelanlage können diese von den hier getroffenen Annahmen abweichen. Die grundsätzlichen Aussagen werden davon in ihrer Tendenz jedoch nur im geringem Maße beeinflusst. Hier obliegt es dem Anlagenbetreiber, die Ergebnisse in Verbindung mit den Annahmen für seinen individuellen Fall einzuordnen.

Tabelle 6-4 zeigt die betriebswirtschaftlichen Annahmen im Überblick. Vor allem die Substratpreise können regional und saisonal starken Schwankungen unterworfen sein und stellen generell bei der betriebswirtschaftlichen Bewertung von Biogasanlagen eine bedeutende Einflussgröße dar. Hier werden mittlere Preise frei Siloplatte für Deutschland unterstellt, die dem KTBL (Döhler 2013) entnommen wurden. Rindergülle wird als kostenneutrales Substrat betrachtet, welches im Falle von landwirtschaftlichen Betrieben in der Regel am Standort anfällt und ohne Opportunitätskosten dem Betriebszweig Biogas zur Verfügung gestellt werden kann.

Die hier pauschal unterstellten Personalkosten je Mitarbeiter und Jahr sind im gesamtem Umfang der Biogasproduktion angerechnet. Hier ist weder berücksichtigt, dass die Entlohnung landwirtschaftlicher Mitarbeiter meist eine Mischkalkulation darstellt und aus unterschiedlichen Betriebszweigen getragen wird, noch dass bei Familienbetrieben eine Entlohnung im klassischen Sinne nicht stattfindet, sondern Entnahmen getätigt werden, die sich auch nach steuerlichen sowie buchhalterischen Aspekten richten.

Die übrigen Faktoren und Nutzungsdauern entsprechen den Kennwerten nach VDI 6025. Bei den Gasspeichern wurde hiervon allerdings abgewichen. Auf Grund der seit Januar 2019 gültigen TRAS 120 ist davon auszugehen, dass Gasspeichermembran alle sechs Jahre auszutauschen sind (TRAS 120, 3.5.1, Punkt 7). Dies stellt den ungünstigsten Fall dar und eine längere Nutzungsdauer ist zwar möglich, jedoch von individuellen Faktoren abhängig (Angaben des Membranherstellers, Entscheidung des Prüfers bei Gasspeicherprüfung), sodass hier keine verallgemeinerte längere Nutzungszeit über die sechs Jahre hinaus angenommen werden kann.

Tabelle 6-4: Rahmenparameter für die betriebswirtschaftliche Bewertung. (DBFZ 2019)

<b>Kapitalgebundene Faktoren</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>	<b>Verbrausgebundene Faktoren</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>
Eigenkapitalzins	%/p. a.	7,0%	Rindergülle	€/t FM	0
Fremdkapitalzins	%/p. a.	1,5%	Silomais	€/t FM	35
Eigenkapitalanteil	%/p. a.	33,7%	Sorghum GPS	€/t FM	25
Fremdkapitalanteil	%/p. a.	66,3%	<b>Betriebsgebundene Faktoren</b>	<b>Einheit</b>	<b>Angaben</b>
<b>Durchschnittliche Preissteigerung</b>			spezifische Personalkosten (Löhne)	€/MAa)	25.000
Prozessgas	%/p. a.	1,8%			
Elektrische Energie	%/p. a.	2,7%			
Abfallentsorgung	%/p. a.	2,6%			
Personal (betriebsgebundene Zahlungen)	%/p. a.	2,0%	<b>Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>
Investitionsgüter (Kapitalgebundene Zahlungen)	%/p. a.	1,0%	Gärstrecke (Fermenter, Gärrestlager)	Jahre	20
Wärmepreis (Erlös)	%/p. a.	3,6%	BHKW	Jahre	10
sonstiges	%/p. a.	1,4%	Spitzenlastkessel	Jahre	20
<b>Sonstige Faktoren</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>	Wärmespeicher	Jahre	20
Versicherung	(% Invest)/p. a.	1,0%	Anbindung ans Wärmenetz	Jahre	20
Unerwartete Kosten	(% Invest)/p. a.	1,0%	Außenanlagen	Jahre	20
Sonstige Kosten	(% Invest)/p. a.	1,7%	Gasspeicher	Jahre	6 <sup>1)</sup>
<b>Erlöse Nebenprodukte</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>	Transformator und Netzanschluss	Jahre	20
Wärmepreis	€/kWh	0,04	Gaskonditionierung (Aufbereitung, Reinigung)	Jahre	15

(\* = Ungünstigster Fall unter Beachtung der Regelung aus der TRAS 120)

Quelle: Eigene Darstellung

Ein für die betriebswirtschaftliche Bewertung relevanter Aspekt des flexiblen Anlagenbetriebs, ist der Mehrerlös, der durch die Reaktion auf Preissignale des Strommarktes generiert werden können. Für den flexiblen Anlagenbetrieb bestehen unterschiedliche Konzepte und Zielstellungen zur Fahrweise der BHKW. Diese spiegeln sich den BHKW- Fahrplänen wider, die von den Direktvermarktern in Abhängigkeit von der Lage an Strommarkt, aber auch von den technischen Möglichkeiten der individuellen Anlage vorgegeben werden. Während wöchentlich festgelegte Fahrpläne sehr gut planbar sind, sind echtzeitoptimierte Fahrpläne dies nicht, da auf Preissignale am volatilen Strommarkt reagiert wird. Jedoch bieten Echtzeitfahrpläne die höchsten Erlösmöglichkeiten für die Stromvermarktung. Ausschließlich die Tagesstunden mit den höchsten Börsenpreisen werden im flexiblen Betrieb zur Verstromung genutzt. Um die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen der Flexibilisierung aufzuzeigen, wird hier die Echtzeitoptimierung, als erlösmaximale Option, genutzt. Um den betriebswirtschaftlichen Vergleich zu festen Fahrplänen zu ziehen, wird eine Gegenüberstellung der Echtzeitoptimierung versus regelmäßigem Fahrplan mit zwei Blöcken am Tag durchgeführt. Als Datengrundlage für die Fahrpläne werden stündliche Strompreise der EPEX aus dem Jahr 2018 verwendet, an Hand derer ex post ein stromerlösoptimaler Fahrplan generiert wird. Die Optimierung erfolgt hierbei rein stromgeführt. Um die die Versorgung von Wärmeabnehmern sicher zu stellen werden Wärmespeicher oder Spitzenlastkessel zugebaut. Es wird die jeweilig günstigste Kombination aus Wärmespeicher und Spitzenlastkessel bestimmt und betriebswirtschaftlich berücksichtigt.

Die durch die Flexibilisierung bedingte Leistungserweiterung erfordert in der Regel eine Änderung am BHKW-Inventar. Technisch gesehen gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, die Überbauung durchzuführen: Entweder können mehrere BHKW oder eines mit entsprechend höherer Leistung

zugebaut werden. Auf Grund der Skaleneffekte beim Wirkungsgrad und der spezifisch geringeren Investition bei großen BHKW wird angenommen, dass die Überbauung mit einem zusätzlichem BHKW entsprechender Größe durchgeführt wird. Das Bestands BHKW bleibt bestehen und wird gemäß seines Betriebsturnus und nicht zwangsläufig zum Zeitpunkt der Flexibilisierung ersetzt. Es wird darüber hinaus pauschalisiert von einer Haltbarkeit der BHKW von 10 Jahren ausgegangen. Auf Grund dieser Annahmen und Festlegung auf das Jahr 2018 als Jahr der Flexibilisierung ergeben sich die in Abbildung 6-2 dargestellten Betriebszyklen der BHKW und die Betriebs- und Vergütungsmodi.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034																	
<b>Neuanlage</b>	<b>Bestands BHKW</b>														1. BHKW										1. BHKW																						
	<b>Flex BHKW</b>														1. BHKW										1. BHKW																						
	<b>Betriebs- und Vergütungsmodus</b>														Ausschreibung																																
<b>Bestandanlage 7 Jahr Restlaufzeit</b>	<b>Bestands BHKW</b>	1. BHKW										2. BHKW										3. BHKW																									
	<b>Flex BHKW</b>											1. BHKW										2. BHKW																									
	<b>Betriebs- und Vergütungsmodus</b>	EEG Vergütung Grundlast										Flexbetrieb mit EEG-Vergütung										Ausschreibung																									
<b>Bestandanlage 10 Jahr Restlaufzeit</b>	<b>Bestands BHKW</b>											1. BHKW										2. BHKW										3. BHKW															
	<b>Flex BHKW</b>											1. BHKW										2. BHKW																									
	<b>Betriebs- und Vergütungsmodus</b>											EEG Vergütung Grundlast										Flexbetrieb mit EEG-Vergütung										Ausschreibung															

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6-2: BHKW-Austauschzyklen in Abhängigkeit zur zeitlichen Einordnung der Anlagenkonzepte mit Vergütungsmodi. Bezugsjahr und somit Jahr der Flexibilisierung ist 2018. (DBFZ 2019)

Für den Bau von BHKW werden die Wirkungsgradfunktionen sowie Baukostenfunktionen der ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) 2014) Kennzahlen BHKW 2014/2015 für Biogas-BHKW verwendet. Die Wartungskosten sowie der Gasverbrauch sind durch die Flexibilisierung Änderungen unterworfen. Hier ist vor allem die Taktzahl und die Jahreslaufleistung von Bedeutung. Generell gilt, je höher die Taktzahl und Jahreslaufleistung, desto höher die Wartungskosten und umgekehrt. Lauer et al. (2015) stellen hierfür Wartungskostenfaktoren auf Grund von Herstellerangaben bereit, die hier Verwendung finden. Kaltstarts von BHKW sind aus technischer Sicht zu vermeiden. Hier etablieren sich mittlerweile Warmhalte- oder Vorwärmeinrichtungen, um den Verschleiß zu minimieren. Hier wird vereinfacht angenommen, dass die Warmhaltung des BHKW in den Ruhephasen durch die in einem Wärmespeicher gespeicherte Wärme erfolgt. Die hierfür nötige Wärmemenge wird der Prozessenergie zugeordnet und steht für den Verkauf nicht zur Verfügung.

Als Gasspeicher werden für den flexiblen Betrieb geeignete pneumatisch vorgespannte Doppelmembranspeicher auf Fermentern oder Gärrestlager unterstellt. Das gilt sowohl für vorhandene als auch für Zubauspeicher. Die statische Eignung der vorhandenen Fermenter und Gärrestlager für die Baumaßnahme wird vorausgesetzt. Externe Gasspeicher werden nicht eingesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass durch Änderung der Gasspeichergeometrie oder Abdeckung bisher noch nicht abgedeckter Lager, Gasspeicherraum geschaffen werden kann. Die Kostenberechnung für Änderungen an den Gasspeichern wird in Abhängigkeit des zusätzlich benötigten Gasspeichervolumens durchgeführt.

### 6.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung

Die betriebswirtschaftliche Vorzüglichkeit unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen ist für Betreiber dahingehend interessant, um in Zukunft abschätzen zu können, in wie fern die eigene Anlage betriebswirtschaftlich sinnvoll weiter betrieben werden kann (auch nach der EEG-vergütung) oder welche

Optionen für eine Neuanlage in Frage kommen. Der nachfolgende Abschnitt zeigt einerseits verschiedene Betriebskonzepte, die sich hauptsächlich im Flexibilisierungsgrad sowie EEG-Restlaufzeiten unterscheiden und andererseits die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen von möglichen Fahrplangestaltungen.

### 6.3.1 Betriebswirtschaftlicher Konzeptvergleich

Im Folgenden werden die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Bewertung der in Kapitel 6.1 als Beispiele definierten Konzepte dargestellt. Die Ergebnisse werden hierbei je nach Leistungsgröße (200 und 500 kW<sub>el</sub>) und der Variation der Restlaufzeit differenziert. Ergänzend werden die Ergebnisse für die Anlagenkonzepte mit Teilnahme an der Ausschreibung (vgl. Tabelle 6-7 und

Tabelle 6-10) aufgeführt. Innerhalb der Leistungsgrößen und variierten Restlaufzeiten erfolgt die Betrachtung der unterschiedlichen Überbauungsstufen, sowie unterschiedlicher Wärmenutzungskonzepte und Wärmenutzungsgrade. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt hierbei als Differenz zur jeweiligen nicht flexibilisierten Anlage als Referenzzustand tabellarisch und als Diagramm. Die gezeigten Werte sind somit jeweils als Mehr- oder Minderbeträge zur nicht flexibilisierten Referenzanlage zu verstehen. So wird der Fokus auf den Vergleich der betriebswirtschaftlichen Vorzüglichkeit der Varianten gelegt. Ausgewiesen werden jeweils die Kosten- und Erlöspositionen, sowie der Saldo der Annuitäten als Hauptindikator, um darzustellen, ob Varianten im Vergleich zur nicht flexibilisierten Variante vorzüglich sind.

Es sei vorweg zu nehmen, dass über alle betrachteten Varianten diejenigen mit hoher Flexibilisierung besser abschneiden als Varianten mit niedriger Flexibilisierung. Das Gesamtergebnis wird hierbei maßgeblich von der Flexprämie bei Bestandsanlagen bzw. dem Flexzuschlag bei Neuanlagen getragen. Die Mehrerlöse der Stromvermarktung durch die flexible Fahrweise sind zwar gegeben, können jedoch die Mehrkosten der Flexibilisierung unter den momentanen Strommarktbedingungen nicht kompensieren. Umgelegt auf die produzierte Strommenge lassen sich je nach Flexibilisierungsvariante EPEX-Mehrerlöse von 0,5 bis 0,9 €-cent je kWh erzielen. Hierbei ist zu bedenken, dass diese Aussage für die hier durchgeführte ex post Betrachtung für die EPEX-Strompreise für das Jahr 2018 gilt. Sollten die Differenzen der Stundenstrompreise zwischen Niedrig- und Hochpreisen ausgeprägter werden, können höhere Mehrerlöse erwirtschaftet werden, vor allem dann, wenn mit hohem Flexibilisierungsgrad die Stromproduktion auf die Hochpreisphasen konzentriert wird. Momentan sind diese Mehrerlöse jedoch nicht quantifizierbar und können bestenfalls den Charakter einer Prognose annehmen.

Tabelle 6-4 und Abbildung 6-3 zeigen die Bewertungsergebnisse für die 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Hier ist zu beachten, dass die Flexprämie nur noch sieben Jahre gezahlt wird, und somit nicht über die gesamte Abschreibungsdauer des BHKW gewährt wird. Generell wird hierdurch das Gesamtergebnis über den Zeitraum bis zum Wegfall der EEG-Vergütung reduziert, womit ein Teil der BHKW-Gegenfinanzierung ggf. erst in der Anschlussphase stattfinden kann. So ist es hier zu erklären, dass die zweifache Überbauung ( $Q_p$  2) im Vergleich zum Grundlastbetrieb die ungünstigere Handlungsoption darstellt. Darüber hinaus lassen sich durch die zweifache Überbauung nur geringe EPEX-Mehrerlöse erzielen, die die Kosten der Flexibilisierung über die Restlaufzeit von sieben Jahren nicht ausgleichen können. Besonders fallen hier Mehrkosten für BHKW und den Gas- sowie Wärmespeicherzubau ins Gewicht. Erst bei dreifacher Überbauung ( $Q_p$  3) kann ein höheres Gesamtergebnis im Vergleich zum Grundlastbetrieb erreicht werden. Der Gas- und

Wärmespeichermehrbedarf sind bei dreifacher Überbauung ( $Q_p 3$ ) relativ zur doppelten Überbauung ( $Q_p 2$ ) geringer ausgeprägt als von der Referenzvariante Grundlastbetrieb zu der doppelten Überbauung ( $Q_p 2$ ). Der Anstieg der Flexprämie verhält sich zu diesem Kostenanstieg überproportional, sodass hier die Mehrkosten der Flexibilisierung kompensiert werden können. Der Kompensationseffekt verstärkt sich, je höher der Überbauungsgrad gewählt wird.

Die differenziert gewählten Wärmelastprofile zeigen bei gleichem Wärmenutzungsgrad nur einen geringen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit. Dies ist insofern nachvollziehbar, als dass die verkaufte Wärmemenge de facto konstant bleibt. Allein der Wärmeabsatz über das Jahr wird durch unterschiedliche Wärmelastprofile beeinflusst, womit sich Änderungen in der Auslegung des Wärmespeichers oder des Spitzenlastkessels und der Brennstoffkosten für den Spritzenlastkessel ergeben, die sich kostenseitig auswirken können.

Ein höherer Wärmenutzungsgrad wirkt sich durch steigende Wärmeerlöse positiv auf das Ergebnis einer Biogasanlage aus. Die stromgeführte, EPEX-optimierte Fahrweise von BHKW ohne eine saisonal flexible Fahrweise kann jedoch im Fall der 200 kW Anlage mit siebenjähriger Restlaufzeit nicht zur deutlichen Steigerung oder Schmälerung des Gesamtergebnisses in Form der Annuität beitragen. Der notwendige Mehrbedarf von Wärmespeicherkapazität trägt hier in erster Linie zur Kostensteigerung bei, welche die Mehrerlöse kompensiert.

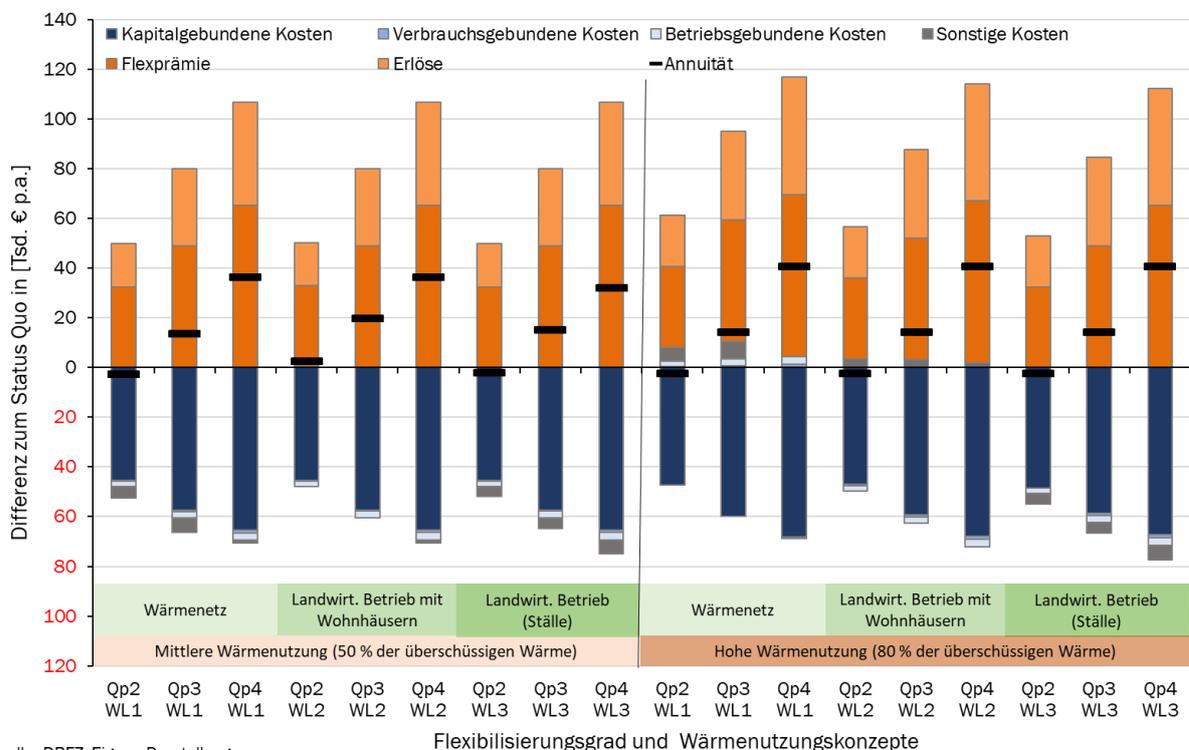


Abbildung 6-3: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)

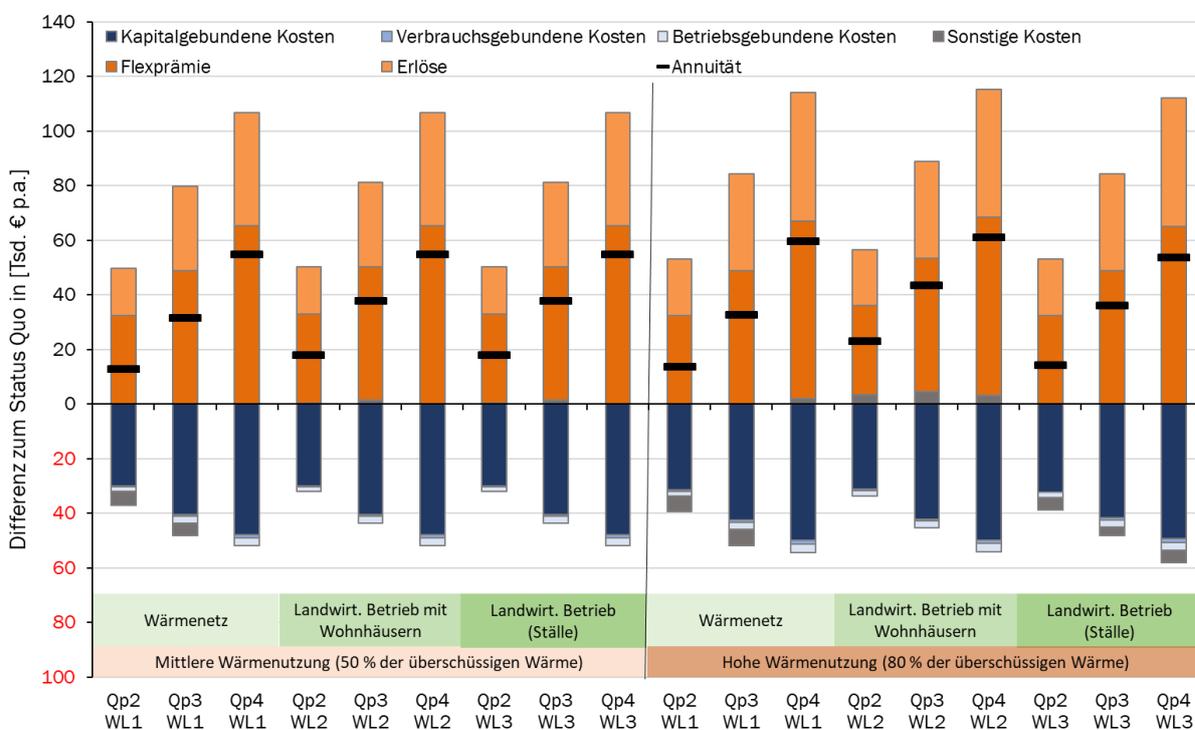
Tabelle 6-5: Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019)

Technik	Einheit	Mittlerer Wärmenutzungsgrad (50 % der überschüssigen Wärme)									Hoher Wärmenutzungsgrad (80 % der überschüssigen Wärme)								
		Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3			Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3		
		2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach
BHKW- Erweiterung	[kW]	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750
P <sub>Zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678
Gasmehrfachbedarf durch Takten	[%]	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%
Gasspeicher-Erweiterung	[m³]	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278
Opt. Wärmespeichervolumen	[m³]	69	87	102	69	87	102	69	87	102	144	197	213	144	197	213	144	197	213
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	136	133	141	149	146	150	159	156	162	314	258	300	314	258	300	314	258	300
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	160	268	425	156	240	394	166	244	392	363	363	756	363	363	756	363	363	756
<b>Kosten (relativ zum Status Quo)</b>																			
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	45,50	57,28	65,50	45,50	57,28	65,50	45,50	57,28	65,50	47,35	59,93	68,08	47,07	59,26	67,81	48,37	58,71	67,25
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	38,11	52,76	63,67	38,11	52,76	63,67	38,11	52,76	63,67	-38,11	-52,76	-63,67	38,11	52,76	63,67	38,11	52,76	63,67
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-21,66	-29,38	-33,51	-21,66	-29,38	-33,51	-21,66	-29,38	-33,51	21,63	29,34	33,46	-21,63	-29,35	-33,47	-21,61	-29,36	-33,48
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	25,40	29,62	30,58	25,40	29,62	30,58	25,40	29,62	30,58	-25,40	-29,62	-30,58	25,40	29,62	30,58	25,40	29,62	30,58
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	3,43	3,99	4,42	3,43	3,99	4,42	3,43	3,99	4,42	-5,00	-6,24	-6,60	4,74	5,64	6,33	5,81	5,13	5,81
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,23	0,30	0,35	0,23	0,30	0,35	0,23	0,30	0,35	-0,47	-0,65	-0,71	0,46	0,59	0,69	0,67	0,56	0,67
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,17	0,59	0,99	0,16	0,56	0,96	0,17	0,56	0,96	-0,38	-0,69	-1,34	0,36	0,78	1,24	0,01	0,81	1,30
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,16	0,27	0,43	0,16	0,24	0,39	0,17	0,24	0,39	-0,36	-0,36	-0,76	0,34	0,45	0,66	0,01	0,48	0,72
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	2,10	2,60	2,94	2,10	2,60	2,94	2,10	2,60	2,94	-2,18	-2,73	-3,06	2,17	2,70	3,04	2,23	2,67	3,02
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	4,77	5,81	1,17	-0,40	-0,16	1,10	4,07	4,31	5,57	-5,50	-7,08	0,73	-3,43	-3,16	-1,87	4,35	4,45	5,74
<b>Erlöse (relativ zum Status Quo)</b>																			
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	49,76	79,98	106,88	49,76	79,98	106,88	49,76	79,98	106,88	53,08	84,55	112,36	53,08	84,55	112,36	53,08	84,55	112,36
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15
davon EPEX-Mehrerlös 2018	[Tsd. € p.a.]	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54
<b>Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)</b>																			
Annuität (EPEX 2018)	[Tsd. € p.a.]	-2,77	13,70	36,28	2,39	19,70	36,39	-2,09	15,22	31,91	-2,34	14,12	40,60	-2,34	14,12	40,60	-2,34	14,12	40,60

Quelle: DBFZ, BioFlex Berechnung

Tabelle 6-6 und Abbildung 6-4 zeigen die Bewertungsergebnisse für die 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Hier ist zu beachten, dass die Flexprämie zehn Jahre gezahlt wird, und somit über die gesamte Abschreibungszeit des BHKW läuft. Die Gegenfinanzierung der Flexibilisierung stellt sich somit günstiger dar, als im Vergleich zur Restlaufzeit von nur sieben Jahren. Somit stellt sich bei dieser Variante schon die zweifache Überbauung (Q<sub>p</sub> 2) als günstigere Option gegenüber dem Grundlastbetrieb dar. Dreifache (Q<sub>p</sub> 3) und vierfache (Q<sub>p</sub> 4) Überbauung sind dementsprechend nochmals betriebswirtschaftlich bessergestellt. Die Besserstellung ergibt sich hier aus der Ausschöpfung der vollen zehn Jahre Flexprämie, die in Relation zu den Flexibilisierungskosten überproportional steigt.

Wie auch bei der Anlage mit sieben Jahren Restlaufzeit zeigen die differenziert gewählten Wärmelastprofile bei gleichem Wärmenutzungsgrad nur einen geringen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit.



Quelle: DBFZ, Eigene Darstellung

Flexibilisierungsgrad und Wärmenutzungskonzepte

Abbildung 6-4: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)

Tabelle 6-6: Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019)

Technik	Einheit	Mittlerer Wärmenutzungsgrad (50 % der überschüssigen Wärme)									Hoher Wärmenutzungsgrad (80 % der überschüssigen Wärme)								
		Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3			Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3		
		2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach
BHKW- Erweiterung	[kW]	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750
P <sub>Zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%
Gasspeicher-Erweiterung	[m <sup>3</sup> ]	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278
Opt. Wärmespeichervolumen	[m <sup>3</sup> ]	69	87	102	69	87	102	69	87	102	144	197	213	144	182	213	213	182	213
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	136	133	141	149	146	150	149	146	150	314	258	300	308	283	317	206	318	348
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	160	268	425	156	240	394	156	240	394	363	363	756	340	451	660	14	481	718
<b>Kosten (relativ zum Status Quo)</b>																			
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	30,10	40,59	48,03	30,10	40,59	48,03	30,10	40,59	48,03	31,48	42,58	49,97	31,27	42,08	49,76	32,26	41,66	49,34
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	8,00	15,03	21,23	8,00	15,03	21,23	8,00	15,03	21,23	8,00	15,03	21,23	8,00	15,03	21,23	8,00	15,03	21,23
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	0,53	0,39	0,56	0,53	0,39	0,56	0,53	0,39	0,56	0,55	0,42	0,59	0,54	0,41	0,59	0,56	0,40	0,58
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	18,82	21,94	22,65	18,82	21,94	22,65	18,82	21,94	22,65	18,82	21,94	22,65	18,82	21,94	22,65	18,82	21,94	22,65
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	2,58	3,00	3,33	2,58	3,00	3,33	2,58	3,00	3,33	3,76	4,70	4,97	3,57	4,25	4,77	4,38	3,86	4,38
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	0,18	0,22	0,26	0,18	0,22	0,26	0,18	0,22	0,26	0,36	0,49	0,53	0,35	0,44	0,52	0,50	0,42	0,50
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	0,17	0,60	1,03	0,17	0,57	0,99	0,17	0,57	0,99	0,39	0,71	1,38	0,37	0,80	1,28	0,01	0,83	1,34
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	0,16	0,27	0,43	0,16	0,24	0,39	0,16	0,24	0,39	0,36	0,36	0,76	0,34	0,45	0,66	0,01	0,48	0,72
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	1,85	2,48	2,89	1,85	2,48	2,89	1,85	2,48	2,89	1,94	2,61	3,02	1,93	2,58	3,00	1,99	2,55	2,98
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	4,85	4,57	-0,08	-0,41	-1,51	-0,15	-0,41	-1,51	-0,15	5,61	5,88	-2,01	-3,51	-4,56	-3,17	4,43	3,19	4,58
<b>Erlöse (relativ zum Status Quo)</b>																			
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	49,76	79,80	106,57	49,76	79,80	106,56	49,76	79,80	106,56	53,08	84,37	112,04	53,08	84,37	112,04	53,08	84,37	112,03
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15	32,50	48,90	65,15
davon EPEX-Mehrerlös 2018	[Tsd. € p.a.]	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54
<b>Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)</b>																			
Annuität (EPEX 2018)	[Tsd. € p.a.]	12,78	31,56	54,70	18,05	37,67	54,81	18,05	37,67	54,81	13,66	32,60	59,68	23,01	43,48	61,16	14,39	36,14	53,79

Quelle: DBFZ, BioFlex Berechnung

Allerdings sind im Gegensatz zur mittleren Wärmenutzung bei WL1 und WL2 bei hoher Wärmenutzung höhere Annuitäten feststellbar, die jedoch mit ca. 1.000 € p. a. gering ausgeprägt sind. Auch bei der 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit zehnjähriger Restlaufzeit gilt, dass die stromgeführte, EPEX-optimierte Fahrweise der BHKW ohne eine saisonal flexible Fahrweise nicht zur deutlichen Steigerung oder Schmälerung des Gesamtergebnis in Form der Annuität beitragen. Die notwendige Wärmespeichermehrkapazität trägt hier in erster Linie zur Kostensteigerung bei, welche die Mehrerlöse kompensiert.

Tabelle 6-7 und Abbildung 6-5 zeigen die Bewertungsergebnisse für die 200 kW-Anlage als Neubau. Im Unterschied zu Bestandsanlagen wird hier nicht die Flexprämie, sondern der Flexzuschlag gezahlt. Durch die Laufzeit des Flexzuschlages von 10 Jahren sollen die zusätzlichen Kosten für eine Flexibilisierung gegenfinanziert werden. Es zeigt sich jedoch, dass im Gegensatz zur in Grundlast betriebenen Neuanlage, die flexible Anlage erst ab vierfacher Überbauung eine deutliche Vorzüglichkeit aufweist. Hier ist die Besonderheit, dass auf Grund des EEG 2017, das die Flexibilisierung und die Teilnahme an der Ausschreibung für Neuanlagen zwingend vorschreibt, Grundlastbetrieb keine entscheidungsrelevante Option mehr darstellt. Auch wenn die Option Grundlast auf Grund der Gesetzgebung nicht zur Verfügung steht, wird deutlich, dass auch hier höhere Flexibilisierungsgrade zu einem günstigeren betriebswirtschaftlichen Gesamtergebnis führen können. Die Auswirkungen unterschiedlicher Wärmelastprofile ist auch bei Neuanlagen gering ausgeprägt und wird deutlich von der Zahlung des Flexzuschlages überlagert, sodass hier für die Praxis eher keine entscheidungsrelevante Größe zu sehen ist. Wird anstatt einer stromorientierten eine wärmeorientierte Fahrweise mit eventuell saisonaler Ausrichtung gewählt, können sich diese Verhältnisse ändern.

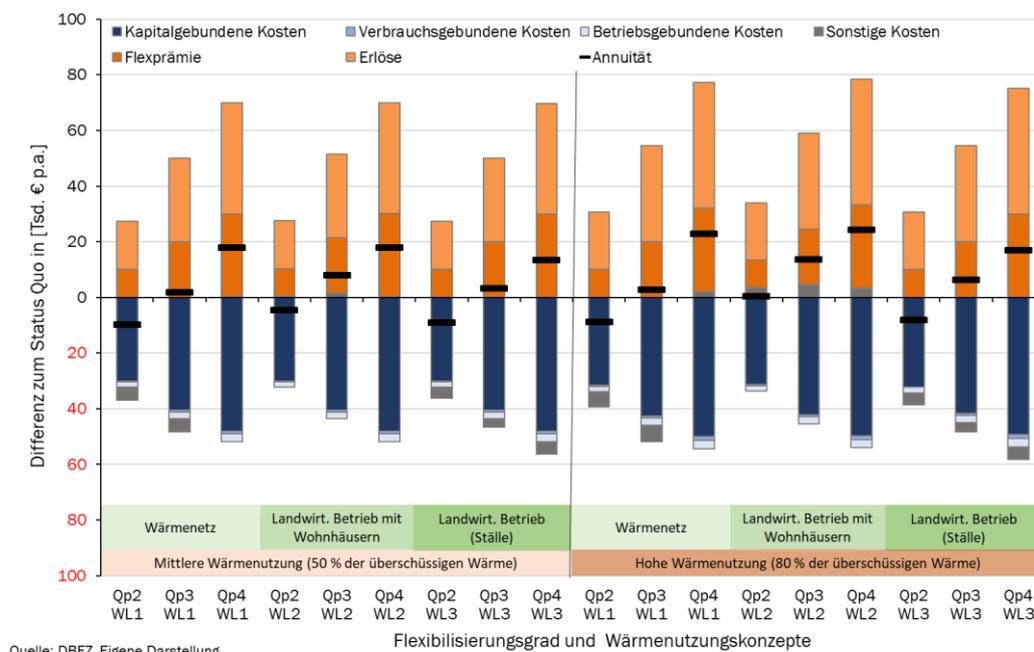


Abbildung 6-5: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)

Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung  
von Biogasanlagen (LF Flex)



Tabelle 6-7: Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 200 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019)

Technik	Einheit	Mittlerer Wärmenutzungsgrad (50 % der überschüssigen Wärme)									Hoher Wärmenutzungsgrad (80 % der überschüssigen Wärme)								
		Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3			Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3		
		2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach
BHKW- Erweiterung	[kW]	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750	250	500	750
P <sub>Zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500	249	375	500
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%	0,103%	0,189%	0,253%
Gasspeicher-Erweiterung	[m³]	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278	2.061	3.027	3.278
Opt. Wärmespeichervolumen	[m³]	69	87	102	69	87	102	69	87	102	144	197	213	144	182	213	213	182	213
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	136	133	141	149	146	150	159	156	162	314	258	300	308	283	317	206	318	348
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	160	268	425	156	240	394	166	244	392	363	363	756	340	451	660	14	481	718
<b>Kosten (relativ zum Status Quo)</b>																			
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-30,10	-40,59	-48,03	-30,10	-40,59	-48,03	-30,10	-40,59	-48,03	-31,48	-42,58	-49,97	-31,27	-42,08	-49,76	-32,26	-41,66	-49,34
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	-8,00	-15,03	-21,23	-8,00	-15,03	-21,23	-8,00	-15,03	-21,23	-8,00	-15,03	-21,23	-8,00	-15,03	-21,23	-8,00	-15,03	-21,23
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-0,53	-0,39	-0,56	-0,53	-0,39	-0,56	-0,53	-0,39	-0,56	-0,55	-0,42	-0,59	-0,54	-0,41	-0,59	-0,56	-0,40	-0,58
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	-18,82	-21,94	-22,65	-18,82	-21,94	-22,65	-18,82	-21,94	-22,65	-18,82	-21,94	-22,65	-18,82	-21,94	-22,65	-18,82	-21,94	-22,65
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	-2,58	-3,00	-3,33	-2,58	-3,00	-3,33	-2,58	-3,00	-3,33	-3,76	-4,70	-4,97	-3,57	-4,25	-4,77	-4,38	-3,86	-4,38
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	-0,18	-0,22	-0,26	-0,18	-0,22	-0,26	-0,18	-0,22	-0,26	-0,36	-0,49	-0,53	-0,35	-0,44	-0,52	-0,50	-0,42	-0,50
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-0,17	-0,60	-1,03	-0,17	-0,57	-0,99	-0,18	-0,58	-0,99	-0,39	-0,71	-1,38	-0,37	-0,80	-1,28	-0,01	-0,83	-1,34
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	-0,16	-0,27	-0,43	-0,16	-0,24	-0,39	-0,17	-0,24	-0,39	-0,36	-0,36	-0,76	-0,34	-0,45	-0,66	-0,01	-0,48	-0,72
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-1,85	-2,48	-2,89	-1,85	-2,48	-2,89	-1,85	-2,48	-2,89	-1,94	-2,61	-3,02	-1,93	-2,58	-3,00	-1,99	-2,55	-2,98
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	-4,85	-4,57	0,08	0,41	1,51	0,15	-4,15	-3,05	-4,41	-5,61	-5,88	2,01	3,51	4,56	3,17	-4,43	-3,19	-4,58
<b>Erlöse (relativ zum Status Quo)</b>																			
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	27,26	50,00	69,78	27,26	50,00	69,78	27,26	49,99	69,78	30,58	54,57	75,26	30,58	54,57	75,25	30,58	54,56	75,25
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	10,00	20,00	30,00	10,00	20,00	30,00	10,00	20,00	30,00	10,00	20,00	30,00	10,00	20,00	30,00	10,00	20,00	30,00
davon EPEX-Mehrerlös 2018	[Tsd. € p.a.]	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54	11,72	14,53	16,54
		17,26	30,00	39,78	17,26	30,00	39,78	17,26	29,99	39,78	20,58	34,57	45,26	20,58	34,57	45,25	20,58	34,56	45,25
<b>Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)</b>																			
Saldo (EPEX 2018)	[Tsd. € p.a.]	-9,72	1,75	17,92	-4,45	7,87	18,02	-9,02	3,30	13,46	-8,84	2,79	22,90	0,51	13,67	24,38	-8,11	6,33	17,01

Quelle: DBFZ BioFlex Berechnung

Tabelle 6-8 und Abbildung 6-6 zeigen die Bewertungsergebnisse für die 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Hier ist zu beachten, dass die Flexprämie nur noch sieben Jahre gezahlt wird, und somit nicht über die gesamte Abschreibungsdauer des BHKW gezahlt wird. Generell wird hierdurch das Gesamtergebnis über den Zeitraum bis zum Wegfall der EEG-Vergütung reduziert, womit ein Teil der BHKW-Gegenfinanzierung ggf. erst in der Anschlussphase stattfinden kann. Im Gegensatz zu korrespondierenden 200 kW<sub>el</sub> Variante wird jedoch allein auf Grund der höheren zuzubauenden installierten elektrischen Leistung für die Überbauungsstufen eine höhere Flexprämie gezahlt. So ist es hier zu erklären, dass die zweifache Überbauung (Q<sub>p</sub> 2) im Vergleich zum Grundlastbetrieb die günstigere Handlungsoption darstellt. Die EPEX-Mehrerlöse sind zwar auf Grund der höheren bereitgestellten Leistung höher als bei der 200 kW<sub>el</sub> Variante, jedoch gilt auch hier, dass die Mehrerlöse die Kosten der Flexibilisierung nicht alleine decken können. Besonders fallen hier Mehrkosten für BHKW und den Gas- sowie Wärmespeicherzubau ins Gewicht. Erst bei dreifacher Überbauung (Q<sub>p</sub> 3) kann ein höheres Gesamtergebnis im Vergleich zum Grundlastbetrieb erreicht werden. Der Gas- und Wärmespeichermehrbedarf sind bei dreifacher Überbauung (Q<sub>p</sub> 3) relativ zur doppelten Überbauung (Q<sub>p</sub> 2) geringer ausgeprägt als von der Referenzvariante Grundlastbetrieb zu der doppelten Überbauung (PQ2). Der überproportionale Anstieg der Flexprämie wird durch die Anlagengrößenklasse nochmal verstärkt, sodass bei der absoluten Differenz die 500 kW<sub>el</sub> Anlage gegenüber der 200 kW<sub>el</sub> Anlage bessergestellt ist. Die Differenzen der Annuitäten in Relation zur Grundlastreferenz ist somit höher ausgeprägt als bei der 200 kW<sub>el</sub> Anlage.

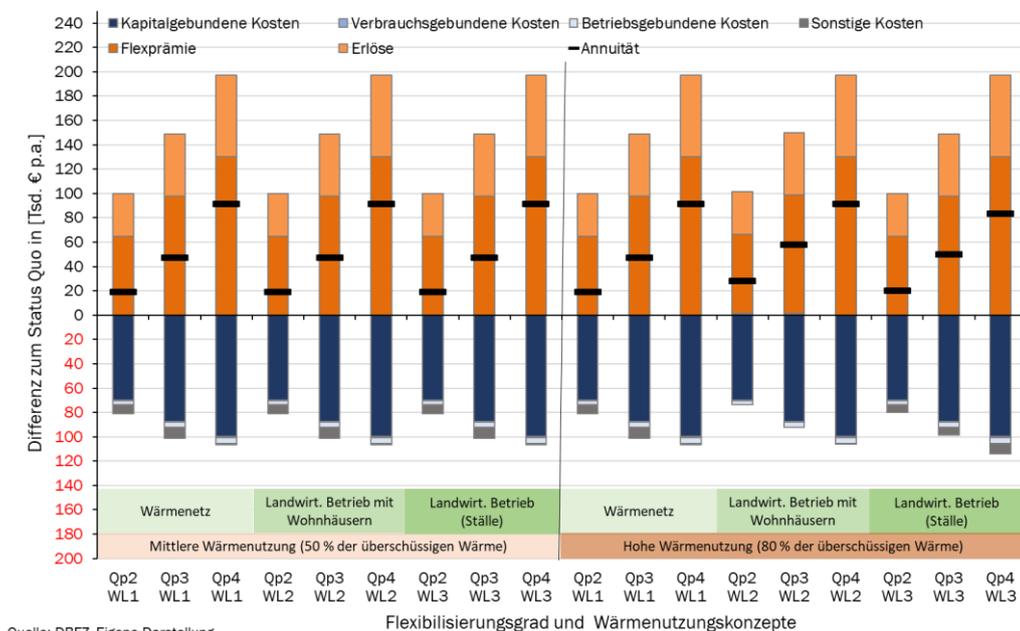


Abbildung 6-6: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)

Die Auswirkungen der Wärmevarianten verhalten sich gleichermaßen wie bei der 200 kW<sub>el</sub> Anlage. Auch hier ist kein Bedeutender Einfluss zwischen den Flexibilisierungsvarianten zu erkennen, wohl aber erzielt ein höherer Gesamtwärmenutzungsgrad der überschüssigen Wärme absolut höhere Erlöse, weshalb eine hohe Wärmenutzung unabhängig vom Flexibilisierungsgrad immer anzustreben ist.

Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung  
von Biogasanlagen (LF Flex)



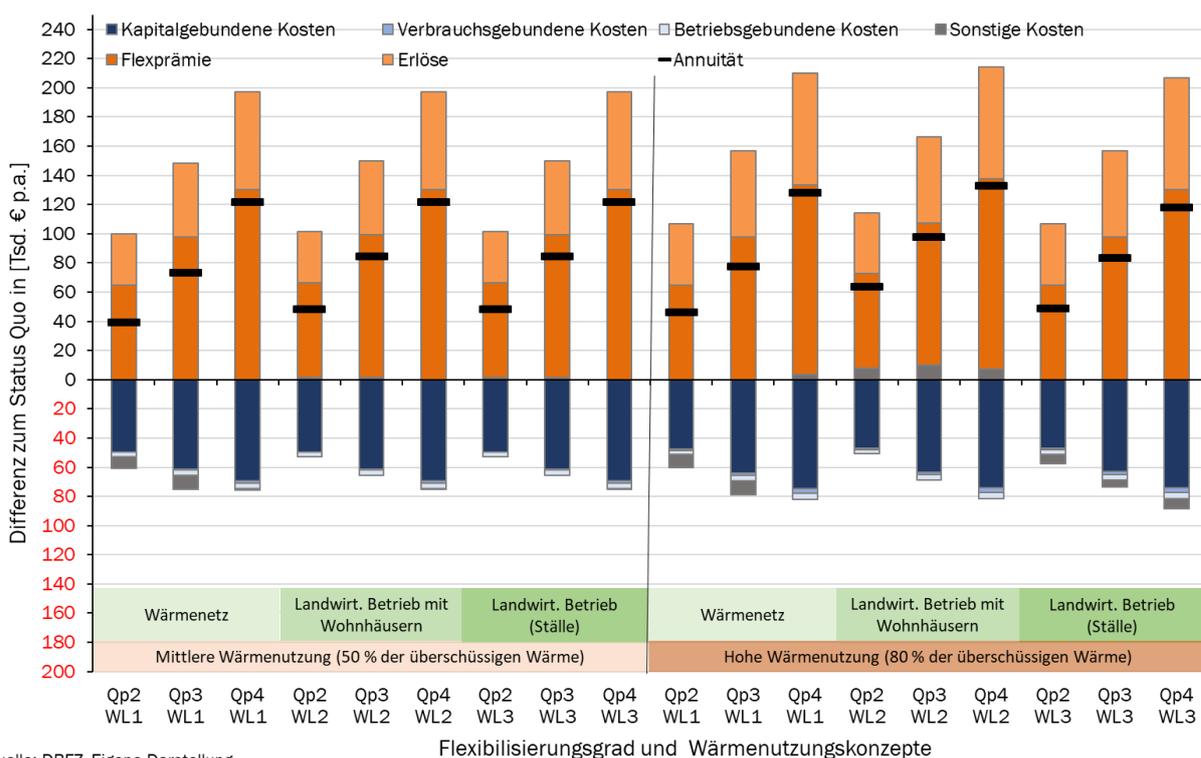
Tabelle 6-8: Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit sieben Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019)

Technik	Einheit	Mittlerer Wärmenutzungsgrad (50 % der überschüssigen Wärme)									Hoher Wärmenutzungsgrad (80 % der überschüssigen Wärme)								
		Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3			Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3		
		2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach
BHKW- Erweiterung	[kW]	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500
P <sub>zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%
Gasspeicher-Erweiterung	[m <sup>3</sup> ]	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883
Opt. Wärmespeichervolumen	[m <sup>3</sup> ]	144	182	213	144	182	213	144	182	213	144	182	213	144	182	213	144	182	213
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	282	276	293	282	276	293	282	276	293	282	276	293	309	303	311	331	324	335
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	331	542	869	331	542	869	331	542	869	331	542	869	326	485	804	347	495	800
<b>Kosten (relativ zum Status Quo)</b>																			
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	-69,86	-87,22	-99,42	-69,86	-87,22	-99,42	-69,86	-87,22	-99,42	-69,86	-87,22	-99,42	-69,86	-87,22	-99,42	-69,86	-87,22	-99,42
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	-62,03	-85,88	-102,77	-62,03	-85,88	-102,77	-62,03	-85,88	-102,77	-62,03	-85,88	-102,77	-62,03	-85,88	-102,77	-62,03	-85,88	-102,77
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	35,31	47,91	54,63	35,31	47,91	54,63	35,31	47,91	54,63	35,31	47,91	54,63	35,31	47,91	54,63	35,31	47,91	54,63
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	-37,14	-42,20	-43,44	-37,14	-42,20	-43,44	-37,14	-42,20	-43,44	-37,14	-42,20	-43,44	-37,14	-42,20	-43,44	-37,14	-42,20	-43,44
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	-5,52	-6,43	-7,12	-5,52	-6,43	-7,12	-5,52	-6,43	-7,12	-5,52	-6,43	-7,12	-5,52	-6,43	-7,12	-5,52	-6,43	-7,12
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	-0,49	-0,61	-0,72	-0,49	-0,61	-0,72	-0,49	-0,61	-0,72	-0,49	-0,61	-0,72	-0,49	-0,61	-0,72	-0,49	-0,61	-0,72
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-0,35	-0,85	-1,53	-0,35	-0,85	-1,53	-0,35	-0,85	-1,53	-0,35	-0,85	-1,53	-0,34	-0,79	-1,47	-0,37	-0,80	-1,46
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	-0,33	-0,54	-0,87	-0,33	-0,54	-0,87	-0,33	-0,54	-0,87	-0,33	-0,54	-0,87	-0,33	-0,48	-0,80	-0,35	-0,49	-0,80
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-3,21	-3,94	-4,42	-3,21	-3,94	-4,42	-3,21	-3,94	-4,42	-3,21	-3,94	-4,42	-3,21	-3,94	-4,42	-3,21	-3,94	-4,42
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	-7,58	-9,30	-0,92	-7,58	-9,30	-0,92	-7,58	-9,30	-0,92	-7,58	-9,30	-0,92	1,49	1,23	-0,80	-6,34	-6,60	-8,63
<b>Erlöse (relativ zum Status Quo)</b>																			
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	99,81	148,66	197,46	99,81	148,66	197,46	99,81	148,66	197,46	99,81	148,66	197,46	99,81	148,66	197,46	99,80	148,65	197,46
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30
davon EPEX-Mehrerlös 2018	[Tsd. € p.a.]	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14
		34,81	50,86	67,17	34,81	50,86	67,17	34,81	50,86	67,17	34,81	50,86	67,17	34,81	50,86	67,17	34,80	50,86	67,16
<b>Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)</b>																			
Saldo (EPEX 2018)	[Tsd. € p.a.]	18,80	47,35	91,17	18,80	47,35	91,17	18,80	47,35	91,17	18,80	47,35	91,17	27,88	57,94	91,35	20,03	50,10	83,53

Quelle: DBFZ BioFlex Berechnung

Tabelle 6-9 Abbildung 6-7 zeigen die Bewertungsergebnisse für die 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Hier ist zu beachten, dass die Flexprämie zehn Jahre gezahlt wird, und somit über die gesamte Abschreibungszeit des BHKW läuft. Das Gesamtergebnis weist auf Grund der höheren leistungsgekoppelten Vergütung durch die Flexprämie, ein im Vergleich zu 200 kW<sub>el</sub> Anlage deutlich höheres Niveau auf.

Die Gegenfinanzierung der Flexibilisierung stellt sich somit günstiger dar, als im Vergleich zur Restlaufzeit von nur sieben Jahren. Die zweifache Überbauung mit zehn Jahren Restlaufzeit ist im Vergleich somit nochmals deutlich betriebswirtschaftlich vorzüglicher als mit sieben Jahren Restlaufzeit. Dreifache (Q<sub>p</sub> 3) und vierfache (Q<sub>p</sub> 4) Überbauung sind dementsprechend nochmals betriebswirtschaftlich bessergestellt. Die Besserstellung ergibt sich hier aus der Ausschöpfung der vollen zehn Jahre Flexprämie, die in Relation zu den Flexibilisierungskosten überproportional steigt, was für die 500 kW<sub>el</sub> Anlage nochmals besonders hervortritt. Wie auch bei der Anlage mit sieben Jahren Restlaufzeit zeigen die differenziert gewählten Wärmelastprofile bei gleichem Wärmenutzungsgrad nur einen geringen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit.



Quelle: DBFZ, Eigene Darstellung

Abbildung 6-7: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)

# Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)



Tabelle 6-9: Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit zehn Jahren Restlaufzeit der EEG-Vergütung. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019)

Technik	Einheit	Mittlerer Wärmenutzungsgrad (50 % der überschüssigen Wärme)									Hoher Wärmenutzungsgrad (80 % der überschüssigen Wärme)								
		Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3			Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3		
		2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach
BHKW- Erweiterung	[kW]	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500
P <sub>zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%
Gasspeicher-Erweiterung	[m³]	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883
Opt. Wärmespeichervolumen	[m³]	144	182	213	144	182	213	144	182	213	315	398	431	315	398	431	315	368	431
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	282	276	293	309	303	311	309	303	311	651	620	639	638	638	657	692	692	721
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	331	542	869	326	485	804	326	485	804	789	1.246	2.216	791	1.066	2.014	1.129	1.794	2.294
<b>Kosten (relativ zum Status Quo)</b>																			
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	-49,48	-61,16	-69,16	-49,48	-61,16	-69,16	-49,48	-61,16	-69,16	-47,46	-63,77	-74,62	-47,07	-63,38	-74,23	-47,07	-62,90	-74,23
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	-46,71	-64,96	-77,99	-46,71	-64,96	-77,99	-46,71	-64,96	-77,99	-13,02	-24,47	-33,62	-13,02	-24,47	-33,62	-13,02	-24,47	-33,62
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	29,26	40,36	46,90	29,26	40,36	46,90	29,26	40,36	46,90	-0,84	-0,61	-0,89	-0,84	-0,60	-0,88	-0,84	-0,60	-0,88
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	-4,16	-4,84	-5,36	-4,16	-4,84	-5,36	-4,16	-4,84	-5,36	-5,36	-6,50	-6,92	-5,01	-6,15	-6,57	-5,01	-5,75	-6,57
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	-0,37	-0,46	-0,54	-0,37	-0,46	-0,54	-0,37	-0,46	-0,54	-0,72	-0,93	-1,01	-0,69	-0,90	-0,98	-0,69	-0,83	-0,98
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-0,36	-0,87	-1,58	-0,35	-0,81	-1,51	-0,35	-0,81	-1,51	-0,85	-1,63	-3,03	-0,85	-1,44	-2,82	-1,04	-2,04	-2,94
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	-0,33	-0,54	-0,87	-0,33	-0,48	-0,80	-0,33	-0,48	-0,80	-0,79	-1,25	-2,22	-0,79	-1,07	-2,01	-0,96	-1,62	-2,12
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-3,06	-3,68	-4,07	-3,06	-3,68	-4,07	-3,06	-3,68	-4,07	-2,91	-3,87	-4,46	-2,88	-3,85	-4,43	-2,88	-3,82	-4,43
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	-7,67	-9,36	-0,76	1,58	1,38	-0,64	1,58	1,38	-0,64	-9,08	-9,64	3,36	7,86	9,71	7,53	-6,61	-4,70	-6,94
<b>Erlöse (relativ zum Status Quo)</b>																			
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	99,81	148,50	197,11	99,81	148,50	197,10	99,81	148,50	197,10	106,59	156,66	206,58	106,58	156,66	206,58	106,58	156,65	206,57
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30	65,00	97,80	130,30
davon EPEX-Mehrerlös 2018	[Tsd. € p.a.]	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14
		34,81	50,70	66,81	34,81	50,70	66,81	34,81	50,70	66,81	41,59	58,86	76,29	41,58	58,86	76,28	41,58	58,85	76,28
<b>Gesamtannuität (relativ zum Status Quo)</b>																			
Saldo (EPEX 2018)	[Tsd. € p.a.]	39,24	73,42	121,54	48,49	84,22	121,72	48,49	84,22	121,72	46,29	77,75	127,83	63,64	97,69	132,62	48,98	83,19	118,03

Quelle: DBFZ BioFlex Berechnung

Tabelle 6-10 und Abbildung 6-8 zeigen die Bewertungsergebnisse für die 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage als Neubau. Im Unterschied zu Bestandsanlagen wird hier nicht die Flexprämie, sondern der Flexzuschlag gezahlt, welcher von seinem Betrag niedriger ausfällt als die Flexprämie. Durch die Laufzeit des Flexzuschlages von 10 Jahren sollen die zusätzlichen Kosten für eine Flexibilisierung gegenfinanziert werden. Im Gegensatz zur 200 kW<sub>el</sub> Anlage bewegt sich schon die doppelte Überbauung an der relativen Vorzüglichkeit gegenüber der Grundlastoption. Die Begründung ist im höheren Flexzuschlag zu finden, welcher auf Grund des höheren Leistungszubaus im Vergleich zur 200 kW<sub>el</sub> Anlage höher ausfällt. Höher Überbauungsgrade sind damit nochmal vorzüglicher als die doppelte Überbauung.

Die Auswirkungen unterschiedlicher Wärmelastprofile ist auch bei der 500 kW<sub>el</sub> Neuanlagen gering ausgeprägt und wird deutlich von der Zahlung des Flexzuschlages überlagert, sodass hier für die Praxis eher keine entscheidungsrelevante Größe zu sehen ist. Wird anstatt einer stromorientierten eine wärmeorientierte Fahrweise mit eventuell saisonaler Ausrichtung gewählt, können sich diese Verhältnisse ändern.

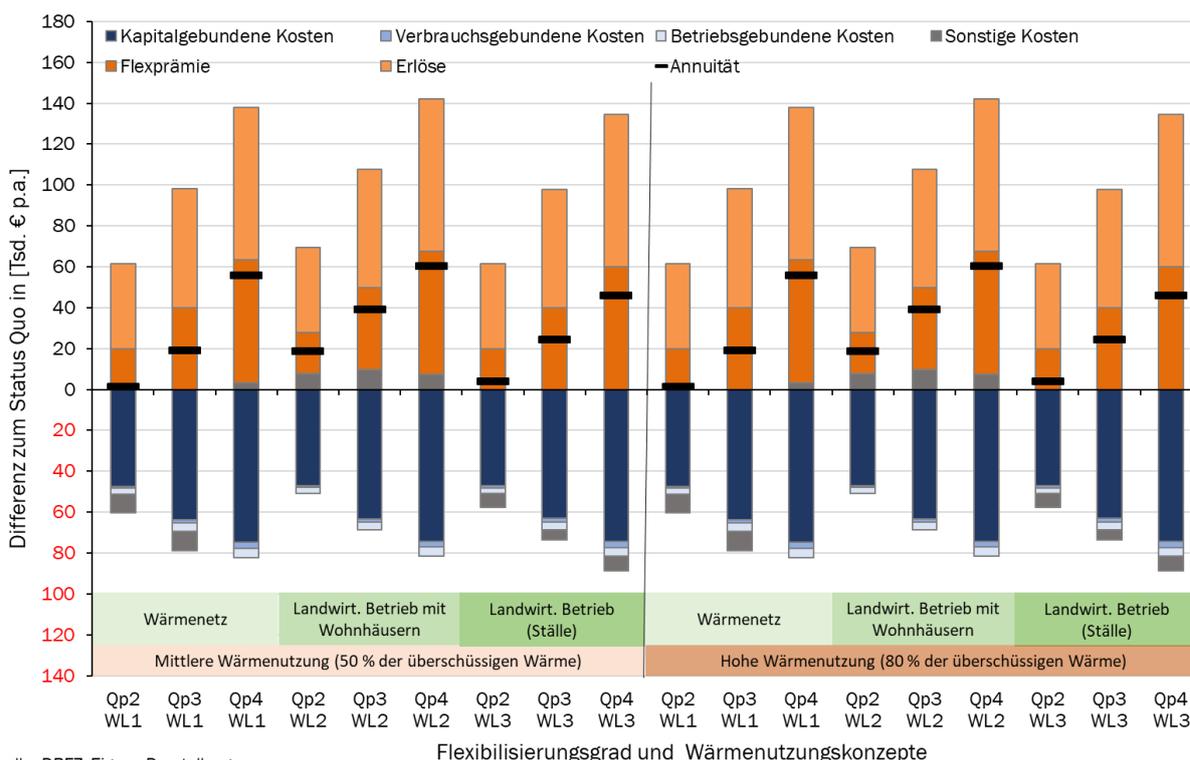


Abbildung 6-8: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für die 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)

Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung  
von Biogasanlagen (LF Flex)



Tabelle 6-10: Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Für jedes Wärmelastprofil ist eine entsprechende Referenzanlage unterstellt. (DBFZ 2019)

Technik	Einheit	Mittlerer Wärmenutzungsgrad (50 % der überschüssigen Wärme)									Hoher Wärmenutzungsgrad (80 % der überschüssigen Wärme)								
		Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3			Wärmelastprofil 1			Wärmelastprofil 2			Wärmelastprofil 3		
		2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach
BHKW- Erweiterung	[kW]	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500
P <sub>Zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000	498	750	1.000
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678	780	744	678
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%	0,103%	0,193%	0,259%
Gasspeicher-Erweiterung	[m³]	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883	5.329	7.333	7.883
Opt. Wärmespeichervolumen	[m³]	315	398	431	315	398	431	315	368	431	315	398	431	315	398	431	315	368	431
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	651	620	639	638	638	657	692	692	721	651	620	639	638	638	657	692	692	721
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	789	1.246	2.216	791	1.066	2.014	1.129	1.794	2.294	789	1.246	2.216	791	1.066	2.014	1.129	1.794	2.294
<b>Kosten (relativ zum Status Quo)</b>																			
Kapitalgebundene Kosten	[Tsd.€ p.a.]	-47,46	-63,77	-74,62	-47,07	-63,38	-74,23	-47,07	-62,90	-74,23	-47,46	-63,77	-74,62	-47,07	-63,38	-74,23	-47,07	-62,90	-74,23
davon für zusätzliche BHKW	[Tsd. € p.a.]	-13,02	-24,47	-33,62	-13,02	-24,47	-33,62	-13,02	-24,47	-33,62	-13,02	-24,47	-33,62	-13,02	-24,47	-33,62	-13,02	-24,47	-33,62
Kosteneffekte Bestands-BHKW	[Tsd. € p.a.]	-0,84	-0,61	-0,89	-0,84	-0,60	-0,88	-0,84	-0,60	-0,88	-0,84	-0,61	-0,89	-0,84	-0,60	-0,88	-0,84	-0,60	-0,88
davon für zusätzlicher Gasspeicher	[Tsd. € p.a.]	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18	-27,51	-31,26	-32,18
davon für Wärmespeicher	[Tsd. € p.a.]	-5,36	-6,50	-6,92	-5,01	-6,15	-6,57	-5,01	-5,75	-6,57	-5,36	-6,50	-6,92	-5,01	-6,15	-6,57	-5,01	-5,75	-6,57
davon für Spitzenlastkessel	[Tsd. € p.a.]	-0,72	-0,93	-1,01	-0,69	-0,90	-0,98	-0,69	-0,83	-0,98	-0,72	-0,93	-1,01	-0,69	-0,90	-0,98	-0,69	-0,83	-0,98
Verbrauchsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-0,85	-1,63	-3,03	-0,85	-1,44	-2,82	-1,04	-2,04	-2,94	-0,85	-1,63	-3,03	-0,85	-1,44	-2,82	-1,04	-2,04	-2,94
davon Brennstoffkosten für SLK	[Tsd. € p.a.]	-0,79	-1,25	-2,22	-0,79	-1,07	-2,01	-0,96	-1,62	-2,12	-0,79	-1,25	-2,22	-0,79	-1,07	-2,01	-0,96	-1,62	-2,12
Betriebsgebundene Kosten	[Tsd. € p.a.]	-2,91	-3,87	-4,46	-2,88	-3,85	-4,43	-2,88	-3,82	-4,43	-2,91	-3,87	-4,46	-2,88	-3,85	-4,43	-2,88	-3,82	-4,43
Sonstige Kosten	[Tsd. € p.a.]	-9,08	-9,64	3,36	7,86	9,71	7,53	-6,61	-4,70	-6,94	-9,08	-9,64	3,36	7,86	9,71	7,53	-6,61	-4,70	-6,94
<b>Erlöse (relativ zum Status Quo)</b>																			
Gesamterlöse	[Tsd. € p.a.]	61,59	98,04	134,43	61,58	98,03	134,43	61,58	98,03	134,43	61,59	98,04	134,43	61,58	98,03	134,43	61,58	98,03	134,43
davon Flexprämie	[Tsd. € p.a.]	20,00	40,00	60,00	20,00	40,00	60,00	20,00	40,00	60,00	20,00	40,00	60,00	20,00	40,00	60,00	20,00	40,00	60,00
davon EPEX-Mehrerlös 2018	[Tsd. € p.a.]	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14	23,48	29,12	33,14
		41,59	58,04	74,43	41,58	58,03	74,43	41,58	58,03	74,43	41,59	58,04	74,43	41,58	58,03	74,43	41,58	58,03	74,43
<b>Gesamtnnuität (relativ zum Status Quo)</b>																			
Saldo (EPEX 2018)	[Tsd. € p.a.]	1,29	19,12	55,68	18,64	39,07	60,48	3,98	24,57	45,88	1,29	19,12	55,68	18,64	39,07	60,48	3,98	24,57	45,88

Quelle: DBFZ BioFlex Berechnung

### 6.3.2 Betriebswirtschaftliche Auswirkung der Fahrplangestaltung

Ein strompreisoptimierter Fahrplan verspricht Mehrerlöse durch optimalen Einsatz der BHKW zu Hochpreisphasen. Dem gegenüber stehen die Kosten der Flexibilisierung in Form der BHKW, Gasspeicher und ggf. Wärmespeicher. Wie genau diese zu dimensionieren sind, hängt von den Betriebs- und Stillstandzeiten der BHKW sowie der Regelmäßigkeit ab. Diese Parameter finden sich im Fahrplan wieder, womit davon auszugehen ist, dass der Fahrplan einen Einfluss auf die Anlagenauslegung und somit auf das betriebswirtschaftliche Ergebnis hat. Dies gilt, solange eine konstante Gasproduktion unterstellt wird. Eine variable Gasproduktion ist hier nicht berücksichtigt.

Dementsprechend wurden in Abbildung 6-9 für eine 500 kW<sub>el</sub> Modellanlage drei Flexibilisierungsstufen für einen EPEX-optimalen Fahrplan berechnet und einer Variante mit zwei konstanten Verstromungsblöcken (vormittags/ nachmittags) am Tag gegenübergestellt. Die hier verwendete Methodik sieht vor, dass die Gasspeicherkapazitäten in Abhängigkeit der maximalen Zusatzerlöse ausgelegt werden, sodass zum Teil sehr große Gasspeicher zum Einsatz kommen müssen, um ausschließlich zu den hochpreisigen Zeiten am Spotmarkt Strom zu produzieren. In dieser Hinsicht weicht die hier verwendete Vorgehensweise von dem Simulationsmodell, welches in Kapitel 5 vorgestellt wurde ab, da keine Restriktionen hinsichtlich der Gasspeicherauslegung zu Beginn festgelegt werden.

Zwar kann die EPEX-optimale Variante höhere Mehrerlöse erzielen, jedoch zeigt sich ein geringeres betriebswirtschaftliches Gesamtergebnis als bei einem Fahrplan mit zwei täglich wiederkehrenden Verstromungsblöcken am Tag. Die Begründung hierfür liegt in der Regelmäßigkeit des Fahrplans, der einen deutlich geringeren Gasspeicherzubau sowie geringere Wärmeredundanzsysteme erfordert. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass sich je nach Fahrplangestaltung bzw. Fahrplanoptimierung auch mit kleineren Gas- und Wärmespeichern höhere Mehrerlöse im Vergleich zum festen Fahrplanbetrieb erzielen lassen. Dies zeigen die Ergebnisse der Simulation in Kap. 5.5.2, bei der jedoch im Vergleich zum vorliegenden Ansatz der EPEX-Optimierung, der Gasspeicher konstant belassen wurde.

Tabelle 6-11 zeigt dahingehend, dass bei konstantem Fahrplan und vierfacher Überbauung im Vergleich zum EPEX-optimalem Fahrplan lediglich etwa die Hälfte des Gasspeichervolumens zugebaut werden muss. Darüber hinaus muss weniger Spitzenlast für Wärme vorgehalten werden. Durch diese Effekte gestaltet sich das betriebswirtschaftliche Ergebnis eines konstanten Fahrplans im vorliegendem Fall günstiger.

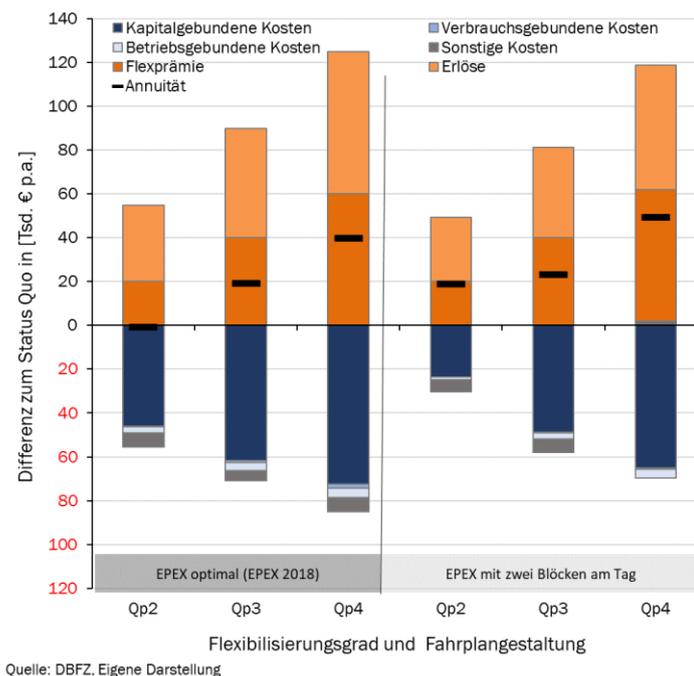


Abbildung 6-9: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse der Flexibilisierungsvarianten für eine 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017 mit unterschiedlicher Fahrplangestaltung. Hier wird einmal der EPEX optimale Fahrplan dem mit zwei fixen Blöcken al Tag gegenübergestellt. Es wird jeweils der Differenzwert zur nicht flexibilisierten Referenzanlage ausgewiesen. Zusätzlich wird die Annuität als vergleichender Wirtschaftlichkeitsindikator dargestellt (Annuität EPEX 2018). (DBFZ 2019)

Tabelle 6-11: Technische Parameter der 500 kW<sub>el</sub> Biogasanlage mit Teilnahme an der Ausschreibung als Neuanlage nach EEG 2017 bei differenzierter Fahrplangestaltung (DBFZ 2019)

Technik	Einheit	EPEX optimal			2 Blöcke am Tag		
		2 fach	3 fach	4 fach	2 fach	3 fach	4 fach
BHKW- Erweiterung	[kW]	500	1.000	1.500	500	1.000	1.500
P <sub>Zusatz</sub> i.S.d. EEG	[kW]	498	750	1.000	498	750	1.000
Takthäufigkeit Spitzenlast-BHKW	[n p.a.]	780	744	678	730	730	626
Gasmehrbedarf durch Takten	[%]	0,103%	0,193%	0,259%	0,096%	0,189%	0,240%
Gasspeicher-Erweiterung	[m <sup>3</sup> ]	5.329	7.333	7.883	139	2.210	3.831
Opt. Wärmespeichervolumen	[m <sup>3</sup> ]	144	182	213	102	144	249
Opt. Spitzenlastkessel	[kW]	282	276	293	85	0	0
Opt. Holzhackschnitzelbedarf	[t]	331	542	869	4	0	0

Quelle: Eigene Darstellung / Bioflex Berechnung

Das gezeigte Beispiel ist exemplarisch und kann bei der individuellen Anlage eine andere Ausprägung annehmen. Welcher Fahrplan letztendlich betriebswirtschaftlich vorzüglich ist, hängt entscheidend davon ab, in wie weit der Wärmebedarf mit dem Fahrplan korrespondiert, sodass wenig Wärmespeichervolumen notwendig ist. Darüber hinaus ist der Gasspeicher von Bedeutung. Durch einen unregelmäßigen Fahrplan können sich bei konstanter Gasproduktion hohe Gasspeicherbedarfe ergeben, während ein regelmäßiger Fahrplan zur Verminderung des nötigen Zubauvolumens beitragen kann. Diesbezüglich zeigen durchgeführte Simulationen in Kapitel 5 jedoch auch, dass mit geringeren Gasspeichergrößen und zusätzlicher Betriebsoptimierung am Spotmarkt, höhere Erlöse als innerhalb eines festen Fahrplanbetriebs erzielt werden können. Anlagenbetreiber sollten deshalb die Möglichkeit einer Tagesoptimierung bzw. Echtzeitregelung, gemeinsam mit dem Direktvermarkter in Betracht ziehen bzw. Vergleichsangebote einholen.

Die getroffenen Aussagen können sich weiter relativieren, wenn eine flexible Führung des Gasprozesses unterstellt wird. Hiermit ist es möglich, die nötigen Gasspeichervolumina zu verringern und so Kosten einzusparen. Dieses Konzept wurde aus betriebswirtschaftlicher Sicht hier jedoch nicht weiter betrachtet, da die flexible Prozessführung und deren technische Ausgestaltung in inklusive dem Gasspeichermanagement Gegenstand der Forschung ist.

## 6.4 Zusammenfassende betriebswirtschaftliche Bewertung der Flexibilisierung

Die betriebswirtschaftliche Bewertung der Flexibilitätsoptionen hat gezeigt, dass die Flexibilisierung von Anlagen im Vergleich zum Grundlastbetrieb generell vorzüglich sein kann. Ob eine Flexibilisierung betriebswirtschaftlich tragfähig ist, hängt vor allem von folgenden Faktoren ab:

1. Die Restlaufzeit von Anlagen spielt eine besondere Rolle. Optimal ist es, die Flexibilisierung so durchzuführen, dass die volle Laufzeit der Flexprämie genutzt werden kann. Hiermit wird bewirkt, dass die Flexibilisierung bis zum Ende der EEG-Laufzeit und Übergang in die Ausschreibung möglichst gegenfinanziert ist. Erfolgt dann der Übergang in die Ausschreibung ist die Anlage in der Lage mit konkurrenzfähigen Geboten daran teilzunehmen. Anlagen die erst später flexibilisieren oder den Zeitpunkt für die Flexibilisierung bereits verpasst haben, nehmen betriebswirtschaftliche Einbußen in Kauf. Es ist anzunehmen, dass diese sogenannten „Spätflexibilisierer“ beim Übergang in die Ausschreibung weniger konkurrenzfähige Gebote abgeben können als die „Frühflexibilisierer“. Die kritische Restlaufzeit ist anlagenspezifisch verschieden, jedoch als Richtwert mit sechs bis sieben Jahren zu beziffern.
2. Der Flexibilisierungsgrad ist auf Grund der überproportional zu den Kosten steigenden Flexibilitätsprämie bei hohen Überbauungsgraden von Bedeutung. Je höher der Zubau gewählt wird, desto höher ist das Gesamtergebnis einer Anlage auf Grund der Flexibilitätsprämie. Vermarktungsmehrerlöse durch Flexibilität werden zwar generiert, jedoch spielen sie für das Gesamtergebnis zur Zeit eine vergleichsweise untergeordnete Rolle und betragen unter den momentanen Bedingungen des Strommarktes, je nach Anlagen- und Betriebskonzept, in der Praxis zwischen 0,4 und 1 ct je kWh. Werden die Differenzen zwischen Hoch- und Niedrigpreisen am Strommarkt in Zukunft ausgeprägter, kann die Bedeutung von Vermarktungsmehrerlösen zunehmen. Aus diesem Grund ist eine hohe Flexibilisierung für den wirtschaftlichen Betrieb einer flexiblen Biogasanlage vorteilhafter.
3. Der Fahrplan des Verstromungsbetriebes kann die Anlagenauslegung mit beeinflussen. Durch Wahl von regelmäßigen Fahrplänen wird, anhand der hier verwendeten Methodik, zwar auf EPEX-Mehrerlöse verzichtet, jedoch stellt sich das Gesamtergebnis der betrachteten Anlagenkonzepte durch geringere Investitionskosten für zum Teil sehr große Gas- und Wärmespeicher zu momentanen Bedingungen betriebswirtschaftlich vorzüglicher dar. Generell lässt sich hier die Aussage treffen, dass eine konsequente hohe Flexibilisierung mit höheren Ertragsmöglichkeiten durch konsequente Nutzung des Strommarktes höhere Speicherkapazitäten benötigt, als im Gegensatz dazu eine Flexibilisierung die regelmäßigen Fahrpläne nutzt. Jedoch lässt sich auch mit kleineren Speicherkapazitäten eine tägliche Optimierung oder eine Echtzeitregelung der BHKW umsetzen, um somit weitere Mehrerlöse gegenüber fixen Fahrplänen zu erwirtschaften (vgl. Kapitel 5). Auch hier gilt, dass höhere Preisdifferenzen im Strommarkt, wie sie in Zukunft anzunehmen sind, eine hohe Flexibilität in Bezug auf den Fahrplan attraktiv machen.

4. Die differenziert gewählten Wärmelastprofile zeigen bei gleichem Wärmenutzungsgrad nur einen geringen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit. Dies ist insofern nachvollziehbar, als dass die verkaufte Wärmemenge de facto konstant bleibt. Allein der Wärmeabsatz über das Jahr wird durch unterschiedliche Wärmelastprofile beeinflusst, womit sich Änderungen in der Auslegung des Wärmespeichers oder des Spitzenlastkessels und der Brennstoffkosten für den Spritzenlastkessel ergeben, die sich kostenseitig auswirken können. Einen größeren Einfluss hat der Umfang der externen Wärmenutzung, da mit steigendem Wärmenutzungsgrad auch die zu erzielenden Wärmeerlöse steigen und das Gesamtergebnis positiv beeinflussen.

Es sei darauf hingewiesen, dass jede Anlage als Einzelfall betrachtet werden muss. Es zeigt sich jedoch, dass eine möglichst frühe Flexibilisierung mit höchstmöglichem Überbauungsgrad unter den Rahmenbedingungen des aktuellen EEG mit Zahlung der Flexprämie oder des Flexzuschlages generell als betriebswirtschaftlich vorzüglicher anzusehen ist. Dies entspricht auch den aktuellen Expertenempfehlungen aus der Praxis (Welteke-Fabrizius 2018) (Wasser 2018) und dem Stand der Forschung (Dotzauer et al. 2018). Die Entscheidungsebene eines Anlagenbetreibers ist in der Regel betriebswirtschaftlich orientiert und somit gilt das oben genannte. Aus volkswirtschaftlicher Sicht zeigen Studien von Holzhammer (Holzhammer 2014a) jedoch, dass im Durchschnitt 4.000 h Volllaststunden der Biogas-BHKW (also eine 2-fache Überbauung) aus energiesystemtechnischer Sicht vorteilhafter sind. Diese Anlagenauslastung kann durch eine Bandbreite verschieden flexibler Anlagen- bzw. Betriebskonzepte innerhalb des Biogasanlagenparks erreicht werden.

## 7 Zusammenfassung

Der vorliegende Leitfaden gibt einen umfassenden Überblick über das Thema der flexiblen Stromerzeugung durch Biogasanlagen mit praxisnahen Antworten auf rechtliche, organisatorische, technische und wirtschaftliche Fragestellungen. Einleitend wurden die Anforderungen für die Transformation des Energiesystems mit einem zunehmenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien beschrieben. Darauf aufbauend wurde die Bedeutung von Biogasanlagen als Ausgleichsoption hervorgehoben, welche durch eine am Strombedarf orientierte Betriebsweise einen wichtigen Beitrag im zukünftigen Energiesystem leisten können.

Der Status Quo hinsichtlich der Entwicklung des Anlagenbestandes und der Vergütungsstruktur zeigt, dass bezogen auf die installierte elektrische Leistung gegenwärtig rund 15 % der Biogasanlagen die EEG-Festvergütung erhalten, während die restlichen 85 % den erzeugten Strom direkt an der Börse vermarkten (Stand 12/2018). Zum Stand 06/2019 wurden anhand der Daten der Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber insgesamt mehr als 3.337 Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer gesamten installierten Anlagenleistung von rund 2,2 GW<sub>el</sub> ermittelt, die die Flexibilitätsprämie von ihrem jeweiligen Netzbetreiber erhalten.

Um Anreize für einen flexiblen Anlagenbetrieb zu setzen, wurde mit dem novellierten EEG im Jahr 2012 die Flexibilitätsprämie für Biogasbestandsanlagen eingeführt und mit dem EEG 2014 fortgeführt, um zusätzliche installierte Leistung für einen am Strombedarf orientierten Betrieb vorzuhalten. Von der maximal zusätzlich installierten elektrischen Leistung von 1.000 MW (sog. Förderdeckel nach EEG 2017, reduziert von ursprünglich 1.350 auf 1.000 MW durch das Energiesammelgesetz), die als Erhöhung der installierten Leistung der Anlagen nach dem 31. Juli 2014 an das Register übermittelt werden, wurden

bereits über 1.000 MW als Leistungserhöhung für den flexiblen Betrieb ausgeschöpft. Nach dem Erreichen der oberen Flexdeckel-Grenze gilt die Übergangsfrist für eine mögliche, nicht gedeckelte Flexibilisierung des Biogasanlagenbestandes mit Leistungserhöhung für einen Zeitraum von weiteren 16 Monaten. Es wird angenommen, dass die Projektumsetzung einer flexiblen Fahrweise an Biogasanlagen mit Leistungserhöhung unter den derzeitigen Rahmenbedingungen somit im Wesentlichen bis Ende 2020 abgeschlossen sein wird.

Herausforderungen der Flexibilisierung von Biogasanlagen ergeben sich aus Sicht der Biogasanlagenbetreiber aus verschiedenen Sichtweisen.

Aus rechtlicher Sicht bringt die Flexibilisierung einer Biogasanlage eine Reihe von Fragestellungen für bestehende Förderansprüche mit sich, welche im Voraus geprüft werden müssen. Regelmäßig zu prüfen ist, ob die neu in Betrieb genommenen BHKW als Erweiterung der bestehenden Anlage zu werten sind oder ob es sich um neue, EEG-rechtlich selbständige Anlagen handelt und inwiefern ein Satelliten-Standort mit in die Betrachtungen mit einbezogen wird. Ebenfalls sind die Vorgaben an die zulässige Höchstbemessungsleistung und Voraussetzungen hinsichtlich der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach dem EEG zu beachten. Weiterhin spielen genehmigungsrechtliche Aspekte und Fragen zum Netzanschluss eine wichtige Rolle.

Aus technischer Sicht ergeben sich Herausforderungen insbesondere bei der Umrüstung von Bestandsbiogasanlagen, welche ursprünglich für den Grundlastbetrieb konzipiert wurden. Diese können entweder durch eine Absenkung der Bemessungsleistung oder durch eine Erhöhung der Stromerzeugungskapazitäten für eine flexible Stromproduktion angepasst werden. Im Rahmen von Erweiterungs- bzw. Modernisierungsmaßnahmen sind vor allem das Blockheizkraftwerk, der Gasspeicher, Komponenten zur Gaskonditionierung und Gastransport, sowie ggf. Einrichtungen zur externen Wärmenutzung und -speicherung, als auch der Anschluss an das Stromnetz (inkl. Transformator) betroffen. Weitere Möglichkeiten für eine Erhöhung der Anlagenflexibilität ergeben sich durch ein organisatorisch und technisch angepasstes Substrat-Fütterungsmanagement.

Aus ökonomischer Sicht zeigt sich, dass insbesondere die Dauer der EEG-Restlaufzeit, der Grad der Überbauung, die Fahrplangestaltung und die Höhe der externen Wärmenutzung das Betriebsergebnis beeinflussen. Die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Bewertung verdeutlichen, dass eine möglichst frühe Flexibilisierung mit höchstmöglichem Überbauungsgrad unter den Rahmenbedingungen des aktuellen EEG mit Zahlung der Flexprämie oder des Flexzuschlages generell als betriebswirtschaftlich vorzüglich anzusehen ist. Optimal ist es, die Flexibilisierung so durchzuführen, dass die volle Laufzeit der Flexprämie genutzt werden kann, damit die Kosten der Flexibilisierung bis zum Ende der EEG-Laufzeit und für den Übergang in die Ausschreibung möglichst gegenfinanziert sind. Der Flexibilisierungsgrad ist auf Grund der überproportional zu den Kosten steigenden Flexibilitätsprämie bei hohen Überbauungsgraden von Bedeutung. Je höher der Zubau gewählt wird, desto höher ist das Gesamtergebnis einer Anlage auf Grund der Flexibilitätsprämie. Vermarktungsmehrerlöse durch Flexibilität werden zwar generiert, jedoch spielen sie für das Ergebnis der gesamtökonomischen Bewertung zur Zeit eine vergleichsweise untergeordnete Rolle und betragen unter den momentanen Bedingungen des Strommarktes zwischen 0,4 – 1,0 ct je kWh<sub>el</sub>. Werden die Differenzen zwischen Hoch- und Niedrigpreisen am Strommarkt in Zukunft ausgeprägter, kann die Bedeutung von Vermarktungsmehrerlösen zunehmen. Aus diesem Grund ist eine hohe Flexibilisierung für den wirtschaftlichen Betrieb einer flexiblen Biogasanlage vorteilhafter. Auch der Fahrplan kann die

Anlagenauslegung mit beeinflussen. Durch die Wahl von regelmäßigen Fahrplänen wird bei den aufgezeigten Beispielen zwar auf EPEX-Mehrerlöse verzichtet, jedoch stellt sich das Gesamtergebnis der betrachteten Anlagenkonzepte durch geringere Investitionskosten für Gas- und Wärmespeicher betriebswirtschaftlich vorzüglicher dar. Diese Aussage ist an dieser Stelle insofern zu relativieren, als dass keine betrieboptimierten Konzepte unter identischen Restriktionen (insb. Gas- und Wärmespeicherkapazitäten) betrachtet wurden, wie es innerhalb des Simulationsmodells in *microSCOPE* umgesetzt wurde.

Die differenziert gewählten Wärmelastprofile zeigen bei gleichem Wärmenutzungsgrad nur einen geringen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit, da die verkaufte Wärmemenge de facto konstant bleibt. Allein der Wärmeabsatz über das Jahr wird durch unterschiedliche Wärmelastprofile beeinflusst, womit sich Änderungen in der Auslegung des Wärmespeichers oder des Spitzenlastkessels und der Brennstoffkosten für den Spritzenlastkessel ergeben, die sich kostenseitig auswirken können. Einen größeren Einfluss hat der Umfang der externen Wärmenutzung, da mit steigendem Wärmenutzungsgrad auch die zu erzielenden Wärmeerlöse steigen und das Gesamtergebnis positiv beeinflussen. Anzumerken ist, dass sich die hier dargestellten Ergebnisse auf die betriebswirtschaftliche Bewertung der Flexibilisierung beziehen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht zeigen Studien, dass 4.000 Volllaststunden, entsprechend einer doppelten Überbauung, aus energiesystemtechnischer Sicht vorteilhafter sind als der maximale Überbauungsgrad. Dabei kann diese Anlagenauslastung durch eine Bandbreite verschieden flexibler Anlagen- bzw. Betriebskonzepte innerhalb des Biogasanlagenparks erreicht werden.

Aus ökologischer Sicht sind im Zusammenhang mit der Flexibilisierung der Biogasanlagen insbesondere die Auswirkungen der veränderten Betriebsweise der BHKW (Teillast/ Volllast) und des angepassten Gasmanagements mit Blick auf das Auslösen der Unter-/Überdrucksicherungen von Bedeutung. Emissionsmessungen an Anlagen im Flexbetrieb haben gezeigt, dass höhere Emissionen im Vergleich zum Grundlastbetrieb des BHKW auftreten können. Diese Effekte haben Einfluss auf die THG-Bilanz der Bereitstellung von Biogas bzw. Biomethan. Aufgrund reduzierter Wirkungsgrade des BHKW sowie schlechterer Emissionswerte im Teillastbetrieb des Verbrennungsmotors, sollte stets ein Volllastbetrieb der BHKW angestrebt werden. Ein optimiertes Gasspeichermanagement trägt zum einen zur Vermeidung von Biogasverlusten und -emissionen der Biogasanlage bei. Zum anderen sollte die gesamte verfügbare Nettogasspeicherkapazität zum Ausgleich der schwankenden Gasproduktion und Gasverwertung nutzbar gemacht werden, insbesondere bei Anwendungen mit mehreren korrespondierend arbeitenden Gasspeichern im Verbund. Eine wichtige Komponente des Gasmanagements ist der Gasspeicherfüllstand. Damit lassen sich relevante Aussagen zum Zustand des Gasspeichersystems ableiten, sowie kritische Betriebszustände, wie Über- oder Unterdruckereignisse, vorausschauend erkennen und vermeiden.

Der gründlichen Planung des Flexibilisierungsvorhabens sollte ein hoher Wert beigemessen werden, um die Anlage für einen wirtschaftlichen und zukunftssicheren Betrieb umzurüsten und um den beschriebenen Herausforderungen begegnen zu können. Anhand eines beispielhaften Projektablaufs wurden diesbezüglich wesentliche organisatorische Aspekte aufgeführt.

Wie wichtig die frühzeitige Kommunikation und Einbindung aller Akteure bei der Umsetzung der Anlagenflexibilisierung ist, zeigen auch die Ergebnisse des Flex-Workshops, der im Rahmen des Vorhabens im September 2018 mit Anlagenbetreiber, Direktvermarkter, Planer und Berater durchgeführt wurde. Für die Umsetzung der Flexibilisierung ist der Einbezug aller Akteure (von der Genehmigung, der

Beratung, der Planung/Konzeption bis zur Umsetzung der Flexibilisierung) besonders wichtig ist, um die Akzeptanz bei allen Akteuren zu erhöhen. Dabei stellen Kommunikation und Informationsdefizite auf allen Ebenen große Hürden dar und können durch bessere Vorabgespräche und frühzeitige Kommunikation (u.a. mit dem Netzbetreiber) optimiert werden.

Um am Strombedarf orientierte Betriebskonzepte umzusetzen, müssen Biogasanlagen an der Stromdirektvermarktung teilnehmen. Gemeinsam mit einem Direktvermarkter erfolgt die Fahrplanerstellung auf Basis von Strompreisprognosen, welcher mit dem Anlagenbetreiber, unter Berücksichtigung der Standortrestriktionen, abgestimmt wird. Dabei lassen sich grundsätzliche Fahrplanvarianten unterscheiden, welche dem Strommarkt unterschiedliche Flexibilität bereitstellen. Durchgeführte Simulationen verschiedener Betriebskonzepte mittels *microSCOPE* ergeben, dass sich mit zunehmender Stromerzeugungs- bzw. Gasspeicherkapazität und einem gleichzeitig optimierten Anlagenbetrieb zum Teil deutliche Mehrerlöse, im Vergleich zu fixen Fahrplänen, erzielen lassen. Gleichzeitig gibt es die Einschätzung, dass ein Fahrplanbetrieb in der Praxis von einem verhältnismäßig geringen Anteil der Biogasanlagenbetreiber aufgrund unterschiedlicher Hemmnisse umgesetzt wird. Da sich die Marktbedingungen kontinuierlich ändern, gilt es aus Sicht der Anlagenbetreiber die aktuellen Entwicklungen stetig zu beobachten bzw. mit dem Direktvermarkter das Betriebskonzept bis hin zur Echtzeitregelung der BHKW weiterzuentwickeln.

Wie unterschiedlich die Ansätze zur Flexibilisierung in der Praxis sein können, verdeutlicht abschließend die Darstellung der acht Praxisanlagen (vgl. Anhang A 10). Dabei werden die Kriterien der Flexibilisierung und die Rahmenbedingungen des jeweiligen Anlagenkonzeptes steckbriefartig dargestellt. Dadurch bietet sich für den Leser die Möglichkeit zu beurteilen, ob das Betriebskonzept für die eigene Anlage nützliche Ansätze enthält.

## 8 Ausblick

Insgesamt weist der Anlagenbestand an Biogasanlagen noch erheblichen Optimierungsbedarf für die Neuausrichtung der Betriebsstrategie für die flexible Verstromung auf. Die geringe Flexibilität wird in erster Linie auf die geringe vorgehaltene flexible Leistung zurückgeführt. Unsicherheiten bestehen auf Seiten der Anlagenbetreiber bzgl. des wirtschaftlichen Betriebs der Anlagen, eines passenden Betriebskonzeptes, des zusätzlichen Arbeitsaufwands sowie der Vielfalt neuer Vertragspartner. Zudem bleibt festzuhalten, dass die Fahrplangestaltung für die flexible Strombereitstellung derzeit nicht die gewünschten Erlöse erzielt. Dennoch ist davon auszugehen, dass der Anlagenbetrieb insbesondere bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen zunehmend bedarfsorientiert erfolgen wird, auch vor dem Hintergrund, dass eine Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren (EEG 2017) eine flexibilisierte Anlage erfordert. Das bedeutet, es werden entweder zusätzliche BHKW beziehungsweise leistungsstärkere Austausch-BHKW errichtet, ohne dass die eingesetzte arbeitswirksame Biogasmenge steigt oder die Biogasproduktion der Anlagen wird reduziert, ohne dass die installierte Leistung reduziert wird. In der Praxis wurde bisher häufig die Leistungserweiterung gewählt. Mit Berücksichtigung des Flex-Deckels und der damit verbundenen begrenzten Leistungserweiterung von Bestandsanlagen wird für einen Teil der Bestandsanlagen zukünftig stärker die Reduktion der Bemessungsleistung z. B. durch Substratreduktion bzw. Substratanpassungen eine Option darstellen. Denkbar ist auch die Kombination aus Reduktion der Bemessungsleistung durch Substratreduktion und Leistungserhöhung oder die anteilige Nutzung des produzierten Biogases zur bedarfsgerechten Stromerzeugung.

Handlungsoptionen für den Einsatz von Biogas bzw. Biomethan wurden im Rahmen des Vorhabens „Biogas2030“ näher analysiert. Demnach sollte Biogas bzw. Biomethan dort eingesetzt werden, wo es den größten Nutzen für das Energiesystem hat und andere erneuerbare Energien keine Alternative darstellen. Aufgrund der neuen Anforderungen und Transformationsprozesse im Energiesystem ist dabei die Flexibilisierung von Biogasanlagen von besonderer Bedeutung, um Nutzungsgrad und Versorgungssicherheit zu optimieren. Der anstehende Transformationsprozess des Anlagenbestandes für eine zukunftsfähige Nutzung der bereitgestellten Energien sollte folglich neben der Erhaltung von effizienten und nachhaltigen Vor-Ort-Verstromungsanlagen mit hohem THG-Minderungspotenzial auch die Umrüstung von geeigneten Anlagen zu Biomethananlagen beinhalten. Auf diese Weise ist langfristig die Art der zukünftigen Nutzung des Gases flexibel und bedarfsorientiert möglich. Vor dem Hintergrund, dass jedoch verschiedene Aspekte (ökologische, ökonomische und energiesystemtechnische Kriterien) zu berücksichtigen sind, wird mit Blick auf den Biogasanlagenbestand insbesondere nach der Leistungsgröße und den Rahmenbedingungen vor Ort (u.a. KWK-Nutzung, Einspeisepotenziale Gasnetz) zu differenzieren sein. Für die größeren Biogasanlagen (> 250 m<sup>3</sup> Biogas/h) wird im Rahmen des Vorhabens „Biogas2030“ das Betriebsmodell „Umrüstung von VOV zu Biomethan“ favorisiert, während für die kleineren Bestandsanlagen - je nach regionalen Gegebenheiten - Anreize für die Umstellung auf das Betriebsmodell „Reduktion der Bemessungsleistung durch Substratreduktion<sup>15</sup>“ oder Betriebsmodell „Flexibilisierung“ zu setzen sind.

Seitens der Fahrplangestaltung besteht ein hohes Optimierungspotential, Biogasanlagen entsprechend den Strompreisschwankungen zu betreiben, um somit zukünftig in erhöhtem Ausmaß zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien beizutragen. Insbesondere steigende Preisspreads mit den damit verbundenen Zusatzerlösmöglichkeiten können, im Zusammenspiel mit konsequent umgesetzten Betriebskonzepten, eine zunehmende Bedarfsorientierung am Spotmarkt befördern. Insgesamt besteht ein hohes Potential, mittels täglich optimierten Fahrplänen bzw. einer an den Spotmarkt gekoppelten Echtzeitregelung, die Stromproduktion von Biogasanlagen zunehmend am Strombedarf auszurichten.

---

<sup>15</sup> Reduktion des energetischen Substratinputs um 50 % ohne wesentliche technischen Änderungen an der Anlage, was zur Flexibilisierung der Anlagen führt, wobei als Substratreduktion die Reduktion des NawaRo-Anteils betrachtet wurde. Verbundvorhaben „Biogas2030“ (Daniel-Gromke et al. 2019).

## 9 Literaturverzeichnis

- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Essen.
- Aschmann, V.; Keymer, U.; Rauh, S., Binder, S.; Schwertner, S. (2015): Direktvermarktung III - Bedarfsorientierte Stromerzeugung. In: Biogas Forum Bayern Nr. V - 22/2015. Hg. v. ALB Bayern e.V. Online verfügbar unter <http://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/Direktvermarktung-III-Bedarfsorientierte-Stromerzeugung.pdf>, zuletzt geprüft am 05.06.2018.
- Aschmann, Volker; Effenberger, Mathias (2012): Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht. Hg. v. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Freising-Weihenstephan. Online verfügbar unter [https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/ilt/dateien/abschlussbericht\\_verlauf\\_des\\_elektrischen\\_wirkungsgrades\\_biogas\\_betriebener\\_bhkw\\_%C3%BCber\\_die\\_betriebsdauer.pdf](https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/ilt/dateien/abschlussbericht_verlauf_des_elektrischen_wirkungsgrades_biogas_betriebener_bhkw_%C3%BCber_die_betriebsdauer.pdf), zuletzt geprüft am 27.06.2019.
- ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE). Online verfügbar unter [www.bhkw-infozentrum.de](http://www.bhkw-infozentrum.de), zuletzt geprüft am 03.01.2018.
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (Hg.) (2016): Biogashandbuch Bayern - Materialienband, Kap. 2.1. Online verfügbar unter <https://www.lfu.bayern.de/energie/biogashandbuch/index.htm>, zuletzt geprüft am 05.06.2018.
- TRAS 120, 20.12.2018: Bekanntmachung einer sicherheitstechnischen Regel der Kommission für Anlagensicherheit (TRAS 120 „Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen“). Online verfügbar unter <https://www.kas-bmu.de/tras-entgeltige-version.html>, zuletzt geprüft am 25.06.2019.
- Bischofsberger W. et al. (2005): Anaerobtechnik. 2. vollständig überarbeitete Auflage. Heidelberg: Springer.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2017): Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen. DüV, vom 02.06.2017. Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/d\\_v\\_2017/](https://www.gesetze-im-internet.de/d_v_2017/), zuletzt geprüft am 25.06.2019.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Umweltbundesamt (UBA) (2019): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2018. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (AGEE - Stat ), Stand: Februar 2019. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung-der->

erneuerbaren-energien-in-deutschland-2018.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=24, zuletzt geprüft am 06.06.2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2017): Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Quartalsbericht 09/2017): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de>, zuletzt geprüft am 30.12.2017.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2018-excel.xlsx;jsessionid=F166A00163B036645856A929A76CEFFB?\\_\\_blob=publicationFile&v=19](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2018-excel.xlsx;jsessionid=F166A00163B036645856A929A76CEFFB?__blob=publicationFile&v=19), zuletzt geprüft am 06.06.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2018): Zeitliche Verfügbarkeit von Regelleistung. Online verfügbar unter <https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/wiki-article/446/384>, zuletzt geprüft am 02.01.2018.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (Hg.): Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (4. Ergänzung zur Mittelspannungsrichtlinie). Ausgabe Juni 2008, gültig ab 01. Januar 2013. Berlin, zuletzt geprüft am 06.06.2018.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (Hg.) (2008): Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin, zuletzt geprüft am 31.12.2017.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2019): Anwendungshilfe zur Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG 2017 mit Änderungen durch das "Energiesammelgesetz". 7. Juni 2019. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.vbvh.de/fileadmin/user\\_upload/pdf/2019/Anwendungshilfe\\_Flexibilitaetspraemie.pdf](http://www.vbvh.de/fileadmin/user_upload/pdf/2019/Anwendungshilfe_Flexibilitaetspraemie.pdf), zuletzt geprüft am 07.11.2019.

Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Vesenmaier, Angela; Reiser, Martin (2018): Thema Verbundvorhaben ERA-NET Bioenergy Europäische Harmonisierung von Messmethoden zur Bestimmung von Methanemissionen aus Biogasanlagen (MetHarmo); Teilvorhaben 1 Einsatz, Optimierung und Harmonisierung von Vor-Ort- und Fernmessmethoden durch vergleichende Emissionsmessungen an einer Biogasanlage; Teilvorhaben 2 Überprüfung der Anwendbarkeit einer harmonisierten Methode zur Bestimmung von Methanmassenströmen aus Biogasanlagen unter Berücksichtigung gebiets- und anlagenbedingter Parameter. Schlussbericht zum Vorhaben: Laufzeit: 01.03.2016 bis 28.02.2018. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.

- Consentec GmbH (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Auftraggeber: 50Hertz Transmission GmbH. Aachen, zuletzt geprüft am 16.05.2018.
- Daniel-Gromke, Jaqueline; Liebetrau, Jan; Denysenko, Velina; Rensberg, Nadja; Nelles, Michael: Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas. In: Biogas 2018. 11. Innovationskongress Osnabrück 2018. ProFair Consult & Project GmbH.
- Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Stinner, Walter; Schmalfuß, Tina; Scheftelowitz, Mattes et al. (2018): Current Developments in Production and Utilization of Biogas and Biomethane in Germany. In: *Chemie Ingenieur Technik* 90 (1-2), S. 17–35. DOI: 10.1002/cite.201700077.
- Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg Nadja; Denysenko, Velina; Barchmann, Tino; Oehmichen, Katja; Beil, Michael et al. (2019): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Abschlussbericht FKZ 37EV 16 111 0. im Druck. Hg. v. Umweltbundesamt. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Deutsche Energieagentur (dena), Becker Büttner Held PartGmbH (BBH). Dessau-Roßlau.
- Degenhart, H., Schneider, M., Wachter, D. (2015): Direktvermarktung von Biogasstrom. Hinweise und Empfehlungen für Anlagenbetreiber und Kreditgeber. Hg. v. Leuphana Universität Lüneburg, zuletzt geprüft am 09.10.2015.
- Denysenko, Velina; Rensberg, Nadja; Liebetrau, Jan; Nelles, Michael; Daniel-Gromke, Jaqueline (2019): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas. Tagungsband. 12. Biogas-Innovationskongress. Osnabrück, 21.-22.05.2019. Hg. v. ProFair Consult+Project GmbH. Hildesheim.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht. Berlin, zuletzt geprüft am 24.04.2019.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht. Berlin, zuletzt geprüft am 31.12.2017.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (Hg.): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net>, zuletzt geprüft am 21.06.2019.
- Döhler, Helmut (Hg.) (2013): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 3. Ausg. Darmstadt: KTBL.
- Dotzauer, Martin; Kornatz, Peter; Siegismund, Daniel (2018): Bewertung von Flexibilitätskonzepten für Bioenergieanlagen. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/studien/bewertung-von-flexibilisierungskonzepten-fuer-bioenergieanlagen3>, zuletzt geprüft am 25.06.2019.

- Dotzauer, Martin; Lauer, Markus; Schneider, Jan (2016): Servant of two masters? Trade-offs between flexible power generation and heat cogeneration for agricultural biogas plants. 24th European Biomass Conference and Exhibition. Amsterdam (Niederlande), 06.06.2016.
- Effenberger, M.; Tappen, S. J.; Aschmann, V. (2016): Energetische Effizienz und Emissionen der Biogasverwertung. Abschlussbericht (FKZ BE/14/14). Hg. v. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), zuletzt geprüft am 03.01.2018.
- EPEX SPOT SE. Online verfügbar unter <https://www.epexspot.com/de/>, zuletzt geprüft am 29.12.2017.
- EPEX SPOT SE (Hg.) (2018): Facts and Figures. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com>, zuletzt geprüft am 05.06.2019.
- Fachverband Biogas e. V. (Hg.) (2017): Arbeitshilfe-A010 Checkliste Flexibilisierung. Freising, zuletzt geprüft am 01.06.2018.
- Fachverband Biogas e.V., Fachverband Biogas; Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.; Des DVGW Deutscher Verein Gas-und Wasserfaches e.V., DVGW Deutscher Verein Gas-und Wasserfaches (2016): Merkblatt DWA-M 377 Biogas - Speichersysteme; Sicherstellung der Gebrauchstauglichkeit und Tragfähigkeit von Membranabdeckungen. November 2016 (DWA-Regelwerk).
- Ganagin, W.; Hahn, H. (2013): Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi) - Optimierung gestufter Biogasprozesse zur steuerbaren Gaserzeugung unter adaptierten Prozessbedingungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Biogasanlagen. In: 7. Fachtagung Biogas 2013: Energieträger der Zukunft. VDI Berichte 2208. VDI Verlag. Düsseldorf.
- Ganagin, W. et al. (2014a): Efficiency of the hydrolysis in a two-stage biogas concept with biogas production on demand (ReBi-concept). IBBK: Progress in Biogas III; International Conference, Tagungsbandbeitrag und Vortrag. Stuttgart.
- Ganagin, W. et al. (2014b): Flexible Biogaserzeugung durch technische und prozessbiologische Verfahrens Anpassung. Tagungsbandbeitrag Rostocker Bioenergieforum - Die Zukunft der Bioenergie in der Energiewende. Rostock.
- Gers-Grapperhaus, Christoph; Hartmann, Stefan; Keymer, Ulrich; Messner, Jörg; Reinhold, Gerd; Schünemann-Plag, Peter; Wernsmann, Philipp (2017): Anpassungsstrategien für Biogasanlagen. KTBL-Heft 118. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Darmstadt, zuletzt geprüft am 01.12.2017.
- EEG 2017, vom 23.06.2017: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). Online verfügbar unter [www.juris.de](http://www.juris.de), zuletzt geprüft am 25.04.2019.
- EEG 2012, vom 30.06.2011: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2012). Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de>, zuletzt geprüft am 20.11.2017.

- Hahn, H. et al. (2013): Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi) für eine bedarfsorientierte Biogasbereitstellung zur flexiblen Verstromung. In KTBL-Schrift, 501; 382-384; Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven.
- Hahn, H. et al. (2017): Möglichkeiten der flexiblen Biogasproduktion mit Bestandsanlagen. Vortrag und Tagungsbeitrag. KTBL/FNR-Kongress: Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven. Bayreuth.
- Hahn, H. et al. (2018): UBEDB - Upgrading von Bestandsbiogasanlagen hin zu flexiblen Energieerzeugern durch eine bedarfsorientierte Dynamisierung der Biogasproduktion (FKZ: 22401614). Schlussbericht.
- Hirth, L., Ziegenhagen, I. (2013): Wind, Sonne und Regelleistung (10), zuletzt geprüft am 09.09.2015.
- Hoffstede, U.; Stelzer, M.; Holzhammer, U. (2018): Untersuchung der Rolle eines flexibilisierten Strommanagements von Biogutvergärungs- und Kompostierungsanlagen zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien. FKZ: 0325818.
- Hölder, D. (2017): Werden wir mit Biogas langfristig am Strommarkt Geld verdienen? Biogas Convention Nürnberg, 13.11.2017, zuletzt geprüft am 02.02.2018.
- Holzhammer, U. et al. (2014a): Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung, zuletzt geprüft am 31.01.2018.
- Holzhammer, U. et al. (2014b): Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan - OptiKoBi<sup>2</sup>. FKZ 0325326. Hg. v. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel, zuletzt geprüft am 03.01.2018.
- Holzhammer, U. et al. (2019): OptiSys - Optimaler Anteil und Systembeitrag von Bioenergie in gekoppelten Elektrizitäts- und KWK-Systemen. FKZ 03KB129. Unveröffentlicht.
- Klobasa, M. et al. (2017a): Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Quartalsbericht 09/2017). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Klobasa, M. et al. (2017b): Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Quartalsbericht 12/2017). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Klobasa, M. et al. (2018): Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien - Quartalsbericht 12/2018. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie., zuletzt geprüft am 18.03.2019.

- KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist.
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) (Hg.) (2013): Direktvermarktung von Biogasstrom. Darmstadt (KTBL-Heft 101).
- Lenz, Volker; Naumann, Karin; Denysenko, Velina; Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Jenczik, Sebastian et al. (2019): Erneuerbare Energien. In: *BWK: Das Energie-Fachmagazin* 71, 2019 (6), S. 64–92, zuletzt geprüft am 07.06.2019.
- Mauky, E. et al. (2017a): Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale - Process stability and flexibility potentials. In: *Anaerobe*.
- Mauky, E. et al. (2017b): Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale - Process stability and flexibility potentials. In: *Anaerobe*.
- Mauky, Eric; Jacobi, H. Fabian; Liebetrau, Jan; Nelles, Michael (2015): Flexible biogas production for demand-driven energy supply–feeding strategies and types of substrates. In: *Bioresource technology* 178, S. 262–269. DOI: 10.1016/j.biortech.2014.08.123.
- Mulat, D. G. et al. (2016): Changing Feeding Regimes To Demonstrate Flexible Biogas Production: Effects on Process Performance, Microbial Community Structure, and Methanogenesis Pathways. In: *Applied and Environmental Microbiology* 82, Nr. 2, S. 438–449.
- Neumann, H. (2018): "Sie brauchen ein Jahr Vorlaufzeit". Interview mit Dr. Stefan Rauh. Erschienen in: *Flexible Biogasanlagen - Planung, Technik, Vermarktung*. In: *top agrar Ratgeber*.
- Nitsch, Joachim et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. FKZ 03MAP146. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), zuletzt geprüft am 02.09.2015.
- Öko Institut (2015): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Online verfügbar unter [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de), zuletzt geprüft am 02.01.2018.
- Reinelt, Torsten; Clauß, Tina; Daniel-Gromke, Jaqueline; Liebetrau, Jan; Wirth, Bernd (2019): Verbundvorhaben: Betriebsbedingte Emissionen von Biogasanlagen (BetEmBGA). Teilvorhaben 1: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Teilvorhaben 2: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Schlussbericht zum Vorhaben (FKZ 22020313, 22015014); Laufzeit: 01.02.2015 - 31.10.2018. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Leipzig.
- Richard, P. et al. (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie) - Endbericht. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, zuletzt geprüft am 15.12.2017.

- Schill, W. (2013): Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse. In: *DIW Wochenbericht Nr. 34.2013*, zuletzt geprüft am 08.09.2015.
- Stelzer, M., Holzhammer, U. (2014): Marktanalyse: Techniken zur flexiblen Stromeinspeisung aus Biogasanlagen. Im Auftrag des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Unveröffentlicht., zuletzt geprüft am 26.01.2018.
- Stur, Mathias; Krebs, Christian; Mauky, Eric; Oehmichen, Katja; Barchmann, Tino; Murnleitner, Ernst (2018): ManBio - Entwicklung von technischen Maßnahmen zur Verbesserung des Gasmanagements von Biogasanlagen. Gemeinsamer Schlussbericht für den Zeitraum von 01.09.2014 bis 28.02.2017. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.2314/GBV:1045310867>.
- Tappen, S. J.; Aschmann, V.; Effenberger, M. (2017): Lifetime development and load response of the electrical efficiency of biogas-driven cogeneration units. *Renewable Energy*, Volume 114, Part B, Pages 857-865, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.043>.
- VDE-AR-N 4110; 2018-11: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung).
- Töpfer et al. (2017): Hintergrundpapier: Direktvermarktung von erneuerbaren Energien an der Strombörse. Ein deutsch-französischer Erfahrungsbericht zur Marktintegration von erneuerbaren Energien. Hg. v. Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (DFBEW), zuletzt geprüft am 29.12.2017.
- Trommler, Marcus; Dotzauer, Martin; Barchmann, Tino; Lauer, Markus; Hennig, Christiane; Mauky, Eric et al. (2016): Flexibilisierung von Biogasanlagen in Deutschland. Ein Überblick zu technischen Ansätzen, rechtlichem Rahmen und Bedeutung für das Energiesystem. Hintergrundpapier. Deutsch-französische Büro für erneuerbare Energien (DFBEE). Berlin. Online verfügbar unter [http://enr-ee.com/de/bioenergien/nachrichten/leser/flexibilisierung-von-biogasanlagen-in-deutschland.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/03-bioenergies/160323\\_Externes\\_Hintergrundpapier\\_Flexibilisierung\\_von\\_Biogasanlagen\\_in\\_Deutschland.pdf](http://enr-ee.com/de/bioenergien/nachrichten/leser/flexibilisierung-von-biogasanlagen-in-deutschland.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/03-bioenergies/160323_Externes_Hintergrundpapier_Flexibilisierung_von_Biogasanlagen_in_Deutschland.pdf).
- Umweltgutachterausschuss (UGA) (Hg.) (2016): Leitlinie des Umweltgutachterausschusses zu den Aufgaben der Umweltgutachter im Bereich der Gesetze für den Vorrang der Erneuerbaren Energien (EEG 2009 und 2012) für Wasserkraft, Biomasse und Geothermie (Aufgabenleitlinie EEG). Berlin, zuletzt geprüft am 01.06.2018.
- Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW (Hg.): Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007., zuletzt geprüft am 21.12.2017.
- Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW (Hg.) (2007): DistributionCode 2007. Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen. Berlin, zuletzt geprüft am 31.12.2017.

Wasser, Robert (2018): Doppelt oder fünffach: Wie flexibilisieren Sie richtig? In: Guido Höner und Hinrich Neumann (Hg.): Flexible Biogasanlagen. Planung, Technik, Vermarktung. Münster-Hiltrup: Landwirtschaftsverlag GmbH (Top Agrar Ratgeber).

Weinkamm, S. (2019): Netzanschluss und Anlagenzertifizierung. Flex-KWK-Informationstag. Duisburg, 16.01.2019, zuletzt geprüft am 25.04.2019.

Welteke-Fabrizius, Uwe (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen. Biogas bedarfsgerecht nutzen. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. meta-i.d. Ökologische Innovation GmbH. Online verfügbar unter [https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere\\_Flexibilisierung\\_Biogas\\_Web.pdf](https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf), zuletzt geprüft am 27.06.2019.

## 10 Anhang

## 10.1 Biogasanlage Flemmingen – agriwatt GmbH

### Basisdaten

- Standort und Name der Anlage: BGA Flemmingen – agriwatt GmbH
- Inbetriebnahme: 2009
- Substrateinsatz: Silomais, Getreide, Rinder- und Schweinegülle



Foto: agriwatt GmbH

### Kenndaten der Flexibilisierung

- Umsetzung des flexiblen Betriebs mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit: 05/2018
- Installierte Leistung vor Flexibilisierung: 922 kWel (aufgeteilt auf 3 BHKW)
- Installierte Leistung nach Flexibilisierung: 1.174 kWel (aufgeteilt auf 4 BHKW)
- Bemessungsleistung im Jahr 2018: 844 kWel
- Gasspeicherreichweite (bei BHKW-Stillstand): 12 Stunden (Bruttogasspeichervolumen: 7.600 m<sup>3</sup>)
- Wärmespeicher: keiner

## Betriebs- und Vermarktungskonzept

- Kurzbeschreibung: Flexbetrieb nur am Standort der BGA BHKW 1.1 mit 190 kW und BHKW 1.2 mit 252 kW. Bereitstellung von Primärregelleistung mit BHKW 1.1 (Abdeckung des Eigenstrom- und Wärmebedarfes der Biogasanlage), Individueller strompreisoptimierter Fahrplan für die Folgewoche mit BHKW 1.2
- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: ja
- Durchschnittliche Zusatzerlöse 1. Quartal 2019: 0,1 ct/ kWh
- Besonderheiten: max. 2 Starts BHKW 1.2 am Tag, max. Gesamtlaufzeit 10 h, je nach Qualität und Verfügbarkeit des Substrates

## Wärmenutzungskonzept

- Kurzbeschreibung: Die BHKW-Abwärme am Standort der Biogasanlage wird zur Beheizung der Behälter und des Bürogebäudes genutzt. Die Satelliten-BHKWs 2 und 3 befinden sich 1,7 bzw. 6,4 km entfernt in Heizhäusern der Technischen Werke Naumburg GmbH und speisen dort jeweils in Fernwärmenetze der Stadtwerke ein. Insgesamt werden dadurch 1.342 Wohnungen mit zentralen, 184 Wohnungen mit dezentralen Anlagen und 13 ortsgebundene Heizungsanlagen versorgt.
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 80 %
- Besonderheiten: Redundanz durch vorhandene Erdgasbrenner in den Heizhäusern gegeben

## Wirtschaftlichkeit

Die Investitionen in Höhe von ca. 500.000 € werden durch die Flexibilitätsprämie und die Ausreizung der Bemessungsleistung gedeckt. Die Rentabilität wird durch Zusatzerlöse am Spotmarkt verbessert.

## Blick in die Zukunft

Mittelfristig soll an dem bestehenden Anlagenkonzept festgehalten werden und am Standort des Flex-BHKWs die Vermarktung am Spotmarkt optimiert werden. Langfristig ist die Biogasanlage der agriwatt GmbH auch auf die Zeit nach dem EEG gut vorbereitet. Die Satelliten-BHKWs sollen dann ausschließlich Wärmegeführt betrieben werden und ggf. im Rahmen einer Generalrevision gegen geringfügig größere Aggregate ersetzt werden.

## 10.2 Biogasanlage Langwedel - Bioenergie Langwedel GmbH & Co KG

### Basisdaten

- Standort und Name der Anlage: Bioenergie Langwedel GmbH & Co. KG. / 24631 Langwedel
- Inbetriebnahme: 2010
- Substrateinsatz: Silomais < 30 %, Rindergülle & Rindermist > 50 %, Getreide-GPS, Getreidekorn

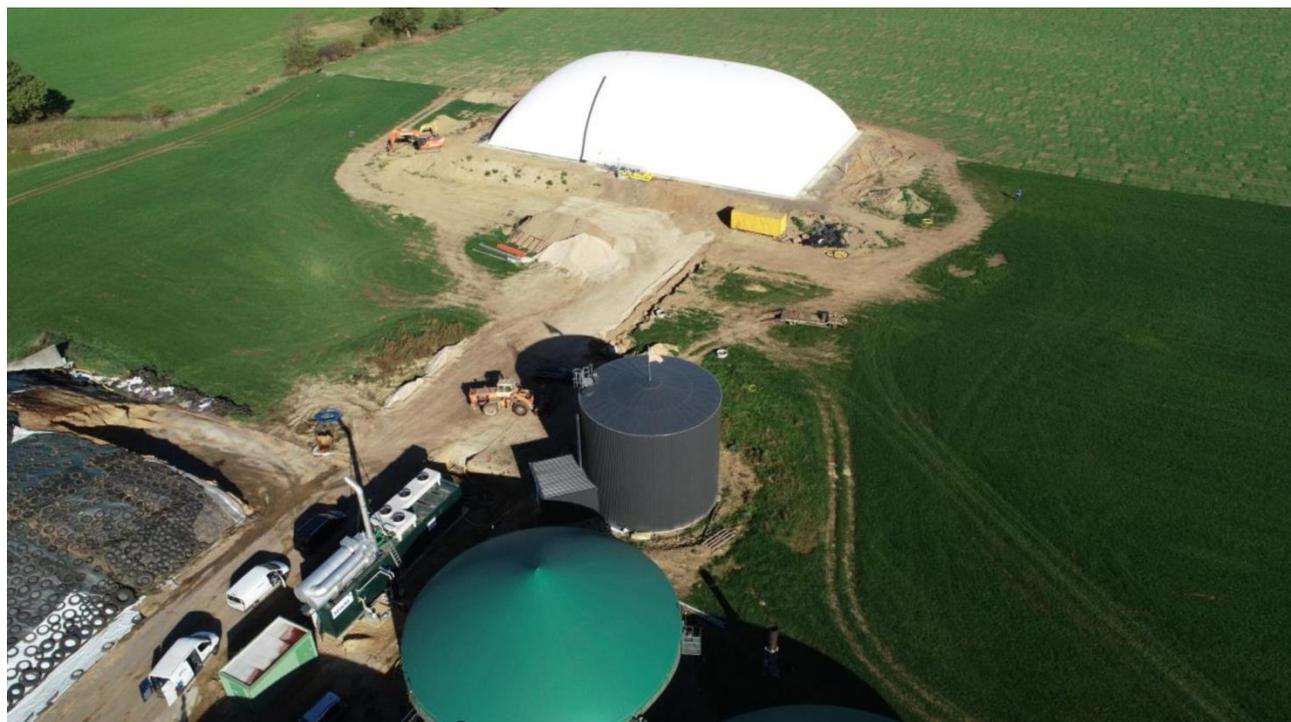


Foto: Bioenergie Langwedel GmbH & Co. KG

### Kenndaten der Flexibilisierung

- Umsetzung des flexiblen Betriebs mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit: 02/2019
- Installierte Leistung vor Flexibilisierung: 400 kW<sub>el</sub> (1 BHKW)
- Installierte Leistung nach Flexibilisierung: 1900 kW<sub>el</sub> (aufgeteilt auf 2 BHKW)
- Bemessungsleistung: 380 kW<sub>el</sub>
- Gasspeicherreichweite (bei BHKW-Stillstand): 60 Stunden (Bruttogasspeichervolumen: je nach Wasserfüllstand 15.000 m<sup>3</sup> bis 19.000 m<sup>3</sup> **Reingasspeicher auf einer Lagune**)
- Wärmespeicher: 1.000 m<sup>3</sup>

### Betriebs- und Vermarktungskonzept

- Kurzbeschreibung: Individueller strompreisoptimierter Anlagenfahrplan für den jeweiligen Folgetag (Day-Ahead-Markt) und Teilnahme am Intraday-Markt. Beide BHKW laufen ca. 1.800 h jährlich im Volllastbetrieb.

- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: Über die neu installierte Zentraleittechnik (ZLT) lässt sich die Anlage vom Direktvermarkter fernsteuern. Durch die ZLT kann der jeweilige Direktvermarkter auf alle fahrplanbestimmenden Faktoren zugreifen.
- Durchschnittliche Zusatzerlöse 2018: Für 2018 auf Grund des Probetriebes noch keine aussagekräftigen Werte. Prognose für das Jahr 2019: > 1,5 ct/kWh.
- Besonderheiten: max. 2 Starts der BHKW am Tag, min. 1 h Laufzeit nach Start, beide BHKW im Vollastbetrieb, 60 h Stillstandzeit, Verschiebung der produzierten Strommenge Richtung Winter.

### **Wärmenutzungskonzept**

- Kurzbeschreibung: Die BHKW-Abwärme wird zur Versorgung von Wohnhäusern und Ställen sowie einer Gärresttrocknung genutzt.
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 95 %

### **Wirtschaftlichkeit:**

Kurzbeschreibung: Die Investitionen in Höhe von ca. 1.600.000 € werden größtenteils durch die Flexibilitätsprämie gedeckt. Die Rentabilität wird durch Zusatzerlöse am Spotmarkt erreicht.

### **Blick in die Zukunft:**

Kurzbeschreibung: Es wird eine weitere Erhöhung des Gülleanteils und somit eine Optimierung der Einsatzstoffe angestrebt. Des Weiteren wird nach Möglichkeit neben der Erweiterung des Nahwärmenetzes zur Wärmenutzung gesucht. Die stetige Optimierung der Anlagen in allen Bereichen soll zu optimalen Bedingungen führen. Somit soll die Wettbewerbsfähigkeit erhöht und erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen werden.

Langfristig soll die bedarfsgerechte Stromerzeugung in Zusammenhang mit einer Vermarktung der Wärme und einer Fütterung mit einem hohen Gülleanteil dazu führen, dass die Anlage im Post-EEG-Zeitraum rentabel betrieben werden kann.

## 10.3 Biogasanlage Tüttendorf - Bioenergie Gettorf GmbH & Co. KG

### Basisdaten

- Standort und Name der Anlage: Bioenergie Gettorf GmbH & Co. KG. / BGA in 24214 Tüttendorf & 2 Satelliten in 24214 Gettorf
- Inbetriebnahme: BGA 2009 / SAT1 2010 / SAT2 2020 mit einem 2011er BHKW
- Substrateinsatz: Silomais, Getreide-GPS, Grad, Getreidekorn, durchwachsene Silphie, Schweinegülle, Pferdemist, HTK > 30 %

### Kenndaten der Flexibilisierung:

Erster Schritt (vor dem 01.08.2014): Flexibilisierung der beiden 400er Bestands-BHKW mit jeweils einem 800 kW<sub>el</sub> MWM-BHKW.

### Zweiter Schritt (2019-2020):

Umsetzung des konsequenten bedarfsgerechten Betriebs mit einem maximalen Überbauungsgrad und den dazugehörigen Speichermedien. Auf der BGA wird ein gemeinsamer Reingasspeicher (43.000 m<sup>3</sup>) errichtet. Zusätzlich werden an allen drei Standorten Wärmespeicher (SAT: 1.000 m<sup>3</sup>, BGA: 1.500 m<sup>3</sup>, SAT2: 2.000 m<sup>3</sup>) installiert. Somit wird eine Speicherkapazität von 60 h BHKW-Stillstand gewährleistet.

Standort	Biogasanlage	Satellit 1	Satellit 2
geplante Bemessungsleistung	700 kW <sub>el</sub>	500 kW <sub>el</sub>	500 kW <sub>el</sub>
Neues Flex-BHKW	2.300 kW <sub>el</sub> (TCG 3020 V20)	1.300 kW <sub>el</sub>	2.300 kW <sub>el</sub> (TCG 3020 V20)

### Betriebs- und Vermarktungskonzept

- Kurzbeschreibung: Individueller strompreisoptimierter Anlagenfahrplan für den jeweiligen Folgetag (Day-Ahead-Markt) und Teilnahme am Intraday-Markt. Beide BHKW laufen ca. 1.800 h jährlich im Volllastbetrieb.
- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: Über die neu installierte Zentraleittechnik (ZLT) lässt sich die Anlage vom Direktvermarkter fernsteuern. Durch die ZLT kann der jeweilige Direktvermarkter auf alle fahrplanbestimmenden Faktoren zugreifen.
- Durchschnittliche Zusatzerlöse 2018: Für die Flexibilisierung des ersten Schrittes: 0,6 ct/kWh. Prognose für Schritt zwei: > 1,5 ct/kWh.
- Besonderheiten für Schritt zwei: max. 2 Starts der BHKW am Tag, min. 1 h Laufzeit nach Start, alle BHKW im Volllastbetrieb, 60 h Stillstandzeit, Verschiebung der produzierten Strommenge Richtung Winter.

## Wärmenutzungskonzept

- Kurzbeschreibung: Die BHKW-Abwärme auf der Biogasanlage wird zur Versorgung von Wohnhäusern (Tüttendorf, 20 Wohneinheiten) und zwei Schweineställen sowie einer Gärrestveredelung (TerraWater Anlage) genutzt.
- Beim Satelliten 1 in Gettorf wird mittels der Abwärme ein Nahwärmenetz mit ca. 50 Wohneinheiten sowie einem Schulzentrum und einem Sportzentrum betrieben.
- Beim Satelliten 2 in Gettorf wird ein neues Wärmenetz erschlossen. Ziel ist es, die gesamte BHKW-Abwärme im neuen Nahwärmenetz zu nutzen.
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 95 % (alle Standorte)

## Wirtschaftlichkeit:

Kurzbeschreibung: Die Investitionssumme der zweiten Flexibilisierungsphase liegt bei unter 1.000 € pro kW Zubau. Die Wirtschaftlichkeit beruht auf den zusätzlichen Einnahmen der Flexibilisierung (Prämie + Marktmehrerlöse), den besseren Wärmevermarktungsmöglichkeiten und der Erschließung des neuen Standortes.

## Blick in die Zukunft:

Kurzbeschreibung: Es wird weiter konsequent an der Wärmenutzung durch Nahwärmenetze festgehalten. Ziel ist es mit Hilfe der Nahwärmenetze eine regenerative und sichere Wärmeversorgung für Gettorf und Tüttendorf zu bieten.

Des Weiteren wird eine Erhöhung des Gülleanteils und eine Optimierung der Einsatzstoffe angestrebt.

Die stetige Optimierung der Anlagen in allen Bereichen soll zu optimalen Bedingungen führen. Somit soll die Wettbewerbsfähigkeit erhöht und erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen werden.

Langfristig soll die bedarfsgerechte Stromerzeugung in Zusammenhang mit einer Vermarktung der Wärme und einer Fütterung mit einem ausgewogenen Substratmix dazu führen, dass die Anlage im Post-EEG-Zeitraum nachhaltig und rentabel betrieben werden kann.

## 10.4 Biogasanlage Heeseberg Biogas GmbH & Co. KG Beierstedt

### Basisdaten

- Standort und Name der Anlage: Heeseberg Biogas GmbH & Co. KG Beierstedt
- Inbetriebnahme: 2019
- Substrateinsatz: Silomais, Putenmist



Foto: Heeseberg Biogas GmbH & Co. KG Beierstedt

### Kenndaten der Flexibilisierung:

- Umsetzung des flexiblen Betriebs mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit: April 2019
- Installierte Leistung vor Flexibilisierung: 532 kWel (aufgeteilt auf 2 BHKW)
- Installierte Leistung nach Flexibilisierung: 2.482 kWel (aufgeteilt auf 3 BHKW)
- Bemessungsleistung im Jahr 2018: 465 kWel
- Gasspeicherreichweite (bei BHKW-Stillstand): 11 h (Bruttogasspeichervolumen: 4.250 m<sup>3</sup>)
- Wärmespeicher: 500 m<sup>3</sup>

### Betriebs- und Vermarktungskonzept

- Kurzbeschreibung: Die Bestands-BHKWs stellen positive Regelleistung bereit und werden jeweils nur ca. 100 Stunden im Jahr betrieben, immer dann, wenn am Strommarkt die Stromnachfrage besonders hoch ist.
- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: ja

- Durchschnittliche Zusatzerlöse 2019: 1 ct/ kWh
- Besonderheiten: Die BHKW werden maximal zweimal pro Tag gestartet.

#### **Wärmenutzungskonzept:**

- Kurzbeschreibung: Die BHKW-Abwärme wird zur Versorgung von einer Holz Trocknung genutzt.
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 100%

#### **Wirtschaftlichkeit:**

Die Investitionen in Höhe von 1,8 Mio. € werden größtenteils durch die Flexibilitätsprämie gedeckt. Die Rentabilität wird durch Zusatzerlöse am Spotmarkt und durch den Verkauf von Wärme erreicht.

## 10.5 Biogasanlage Rohlfs Biogas KG

### Basisdaten:

- Standort und Name der Anlage: Rohlfs Biogas KG
- Inbetriebnahme: 2019
- Substrateinsatz: Silomais, Rindergülle



Foto: Rohlfs Biogas KG

### Kenndaten der Flexibilisierung:

- Umsetzung des flexiblen Betriebs mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit: 2/2019
- Installierte Leistung vor Flexibilisierung: 680 kWel (aufgeteilt auf 2 BHKW)
- Installierte Leistung nach Flexibilisierung: 2.680 kWel (aufgeteilt auf 3 BHKW)
- Bemessungsleistung im Jahr 2018: 646 kWel
- Gasspeicherreichweite (bei BHKW-Stillstand): 25 h (Bruttogasspeichervolumen: 8.300 m<sup>3</sup>)
- Wärmespeicher: 1000 m<sup>3</sup>

### **Betriebs- und Vermarktungskonzept**

- Kurzbeschreibung: Die Bestands-BHKWs stellen positive Regelleistung bereit und werden jeweils nur ca. 100 Stunden im Jahr verwendet, immer dann, wenn am Strommarkt die Stromnachfrage besonders hoch ist.
- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: ja
- Durchschnittliche Zusatzerlöse 2019: 1,1 ct/ kWh
- Besonderheiten: Die BHKW werden maximal zweimal pro Tag gestartet. Zudem kommt ein Fütterungsmanagement zum Einsatz zur reduzierten Stromproduktion am Wochenende.

### **Wärmenutzungskonzept**

- Kurzbeschreibung: Die BHKW-Abwärme wird zur Trocknung einer industriellen Trocknungsanlage verwendet.
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 100%
- Besonderheiten: Es kommt kein Notkühler zum Einsatz, da die Wärme voll genutzt wird.

### **Wirtschaftlichkeit**

Die Investitionen in Höhe von 1,55 Mio. € werden größtenteils durch die Flexibilitätsprämie gedeckt. Die Rentabilität wird durch Zusatzerlöse am Spotmarkt und durch den Verkauf von Wärme erreicht.

### **Blick in die Zukunft**

Bisher ist keine Änderung des Anlagenkonzeptes geplant.

## 10.6 Biogasanlage - Bioenergie Hotteln GmbH & Co. KG

### Basisdaten

- Standort und Name der Anlage: Bioenergie Hotteln GmbH & Co. KG
- Inbetriebnahme: 2018
- Substrateinsatz: Silomais, Zuckerrüben



Foto: Bioenergie Hotteln GmbH & Co. KG

### Kenndaten der Flexibilisierung

- Umsetzung des flexiblen Betriebs mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit: 02/2019
- Installierte Leistung vor Flexibilisierung: 506 kWel (aufgeteilt auf 2 BHKW)
- Installierte Leistung nach Flexibilisierung: 2.356 kWel (aufgeteilt auf 3 BHKW)
- Bemessungsleistung im Jahr 2018: 486 kWel
- Gasspeicherreichweite (bei BHKW-Stillstand): 14 h (Bruttogasspeichervolumen: 5.000 m<sup>3</sup>)
- Wärmespeicher: 250 m<sup>3</sup>

### **Betriebs- und Vermarktungskonzept**

- Kurzbeschreibung: Das FLEX-BHKW läuft zweimal ca. 3 Stunden pro Tag und wird durch den Direktvermarkter gesteuert. Die Bestands-BHKW stellen positive Regelleistung bereit und werden jeweils nur ca. 100 Stunden im Jahr betrieben, immer dann, wenn am Strommarkt die Stromnachfrage besonders hoch ist.
- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: ja
- Durchschnittliche Zusatzerlöse 2019: 0,5 ct/ kWh
- Besonderheiten: Die BHKW werden maximal zweimal pro Tag gestartet.

### **Wärmenutzungskonzept**

- Kurzbeschreibung: Die BHKW-Abwärme wird zur Versorgung von Wohnhäusern und zwei Hotels genutzt. Die Restwärme wird in einer Trocknungsanlage verwertet. Die Möglichkeiten zum Ausbau des Nahwärmenetzes werden untersucht.
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 100%

### **Wirtschaftlichkeit**

Die Investitionen in Höhe von 1,7 Mio. € werden größtenteils durch die Flexibilitätsprämie gedeckt. Die Rentabilität wird durch Zusatzerlöse am Spotmarkt, bessere Wirkungsgrade, geringere Wartungskosten und durch den Verkauf von Wärme erreicht.

### **Blick in die Zukunft**

Mittelfristig werden die vollständige Ausnutzung der BHKW-Abwärme für das Wärmenetz sowie die Teilnahme an Ausschreibungen angestrebt. Langfristig wird ein Post-EEG-Anlagenkonzept zur Vermarktung gesucht.

## 10.7 Biogasanlage Ursheim - Bioenergie Martin Ott

### Basisdaten

- Standort und Name der Anlage: Ursheim, Bioenergie Martin Ott
- Inbetriebnahme: 2010
- Substrateinsatz: 35% Silomais, 35% Rindergülle /Rindermist, 15% Grassilage, 15% GPS Silage

### Kenndaten der Flexibilisierung

- Umsetzung des flexiblen Betriebs mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit: 07/2014
- Installierte Leistung vor Flexibilisierung: 445 kW<sub>el</sub> (aufgeteilt auf 2 BHKW)
- Installierte Leistung nach Flexibilisierung: 1.095 kW<sub>el</sub> (aufgeteilt auf 4 BHKW)
- Bemessungsleistung im Jahr 2018: 500 kW<sub>el</sub>
- Gasspeicherreichweite (bei BHKW-Stillstand): 12 h (Bruttogasspeichervolumen: 2.500 m<sup>3</sup>)
- Wärmespeicher: 25 m<sup>3</sup> an der BGA, 1 m<sup>3</sup> bei jedem Abnehmer

### Betriebs- und Vermarktungskonzept

- Kurzbeschreibung: Individueller strompreisoptimierter Anlagenfahrplan für den jeweiligen Folgetag (Day-Ahead-Markt), Bereitstellung von positiver und negativer Sekundärregelleistung,
- Ein BHKW läuft immer in der Grundlast, um den Wärmebedarf abzudecken. Ein zweites BHKW läuft in der Day-Ahead Auktion um die täglichen Wärmespitzen abzudecken. Diese sind sehr zeitgleich mit den täglichen Strompreisspitzen. Je nach Wärmebedarf wird dieses BHKW zwischen 4 und 24 Stunden täglich betrieben.
- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: ja
- Durchschnittliche Zusatzerlöse 2018: 0,3 ct/ kWh (2017: 0,9 ct/kWh)
- Besonderheiten: max. 2 Starts je Tag des BHKW welches in der Day-Ahead Auktion ist. Die übrigen 2 BHKW können auch öfter gestartet werden, je nach Abrufhäufigkeit in der positiven SRL.
- Einsatz von Fütterungsmanagement zur reduzierten Stromproduktion am Wochenende wird seit Feb. 2019 umgesetzt. Um der Wärmelieferung in den Wintermonaten gerecht zu werden, wird hier die Beheizung der Behälter zurückgefahren.

### Wärmenutzungskonzept

- Kurzbeschreibung: Die BHKW-Abwärme wird zur Versorgung von 90 Wohnhäusern genutzt.
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 60-65 % gehen ins Wärmenetz, ca. 20 % werden für Prozesswärme und der Rest zum Trocknen von Holz verwendet.
- Besonderheiten: Power to heat Aggregat mit 477 kW zur Bereitstellung von negativer SRL. Ölkessel mit 600 kW zur Absicherung für das Wärmenetz (jährlich ca. 10 Stunden in Betrieb).
- Aufgrund der Flexibilisierung konnte 2015 das Wärmenetz um 30 Häuser erweitert werden, ohne die jährliche Stromproduktion zu erhöhen. Im Winter wird die durchschnittliche tägliche Stromproduktion auf bis zu 700 kW/h hochgefahren, um den Wärmebedarf zu 100% aus

Biogasabwärme zu decken. Im Sommer wird die Stromproduktion soweit reduziert, um im Jahresmittel die 500 kW/h nicht zu übersteigen.

#### **Wirtschaftlichkeit:**

Die Investitionen in Höhe von 600.000 € werden größtenteils durch die Flexibilitätsprämie gedeckt. Die Rentabilität wird durch Zusatzerlöse am Spotmarkt und durch den Verkauf von Wärme erreicht. Zukünftig wird versucht, noch mehr flexibel zu fahren und evtl. einen größeren Wärmespeicher zu installieren.

#### **Blick in die Zukunft:**

Mittelfristig werden die vollständige Ausnutzung der BHKW-Abwärme für die Wohnhausversorgung sowie die Teilnahme an Ausschreibungen angestrebt. Langfristig wird ein Post-EEG-Anlagenkonzept zur Vermarktung gesucht.

## 10.8 Anlage Oettingen - Heizkraftwerk M&M Wärmeservice GmbH

### Basisdaten

- Standort und Name der Anlage: Heizkraftwerk M&M Wärmeservice GmbH, Lange-Mauer-Str. 5, 86732 Oettingen
- Inbetriebnahme: 2014
- Substrateinsatz: Biomethan, EVK 2



Foto: Völklein 2019

### Kenndaten Flexibilisierung

- Umsetzung des flexiblen Betriebs mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit: 06/2014
- Installierte Leistung vor Flexibilisierung: 0
- Installierte Leistung nach Flexibilisierung: 720 (2 x 360 kW)
- Bemessungsleistung im Jahr 2018: 342 kW
- Gasspeicherreichweite (bei BHKW-Stillstand): Erdgasnetz
- Wärmespeicher: 108 m<sup>3</sup>

### Betriebs- und Vermarktungskonzept

- Kurzbeschreibung: Rein wärmegeführte Anlagenfahrweise der Biomethan-BHKW, individueller strompreisoptimierter Anlagenfahrplan für den jeweiligen Folgetag (Day-Ahead-Markt), laufend angepasst über Intraday-Vermarktung, Bereitstellung von positiver und negativer Sekundärregelleistung
- Fernsteuerung durch Direktvermarkter: ja
- Durchschnittliche Zusatzerlöse 2018: 0,8 ct/ kWh (Fahrplan + Regelenergie)

- Besonderheiten: max. 2 Starts der BHKW am Tag, möglichst 4h Laufzeit

### **Wärmenutzungskonzept**

- Kurzbeschreibung: Nahwärmenetz mit Großabnehmern (Krankenhaus, Schulen, öffentliche Gebäude), Gewerbe und Privatabnehmern
- Wärmenutzungsgrad (der extern verfügbaren Wärmemenge): 100 %
- Besonderheiten: Power-to-heat-Modul 470 kW direkt am Stromnetz, Gaskessel für Spitzenlast und Ölkessel als Redundanz, BHKW decken > 95 % des Wärmebedarfs, Solarthermieanlage zur Unterstützung im Sommerhalbjahr

### **Wirtschaftlichkeit:**

Die Flexprämie unterstützt die Wirtschaftlichkeit in den ersten Jahren. Die Flexibilisierung ermöglicht die Optimierung der Stromerlöse und macht die Wirtschaftlichkeit erst möglich.

### **Blick in die Zukunft**

Weiterer Ausbau des Wärmenetzes, Optimierung der Netzverluste, evtl. Zubau eines Erdgas-KWK-BHKWs

## 10.9 Protokoll – Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“

Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“  
20. September 2018, Leipzig



### **Protokoll - Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“**

Side Event im Rahmen der DBFZ Jahrestagung am 20.09.2018

Ort: Veranstaltungszentrum Hôtel de Pologne, Hainstraße 16, 04109 Leipzig, Raum 2/3 (4. Etage)

#### **Agenda**

09:00 Begrüßung und Einführung (J. Daniel-Gromke, DBFZ)

09:15 Vorstellung und Diskussion der Zwischenergebnisse aus den Vorhaben

- FNR-Leitfaden „Flexibilisierung von Biogasanlagen“ (J. Daniel-Gromke, DBFZ)
- EEG- Monitoring (M. Stelzer, Fraunhofer IEE)

10:30 Pause

10:45 Worldcafé - Status quo, Hemmnisse, Optimierungsmöglichkeiten

- (1) Status quo: Anlagenkonzepte / Betriebsweisen / Fahrpläne (Stelzer / Hoffstede, IEE)
- (2) Hemmnisse der Flexibilisierung & Lösungsansätze (Dotzauer/ Barchmann, DBFZ)
- (3) Kriterien für eine optimierte Flexibilisierung & „Lessons learned“ (Kornatz/Stur, DBFZ)

12:00 Pause

12:15 Zusammenfassung & Priorisierung der Ergebnisse / Abschlussdiskussion

13:00 Ende & Mittagessen

## Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“ 20. September 2018, Leipzig



### Bemerkungen aus der allgemeinen Diskussion:

- Allgemeine Aspekte:
  - Beispielkonstellation im Deutschen Stromsystem: Weihnachten/Neujahr 2017/2018; etliche Stunden mit negativen Strompreisen; kaum Reaktion von Biomasseanlagen; Grund: Stromhändler drängen Biogasanlagen (BGA) zu dieser Zeit des Jahres in die Regelleistung
  - Hinweis zu Betreiberbefragungen: Antworten nicht unbedingt repräsentativ, da eher engagierte Betreiber antworten würden, deren Anlagen weisen einen höheren technischen Standard und bessere Performance auf
  - Priorität in der Landwirtschaft hätten der „Stall, der Traktor und erst dann die BGA“; d. h. andere Themen als Flexibilisierung stehen im Vordergrund (Beispiel Futtersicherheit im „Dürresommer 2018“)
  - Flexible Fahrweise der BGAs wird nicht kontrolliert/nachgewiesen (ist allerdings vom Gesetzgeber her auch nicht vorgesehen)
  - Die zur Hälfte ausgeschöpfte Fördergrenze von 1.350 MW zusätzlich installierbare Leistung („Flexdeckel“) dämpft bereits jetzt ein weiteres Engagement in der Flexibilisierung von BGAs
  - Wärmelieferverträge und KWK-Bonus verhindern größere Beiträge von BGA zu Day-ahead und Intraday-Handel (wenn dort die Wärmerestriktionen nicht durch entsprechende Speicher gelockert worden sind)
- Wirtschaftliche Aspekte
  - Derzeitige Marktsituation: Strombörse und Regelleistungsmarkt sorgt für geringe Zusatzerlösmöglichkeiten; ggf. Neubewertung nach Abschaltung konventioneller Kraftwerke/weiterer Zubau von Wind- und Photovoltaik; Einfluss politischer Entscheidungen schwer vorherzusagen
  - Kosten- Nutzen-Verhältnis der flexiblen Fahrweise aus Sicht vieler Betreiber nicht gegeben (geringe Mehrerlöse von teilweise unter 0,5 ct/kWh)
  - Höhere Mehrerlöse (Preis-Spreads) am Strommarkt würden ein Umdenken bei vielen Betreibern bewirken (ab 1-2 ct/kWh wird es „interessant“); Rückwirkung auf Anlagen- und Betriebskonzept
  - Problem: ein ausgereiftes (flexibles) Anlagenkonzept ist Voraussetzung zur erfolgreichen Teilnahme an Ausschreibungen; nachträgliche Korrektur schwierig und ggf. nicht mehr wirtschaftlich (Zeit nach erstmaliger Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie läuft)
  - Mitunter nicht optimierte Anlagenkonzepte in der Umsetzung aufgrund der Torschusspanik Flexibilisierung zu verpassen
  - Unterschied zw. technischer Anlagenflexibilisierung vs. „bedarfsorientierter Einspeisung“ (Leistung erhöhen, aber geringfügige Nutzung der technischen Fähigkeit, da nicht wirtschaftlich)

Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“  
20. September 2018, Leipzig



## Zusammenfassung der 3 Themengruppen des Workshops „Flexibilisierung von Biogasanlagen“

**Themengruppe I: Status quo: Anlagenkonzepte / Betriebsweisen / Fahrpläne**  
(Leitung: Stelzer/ Hoffstede, IEE)

### Leitfragen:

- (1) Was ist die **Motivation** für die Anlagenflexibilisierung?
  - (2) Welche **Betriebskonzepte/ Fahrpläne** werden derzeit umgesetzt, um den Spot- und Regelleistungsmarkt zu bedienen?
  - (3) Welche **Betriebsweise** wird angestrebt?
- Motivation für einen flexiblen Betrieb von BGA (Fokus Betreibersicht)
    - Mehrerlöse/ Rendite: Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs
    - Redundanz: Installation zusätzlicher BHKW erhöht die Redundanz und somit die Sicherheit des Anlagenbetriebs (Arbeitserleichterung bei Ausfall und/ oder Wartungsarbeiten)
    - Idealismus: Beitrag von BGA zum Gelingen der Energiewende
    - Zukunftsfähigkeit/ Einkommenssicherung aus Betreibersicht: Flexibilisierung des Anlagenbetriebs ist die Voraussetzung zur Teilnahme an Ausschreibungen (siehe EEG 2017)
    - Zukunftsfähigkeit aus Branchensicht (Biogasanlagentechnik): Aufbau und Erhalt von Know-how
    - Modernisierung: Nutzung der Flexibilitätsprämie bietet Möglichkeiten, die Biogasanlage ganzheitlich zu optimieren/ modernisieren
    - Einkommensdiversität: Energieerzeugung aus Biomasse ist ein wichtiges Standbein für viele Landwirte bzw. Betreiber und diversifiziert das Einkommen
    - Ausschreibungen im EEG 2017: Teilnahme liegt für viele Betreiber noch in weiterer Ferne; für viele NawaRo-Anlagen wird die Wirtschaftlichkeit des (zukünftigen) Betriebs kritisch gesehen
    - 10 Jahre + ?: Es ist für viele Betreiber noch unklar, wie es nach Ende der EEG-Laufzeit/ Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie weiter geht

## Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“ 20. September 2018, Leipzig



- Betriebskonzepte/ Fahrpläne für flexible BGA
  - Betreibersicht:
    - Das Kosten- und Nutzenverhältnis des Fahrplanbetriebs wird in Frage gestellt (Fahrplanbetrieb Hochtarif- /Niedrigtarif (HT/NT „lohnt“ sich nicht)
    - Das Vertrauen in die Direktvermarkter hinsichtlich Fernsteuerbarkeit der BGA hat sich in den letzten Jahren erhöht (positive Erfahrungen)
  - Sicht Direktvermarkter:
    - Großer Teil der direkt vermarkteten BGA stellt negative Minuten- bzw. Sekundärregelleistung aus dem Grundlastbetrieb bereit (ohne bedarfsorientierte Stromproduktion)
    - Fahrplanbetrieb wird von einem verhältnismäßig geringen Teil der BGA umgesetzt (ca. 25 % des Portfolios); davon verbleibt aufgrund technischer Restriktionen ein geringer Anteil verfügbarer Flexibilität für den Strommarkt
    - Der Großteil derjenigen Anlagen, welche mittels Fahrplan betrieben werden, sind für den Day-ahead-Markt optimiert; ein Bruchteil nimmt am Intraday-Handel teil
  
- Angestrebte Betriebsweise (Zielsetzungen für den Anlagenbetrieb)
  - Betreibersicht
    - BGA soll nach Installation eines weiteren BHKW im Fahrplanbetrieb gefahren werden und zusätzlich pos. und neg. Sekundärregelleistung bereitstellen
    - Die Umsetzung eines saisonalen Betriebs stellt eine realistische Option dar (ausschließliche Strom- und Wärmeproduktion im Winter)
    - Bei mehreren BHKW werden den einzelnen Aggregaten unterschiedliche „Aufgaben“ zugewiesen (Bsp: BHKW 1 wird nach Fahrplan betrieben, BHKW 2 stellt Primärregelleistung bereit)
    - Stärkere Auslastung der Neu-BHKW ggü. der Alt-BHKW aufgrund höherer Wirkungsgrade
  - Allgemeine Sicht (alle Teilnehmer):
    - Möglichkeit der höheren Wärmeausnutzung ist im Rahmen der Anlagenflexibilisierung möglich und sollte angestrebt werden (standortabhängiges Wärmekonzept/ zusätzlicher Wärmespeicher)
    - Installation eines flexibel betriebenen Satelliten-BHKW (inkl. Mikrogasleitung) kann für einige Betreiber eine wirtschaftliche Option darstellen (Wärmenutzungsgrad erhöhen)
    - Verdienstmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt sinken; der Intraday-Handel bietet zunehmend Chancen für Mehrerlöse (automatisierter Anlagenbetrieb)
    - Optionen der Dynamisierung bei der Biogasproduktion sind zu prüfen („Fütterungsmanagement“)

Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“  
20. September 2018, Leipzig

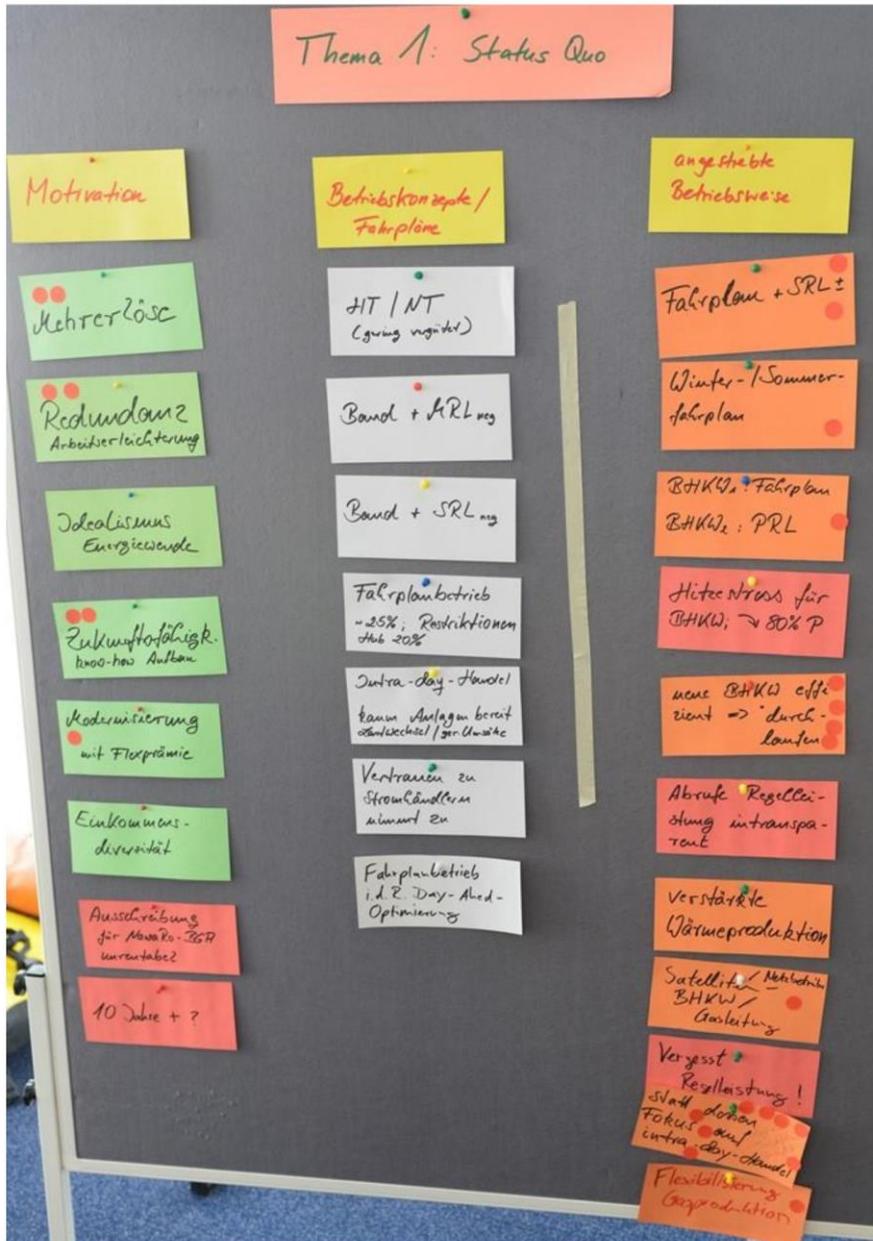


Abbildung 1: Themenwand 1: Status quo / Betriebsweisen / Konzepte

Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“  
20. September 2018, Leipzig



**Themengruppe II: Hemmnisse der Flexibilisierung und Lösungsansätze**

(Leitung: Dotzauer/ Barchmann, DBFZ)

- (1) Welche **wesentlichen Hemmnisse** verhindern eine konsequente Flexibilisierung des Anlagen- und Betriebskonzeptes?
- (2) Warum wird die bedarfsorientierte Stromerzeugung bei Biogasanlagen trotz technisch vorhandener Flexibilität nicht vollständig ausgeschöpft?
- (3) Was ist zu tun, um die **Hemmnisse zu beseitigen**?

Wesentliche Hemmnisse:

- Fehlende Wirtschaftlichkeit für Fahrplanbetrieb (Ausstattung für Flexibilisierung zu teuer); kein Anreiz zur bedarfsorientierten Einspeisung auf Grund geringer Mehrerlöse
- Genehmigung für Flexibilisierung z.T. sehr schwierig und aufwändig; u.U. geringe Sachkompetenz bei Behörden
- Rechtliche Rahmenbedingungen komplex, zeitaufwändig und mit Kosten verbunden
- Zusätzlich erschweren bzw. verteuern andere Regelwerke den zukünftigen Anlagenbetrieb u.a. AWSV oder die Novelle der Düngeverordnung
- Wärmerestriktionen sind zu berücksichtigen, vor allem muss das aktuelle Niveau der Wärmeauskoppelung erhalten werden, da die Wärmeerlöse + KWK-Bonus eine wichtige Erlös Komponente sind
- Die Stimmung in der Branche ist verunsichert; dadurch fehlt der Enthusiasmus und eine positive Vision für die Zukunft der Biogasbranche

Lösungsansätze:

- individuelle techn. Anpassung → BHKW im „Stand-by“ warmhalten wenn nicht im Betrieb um verschleißarmen Startvorgang sicher zu stellen
- Professionalisierungsgrad ist kein weicher Faktor und sehr wichtig für eine effiziente Umsetzung der Flexibilisierung
- Qualifizierte Fahrpläne erstellen (durch den Anlagenbetreiber), Qualität steigern und real flexibel fahren
- Konsequente & ganzheitliche Flexibilisierung mit Wärmespeichern um Synergien anstatt Zielkonflikte zu generieren
- Anpassung bzw. Ergänzung der Anreizinstrumente: z.B. „Leistungsgerechte Flexibilitätsprämie“
- Standardisierte Technische Anschlussbedingungen (TAB) seitens der Netzbetreiber für vereinheitlichtes Vorgehen und dadurch geringere Planungs- und Genehmigungskosten
- Anpassung der Anreizinstrumente für Bestandsanlagen (ggf. schwierig mit dem Bestandsschutz vereinbar)

Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“  
20. September 2018, Leipzig



Abbildung 2: Themenwand 2 –Hemmnisse und Lösungsansätze

Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“  
20. September 2018, Leipzig



**Themengruppe III: Kriterien für eine gut flexibilisierte Anlage / „lessons learned“**  
(Leitung: Kornatz/ Stur DBFZ)

- (1) Welche Möglichkeiten gibt es für die **Optimierung** des Anlagenbetriebs?  
Welche **Kriterien** lassen sich daraus für eine **gut flexibilisierte Biogasanlage** ableiten?
- (2) „**Lessons learned**“ (Erfahrungen aus Sicht der Teilnehmer): Was waren die **Fehler der Vergangenheit**?

Kriterien für eine optimierte Flexibilisierung:

- bzgl. Technik:
  - gut laufende Bestandsanlage / Biogasanlage als Voraussetzung
  - Wärmespeicher für externe Wärmenutzungen vorsehen
  - vorhandene Gasspeicher
  - Gewährleistungsansprüche nutzen
  - automatisierte Fahrpläne erstellen
- bzgl. Personal:
  - Grundlegende Ausbildung des Fachpersonals (technisch, betriebswirtschaftlich, genehmigungsrechtlich)
  - Grad der Überbauung richtig einschätzen
  - motiviertes Personal mit gerechter Bezahlung
  - Vorabsprache mit Netzbetreiber und Direktvermarkter
  - sinnvolle Kooperation mit kompetenten Partnern

Wesentliche Fehler aus denen man lernen sollte:

- Unkenntnis von Netzbetreibern bzgl. Flexibilisierung; Bessere Vorabsprache mit dem Netzbetreiber nötig
- Großzügigere Zeitplanung (Zeitaufwand unterschätzt), insbesondere für behördliche Genehmigungen
- Mangelhafte Fachkompetenz in Behörden
- BDEW Zusammenarbeit zu verbessern
- ➔ Einbezug aller Akteure (von Genehmigung, Beratung, Planung/Konzeption, Umsetzung der Flexibilisierung); Akzeptanz bei allen Akteuren erhöhen
- ➔ Individuelle technische Anpassung der Anlage; gesamte Anlage muss auf Flexibilisierung angepasst werden (ganzheitlich)
- ➔ Anreize für „gelebte“ Flexibilisierung setzen

Workshop „Flexibilisierung von Biogasanlagen“  
20. September 2018, Leipzig

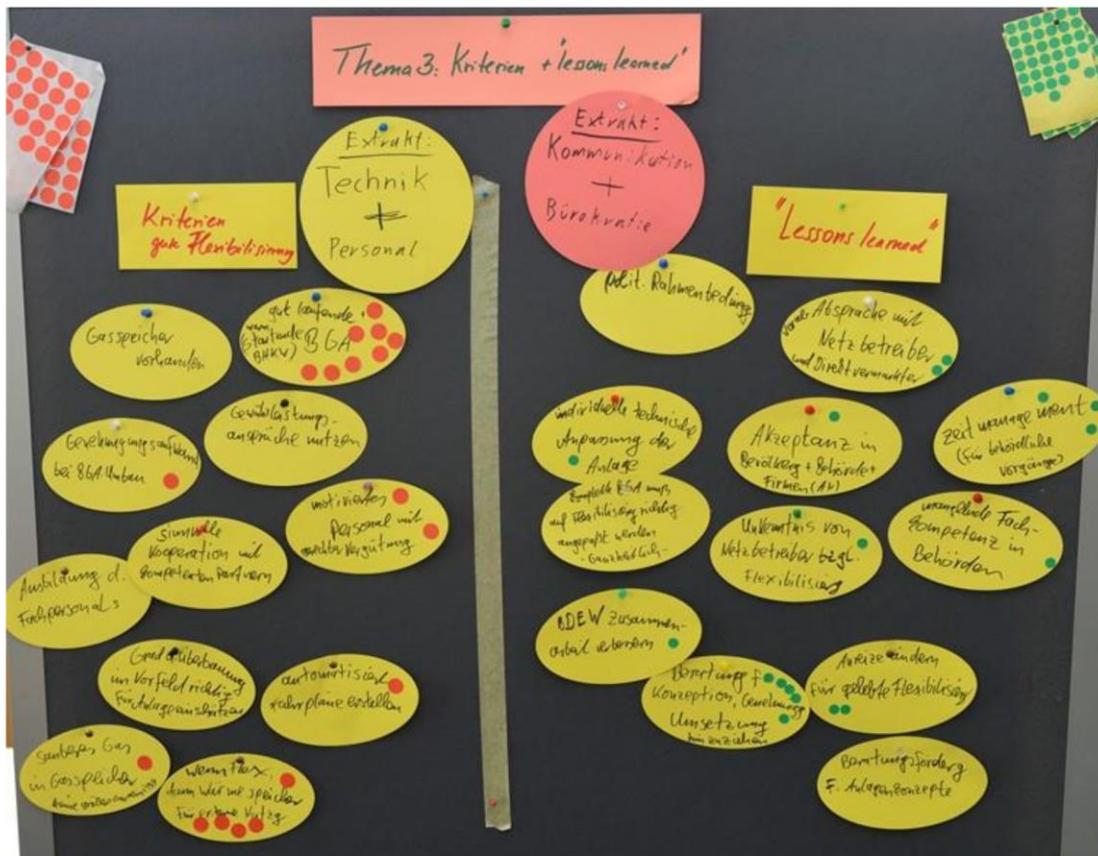


Abbildung 3: Themenwand 3 - Kriterien für eine optimierte Flexibilisierung & Lessons learned

**Fazit:**

- Kommunikation und Informationsdefizite in allen Ebenen sind große Baustellen
- Bei dem Betrieb der Biogasanlage ist die Wartung stets zu beachten
- Eine gute Flexibilisierung setzt eine gut laufende Biogasanlage voraus
- Die Kombinierbarkeit von bedarfsorientierter Fahrweise und Regelenergievermarktung könnte sich verbessern, indem die Zeitscheiben für SRL auf 4-h-Blöcke verkürzt werden und eine tägliche Ausschreibung erfolgt
- Positive Konstellation bei gemeinschaftlicher Gewinnbeteiligungen der Akteure möglich (z.B. Stadtwerke 50% und landwirtschaftlicher Betrieb 50% mit Vollwartungsvertrag; Stadtwerke übernehmen BHKW-Wartung)
- Bei der politischen Ausrichtung der Anreize sollte stärker das Ziel („gelebte Flexibilisierung“) gefördert werden, nicht die rein (technische) Möglichkeit der Flexibilisierung
- Angebotsorientierende Flexibilisierung forcieren; Sekundärreserve mitnutzen