

Schlussbericht

zum Verbundvorhaben

Thema:

Untersuchung der Potenziale und Entwicklung eines Optimierungsmodells für Biogasanlagen im Kontext des zukünftigen Stromsystems

Zuwendungsempfänger:

Teilvorhaben 1: Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg

Teilvorhaben 2: Ostbayerische Technische Hochschule Amberg-Weiden

Teilvorhaben 3: Institut für Energietechnik IfE GmbH an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden

Förderkennzeichen:

Teilvorhaben 1: 22405016

Teilvorhaben 2: 22410417

Teilvorhaben 3: 22410517

Laufzeit:

01.09.2018 bis 31.08.2021

Monat der Erstellung:

11/2021

Datum der Veröffentlichung:

09.05.2022

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.

Projektpartner:

Verbundkoordination



Ostbayerische Technische Hochschule (OTH) Regensburg
Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Seybothstraße 2
93053 Regensburg

Projektpartner



Ostbayerische Technische Hochschule (OTH) Amberg-Weiden
Fakultät Maschinenbau / Umwelttechnik
Kaiser-Wilhelm-Ring 23
92224 Amberg



Institut für Energietechnik IfE GmbH an der OTH Amberg-Weiden
(IfE)
Kaiser-Wilhelm-Ring 23
92224 Amberg



Ostbayerische Technische Hochschule (OTH) Regensburg
Labor Verbrennungsmotoren (CEEC)
Franz-Mayer-Straße 1
93053 Regensburg

Assoziierte Partner



2G Drives GmbH
Siemensstraße 15
48619 Heek



LEW Verteilnetz GmbH
Schaelzstraße 3
86150 Augsburg



Lechwerke AG
Schaelzstraße 3
86150 Augsburg



AWITE Bioenergie GmbH
Grünseiboldsdorfer Weg 5
85416 Langenbach

Grüngas GmbH
Chamer Straße 58
93473 Arnschwang

Agrarenergie Roding eG
Schorndorfer Straße 58
93426 Roding

BioEnergie GmbH & Co. KG
Schäferei 40
93449 Waldmünchen

Biomethan GmbH
Moosdorf 20
93449 Waldmünchen

Planungsregion 13
Landshut

Autoren:

Johannes Schächinger, Max Becker, Matthias Wildfeuer, Raphael Lechner, Oliver Brückl

Mitarbeit:

Matthias Franz, Otfried Schmidt, Hans-Peter Rabl

Fördermittelgeber:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekträger:

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)



SCHLUSSBERICHT

I. Ziele

Biogasanlagen liefern einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Ende 2014 waren in Deutschland etwa 7.800 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 3.650 MW in Betrieb [1]. Vor allem in ländliche Regionen wird dadurch Wertschöpfung gebracht. Biogasanlagen bilden nicht selten eine Existenzgrundlage für landwirtschaftliche Betriebe.

Im Gasspeicher einer Biogasanlage kann das Biogas über einen gewissen Zeitraum gespeichert und je nach Nachfrage in Strom und Wärme umgewandelt werden. Durch eine Flexibilisierung der Anlagen in Form zusätzlicher Erzeugungseinheiten und/oder vergrößerter Gasspeicher ist eine verbesserte Anpassung an verschiedene Nachfragesituationen möglich. Biogasanlagen sind somit in der Lage die schwankende Produktion von Wind- und Solarstrom auszugleichen. Sie tragen damit zu einer regenerativen Energievollversorgung maßgeblich bei [2]. Trotzdem ist die Stromerzeugung aus Biogas auch in Zukunft im Verhältnis zu anderen erneuerbaren Energien – relativ gesehen und ohne Berücksichtigung des Wertes der Speicherfunktion – teuer. Laut einer Studie des Fraunhofer ISE lag die Bandbreite der Stromgestehungskosten von Biogasanlagen 2013 zwischen 13,5 und 21,5 ct/kWh [3]. In einem Hintergrundpapier des DBFZ wird außerdem aufgezeigt, dass es keinen nennenswerten Zubau von Biogasanlagen (außer Güllekleinanlagen) bei Fortschreibung des EEG 2014 geben wird [4]. Unter der Annahme, dass die Anlagen nach Ende der 20-jährigen Förderungsdauer stillgelegt werden, reduziert sich der Anlagenbestand sukzessiv. Dadurch entsteht eine erhebliche Deckungslücke für Strom aus Erneuerbaren Energien. Deswegen müssen dringend neue, attraktive Einsatzgebiete für Biogasanlagen erschlossen werden, damit diese weiterhin einen Teil zur Energiewende beitragen können.

1. Aufgabenstellung

Im Projekt OPTIBIOSY wird die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Biogasanlagen als mögliche neue Vermarktungsoptionen untersucht. Als Systemdienstleistungen bzw. deren Erbringungsformen werden ein gezieltes Engpassmanagement, die Bereitstellung von Blindleistung für den Netzbetreiber sowie ein möglicher Beitrag zur Momentanreserve und zu Netzwiederaufbaukonzepten betrachtet. Es soll untersucht werden, welche Systemdienstleistungen Biogasanlagen unter welchen technischen Voraussetzungen anbieten können, welche Kombinationen an Einsatzfällen wirtschaftlich optimal sind und welche Auslegung der Motoren-, Verfahrens- und Anlagentechnik dazu erforderlich ist. Das Projekt verfolgt weiterhin in den Analysen und Untersuchungen den Ansatz, wie der rechtliche und regulatorische Rahmen künftig aussehen müsste, damit Biogasanlagen betriebs- und volkswirtschaftlich effizienter betrieben werden können.

2. Stand der Technik

Stand der Technik bei den heute in Betrieb befindlichen Biogas-BHKW ist nach wie vor der stromgeführte Betrieb mit Einspeisevorrang nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz. Die bereitgestellte Leistung und Strommenge richtet sich nach der verfügbaren Gasmenge, die sich durch die Fütterung und Substratauswahl sowie die Prozessführung im Fermenter beeinflussen lässt. Zum Ausgleich von Schwankungen in der Gaserzeugung sind Biogasanlagen in der Regel mit Gasspeichern (z. B. Folienspeicher) ausgestattet. Einen umfassenden Überblick über den Stand der Technik bietet z. B. der Leitfaden Biogas der FNR [5].

Ab dem EEG 2012 wurden zunehmend Anreize zum flexiblen Betrieb von Biogasanlagen gesetzt, insbesondere durch Einführung der Direktvermarktung in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags (EEG 2014). Technisch umgesetzt wird die Flexibilisierung in der Regel durch die Installation zusätzlicher BHKW-Leistung über die Bemessungsleistung hinaus, z. B. durch zusätzliche BHKW-Module. In Verbindung mit ausreichend dimensionierten Gasspeicherkapazitäten wird es dadurch möglich, Lastkurven innerhalb eines Flexibilitätsbands abzufahren. Die über die EEG-Regelungen forcierte Flexibilisierung von Biogasanlagen zielt in erster Linie auf einen marktorientierten Betrieb ab, ein netzdienlicher Betrieb steht dabei nicht im Vordergrund.

Ebenfalls ab dem EEG 2012 ist es möglich, mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen am Regelenergiemarkt teilzunehmen, wobei auch hier die Grundvoraussetzung der Wechsel in die Direktvermarktung ist. Im Unterschied zur marktorientierten Fahrweise über die Flexibilitätsprämie, bei der das gehandelte Produkt die elektrische Energie ist, steht im Regelenergiemarkt die Vorhaltung gesicherter Leistungskapazitäten für den netzdienlichen Betrieb im Vordergrund.

Abzugrenzen von den marktbasierenden Mechanismen Flexibilitätsprämie/Flexibilitätszuschlag und Regelenergiebereitstellung sind die technischen Anforderungen zur Gewährleistung der Netzstabilität, die bereits heute von Biogasanlagen erfüllt werden müssen. Zu nennen sind hier die technischen Anschlussbedingungen des jeweiligen Netzbetreibers bzw. die NetzCodes, wie die technische Richtlinie für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (BDEW Mittelspannungsrichtlinie) [6]. In dieser waren die bis

zur Herausgabe der TAR Mittelspannung [7] gültigen Bedingungen festgeschrieben, die dezentrale Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Systemsicherheit im elektrischen Netz erfüllen mussten.

Um die nachhaltige Nutzung von Biogasanlagen voranzutreiben, wurden in der Vergangenheit bereits zahlreiche Projekte initiiert. Das abgeschlossene Projekt „BioStrom“ [8], gefördert vom BMWi, untersucht, ob und in welchem Umfang bestehende Biogasanlagen als steuerbare Stromerzeuger arbeiten können. Hierfür wurde ein Optimierungsverfahren erarbeitet, welches unter der Annahme einer konstanten Gasproduktion einen Fahrplan für den Day-Ahead-Markt ermittelt. Ein Gasspeicher dient zur Entkopplung der Gas- und Stromproduktion. Die verwendeten BHKW werden ausschließlich in Volllast betrieben.

In dem anschließenden Projekt „FlexFuture“ [9] (BMW) entwickelt die TH Ingolstadt die innovative Steuerung (Software) für flexible Biogasanlagen weiter, um mit dieser unter höchster Effizienz neben Erzeugungs- auch Netzengpassmanagement zu betreiben. Auf Datenbasis der regionalen Verteilung soll ein automatisiert erstellter Fahrplan die optimale Stromerzeugung der Biogasanlage festlegen. Im Fokus steht außerdem die Erschließung weiterer Wärmequellen der Demonstrationsanlage, um die Gesamteffizienz der Anlage zu erhöhen.

Im Projekt „SymBioSE“ [10] des Fraunhofer IWES wurde untersucht, welchen Einfluss verschiedene Verhaltensweisen von Bioenergieanlagen im Jahr 2025 auf das Stromsystem hinsichtlich flexibler Einsatzweise zur Residuallastversorgung und der Bereitstellung von Blindleistung haben. Weitere Systemdienstleistungen wurden in diesem Zusammenhang jedoch nicht überprüft.

Des Weiteren wurde in einem Gutachten des IWES [11] untersucht, welchen Beitrag Biogasanlagen zu einer verlässlichen Stromversorgung mittels EE leisten können. Nach den Ergebnissen der Studie zufolge ist es essenziell wichtig, die Optimierung und Flexibilisierung von bestehenden und neuen Biogasanlagen voranzutreiben, da diese technisch dazu in der Lage sind, Schwankungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien auszugleichen. Bei einem Rückbau des bestehenden Anlagenbestands aufgrund fehlender wirtschaftlicher Einsatzfälle müsste demnach mit einem Zubau von 8 GW_{el} konventioneller Kraftwerkskapazitäten zur Absicherung der Schwankungen von erneuerbaren Energien gerechnet werden.

Das Projekt „OptFlex Biogas“ [12] des DBFZ untersucht die Vermarktung von Biogasanlagen an Spot- und Regelleistungsmarkt. Im Projekt „Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen“ [13] (BMUB), das die Ergebnisse in der „Handreichung zur Optimierung von Biogasanlagen“ [14] veröffentlicht, liegt der Fokus in der ökonomischen und ökologischen Verbesserung der Anlagen- und Verfahrenstechnik von zehn bestehenden Biogasanlagen. Gleiches gilt für das Projekt „BIOOPT-MIX“ [15], das sich nur auf den Aspekt der Entwicklung neuer Auslegungs- und Optimierungskonzepte für die Durchmischung von Biogasfermentern konzentriert. Im Projekt „FlexHKW“ [16] wird die Vermarktung von Energie am Spot- und Regelleistungsmarkt betrachtet, allerdings liegt der Fokus auf der Optimierung von biomassegefeuerten Heizkraftwerken und nicht auf der von Biogasanlagen selbst. In [17–21] werden Aspekte der Regelenergiebereitstellung durch Biogasanlagen bzw. erneuerbare Einspeiser allgemein beleuchtet.

3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

An dem Projekt OPTIBIOSY sind die Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, die Ostbayerische Technische Hochschule Amberg-Weiden sowie das dort angegliederte Institut für Energietechnik als Forschungseinrichtungen beteiligt. Als assoziierte Partner stehen die 2G Drives GmbH, die Awite Bioenergie GmbH, die Lechwerke Verteilnetz GmbH, die Lechwerke AG sowie einzelne Biogasanlagenbetreiber dem Projekt zur Seite. Zwischen den beteiligten Forschungseinrichtungen ist während der Projektlaufzeit ein laufender Austausch sichergestellt worden. Die assoziierten Projektpartner und beteiligte Biogasanlagenbetreiber wurden in einzelne Arbeitspakete, je nach ihrer Expertise, mit eingebunden.

Über den Projektrahmen hinaus wurde sich mit dem Projekt „SmartBio“ der TH Ingolstadt ausgetauscht. Der fachliche Austausch erfolgte durch Teilnahme an den Workshops der THI sowie durch ein gemeinsames Treffen der Mitarbeiter beider Projekte an der OTH Regensburg. Zur Klärung einiger Fragen bezüglich Biogasanlagen mit Asynchrongeneratoren wurde Kontakt mit dem Geschäftsführer der Firma Geisberger GmbH aufgenommen. Bei Workshops und Kongressen geknüpfte Kontakte zum Fachverband Biogas sowie verschiedenen Experten für Flexibilisierung wurden vor allem bei der Definition von Referenzanlagen genutzt. Außerdem wurde das Projektteam durch den Geschäftsführer der inreetec GmbH, einem Ingenieurbüro im Biogasanlagenbereich aus Schwandorf, kontaktiert. Es fand ein Austausch mit Interview und Anlagenbesichtigung inkl. Datenaufnahme statt. Einige Fragen in Bezug auf die Auswirkungen möglicher Blindleistungseinspeisungen auf elektrische Schaltanlagen konnten in einem Gespräch mit Mitarbeitern der Schneider Electric Sachsenwerk GmbH in Regensburg geklärt werden.

II. Ergebnisse

1. Erzielte Ergebnisse

Analyse des Biogasanlagenbestandes

Zu Beginn des Forschungsprojektes wurde durch die OTH Amberg-Weiden und das Institut für Energietechnik eine Analyse des deutschlandweiten Anlagenbestands durchgeführt, um daraus Input für die Simulationsmodelle in Form von Referenzanlagen bereitstellen zu können. Zunächst wurde über eine Literaturrecherche ein Überblick über den zahlenmäßigen Bestand und die örtliche Verteilung von Biogasanlagen in Deutschland gegeben. Außerdem wurde die Verteilung der verschiedenen Technologien vom Vergärungsverfahren (nass/trocken) über die Gasspeicherung (Speichervolumen, einschalige/zweischalige Hauben, externe Speicher) bis hin zur Gasverwertung (KWK/Biomethaneinspeisung) im Bestand analysiert. Ebenso wurden die Art der Vermarktung (Festvergütung/Direktvermarktung), der aktuelle Stand der Flexibilisierung und mögliche Auswirkungen des Auslaufens der EEG-Vergütung betrachtet.

Im zweiten Schritt wurde eine Datenanalyse durchgeführt. Hauptsächlich genutzt wurden die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [22]. Die erhaltenen Daten wurden beispielsweise nach Leistungsklassen geclustert (vgl. **Abbildung 1**). Deutlich wurde bei der Betrachtung der Daten auch, dass seit 2012 überwiegend BHKW in der Größenklasse 75 kW zugebaut wurden, welche auf Güllekleinanlagen eingesetzt werden. Daraus ist zu schließen, dass kaum noch Anlagen in höheren Leistungsbereichen zugebaut wurden. Zusätzlich wurde der Anlagenbestand der Biogas-BHKW des assoziierten Projektpartners 2G energy AG nach Leistungsklassen geclustert, hier ergab sich ein vergleichbares Bild.

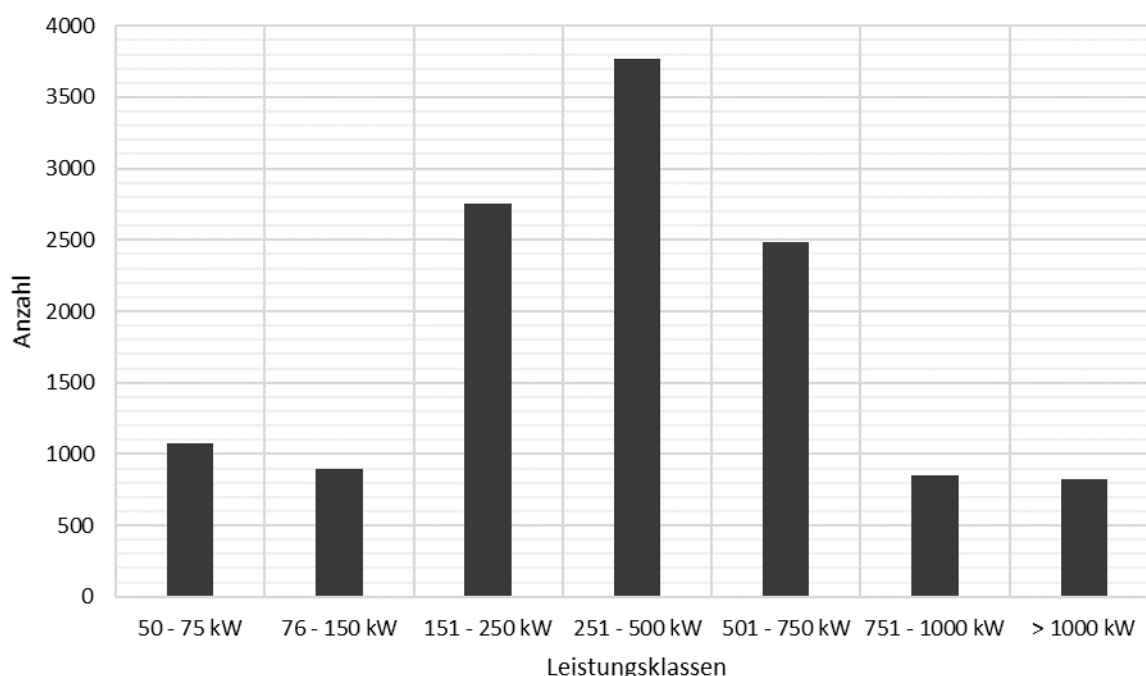


Abbildung 1: Anzahl Biogas-BHKW nach Leistungsklassen auf Grundlage der ÜNB-Daten [22]

Auch der Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlagen wurde betrachtet. In **Abbildung 2** zeigt sich, dass der Großteil der Anlagen in dem Jahrzehnt nach 2004 zugebaut wurde, mit einem letzten Peak vor der EEG-Novelle 2012, in der die Direktvermarktung eingeführt wurde.

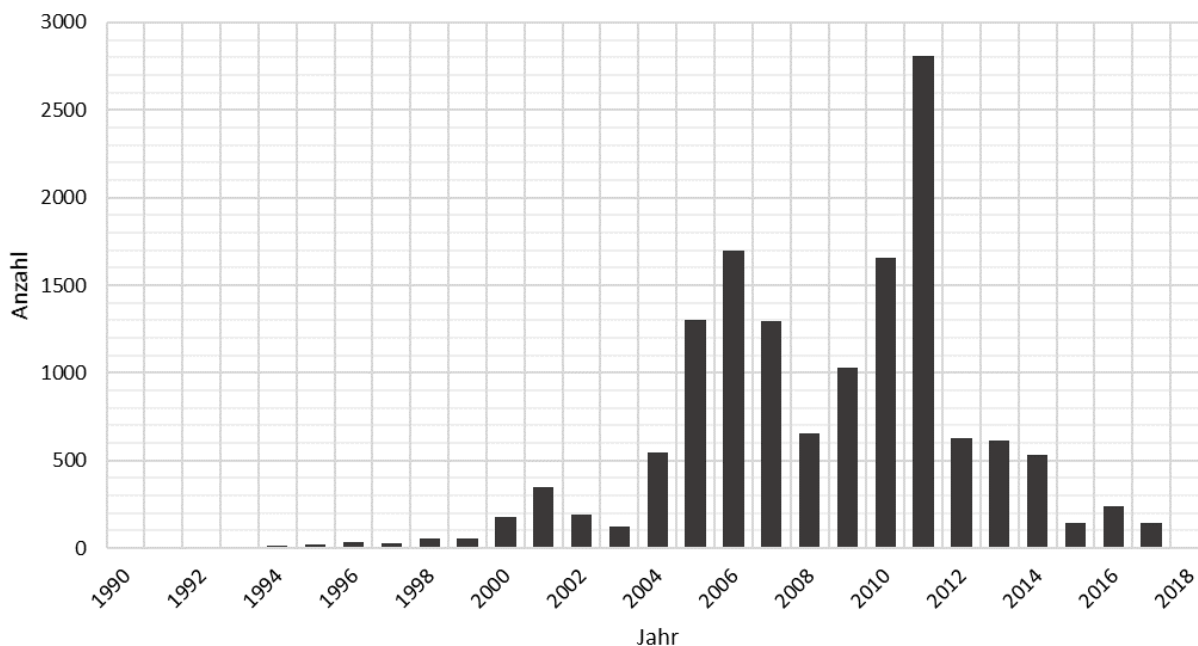


Abbildung 2: Inbetriebnahmejahre der Biogas-BHKW in Deutschland auf Grundlage der ÜNB-Daten [22]

Auch die regionale Verteilung der Biogasanlagen in Deutschland wurde betrachtet. Hierzu wurden, wenn verfügbar, Daten von zuständigen Behörden der Bundesländer (Beispiel: Bayerischer Energieatlas) verwendet, da diese bereits mit Koordinaten verknüpft sind. Bei Ländern, von denen keine Daten verfügbar waren, oder aus Datenschutzgründen nicht herausgegeben werden durften, wurde auf die Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen und die Koordinaten aus den Adressdaten berechnet. Folgende, in **Abbildung 3** dargestellte, Verteilung mit Hot-Spots in NRW, Niedersachsen und Bayern hat sich ergeben.

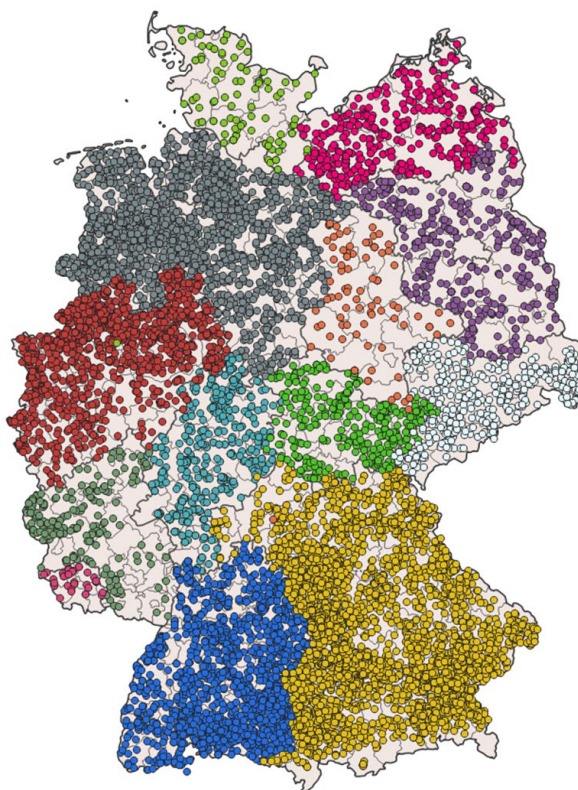


Abbildung 3: Regionale Verteilung von Biogasanlagen in Deutschland [22–29]

Auch eine sogenannte Sterbekurve basierend auf den neu zugebauten und nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallenden Anlagen wurde erstellt. Wie in **Abbildung 4** zu sehen ist, ist ab 2024 mit einem rapiden Rückgang der Anlagenzahlen zu rechnen, sollten sich bis dahin keine neuen Vermarktungsmöglichkeiten auf tun. Mit Rücknahme des Flex-Deckels (Deckelung der Flexibilitätsprämie zur Flexibilisierung von

Bestandsanlagen) im Jahr 2020 konnte der Abschwung wohl bereits etwas verschoben werden. Dennoch wird die Notwendigkeit einer Post-EEG-Vermarktung deutlich.

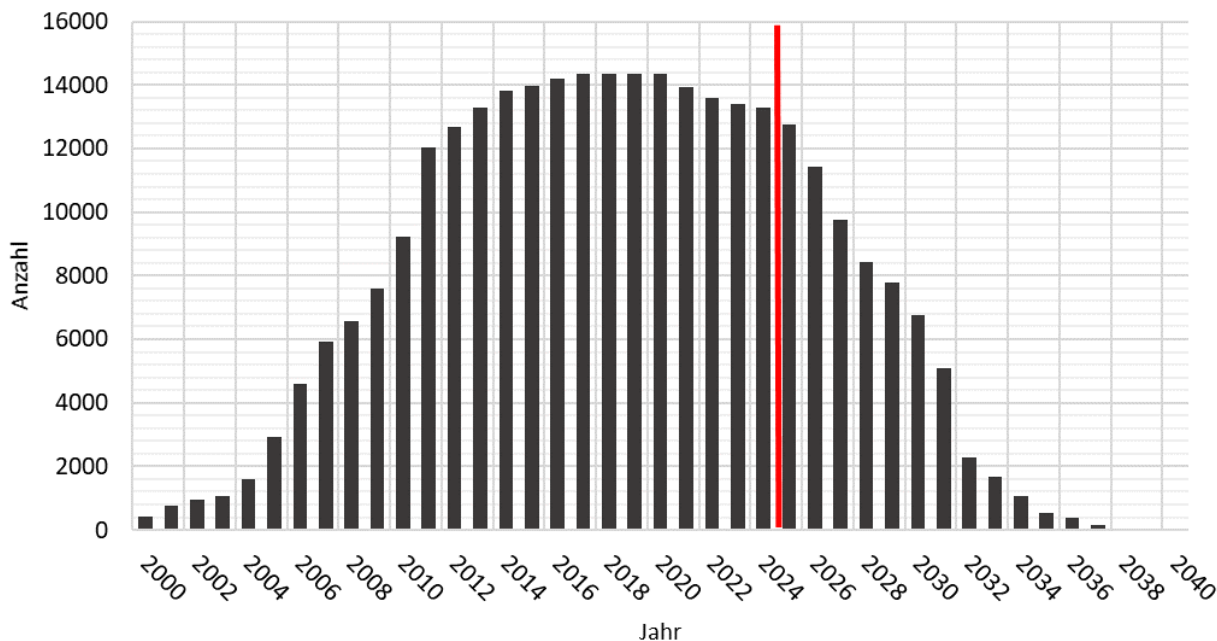


Abbildung 4: Sterbekurve des Anlagenparks an Biogas- und Biomethan-BHKW in Deutschland [22]

Untersuchung von Faktoren für einen flexiblen Anlagenbetrieb und Definition von Referenzanlagen

Da als Projektziel eine Bewertung der Möglichkeiten zur Systemdienstleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen durchgeführt werden soll, musste der hierfür systemdienliche, also flexible Betrieb betrachtet werden. Zunächst wurden alle denkbaren Parameter und Anlagenkomponenten erörtert, die für einen flexiblen Anlagenbetrieb zu beachten sind und in das Schaubild in **Abbildung 5** eingetragen. Im Vergleich zur kontinuierlichen Stromeinspeisung bedeutet dies eine temporäre Einspeisung mit höherer Leistung bei Bedarf und zwischenzeitliche Gasspeicherung, wenn kein Strombedarf besteht. Über die Begehung von 13 am Projekt beteiligten Betreiberanlagen konnten wichtige Daten (installierte Motorenleistung, Laufleistungen, Gasspeichergröße, Flexibilisierung) und Input aus Betreiberseite zur Einordnung gesammelt werden.

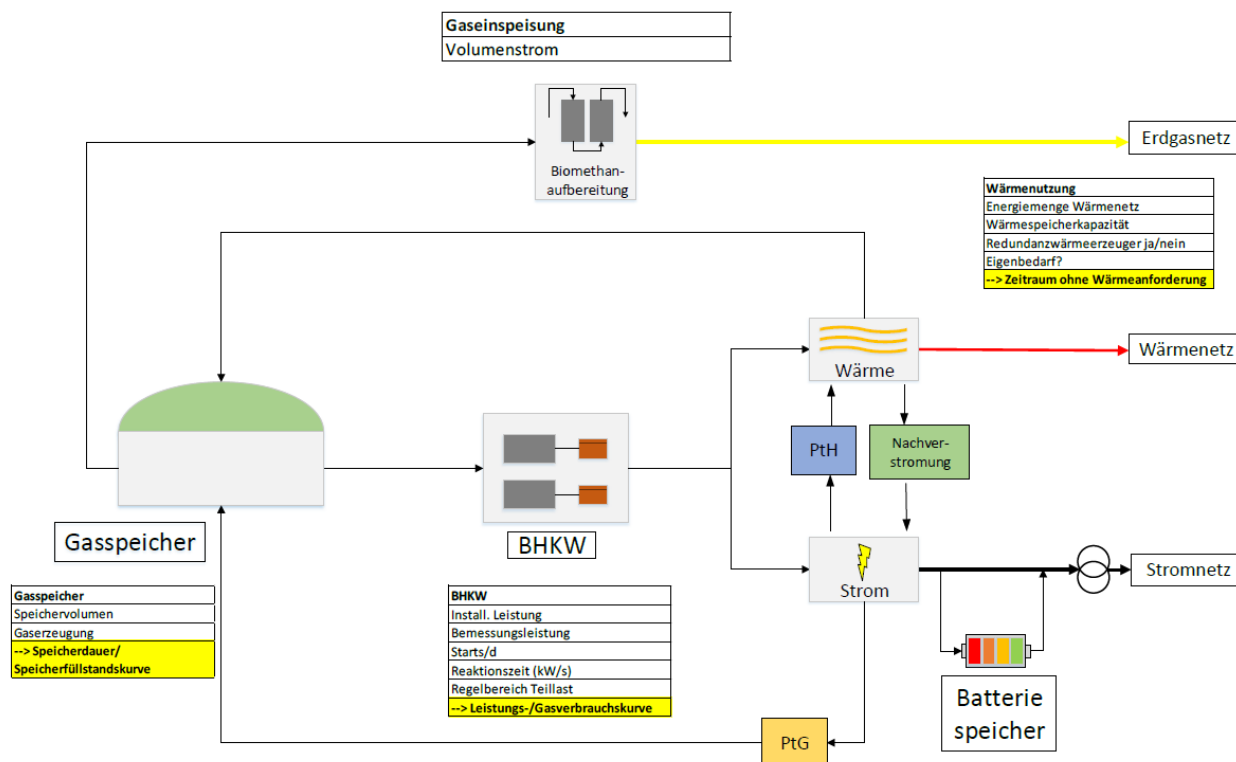


Abbildung 5: Modelldarstellung aller Anlagenkomponenten und Parameter, die für einen flexiblen Anlagenbetrieb beachtet werden müssen.

Als zentrale Faktoren werden die Höhe der installierten BHKW-Leistung sowie des Gasspeichervolumens gesehen. Diese bestimmen, wie viel elektrische Energie bei Bedarf bereitgestellt werden oder bei einem Engpass vom Netz genommen werden kann sowie die mögliche Speicherdauer des Biogases. Außerdem ist die Wärmenutzung der Anlage zu nennen. Je nachdem ob Lieferverpflichtungen bestehen, kann die Anlage länger oder kürzer vom Netz gehen. Abhilfe kann hier ein Wärmespeicher schaffen, der Wärmezeugung und –bedarf zeitlich entkoppelt.

Als Input für die weiter unten beschriebenen Simulations- und Optimierungsmodelle wurden anschließend Referenzanlagen definiert, die einen möglichst großen Anteil des Anlagenbestands repräsentieren sollten. Wie **Tabelle 1** zeigt, soll Anlage 1 eine typischerweise in Bayern in den Boomjahren 2005/2006 gebaute Anlage ohne Erweiterung/Flexibilisierung darstellen. Anlage 2 steht dann für die gleiche Anlage, nun aber mit Flexibilisierung. Anlage 3 & 4 stellen eine typische Güllekleinanlage dar, wiederum ohne/mit Flexibilisierung. Schlussendlich stellt Anlage 5 eine moderne, stark flexibilisierte Großanlage, wie sie in Norddeutschland stehen könnte, dar. Die nicht flexibilisierten Anlagen sollen kontinuierlich, die flexibilisierten nach strommarktgeführtem Fahrplan betrieben werden. Die festgelegten Parameterwerte werden in **Tabelle 2** aufgeführt.

Tabelle 1: Referenzanlagentypen

Anlagennr.	Anlagentypen	Fahrweise
1	Altanlage Bayern	Kontinuierlich
2	Flexibilisierte Anlage Bayern	Fahrplan
3	Güllekleinanlage	Kontinuierlich
4	Flexibilisierte Güllekleinanlage	Fahrplan
5	Neuanlage, stark flexibilisiert in Niedersachsen/NRW	Fahrplan

Tabelle 2: BHKW-Parameter der Referenzanlagen

Parameter	Referenzanlage				
	1	2	3	4	5
Bemessungsleistung in kW	250	250	75	75	1000
BHKW 1	250	250	75	75	500
BHKW 2	---	500	---	75	500
BHKW 3	---	---	---	---	900
BHKW 4	---	---	---	---	900
Mindestleistung in kW	150	150	50	50	250
Max. elektrische Leistung in kW	250	750	75	150	2800
Max. thermische Leistung in kW	250	750	80	160	2800
Mittlerer el. Wirkungsgrad BHKW 1	34,6 %	34,6 %	34,3 %	34,3 %	39,4 %
Mittlerer el. Wirkungsgrad BHKW 2	---	39,6 %	---	36,6 %	39,4 %
Mittlerer el. Wirkungsgrad BHKW 3	---	---	---	---	40,5 %
Mittlerer el. Wirkungsgrad BHKW 4	---	---	---	---	40,4 %
Max. Anzahl Starts/d je BHKW	3	3	3	3	3
Mindestlaufzeit BHKW 1	3	3	2	2	3
Mindestlaufzeit BHKW 2	---	2	---	2	3
Mindestlaufzeit BHKW 3	---	---	---	---	2
Mindestlaufzeit BHKW 4	---	---	---	---	2

Anlage 1 wird mit einem 250 kW-BHKW betrieben, in der flexibilisierten Variante (Anlage 2) wurde eine doppelte Überbauung vorgenommen, d.h. es wurde ein 500 kW-Aggregat zugebaut. Auf der Güllekleinanlage

steht standardmäßig ein 75 kW-Aggregat, gemäß dem Energiesammelgesetz wurde für Anlage 4 eine Überbauung auf 150 kW angenommen. Anlage 5 wird mit zwei 500 kW-Motoren und zwei überbauten 900 kW-Motoren ausgestattet. Die Wirkungsgrade, maximal zulässige Anzahl Starts pro Tag und die Mindestlaufzeiten der BHKW werden über das weiter unten vorgestellte Motorkostenmodell bestimmt.

Abschließend werden in **Tabelle 3** Parameter der Anlagenperipherie dargestellt. Mit Hilfe von Experten aus der Biogasbranche wurden die Werte für Gas- und Wärmespeichergrößen festgelegt. Um den Verlauf der Wärmelieferungen abbilden zu können, wurden für die Anlagen 2, 4 und 5 Zeitreihen zum Wärmebedarf erstellt. Aus Erkenntnissen aus den Anlagenbegehungen wurde zunächst die erzeugte Wärme verschiedenen Nutzern (Fermenterbeheizung, Wärmenetz, Trocknungsanlage) mit verschiedenen Nutzungsgraden zugeordnet. Aus Daten des IfE wurden für die Wärmenetze Wärmeverbrauchskurven von Ein- und Mehrfamilienhäusern bzw. GHD-Kunden kombiniert und mit den konstanten Verbräuchen in Trocknung und Fermenter summiert.

Tabelle 3: Parameter der Anlagenperipherien

Parameter	Referenzanlage				
	1	2	3	4	5
Volumen des Gasspeichers in m³	500	1500	500	1200	8000
Mittlere Gasproduktion in m³/h	137	137	41,2	41,2	487
Masse des Wärmespeichers in t	---	100	---	50	1000
Wärmeabnahme	---	Fermenter Trocknung Haushalte	---	Fermenter Trocknung Haushalte	Fermenter Trocknung GHD
Minimaltemperatur Wärmespeicher	---	50°C	---	50°C	50°C
Maximaltemperatur Wärmespeicher	---	90°C	---	90°C	90°C

Im Projekt entwickelte und verwendete Modelle

Zur Durchführung der Analysen hinsichtlich Systemdienstleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen werden mehrere Modelle benötigt, die im Folgenden beschrieben werden.

Netzmodelle der Lechwerke Verteilnetz GmbH im Netzberechnungsprogramm SINCAL

Zur Untersuchung möglicher Beiträge von Biogasanlagen zum Engpassmanagement werden Lastflusssimulationen in Modellen realer Mittelspannungsnetze des Projektpartners Lechwerke Verteilnetz GmbH (LVN) durchgeführt. Die für die Untersuchung ausgewählten drei Netzgebiete sowie die Aufbereitung dieser für Jahressimulationen in Viertelstundenschritten wird in diesem Abschnitt beschrieben.

Die drei Mittelspannungs-Netzmodelle unterscheiden sich in mehreren Aspekten. Hierbei sind insbesondere die installierte EZA-Leistung, die Verbraucherlast und die geographische Ausdehnung des Netzgebietes hervorzuheben. **Tabelle 4** gibt einen Überblick über die Netzgebiete.

Netzgebiet 1 beinhaltet eine Mischung aus städtischen und ländlichen Gebieten. In den städtischen Netzbereichen befinden sich Lastzentren mit kleineren Gewerbegebieten. In den ländlichen Gebieten sind zwei längere Stränge vorhanden, an denen eine hohe Photovoltaik-Einspeiseleistung angeschlossen ist. Netzgebiet 2 besteht überwiegend aus einem städtischen Industriegebiet. Daneben beinhaltet es auch Ausläufer in umliegende Dörfer. Das Netzgebiet 3 ist ein geographisch weit ausgedehntes, ländliches Mittelspannungsnetz. Darin sind große Einspeiseleistungen aus erneuerbaren Energien installiert. Unter anderem ist ein Teil eines Windparks in diesem Netzgebiet angeschlossen.

Tabelle 4: Daten der Netzgebiete für die Untersuchungen zum Engpassmanagement

Netzgebiet	1	2	3
Last gesamt	123 MW	128 MW	102 MW
davon Industrie	50 MW	65 MW	44 MW
PV-Anlagen	34 MW	16 MW	43 MW
Windenergieanlagen	0 MW	0 MW	32 MW
Biogasanlagen	3 MW	2 MW	12 MW
Wasserkraftanlagen	0,1 MW	0,1 MW	0,2 MW
Netzbereiche (Stränge)	14	8	8
Länge Kabel	106 km	91 km	134 km
Länge Freileitungen	6 km	6 km	115 km
Anzahl MS/NS-Trafos	265	203	326

Die Netzanalysen werden in Form von Lastflussrechnungen für jede Viertelstunde eines Jahres durchgeführt. Dazu müssen für alle Erzeugungsanlagen und Verbraucher in den Netzmodellen entsprechende Zeitreihen hinterlegt werden. Für einige Erzeugungsanlagen werden seitens LVN Messdaten für das Jahr 2018 zur Verfügung gestellt. Die Einspeisedaten der übrigen Anlagen sowie der Verbrauchslasten müssen modelliert werden. Das hierfür angewandte Modellierungskonzept zeigt **Abbildung 6**. Es basiert auf einer in [30] entworfenen Vorgehensweise. Dabei werden verschiedene, im Folgenden genauer beschriebene, Verfahren zur Nachbildung der Einspeisezeitreihen sowie der Verbraucher mit Ausnahme von Industriekunden angewandt. Aus diesen Zeitreihen und den bekannten Bilanzdaten am Netzverknüpfungspunkt zum Hochspannungsnetz kann eine resultierende Zeitreihe für die Industriekunden gebildet werden. Diese wird schließlich entsprechend der Anteile des einzelnen Industriebetriebes an der gesamten Anschlussleistung aller Industriebetriebe auf die Betriebe verteilt.

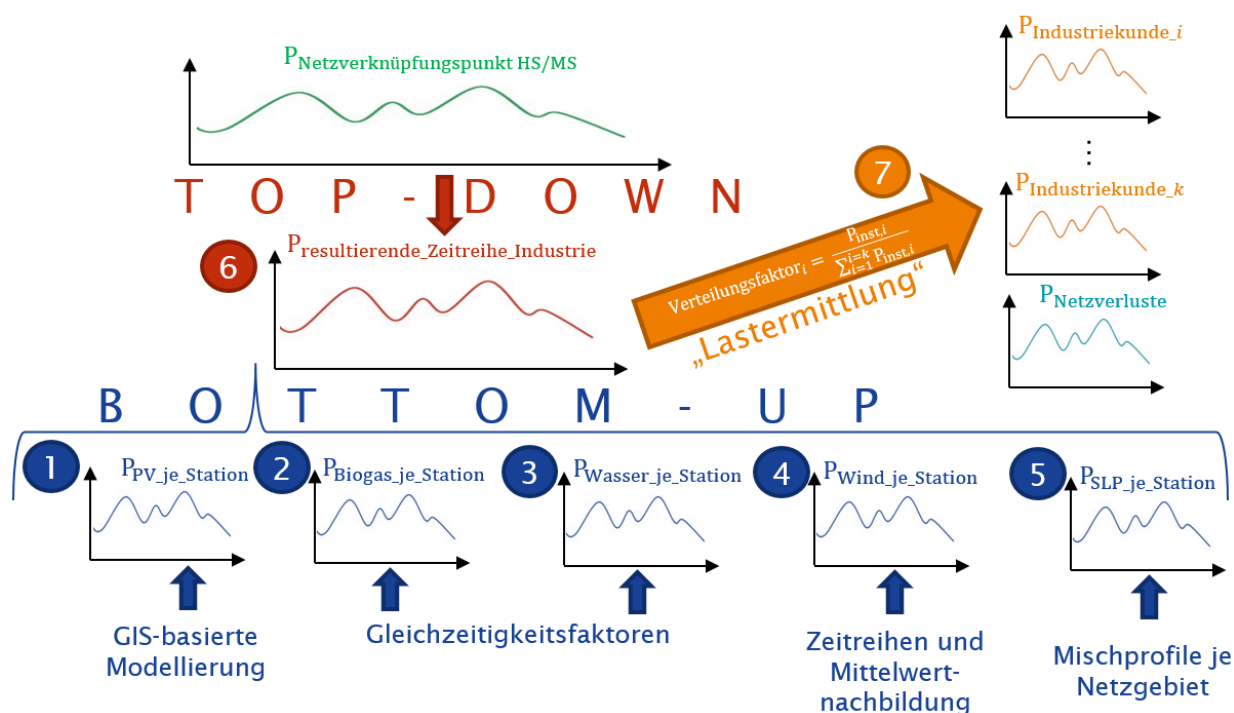


Abbildung 6: Modellierungskonzept für Einspeise- und Verbrauchszeitreihen in den Mittelspannungs-Netzmodellen

In den drei Mittelspannungs-Netzmodellen sind zusammen 567 PV-Anlagen vorhanden, wobei PV-Anlagen mit Anschluss in unterlagerten Niederspannungsnetzen kumuliert als eine Anlage je Ortsnetzstation abgebildet sind. Von der LVN stehen Messzeitreihen für 28 PV-Anlagen zur Verfügung. Die Modellierung der übrigen Zeitreihen erfolgt geobasiert mithilfe der Software ArcGIS. Ein Algorithmus sucht kreisförmig um jede PV-

Anlage ohne Einspeisezeitreihe nach den drei nächstgelegenen Anlagen mit Messzeitreihe. Die auf die Bemessungsleistung der jeweiligen Anlage normierten Messzeitreihen werden entfernungsgewichtet zu einer neuen Zeitreihe für die Anlage ohne gemessene Daten aufaddiert.

Von insgesamt 24 Windenergieanlagen liegen gemessene Zeitreihen für 16 Anlagen vor. Aufgrund fehlender oder unplausibler Daten werden nur acht Anlagen als Referenz herangezogen. Jede Windenergieanlage ohne gemessene Zeitreihe erhält die normierte Zeitreihe der nächstgelegenen gemessenen Anlage. Bei Windenergieanlagen mit fehlenden oder unplausiblen Daten werden die gültigen Einspeisedaten behalten, ungültige Zeitbereiche werden durch Daten der nächstgelegenen Referenzanlage ersetzt.

Die Einspeisung von sechs Kleinwasserkraftwerken wird durch einen normierten Verlauf der Einspeiseleistung nachgebildet. Der Verlauf entstammt einer nicht veröffentlichten Studie aus dem Jahr 2014. Bestehende Biogasanlagen werden mit einer konstanten Einspeisung von 88 % der Bemessungsleistung nachgebildet. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird einer Worst-Case-Betrachtung in Bezug auf Netzengpässe aus [30] entnommen.

Zur Nachbildung des Verbrauchs der Nicht-Industriekunden werden Mischprofile definiert, die auf den Standardlastprofilen des BDEW [31] basieren. Diese Mischprofile werden benötigt, da die Standardlastprofile den Leistungsbezug für einzelne Verbraucher anhand deren Einstufung in verschiedene Kategorien (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft mit jeweils weiteren Unterteilungen) und deren Jahresenergieverbräuche festlegen. In den Netzmodellen sind jedoch größtenteils kumulierte Lasten für komplette Niederspannungsnetze mit der Summenanschlussleistung modelliert. Es werden fünf Mischprofile aus den Standardlastprofilen G0, H0 und L0 mit der Zusammensetzung nach **Tabelle 5** erstellt und den Verbrauchern nach einer Betrachtung von Luftaufnahmen des Netzgebietes jeweils das am besten passende Profil zugeordnet.

Tabelle 5: Zusammensetzung der Mischprofile zur Bestimmung der Verbraucherlast aus den Standardlastprofilen

Name	Anteil G0	Anteil H0	Anteil L0
Wohngebiet	0 %	100 %	0 %
Weiler	0 %	40 %	60 %
Mischgebiet	20 %	80 %	0 %
Gewerbegebiet	90 %	10 %	0 %
Dorf	10 %	60 %	30 %

Damit die Skalierungsfaktoren nicht mehr auf Basis der unbekanntenen Jahresenergieverbräuche angewandt werden müssen, erfolgt eine Umrechnung hin zur Skalierung des Leistungsbezuges auf Basis der Verbraucher-Anschlussleistung. Hierzu werden die Mischprofile zunächst auf die höchste Leistung im Jahresverlauf normiert. Anschließend werden die Faktoren so eingestellt, dass die im Jahresverlauf auftretende minimale Last in einem Netzgebiet von den Nicht-Industriekunden aufgenommen wird. Die dadurch entstehenden Ungenauigkeiten¹ werden in Kauf genommen.

Neben der Modellierung der Wirkleistung ist auch für die Blindleistung bei Erzeugungsanlagen und Verbrauchern ein realistisches Verhalten einzustellen. Das Blindleistungsverhalten der Erzeugungsanlagen ergibt sich aus den Forderungen der Technischen Anschlussbedingungen, die zum Errichtungszeitpunkt einer Anlage gelten. Die Vorschriften haben sich in den vergangenen Jahren mehrmals geändert, letztmals durch die Veröffentlichung der Normenreihe VDE-AR-N 41xx im November 2018 [32]. Eine Historie der gültigen Vorschriften im Netzgebiet der LVN kann unter [33] eingesehen werden. Da nicht für alle Erzeugungsanlagen die Errichtungszeitpunkte in den Netzmodellen hinterlegt sind, werden für die Anlagen ohne Errichtungszeitpunkt zufällige Daten gesetzt, die auf einer statistischen Auswertung der Inbetriebnahmejahre in [22] und [34] basieren. Für die Blindleistungsmodellierung der Verbraucher wird auf eine umfangreiche Messreihe von Haushalts- und GHD-Kunden in [30] zurückgegriffen. Aus den Messdaten werden $\cos\phi$ -Tagesprofile gebildet, die, genau wie die Wirkleistung, zu Mischprofilen umgerechnet werden. Anhand der so erstellten Profile wird der Blindleistungsbedarf der Verbraucher in den Netzmodellen eingestellt.

Biogasanlagenmodell in NETOMAC für Netzberechnungen in SINICAL

Zur Nachbildung der Referenzanlagen in den Netzmodellen sowie zur Ausführung von Regelungsaufgaben in Engpasssituationen wird ein Biogasanlagenmodell entwickelt. Das Modell basiert auf den Ergebnissen des Forschungsprojekts BioStrom der TH Ingolstadt [8]. Es wird mithilfe der Software NETOMAC erstellt, die, genau wie das Netzberechnungsprogramm SINICAL zur PSS-Produktfamilie der Firma Siemens gehört. NETOMAC ist zur Erstellung benutzerdefinierter, dynamischer Modelle für Netzelemente in den

¹ Durch die Modellierung ist die Energieaufnahme von Industriebetrieben zu einem Zeitpunkt des Jahres null.

Netzberechnungen mit SINICAL gedacht und bietet den Vorteil, dass die Modelle innerhalb der Lastflussiterationen der Netzberechnungen ausgeführt werden. Somit wird die Regelung einer Knotenspannung oder der Auslastung eines Betriebsmittels ermöglicht.

Den Grundaufbau des erstellten Biogasanlagenmodells zeigt **Abbildung 7**.

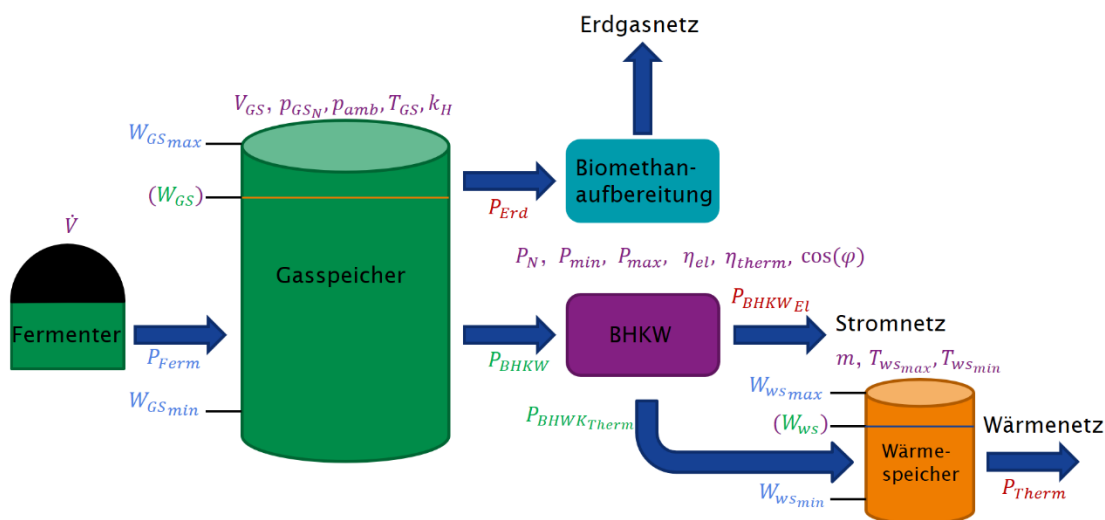


Abbildung 7: Aufbau des Biogasanlagenmodells für die Netzsimulationen

Der Fermenter liefert einen konstanten Gasvolumenstrom, der als Modellparameter einstellbar ist. Über den Heizwert von Biogas, der mit $5,2 \frac{kWh}{m^3}$ angenommen wird, berechnet sich daraus die chemische Leistung. Das Normvolumen des Gasspeichers beträgt 91 % des tatsächlichen Volumens. Dies basiert auf der Annahme eines konstanten Umgebungsdrucks in Höhe von 1013,25 mbar, einem Überdruck im Gasspeicher von 10 mbar und einer Temperatur im Gasspeicher von 30°C. Die im Gasspeicher gespeicherte Energie wird durch Multiplikation des Normvolumens mit dem Wasserdampfkorrekturfaktor $k_H = 0,962$ und dem Heizwert von Biogas errechnet. Der Wasserdampfkorrekturfaktor korrespondiert mit der Temperatur von 30°C im Gasraum.

Das Modell kann eine direkte Gasentnahme aus dem Gasspeicher simulieren. Hierfür wird eine Zeitreihe benötigt, die die aus dem Speicher zu entnehmende Leistung innerhalb eines Simulationszeitschritts angibt. Es ist damit möglich, eine Gasentnahme für andere Zwecke als die BHKW-Versorgung zu simulieren. Neben der anfangs angedachten Berücksichtigung einer Biomethanaufbereitung ist damit auch die Befuerung eines Ersatzkessels zur Wärmeversorgung abbildbar.

Im Biogasanlagenmodell ist lediglich ein BHKW abgebildet. Für dieses kann die Nennleistung, die zulässige Minimalleistung im Teillastbetrieb, die Maximalleistung, der elektrische und thermische Wirkungsgrad sowie ein Nenn-Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ angegeben werden. Die Wirkungsgrade sind als Kennlinien über den gesamten Betriebsbereich des BHKW vorzugeben. Wird mit dem Modell eine Biogasanlage mit mehr als einem BHKW simuliert, so müssen die Betriebsparameter dem Modell kumuliert übergeben werden. Zur Berücksichtigung von möglicherweise nicht einstellbaren Leistungsbereichen aufgrund von Mindest- und Maximalleistungen einzelner BHKW kann in diesem Fall ein Totband eingestellt werden.

Bei der Anwendung des Modells in den Netzsimulationen wird die einzustellende elektrische Leistung aus dem Netzberechnungsprogramm vorgegeben. Über den am aktuellen Arbeitspunkt gültigen elektrischen Wirkungsgrad berechnet sich daraus die dem Gasspeicher zu entnehmende chemische Leistung. Mithilfe des thermischen Wirkungsgrades wird die thermische Leistungsabgabe an den Wärmespeicher berechnet.

Der Wärmespeicher ist als sensibler Wasserspeicher abgebildet. Die Masse m_{WS} sowie Minimal- ($T_{WS,min}$) und Maximaltemperatur ($T_{WS,max}$) können als Modellparameter übergeben werden. Die speicherbare Energie wird aus diesen Daten mit der Formel

$$W_{WS,max} = m_{WS} \cdot 4,2 \frac{kJ}{kg \cdot K} \cdot (T_{WS,max} - T_{WS,min})$$

berechnet. Die Entnahme von Wärmeenergie aus dem Wärmespeicher erfolgt über eine Zeitreihe, über die sowohl definierte Wärmelastgänge als auch Wärmeverluste entnommen werden.

Die Regelung des BHKW ist die Kernfunktionalität des Biogasanlagenmodells. Diese Regelung ist zweistufig aufgebaut. In der ersten Stufe wird die Sollleistung, die sich aus dem Fahrplanwert für den aktuellen Simulationszeitpunkt ergibt, so angepasst, dass die Biogasanlage eine gewünschte Funktion erfüllt. Es sind zwei Funktionen auswählbar:

- Einstellung von Wirk- und Blindleistung nach einem gegebenen Fahrplan, ohne Beachtung von Netzrestriktionen
- Einstellung der Wirkleistung nach einem Fahrplan; bei Überlastung eines ausgewählten Betriebsmittels: Anpassung der Wirkleistung zur Behebung der Überlastung, Blindleistung wird über einen festen $\cos(\varphi)$ eingestellt

In der zweiten Stufe wird geprüft, ob die zulässigen Füllstände des Gas- und Wärmespeichers eingehalten werden. Ist das nicht der Fall, wird die BHKW-Leistung erneut angepasst. Das Verhalten der zweiten Stufe ist abhängig davon, ob in Stufe eins eine Betriebsmittelüberlastung erkannt wurde oder nicht.

Wird in der ersten Stufe keine Netzrestriktion erkannt, verhält sich die Regelung in der zweiten Stufe gemäß **Tabelle 6**. Die Einhaltung des Gasspeicherfüllstandes wird vor dem Wärmespeicher priorisiert. Ist der Gasspeicherfüllstand zu niedrig, wird die BHKW-Leistung reduziert, sodass der minimale Füllstand nicht unterschritten wird. Im gegenteiligen Fall eines zu großen Gasspeicherfüllstandes wird die BHKW-Leistung erhöht, um kein Gas über die Notfackel ungenutzt verbrennen zu müssen. Sollte der Gasspeicherfüllstand im zulässigen Bereich sein, der Wärmespeicher jedoch leerlaufen, wird ebenfalls die Wirkleistung erhöht, um den Wärmebedarf decken zu können. Der Einsatz des Kühlers, um überschüssige Wärme abführen zu können, wird ohne Anpassungen toleriert. Es wird angenommen, dass eine Ersatzwärmeversorgung vorhanden ist, die im Falle eines zu geringen Wärmespeicherfüllstandes bei gleichzeitig zu niedrigem Gasspeicherfüllstand die Wärmebereitstellung übernehmen kann.

Tabelle 6: Verhaltensweise der 2ten Regelstufe in Abhängigkeit der Speicherfüllstände ohne Netzrestriktionen

Gasspeicher-Füllstand	Wärmespeicher-Füllstand	Folge
OK	OK	Keine Regelung notwendig
OK	zu niedrig	Wirkleistung erhöhen
OK	zu groß	Keine Regelung notwendig
zu niedrig	OK	Wirkleistung verringern
zu niedrig	zu niedrig	Wirkleistung verringern
zu niedrig	zu groß	Wirkleistung verringern
zu groß	OK	Wirkleistung erhöhen
zu groß	zu niedrig	Wirkleistung erhöhen
zu groß	zu groß	Wirkleistung erhöhen

Wird in der ersten Regelstufe eine Netzrestriktion erkannt, ergeben sich hieraus Änderungen in Bezug auf die zweite Stufe. Wie **Tabelle 7** zeigt, wird in diesem Fall nur mehr das Leerlaufen des Gasspeichers als Kriterium herangezogen, die Wirkleistung des BHKW nochmals zu verändern. In allen anderen Fällen wird die von der ersten Regelstufe vorgegebene Sollleistung zur Behebung der Netzrestriktion übernommen. Dies führt je nach Fall dazu, dass Wärme über Ersatzquellen zur Verfügung gestellt werden muss oder über den Kühler abgeführt wird. Ebenso wird nun die Verbrennung überschüssigen Gases in der Notfackel toleriert.

Tabelle 7: Verhaltensweise der 2ten Regelstufe in Abhängigkeit der Speicherfüllstände bei netzdienlichem Einsatz

Gasspeicher-Füllstand	Wärmespeicher-Füllstand	Folge
OK	OK	Keine Regelung notwendig
OK	zu niedrig	Keine Regelung notwendig
OK	zu groß	Keine Regelung notwendig
zu niedrig	OK	Wirkleistung verringern
zu niedrig	zu niedrig	Wirkleistung verringern
zu niedrig	zu groß	Wirkleistung verringern
zu groß	OK	Keine Regelung notwendig
zu groß	zu niedrig	Keine Regelung notwendig
zu groß	zu groß	Keine Regelung notwendig

Die Speicherfüllstände sowie die in der Gasfackel, im Notkühler und in der Ersatzwärmebereitstellung umgesetzten Energiemengen werden vom Simulationsmodell für jeden Zeitpunkt protokolliert. Auf diese Werte stützen sich die späteren Auswertungen.

Preisprognosen für den Strom- und Regelleistungsmarkt

Zur Erstellung von Fahrplänen für die Referenzanlagen werden Preisverläufe des Strom- und Regelleistungsmarktes benötigt. Es soll für jede Anlage eine Ist- und eine Zukunftsbetrachtung anhand der Preise in den Jahren 2018 und 2035 angestellt werden. Dies erfordert eine Untersuchung der Märkte und eine Prognose der Preise für das Jahr 2035.

Strommarkt

Der Strommarkt teilt sich in den außerbörslichen OTC-Handel sowie den Termin- und den Spotmarkt an der Strombörse auf. Am Terminmarkt werden längerfristige Futures und Optionen gehandelt, am Spotmarkt kurzfristige Day-Ahead- und Intraday-Produkte. Für Biogasanlagen ist die Day-Ahead-Vermarktung an der Strombörse die Standardform der Marktteilnahme, weswegen sich alle weiteren Analysen darauf beziehen.

Die Preise für das Jahr 2018 sind bekannt und können für die weiteren Analysen verwendet werden. Für das Jahr 2035 ist eine Prognose des Preisverlaufes notwendig. Dazu werden verschiedene Studien ausgewertet [35–38]. Es lässt sich allgemein festhalten, dass die langfristige Preisentwicklung des Stroms an der Börse von verschiedenen Faktoren abhängt:

- Brennstoffpreise für Kohle und Gas
- CO₂-Zertifikatspreise, -Kompensation
- Anteil von Kohleenergie am Strommix
- Anteil von Erneuerbaren Energien am Strommix
- Anteil von Kernenergie am Strommix (Stilllegung der letzten 3 Atomkraftwerke in 2022)
- Entwicklung der Energieerzeugungsstruktur in benachbarten Ländern
- Bau zusätzlicher Gaskraftwerke (zur Systemstabilität)

Eine Studie der r2b Consulting GmbH [36] aus dem Jahr 2018 betrachtet drei Szenarien für die Spotpreisentwicklung bis zum Jahr 2030. Für das Referenzszenario mit 52 % Anteil erneuerbarer Energien wird ein mittlerer Spotpreis von 60 €/MWh prognostiziert. Steigt der Anteil erneuerbarer Energie auf 65 %, beträgt der mittlere Spotpreis 54,7 €/MWh. Wird ein Kohleausstieg berücksichtigt (in der Studie als „Zielszenario“ bezeichnet), erreicht der mittlere Spotpreis 2030 einen Wert von 56,1 €/MWh. Den Prognosen liegen ein angenommener Erdgaspreis von 29,5 €/MWh_{th}, ein Steinkohlepreis von 10,4 €/MWh_{th} und 30 €/EUA für CO₂-Zertifikate zugrunde. Die übrigen Studien kommen bei leicht unterschiedlichen Annahmen für Rohstoffkosten und Anteile erneuerbarer Einspeiser zu vergleichbaren Ergebnissen. In OPTIBIOSY wird mit dem im Zielszenario prognostizierten mittleren Spotpreis von 56,1 €/MWh gerechnet, unter der Annahme, dass der gleiche Preis auch für das Jahr 2035 gültig ist.

Das weitere Vorgehen, um aus dem mittleren Spotpreis einen Jahresverlauf im Stundenraster zu erstellen, zeigt **Abbildung 8**.

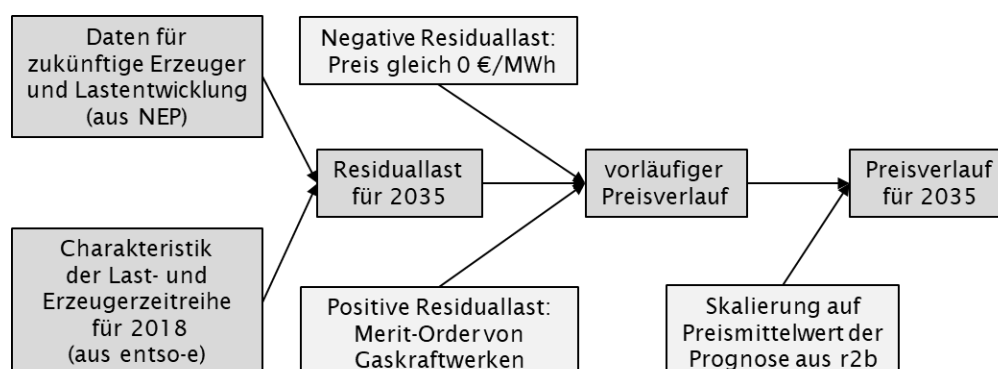


Abbildung 8: Vorgehen zur Bestimmung des Spotpreisverlaufes im Jahr 2035

Zunächst wird mittels Daten aus [39–41] die Residuallast für das Jahr 2035 ermittelt. Aus den Quellen gehen die installierten Wind- und PV-Leistungen im Jahr 2018 und 2035, die gemessene bzw. prognostizierte Jahreshöchstlast beider Jahre sowie eine Einspeise- und Lastzeitreihe für 2018 hervor. Die Zeitreihen des Jahres 2018 werden mittels der Verhältnisse der installierten Leistungen bzw. der Jahreshöchstlast auf Werte für das Jahr 2035 skaliert. Durch Differenzbildung der Erzeugungs- und Lastzeitreihe wird der stündliche Verlauf der Residuallast für das Jahr 2035 bestimmt. Ist die Residuallast negativ, wird ein Spotmarktpreis von

0 €/MWh angesetzt. Dies stützt sich auf die Annahme, dass 2035 vermehrt schnell regelbare Kraftwerke in Betrieb sind, die in Zeiten überschüssiger Energie abgeschaltet werden können. Bei positiver Residuallast wird der Spotmarktpreis über eine vereinfachte lineare Merit-Order-Funktion auf Basis von [42] bestimmt. Die Grenzkosten des teuersten notwendigen Gaskraftwerkes zur Deckung der Residuallast bestimmen die folgende Funktion, mit der der Spotmarktpreis in Abhängigkeit der Residuallast errechnet wird.

$$\text{Spotpreis} = \frac{80}{83994} \frac{\text{€}}{\text{MW}^2 \text{h}} \cdot P_{\text{Residual}}(t)$$

Der Jahresmittelwert des so ermittelten Verlaufs der Spotmarktpreise liegt bei 31,5 €/MWh. Es erfolgt deshalb eine letzte Skalierung des Preisverlaufes, sodass der in der r2b-Studie prognostizierte Mittelwert von 56,1 €/MWh erreicht wird. Der resultierende Verlauf der Spotmarktpreise im Jahr 2035 ist in **Abbildung 9** zu sehen. Es treten an einigen Zeitpunkten Preise von 0 €/MWh auf. Preise von über 100 €/MWh treten regelmäßig auf, insbesondere in den Wintermonaten. Im Maximum beträgt der Spotpreis 134 €/MWh.

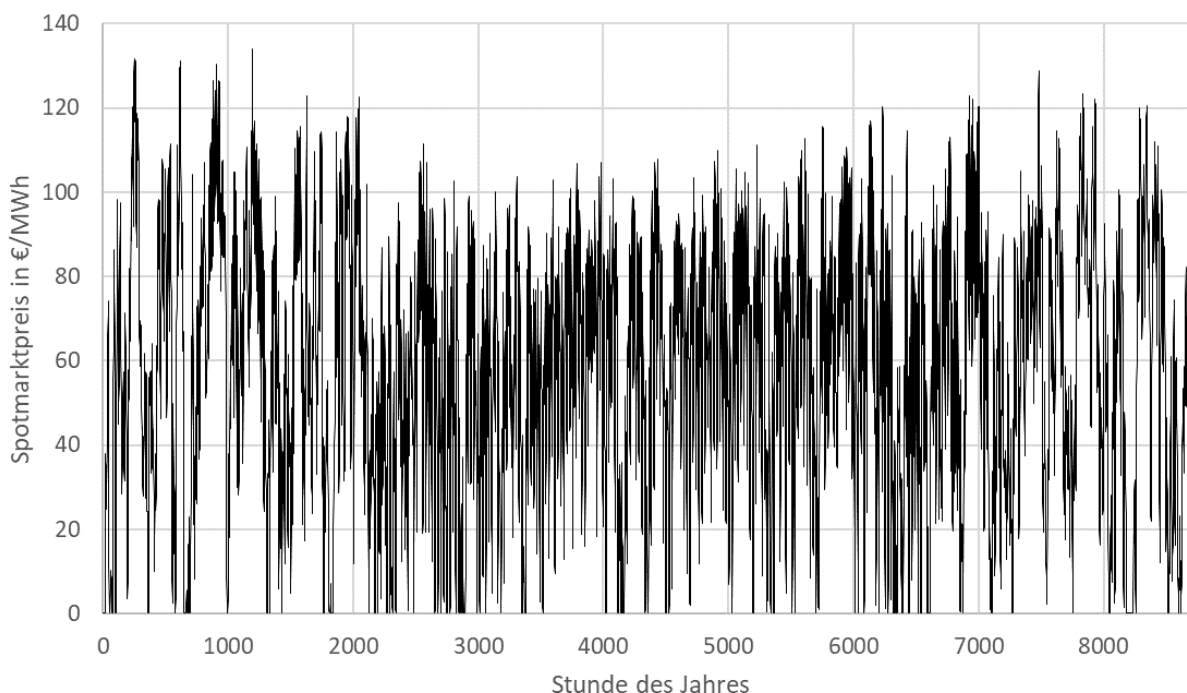


Abbildung 9: Prognostizierter Spotpreisverlauf für das Jahr 2035

Regelleistungsmarkt

Regelleistung wird zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten im Stromnetz benötigt und von den Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt. Die Regelleistung ist in verschiedene Produkte nach Aktivierungszeit, Ziel und Dauer des Einsatzes aufgeteilt [43]. Die Primärregelleistung (engl. FCR) stabilisiert die Netzfrequenz wenige Sekunden nach Eintritt einer Leistungsdifferenz. Die Sekundärregelleistung (engl. aFRR) führt die Frequenz wieder auf den Sollwert zurück. Um länger andauernde Systembilanzstörungen auszuregeln, wird die Sekundärregelleistung von der Minutenreserveleistung (engl. mFRR) abgelöst. Für jede der drei Regelleistungsarten existiert ein eigener Markt. Die Modalitäten der Märkte unterliegen laufenden Veränderungen, die nachfolgend anhand von Daten aus [43–47] aufgezeigt werden.

Als Ausgangssituation werden die Marktmodalitäten im Oktober 2017 genommen, die sich folgendermaßen darstellen: Zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt wird ein Leistungspreis angeboten. Die Reihenfolge des Abrufes orientiert sich an den gebotenen Preisen. Für die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung wird ein separater Leistungs- und Arbeitspreis angeboten. Anhand des Leistungspreises wird die Abrufreihenfolge festgelegt, der Arbeitspreis wird für tatsächlich geleistete Regelarbeit ausbezahlt. Die technischen und weitere marktliche Voraussetzungen können **Abbildung 10**, die aus [43] stammt, entnommen werden. Ebenso sind darin Entwicklungen einzelner Produktmerkmale über die Zeit bis Juli 2020 aufgezeigt.

	FCR			aFRR		mFRR	
	bis 01.07.2019	01.07.2019- 01.07.2020	ab 01.07.2020	bis 12.07.2018	seit 12.07.2018	bis 12.07.2018	seit 12.07.2018
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	montags bis freitags D-2	täglich D-1	wöchentlich	täglich D-1	wöchentlich	täglich D-1
Produktzeitscheiben	Woche	Tag	6 x 4-Stundenblöcke	HT: Mo-Fr, 8-20 h, NT: restliche Zeit	6 x 4-Stundenblöcke	6 x 4-Stundenblöcke	
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)			positive / negative aFRR		positive / negative mFRR	
Mindestgebotsgröße	1 MW			5 MW	1 MW ¹⁶	5 MW	1 MW ¹⁷
Angebotsinkrement	1 MW			1 MW		1 MW	
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order			Leistungspreis-Merit-Order		Leistungspreis-Merit-Order	
Vergütung	pay-as-bid (Leistungspreis)	pay-as-cleared (Leistungspreis)	pay-as-cleared (Leistungspreis)	pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)		pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	

Abbildung 10: Produktmerkmale der Regelleistungsarten und ihre Veränderungen bis einschließlich Juli 2020, Quelle: [43]

Am 17.10.2017 sorgte ein sehr hohes Arbeitspreisangebot von 77.777 €/MWh für positive Minutenreserveleistung für Aufruhr am Regelleistungsmarkt. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin eine Preisobergrenze von 9.999 €/MWh ab dem 05.01.2018 eingeführt. Außerdem wurde ein neues Mischpreisverfahren ausgearbeitet, nachdem sich die Bezuschlagung von Regelleistungsangeboten sowohl an den Leistungs- als auch an den Arbeitspreisen orientiert. Dieses Mischpreisverfahren wurde am 12.07.2018 eingeführt und zugleich die Preisobergrenze zurückgenommen, was zu erheblichen Preisänderungen geführt hat. Aufgrund einer Gerichtsentscheidung des OLG Düsseldorf am 13.07.2018 wurde das neue Verfahren vom 14.07.2018 bis zum 15.10.2018 ausgesetzt und wieder zum alten Verfahren zurückgekehrt. Die geänderten Rahmenbedingungen (siehe Abbildung 10) blieben jedoch bestehen. Die Preisbildung an den Märkten folgte nach der Aussetzung des neuen Verfahrens nicht mehr den zuvor bekannten Mustern. Ab Mitte Oktober wurde das Mischpreisverfahren tatsächlich umgesetzt. In einer Entscheidung vom 22.07.2019 hob das OLG Düsseldorf das Mischpreisverfahren endgültig auf, woraufhin ab dem 31.07.2019 wieder das alte, leistungspreisbezogene Vergabeverfahren ohne Preisobergrenze angewandt wurde. Im Oktober 2019 wurde für die Übergangsphase, bis ein neuer Regelarbeitsmarkt etabliert wird, wieder eine Preisobergrenze von 9.999 €/MWh eingeführt. Zum 09.12.2019 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern eine dynamische Regelleistungsdimensionierung für die FRR-Produkte begonnen, nach der die Höhe der ausgeschriebenen Regelleistung kurzfristiger und bedarfsorientierter festgelegt werden kann. Nach den Änderungen der Marktmodalitäten in der Primärregelleistung zum 01.07.2020 (siehe Abbildung 10) ging am 03.11.2020 ein neuer Regelarbeitsmarkt an den Start. Über diesen Markt können Anbieter auch dann Regelarbeit vermarkten, wenn sie am Regelleistungsmarkt nicht bezuschlagt wurden. Dadurch soll der Wettbewerb gestärkt werden. Mit der Einführung des neuen Marktes wurde die Preisobergrenze abermals aufgehoben, woraufhin die Arbeitspreisangebote auf bis zu 100.000 €/MWh anstiegen. Am 02.12.2020 zeigten sich erstmals deutliche Auswirkungen der hohen Preise für die Regelarbeit auf den Intraday-Markt. Als Reaktion wurde am 19.01.2021 wieder eine Preisobergrenze von 9.999,99 €/MWh eingeführt.

Die ständigen Änderungen der Marktmodalitäten an den Regelleistungsmärkten machen eine Analyse verschiedener Einflussfaktoren auf die Preise der Regelleistung und Regelarbeit sowie eine darauf basierende

Prognose für zukünftig zu erwartende Preise nahezu unmöglich. Die Verwendung historischer Preise hat keine Aussagekraft für die Zukunft, da die Preise teilweise unter gänzlich anderen Marktbedingungen als sie heute vorzufinden sind zustande kamen. Deshalb werden die Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkte aus den weiteren Betrachtungen in OPTIBIOSY herausgenommen.

Motorkostenmodell

Mithilfe eines Motorkostenmodells werden wichtige BHKW-Parameter der Referenzanlagen für das oben beschriebene Simulationsmodell und die weiter unten beschriebenen Optimierungsmodelle für Spotmarkt- und Systemdienstleistungsoptimierung bestimmt. Dazu zählen insbesondere Betriebskosten, Wirkungsgrade und Vorgaben zu Mindestlaufzeiten. Einen Überblick über das Modell liefert **Abbildung 11**.

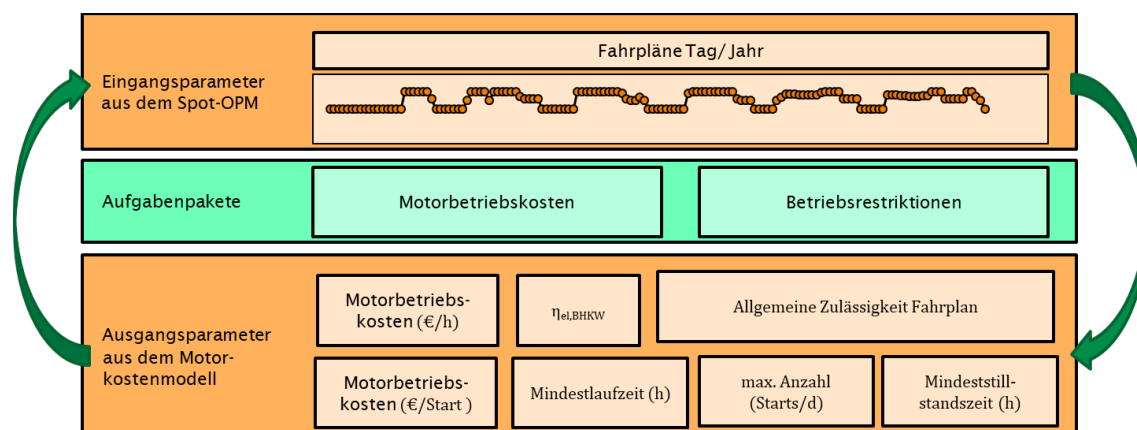


Abbildung 11: Parameter des Motorkostenmodells im Zusammenspiel mit den Optimierungsmodellen

Darin ist ersichtlich, dass das Modell für einen iterativen Prozess ausgelegt ist. Mit dem Spotmarkt-Optimierungsmodell werden auf Basis einfacher Annahmen Fahrpläne berechnet. Diese Fahrpläne dienen dem Motorkostenmodell als Eingangsparameter um Motorbetriebskosten und Betriebsrestriktionen genauer bestimmen zu können. Die Ausgabeparameter des Motorkostenmodells setzen sich aus Kosten für die Betriebsstunden, mittleren Wirkungsgraden der einzelnen BHKW und Restriktionen für die Anzahl der zulässigen Starts pro Tag und der Mindestlaufzeiten zusammen. Sollten Fahrpläne massiv gegen Betriebs- und Grenzwertvorgaben verstoßen, wird auch das signalisiert. Die Ausgangsdaten des Motorkostenmodells dienen als Eingangsdaten für einen weiteren Optimierungslauf des Spotmarkt-Optimierungsmodells, auf Basis dessen die genauen Fahrpläne berechnet werden.

Zur Bestimmung der Betriebs- und Startkosten werden Wartungspläne von 2G analysiert. Hierbei ergibt sich die Schwierigkeit, einem BHKW-Start genaue Kosten zuzuordnen. In den Wartungsplänen sind für jedes BHKW eine gewisse Anzahl an Betriebsstunden als Intervall zwischen zwei Wartungen festgelegt. Wird in diesem Zeitraum eine maximale Anzahl an Starts überschritten, sind zusätzliche Wartungsarbeiten notwendig, was die Kosten erhöht. Somit ergeben sich unterschiedliche Kosten für Starts innerhalb der zulässigen Maximalanzahl und für Starts außerhalb dieser Anzahl. Zur Umgehung dieses Problems werden verschiedene BHKW-Betriebskosten aus [48] ausgewertet, in denen sowohl die Kosten für regulären Betrieb als auch zusätzliche Kosten durch viele Starts im Jahresmittel berücksichtigt werden. Das Ergebnis der Auswertung zeigt **Abbildung 12**. Es ergibt sich im Mittel ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen Betriebskosten und Nennleistung des BHKW-Motors. Besonders hervorgehoben sind in der Abbildung die BHKW-Größen der Referenzanlagen in OPTIBIOSY.

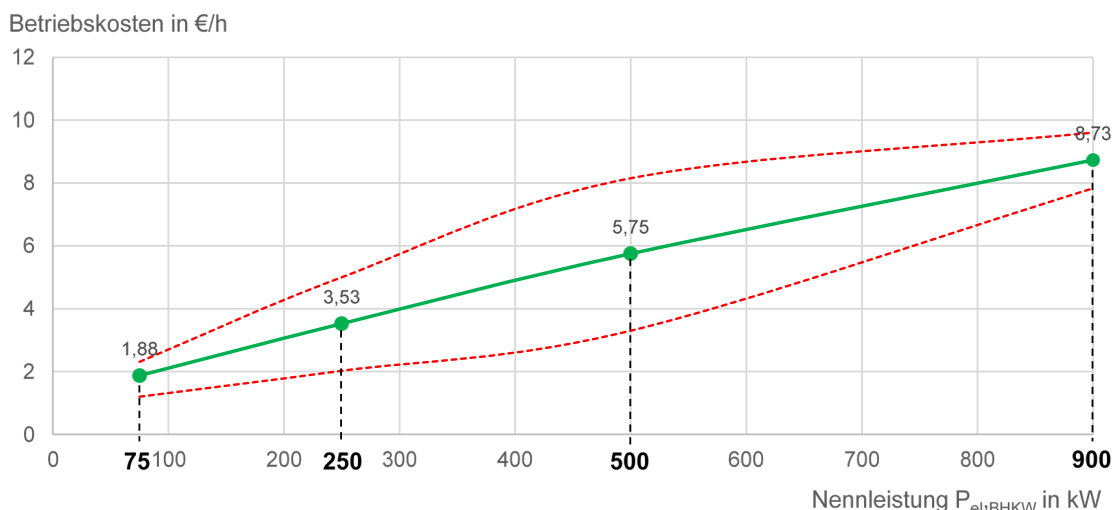


Abbildung 12: Betriebskosten für BHKW in Abhängigkeit ihrer Leistung nach [48], Streubereich (rot) und Mittelwert (grün)

Zur Parametrierung des BHKW-Wirkungsgrades wird die Vorgabe eines festen Wertes als ausreichend angesehen. In den Optimierungsmodellen ergeben sich dadurch deutliche Erleichterungen. Bestimmt wird der feste Wirkungsgrad für die elektrische Leistung, die ein BHKW im Jahresmittel aller Betriebsstunden in das Netz einspeist.

Optimierungsmodelle zur Berechnung von Fahrplänen auf Basis der Spotmarktpreise und unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen

Zur Berechnung von Fahrplänen für die Referenzanlagen unter Berücksichtigung der Preise am Spotmarkt der Strombörse bzw. der Erbringung von Systemdienstleistungen werden zwei Optimierungsmodelle aufgebaut. Mithilfe des Spotmarkt-Optimierungsmodells (Spot-OPM) wird ein Fahrplan nur anhand der Spotpreise berechnet. Das Systemdienstleistungs-Optimierungsmodell (SDL-OPM) kann darauf aufbauend auch die Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen optimal auf vorgegebene Preise und Anforderungen anpassen.

Beiden Optimierungsmodellen liegt ein Biogasanlagenmodell zugrunde, das dem zuvor beschriebenen Simulationsmodell für die Netzsimulationen sehr nahekommt, jedoch nicht identisch ist. Die Kernkomponenten des Optimierungsmodells sind ein Gasspeicher, eine beliebige Anzahl BHKW sowie ein Wärmespeicher. Zusätzlich sind ein Ersatzkessel zur Erzeugung fehlender Wärmeenergie, sowie ein Kühler zur Abfuhr überschüssiger Wärmeenergie enthalten. Im SDL-OPM wird zusätzlich noch eine Gasfackel modelliert. Bei der Spotmarktoptimierung wird der Einsatz einer Gasfackel nicht ermöglicht. Einen Überblick über das Biogasanlagenmodell gibt **Abbildung 13**.

Aus dem Fermenter wird ein konstanter Gasvolumenstrom in den Gasspeicher angenommen. Alle Prozesse bis inklusive der Gaserzeugung sind nicht Teil des Modells. Aus dem Gasspeicher entnehmen die BHKW chemische Leistung und wandeln sie, begrenzt durch Mindest- und Maximalleistungen, in Strom und Wärme um. Die Wärme wird in einen Wärmespeicher geleitet, der erzeugte Strom in das Netz eingespeist. Die Stromlieferung kann durch den Optimierungsalgorithmus eingestellt werden. Als Wärmeabnahme dient eine fest vorgegebene Wärmezeitreihe. Gasspeicherverluste werden im Modell nicht berücksichtigt, dem Wärmespeicher werden Verluste in Höhe von 0,1 % des anfänglichen Speicherfüllstandes [49] pro Stunde entnommen.

Die Optimierungsmodelle sind so ausgelegt, dass sie jeweils einen Tagesfahrplan berechnen. Fahrpläne für ein ganzes Jahr werden durch eine fortgesetzte Optimierung einzelner Tage bestimmt. Die Speicherfüllstände am Ende eines Tages werden dazu als Initialzustände für den folgenden Tag übernommen.

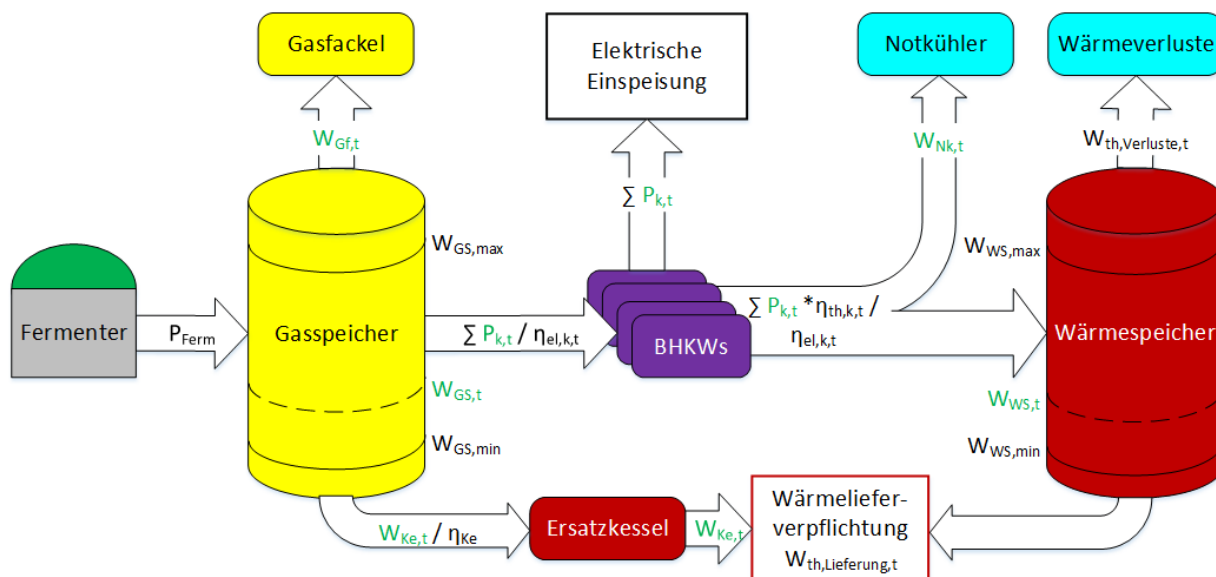


Abbildung 13: Übersicht über das Biogasanlagenmodell in den Optimierungsmodellen zur Berechnung von Betriebsfahrplänen; Optimierungsvariablen: grün, sonstige Parameter: schwarz

Spotmarkt-Optimierungsmodell (Spot-OPM)

Den größten Anteil am mathematischen Modell des Spot-OPM hat das zuvor beschriebene Biogasanlagenmodell. Weiter werden in dem gemischt-ganzzahligen linearen Algorithmus die Spotmarktpreise und die BHKW-Kosten aus dem Motorkostenmodell berücksichtigt. Aufgabe des Spot-OPM ist es, einen Fahrplan für eine Biogasanlage so zu berechnen, dass bei einer Vermarktung am Spotmarkt die höchstmöglichen Erlöse erzielt werden. Da in OPTIBIOSY Post-EEG-Geschäftsfelder betrachtet werden, finden Restriktionen, die aus einer EEG-Vergütung resultieren, keine Anwendung im Modell.

Systemdienstleistungs-Optimierungsmodell (SDL-OPM)

Im SDL-OPM sind neben dem Biogasanlagenmodell vielfältige Nebenbedingungen und Kostenterme zur Berücksichtigung diverser Systemdienstleistungen implementiert. Dem Modell können verschiedene Grenzen der einstellbaren Blindleistung und unterschiedliche Verfahren der lokalen Spannungshaltung vorgegeben werden. Eine Teilnahme an den Regelleistungsmärkten (Stand der Marktmodalitäten: Juli bis Oktober 2020), Gasspeichervorhaltung für einen eventuellen Netzwiederaufbau sowie die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistungs-Flexibilität in angereizter oder erzwungener Form können je nach Szenario individuell vorgegeben werden. Zur Umsetzung dieser Eingabemöglichkeiten arbeitet das SDL-OPM mit einer Kombination aus genetischem, linearem und nichtlinearem Optimierungsalgorithmus.

Analyseergebnisse zur Systemdienstleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen

Nachfolgend werden die Untersuchungsergebnisse zu den einzelnen Systemdienstleistungen bzw. Erbringungsformen von Systemdienstleistungen vorgestellt. Zuerst werden die Möglichkeiten des Engpassmanagements durch Biogasanlagen näher betrachtet. Anschließend erfolgt die Darstellung der Projektergebnisse zur Bereitstellung von Blindleistung, zum Beitrag zur Momentanreserve und zur Teilnahme an möglichen Netzwiederaufbaukonzepten durch Biogasanlagen.

Engpassmanagement

Sind Sicherheit oder Zuverlässigkeit im Stromnetz gefährdet oder gestört, müssen Netzbetreiber nach §13 Abs. 1 u. 2 EnWG [50] Maßnahmen zur Wiederherstellung eines sicheren Netzbetriebs ergreifen. Diese unterscheiden sich mit zunehmender Gefährdung in netzbezogene Maßnahmen wie Schalthandlungen, marktbezogene Maßnahmen wie beispielsweise den Redispatch nach §13a EnWG und, im schlimmsten Fall, Notfallmaßnahmen. Diese Vorgehensweise gilt sowohl für ÜNB als auch für Verteilnetzbetreiber. Im Verteilnetz stehen den Netzbetreibern kaum marktbezogene Maßnahmen zur Verfügung, sodass hier bei Gefahren für die Netzsicherheit oft direkt Notfallmaßnahmen wie das Einspeisemanagement nach §14 EEG [51] angewandt werden. [52]

Im Oktober 2021 startet ein neues Redispatch-Verfahren in Deutschland, mit dessen Hilfe bei Bedarf Engpässe in verschiedenen Netzebenen gelöst werden sollen. Dieses neue Verfahren ersetzt auch das bisherige Einspeisemanagement. Die Auswirkungen dieses Verfahrens, sowohl in technischer als auch in monetärer Hinsicht, sind nicht Teil der Betrachtungen in OPTIBIOSY.

Überblick und Vorgehensweise

In OPTIBIOSY wird die Fragestellung untersucht, wie Biogasanlagen beim Engpassmanagement technisch sinnvoll eingesetzt werden können und welche wirtschaftlichen Möglichkeiten damit verbunden sind. Dazu werden in Netzsimulationen verschiedene Szenarien mittels Zeitreihensimulation über ein Jahr in Viertelstundenschritten beleuchtet. In den weiter oben beschriebenen Mittelspannungs-Netzmodellen werden die definierten Referenzanlagen zusätzlich zu bestehenden Anlagen in sieben verschiedenen Netzsträngen platziert und mit dem beschriebenen Simulationsmodell versehen. Es wird dabei nur auf die Referenzanlagen 2, 4 und 5 zurückgegriffen, da diese hinsichtlich Gas- und Wärmespeicher sowie überbauter Leistung das größte Potential für die Beeinflussung von Engpassituationen aufweisen. Engpässe werden in den grundsätzlich engpassfreien Netzen entweder durch eine Hochskalierung der installierten Leistung vorhandener Windenergieanlagen oder durch eine Hochskalierung der installierten PV-Leistung hervorgerufen. Dem Simulationsmodell wird vorgegeben, entstehende Engpässe durch eine Regelung der Wirkleistungseinspeisung der Referenzanlagen bestmöglich zu beheben. In Zeiten ohne Engpässe im Netz werden die Referenzanlagen entweder nach dem spotmarktoptimierten Fahrplan auf Basis der Spotmarktpreise im Jahr 2018 oder auf Basis der Preise im Jahr 2035 betrieben. Aus den verschiedenen Kombinationen an Referenzanlagen, Fahrplanjahr, gewählttem Netzstrang und skaliertem Energieträger werden insgesamt 48 verschiedene Szenarien simuliert. In den folgenden Darstellungen wird auf die Szenarien mit einer Kennung verwiesen, die sich wie folgt zusammensetzt:

[Referenzanlage]_[Jahr der Spotmarktpreise für Fahrplan]_[gewählter Netzstrang]_[skaliertes Energieträger]

Wird ein Mittelwert über verschiedene Szenarien gebildet, erfolgt die Kennzeichnung der gemittelten Parameter über ein „x“.

Vorstellung der Einzelergebnisse

In **Abbildung 14** ist dargestellt, welchen Anteil an der insgesamt notwendigen Abregelenergie zur Behebung aller Engpässe die Referenzanlagen im Mittel der verschiedenen Szenarien aufnehmen und für eine spätere Einspeisung zwischenspeichern können. Entlang der x-Achse ist hierfür die engpassverursachende Leistung in den Netzsträngen bezogen auf die Bemessungsleistung der jeweils verwendeten Referenzanlage dargestellt. Als engpassverursachende Leistung wird im Rahmen dieses Berichts die Leistung verstanden, die über die installierte Leistung in einem Netzstrang hinaus angeschlossen wird, bei der zum ersten Mal ein Engpass in den Jahressimulationen auftritt. Es sind vier verschiedene Graphen eingetragen, die jeweils die Mittelwerte über alle Netzszenarien und alle Referenzanlagen bei Anwendung der Spotmarktfahrpläne für 2018 und 2035 und Engpasserzeugung durch Skalierung der installierten Wind- bzw. PV-Leistung zeigen.

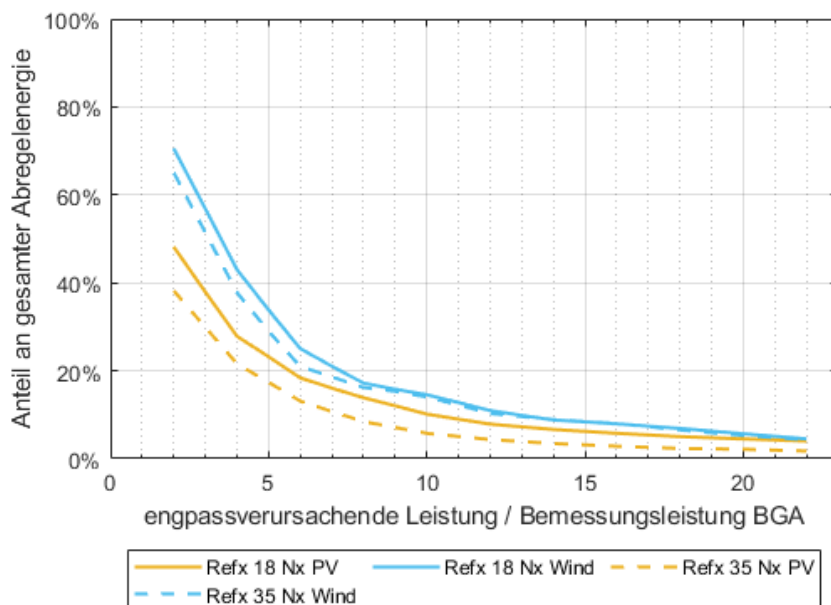


Abbildung 14: Entwicklung des Anteils der Abregelenergie bei wind- und PV-bedingten Engpässen, den die verwendete Referenzanlage in den Simulationen zwischenspeichern kann

Unabhängig von den Szenarien zeigt sich, dass der von der Referenzanlage aufgenommene Anteil der Abregelenergie mit steigender engpassverursachender Leistung abnimmt. Liegt das Verhältnis aus engpassverursachender Leistung zur Bemessungsleistung der Referenzanlage bei zwei, können die Referenzanlagen im Mittel bis zu 70 % der gesamten Abregelenergie übernehmen. Bei einem Verhältnis von 22 liegt der Anteil bei unter 10 %. Geringere Verhältnisse von engpassverursachender Leistung zu Bemessungsleistung als zwei werden nicht simuliert, da das Ergebnis dabei durch zufällige Einflüsse bestimmt wird. Abhängig davon, ob eine Referenzanlage in einem Szenario beim Auftreten des ersten Engpasses im Jahresverlauf in Betrieb ist oder nicht, liegt der Anteil der Abregelenergie, den die Anlage zwischenspeichern kann entweder bei 100 % oder bei 0 %.

Betrachtet man die Graphen differenziert nach dem skalierten Energieträger zur Engpasserzeugung, zeigt sich, dass die zwischenspeicherbare Abregelenergie bei PV-bedingten Engpässen geringer ist als bei windbedingten Engpässen. Bei kleinen engpassverursachenden Leistungen liegt der Anteil an zwischenspeicherbarer Abregelenergie bei PV-bedingten Engpässe um ca. 20 % niedriger als bei Engpässen, die durch Einspeisungen aus Windenergieanlagen hervorgerufen werden. Mit zunehmender Höhe der engpassverursachenden Leistung wird dieser Unterschied stetig kleiner. Bei einem Verhältnis von engpassverursachender Leistung zu Bemessungsleistung der Referenzanlage von 22 sind nur mehr geringe Unterschiede erkennbar. Die besseren Reaktionsmöglichkeiten einer Biogasanlage auf windbedingte Engpässe im Vergleich zu PV-bedingten Engpässen sind durch die unterschiedlichen Einflüsse von Wind- und PV-Einspeisung auf die Spotmarktpreise und damit auf die Fahrplangestaltung der Biogasanlage zu erklären. Hohe Wind-Einspeisungen führen im Mittel zu einer Absenkung des Niveaus der Spotpreise, wobei die Charakteristik von Hoch- und Tiefpreisphasen über den Tag nicht verändert wird. In der tageweise ausgeführten Spotmarktoptimierung zeigen sich daher nur geringe Reaktionen auf hohe Wind-Einspeisungen. Bei hohen PV-Einspeisungen weist der Tagesverlauf der Spotpreise im Mittel eine deutliche Niedrigpreisphase um die Mittagsstunden auf, auf das in der Fahrplanberechnung durch eine Verlagerung der Erzeugung aus diesen Stunden in die morgendlichen und abendlichen Hochpreisphasen reagiert wird. Somit ergibt sich durch die spotmarktoptimierte Fahrweise bereits ein systemdienlicheres Verhalten gegenüber hohen PV-Einspeisungen als gegenüber hohen Einspeisungen aus Windkraft.

Vergleicht man die Anteile der von der Biogasanlage zwischenspeicherbaren Abregelenergie an der insgesamt notwendigen Abregelenergie zwischen den beiden Fahrplanjahren, zeigt sich sowohl bei wind- als auch bei PV-bedingten Engpässen ein geringerer zwischenspeicherbarer Anteil bei Anwendung des Fahrplans für das Jahr 2035. Bei windbedingten Engpässen besteht dieser Unterschied nur bis etwa zu einer engpassverursachenden Leistung, die dem Achtfachen der Bemessungsleistung der Biogasanlage entspricht. In Szenarien mit PV-bedingten Engpässen sind auch bei höheren engpassverursachenden Leistungen noch Unterschiede erkennbar. Daraus lässt sich schließen, dass der ermittelte Spotpreisverlauf für das Jahr 2035 zu einer besseren systemdienlichen Wirkung aufgrund der Spotmarktoptimierung führt, als dass der Spotpreisverlauf im Jahr 2018 erreicht hat. Dieser Effekt ist für PV-bedingte Engpässe ausgeprägter als für windbedingte Engpasssituationen.

Eine nach Referenzanlagen getrennte Darstellung der zwischenspeicherbaren Anteile an der notwendigen Abregelenergie bei PV-bedingten Engpässen enthält **Abbildung 15**.

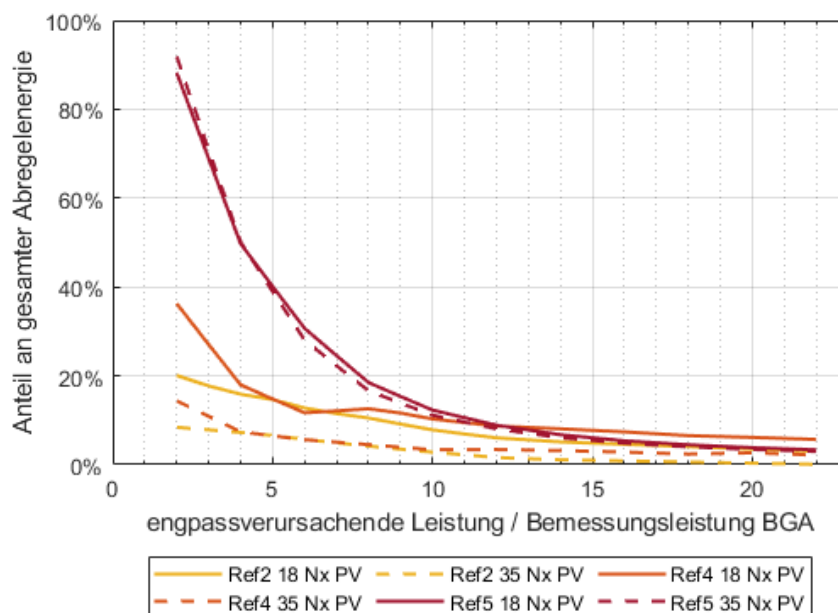


Abbildung 15: Entwicklung des Anteils, den die jeweilige Referenzanlage in den verschiedenen Szenarien mit PV-bedingten Engpässen an der insgesamt notwendigen Abregelenergie übernehmen kann

Die Referenzanlage 5 kann aufgrund ihrer Größe anteilig am meisten Abregelenergie aufnehmen und zwischenspeichern. Bis zu einer engpassverursachenden Leistung von 5000 kW (entspricht fünfmal der Bemessungsleistung von 1000 kW) ist es dieser Referenzanlage möglich, über 40 % der jährlich notwendigen Abregelenergie aufzunehmen und zeitlich zu verschieben. Der Unterschied zwischen den Fahrplanjahren 2018 und 2035 fällt dabei nur gering aus.

Die beiden anderen Referenzanlagen 2 und 4 liegen in den von ihnen zwischenspeicherbaren Anteilen der Abregelenergie auf etwa gleichem Niveau, jedoch deutlich niedriger als die Referenzanlage 5. Sie können zwischen 20 % und knapp 40 % der Abregelenergie bei einer engpassverursachenden Leistung von zweimal der Anlagenbemessungsleistung und Anwendung des Fahrplans für das Jahr 2018 verlagern. Unter Verwendung des Fahrplanjahres 2035 liegen die Anteile nochmals niedriger bei 10 % bis 15 %.

Bei hohen engpassverursachenden Leistungen tendieren alle drei Referenzanlagen zu einem zwischenspeicherbaren Anteil von kleiner 10 % der gesamten Abregelenergie. Bei Verwendung der spotmarktoptimierten Fahrpläne für das Jahr 2035 liegen die möglichen Anteile allesamt niedriger als bei Anwendung des Fahrplans auf Basis der Spotmarktpreise im Jahr 2018.

Ein anderes Bild ergibt sich in **Abbildung 16**, wo der speicherbare Anteil an der Abregelenergie bei windbedingten Engpässen getrennt nach Referenzanlagen betrachtet wird.

Bei kleinen engpassverursachenden Leistungen ist es der Referenzanlage 5 möglich, anteilig am meisten Abregelenergie aufzunehmen und zu verschieben. Die Referenzanlagen 2 und 4 können bei einer engpassverursachenden Leistung, die der doppelten Anlagenbemessungsleistung entspricht, 50 % bis 60 % der notwendigen Abregelenergie zur Behebung aller Engpässe im Laufe des Jahres zwischenspeichern. Dieser Anteil liegt deutlich höher als bei PV-bedingten Engpässen.

Während bei der Referenzanlage 5 der von der Biogasanlage verschiebbare Anteil der Abregelenergie stärker sinkt und bei hohen engpassverursachenden Leistungen bei etwa 2 % liegt, tendieren die Referenzanlagen 2 und 4 in ähnlichen Verläufen gegen 8 %. Der bei der Referenzanlage 5 beobachtete niedrigere Anteil kann durch die höheren absoluten Zubauleistungen in den Szenarien mit dieser Referenzanlage zustande kommen.

Im Gegensatz zu PV-bedingten Engpässen spielt es bei windbedingten Engpässen eine untergeordnete Rolle, ob der Biogasanlagenfahrplan auf Basis der Spotmarktpreise für 2018 oder für 2035 gewählt wird. Die Anteile der zwischenspeicherbaren Abregelenergie zeigen je Referenzanlage keine großen Unterschiede im Verlauf über die engpassverursachende Leistung.

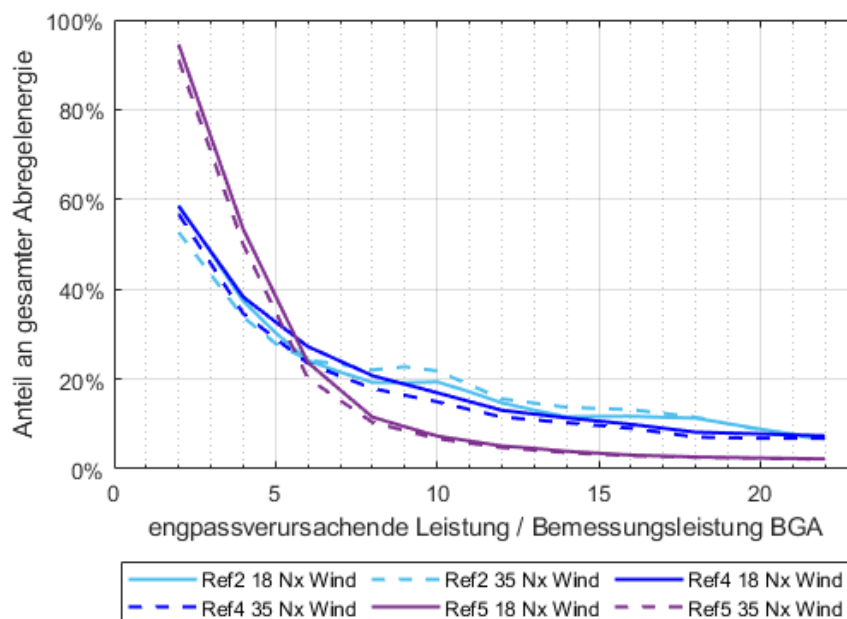


Abbildung 16: Entwicklung des Anteils, den die jeweilige Referenzanlage in den verschiedenen Szenarien mit windbedingten Engpässen an der insgesamt notwendigen Abregelenergie übernehmen kann

In einzelnen Verläufen in Abbildung 15 und Abbildung 16 sind neben dem generellen Trend, dem Absinken des verschiebbaren Anteils der Abregelenergie mit steigenden engpassverursachenden Leistungen, auch zwischenzeitliche Wiederanstiege erkennbar. Diese Fälle treten bei einer Verschlimmerung der Engpasssituation dann auf, wenn bei einer insgesamt geringen Anzahl Engpässe neu hinzukommende Engpässe zeitlich so auftreten, dass eine Reaktion durch die Referenzanlagen möglich ist.

Mögliche Anwendungsfälle einer gezielten Engpassregelung von Biogasanlagen ergeben sich bei Anwendung der Einspeisespitzenkappung nach §11 Abs. 2 EnWG durch einen Netzbetreiber. Hierbei wird das Netz nur soweit ausgebaut, dass bis zu 3 % der Jahresenergieerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen nicht aufgenommen werden können und stattdessen die Anlagen in Spitzenzeiten mittels Einspeisemanagement abgeregelt werden. Bei einem gezielten Einspeisemanagement-Einsatz von Biogasanlagen in diesem Zusammenhang, kann anderweitig verlorene Abregelenergie eingespart und somit eine höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien gewährleistet werden.

Auch situationsbezogen kann die gezielte Abregelung von Biogasanlagen die Integration erneuerbarer Energie bei einer Ausbaumaßnahme verbessern. Wird beispielsweise in einem Netzstrang mit einer bestehenden Biogasanlage eine neue Windenergieanlage gebaut, durch die es zu einzelnen Engpässen kommt, kann eine gezielte Abregelung der Biogasanlage bis zum Abschluss eines notwendigen Netzausbaus zu einer Erhöhung der Einspeisung aus Windenergie beitragen. In diesem Fall ergibt sich eine systemdienliche Wirkung der Biogasanlage, da sie dazu beiträgt, die Netzprobleme durch den Neubau einer anderen Erzeugungsanlage zu beheben und gleichzeitig für eine bessere Integration erneuerbarer Energien sorgt. Der mögliche Umfang der systemdienlichen Wirkung ist im Einzelfall zu betrachten.

Durch die Zwischenspeicherung und spätere Einspeisung von Abregelenergie in einer Biogasanlage entstehen Kosten bzw. Mindereinnahmen für den Betreiber. Die Opportunitätskosten durch das Engpassmanagement ergeben sich aus veränderten Betriebskosten der BHKW und schlechteren Konditionen am Spotmarkt durch Abweichung vom spotmarktoptimierten Fahrplan. Muss Energie in der Gasfackel umgesetzt werden, erhöhen sich die Mindereinnahmen am Spotmarkt durch die nicht mehr vermarktbare Energiemenge. In **Abbildung 17** wird die Verteilung der Ausfallarbeitskosten der drei Referenzanlagen 2, 4 und 5 über alle simulierten Szenarien in einem Boxplot dargestellt. Die Ausfallarbeitskosten stellen dabei die Summe aus entgangenen Einnahmen am Spotmarkt und veränderten Betriebskosten dar und werden auf die von den Referenzanlagen abgeregelt elektrische Energie im jeweiligen Szenario bezogen. Gasfackeleinsätze in einzelnen Szenarien sind in der Darstellung eingepreist. Der Auswertung wird zugrunde gelegt, dass die nach einer Engpassregelung zusätzlich im Gasspeicher vorhandene Gasmenge nicht an gezielt geplanten Zeitpunkten in elektrische Energie umgewandelt wird. Die Zusatzenergie wird vom Simulationsmodell ohne Beachtung der Spotmarktpreise dann eingespeist, wenn der Gasspeicher vollläuft und keine Engpasssituation im Netz vorhanden ist.

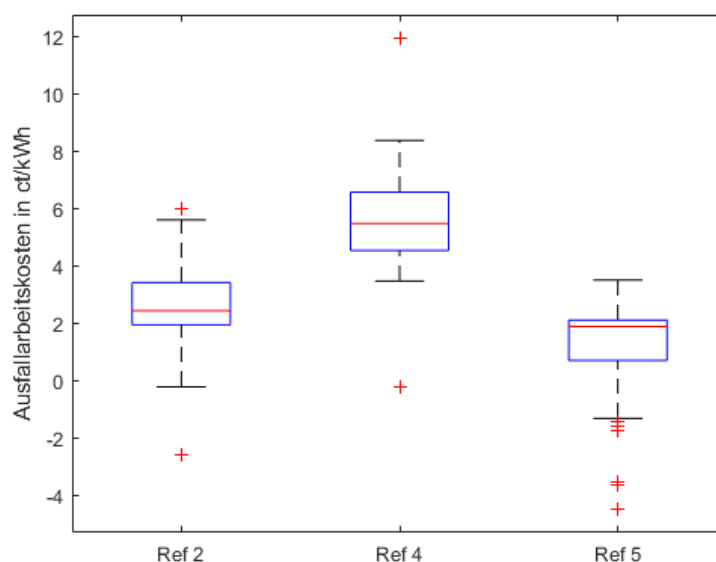


Abbildung 17: Verteilung der Ausfallarbeitskosten durch entgangene Spotmarkteinnahmen und veränderte Betriebskosten je Referenzanlage über alle simulierten Szenarien

Die mittleren Ausfallarbeitskosten liegen zwischen 2 ct/kWh und knapp 6 ct/kWh. Im Maximum treten Werte um 12 ct/kWh auf. Auswertungen von Daten der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2018 [39] ergeben für die Abregelung von Biomasseanlagen spezifische Kosten für Ausfallarbeit von 16,5 ct/kWh, wobei in diesem Preis auch entgangene EEG-Vergütungen enthalten sind. Es zeigt sich dennoch, dass flexibilisierte Biogasanlagen zu einer Senkung der Ausfallarbeitskosten beitragen können. Wird überdies die Verwertung zusätzlicher Gasmengen gezielt geplant, was aufgrund der erreichbaren Speicherdauern (siehe weiter unten) häufig möglich ist, können die Opportunitätskosten weiter verringert werden.

Aus Abbildung 17 geht auch hervor, dass teilweise Ausfallarbeitskosten von unter 0 ct/kWh auftreten. Hier zeigen sich Ungenauigkeiten der verwendeten Optimierungsalgorithmen zur Fahrplanberechnung. Durch die isolierte Betrachtung einzelner Tage in den Algorithmen kommt es teilweise zu suboptimalen tagesübergreifenden Fahrplangestaltungen. In Einzelfällen ist deshalb zu beobachten, dass durch eine engpassangepasste Fahrweise mehr Einnahmen am Spotmarkt generiert werden als bei einem Betrieb entsprechend des spotmarktoptimierten Fahrplans. Daraus entstehen negative Ausfallarbeitskosten, da die Einnahmen durch die Engpassregelung gesteigert werden. Die mittleren Ausfallarbeitskosten werden deshalb zu niedrig eingeschätzt. In der Praxis können solche Fälle dann auftreten, wenn optimierte Fahrpläne von Anlagenbetreibern manuell nachbearbeitet werden.

Für eine bereits erwähnte, gezielte Verwertung von zusätzlichen Gasmengen nach einer Engpassregelung ist es entscheidend, wie lange das zusätzliche Gas im Gasspeicher vorgehalten werden kann, bis es durch Verletzung von Gasspeichergrenzen zu erzwungenen Anpassungen der BHKW-Fahrweisen oder einem Gasfackeleinsatz kommen muss. Je länger diese Zeitspanne ist, desto mehr Zeit bleibt für Planungsprozesse. Nachfolgend werden deshalb die in den Simulationen beobachteten Speicherdauern dargelegt.

Die Referenzanlage 2 ist bei etwa 25 % der simulierten PV-bedingten Engpässe in der Lage, das nicht verbrauchte Gas vollständig für mehr als 48 Stunden zwischenspeichern. Bei weiteren 12 % der Engpässe ist zumindest eine teilweise Speicherung der Energie für mehr als 48 Stunden möglich. Nach 24 Stunden ist bei 42 % der Engpässe die Gasmenge noch vollständig im Speicher enthalten und bei weiteren 12 % teilweise. Bei windbedingten Engpasssituationen ist im Schnitt eine etwas längere Speicherdauer möglich. In 45 % der simulierten Engpasssituationen kann das nicht verbrauchte Gas für mehr als 48 Stunden zwischengespeichert werden, bei weiteren 5 % der Engpässe ist die Speicherung eines Teils der Abregelenergie über diesen Zeitraum möglich. Nach 24 Stunden liegt bei knapp 50 % aller Engpässe noch die gesamte Energie im Gasspeicher vor, bei weiteren 5 % ist zumindest noch ein Teil der Energie vorhanden.

Für die Referenzanlage 4 zeigen sich deutlich längere mögliche Speicherdauern. PV-bedingt abgeregelte Energiemengen können in knapp 85 % der Fälle über mehr als 48 Stunden zwischengespeichert werden, in ca. 90 % aller Engpasssituationen für mehr als 24 Stunden. Ein Unterschied zwischen vollständiger und teilweiser Zwischenspeicherung der Energiemenge ist kaum vorhanden. Das bedeutet, dass die abgeregelte Energie zwar überwiegend lange zwischengespeichert werden kann. Sobald jedoch der Gasspeicherfüllstand das Maximum erreicht, ist in kurzer Zeit ein vollständiger Ausgleich der abgeregelten Energie notwendig. Bei durch Windeinspeisung verursachten Engpässen liegen die Speicherdauern der Referenzanlage 4 noch etwas höher. Alle in den Netzsimulationen aufgetretenen Engpässe erlauben eine teilweise Verlagerung der Energie um mindestens 24 Stunden, in 98 % der Fälle ist eine vollständige Zwischenspeicherung der Abregelenergie

für diesen Zeitraum möglich. Bei knapp 80 % aller Eingriffe kann zudem das nicht verbrauchte Gas über mehr als 48 Stunden vollständig im Speicher gehalten werden, in weiteren 5 % ist eine teilweise Speicherung für 48 Stunden oder mehr möglich.

Die Referenzanlage 5 liegt von der maximalen Verschiebungsdauer der Abregelenergie etwas niedriger als die Referenzanlage 4 und etwas höher als die Referenzanlage 2. Bei 55 % der PV-bedingten Engpässe ist eine vollständige Speicherung der abgeregelten Energie im Gasspeicher für mehr als 24 Stunden möglich, bei 60 % der Engpässe eine teilweise Speicherung für mindestens diesen Zeitraum. Diese Werte verändern sich nicht wesentlich, wenn eine Speicherdauer von mehr als 48 Stunden bewertet wird. Von Windeinspeisungen verursachte Engpässe ermöglichen der Referenzanlage noch eine etwas bessere Verschiebung der Erzeugung. Hier liegt die Mindestspeicherdauer bei 65 % aller Engpässe über 24 Stunden, bei knapp 70 % ist zumindest eine teilweise Verschiebung der Energie möglich. Auch diese Werte verändern sich bei Betrachtung höherer Speicherdauern nur unwesentlich.

Es zeigt sich, dass die Referenzanlage 4 die abgeregelte Energiemenge am längsten im Speicher behalten kann, gefolgt von Referenzanlage 5 und schließlich der Referenzanlage 2. Diese Reihenfolge korreliert mit dem auf die Bemessungsleistung der Anlage bezogenen Gasspeichervolumen. Die Anlage 4 weist das größte bezogene Volumen auf, gefolgt von Anlage 5 und 4.

Bisher wurde lediglich aufgezeigt, dass Biogasanlagen verschiedene Anteile an notwendiger Abregelenergie für unterschiedliche Zeiträume zwischenspeichern können und welche Kosten dabei entstehen. Diese Erkenntnisse werden nun in zwei theoretischen Überlegungen angewandt. Zuerst erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung, ob eine Engpassregelung mittels Biogasanlagen signifikant mehr Zubau in einem Netz ermöglichen kann, bevor ein Netzausbau sinnvoll ist. Anschließend wird abgeschätzt, welche Zusatzeinnahmen durch eine Vergütung von Einspeisemanagementmaßnahmen für Biogasanlagenbetreiber maximal möglich wäre. Beide Betrachtungen bewegen sich abseits geltender Regularien aus EnWG und EEG.

In der ersten theoretischen Überlegung wird der Frage nachgegangen, ob es wirtschaftlich sinnvoll sein kann, Engpässe in geringer Höhe dauerhaft durch eine Engpassregelung einer Biogasanlage anstatt durch einen Netzausbau zu beheben. Als wirtschaftlich sinnvoll wird ein Netzausbau bei dieser Betrachtung dann angesehen, wenn die auf ein Jahr bezogenen Kosten der Netzausbaumaßnahme unter den jährlichen Kosten für die Abregelung erneuerbarer Energieanlagen liegen. Als Standardmaßnahme für einen Netzausbau wird ein Kabelausbau mit 150 mm²-NA2XS2Y-Kabeln, für den Kosten in Höhe von 160 €/m entstehen, angenommen.

Durch die zuvor ermittelten geringeren Ausfallarbeitskosten der Biogasanlagen gegenüber den Kosten bei Abregelung von Windenergie- und PV-Anlagen² ergeben sich insgesamt geringere Ausfallarbeitskosten bei einer Engpassregelung unter maximal möglicher Beteiligung einer Biogasanlage. Dadurch wird mehr Zubauleistung ermöglicht, bis ein Netzausbau wirtschaftlich sinnvoll ist. Diese Differenz wird in den simulierten Szenarien ausgewertet und je skaliertem Energieträger und verwendetem Fahrplan für die Biogasanlage gemittelt. Das Ergebnis ist in **Abbildung 18** dargestellt.

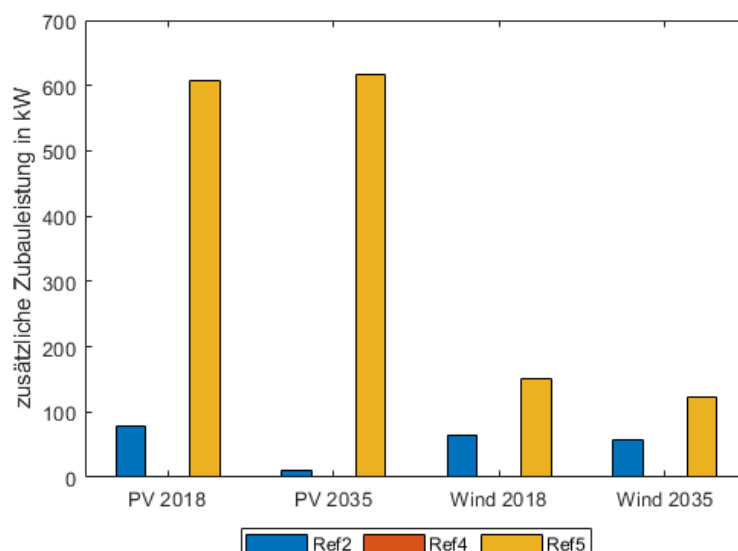


Abbildung 18: Zusätzlich mögliche Zubauleistung durch eine gezielte Engpassregelung der Biogasanlage in den simulierten Szenarien, bis ein Netzausbau wirtschaftlich sinnvoll ist

² Eine Auswertung der Daten von [39] aus dem Jahr 2018 ergibt mittlere Ausfallarbeitskosten für Windenergieanlagen an Land von 8,7 ct/kWh und für Photovoltaikanlagen von 21,9 ct/kWh. Hierin sind auch zu entschädigende entgangene EEG-Vergütungen enthalten.

Da die simulierten absoluten Zubauleistungen in den Szenarien mit Verwendung der Referenzanlage 4 relativ gering sind, wird in keinem Szenario der Punkt erreicht, an dem ein Netzausbau gegenüber einer fortwährenden Abregelung günstiger wäre. Dies zeigt sich durch das Fehlen der entsprechenden Balken in der Grafik. Mit der Referenzanlage 2 wird bei windbedingten Engpässen in beiden Fahrplanjahren nur in je einem Szenario die Zubauleistung für einen wirtschaftlich sinnvollen Netzausbau erreicht, wobei die mögliche Zubauleistung um 65 kW für das Jahr 2018 und 58 kW für 2035 erhöht wird. Bei PV-bedingten Engpässen ist mit dem Fahrplan auf Basis der Spotmarktpreise des Jahres 2018 im Mittel eine Verschiebung der Zubauleistung um 78 kW möglich, mit dem Fahrplan für 2035 um knapp 11 kW. Die Referenzanlage 5 ermöglicht bei windbedingten Engpässen im Mittel eine zusätzliche Zubauleistung von 122 kW bei Anwendung der 2035er-Fahrplans und 151 kW mit dem 2018er-Fahrplan. Bei PV-bedingten Engpässen kann die Zubauleistung bis zu einem wirtschaftlich sinnvollen Netzausbau im Mittel um 610 kW erhöht werden.

Selbst unter Ausblendung der regulatorischen Gegebenheiten bringen die ermöglichten zusätzlichen Zubauleistungen bis zu einem wirtschaftlich sinnvollen Netzausbau in der Praxis keinen Mehrwert. Betrachtet man die Nettonennleistung aller im Zeitraum von 01.07.2020 bis Mitte Juli 2021 in Deutschland neu installierter Windenergieanlagen im Marktstammdatenregister [34], ergibt sich ein Mittelwert von knapp 3,5 MW für eine Windenergieanlage. Die zusätzlichen Zubauleistungen ermöglichen demnach nicht einmal die Installation einer weiteren Windenergieanlage. Für PV-Anlagen im Mittelspannungsnetz kann eine mittlere installierte Leistung von 350 kW pro Anlage aus Daten des Übertragungsnetzbetreibers Amprion für das Jahr 2019 [22] ermittelt werden. Ein Großteil der Biogasanlagen kann auch hierfür den Netzausbau aus wirtschaftlicher Sicht nicht entscheidend verzögern. Zu beachten ist, dass sich diese Auswertungen auf die Verhältnisse in den simulierten Mittelspannungsnetzen stützen und eine Engpassbeseitigung ausschließlich mit den Referenzanlagen durchgeführt wird. In Kombination mit anderen Maßnahmen zur Engpassbehebung sowie als Beitrag für das überlagerte Hochspannungsnetz kann eine Engpassregelung durch Biogasanlagen durchaus systemdienlich wirken.

In einer weiteren theoretischen Überlegung wird eine Abschätzung getroffen, welche Zusatzeinnahmen für einen Biogasanlagenbetreiber durch eine Vergütung des Engpassmanagements möglich wären. Hierzu werden für jedes simulierte Szenario die anfallenden Ausfallarbeitskosten der Referenzanlagen den eingesparten Ausfallarbeitskosten für Windenergie- und PV-Anlagen gegenübergestellt. In **Abbildung 19** und **Abbildung 20** ist aufgezeigt, wie groß die Einnahmensteigerungen gegenüber den Spotmarkteinnahmen bei PV- und windbedingten Engpässen für einen Biogasanlagenbetreiber ausfallen können, wenn die Einsparungen in voller Höhe als Vergütung ausgezahlt würden. Die Graphen sind nur bis zu dem Punkt eingetragen, an dem die gesamten Ausfallarbeitskosten die Kosten eines Netzausbaus übersteigen. Spätestens ab diesem Punkt ist ein Einsatz der Biogasanlage zur Engpassbehebung und damit auch eine Vergütung dieses Einsatzes nicht mehr sinnvoll.

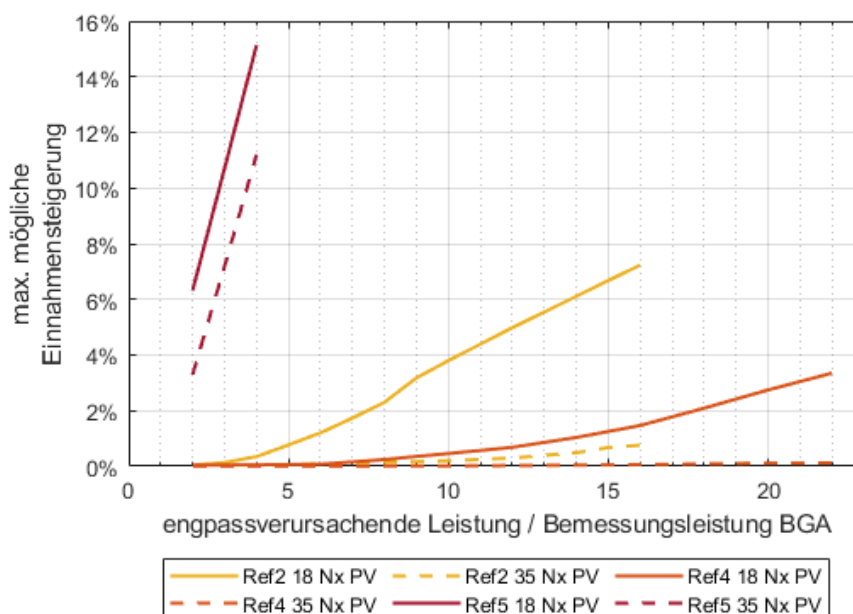


Abbildung 19: Maximal mögliche Einnahmensteigerung im Vergleich zu den Spotmarkteinnahmen durch eine Vergütung der Engpassregelung bei PV-bedingten Engpässen

Die Referenzanlage 5 kann bei PV-bedingten Engpässen und engpassverursachenden Leistungen bis zum Fünffachen ihrer Bemessungsleistung einen großen Teil der Abregelenergie aufnehmen. Daraus ergeben sich große Einsparungen der Ausfallarbeitskosten. Im vollen Umfang an den Biogasanlagenbetreiber weitergegeben, liegen die damit maximal erzielbaren Einnahmensteigerungen bei ca. 15 %, verglichen mit den Spotmarkterlösen. Bei den Referenzanlagen 2 und 4 sind mit dem spotmarktoptimierten Fahrplan für 2018

Zusatzeinnahmen zwischen 3 % und 7 % der Spotmarkteinnahmen möglich. Eine deutlich geringere Steigerung, die nicht über 1 % der Spotmarkteinnahmen hinausgeht, erlaubt der Fahrplan für das Jahr 2035.

In windbedingten Engpasssituationen sind deutlich niedrigere Zusatzeinnahmen möglich. Die Referenzanlagen 2 und 5 können ihre Spotmarkteinnahmen bei einer vollständigen Vergütung der eingesparten Ausfallarbeitskosten je nach Höhe der engpassverursachenden Leistung um bis zu 2,75 % bzw. 3,25 % steigern. Es zeigt sich, dass mit dem Fahrplan für 2035 niedrigere prozentuale Zusatzerlöse möglich sind als bei Anwendung des Fahrplans auf Basis der Spotpreise im Jahr 2018. Deutlich hinter den Referenzanlagen 2 und 5 bleibt die Anlage 4 zurück, die eine maximale Einnahmensteigerung von ca. 0,1 % erreichen kann. Dies ist auch erst dann möglich, wenn die engpassverursachende Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung der Referenzanlage relativ hoch liegt.

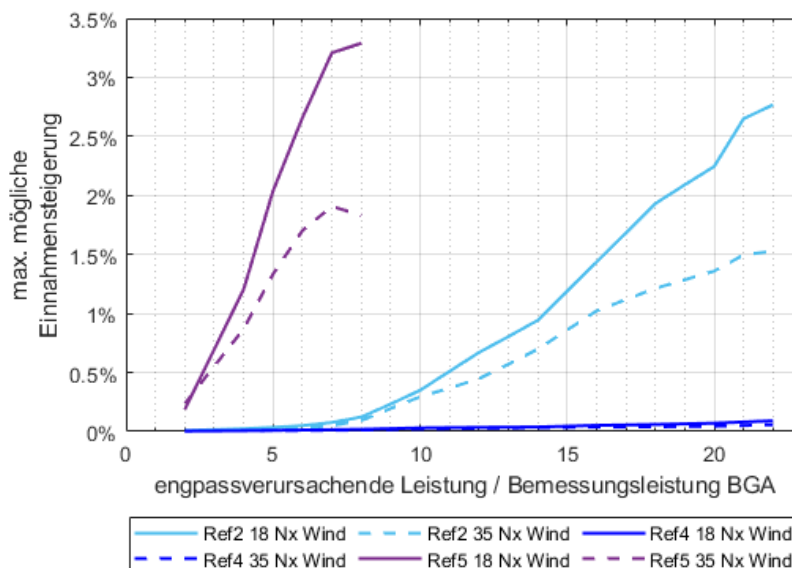


Abbildung 20: Maximal mögliche Einnahmensteigerung im Vergleich zu den Spotmarkteinnahmen durch eine Vergütung der Engpassregelung bei windbedingten Engpässen

Es zeigt sich, dass die maximal möglichen Einnahmensteigerungen durch eine Vergütung der Engpassregelung stark von den Engpasssituationen, den Fähigkeiten der Biogasanlage und auch von dem zugrundeliegenden Fahrplan für die Biogasanlage abhängig sind. Zur Einordnung der Werte ist zu beachten, dass für die obigen Auswertungen die eingesparten Ausfallarbeitskosten von Biogasanlagen ohne EEG-Vergütung mit den Entschädigungszahlungen an Windenergie- und PV-Anlagenbetreiber mit Erstattung der EEG-Vergütung verglichen werden.

In der Praxis ist eine direkte Vergütung von Maßnahmen zum Engpassmanagement gegenwärtig nach §15 Abs. 1 EEG nicht möglich. Perspektivisch können Engpassmanagementmaßnahmen möglicherweise über Flexibilitätsmärkte vermarktet werden. Ein Konzept für einen solchen Markt wird beispielsweise im Projekt SmartBio der TH Ingolstadt erstellt. Für die an solchen Märkten erzielbaren Erlöse können die zuvor erörterten maximalen Einnahmensteigerungen als Anhaltspunkt verwendet werden. Ob durch solche Märkte das volle Potential von Biogasanlagen zur Zwischenspeicherung von Abregelenergie ausgeschöpft wird, wie das in den Simulationen durch gezielte Regelung des Biogasanlagenmodells auf Engpasssituationen der Fall ist, kann an dieser Stelle nicht bewertet werden.

Alle bisherigen Betrachtungen und Auswertungen beziehen sich auf Stromprobleme. Engpässe im Stromnetz können auch derart auftreten, dass zulässige Spannungsgrenzwerte verletzt werden. Eine ausführliche theoretische Einführung in die Spannungsbandproblematik und die Spannungshaltung ist in [53] zu finden. Grundsätzlich kann für jedes Netz eine Grenzlänge bestimmt werden, ab der das Auftreten von Spannungsproblemen die Aufnahmefähigkeit des Netzes begrenzt [54, S. 106]. Spannungsprobleme treten demnach insbesondere in weit ausgedehnten Netzen auf, wohingegen in kleineren Netzen Stromprobleme das beherrschende Engpassszenario darstellen.

Zur Behebung von Spannungsproblemen gibt es vielfältige Möglichkeiten, die im Folgenden lediglich aufgezählt werden sollen. Für eine ausführliche Beschreibung der einzelnen Maßnahmen wird auf [55] verwiesen. Die Maßnahmen können in die vier Kategorien Impedanzreduktion, Wirkleistungsmanipulation, Blindleistungsmanipulation und direkte Spannungsregelung unterteilt werden. Unter Impedanzreduktion fallen klassische Netzausbaumaßnahmen wie die Parallelverkabelung, der Ersatz eines Kabels durch ein Neues mit größerem Querschnitt, der Austausch von Transformatoren oder der Bau einer zusätzlichen Ortsnetzstation bzw. eines zusätzlichen Umspannwerkes. Auch eine Veränderung der Netztopologie durch Vermaschung trägt zur Impedanzreduktion bei. Zur Wirkleistungsmanipulation können die bekannten Maßnahmen zum

Einspeisemanagement ebenso gezählt werden, wie ein gezieltes Lastmanagement. Die Blindleistungsflüsse im Netz können durch den Aufbau von Kompensationsanlagen, dem Abruf von Blindleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen oder durch einen gezielten Speichereinsatz geändert werden. Zu den Maßnahmen der direkten Spannungsregelung zählen der Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators oder eines Strangreglers. Auch die Anpassung vorhandener Umsteller an Ortsnetztransformatoren oder die Implementierung einer dynamischen Sollwertanpassung für den Spannungsregler im Umspannwerkstransformator fällt in diese Kategorie.

Eine Biogasanlage in einem Netz mit Spannungsproblemen kann von den genannten Maßnahmen über das Einspeisemanagement zur Wirkleistungsmanipulation und über die Bereitstellung von Blindleistung zur Blindleistungsmanipulation beitragen. Bei der Einspeisung von Blindleistung ergeben sich keine Vorteile einer Biogasanlage gegenüber Windenergie- und PV-Anlagen. Alle Anlagen müssen im Rahmen der Technischen Anschlussregeln Blindleistung in definierten Grenzen bereitstellen und vorgegebene Verfahren zum Abruf der Blindleistung einstellen können. Einbußen des Wirkungsgrades des Generators oder Umrichters bei der Blindleistungseinspeisung treffen alle Erzeugungsanlagen gleichermaßen.

Erfolgt seitens des Netzbetreibers die Abregelung von Wirkleistung zur Behebung eines Spannungsproblems, ergeben sich bei der Verwendung von Biogasanlagen die gleichen Vorteile wie bei einer Abregelung zur Behebung von Stromproblemen. Allerdings sind bei einem Spannungsproblem die individuellen Bedingungen im Netz zwischen Netzanschlusspunkt der Biogasanlage und den Netzknoten mit Spannungsproblemen von entscheidender Bedeutung für die Wirksamkeit der Einspeisemanagementmaßnahme. Aufgrund der vorherrschenden Netzsensitivitäten kann es sein, dass beispielsweise eine günstig zu einem Spannungsproblem positionierte Windenergieanlage um ein Vielfaches weniger abgeregelt werden muss als eine ungünstig positionierte Biogasanlage. Zieht man weiter in Betracht, dass die Abregelung einer Biogasanlage eventuell zur Verbrennung von Gas in der Gasfackel führen kann, sind Situationen denkbar, in denen Abregelungen von Biogasanlagen zu größeren Energieverlusten als Abregelungen von anderen Energieträgern führen. Ist eine Biogasanlage hingegen vorteilhaft gegenüber einem Spannungsproblem positioniert, kann durch einen gezielten Einsatz der Anlage im Rahmen des Einspeisemanagements anderweitig verlorene Abregelenergie zwischengespeichert und somit zu einem späteren Zeitpunkt eingespeist werden.

Zur Verdeutlichung der Wichtigkeit der Positionierung einer Anlage zur Behebung von Spannungsproblemen ist in **Abbildung 21** ein Beispiel für eine ungünstig zu einem Spannungsproblem positionierte Biogasanlage abgebildet. Das einfache Mittelspannungsnetz besteht aus zwei Stationen. Station 1 ist über ein 7 km langes Kabel an das Umspannwerk angeschlossen. An dieser Station speist eine Biogasanlage mit 750 kW ein. Zwischen Station 1 und 2 sind 14 km Kabel verlegt. An der zweiten Station ist ein sehr kleiner Windpark mit zwei Windenergieanlagen angeschlossen, die zusammen eine Leistung von 5,3 MW einspeisen. Soll bei den gegebenen Einspeiseverhältnissen die Einhaltung einer maximalen Spannung von 1,060 p. u. an der Station 2 mittels Abregelung von Wirkleistung erreicht werden, muss entweder die Biogasanlage ihre Einspeisung um 750 kW reduzieren oder der Windpark seine Einspeisung um 200 kW zurückfahren. Durch die lange Kabelstrecke zwischen den Stationen 1 und 2 werden die Einflussmöglichkeiten der Biogasanlage auf die Spannung in Station 2 erheblich verringert.

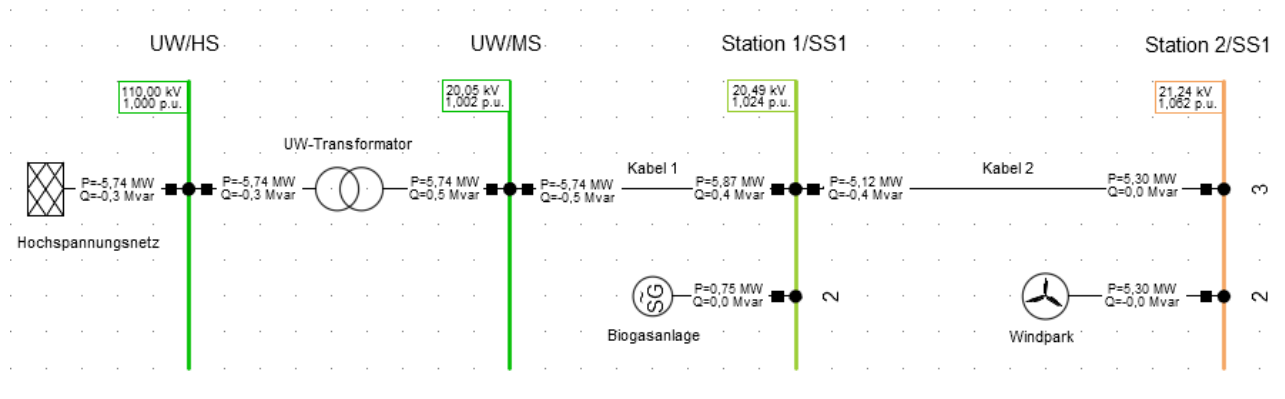


Abbildung 21: Beispiel für ein Spannungsproblem, zu dessen Behebung die Biogasanlage ungünstig im Netz positioniert ist

Aufgrund der vielfältigen Maßnahmen, die einem Netzbetreiber zur Behebung von Spannungsproblemen zur Verfügung stehen, wird die Abregelung von Wirkleistung als eine der letzten Maßnahmen ergriffen werden. Nach [54, 110 f.] wird ein Netzbetreiber zunächst einfache und kostengünstige Maßnahmen wie eine dynamische Sollwertanpassung der Spannungsregelung im Umspannwerkstransformator anwenden. Reichen solche Maßnahmen nicht aus während gleichzeitig die Spannungsprobleme so gering sind, dass ein Netzausbau langfristig als nicht sinnvoll erscheint, wird der dauerhafte Einsatz von Spannungshaltungsmaßnahmen in Erwägung gezogen. Auch in diesen Fällen wird ein Netzbetreiber auf für ihn kostengünstige Maßnahmen wie den Einsatz von Blindleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen zuerst

zurückgreifen, bevor die Abregelung von Wirkleistungseinspeisungen durchgeführt wird. Damit werden mögliche Einsätze zur Behebung von Spannungsproblemen, bei denen Biogasanlagen nennenswerte Vorteile gegenüber anderen Erzeugungsanlagen besitzen, stark beschränkt. Somit wird in der Behebung von Spannungsproblemen auch keine relevante Einnahmequelle für Biogasanlagenbetreiber gesehen.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die zuvor durchgeführten Auswertungen können in folgenden Punkten zusammengefasst werden:

- Alle Simulationen und Auswertungen werden an drei flexibilisierten Referenzanlagen ausgeführt. Aussagen für unflexibilisierte Biogasanlagen sind deshalb nicht möglich.
- Flexibilisierte Biogasanlagen können bei geringen Überlastungen im Verhältnis zur ihrer Bemessungsleistung einen nennenswerten Anteil (im Mittel 30 % bis 70 %) der insgesamt notwendigen Abregelenergie übernehmen und zwischenspeichern. Somit sind größere Anlagen für Netzbetreiber grundsätzlich interessanter.
- Zur Behebung von Netzengpässen durch flexiblen Betrieb von Biogasanlagen ohne EEG-Vergütung entstehen grundsätzlich Mindererlöse durch Abweichen vom spotmarktoptimierten Einsatz sowie veränderten Betriebskosten der BHKW (Verschleiß, Wartung). Zur Deckung dieser Mindereinnahmen müssen für die zwischengespeicherte elektrische Abregelenergie im Mittel zwischen 2 ct/kWh und 6 ct/kWh zusätzlich zur Vermarktung am Spotmarkt Erlöse erzielt werden, sofern die abgeregelte Energie noch vollständig vermarktet werden kann. Den Ergebnissen liegen noch Unsicherheiten aufgrund von Modellungenauigkeiten (Begrenzung des Optimierungszeitraumes auf 24h) zugrunde.
- Über ein ganzes Jahr betrachtet können sich die maximal möglichen Zusatzeinnahmen für Biogasanlagenbetreiber durch eine Vergütung von gezielten Engpassreaktionen auf einen niedrigen einstelligen Prozentbereich der Spotmarkteinnahmen summieren.
- Eine Speicherung der aufgrund der Reaktion auf Netzengpässe zusätzlichen Gasmenge ist in vielen Fällen über mehrere Stunden möglich, sodass diese Energie in weiteren Fahrplanoptimierungen berücksichtigt werden kann
- Ein Beitrag zur Behebung von Spannungsproblemen durch Biogasanlagen ist möglich, es stehen aber in vielen Fällen einfachere bzw. kostengünstigere Maßnahmen zur Verfügung. Die individuellen Netzsituationen sind hier entscheidend

Handlungsempfehlungen

Aus den gewonnenen Erkenntnissen können folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

- Ein gezielter Einsatz von flexibilisierten Biogasanlagen zum Engpassmanagement sollte durch die Netzbetreiber geprüft werden, da dadurch Ausfallarbeitskosten eingespart und mehr Energie aus erneuerbaren Energieträgern eingespeist werden können
- Insbesondere große flexibilisierte Biogasanlagen sollten verstärkt im Rahmen des Engpassmanagements berücksichtigt werden
- Um die Eigenschaften flexiblierter Biogasanlagen hinsichtlich einer kostengünstigen Integration zusätzlicher erneuerbarer Energie in das Stromnetz zu honorieren, ist eine Vergütung des Engpassmanagements notwendig. Dies kann beispielsweise über Smart Markets geschehen, wie sie im parallelen Projekt SmartBio der TH Ingolstadt entwickelt werden.

Blindleistungsbereitstellung

Blindleistung wird im Stromnetz vorwiegend zur Spannungshaltung eingesetzt. Jede Erzeugungsanlage muss für die lokale Spannungshaltung an ihrem Netzanschlusspunkt nach den Technischen Anschlussregeln der jeweiligen Netzebene Blindleistung in bestimmter Höhe bereitstellen können. Seitens der Netzbetreiber ist ein Verfahren vorzugeben, nach dem die Blindleistung abgerufen wird.

Neben der Blindleistungsbereitstellung zur lokalen Spannungshaltung ist auch eine Bereitstellung zur Spannungshaltung in überlagerten Netzebenen denkbar. Bisher wurde die zur Spannungsregelung eingesetzte Blindleistung in höheren Netzebenen vor allem aus konventionellen Großkraftwerken und netzbetreibereigenen Kompensationsanlagen bezogen. Durch sukzessiven Wegfall der konventionellen Kraftwerke müssen alternative Blindleistungsquellen gefunden werden. In der dena-SDL-Studie [56] wird als eine Möglichkeit die Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen EZA in den Verteilnetzen angesehen. Nach §12h EnWG müssen unter anderem Dienstleistungen zur Spannungsregelung in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren beschafft werden. Es sind daher zukünftig Blindleistungsmärkte zu erwarten, an denen Blindleistung seitens der Anlagenbetreiber verkauft werden kann.

Technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte der Blindleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen

Bevor auf Erlösmöglichkeiten an möglichen Blindleistungsmärkten genauer eingegangen wird, werden zunächst technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte der Blindleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen beleuchtet. Es werden die technischen Betriebsgrenzen bei der Blindleistungsbereitstellung sowie die normativen Vorgaben herausgearbeitet. Im Anschluss wird kurz auf die Investitions- und Betriebskosten für die Bereitstellung von Blindleistung eingegangen. Zum Abschluss dieses Abschnitts werden Einflüsse weiterer Komponenten in der elektrischen Wandlungskette der Biogasanlage auf die Blindleistungsbereitstellung dargelegt.

Die Lieferung von Blindleistung durch einen Synchrongenerator wird durch dessen Betriebsgrenzen eingeschränkt. Das normierte Betriebsdiagramm eines Vollpol-Synchrongenerators in **Abbildung 22** zeigt diese Grenzen auf.

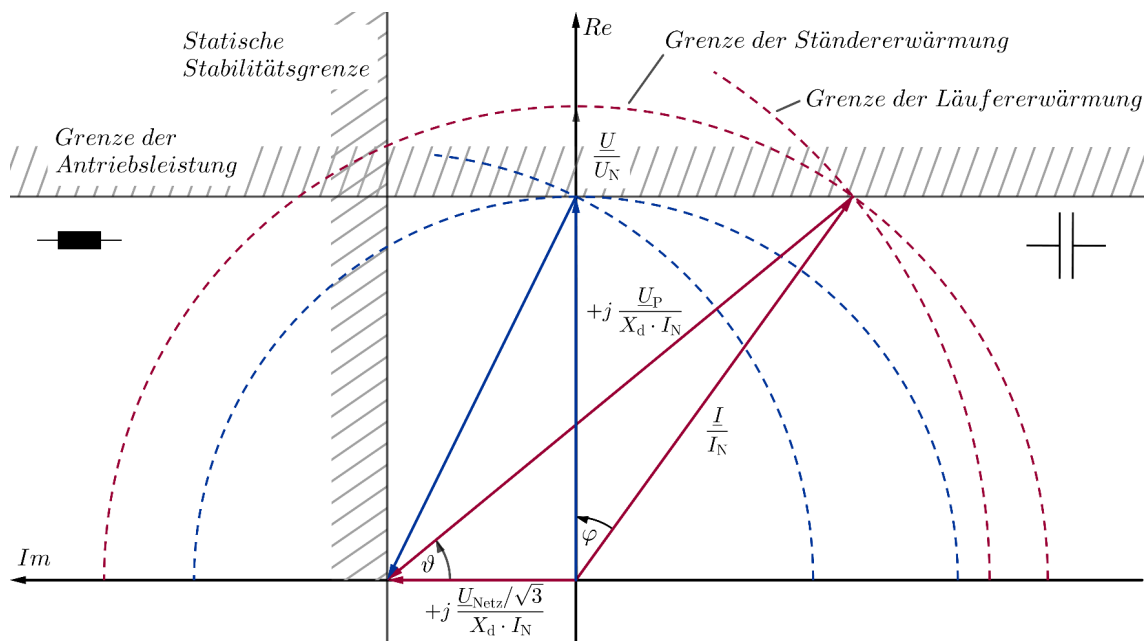


Abbildung 22: Vereinfachtes normiertes Betriebsdiagramm eines Vollpol-Synchrongenerators im Verbraucherzählpfeilsystem mit den eingezeichneten technischen Betriebsgrenzen. Quelle: [57]

Die maximal lieferbare Wirkleistung wird durch die Grenze der Antriebsleistung bestimmt. Diese wird in der Regel nicht vom Generator selbst sondern vom antreibenden Turbinensatz, im Fall eines Biogas-BHKW vom BHKW-Motor, festgelegt. Die untererregte Blindleistungsbereitstellung wird von der statischen Stabilitätsgrenze begrenzt. Diese liegt in der Theorie bei einem Polradwinkel von $\vartheta = 90^\circ$. Aus Sicherheitsgründen wird in der Praxis bereits ein Winkel von 70° als Grenze angesetzt. Im übererregten Fall schränken die Strombegrenzungen zur Einhaltung der maximal zulässigen Erwärmungen in Ständer- und Läuferwicklung die Blindleistungsbereitstellung ein. [57]

Die qualitative Darstellung in **Abbildung 23** zeigt eine Überlagerung des Generatorbetriebsdiagramms eines Schenkelpolgenerators in einer Biogasanlage mit den Mindest- und Maximalleistungen des BHKW-Motors sowie den geltenden Anforderungen aus der TAR Mittelspannung [7], die nachfolgend noch genauer beschrieben werden. Daraus ist ersichtlich, dass das entscheidende Auswahlkriterium für einen Generator in einem Biogas-BHKW die Erfüllung der TAR-Forderungen zur untererregten Blindleistungsbereitstellung sind. Die maximal lieferbare Wirkleistung des Generators wird nicht ausgereizt, sondern durch die Antriebsleistung des BHKW-Motors begrenzt. Ebenso können Teillasten unter der Mindestleistung des Antriebsmotors nicht gefahren werden. In der Abbildung ist der mögliche Einsatzbereich durch das orange bzw. gelbgrüne Band dargestellt. Für die übererregte Blindleistungsbereitstellung verbleiben durch die Generatorwahl noch freie Reserven über die TAR-Anforderungen hinaus bis zu den technischen Grenzen des Generators. Da Abbildung 23 aus einem Modell auf Basis des Erzeugerzählpfeilsystems stammt, ist die Ansicht im Gegensatz zu Abbildung 22 vertikal gespiegelt.

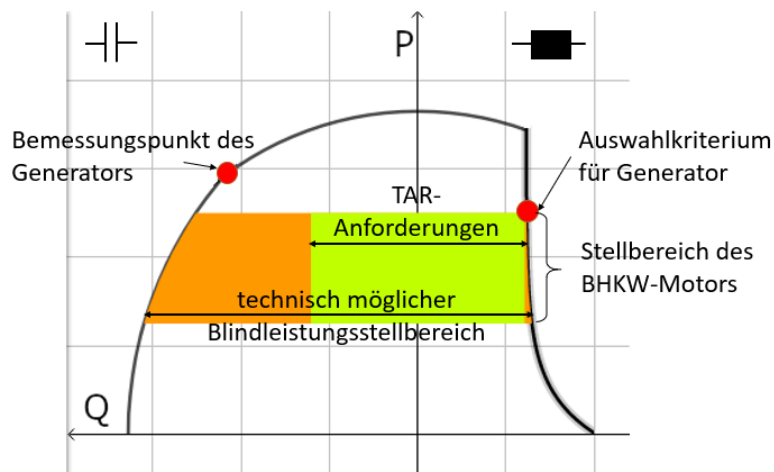


Abbildung 23: Überlagerung des Generatorbetriebsdiagramms eines Biogas-BHKW mit den Motorrestriktionen und TAR-Anforderungen

Bei Biogasanlagen mit Asynchrongeneratoren werden die TAR-Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung über externe Kompensationsanlagen erfüllt. Diese werden genau auf die gestellten Anforderungen hin dimensioniert. Zu bemerken ist hierbei, dass die Kompensationsanlagen auch unabhängig vom Generatorbetrieb Blindleistung bereitstellen können.

Aus den technischen Anschlussregeln bzw. den daraus abgeleiteten Technischen Anschlussbedingungen der jeweiligen Netzbetreiber ergeben sich die normativen Vorgaben, die Biogasanlagen hinsichtlich Blindleistungsbereitstellung einhalten müssen. Da Biogasanlagen häufig in der Mittelspannungsebene angeschlossen sind, werden die Anforderungen der TAR Mittelspannung [7] genauer erläutert. Die Betrachtung ist auf die Blindleistungsbereitstellung zur statischen Spannungshaltung begrenzt, Anforderungen zur dynamischen Netzstützung werden nicht herausgearbeitet.

In der TAR Mittelspannung werden zwei getrennte Vorgaben zum einstellbaren Blindleistungsbereich einer Erzeugungsanlage gemacht, einmal auf Basis der Spannung am Netzanschlusspunkt, und einmal auf Basis der Wirkleistungseinspeisung. Der einstellbare Bereich in Abhängigkeit der Spannung am Netzanschlusspunkt ist in **Abbildung 24**, die aus [7] stammt, dargestellt. Über die Abszisse ist das Verhältnis von Blindleistung zu installierter Bemessungswirkleistung aller sich generatorisch in Betrieb befindlichen Erzeugungseinheiten aufgetragen. Die Grenze von $\pm 0,33 Q/P$ entspricht einem $\cos\varphi$ von $\pm 0,95$ bei Bemessungswirkleistung. Die Ordinate enthält die Abweichung der Spannung zur vereinbarten Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt. Liegt die Spannung am Netzanschlusspunkt außerhalb des grau eingezeichneten Bereiches, muss keine Blindleistung bereitgestellt werden können.

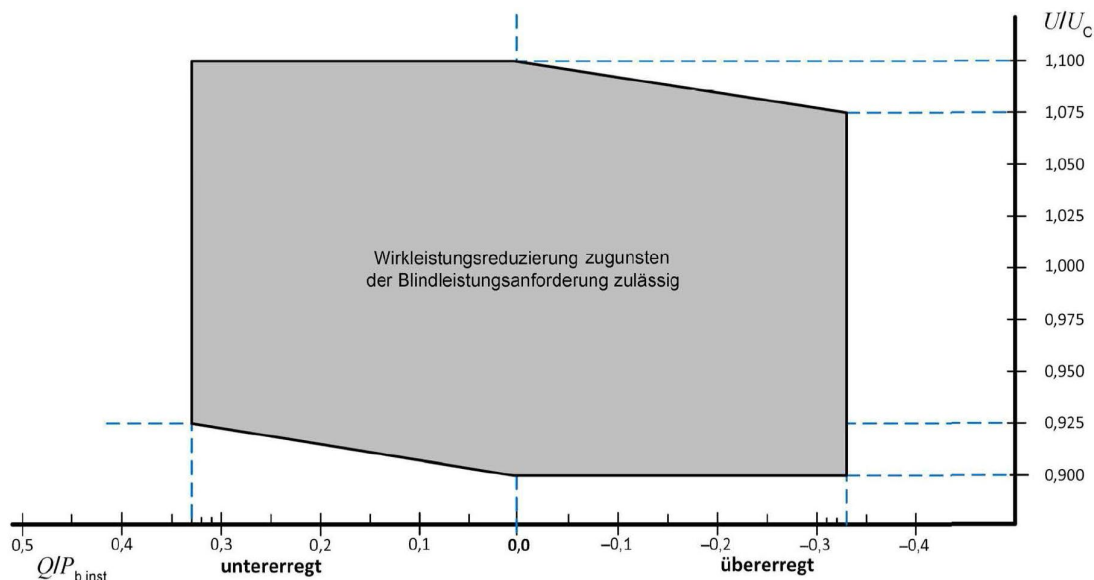


Abbildung 24: Anforderungen an Erzeugungsanlagen bzgl. Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der Spannung am Netzanschlusspunkt. Quelle: [7]

Der geforderte Blindleistungsstellbereich im Teillastbetrieb geht aus **Abbildung 25** hervor. Die Abszisse ist analog zu Abbildung 24 skaliert. Die Ordinate zeigt das Verhältnis aus momentan eingespeister Wirkleistung

zu installierter Bemessungswirkleistung aller sich generatorisch in Betrieb befindlichen Erzeugungseinheiten. Speisen die Generatoren mehr als 20 % ihrer Bemessungsleistung ein, muss eine Blindleistung in Höhe von einem Drittel der Bemessungsleistung der Generatoren eingestellt werden können. Im Betrieb bis zur technischen Mindestleistung bzw. unter 10 % der installierten Leistung gibt es keine Vorgaben an eine geregelte Blindleistungsbereitstellung. Hier ist der in Abbildung 25 grün eingezeichnete Bereich von 0,05 untererregt bis 0,02 übererregt zulässig.

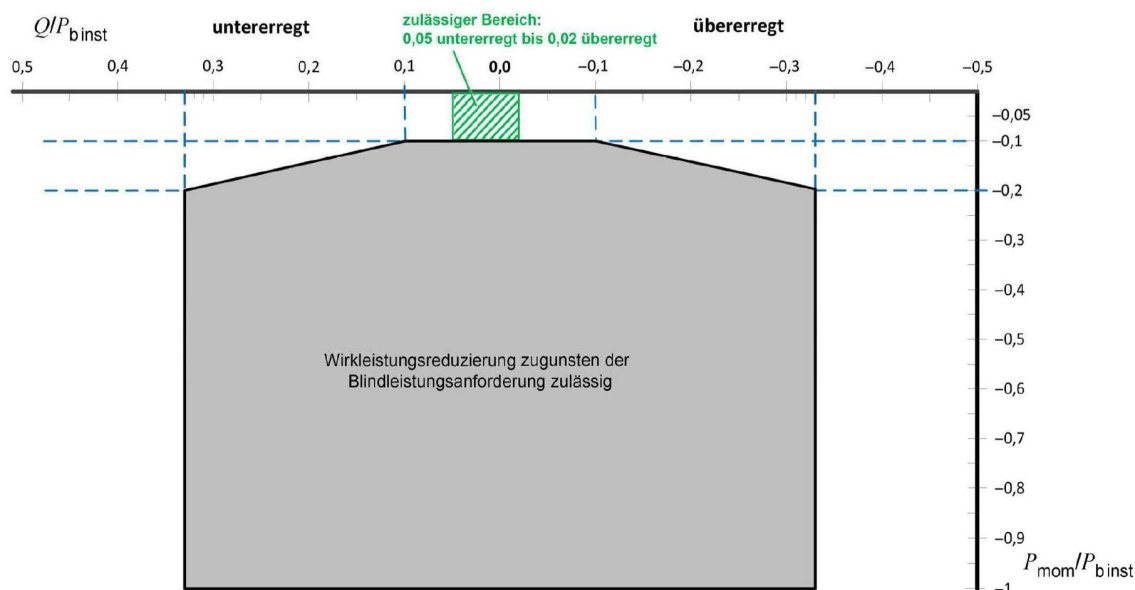


Abbildung 25: Anforderungen an Erzeugungsanlagen bzgl. Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung. Quelle: [7]

Neben den einstellbaren Bereichen werden in der Technischen Anschlussregel auch Regelverfahren zur konkreten Einstellung der Blindleistung definiert. Der Netzbetreiber kann für Anlagen in seinen Netzen ein Verfahren aus den folgenden vier auswählen:

- eine Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$,
- eine Kennlinie der Blindleistung als Funktion der Wirkleistung $Q(P)$,
- einen festen Wert für die Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion oder
- einen konstanten Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$

Zu allen Verfahren sind weitere Parameter anzugeben, die die Kennlinien definieren. Eine Änderung der Einstellparameter sowie des Regelverfahrens selbst kann jederzeit vom Netzbetreiber veranlasst werden. Ohne Vorgaben durch den Netzbetreiber wird ein $\cos\varphi = 1$ angenommen, d. h. keine Blindleistungseinspeisung.

Durch die Auslegung einer Biogasanlage zur Erfüllung der Normanforderungen hinsichtlich Blindleistungsbereitstellung entstehen zusätzliche Investitionskosten. Die Verwendung eines größeren Synchrongenerators bei einem 500 kW-BHKW steigert die BHKW-Investitionskosten um 1,5 % bis 2 %. Diese Abschätzung trifft nur für Neuanlagen zu. Ein Umbau einer bestehenden Biogasanlage im Feld würde deutlich höhere Kosten verursachen, da eine Anpassung am Maschinenrahmen zur Aufnahme eines größeren Generators nötig ist. Wird zur Blindleistungsbereitstellung auch ein größerer Transformator oder ein größeres Anschlusskabel benötigt, erhöhen sich die Netzanschlusskosten im Mittel um etwa 10 %.

Der Einfluss auf die Betriebskosten durch die Blindleistungsbereitstellung ist schwer abzuschätzen. Durch die Überdimensionierung des Generators muss dieser mit einem um ca. 0,2 % bis 0,5 % schlechteren Wirkungsgrad im Vergleich zu seinem Nennpunkt betrieben werden, was zu marginal höheren elektrischen Verlusten führt. Auf die Alterung und Instandhaltungsmaßnahmen am Generator des Biogas-BHKW kann eine Blindleistungseinspeisung, ähnlich wie in [57] für Windenergie- und PV-Anlagen beschrieben, sowohl positive als auch negative Einflüsse haben. Durch zusätzliche Belastungen aufgrund des Blindstromes kann es zu verstärkter Erwärmung und damit beschleunigter Alterung kommen. Es ist jedoch genauso möglich, dass durch eine Blindleistungseinspeisung Temperaturwechsel gedämpft werden, was sich wiederum positiv auf Alterungsprozesse auswirkt.

Neben dem Generator entstehen insbesondere auch am Anlagentransformator höhere Verluste durch eine Blindleistungseinspeisung. Diese sind abhängig von der Höhe der Wirk- und Blindleistungseinspeisung. In **Abbildung 26** sind beispielhaft die Transformator-Wirkleistungsverluste eines 1250 kVA-Öl-Transformators bei unterschiedlichen Einspeiseverhältnissen eines 500 kW-Synchrongenerators eingezeichnet.

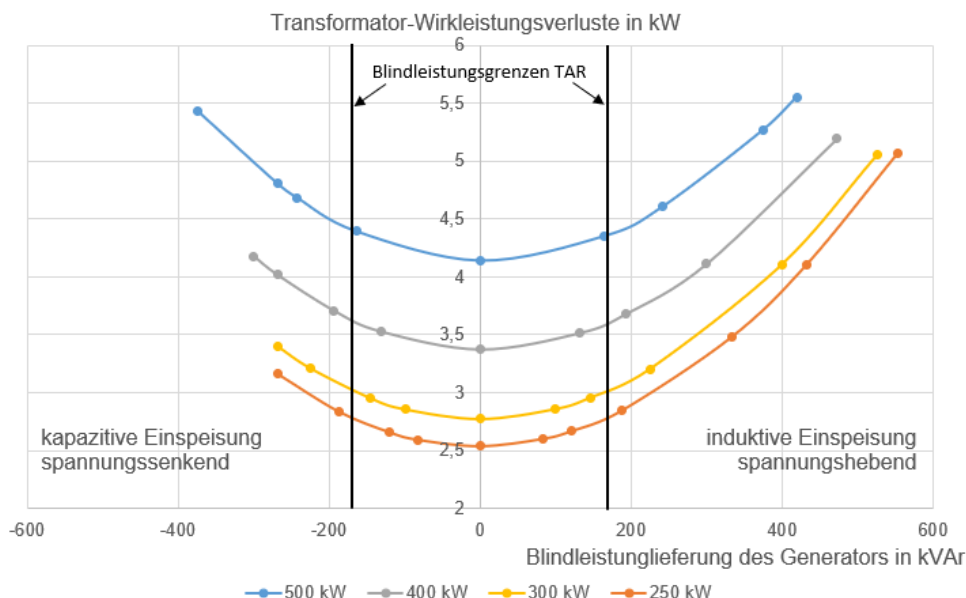


Abbildung 26: Blindleistungsabhängige Wirkverluste eines 1250 kVA-Öltransformators

Bei einer Wirkleistungseinspeisung von 500 kW erhöhen sich die Wirkverluste im Transformator um 34 % (induktive Einspeisung) bzw. 31 % (kapazitive Einspeisung), wenn durch den Generator die technisch maximal abrufbare Blindleistung eingestellt wird. Im Teillastbereich sind durch den Generator größere Blindleistungsbeträge einstellbar, sodass sich hier die Verluste im Transformator gegenüber der Wirkleistungseinspeisung um bis zu 100 % erhöhen können. Bewegt sich die Blindleistungseinspeisung im Rahmen der Grenzen der TAR, nehmen die Wirkverluste im Transformator um maximal 5 % zu.

Die Auslegung der Schaltanlage einer Biogasanlage erfolgt anhand der erwarteten Kurzschlussströme, an denen die lokalen Netzgegebenheiten einen großen Anteil haben. Einflüsse einer Blindleistungsbereitstellung auf die Schaltanlagendimensionierung sind deshalb nicht zu erwarten. Beim Schalten sehr stark induktiver Lastströme (kapazitive Einspeisung, untererregtes Verhalten der Anlage) können Probleme durch einen Stromabriss beim Schalten und damit einhergehenden Schaltüberspannungen auftreten. Eine Blindleistungseinspeisung in diesen Bereichen ist auch durch die technischen Grenzen des Generators nicht zu erwarten.

Erlösmöglichkeiten und technische Auswirkungen der Vermarktung von Biogasanlagen an möglichen Blindleistungsmärkten

Nach den technischen und wirtschaftlichen Aspekten der Auslegung von Biogas-BHKW zur Bereitstellung von Blindleistung wird nun genauer auf mögliche Blindleistungsmärkte eingegangen. Hierzu werden Ergebnisse einer Blindleistungsstudie verwendet, die während der Laufzeit von OPTIBIOSY an der OTH Regensburg durchgeführt wurde [58]. Nach einer Darstellung der Blindleistungsbedarfe in verschiedenen Netzgruppen und den jeweils vorhandenen Blindleistungspotentialen durch Biogasanlagen wird das in OPTIBIOSY angewandte Verfahren zur Bildung eines Blindleistungspreises vorgestellt. Für verschiedene Blindleistungspreisverläufe wird anschließend ermittelt, welche Zusatzeinnahmen für Biogasanlagenbetreiber möglich sind, wie sich das in Betrieb befindliche Blindleistungspotential der Biogasanlagen in Zeiten hoher Bedarfe entwickelt, wenn die Preise in der Fahrplanberechnung berücksichtigt werden und welche Restriktionen sich bei der Fahrplananpassung ergeben.

In der Blindleistungsstudie werden Blindleistungsbedarfszeitreihen für das Jahr 2035 in verschiedenen Netzgruppen in Deutschland bei unterschiedlichen Voraussetzungen berechnet. Für OPTIBIOSY werden Bedarfszeitreihen der Hochspannungs- und aller unterlagerten Netzebenen aus zwei mit „K2035“ und „Q2035“ bezeichneten Szenarien verwendet. Im Szenario K2035 der Blindleistungsstudie wird der stündliche Blindleistungsbedarf unter der Annahme bestimmt, dass alle Erzeugungsanlagen mit einem festen $\cos\varphi = 1$ einspeisen. Für das Szenario Q2035 liegt die Annahme zugrunde, dass sämtliche Erzeugungsanlagen eine Q(U)-Regelung an ihrem Netzanschlusspunkt ausführen. In beiden Szenarien werden Verbrauchern charakteristische $\cos\varphi$ -Tagesprofile, ähnlich den bekannten Standardlastprofilen, zugewiesen. Die Behebung auftretender Netzengpässe erfolgt durch Ausbau der Netze mittels Kabelzubau.

Für die weiteren Betrachtungen in OPTIBIOSY werden die Hochspannungs-Netzgruppen D22, D72 und D76 ausgewählt. Die Netzgruppe D22 liegt im Norden des Bundeslandes Niedersachsen an der Nordseeküste. Sie zeigt überwiegend stark kapazitives (übererregtes) Verhalten. Mit der Netzgruppe D72 werden große Teile des Ruhrgebiets in Nordrhein-Westfalen abgedeckt. In dieser Netzgruppe treten deutschlandweit die höchsten induktiven Bedarfe (untererregtes Netzverhalten) auf. Die Netzgruppe D76 entspricht dem zur Regelzone von

Amprion gehörenden Gebiet in Bayern. Hier herrscht meist ein leicht übererregtes Netzverhalten bei insgesamt geringen Maximalbedarfen vor.

Eine GIS-basierte Abschätzung des installierten Blindleistungspotentials von Biogasanlagen in den genannten Netzgruppen auf Basis des in der Bestandsanalyse ermittelten Anlagenbestandes über unterschiedliche $\cos\varphi$ zeigt **Tabelle 8**. Je nach Szenario und Netzgruppe beträgt das installierte Blindleistungspotential von Biogasanlagen mit einer Auslegung auf einen $\cos\varphi = 0,95$ zwischen 4 % und 33 % des maximalen induktiven Blindleistungsbedarfs und zwischen 4% und 15 % des maximalen kapazitiven Blindleistungsbedarfs. Wird eine Auslegung auf einen $\cos\varphi = 0,90$ angesetzt, beträgt das installierte Potential zwischen 6 % und 48 % des maximalen induktiven Bedarfs und zwischen 5 % und 22 % des maximalen kapazitiven Bedarfs.

Tabelle 8: Gegenüberstellung der maximalen Blindleistungsbedarfe in den ausgewählten Netzgruppen mit den abgeschätzten Blindleistungspotentialen aus Biogasanlagen

Netzgruppe	D22	D72	D76
Bestand Biogasanlagen			
Gesamtzahl	1017	331	606
Installierte Leistung	596 MW	162 MW	216 MW
max. Blindleistung mit $\cos\varphi=0,95$	196 MVA _r	53 MVA _r	71 MVA _r
max. Blindleistung mit $\cos\varphi=0,90$	289 MVA _r	79 MVA _r	105 MVA _r
Blindleistungsbedarf Szenario K2035			
Max. induktiver Blindleistungsbedarf	649 MVA _r	1231 MVA _r	289 MVA _r
Max. kapazitiver Blindleistungsbedarf	1937 MVA _r	1249 MVA _r	496 MVA _r
Blindleistungsbedarf Szenario Q2035			
Max. induktiver Blindleistungsbedarf	596 MVA _r	514 MVA _r	767 MVA _r
Max. kapazitiver Blindleistungsbedarf	2023 MVA _r	1453 MVA _r	479 MVA _r

Um die Blindleistungsbereitstellung aus Biogasanlagen unter verschiedenen Preisszenarien bewerten zu können, wird für die drei ausgewählten Netzgruppen je ein Preisverlauf auf Basis der Blindleistungsbedarfe in den Szenarien K2035 und Q2035 bestimmt. Als Gegenwert für die Blindleistungsbedarfsdeckung werden dabei die Kosten von regelbaren konventionellen Kompensationsanlagen angesetzt. Die für die Preisbestimmung verwendeten Daten aus [57, 59, 60] sind in **Tabelle 9** zusammengefasst. Projektierungs- und Instandhaltungskosten sind darin prozentual zur Summe aus Investitions- und Netzanschlusskosten angegeben. Die Instandhaltungskosten berücksichtigen sämtliche Maßnahmen über die gesamte Lebensdauer der Anlagen.

Tabelle 9: Datengrundlage für die Bestimmung von Blindleistungspreisen aus [57, 59, 60]

	Drossel	Kondensator
Investitionskosten	32000 €/MVA _r	14000 €/MVA _r
Netzanschlusskosten	9000 €/MVA _r	4000 €/MVA _r
Projektierungskosten	4,5 %	1 %
Instandhaltungskosten	0,7 %	1 %
Betriebsverluste	5 kW/MVA _r	1,1 kW/MVA _r
Lebensdauer	35 Jahre	20 Jahre
Mittlerer Verlustenergiepreis	31,9 €/MWh	
Zinssatz zur Berechnung der Annuitäten	7 %	

Zur Bestimmung eines Blindleistungspreisverlaufs aus dem Verlauf der Blindleistungsbedarfe wird zunächst eine geordnete Jahresdauerlinie der Bedarfe gebildet. Die weitere Bearbeitung erfolgt getrennt für induktive und kapazitive Bedarfe. Als erster Schritt werden die Kosten einer Kompensationsanlage berechnet, die den am längsten auftretenden Blindleistungsbedarf des Jahres deckt. Mit der zu installierenden Blindleistung und den Jahresbetriebsstunden werden die durch die Investitionskosten anfallenden Kosten für eine Betriebsstunde berechnet. Zuvor erfolgt eine Umrechnung der Investitionskosten auf jährliche Kosten unter

Beachtung der Annuitäten. Hinzuaddiert werden die stündlichen Kosten für auftretende Wirkverluste, die sich aus den in Tabelle 9 aufgeführten Betriebsverlusten, der installierten Blindleistung der Kompensationsanlage und dem Verlustenergiepreis bestimmen. Im nächsten Schritt werden die stündlichen Kosten für eine weitere Kompensationsanlage zur Deckung des nächsthöheren Bedarfes berechnet. Dies wird fortgeführt, bis alle auftretenden Blindleistungsbedarfe durch Kompensationsanlagen gedeckt werden können. Aus der Summe der stündlichen Kosten aller notwendigen Kompensationsanlagen zur Bedarfsdeckung wird schließlich für jeden auftretenden Blindleistungsbedarf ein Preis in €/MVArh berechnet.

Der Boxplot in **Abbildung 27** gibt einen Überblick über die nach dem beschriebenen Verfahren berechneten Blindleistungspreise. Meist liegen die Preise bei geringen Werten von unter 10 €/MVArh häufig sogar unter 1 €/MVArh. Zwischendurch treten immer wieder einzelne Preisspitzen für eine oder wenige Stunden auf, die häufig unter 100 €/MVArh bleiben. Darüber hinaus gibt es aber durchaus einzelne Stunden mit sehr hohen Blindleistungspreisen. Der über alle Netzgruppen und Szenarien hinweg höchste ermittelte Preis liegt bei knapp 418 €/MVArh für induktive Blindleistungsbereitstellung.

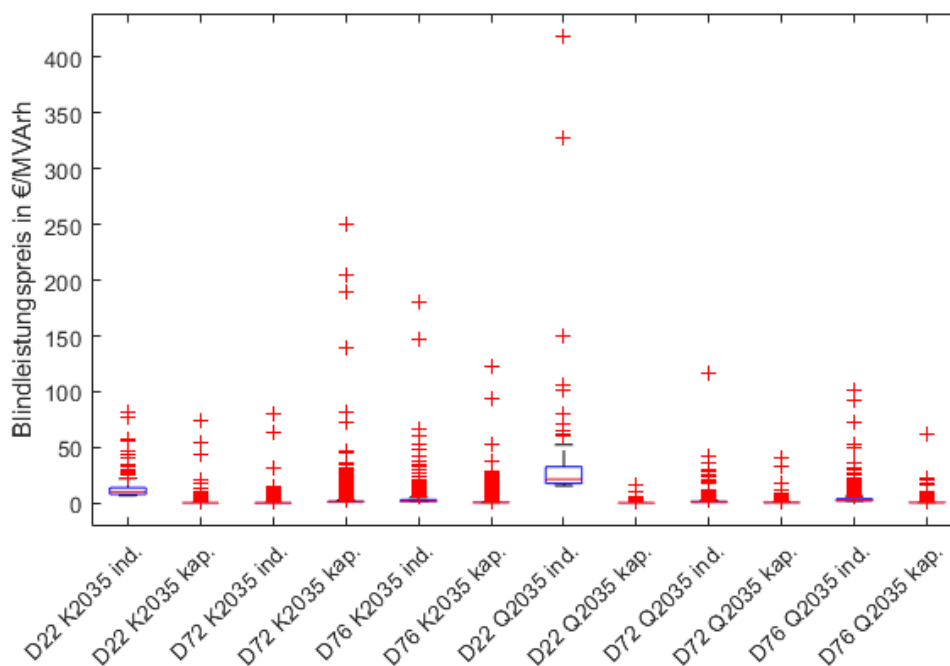


Abbildung 27: Boxplot der ermittelten Blindleistungspreise getrennt nach Szenario, Netzgebiet und Art der Blindleistung

Mit den erstellten Blindleistungspreisverläufen wird analysiert, welche Zusatzeinnahmen die Referenzanlagen durch Verkauf freier Blindleistung³ erzielen können. Zu diesem Zweck wird eine erweiterte Fahrplanoptimierung der Referenzanlagen unter Berücksichtigung der Blindleistungspreise ausgeführt. Um die Annahmen, die zur Bestimmung der Blindleistungsbedarfe in den Szenarien K2035 und Q2035 der Blindleistungsstudie getroffen wurden, in der Optimierungsrechnung abzubilden, wird dem Optimierungsalgorithmus bei der Fahrplanberechnung mit Preisverläufen, die auf dem Szenario K2035 basieren, die Einstellung eines $\cos\varphi = 1$ als lokale Spannungshaltungsmaßnahme vorgegeben. Bei Optimierungsrechnungen mit Blindleistungspreisen auf Basis des Szenarios Q2035 erfolgt als Ersatz für eine Q(U)-Regelung die Vorgabe eines $\cos\varphi = 0,95$ unterregt zur lokalen Spannungshaltung.

Abbildung 28 zeigt die Veränderung der Einnahmensituation der Referenzanlagen durch den Verkauf freier Blindleistung, wenn die Blindleistungspreisverläufe auf Basis des K2035-Szenarios zugrunde gelegt werden. Als Bezugsgröße für die prozentuale Angabe dienen die Einnahmen abzüglich der BHKW-Betriebskosten bei alleiniger Wirkleistungsvermarktung mit dem spotmarktoptimierten Fahrplan auf Basis der Preise im Jahr 2035.

³ Als freie Blindleistung wird in diesem Zusammenhang das Blindleistungspotential einer Biogasanlage bezeichnet, dass sich innerhalb der nach TAR vorgegebenen Grenzen abrufen lässt und nicht durch Maßnahmen der lokalen Spannungshaltung gebunden ist.

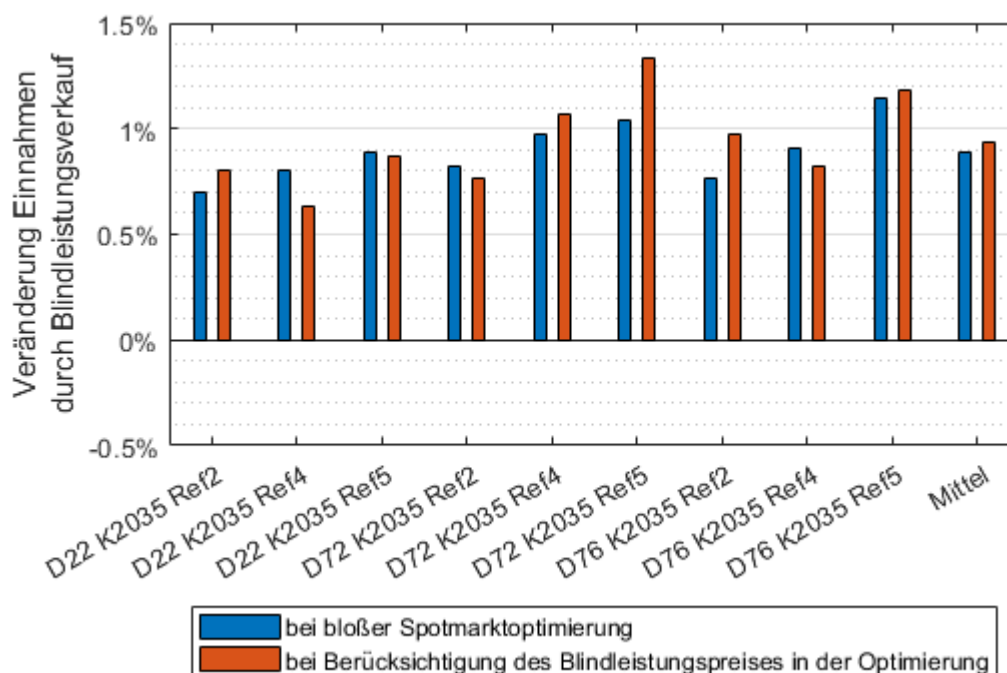


Abbildung 28: Änderung der Einnahmen durch Verkauf freier Blindleistung im Vergleich zu den Spotmarkteinnahmen, Preisverläufe auf Basis der K2035-Szenarien

Die blauen Balken stellen für jede Kombination aus Preisszenario und Referenzanlage dar, wie weit die Einnahmen des Biogasanlagenbetreibers durch den zusätzlichen Verkauf freier Blindleistung ohne Anpassungen des spotmarktoptimierten Fahrplans gesteigert werden kann. Aus der Darstellung ist abzulesen, dass die mögliche Einnahmensteigerung zwischen 0,7 % und 1,15 % beträgt. Im Mittel liegt sie bei ca. 0,9 %.

Die orangenen Balken zeigen die möglichen Einnahmensteigerungen, wenn der Blindleistungspreis in der Fahrplanoptimierung berücksichtigt wird. Als Vergleichsgröße dienen auch hier die Einnahmen durch den Verkauf von Wirkarbeit am Spotmarkt nach der Spotmarktoptimierung. Die Einnahmensteigerungen liegen zwischen 0,6 % und 1,3 %, im Mittel bei 0,95 %. Die Berücksichtigung des Blindleistungspreises in der Optimierung verändert die Gesamteinnahmen im Vergleich zur Spotmarktoptimierung mit Blindleistungsverkauf je nach Szenario um -0,16 % bis +0,29 %. Mit den verringerten Einnahmen in einzelnen Szenarien treten Schwächen des verwendeten Optimierungsansatzes zu Tage, bei dem immer ein Tag nach dem anderen isoliert optimiert wird. Durch Berücksichtigung hoher Blindleistungspreise an einem Tag kann es dazu kommen, dass die Speicherfüllstände im Gas- und Wärmespeicher eine ungünstigere Ausgangslage für den nächsten Tag darstellen, an dem dann entsprechend weniger Erlöse erwirtschaftet werden können. Trotz der Schwächen der Optimierung ist durch die Nachoptimierung im Mittel eine leichte Steigerung der Gesamteinnahmen um 0,05 % auszumachen.

Die Veränderungen in der Einnahmensituation der Referenzanlagen aufgrund der Blindleistungspreisverläufe auf Basis der Q2035-Szenarien ist in **Abbildung 29** aufbereitet.

Die möglichen Einnahmensteigerungen durch Verkauf der Blindleistung ohne Fahrplanänderungen liegen zwischen 0,1 % und knapp 0,75 %, das Mittel der Szenarien beträgt knapp 0,5 %. Werden die Blindleistungspreise in die Fahrplanberechnung einbezogen, können dadurch Zusatzeinnahmen zwischen knapp -0,2 % und +0,9 % erzielt werden. Der Mittelwert liegt bei 0,45 %. Auch hier treten die Schwächen des verwendeten Optimierungsansatzes auf. Besonders deutlich fällt dies im Szenario „D76 Q2035 Ref2“ auf, in dem die Gesamteinnahmen bei Berücksichtigung der Blindleistungspreise sogar hinter den Einnahmen durch Wirkleistungsvermarktung am Spotmarkt nach der Spotmarktoptimierung zurückbleiben.

Ein Vergleich der möglichen Zusatzeinnahmen bei Berücksichtigung der Blindleistungspreise in der Fahrplanoptimierung zwischen den Szenarien K2035 und Q2035 bestätigt die Erwartung, dass bei Vorgabe einer Blindleistungseinspeisung zur lokalen Spannungshaltung weniger Zusatzerlöse durch den Verkauf freier Blindleistung möglich sind.

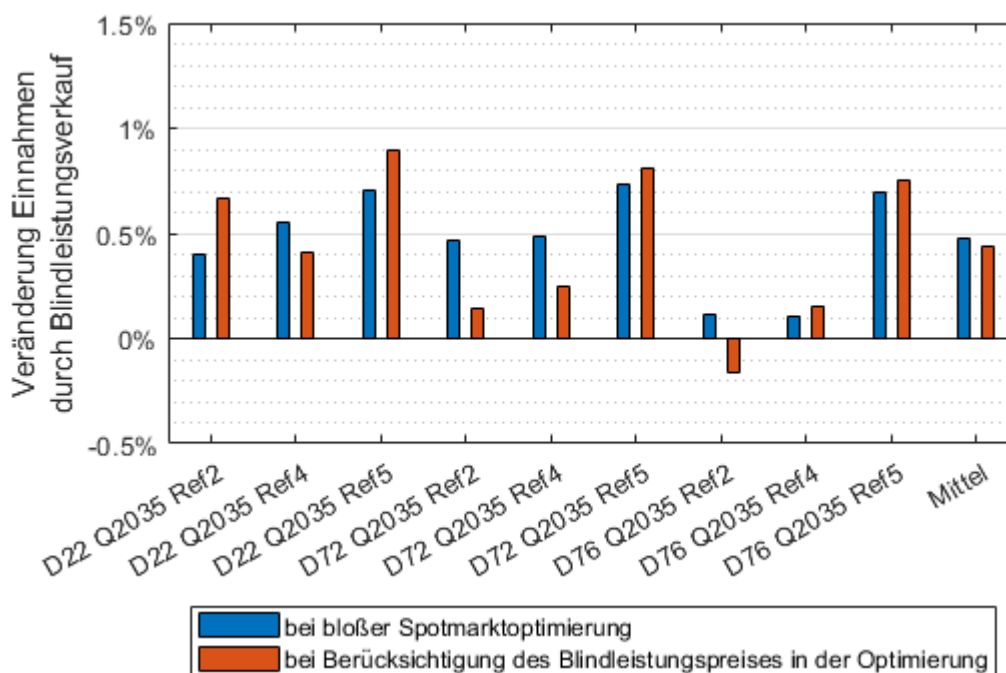


Abbildung 29: Änderung der Einnahmen durch Verkauf freier Blindleistung im Vergleich zu den Spotmarkteinnahmen, Preisverläufe auf Basis der Q2035-Szenarien

Aus Sicht der Netzbetreiber ist entscheidend, welcher systemdienliche Einfluss durch die Berücksichtigung von möglichen Blindleistungspreisen in der Fahrplanberechnung von Biogasanlagen gegeben ist. Hierzu wird nachfolgend erörtert, welcher Anteil des zuvor beschriebenen, installierten Blindleistungspotentials der Biogasanlagen in den Netzgruppen tatsächlich in den Zeiten hoher Blindleistungsbedarfe für einen Abruf zur Verfügung steht. Einschränkungen in der Verfügbarkeit ergeben sich zum einen durch fahrplanmäßig ausgeschaltete BHKW und zum anderen durch gebundenes Blindleistungspotential für lokale Spannungshaltungsmaßnahmen.

Zunächst werden die Blindleistungspotentiale der Referenzanlagen bei Anwendung der Preisverläufe auf Basis des K2035-Szenarios der Blindleistungsstudie betrachtet. Im Mittel aller Referenzanlagen und Netzgruppen ist in den Zeiten der höchsten induktiven Blindleistungsbedarfe (Bedarf > 99 % des Jahresmaximums) etwa 35 % des installierten Blindleistungspotentials der Biogasanlagen abrufbar, wenn die Blindleistungspreise in der Fahrplanberechnung berücksichtigt werden. Durch die Berücksichtigung der Blindleistungspreise wird dabei eine Steigerung des Potentials gegenüber der Spotmarktoptimierung um 4 % (Bedarf > 99 % und Bedarf > 99,5 % des Jahresmaximums) bzw. 12 % (Bedarf > 99,9 % des Jahresmaximums) erreicht. Das abrufbare kapazitive Blindleistungspotential erhöht sich in Zeiten mit einem Blindleistungsbedarf größer 99 % des Jahresmaximums um 3 % auf 48 %, in Zeiten mit einem Bedarf größer 99,5 % des Maximums um 7 % auf 51 % und in den neun Stunden des Jahres mit den höchsten Bedarfen um 33 % auf 69 %.

In den Q2035-Szenarien ergeben sich deutlich unterschiedliche Ergebnisse für die Einspeisung kapazitiver und induktiver Blindleistung. Da in den Fahrplanberechnungen auf Basis der Preisverläufe der Q2035-Szenarien die Einspeisung kapazitiver Blindleistung zur lokalen Spannungshaltung vorgegeben wird, sind die darüber hinaus noch verfügbaren kapazitiven Blindleistungspotentiale sehr gering. Dagegen ergibt sich durch eine mögliche Reduktion der kapazitiven Blindleistungseinspeisung ein erweitertes induktives Blindleistungspotential, das bis zu 200 % der Anlagenblindleistung betragen kann. Im Mittel wird das induktive Blindleistungspotential der Referenzanlagen durch eine Berücksichtigung der Blindleistungspreise in der Fahrplanberechnung bei einem Bedarf größer 99 % des Jahresmaximums um 10 % auf 65 %, bei einem Bedarf größer 99,5 % um 16 % auf 75 % und in den Zeiten der höchsten Bedarfe um 40 % auf 95 % gesteigert. Die kapazitiven Blindleistungspotentiale bewegen sich auf sehr niedrigem Niveau im einstelligen Prozentbereich, nennenswerte Veränderungen werden durch eine Berücksichtigung der Blindleistungspreise in der Fahrplanberechnung nicht erreicht. Es ist hierzu anzumerken, dass der vorgegebene $\cos\varphi$ von 0,95 untererregt in den Fahrplanoptimierungen nur eine von vielen möglichen Vorgaben zur lokalen Spannungshaltung darstellt. Dadurch ist die Begrenzung der kapazitiven Potentiale in dieser Auswertung nur als beispielhaft anzusehen. Bei anderen Vorgaben kann sich das Bild z. B. dahingehend verändern, dass die freie induktive Blindleistung eingeschränkt und dafür das abrufbare kapazitive Potential erhöht wird.

Mit den in Zeiten hoher Blindleistungsbedarfe tatsächlich abrufbaren Blindleistungspotentialen der installierten Biogasanlagen kann für jede Netzgruppe eine Überschlagsrechnung angestellt werden, welchen Anteil

Biogasanlagen zur Deckung der maximal auftretenden Blindleistungsbedarfe beitragen können. Wird davon ausgegangen, dass alle Biogasanlagen in einer Netzgruppe in der Zeit des höchsten kapazitiven Bedarfes 69 % ihrer kapazitiv vorhandenen Anlagenblindleistung bei einem $\cos\phi$ von 0,95 einsetzen, so wird dadurch der Bedarf in der Netzgruppe D22 zu 7 % gedeckt, in der Netzgruppe D72 zu 3 % und in D76 zu 10 %. Setzen die Biogasanlagen 36 % ihrer induktiv vorhandenen Anlagenblindleistung in der Zeit des höchsten induktiven Bedarfs ein, kann dadurch der Blindleistungsbedarf der Netzgruppe D22 zu 11 % gedeckt werden. In der Netzgruppe D72 ergibt sich ein Anteil von 1,5 % und in der Netzgruppe D76 von 8,8 %.

Abschließend zur Betrachtung der Blindleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen wird an einem Beispiel verdeutlicht, wodurch die Anpassung von Biogasanlagen-Fahrplänen an hohe Blindleistungspreise erschwert wird. Im Szenario D76 Q2035 tritt am 27.06. die dritthöchste Preisspitze des Jahres für induktive Blindleistung mit einem Preis von 73 €/MVArh auf. In **Tabelle 10** sind für die Referenzanlage 2 an diesem Tag die Verläufe der Spot- und Blindleistungspreise, die Einschaltzustände der BHKW, die eingespeiste Wirkleistung sowie der Gasspeicherfüllstand enthalten.

Tabelle 10: Optimierter Fahrplan der Referenzanlage 2 unter Berücksichtigung der Blindleistungspreise in der Netzgruppe D76 für das Bedarfsszenario Q2035; positive Blindleistungspreise bedeuten eine Vergütung für induktive Einspeisung, negative Blindleistungspreise eine Vergütung für kapazitive Einspeisung

Zeit	Spot in €/MWh	Q in €/MVArh	BHKW 1	BHKW 2	P in MW	Gasspeicher
27.06.2035	76,21	-0,76	0	1	0,283	0,0%
27.06.2035 01:00	73,47	-0,77	0	0	0	13,1%
27.06.2035 02:00	71,39	-0,78	0	0	0	26,2%
27.06.2035 03:00	72,53	-0,78	0	0	0	39,2%
27.06.2035 04:00	75,15	-0,75	0	0	0	52,3%
27.06.2035 05:00	80,7	-0,72	0	0	0	65,4%
27.06.2035 06:00	92,14	-0,66	1	1	0,75	42,1%
27.06.2035 07:00	95,57	-0,64	1	1	0,75	18,9%
27.06.2035 08:00	84,81	-0,62	1	1	0,668	0,0%
27.06.2035 09:00	65,28	-0,59	1	0	0,188	3,1%
27.06.2035 10:00	51,1	2,33	1	0	0,15	8,3%
27.06.2035 11:00	42,81	4,29	0	0	0	21,4%
27.06.2035 12:00	38,8	10,88	0	0	0	34,4%
27.06.2035 13:00	33,86	36,37	0	0	0	47,5%
27.06.2035 14:00	31,72	73,04	0	0	0	60,6%
27.06.2035 15:00	32,97	26,74	0	0	0	73,6%
27.06.2035 16:00	36,19	6,56	0	0	0	86,7%
27.06.2035 17:00	48,28	2,69	0	0	0	99,8%
27.06.2035 18:00	65,1	-0,60	0	1	0,5	89,8%
27.06.2035 19:00	81,46	-0,66	1	1	0,75	66,5%
27.06.2035 20:00	90,62	-0,67	1	1	0,75	43,3%
27.06.2035 21:00	86,59	-0,68	1	1	0,75	20,0%
27.06.2035 22:00	77,2	-0,69	0	1	0,5	10,0%
27.06.2035 23:00	65,09	-0,72	0	1	0,5	0,0%

Auch bei Berücksichtigung der Blindleistungspreise wird in diesem Beispiel kein BHKW in den Zeiten hoher Blindleistungspreise von 13 Uhr bis 15 Uhr eingeschaltet. Unter Beachtung der Mindestlaufzeiten und Mindestleistungen der BHKW sowie des Gasspeicherfüllstandes wäre folgende Änderung des Fahrplans möglich: Das BHKW 1 könnte von 14 Uhr bis 16 Uhr, das BHKW 2 um 14 Uhr und um 15 Uhr jeweils mit Mindestleistung eingeschaltet werden. Die dadurch verbrauchte Gasmenge muss später derart ausgeglichen werden, dass das BHKW 2 um 18 Uhr und um 23 Uhr außer Betrieb genommen wird. Durch eine solche Fahrplanänderung wären in der Stunde des höchsten Blindleistungspreises beide BHKW in Betrieb und könnten ihre Blindleistung vermarkten. Bewertet man die beschriebenen Fahrplanänderungen mit entgangenen Einnahmen, zusätzlichen bzw. gesparten Betriebskosten und zusätzlichen Einnahmen, kommen unter dem Strich Mindereinnahmen in Höhe von 5,50 € zustande. Damit ist in diesem Beispiel eine Reaktion auf die hohen Blindleistungspreise nicht wirtschaftlich.

Aufgrund der Mindestlaufzeiten und der Mindesteinspeisungen der BHKW sind in Verbindung mit dem Gasspeicherfüllstand Fahrplanänderungen nur in sehr begrenztem Rahmen möglich. Da sich die hohen Blindleistungspreise nicht erheblich von den Spotmarktpreisen abheben, werden die dadurch zu erzielenden Mehreinnahmen durch Einbußen am Spotmarkt und zusätzliche Betriebskosten aufgezehrt. Unter der Voraussetzung, dass beide BHKW um 14 Uhr für nur eine Stunde einschalten könnten, wäre eine wirtschaftlich vorteilhafte Reaktion auf die Blindleistungspreisspitze möglich.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die vorgestellten Auswertungen hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen können in folgenden Punkten zusammengefasst werden:

- Die Umsetzung der Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung gemäß den TAR verursachen Zusatzkosten bei Installation und Betrieb von Biogasanlagen, die derzeit nicht monetär kompensiert werden
- Bei Vergütung dieser Blindleistung könnten bis zu 1 % Zusatzeinnahmen gegenüber den Spotmarkteinnahmen generiert werden, wenn als Wert der Blindleistung der netzbetreiberseitige Aufwand für die Errichtung von konventionellen Kompensationsanlagen zugrunde gelegt wird
- Durch Berücksichtigung von Blindleistungspreisen in der Fahrplanberechnung sind weitere Einnahmensteigerungen möglich, unter der Voraussetzung geeigneter Optimierungsalgorithmen
- Der verwendete Optimierungsansatz mit isolierter Betrachtung einzelner Tage zeigt hier Schwächen und führt teilweise zu suboptimalen Ergebnissen
- Eine Orientierung der Fahrweise von Biogasanlagen an Blindleistungspreisen kann erreichen, dass Biogasanlagen in Zeiten sehr hoher Blindleistungsbedarfe im Mittel bis zu einem Drittel mehr Blindleistung bereitstellen können als bei ausschließlicher Spotmarktoptimierung
- Das installierte Blindleistungspotential von Biogasanlagen beträgt in einzelnen Netzgruppen bis zu einem Drittel des Jahreshöchstbedarfes.
- Einschränkungen aus Mindestlaufzeiten, Mindestleistungen und dem verfügbaren Gasspeicherinhalt begrenzen die Anpassungsmöglichkeiten von Biogas-BHKW-Fahrplänen auf hohe Blindleistungspreise
- Mit dem fahrplanmäßig verfügbaren Blindleistungspotential kann unter Berücksichtigung der Blindleistungspreise in den hier untersuchten Netzgruppen nur zwischen 1,5 % und 11 % des höchsten Blindleistungsbedarfes im Jahresverlauf gedeckt werden

Handlungsempfehlungen

Aus den Projektergebnissen leiten sich folgende Handlungsempfehlungen ab:

- Die Vermarktung von Blindleistung sollte ohne zusätzlichen Aufwand für den Biogasanlagenbetreiber erfolgen, am besten über bestehende Vertragspartner (z. B. Direktvermarkter)
- Es müssen geeignete Optimierungsverfahren unter Betrachtung längerfristiger Zeiträume für adäquate Ergebnisse bei der Fahrplanoptimierung angewandt werden (welche bei Direktvermarktern bereits vorhanden sein sollten)
- Eine Vergütung für Blindleistung ist aus der Hinsicht zu erwägen, dass damit möglicherweise Biogasanlagen am Netz gehalten werden können und dadurch die Notwendigkeit des Neubaus von Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung reduziert werden kann
- Es sollten weitere Untersuchungen dahingehend ausgeführt werden, ob ein zusätzlicher Verschleiß der Anlagen durch nicht spezifizierten Betrieb (z. B. Verletzung von Mindestlaufzeiten) wirtschaftlich in Kauf genommen werden kann

Momentanreserve

Als Momentanreserve wird die in den netzsynchron rotierenden Massen gespeicherte kinetische Energie bezeichnet. Sie ist Bestandteil der Systemdienstleistung Frequenzhaltung. Bei einem Leistungsungleichgewicht im Netz wird physikalisch bedingt Bewegungsenergie aus den rotierenden Massen aus- oder eingespeichert, wodurch sich die Frequenz ändert. Eine ausreichend hohe Momentanreserve muss vorgehalten werden, damit der Frequenzgradient bei auftretenden Leistungsdifferenzen nicht zu groß wird. Dies ermöglicht der Primärregelleistung bei auslegungsrelevanten Störfällen den rechtzeitigen Ausgleich des Ungleichgewichts vor der Aktivierung von Notfallmaßnahmen. [61]

Im europäischen Verbundnetz muss ein Leistungssprung von 3000 MW ohne Aktivierung von Notfallmaßnahmen ausgeglichen werden können [62]. Der Beitrag an Momentanreserve aus den vier deutschen Regelzonen muss anteilig einen Ausfall in Höhe von ca. 620 MW abdecken [63]. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt speisen in Deutschland noch genügend Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren in das Stromnetz ein, damit die Momentanreserve in ausreichender Höhe gewährleistet ist. Aufgrund der zunehmenden Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch dezentrale Erzeugungsanlagen, die häufig über Umrichter einspeisen, werden alternative Lösungen zur Bereitstellung von Momentanreserve notwendig [64, S. 57-58].

Im Folgenden wird zunächst der Beitrag von Biogasanlagen zur Momentanreserve beleuchtet. Anschließend wird versucht, daraus einen monetären Wert abzuleiten.

Für den Beitrag zur Momentanreserve ist die Schwungmasse einer Erzeugungsanlage entscheidend, die über das Massenträgheitsmoment ausgedrückt wird. In **Tabelle 11** sind die Massenträgheitsmomente einiger Biogas-BHKW des Herstellers 2G [65] den Trägheitsmomenten von großen Gasturbinen [61] gegenübergestellt.

Tabelle 11: Massenträgheitsmomente verschiedener Leistungsstufen von Biogas-BHKW und Gasturbinen [61, 65]

Antriebsstrang eines Biogas-BHKW		Gasturbinen inklusive Generator	
Leistung in MW	Trägheitsmoment in kgm ²	Leistung in MW	Trägheitsmoment in kgm ²
0,10	3,8	50	2500
0,25	8,1	100	11000
0,36	11,9	200	27000
0,45	14,2	400	60000
0,55	16,2		
1,00	51,4		

Darin ist zu erkennen, dass das Massenträgheitsmoment nicht linear mit der elektrischen Leistung einer Anlage ansteigt, sondern überproportional. Während eine lineare Hochskalierung eines 250 kW-Biogas-BHKW auf 1 MW ein Trägheitsmoment von 32,4 kgm² erwarten ließe, besitzt ein 1 MW-Biogas-BHKW tatsächlich 51,4 kgm². Im Umkehrschluss bedeutet das, dass eine Vielzahl kleiner Anlagen, die die elektrische Leistung eines Großkraftwerkes ersetzen, nicht die Schwungmasse dieses Großkraftwerkes ersetzen können.

Zur Bewertung des kumulierten Beitrages mehrerer Anlagen zur Momentanreserve eignet sich eine direkte Rechnung mit Trägheitsmomenten nicht. Deshalb wird der gesamte deutschlandweite Biogas-BHKW-Bestand in Leistungsklassen in 50 kW-Schritten eingeteilt. Für jede Klasse wird ein Trägheitsmoment angesetzt, das sich aus der Interpolation der Werte in Tabelle 11 ergibt. Mithilfe eines in [61] enthaltenen Formelsatzes berechnet sich aus den Trägheitsmomenten sowie der Anlagenanzahl in den einzelnen Klassen eine kumulierte Netzanlaufzeitkonstante für den gesamten deutschlandweiten Biogasanlagenpark von einer Sekunde. Anhand der Netzanlaufzeitkonstante ist eine Bewertung des kumulierten Beitrags zur notwendigen Momentanreserve möglich.

Zur Einordnung der berechneten Netzanlaufzeitkonstante des Biogasanlagenparks von 1 s sind zunächst einige Definitionen heranzuziehen bzw. Annahmen zu treffen:

- Ein auslegungsrelevanter Leistungssprung im europäischen Verbundnetz (ENTSO-E RG CE) beträgt 3 GW. Dabei dürfen keine Notfallmaßnahmen aktiviert werden
- Die maximal zulässige dynamische Frequenzabweichung, bevor Notfallmaßnahmen aktiviert werden, beträgt 800 mHz
- Der relevante Schwachlastfall im europäischen Verbundnetz, in dem ein Leistungssprung in Höhe von 3 GW handhabbar sein muss, beträgt 150 GW
- Es wird ein Verbraucherselbstregelleffekt von 1 %/Hz angenommen. Das bedeutet, dass im Mittel aller Verbraucher die Leistungsaufnahme bei einer um 1 Hz geringeren Frequenz um 1 % zurückgeht.
- Die momentan vorgeschriebenen Reaktionsgeschwindigkeiten der Primärregelleistung werden auch für die Zukunft so angenommen

Um die Aktivierung von Notfallmaßnahmen bei einem auslegungsrelevanten Leistungssprung unter den getroffenen Annahmen zu verhindern, ist nach [61, S. 145-146] mindestens eine Netzanlaufzeitkonstante von 5,6 s erforderlich. Daraus folgt, dass der Beitrag von Biogasanlagen zur Momentanreserve alleine nicht ausreichend für einen stabilen Netzbetrieb ist. Für die weitere Einordnung des Beitrages von Biogasanlagen werden zusätzlich noch die folgenden Annahmen getroffen:

- Im relevanten Schwachlastfall speisen alle europaweit installierten Biogasanlagen ein
- Alle europaweit installierten Biogasanlagen besitzen Synchrongeneratoren
- Die weitere Einspeisung stammt nur aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen, es sind keine anderweitigen Kraftwerke wie z. B. Gaskraftwerke in Betrieb
- Photovoltaik- und Windenergieanlagen liefern keinen Beitrag zur Momentanreserve
- Verbraucher liefern keinen Beitrag zur Momentanreserve
- Fehlende Momentanreserve wird ausschließlich über Batteriespeicher synthetisch bereitgestellt

Diese Annahmen führen im weiteren Verlauf zu einer Abschätzung des maximal möglichen Beitrages von Biogasanlagen zur Momentanreserve. In der Realität können beispielsweise auch Windenergieanlagen so aufgerüstet werden, dass sie zur Momentanreserve beitragen, womit sich der tatsächliche Beitrag von Biogasanlagen geringer als angegeben einstellen wird.

Unter der Annahme einer vollkommen synthetischen Bereitstellung von Momentanreserve aus Batteriespeichern ist eine Speicherleistung von 3 GW zur Einhaltung der kritischen Netzanlaufzeitkonstante von 5,6 s erforderlich. Die notwendige Speicherleistung ist mit dem auslegungsrelevanten Leistungssprung identisch, da aus einem Batteriespeicher keine kinetische Energie, sondern direkt elektrische Energie aus gespeichert wird. Biogasanlagen tragen aufgrund der kumulierten Netzanlaufzeitkonstante von 1 s im angenommenen Erzeugungsmix je 10 % Anteil an der Einspeiseleistung 0,1 s zur Netzanlaufzeitkonstante bei. Berücksichtigt man diesen Beitrag, so müssen spezifisch pro installiertem Megawatt Biogas-BHKW-Leistung 3,5 kW weniger Batteriespeicher zur synthetischen Deckung der Momentanreserve gebaut werden.

Für eine monetäre Bewertung des Beitrages von Biogasanlagen zur Momentanreserve werden die spezifischen Einsparungen der notwendigen Batteriespeicherleistung in Kosteneinsparungen umgerechnet. Die angesetzten Investitionskosten für verschiedene Batteriespeichertechnologien können **Tabelle 12** entnommen werden und stammen aus [66]. Da ein Batteriespeicher realistisch nicht ausschließlich für die Bereitstellung von Momentanreserve gebaut werden wird, wird als zusätzlicher Business-Case die Vermarktung von Primärregelleistung in die Betrachtung aufgenommen. Aufgrund der zeitlichen Anforderungen an Momentanreserve und Primärregelleistung können die Investitionskosten zu einem sechzigstel der Bereitstellung von Momentanreserve angerechnet werden⁴. Damit ergeben sich je nach Batteriespeichertechnologie und unter Beachtung der spezifisch eingesparten Batteriespeicherleistung von $3,5 \text{ kW}_{\text{Batteriespeicher}}/\text{MW}_{\text{Biogasanlagen}}$ spezifische Kosteneinsparungen für Investitionen in Batteriespeicher zwischen 3,8 ct und 5,8 ct pro installiertem Kilowatt Biogasanlagen. Betriebs- und Wartungskosten werden in der Betrachtung außen vorgelassen. Auch diese Kostenbewertung stützt sich auf die obigen Annahmen und ist deshalb als Maximalbetrachtung anzusehen.

Tabelle 12: Spezifische Kosteneinsparung für den Aufbau von Batteriespeichern zur synthetischen Deckung des Momentanreservebedarfs durch den Beitrag von Biogasanlagen. Quelle für spezifische Investitionskosten: [66]

Batterietechnologie	Spezifische Investitionskosten in €/kW	Kosteneinsparung durch Biogasanlagen in ct/kW _{inst,BGA}
Natrium-Batteriespeicher	1000	5,8
Li-Ionen-Batteriespeicher	650	3,79
Blei-Batteriespeicher	750	4,38

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Auswertungen zur Bereitstellung von Momentanreserve können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- Biogasanlagen mit Synchrongeneratoren können lediglich einen geringen Beitrag zur Momentanreserve leisten, erbringen diesen aber inhärent
- Pro europaweit installiertem Megawatt an Biogasanlagenleistung kann maximal der Aufbau von 3,5 kW Batteriespeicherleistung zur synthetischen Bereitstellung von Momentanreserve eingespart werden
- Je nach Batteriespeichertechnologie werden dadurch pro installiertem Kilowatt Biogasanlagenleistung zwischen 4 ct und 6 ct Investitionskosten für Batteriespeicher zur synthetischen Momentanreserve-Bereitstellung eingespart, wenn eine Aufteilung der Investitionskosten auf Momentanreserve und Primärregelleistung angenommen wird

Handlungsempfehlungen

Aufbauend auf den Erkenntnissen zum Beitrag von Biogasanlagen zur Momentanreserve können folgende Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden:

- Wird ein Markt für die Beschaffung von Momentanreserve aufgebaut, sollten die Zugangsbedingungen derart gestaltet werden, dass Biogasanlagen daran partizipieren können
- Es ist auch eine Teilnahme über Aggregatoren (ähnlich dem Pooling bei Regelleistung) anzudenken

⁴ Für die Momentanreserve wird eine Ablösung durch die Primärregelleistung nach 15 s angenommen, die Primärregelleistung muss einen Zeitraum von 15 min bis zu ihrer Ablösung durch die Sekundärregelleistung überbrücken können.

Netzwiederaufbau

Nach einem Zusammenbruch des Stromnetzes versuchen die Netzbetreiber unter der Gesamtverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber die Versorgung wiederherzustellen. Dazu greifen sie je nach Größe der Störung auf eine Spannungsvorgabe durch ein stabiles Nachbarnetz zurück oder bauen die Versorgung eigenständig mit schwarzstartfähigen Kraftwerken wieder auf. In den aktuell angewandten Netzwiederaufbaukonzepten beginnt der Aufbau im Übertragungsnetz. Das unterlagerte Netz wird in Teilnetze aufgetrennt. Schrittweise werden kleine Teilnetze dem bereits wieder aufgebauten Netz zugeschaltet. Frequenz und Spannung werden dabei ständig beobachtet und in zulässigen Grenzen gehalten. [67]

Mögliche Beiträge von Biogasanlagen zum Netzwiederaufbau wurden im Projekt OPTIBIOSY nicht mithilfe eigener Simulationen untersucht. Nachfolgend sollen anhand einer Literaturrecherche lediglich eine Einschätzung zur technischen Eignung im Rahmen von neuartigen dezentralen Netzwiederaufbaukonzepten aus der Verteilnetzebene gegeben und mögliche Ansätze für eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit aufgezeigt werden.

Das Projekt NETZ:KRAFT [68] hat eine grundsätzliche Eignung von Biogasanlagen für die Unterstützung eines dezentralen Netzwiederaufbaus festgestellt, sofern eine passende Anbindung an die Netzleitstelle mit ausreichenden Steuerungsmöglichkeiten vorhanden ist. Für eine optimale Einbindung sind jedoch zunächst die technischen Anschlussrichtlinien zu ergänzen und die rechtlichen Rahmenbedingungen anzupassen. Ebenso ist jeder Einzelfall konkret nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu prüfen, da bisher nur einzelne Szenarien analysiert wurden. Besonders die hohe Volatilität von Windenergie- und Photovoltaikanlagen stellt bisher noch ein nicht abschließend gelöstes Hindernis dar. Eine vergleichbare Einschätzung ist [69] zu entnehmen.

Ein Feldtest mit Biogas-BHKW in einem landwirtschaftlichen Arealnetz zeigte beispielsweise, dass ein Inselnetzbetrieb unter bestimmten Bedingungen möglich ist und auch eine Einbindung von einzelnen Lasten aus benachbarten Netzbereichen durchgeführt werden kann. Aus weiteren Simulationen einer Netzinsel in einem Mittelspannungsnetz geht ebenfalls hervor, dass Biogasanlagen unter gewissen Voraussetzungen (technische Eignung der Anlage, Schaltungs- und Kommunikationsmöglichkeiten) für den Netzwiederaufbau genutzt werden können. [68]

Im Projekt BioBatSys [70] wird das Ziel verfolgt, erstmalig Bioenergie-Batteriesysteme zu entwickeln, die die Eigenschaften von Biogasanlagen und Batteriespeichern optimal kombinieren. Aus den Ergebnissen, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Abschlussberichtes noch nicht vorliegen, soll eine allgemeingültigere Aussage zur technischen und wirtschaftlichen Eignung von Biogasanlagen u. a. für die Durchführung eines Netzwiederaufbaus abgeleitet werden können.

Ebenso interessant ist der Ausblick auf das Projekt Distributed ReStart, welches in Großbritannien von Januar 2019 bis März 2022 gefördert wird. Im Mittelpunkt steht die Ermittlung von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Beteiligung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen an Netzwiederaufbaumaßnahmen [71].

Eine wirtschaftliche Beurteilung des Beitrages von Biogasanlagen zu einem dezentralen Netzwiederaufbau ist schwierig, da hierfür die notwendigen Konzepte eines Wiederaufbaus aus der Verteilnetzebene heraus bisher nicht vollständig erarbeitet wurden. Generell muss jedoch für den Aufbau eines Inselnetzes ausreichend Energie zur Verfügung stehen, was über verschiedene Speicher realisierbar ist. Biogasanlagen besitzen bereits einen Speicher und können somit, ähnlich wie bei der Betrachtung der Momentanreserve, die Notwendigkeit zum Bau weiterer Speicher reduzieren. In **Tabelle 13** sind die Investitionskosten für Batteriespeicher mit den Investitionen in einen neuen Gasspeicher für die fünf Referenzanlagen gegenübergestellt. Es erfolgt dabei keine Betrachtung weiterer Kosten, die z. B. aus Sicherheitsvorschriften resultieren. Die Speicher werden von Leistung und Energieinhalt auf die BHKW-Leistungen und Speicherdauern der Referenzanlagen ausgelegt.

Tabelle 13: Investitionskosten von Batteriespeichern und Gasspeichern für verschieden Speichergößen

Elektr. Leistung in kW	Speicherdauer in h	Kapazität in kWh	Investitionskosten in € (gerundet)	
			Gasspeicher [72]	Li-Ion-Batterie [66, 73]
75	10,6	795	11.600	201.000
250	3,2	800	11.600	245.000
150	13,1	1.965	27.100	489.000
750	3,6	2.700	33.600	806.000
2.800	5,3	14.840	139.000	4.104.000

Es zeigt sich, dass der Bau neuer Gasspeicher für Biogasanlagen um den Faktor 17-30 günstiger sein kann als der Bau von Batteriespeichern. Allerdings ist ein Vergleich der Werte nicht ohne weiteres möglich, da beispielsweise auch die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade eine entscheidende Rolle spielen. Für den Netzwiederaufbau kann es auch von entscheidender Bedeutung sein, dass der Gasspeicher einer Biogasanlage kontinuierlich befüllt wird, sich also von selbst regeneriert, während dies bei einem Batteriespeicher nicht möglich ist.

Neben dem Zubau neuer Gasspeicher, deren Volumen lediglich für Netzwiederaufbau vorgehalten wird, ist es auch möglich, das bestehende Gasspeichervolumen einer Biogasanlage nur eingeschränkt zu nutzen, um für den Fall eines Netzausfalls Reserven bereitstellen zu können. In **Tabelle 14** sind die entstehenden Mindereinnahmen der Referenzanlagen gegenüber den Spotmarkteinnahmen bei einer Beschränkung des Gasspeicher-Minimalfüllstandes auf 30 % des Volumens aufgeführt. Während die Referenzanlage 4, die bezogen auf ihre Bemessungsleistung den größten Gasspeicher der drei Anlagen besitzt, und die Referenzanlage 5, deren Gasspeichervolumen ebenfalls groß ist, nur geringe Mindereinnahmen von weniger als 1 % zu verzeichnen haben, führt das geringere verfügbare Gasspeichervolumen bei Referenzanlage 2 zu deutlichen Einbußen von ca. 7 %.

Tabelle 14: Mindereinnahmen am Spotmarkt durch eine Beschränkung des Gasspeicher-Minimalfüllstandes auf 30 % des Gasspeichervolumens

Anlage	Verwendeter Verlauf der Spotmarktpreise	Mindereinnahmen am Spotmarkt durch Gasspeichervorhaltung
Referenzanlage 2	2018	7,1 %
	2035	6,8 %
Referenzanlage 4	2018	0,3 %
	2035	0,7 %
Referenzanlage 5	2018	0,1 %
	2035	0,1 %

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Literaturstudie und die wirtschaftlichen Analysen zur Teilnahme an Netzwiederaufbaukonzepten mittels Biogasanlagen können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- Biogasanlagen sind grundsätzlich für die Teilnahme an Netzwiederaufbaukonzepten geeignet
- Das Fehlen eines generellen Bottom-Up-Konzeptes zum Netzwiederaufbau macht eine wirtschaftliche Bewertung der Fähigkeiten von Biogasanlagen gegenwärtig schwierig
- Das Thema Netzwiederaufbau mittels Biogasanlagen bzw. aus der Verteilnetzebene heraus wird detaillierter in laufenden Studien untersucht, mit deren Ergebnisveröffentlichungen in diesem und nächstem Jahr gerechnet werden kann

Handlungsempfehlungen

Aus der Ergebniszusammenfassung leiten sich folgende Handlungsempfehlungen ab:

- Aufgrund ihrer technischen Eignung sollten Biogasanlagen in der Entwicklung von Bottom-Up-Konzepten für den Netzwiederaufbau berücksichtigt werden
- Für detailliertere Bewertungen technischer und wirtschaftlicher Aspekte von Biogasanlagen beim Netzwiederaufbau sind die Ergebnisse der Studien „BioBatSys“ und „Distributed ReStart“ abzuwarten.

Gesamtfazit

In einer übergreifenden Betrachtung der Ergebnisse zu den vier untersuchten Systemdienstleistungsbeiträgen durch Biogasanlagen muss konstatiert werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Biogasanlagen rein über den Stromverkauf am Spotmarkt und die im Projekt ermittelten Zusatzerlöse durch Systemdienstleistungen sehr schwierig darzustellen ist. Die Vermarktung von Systemdienstleistungen kann lediglich als mögliche Zusatzeinnahmequelle angesehen werden, die in Kombination mit weiteren Vermarktungsmöglichkeiten zu einem wirtschaftlichen Betrieb beitragen kann.

In OPTIBIOSY nicht betrachtet wurde der Beitrag von Biogasanlagen zur Residuallastdeckung bei zukünftig immer volatilerer Einspeisung. Hohe Strompreise bei hohen Residuallasten könnten die Wirtschaftlichkeit

verbessern. Ebenso wird die Wärmebereitstellung in OPTIBIOSY zwar als Nebenbedingung der Fahrplanberechnung betrachtet, eine gezielte Abschätzung des Wertes der Wärmeversorgung wird jedoch nicht vorgenommen. Auch in diesem Feld könnten sich zukünftig vermehrt Vermarktungsmöglichkeiten auftun. Nicht zuletzt sind auch die weiteren Entwicklungen hinsichtlich der Bereitstellung von Systemdienstleistungen genauer zu beobachten. So wird gegenwärtig im Netzentwicklungsplan der ÜNB eine Unterscheidung von Blindleistungsbereitstellungsoptionen in schnell und langsam regelbare Anlagen vorgenommen. Wenn die Voraussetzungen (z. B. Leittechnik, keine vorhandenen Netzrestriktionen, ...) gegeben sind, dass Biogasanlagen auf Anforderungen des ÜNB ihre Blindleistung wie schnell regelbare Blindleistungsquellen im HöS-Netz erbringen können, dann wären für Biogasanlagen mit Synchrongeneratoren potenziell höhere Vergütungen gerechtfertigt.

2. Verwertung

Die weitere Verwertung der Projektergebnisse nach Projektabschluss erfolgt hauptsächlich über die Veröffentlichung der Projektergebnisse in Form dieses Schlussberichts, durch Präsentationen auf Konferenzen und durch den direkten Austausch mit interessierten Dritten. Dadurch werden in der kurzen Frist die abgeleiteten Handlungsempfehlungen an Biogasanlagenbetreiber, Direktvermarkter, Netzbetreiber und Politik herangetragen. Mittelfristig können dadurch mögliche Vermarktungswege für Biogasanlagen aufgezeigt werden, die zwar bei der breiten Masse der Biogasanlagen nicht alleine zu einem wirtschaftlichen Betrieb führen werden, diese aber durch Zusatzerlöse unterstützen können. Langfristig wird durch die Veröffentlichung der Projektergebnisse die Möglichkeit geschaffen, über Vergleiche mit anderen Technologien die volkswirtschaftlich günstigsten Erbringungsmöglichkeiten für notwendige Systemdienstleistungen im Stromnetz zu identifizieren.

Aus wissenschaftlicher Sicht werden die Ergebnisse in die projektbegleitende Arbeitsgruppe „Post-EEG“ zum Projekt TRANSBIO des DBFZ eingebracht. Durch die Veröffentlichung können die Ergebnisse auch in anderen Forschungsprojekten weiterverwendet werden. Ebenso ist eine Verwendung in Form von wissenschaftlichen Beratungsleistungen im Rahmen von Drittmittelaufträgen möglich. Die Erkenntnisse fließen auch in die Ausbildung von wissenschaftlichem bzw. ingenieurtechnischem Nachwuchs ein. Die vertiefte Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Partnern in der Projektgruppe wird für die gemeinsame Ableitung von weiterem Forschungsbedarf aus in der Praxis auftretenden Problemstellungen heraus genutzt.

Möglichkeiten für eine wirtschaftliche Verwertung bestehen vor allem beim IfE durch Akquise von Kunden aus der Biogasbranche (Hersteller, Planer, Betreiber) und der Versorgungswirtschaft (Netzbetreiber, Energieversorger, Energiehändler) für entgeltliche Beratungsleistungen. Eine Etablierung des IfE als Partner für die Erarbeitung von innovativen Post-EEG Nutzungskonzepten durch technisches Consulting und Umsetzungsbegleitung ist angedacht. Auch kann das IfE durch zahlreiche Kontakte an Unternehmen und Kommunen aus Energieeffizienznetzwerken in ganz Bayern eine Verbreitung der Projektergebnisse sicherstellen.

3. Erkenntnisse von Dritten

Parallel zum Projekt OPTIBIOSY wurde im gleichen Förderprogramm das Projekt „SmartBio“ an der Technischen Hochschule Ingolstadt gefördert. Hierin wird ein Smart Market entwickelt, an dem Wirkleistungs-Flexibilitäten bei auftretenden Engpässen im Verteilnetz gehandelt werden können. Zwischen den Projekten fand ein Austausch im Themenbereich des Engpassmanagements statt. Die Projektziele sind jedoch unterschiedlich (Betrachtung der generellen Leistungsfähigkeit und maximaler Erlösmöglichkeiten von Biogasanlagen beim Engpassmanagement unter Beachtung verschiedener Gegebenheiten in OPTIBIOSY vs. Entwicklung eines Marktdesigns für eine marktliche Umsetzung des Engpassmanagements in SmartBio), sodass hier keine Erkenntnisse, die das Gebiet des Vorhabens OPTIBIOSY betreffen, aufgetreten sind.

Im Themenbereich Netzwiederaufbau sind während der Vorhabenlaufzeit von OPTIBIOSY einige Erkenntnisse bzw. Projektansätze bei Dritten entstanden. So wurden im Projekt NETZ:KRAFT [68] lokale Inselnetzversorgungen auch mithilfe von Biogasanlagen untersucht und in Feldversuchen getestet. Weitere Untersuchungen für eine dezentrale Inselnetz-Notversorgung wurden im Rahmen einer Dissertation [69] angestellt. Das Projekt „BioBatSys“ [70], das im Juni 2021 abgeschlossen wurde aber dessen Ergebnisse bei Erstellung dieses Abschlussberichts noch nicht vorlagen, beschäftigt sich unter anderem mit Netzwiederaufbau in einer Kombination von Biogasanlagen und Batteriespeichern. In Großbritannien läuft aktuell das Projekt „Distributed ReStart“ [71] aus dem sich weitergehende Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für dezentrale Netzwiederaufbauszenarien ergeben sollen.

4. Veröffentlichungen

Während der Projektlaufzeit von OPTIBIOSY erfolgten einige Veröffentlichungen von Arbeitskonzepten und Teilergebnissen. Im Einzelnen wurde an folgenden Veranstaltungen teilgenommen:

Veranstaltung	Art der Teilnahme
Statusseminar Strom aus Biomasse 2019	Vortrag
Biogas-Branchentreff Straubing 2019	Eigener Stand mit Posterpräsentation
Biogaskongress KTBL & DBFZ Leipzig 2019	Poster in der Postersession
Statuskonferenz Energetische Biomassenutzung Leipzig 2019	Kurzvortrag
Biogas Convention Nürnberg 2019	Vortrag und Teilnahme an Workshops
KWK-Clustertreffen Amberg 2020	Vortrag
Biogas-Branchentreff Straubing 2020	Vortrag + Stand mit Poster
Fachtagung Post-EEG Berlin (online) 2021	Vortrag + Diskussionsrunde

Nach Abschluss des Projektes sind folgende Formen der Veröffentlichung der Projektergebnisse geplant:

- Teilnahme mit einem Vortrag am FNR/KTBL-Kongress Biogas in der Landwirtschaft im September 2021
- Veröffentlichung dieses Abschlussberichts über TIB Hannover und FNR
- Einbringung der Ergebnisse in die projektbegleitende Arbeitsgruppe TRANSBIO

Literatur

- [1] Umweltbundesamt, *Biogasanlagen*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industrieverbraucher/biogasanlagen> (Zuletzt geprüft: 14. März 2016).
- [2] Fachverband Biogas, *Säule der Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.biogas-kanns.de/links/Energiewende/Saeule-der-Energiewende/467/> (Zuletzt geprüft: 14. März 2016).
- [3] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien: Studie“, November 2013, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.
- [4] Deutsches BiomasseForschungsZentrum: „Biomasse im EEG 2016: Hintergrundpapier zur Situation der Bestandsanlagen in den verschiedenen Bundesländern“, Leipzig, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Biomasse_EEG_2016.pdf.
- [5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; Deutsches BiomasseForschungsZentrum; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft; Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik, *Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung*, 7. Aufl. Rostock: Druckerei Weidner, 2016.
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, 2008. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20080601_BDEW-Mittelspannungsrichtlinie.pdf. Zuletzt geprüft: 06.05.2019.
- [7] VDE-AR-N 4110:2018-11, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*.
- [8] Häring, G., Bär, K., Sonnleitner, M., Zörner, W. und Braun, T.: „BioStrom - Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen“, Schlussbericht, Technische Hochschule Ingolstadt - Institut für neue Energie-Systeme, 2015.
- [9] Zörner, W. und Bär, K.: „FlexFuture: Integration von Biogasanlagen in Netze mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeuger“, Abschlussbericht zum Projekt, Technische Hochschule Ingolstadt - Zentrum für Angewandte Forschung (ZAF), 2017.
- [10] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und Institut für Zukunftssysteme: „SymBioSE: Beiträge zur Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen von biogen betriebenen Stromerzeugungsanlagen“, Projektendbericht, 27. Feb. 2017.
- [11] Holzhammer, U., Krautkremer, B., Jentsch, M. und Kasten, J.: „Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung“, Fraunhofer-Institut Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES, 2016.
- [12] Lauer, M., Dotzauer, M., Nebel, E., Postel, J., Hennig, C. und Lehmann, M.: „Schlussbericht – OptFlex Biogas – Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen“, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, 11. Sep. 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB073_OptFlex_Schlussbericht.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.
- [13] Häring, G. et al.: „Abschlussbericht im Vorhaben Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen“, Technische Hochschule Ingolstadt, Ingolstadt, 30. Apr. 2011. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fh-muenster.de/egu/downloads/biogas/BGA_OPT_Schlussbericht.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.
- [14] Häring, G. et al.: „Handreichung zur Optimierung von Biogasanlagen“, Ingolstadt, 1. Okt. 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fh-muenster.de/egu/downloads/personen/wetter/Broschuere_Biogas_Endfassung.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.
- [15] Wiedemann, L., Conti, F., Janus, T., Sonnleitner, M., Zörner, W. und Goldbrunner, M.: „Mixing in Biogas Digesters and Development of an Artificial Substrate for Laboratory-Scale Mixing Optimization“, *Chem. Eng. Technol.*, Jg. 40, Nr. 2, S. 238–247, 2017, doi: 10.1002/ceat.201600194.
- [16] Hoffstede, U. et al.: „FLEXHKW. Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken“, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 30. Aug. 2016. [Online]. Verfügbar unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4106682.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.
- [17] Roon, S. von, Mauch, W., Mezger, T., Arndt, U., Gobmaier, T. und Gruber, A.: „Kleine KWK-Systeme im Kraftwerksverbund - Prüfstandsuntersuchungen und energiewirtschaftliche Bewertung der disponiblen Regelleistung“, Altbach/Deizisau, 30. Okt. 2008. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/download/Veroeffentlichungen/2008_KW21_vRoon_Mezger.pdf.
- [18] Forschungsstelle für Energiewirtschaft: „Chancen und Risiken der KWK im politischen Umfeld“, 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/download/Veroeffentlichungen/2009_DEAFlex_KWTKoll_Dresden.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.

- [19] Hochloff, P., Gerhardt, N., Holzhammer, U. und Hahn, H.: „Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von kleinen Gülle-Biogasanlagen: Kurzfassung“, Kassel, 1. Mai 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://schweinfurt.bund-naturschutz.de/fileadmin/kreisgruppen/schweinfurt/SuedLink/2013-05-17_agriKomp_Kurzfassung.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.
- [20] Schulz, W. und Brandstätt, C.: „Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt“, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM), Bremen, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Waermeflexibilitaeten.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.
- [21] Jansen, M.: „Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien“, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 1. Apr. 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20140407_BEE_OptimierungderMarktbedingungenfrRegelleistungserbringungfuerErneuerbareEnergien.pdf. Zuletzt geprüft: 21.07.2021.
- [22] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und Tennet TSO GmbH, *Netztransparenz.de: EEG-Anlagenstammdaten*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (Zuletzt geprüft: 9. September 2019).
- [23] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, *Energie-Atlas Bayern*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/> (Zuletzt geprüft: 16. Oktober 2018).
- [24] Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, *Energieatlas Niedersachsen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://energieatlas.niedersachsen.de/startseite/> (Zuletzt geprüft: 15. Oktober 2018).
- [25] Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg: "Stammdaten von Biogasanlagen in Brandenburg", E-Mail, Okt. 2018.
- [26] Energieagentur Rheinland-Pfalz, *Energieatlas Rheinland-Pfalz*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/startseite> (Zuletzt geprüft: 19. Oktober 2018).
- [27] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: "Stammdaten von Biogasanlagen in NRW", E-Mail, Okt. 2018.
- [28] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, *Energieatlas Baden-Württemberg*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas-bw.de/> (Zuletzt geprüft: 25. Oktober 2018).
- [29] Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern, *Kartenportal für Umwelt, Naturschutz und Geologie* (Zuletzt geprüft: 14. März 2019).
- [30] Haslbeck, M. et al.: „SyNErgie - Systemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilungsnetze der Zukunft: Schlussbericht“, Regensburg, 2018.
- [31] Verband der Energie- und Wasserwirtschaft: „Repräsentative VDEW-Lastprofile“, BTU Cottbus, 1999. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf. Zuletzt geprüft: 17.06.2019.
- [32] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, *Allgemeines und Übersicht zu Technischen Anschlussregeln*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/uebersicht> (Zuletzt geprüft: 22. Juli 2021).
- [33] LEW Verteilnetz GmbH, *Betreiber einer Einspeiseanlage: Wie Sie selbst erzeugten Strom in das Netz der LVN einspeisen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/fuer-einspeiser/in-das-oeffentliche-netz-einspeisen/betreiber-einer-einspeiseanlage> (Zuletzt geprüft: 22. Juli 2021).
- [34] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (Zuletzt geprüft: 9. September 2019).
- [35] Agora Energiewende und Aurora Energy Research: „65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg: Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel“, Analyse, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/65_EE_und_Kohleausstieg/142_Stromsektor-2030_65-Prozent-EE-und-schrittweiser-Kohleausstieg_WEB.pdf. Zuletzt geprüft: 01.08.2019.
- [36] r2b Energy Consulting: „Die Rolle der Kohle bei der Erreichung des nationalen Klimaschutzziels 2030“, 23. Aug. 2018.
- [37] Deloitte Consulting GmbH: „Strommarktstudie 2030: Ein neuer Ausblick für die Energiewirtschaft“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/energy-resources/Deloitte-Strommarktstudie-2030.pdf>. Zuletzt geprüft: 02.12.2019.
- [38] Öko-Institut e. V.: „Strompreis- und Stromkosteneffekte eines geordneten Ausstiegs aus der Kohleverstromung“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Strompreis-Stromkosteneffekte-geordneter-Ausstieg-Kohleverstromung.pdf>. Zuletzt geprüft: 02.12.2019.
- [39] Bundesnetzagentur, *EEG in Zahlen 2018*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2018_BF.pdf;jsessionid=A D8FE5A3FF617324A51315ADADC22549?__blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt geprüft: 22. Juli 2021).

- [40] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH: „Netzentwicklungsplan Strom 2030: Version 2019“, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 15. Apr. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>. Zuletzt geprüft: 01.09.2019.
- [41] ENTSO-E Transparency Platform, *Last- und Erzeugerdaten für 2018*. [Online]. Verfügbar unter: <https://hps.hs-regensburg.de/~energie/energie/#home>.
- [42] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, *Merit Order der konventionellen Kraftwerke in Deutschland (2018)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffgmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/828-merit-order-der-konventionellen-kraftwerke-in-deutschland-2018> (Zuletzt geprüft: 22. Juli 2021).
- [43] Consentec GmbH: „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland: Erläuterungsdokument im Auftrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/ext/download/MARKTBESCHREIBUNG_CONS. Zuletzt geprüft: 27.08.2020.
- [44] Aengenvoort, J., Päßgen, J. und Sperling, C.: „Für eine Handvoll Dollar – High Noon am Regelenergiemarkt“, *Next Kraftwerke GmbH*, 23. Juli 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/fur-eine-handvoll-dollar-high-noon-am-regelenergiemarkt>. Zuletzt geprüft: 27.01.2021.
- [45] Next Kraftwerke GmbH, *Newsletter - Wöchentliche Strommarktanalysen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/newsletter> (Zuletzt geprüft: 20. Juli 2021).
- [46] Stahl, A.: „Regelenergie: Rückkehr zum Leistungspreisverfahren ist fix“, *energate*, 23. Juli 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/193344/regelenergie-rueckkehr-zum-leistungspreisverfahren-ist-fix>. Zuletzt geprüft: 23.07.2021.
- [47] DVV Media Group GmbH, *Bundesnetzagentur führt Preisobergrenze für Regelleistungen ein*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eid-aktuell.de/nachrichten/nachrichtenarchiv/detail/news/bundesnetzagentur-fuehrt-preisobergrenze-fuer-regelleistungen-ein.html> (Zuletzt geprüft: 23. Juli 2021).
- [48] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. und BHKW-Infozentrum Rastatt: „BHKW-Kenndaten 2014/2015: Module, Anbieter, Kosten“, Essen, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://asue.de/aktuelles_presse/bhkw-kenndaten_2014-15. Zuletzt geprüft: 23.07.2021.
- [49] Steck, M. H. E.: „Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke“, Dissertation, Technische Universität München, München, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1115636/document.pdf>. Zuletzt geprüft: 21.10.2019.
- [50] : „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG“, in *Bundesgesetzblatt Teil 1*, 2005, S. 1818–1853.
- [51] : *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017): EEG 2017*, 2014.
- [52] Bundesnetzagentur: „Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“, Bonn, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Zuletzt geprüft: 01.10.2020.
- [53] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, *Spannungsbandproblem - spannungshaltung.de*. [Online]. Verfügbar unter: <https://spannungshaltung.de/spannungsbandproblem/> (Zuletzt geprüft: 27. Juli 2021).
- [54] Sillaber, A.: *Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung* Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016.
- [55] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, *Spannungshaltungsmaßnahmen - spannungshaltung.de*. [Online]. Verfügbar unter: <https://spannungshaltung.de/spannungshaltungsmaßnahmen/> (Zuletzt geprüft: 27. Juli 2021).
- [56] Deutsche Energie-Agentur GmbH: „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ durch die Projektsteuergruppe.“, in *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., 2014.
- [57] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH und Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg: „dena-Studie Entwicklung einer Verfahrensweise zur quantitativen Bewertung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen“, Berlin, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9235_Entwicklung_einer_Verfahrensweise_zur_quantitativen_Bewertung_verschiedener.pdf. Zuletzt geprüft: 27.07.2021.
- [58] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH und Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg: „Endbericht zum Dienstleistungsauftrag "Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II““, im

- Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Regensburg, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/blindleistungsstudie-ii.pdf?__blob=publicationFile&v=12. Zuletzt geprüft: 02.11.2021.
- [59] LEW Verteilnetz GmbH, *Ausschreibung Verlustenergie: Lieferjahr 2018*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/fuer-netzkunden/verlustenergie> (Zuletzt geprüft: 5. Juli 2021).
- [60] Bundesnetzagentur, *Ermittlung der Netzkosten*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung.html (Zuletzt geprüft: 5. Juli 2021).
- [61] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH und Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg: „Endbericht zum Dienstleistungsauftrag „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit““, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=9. Zuletzt geprüft: 29.07.2021.
- [62] Technische Universität Dortmund und Deutsche Energie-Agentur GmbH: „Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030“, Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf. Zuletzt geprüft: 29.07.2021.
- [63] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: „Monitoringbericht 2019“, Bonn.
- [64] Deutsche Energie-Agentur GmbH: „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“, Endbericht, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf. Zuletzt geprüft: 15.05.2019.
- [65] 2G Energietechnik GmbH und TÜV Nord Cert GmbH, *Prototypenbestätigung*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.2-g.com/module/designvorlagen/downloads/zertifikat_e_.pdf (Zuletzt geprüft: 12. Februar 2020).
- [66] Mongird, K. *et al.*: „Energy Storage Technology and Cost Characterization Report“, Pacific Northwest National Laboratory; Argonne National Laboratory; Oak Ridge National Laboratory, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sandia.gov/ess-ssl/wp-content/uploads/2019/07/PNNL_mjp_Storage-Cost-and-Performance-Characterization-Report_Final.pdf. Zuletzt geprüft: 30.07.2021.
- [67] Wetzler, W.: „Netzwiederaufbau in Übertragungsnetzen“, Tagungsband zum 3. *Regensburger Energiekongress*, Regensburg, 2017.
- [68] Heckmann, W., Becker, H., Hachmann, C., Wunderlich, M., Lafferte, D. und Klingmann, A.: „NETZ:KRAFT Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerkstrukturen: Öffentlicher Abschlussbericht“, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Kassel, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Projekte/NETZKR AFT-Abschlussbericht-mit-Deckblatt-Anhang-2019-02-20.pdf>. Zuletzt geprüft: 17.09.2020.
- [69] Steinhart, C.: *Lokale Inselnetz-Notversorgung auf Basis dezentraler Erzeugungsanlagen mit Fokus auf die Frequenzstabilität* München: Dr. Hut, 2020.
- [70] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, *BioBatSys kombiniert Biogasanlagen mit Batteriespeichern*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2020/BioBatSys.html> (Zuletzt geprüft: 30. Juli 2021).
- [71] National Grid ESO: „Distributed Restart - Power Engineering and Trials: Assessment of Power Engineering - Aspects of Black Start from DER“, Part 2, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nationalgrideso.com/document/182481/download>. Zuletzt geprüft: 30.07.2021.
- [72] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: „Flexibilisierung von Biogasanlagen: Biogas bedarfsgerecht nutzen“, Gülzow-Prüzen, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf. Zuletzt geprüft: 30.07.2021.
- [73] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags: „Großbatteriespeicher: Einzelfragen zur Lithium-Ionen-Batterietechnologie“, Deutscher Bundestag, Berlin WD 8 - 3000 - 002/19, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://docplayer.org/133641933-Sachstand-grossbatteriespeicher-einzelfragen-zur-lithium-ionen-batterietechnologie-wissenschaftliche-dienste.html>. Zuletzt geprüft: 30.07.2021.

ANHANG

Teilvorhaben 22405016

1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Das Teilvorhaben der OTH Regensburg gliedert sich thematisch in die zwei Bereiche Netz- und Marktanforderungen sowie Motorenanalyse. Aus beiden Bereichen gehen Eingangsgrößen für die nachfolgend entwickelten Optimierungsmodelle hervor.

In AP 3 werden vom Labor Verbrennungsmotoren (CEEC) der OTH Regensburg die notwendigen Erfordernisse und Restriktionen für einen flexiblen Einsatz der Biogasanlagen zur Erbringung der Systemdienstleistungen untersucht. Ziel ist es, die ökonomischen Auswirkungen der verschiedenen Anforderungen, wie beispielsweise ein verändertes Reaktionsverhalten, Lastrampen und Teillastfähigkeit zu untersuchen. Dabei sollen sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten Berücksichtigung finden und als monetäre Werte in das Optimierungsmodell einfließen.

Das Labor FENES untersucht in AP 4 die Netz- und Marktanforderungen. Dabei werden zunächst alle zu untersuchenden Systemdienstleistungen (Engpassmanagement, Blindleistung, Momentanreserve, Netzwiederaufbau) hinsichtlich der Netzanforderungen beleuchtet. Bei der SDL Engpassmanagement erfolgt die Analyse mittels umfangreicher Netzberechnungen, in denen der konkrete Nutzen für den Anschlussnetzbetreiber berechnet werden soll. Für die SDL Blindleistung und Momentanreserve werden die Netzanforderungen über die regionale Verteilung des Anlagenbestands und die Ermittlung zukünftiger Bedarfe bestimmt. Anforderungen hinsichtlich Netzwiederaufbau werden über eine Literaturrecherche analysiert. Zur Analyse der Marktanforderungen werden insbesondere Kosten für die Erbringung der SDL aus alternativen Technologien recherchiert. Zur Fahrplanberechnung werden im Rahmen des AP 4 auch der Spot- und Regelleistungsmarkt genauer betrachtet und erforderliche Zeitreihen abgeleitet.

In AP 5 werden von der FENES zwei Optimierungsmodelle entwickelt. Ein Optimierungsmodell dient zur Berechnung von spotmarktoptimierten Fahrplänen für die betrachteten Biogasanlagen. Das zweite Optimierungsmodell kann darüber hinaus die Bereitstellung der genannten Systemdienstleistungen berücksichtigen und den Fahrplan optimal darauf ausrichten. Als Eingangsgrößen dienen sowohl technische Restriktionen als auch die Kosten für den flexiblen Einsatz (Investitionskosten und Betriebskosten) und die zu erwartenden Erlöse für die Anlagenbetreiber. Abschließend werden gemeinsam mit den Verbundpartnern verschiedene Szenarien definiert, berechnet und analysiert und darauf aufbauend Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber und Politik abgeleitet.

2. Bearbeitete Arbeitspakete

Von der FENES wurde im AP 2.6 die Blindleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen technisch und wirtschaftlich analysiert. Dies ging einher mit der Betrachtung der kompletten elektrischen Wandlungskette einer Biogasanlage im AP 2.7. Im Arbeitspaket 4 erfolgte die Auswahl und Aufbereitung der Netzmodelle, die Analyse der Strom- und Regelleistungsmärkte und die Analyse der Alternativen für Blindleistung und Netzengpassbehebung. Ebenso wurden im Rahmen dieses Arbeitspaketes die Anforderungen zur Bereitstellung von Momentanreserve und zur Teilnahme am Netzwiederaufbau herausgearbeitet. Den größten Teil der Bearbeitung des AP 4 nahm die Definition von Untersuchungsszenarien und die darauf aufbauende Netzanalyse in Form von Netzsimulationen ein. Im AP 5 wurden die zwei Optimierungsmodelle zur Fahrplanberechnung auf Basis des Spotmarktes und unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungen entwickelt. Dabei konnte der Spotmarkt-Optimierungsalgorithmus auf einem bestehenden Algorithmus für einen anderen Einsatzzweck aufgebaut werden. Nach Fertigstellung der Algorithmen wurden damit verschiedene Szenarien durchgerechnet und die Ergebnisse mit der OTH Amberg und dem IfE diskutiert. Daraus wurden schließlich die Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Das CEEC hat im Rahmen des AP 3.1 das Motorkostenmodell aufgebaut und damit Eingangsdaten für die Optimierungsalgorithmen generiert.

3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Die in der Bestandsanalyse der OTH Amberg und des IfE ermittelten Daten, die darauf basierenden Referenzanlagen, die von der OTH Amberg definiert wurden, die Ergebnisse der Analysen der einzelnen Systemdienstleistungen und die Untersuchungen des Spot- und Regelleistungsmarktes fließen in die Entwicklung der Modelle sowie die Simulation der Szenarien ein. Die Ergebnisse der Szenariensimulationen werden aufbereitet und münden in der gemeinsamen Erstellung der Handlungsempfehlungen für

Biogasanlagenbetreiber, Netzbetreiber und Politik. Detaillierte Ergebnisse aller Arbeitspakete können dem gemeinsamen Teil des Berichts entnommen werden.

Teilvorhaben 22410417

1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Ziel der Arbeiten der OTH Amberg-Weiden war zunächst die Analyse des aktuellen Biogasanlagenbestandes in Deutschland und des Standes der Technik bei Gasspeicherung und BHKW-Dimensionierung. Hierdurch wurden die Grundlagen für die Projektbearbeitung und die Erstellung des Optimierungsmodells geschaffen. Durch eine Verortung aller Anlagen in Deutschland mithilfe eines Geoinformationssystems wurde eine Datengrundlage für die Netzmodelle des FENES geschaffen. Als weiteres Ergebnis wurden Referenzanlagentypen definiert, welche einen Großteil des gesamten Anlagenbestandes repräsentieren. Diese wurden anschließend als Grundlage der Simulationsmodelle genutzt, um die Repräsentativität der erlangten Ergebnisse zu gewährleisten. (AP1).

Des Weiteren erfolgte in AP2 zusammen mit dem IfE die Analyse von Verfahrens- und Anlagenauslegung hinsichtlich einer Anlagenflexibilisierung. In enger Zusammenarbeit wurden im Projekt involvierte Anlagen über Datenerhebung und Vor-Ort-Termine analysiert, sodass ein umfassendes Bild über die aktuelle Situation der Anlagen und die benötigten technischen Änderungen (Modernisierung, Leistungserhöhung) erstellt werden konnte. Dadurch konnten Kriterien für die Erbringung von Systemdienstleistungen identifiziert und in die Definition von Referenzanlagen für das vom FENES erstellte Optimierungsmodell einbezogen werden.

In AP3 hatte die OTH Amberg-Weiden die Aufgabe, eine Untersuchung der BHKW-Peripherie im Hinblick auf die Anforderungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen durchzuführen. Es sollte analysiert werden, welchen Einfluss ein flexibler Anlagenbetrieb auf Abgassystem, Pumpen, Wärmeübertrager etc. hat und aus den Ergebnissen ein Kriterienkatalog erstellt werden. Aus Gründen der Einfachheit wurde dieses Thema zusammen mit den motorischen Untersuchungen vom CEEC übernommen.

In AP 5 wurde das FENES bei der Erstellung des Optimierungsmodells und der anschließenden Auswertung der Ergebnisse inklusive der Definition von Handlungsempfehlungen unterstützt.

2. Bearbeitete Arbeitspakete

Zunächst wurde die Bestandsanalyse in AP1 bearbeitet. Dafür wurde eine Literaturrecherche durchgeführt sowie Anlagendaten der ÜNB und, falls vorhanden, von verschiedenen Länderämtern analysiert. Durch einen Austausch beim Statusseminar „Strom aus Biomasse“ mit verschiedenen Vertretern der weiteren FNR-Projekte konnten Synergieeffekte genutzt und die Datenlage vertieft werden. Es wurde eine Verortung der Anlagen durchgeführt sowie der Stand der Technik in den Bereichen Gasspeicherung und BHKW-Dimensionierung betrachtet.

In AP2 wurde das IfE bei der Erstellung eines Anlagenschemas inkl. aller zu berücksichtigenden Faktoren für eine Anlagenflexibilisierung unterstützt. Auch wurden die verschiedenen Arten der Gaserzeugung hinsichtlich der Flexibilität untersucht (AP2.1) sowie analysiert, welche Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität (Fütterungsmanagement, Temperaturmanagement, Nutzung von Zusatzstoffen) den größten Effekt bieten können (AP 2.3). Außerdem wurden für AP2 und AP3 die abschließenden Kriterienkataloge erstellt bzw. aufgesetzt und mit dem FENES/CEEC abgestimmt.

3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Die Bestandsanalyse inkl. Verortung wurde rechtzeitig abgeschlossen und konnte zum Aufbau von Simulations- und Optimierungsmodellen durch das FENES genutzt werden. Der Stand der Technik im Anlagenpark wurde aufgenommen, der Anlagenpark nach Leistungsklassen und Inbetriebnahmejahren geclustert. Es wurden Referenzanlagen definiert, die als Grundlage der Netzsimulationen und des Optimierungsmodells dienen. Außerdem wurden weitere wichtige Inputparameter für das Optimierungsmodell geliefert und bei Fragen eng mit dem FENES kooperiert.

Teilvorhaben 22410517

1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Dieses Teilvorhaben hatte zum Ziel, in AP2 in Zusammenarbeit mit der OTH Amberg-Weiden die Verfahrens- und Anlagenauslegung von Biogasanlagen hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen zu analysieren. Dafür wurde ein Anlagenschema inkl. aller zu berücksichtigender Faktoren für eine Anlagenflexibilisierung erstellt. Im nächsten Schritt folgten Vor-Ort Termine bei den im Projekt beteiligten Anlagenbetreibern, bei denen der IST-Zustand der Anlagen aufgenommen wurde. Hierbei wurde das Augenmerk vor allem auf die im Anlagenschema definierten wichtigen Faktoren für die Erbringung von Systemdienstleistungen gelegt (Gasspeichervolumen, Wärmeabnahme, Lastgradienten, Netzanschluss etc.). Bei den Anlagen im regionalen Planungsverband 13 (Region Landshut in Niederbayern) verfügte das IfE bereits über die Daten des IST-Zustandes, welche noch aktualisiert und für das vorliegende Projekt erweitert wurden.

Im nächsten Schritt konnten dann Auslegungsparameter ermittelt werden, welche für die Erbringung von Systemdienstleistungen wichtig sind (2.4). Hierbei umfasste die Analyse die komplette Anlage von Gaserzeugung bis Stromeinspeisung. Die Dimensionierungskriterien der verbauten BHKW wurden in AP 2.5 zudem genauer betrachtet. Der direkte Austausch mit den Anlagenbetreibern wird hier als sehr wichtig angesehen, da die jahrelange Erfahrung im Betrieb mögliche Grenzen des Optimierungspotentials bestehender Anlagen aufzeigen kann. Somit konnte sichergestellt werden, dass das im Projekt aufgebaute Optimierungsmodell auf realistischen Annahmen beruht.

In AP 5 wurde schließlich der Aufbau des Optimierungsmodells und anschließend die Analyse der Ergebnisse auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse unterstützt.

2. Bearbeitete Arbeitspakete

Vom IfE wurde in enger Kooperation mit der OTH-AW die Bearbeitung des Arbeitspakets 2 durchgeführt. In Abstimmung mit der FENES der OTH-Regensburg konnte ein genau definiertes Arbeitsziel in Form eines dort zu erstellenden Biogasanlagenmodells für Simulationen zur technischen Potentialanalyse vorgegeben werden. Auf dieses Ziel konnte hingearbeitet werden und die verschiedenen Arbeitspakete in Ausrichtung auf das BGA-Modell bearbeitet werden.

Zunächst standen die Befragungen und Begehungen der am Projekt beteiligten Anlagen an. Es konnten wichtige Erfahrungen und Erkenntnisse über die Funktionsweise von vorwiegend bereits flexibilisierten Anlagen gewonnen werden. Auch im Gespräch mit den Betreibern konnten wichtige Erkenntnisse erhalten werden. Die gewonnenen Kontakte wurden im Lauf des Projekts gepflegt und bei aufkommenden Fragen in der Projektbearbeitung genutzt. Im Übrigen konnten auch durch die Teilnahmen an mehreren Kongressen (Workshop Projekt SmartBio, 1. Bayerischer Biogasbranchentreff, KTBL Biogaskongress Leipzig, Biogas Convention Nürnberg) wichtige Kontakte geknüpft werden, die vor allem für die Erstellung des BGA-Modells von hohem Nutzen waren.

Durch die Analyse der Datenerhebungsbögen konnte sich ein gutes Bild über den aktuellen Betrieb der Anlagen gemacht werden. Die Erkenntnisse wurden für die Vorbereitung des Biogasanlagenmodells genutzt (vgl. Teilvorhaben OTH-AW).

3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Für die Erfassung des IST-Zustandes der beteiligten Praxisanlagen wurden die Bereiche Gasspeicherung, Anlagenregelung (Zusammenspiel Gaserzeugung und Verwertung), die Wärmenutzung sowie der el. Anschluss der Anlage als besonders wichtig für eine Flexibilisierung identifiziert. Hierauf wurde bei den Analysen das Hauptaugenmerk gelegt. Die gewonnenen Daten wurden analysiert und für die Definition von Referenzanlagen genutzt, welche anschließend im, vom FENES entwickelten, Biogasanlagenmodell Verwendung finden.