

GEFÖRDERT DURCH EINEN BESCHLUSS DES
DEUTSCHEN BUNDESTAGES

OptiKoBi²



Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

"Erarbeitung optimierter Konzepte für die steuerbare und bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan in Abhängigkeit der technischen und der rechtlichen Möglichkeiten unter Berücksichtigung der Kosten und der bereitstehenden Strommengen"

Für:
Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH

FKZ: 0325326

Forschungsbericht

Bearbeitungszeitraum: 01.08.2011 - 30.06.2014

31.12.2014

Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan (OptiKobi²)

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IWES

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES
in Kassel

Förderkennziffer: 0325326
Laufzeit: 01.08.2011 bis 30.06.2014
Schlussbericht: 31.12.2014

VORGELEGT VON:

**FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE
UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES)**

Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer (Projektleiter)
Tel.: 0561/7294-439
E-Mail: uwe.holzhammer@iwes.fraunhofer.de

Dr.-Ing. Bernd Krautkremer
Dipl. Wirtsch.-Ing. Manuel Stelzer
Dr. M. Sc. Mareike Jentsch
Dr. Amany van Oehsen (ehem. IWES)
M. Sc. Dirk Kirchner
M. Sc. Henning Hahn
B. Sc. Lena Vogel
Dipl.-Ing. Michael Beil

Königstor 59
34119 Kassel



und (Unterauftragnehmer)

**INSTITUT FÜR KLIMASCHUTZ, ENERGIE UND
MOBILITÄT – RECHT, ÖKONOMIE UND POLITIK
E.V. (IKEM)**



Simon Schäfer-Stradowsky
E-Mail:
simon.schaefer-stradowsky@ikem-online.de

Tel. + 49 (0) 30 / 408 18 70-21
Fax + 49 (0) 30 / 408 18 70-29

Simon Schäfer-Stradowsky
Anke Rostankowski
Antje Lange
Hannes Doderer

Magazinstr. 15-16
D-10179 Berlin

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325326 in Form einer Zuwendung gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autorenteam.

Danksagung

Der vorliegende Abschlussbericht beschreibt die wesentlichen Ergebnisse und Arbeiten im Rahmen des Forschungsvorhaben OptiKobi² - Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan (FKZ 0325326). Das Vorhaben wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (zum Vorhabenstart vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) in Form einer Zuwendung unterstützt. Die Autoren bedanken sich sehr herzlich für diese Förderung. An dieser Stelle möchten wir Herrn Dr. Bernhard Dreher auf Seiten des BMWi herzlich für seine freundliche, konstruktive und auch geduldige Begleitung danken.

Ebenso gilt der Dank Herr Dr. Volker Monser, Manuela Richter und Monika Hilgers vom Projektträger Jülich (PtJ) für ihre Unterstützung bei der formalen Abwicklung, dem uns entgegengebrachten Verständnis und ihr Interesse an den Arbeiten.

Darüber hinaus möchten wir den vielen, hier nicht namentlich genannten AnsprechpartnerInnen aus der freien Wirtschaft, befreundeten Instituten und Betreibern von Biogasanlagen danken. Durch diesen intensiven Austausch, die ehrlichen Einschätzungen und die zur Verfügung Stellung der z.T. vertraulichen Daten können die erzielten Ergebnisse auf einem soliden Fundament stehen.

Nicht zuletzt möchten wir auch unseren Familien und Freunden danken, die zum einen oder anderen Zeitpunkt auf uns verzichten mussten, da wir unsere Zeit den Arbeiten an diesem Forschungsvorhaben gewidmet haben. Ohne diese Unterstützung sind solche Vorhaben nicht zu leisten. Herzlichen Dank.

Kassel, Berlin im Dezember 2014

Inhalt

1	Kurzfassung	8
2	Zusammenfassung	10
3	Grundsätzliche Aufgabenstellung	19
4	Stand 2013 der Stromproduktion aus Biogas und Biomethan	21
4.1	Biogasanlagen: Bestand, Leistung, Anzahl	21
4.2	Biomethan: Anlagenbestand, Anlagenleistung, Anlagenanzahl	22
4.3	Direktvermarktung von Strom aus Biomasse	23
5	Biomassepotential zur flexiblen Stromproduktion	25
5.1	Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung in Deutschland	25
5.2	Ermittlung des verfügbaren erneuerbaren Gaspotenzials	28
5.3	Erneuerbare Gasmengen unterschiedlich genutzt	32
5.4	Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse	35
6	Simulation, EE-Mengengerüst und Methodik	37
6.1	Simulationsmodell	38
6.2	Allgemeine Annahmen und Festlegung	39
6.3	Einführung in die Flexibilität	44
6.4	Gesamtkostenermittlung	46
6.5	Auswertung der Simulationsergebnisse	47
7	Einführen der Referenzanlagen	51
7.1	Biogas	54
7.2	Biomethantechnologie	55
8	Prozesskette: Biogas und Biomethan	57
8.1	Technische Prozesskette Biogas (NaWaRo)	57
8.2	Biogas aus organischen Reststoffen	69
8.3	Biomethantechnologie	70
9	Flexibilitätsfaktor: Gasspeicher und Fütterungsmanagement	77
9.1	Hintergrund	77
9.2	Auslegung der Biogasspeicher	78
9.3	Ermittlung des Gasspeicherbedarfs (Simulationsmethodik)	81
9.4	Fütterungsmanagement	83
9.5	Gasspeicher bei Biomethan	87
9.6	Zusammenfassung	88
10	Flexibilitätsfaktor: BHKW	89
10.1	Technischer Hintergrund	89
10.2	Allgemeine Anforderungen durch eine veränderte BHKW-Betriebsweise	90
10.3	Teillastbetrieb	90
10.4	Volllastbetrieb bei hoher Residuallast	93
10.5	Reaktionszeiten	95
11	Flexibilitätsfaktor: Wärmenutzung und -speicherung	97
11.1	Hintergrund	97
11.2	Herausforderung	98
11.3	Wärmenutzungskonzepte bei den Referenzanlagen	100

12	Kostenstruktur der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan	102
12.1	Kostenstruktur der Stromerzeugung aus Biogas	102
12.2	Biogas aus organischen Reststoffen.....	113
12.3	Kostenstruktur der Stromerzeugung aus Biomethan	123
13	Gesamtkosten der flexiblen Stromproduktion (Anlagenbezogen)	136
14	Entwicklung des BiogasParks (Biogas und Biomethan).....	142
14.1	Die Einzelanlage im BiogasPark	143
14.2	Die Flexibilisierungskosten des BiogasParks	145
15	Änderung der CO₂ -Emissionen des BiogasParks	149
15.1	Flexible Biogasverstromung	149
15.2	Flexible Biomethanverstromung	161
16	Ein flexibler BiogasPark trifft auf den konv. Kraftwerkspark.....	163
16.1	Betriebene und nicht betriebene Kraftwerksleistung	163
16.2	Volllaststunden der betriebenen Kraftwerksleistung	167
16.3	Start und Stopp-Verhalten des konv. Kraftwerkspark	169
16.4	Interaktion mit Strommengen	171
16.5	THG-Emissionen des konv. Kraftwerksparks	174
17	Kostenabschätzung auf der Seite des konv. Kraftwerksparks	181
17.1	Start und Stopp Verhalten.....	182
17.2	Kostenveränderung durch Vermeiden von Überschüssen und Verlusten.....	185
17.3	Brennstoffverbrauch des konv. Kraftwerksparks	188
17.4	Strommengen, die nicht gespeichert werden müssen.....	193
17.5	Kostenveränderung durch CO ₂ -Emissionen	196
17.6	Veränderungen der nicht mehr betriebenen Kraftwerkskapazitäten	199
17.7	Zusammenführung der Kostenveränderung im konv. Kraftwerkspark	206
18	Biomassenutzung im Strom-, Wärme- oder Verkehrsbereich	208
18.1	Hintergrund	208
18.2	Aktueller Stand, Ziele und Alternativen der energetischen Biomassenutzung.....	208
18.3	Material und Methoden	212
18.4	Nutzung von erneuerbarem Gas in den Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr	214
19	Zusammenführung der Kosten: BiogasPark vs. konv. Kraftwerkspark.....	224
20	Diskussion der Restriktionen des Anlagenparks	234
20.1	Verhältnis: Energie zu Leistung (Volllaststunden)	235
20.2	Bedarfsberücksichtigung (Gasmanagement, Wärmemanagement)	235
20.3	Technische Kennzahlen BHKW (Reaktionsvermögen)	237
21	Anlagenkenndaten für den zukünftigen BiogasPark	239
21.1	Anlagenkonzept Biogas	239
21.2	Anlagenkonzept Biomethan.....	242
22	Netzanschluss des BiogasParks im Verteilnetz.....	247
23	Ermittlung der rechtlichen Hemmnisse	254
23.1	Ergebnis.....	254
23.2	Potenziellen rechtlichen Hemmnissen für die Flexibilisierung	255
23.3	Weiterentwicklungspotenziale	314
24	Abbildungsverzeichnis	320
25	Tabellenverzeichnis	328
26	Abkürzungsverzeichnis	331
27	Literatur und Quellenverzeichnis	332

28	Anhang	338
28.1	Finanzmathematische Annahmen: Biogas- und Biomethantechnologie	338
28.2	Finanzmathematische Annahmen: BHKW-Technologie	339
28.3	Auswertung der verschiedenen Gasspeicherkapazitäten.....	340
28.4	Ergänzung in eigener Sache	341

1 Kurzfassung

Die Stromversorgung wird zukünftig mit immer höheren Anteilen an fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) aus Wind und Sonne realisiert. Die Zeiten mit sehr hohen Anteilen an fEE werden weiter steigen. Die Simulation unterstellt einen EE-Ausbau bis zum Jahre 2030 von ca. 60 %. Dennoch bleiben bei der Stromerzeugung für die Deckung des Strombedarfs Phasen mit geringer Deckungsrate, insbesondere mittels fluktuierenden EE, bestehen (Residuallast). Die flexible Stromproduktion mittels des BiogasParks, der aus unterschiedlichsten Anlagenkonzepten bestehen kann, ist grundsätzlich in der Lage, zur Residuallastdeckung beizutragen. Aktuell wird der Strom des BiogasParks größtenteils noch unabhängig vom Residuallastbedarf betrieben, wenngleich seit 2012 klare Bemühungen der Branche erkennbar sind, dies zu ändern. Die technischen Ausführungen zur flexiblen Stromproduktion mittels Biogas führen zu Mehrkosten gegenüber der aktuellen Grundlaststromproduktion. Die Höhe der zusätzlichen Kosten ist von der benötigten bzw. umgesetzten Flexibilität abhängig. Diese wiederum vom fEE-Anteil, sowie vom konventionellen (konv.) Kraftwerkspark und dem Stromverbrauchsprofil. Die Rückwirkungen der flexiblen Stromproduktion mittels des BiogasParks auf das Energiesystem bzw. auf den konventionellen Kraftwerkspark (der ebenfalls Teile der Residuallast deckt) sind vielschichtig und stark abhängig vom Flexibilisierungsgrad, also der dazu gehörigen installierten Leistung (somit der Volllaststunden) und der Bedarfsberücksichtigung (Fokus Tag, Tag und Woche, oder Tag, Woche und Jahr).

Die flexible Stromproduktion mittels des BiogasParks kann zu einer Reduzierung der, in Betrieb befindliche, konventionelle Kraftwerksleistung führen, sowie zu Veränderungen des Betriebsverhaltens dieser Kraftwerke. Die Starthäufigkeit der konventionellen Kraftwerke kann durch die Flexibilisierung des BiogasParks stark reduziert werden. Die Vollbenutzungsstunden der noch in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerke können gleichzeitig gesteigert werden. Darüber hinaus können, durch Reduzierung der Überschüsse (erst ab 60 % EE und hohen Biogasstrommengen) und durch die Reduzierung der Notwendigkeit Strom zu speichern, relevante Strommengen direkt nutzbar gemacht werden. Die bei der Stromspeicherung entstehenden Verluste reduzieren sich ebenfalls entsprechend. Damit zusammenhängend werden die CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks beeinflusst.

Diese Effekte verändern die Gesamtkosten der Stromproduktion in den Residuallastphasen. Zum einen steigen die Kosten für die flexible Stromproduktion mittels des BiogasParks an, gleichzeitig reduzieren sich die Kosten im konv. Kraftwerksbereich. Insbesondere die zusätzlichen BHKW-Leistungen und die größeren notwendigen Gasspeicherkapazitäten führen zu höheren Gesamtkosten im BiogasPark, auch wenn die Gasproduktion mittels Fütterungsmanagement beeinflusst wird und dadurch kostspielige Gasspeicherkapazitäten reduziert werden können.

Die geringere konv. Anlagenleistung, die zur Deckung der Residuallast benötigt wird, führt zur Kostenreduzierung durch das Stilllegen von Kraftwerken oder durch das Vermeiden von Neubauten. Aber auch die geringere Anzahl von Starts des konv. Kraftwerksparks vermeidet Kosten im Bereich der Wartungsarbeiten und reduziert den Verschleiß und den Brennstoffbedarf. Die zusätzlichen Strommengen, die durch Vermeidung von Überschüssen und Verlusten bei der Stromspeicherung erreicht werden, führen zu einer Reduzierung des Brennstoffbedarfs. Darüber hinaus können diese Mengen als zusätzliche EE-Strommengen für das System angesehen werden, die den EE-Anteil an der Energieversorgung erhöhen. Auch dieser Effekt hat einen Wert, der in die Bewertung einfließt. Die reduzierten Strommengen, die für eine Nutzung gespeichert werden müssen, vermeiden Speicherkosten. Werden die Kosten der Flexibilisierung des BiogasParks den Kosteneinsparungen gegenüber gestellt, so ergeben sich in Abhängigkeit der Flexibilität positive und negative verbleibende Kosten. Die Auswertungen zeigen, dass eine flexible Stromproduktion des BiogasParks mit 4000 VLH und einer Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche zu der größten Einsparung an Gesamtkosten führt.

Die Gesamtstrommenge des BiogasParks hat auf die absolute Einsparung an Gesamtkosten durch die Flexibilisierung in den betrachteten Szenarien nur wenig Einfluss. Für die Untersuchung wurde zwischen einem Minimalszenario (MinSZ), das sich in etwa an dem aktuellen Ausbauniveau orientiert, und einem Maximalszenario (MaxSZ), welches einen verstärkten Einsatz der Biomasse im Strombereich unterstellt, unterschieden. Die Biomasse-Differenzmengen zwischen MinSZ und MaxSZ werden anhand der Kennwerte Endenergiebereitstellung und CO₂-Emissionen zwischen den Nutzungsbereichen Strom, Wärme und Verkehr verglichen. Dadurch soll der Einfluss der Nutzung dieser Biomasse-Differenzmengen diskutiert werden. Die verstärkte Nutzung der Biomasse im Strombereich, wie im MaxSZ beschrieben, führt zu einem leicht geringeren Beitrag an der relativen Endenergiebereitstellung mittels EE, im Vergleich zu einer Nutzung dieser Differenzmengen im Wärme- und Verkehrsbereich. Mit dem Beitrag am Endenergieverbrauch wird jedoch nur der energetische Anteil berücksichtigt. Es erfolgt keine Beurteilung nach exergetischen Aspekten, nach denen Strom, der aus dem Biogas produziert wird, eine höhere Wertigkeit besitzt.

Die erzielbaren CO₂-Einsparungen durch die Nutzung von Biomasse liegen im Verkehrsbereich höher, als im Strombereich. Allerdings ist die CO₂-Einsparung im Strombereich, insbesondere wenn der Strom flexibel bereitgestellt wird, auch noch im Jahr 2030 höher, als bei einer Nutzung dieser Zusatzmengen im Wärmebereich.

Bei dieser Betrachtung gilt es noch zu erwähnen, dass die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen bei der Biogasstromproduktion führt, wenngleich auf sehr niedrigem Niveau. Ebenso kann eine Flexibilisierung der Stromerzeugung auf der Ebene der Verteilnetze, ohne zusätzlichen Netzausbau, zu einer besseren Integration der fEE führen. Mögliche positive Kosteneffekte wurden allerdings im Rahmen dieser Ausarbeitung nicht berücksichtigt, da die Stromübertragungsthemen keinen Fokus hatten. Weitere Untersuchungen dieser Aspekte scheinen äußerst sinnvoll.

2 Zusammenfassung

Die Studie OptikoBi² untersucht die übergeordnete Frage, wie die Strommengen aus dem BiogasPark zukünftig im Energiesystem eingesetzt werden sollen, um einen möglichst „sinnvollen“ Beitrag zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) zu realisieren. Die Untersuchungen beinhalten dabei nicht die Frage, ob eine Stromproduktion aus Biogas zwingend erforderlich ist.

Seit Inkrafttreten des EEG 2000 hat der Ausbau des Biogasanlagenbestandes kontinuierlich zugenommen. Die technische Ausführung dieser Anlagen wurde so umgesetzt, dass die Stromerzeugung über den Tages-, Wochen- und Jahresverlauf kontinuierlich erfolgen kann. Bis 2012 wurden über 7000 Anlagen installiert, die mit einer Gesamtleistung von ca. 3,2 GW_{el} nahezu Grundlaststrom bereitstellen. Diese Auslegung schien aus damaliger Sicht mit geringen Anteilen an fluktuierenden Erzeugungsleistungen im Energieerzeugungsportfolio als sehr zielführend. Der stark voranschreitende Ausbau der fluktuierenden Erzeugungsleistung macht eine Neubewertung der Auslegung der „nicht-fluktuierenden“ Erzeugungsanlagen notwendig. Laut des Berichts der AG 3 „Interaktion“ der Plattform Erneuerbare Energien des Bundesumweltministeriums vom 15. Oktober 2012 sind zukünftig flexible Stromerzeugungskapazitäten für eine hohe Versorgungssicherheit notwendig. Dies trifft nicht nur auf die konv. Kraftwerksleistungen zu, sondern ebenso auch auf die EE-Anlagen, wie Biomasse, insbesondere Biogas, aber auch auf Geothermie oder Wasserkraft.

Die Instrumente „gleitende Marktprämie“ und „Flexibilitätsprämie“ des EEG 2012 geben für die flexible Stromproduktion aus Biogas erste Impulse. Die Rahmenbedingungen sind so gestaltet, dass Anlagen bis zu einer Volllaststundenzahl von 1.750 h/a eine Unterstützung durch die Flexibilitätsprämie erhalten. Die höchste spezifische Vergütung, bezogen auf die installierte elektrische Leistung (130 €/kW_{el}), erhalten die Anlagen bis knapp über 4.000 VLH im Jahr. Die unterschiedlichen Strompreise über den Tagesverlauf (und über den Wochenverlauf, sowie über den Jahresverlauf) in Kombination mit den eingeführten Instrumenten, motivieren die (Biogas-) Anlagenbetreiber/innen, eine Bedarfsberücksichtigung über den Tagesverlauf, den Wochenverlauf und darüber hinaus zu realisieren. An dementsprechenden technischen Lösungen wird gearbeitet. Weitere Entwicklungen müssen intensiv wissenschaftlich begleitet und beobachtet werden.

Die Stromversorgung wird zukünftig mit noch höheren Anteilen an fluktuierenden Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne realisiert werden. Die Zeiten mit sehr hohen Erzeugungsleistungen an fEE werden somit weiter steigen. Die Studie OptiKoBi² unterstellt einen EE-Ausbau bis zum Jahre 2030 von ca. 60 % und orientiert sich damit an der Leitstudie 2011. Trotz hoher installierter fEE Leistung kann nie ausgeschlossen werden, dass während dargebotsschwachen Zeiten Deckungslücken entstehen (Residuallast). Diese Residuallast gilt es, insbesondere mit konv. Kraftwerken zu decken. Gleichzeitig können aber auch steuerbare Erneuerbare Energien, insbesondere die Bioenergie, einen Beitrag leisten.

Die Fragen, die sich in diesem Zusammenhang stellen sind: Wie sollen die Strommengen aus Biomasse, insbesondere Biogas, in Zukunft im Energiesystem eingesetzt werden? Sollen diese Strommengen weiterhin in Grundlast erzeugt werden, oder ist eine flexible Stromproduktion auch aus Gesamtkostensicht geeignet, um einen positiven Beitrag zur Integration der fEE in das Energiesystem zu leisten? Welche Flexibilität der Stromerzeugung ist dafür zielführend?

In der Studie OptiKoBi² wird der Fokus auf Biogas und Biomethan gelegt, um diesen Kernfragen nachzugehen, wobei Biomethan als ein technischer Ansatz um flexibel Strom aus Biogas zu produzieren angesehen bzw. behandelt wird. Auf Anlagen, die

feste Biomasse in Heizkraftwerken oder flüssiges Biomasse in entsprechenden technischen Anlagen nutzen, wird nicht explizit eingegangen.

Grundlage ist somit der Vergleich zwischen einer Grundlaststromproduktion und einer flexiblen Strombereitstellung durch Biogas. Biogas ist ein Energieträger, der in einem vorgelagerten Vergärungsprozess aus unterschiedlichen Einsatzstoffen gewonnen wurde (in gewissen Umfang sind auch Anlagen die Holzvergasungstechnologien nutzen in Zukunft vorstellbar). Als Ausgangsmaterialien wurden Energiepflanzen und organische Reststoffe unterstellt. Um mögliche technische Potentiale für die untersuchten Jahre 2020 und 2030 festzulegen, wurden auf Basis unterschiedlicher einschlägiger Studien Aussagen zum technischen Biomassepotential gemacht. Auf dessen Grundlage wurden wiederum zwei Mengenszenarien, ein Minimal-Szenario (MinSZ) und ein Maximal-Szenario (MaxSZ) für die betrachteten Jahre ermittelt. Im MinSZ 2030 wurden z.B. 2,2 Mio. ha für den Energiepflanzenanbau unterstellt, für das MaxSZ 2030 hingegen 4,2 Mio. ha. Von diesen genannten Flächen, wurden im MinSZ 0,96 Mio. ha und im MaxSZ 1,8 Mio. ha für den Anbau von Energiepflanzen für die Biogasproduktion vorgesehen. Werden diese Energiemengen mit den, in unterschiedlichem Umfang nutzbaren Potentialen der organischen Reststoffe addiert, so können im Jahre 2030 ca. 30,5 TWh_{el} im MinSZ und 52,0 TWh_{el} im MaxSZ flexibel durch Biogas bereitgestellt werden.

Zur Ermittlung der Gesamtkosten, in Abhängigkeit der Flexibilität, gilt es vorab viele Untersuchungen durchzuführen, um geeignete Festlegungen vornehmen zu können. Zum einen muss eine geeignete Beschreibung der möglichen Flexibilität der Stromerzeugung mittels Biogas gefunden werden. Zum anderen gilt es die spezifischen Kosten für die einzelne flexible Stromeinheit für die Jahre 2020 und 2030 zu ermitteln. In diesen Gesamtkosten müssen die Preisentwicklungen für die unterschiedlichen Komponenten und Kostenbestandteile ebenso berücksichtigt werden, wie mögliche technische Verbesserungen. Die Anlagen werden so konzipiert und die dazugehörigen Kosten so ermittelt, dass diese, in Abhängigkeit der unterstellten Kennwerte zur Flexibilität, nahezu restriktionsfrei den Strom bereitstellen können.

Die technischen Möglichkeiten der Flexibilität einer Einzelanlage und die damit verbundenen Kosten sind stark von den Vor-Ort-Gegebenheiten, den eingesetzten Substraten und der Anlagentechnik abhängig. Aufgrund dessen wurde für die nachfolgenden Untersuchungen eine Durchschnittsanlage ermittelt, die mit 460 kW_{el} als Jahresdurchschnittsleistung Strom produziert und stellvertretend für die Bandbreite der möglichen Anlagenkonzepte steht. Im MinSZ 2030 würden dann ca. 7600 Anlagen bzw. im MaxSZ 2030 ca. 13.000 Anlagen Strom bereitstellen. Werden an einer Anlage im Vergleich zur Grundlastproduktion die Volllaststunden abgesenkt, findet dies somit bei gleicherbleibender jährlicher Stromproduktion, d.h. mittels der Erhöhung der Erzeugungskapazität, statt.

In Abhängigkeit der unterstellten Bedarfsberücksichtigung werden Gasspeichergröße und das Gasspeichermanagement angepasst. Die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche unterstellt den Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen zusätzlich ein Fütterungsmanagement, welches die notwendige Gasspeicherkapazität um ca. 30 % reduziert im Vergleich zu einer Auslegung ohne der gezielten Beeinflussung der Gasproduktion. Das Erdgasnetz und die Erdgasspeicher werden durch Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (Biomethan) als Energiespeicher nutzbar. Bei der Berücksichtigung von saisonaler Bedarfsschwankungen (Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr) in den Analysen wird die Biomethantechnologie unterstellt. Dieser Festlegung ist eine ausführliche Kostenkalkulation vorausgegangen. Dies zeigte, dass die Biomethantechnologie bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr gegenüber der klassischen Vor-Ort-Verstromung von Biogas relevante Kostenvorteile hat.

Die BHKW-Anlagen zeigen sehr gute Fähigkeiten auf Residuallaständerungen zu reagieren. Sie weisen sehr kurze Reaktionszeiten, sehr hohe Laständerungsgradienten, keine

relevanten Anforderung an Nach- und Vorlaufphasen auf. Ebenso müssen z.B. keine Mindeststillstandzeiten berücksichtigt werden. Aufgrund dessen werden in den weiterführenden Untersuchungen keine technischen Restriktionen für die Reaktionsfähigkeit unterstellt.

Die Ermittlung der Kosten für die Flexibilisierung des BiogasParks im Vergleich zur Grundlaststromproduktion wurde somit auf Basis der beschriebenen Durchschnittsanlage realisiert, wobei nach ausführlichen Betrachtungen, die spezifischen Kosten für den Strom (in Grundlast) aus organischen Reststoff-Anlagen, als vergleichbar mit denen der Energiepflanzanlagen angesehen werden können. Grund hierfür ist die sehr große Bandbreite der möglichen Produktionskosten von Biogas aus organischen Reststoffen, innerhalb der die Kosten für Biogas aus Energiepflanzen einen geeigneten Mittelwert darstellen. Allerdings wurde für die Flexibilisierung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen zwischen den Einsatzstoffen „organische Reststoffe“ und „Energiepflanzen“ unterschieden. Die sich daraus ergebenden unterschiedlichen Flexibilisierungskosten wurden jeweils, nach dem Energiepotential und in Abhängigkeit des Szenarios gewichtet, im BiogasPark berücksichtigt.

Nachfolgend werden kurz die Anlagentechnik und die Betriebskomponenten aufgezählt, die als kostenrelevante Positionen ermittelt wurden:

- Investitionskosten in Gasspeichertechnik und Gasspeichermanagement
- Investitionskosten in größere BHKW-Technik
- Stromnetzanschlusskosten erhöhen sich entsprechend
- Zusatzkosten für Warmhaltung BHKW und z.T. für Fermenter
- z.T. (zusätzliche) Kosten für Genehmigungsauflagen
- zusätzliche notwendige Gutachten
- höhere Aufwendungen für den Anlagenbetrieb (Arbeitszeit)
- zusätzlicher Strombedarf für den Eigenbetrieb
- höhere Strombezugskosten, durch kostenintensiveres Strombezugsprofil
- höher Kosten für Start- und Stopp-Betrieb
- Wirkungsgradverbesserung durch größere BHKW-Leistung
- geringere spezifische BHKW-Wartungskosten bei größerer Anlagenleistung
- zusätzliche Kosten speziell für flexible Stromvermarktung

Wird die Biomethantechnologie eingesetzt, wird keine Differenzierung der Flexibilisierungskosten zwischen Energiepflanzen- und organischen Reststoffanlagen vorgenommen, da aufbereitetes Biogas aus Energiepflanzen und aus organischen Reststoffen im Erdgasnetz keinen Kostenunterschied erzeugt. Die Zusatzkosten durch die Flexibilisierung werden insbesondere durch:

- höhere Investitionskosten in BHKW-Technik,
- Strom- und Gasnetzanschlusskosten,
- veränderte Gasbezugskosten (durch veränderte Kosten für die Gasnetznutzung),
- veränderte Kosten für den Strombezug (Eigenstrombedarf), durch kostenintensivere Entnahmestruktur,
- höheren Eigenstrombedarf,
- Zusatzkosten für Warmhaltung der BHKW-Anlage in Stillstandzeiten,
- geringere jährliche Wartungskosten der BHKW-Anlage und
- Kosten für die Strukturierung des Gasbezugs im Erdgasnetz bzw. durch den gezielten Einsatz von Erdgasspeichern,

verursacht.

Der jährliche Strombedarf wird vorrangig mit erneuerbaren Energien versorgt. Die verbleibende Residuallast muss, um den Strombedarf vollständig zu decken, mit conv.

Kraftwerken erfolgen. Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien, wie Wind und Sonne, sind dargebotsabhängig und können nur bedingt beeinflusst werden. Wird die Stromproduktion aus dem BiogasPark nun in Abhängigkeit der Residuallast gestaltet, dann verändert sich die verbleibende Residuallast, die durch die konv. Kraftwerke gedeckt werden muss. Diese restliche Residuallast wird mit einem hohen Anspruch an Versorgungssicherheit bereitgestellt. Der konv. Kraftwerkspark ist so ausgestaltet, dass die Höchstlast mit dem gesamten nationalen Kraftwerkspark gedeckt werden könnte (inkl. Sicherheitsaufschlag). Auch wenn dieser konv. Kraftwerkspark im europäischen Verbund, zumindest im simulierten Wetterjahr 2006, aus Kostengesichtspunkten nicht zum Einsatz kommt.

Die Berechnungen zum kostenoptimierten Betrieb des konv. Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks werden mit einem konv. Kraftwerkspark verglichen, der vorgehalten und betrieben wird, wenn die Stromproduktion aus dem BiogasPark in Grundlast erfolgt. Näher untersucht werden demnach die Änderungen die sich im Betrieb des konv. Kraftwerkspark einstellen, wenn die Strommengen aus dem BiogasPark zunehmend flexibilisiert werden. Die Berechnungen erfolgen über eine kostenoptimierte Kraftwerkseinsatzplanung, welche Start- und Stopp-Kosten, Must-Run-Units (MRU), Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatpreise, spezifische Wirkungsgrade und Wärmenutzung ebenso berücksichtigt, wie notwendige Stillstandzeiten und Teillastwirkungsgrade. Die Optimierung ermittelt somit die kostenoptimale Kraftwerkseinsatzreihenfolge um die Residuallast bereitzustellen. Diese Ergebnisse dienen anschließend der Ermittlung der Kosten für die Strombereitstellung über den konv. Kraftwerkspark. Die Flexibilisierung des BiogasParks steht somit in Interaktion mit den kostenoptimierten konv. Kraftwerkseinsatz. Die Berechnungen zeigen eine Vielzahl an Einflüssen auf den Betrieb des konv. Kraftwerkspark, die nachfolgend kurz beschrieben werden:

- Die Maximal gleichzeitig betriebene konv. Kraftwerksleistung reduziert sich
- Die Volllaststunden der konv. Kraftwerke erhöhen sich
- Start und Stopp-Anzahl reduziert sich
- CO₂-Emissionen des konv. Kraftwerkspark bleiben nahezu gleich oder reduzieren sich leicht

Die Einflüsse verändern sich in Abhängigkeit des EE-Anteils. Aufgrund dessen wurden die Berechnungen für die Jahre 2020 mit ca. 40 % EE und für 2030 mit ca. 60 % EE am Strombedarf differenziert betrachtet. Darüber hinaus wurden die Untersuchungen für zwei unterschiedliche Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ) für den Strom aus dem BiogasPark durchgeführt. Die zusätzliche Biomasse zur Biogaserzeugung die, ausgehend vom MinSZ benötigt wird, um das beschriebene MaxSZ zu erreichen, wird im Rahmen des Vorhabens in Wechselwirkung der Nutzungsbereiche Strom, Wärme und Verkehr diskutiert. Dabei werden die Kriterien der CO₂-Emissionsminderung und des relativen Beitrag zur Endenergiebereitstellung durch den BiogasPark als Bewertungsmaßstäbe herangezogen. Aus CO₂-Minderungssicht weist die Nutzung der zusätzlichen Biomasse im Strom(+Wärme)- und Verkehrsbereich, gegenüber der reinen Wärmenutzung, Vorteile auf. Wobei im Verkehrsbereich mit den zusätzlichen Biogasmenen die größte CO₂-Minderung erreicht werden könnte. Allerdings kann diese CO₂-Minderung nur dann eintreten, wenn eine ausreichende Anzahl an Erdgas-Kfz im gesamten Fuhrpark vorhanden ist. Wird der Beitrag zur relativen Endenergiebereitstellung zur Bewertung herangezogen, so ist der Nutzungspfad Strom (+Wärme) etwas schlechter, als der Nutzungspfad Verkehr und Wärme. Im Rahmen der Abschätzung wird keine Beurteilung der exogetischen Wertigkeit vorgenommen, bei der der Strom aus Biomasse jedoch Vorteile aufweisen würde. Die Flexibilisierung der Stromerzeugung des BiogasParks führt in den beiden Bewertungsbereichen „CO₂-Emissionen“ und „Beitrag zur Endenergiebereitstellung durch Biogas“ jeweils zu leichten Verbesserungen des Nutzungspfades Strom gegenüber der Grundlastauslegung. Im Ergebnis führen diese Bewertungskriterien zu keiner eindeutigen Empfehlung, die unterstellten zusätzlichen

Biogasmengen im MaxSZ in einen der Nutzungspfad Strom, Wärme und Verkehr verstärkt einzusetzen.

Generell führt die Flexibilisierung der Strommengen, auch beeinflusst vom Mengenszenario, zu einer Veränderung der Strommengen die genutzt werden können. Dies wird durch nachfolgende Effekte hervorgerufen:

- notwendige Strommengen die gespeichert werden müssen verringern sich
- Stromspeicherverluste reduzieren sich
- ab 60 % EE-Anteil können auch Strom-Überschüsse vermieden werden

Das veränderte Betriebsverhalten der konv. Kraftwerke und die zusätzlich nutzbaren Strommengen führen zu einer Veränderung der Kosten für die Bereitstellung der Residuallast. Die relevanten Kostenpositionen werden nachfolgend kurz aufgezählt:

- Veränderung der Betriebskosten des konv. Kraftwerksparks, durch angepassten Kraftwerksmix zur Deckung der Residuallast
- Veränderung der CO₂-Emissionen und der damit verbundenen Kosten für die CO₂-Emissionsrechte
- Veränderung der Kosten für die Start- und Stopp-Vorgänge des konv. Kraftwerksparks
- Veränderung der fixen Betriebskosten des konv. Kraftwerksparks
- Reduzierung des Neubaus von konv. Kraftwerksleistungen
- Reduzierung der Kosten für die Stromspeicherung
- Höhere EE-Strommengen stehen zur Nutzung bereit (aufgrund von Vermeidung von Überschüssen und Speicherverlusten)

Die Kostenveränderung des konv. Kraftwerksparks zur Residuallastversorgung, in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks, werden den veränderten Kosten der Strombereitstellung durch den flexibilisierten BiogasPark gegenübergestellt. Auf Basis dieses Vergleiches werden dann wiederum Aussagen über den, aus Gesamtkostensicht, sinnvoll flexibilisierten Betrieb des BiogasParks getroffen.

Umso höher die Fähigkeit des BiogasParks lange Erzeugungskapazität Stillstandzeiten zu realisieren, z.B. durch den Einsatz großer Gasspeicher, die Nutzung des Fütterungsmanagement oder auch neuer Fermentationstechniken, desto mehr führt dies zu einer Steigerung der konv. Erzeugungskapazität, die zur Residuallastdeckung nicht mehr betrieben werden muss. Dennoch verursacht die technisch größtmögliche Flexibilität des BiogasParks aus Gesamtkostensicht nicht das optimale Ergebnis.

Die Zusammenführung der zusätzlichen Kosten im BiogasPark, aufgrund der Flexibilisierung und der Kostenreduktion auf der konventionellen Erzeugerseite, muss unter den nachfolgenden Einflussgrößen diskutiert werden, um die aus Gesamtkostensicht optimale Flexibilität des BiogasParks zu ermitteln:

- Volllaststunden des BiogasParks (Kennwert für den BiogasPark)

4000 VLH/a stellen sich aus Gesamtkostensicht als vorteilhaftestes Verhältnis zwischen erzeugter Energie und installierter Leistung heraus. Das Ergebnis verändert sich nicht durch veränderte Strommengen mittels des BiogasPark. Dies zeigen die Untersuchungen durch zwei unterschiedliche (Biogastrom-)Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ).

- Bedarfsberücksichtigung (Kennwert für den BiogasPark)

Die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche des BiogasParks – also das berücksichtigen der Wochenschwankungen über den Tagesverlauf hinaus – stellt sich für die Gesamtkosten als vorteilhaft heraus. Die Kosteneinsparung durch Bedarfsberücksichtigung Tag liegt

darunter, die Kosteneinsparung bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr sind sogar negativ, also führen zu Zusatzkosten.

- Vermeiden von Neubau von konv. Kraftwerkskapazitäten

Die Simulationsergebnisse weisen konv. Kraftwerksleistungen aus, die durch die Flexibilisierung des BiogasPark nicht mehr betrieben werden. Die Flexibilisierung führt so zu einer relevanten Absenkung der benötigten flexiblen Kapazität von z.B. gasbetriebenen Kraftwerken bzw. auch von (z.B. durch Retrofitmaßnahmen) flexibilisierten Kohlekraftwerken. Dies führt zu Kosteneinsparungen auf der konv. Erzeugungsseite. Die Einsparung auf der konv. Kraftwerksseite würde umso höher ausfallen, wenn der Neubau von konv. Kraftwerken oder Investitionen in Retrofitmaßnahmen verhindert werden könnte. Im Rahmen der Untersuchungen konnte allerdings keine konv. Kraftwerkzubauoptimierung vorgenommen werden. Die Simulation weißt somit nicht aus, welche der konv. Kraftwerkskapazitäten durch die Flexibilisierung des BiogasPark bis 2020 bzw. 2030 nicht zugebaut hätten werden müssen. Aufgrund dessen wurde angenommen, dass 50 % der durch die Flexibilisierung des BiogasPark weniger betriebenen konv. Kraftwerksleistung erst gar nicht zugebaut worden wäre. Auf Basis dieser Annahme werden die Gesamtkosten der Flexibilisierung des BiogasPark ermittelt. Unter bestimmten Flexibilitätseigenschaften des BiogasPark können relevante Gesamtkosteneinsparungen erreicht werden. Um die Sensitivität der eingesparten Gesamtkosten durch die Vermeidung von Neubau konv. Kraftwerke zu ermitteln, wurden diese auch ohne die angenommene Neubauermeidung berechnet. Die Gesamtkosteneinsparung reduziert sich dann um knapp die Hälfte. Es zeigt sich somit dass die Neubauermeidung einen wichtigen Einfluss auf die Gesamtkosteneinsparung hat.

Die Aussagen zu den Kennwerten zur „sinnvollen“ Flexibilität des BiogasPark bleiben grundsätzlich erhalten.

- Veränderung der Wärmenutzung

Kann die Wärmenutzung durch die Flexibilisierung erhöht werden, sind weitere relevante Gesamtkosteneinsparungen erreichbar. Den Berechnungen zur Gesamtkosteneinsparung wurde unterstellt, dass es zu keiner Änderung der Wärmenutzung durch die Flexibilisierung des BiogasParks gibt. Gelingt es durch die flexible Auslegung des BiogasParks bzw. der Einzelanlage tendenziell mehr Wärme sinnvoll zu nutzen, dann könnten sich die Gesamtkosteneinsparungen weiter relevant erhöhen. Der Wärmenutzungsanteil verändert die Kennwerte zur Auslegung des BiogasParks nicht.

- EE-Anteil bzw. Betrachtungsjahr

Der Einfluss der EE-Anteile von ca. 40% (2020) und ca. 60 % (2030) führt nicht zu einem grundlegend anderen Ergebnis der ermittelten Kennwerte für die Auslegung des BiogasParks. Der Schwerpunkt der Analysen wurde auf das Jahr 2030 gelegt. Für das Jahr 2020 wurden allerdings ebenfalls einzelne Flexibilitätsoptionen untersucht und mit dem Jahr 2030 verglichen. Aufgrund dessen ist davon auszugehen, dass die jährlichen absoluten Einsparungen im Jahr 2020 auf ähnlichem Niveau wie im Jahr 2030 liegen.

- Flexible Strommengen (durch MinSZ und MaxSZ dargestellt)

Das absolute Ergebnis zur Gesamtkosteneinsparung verändert sich durch zusätzliche Strommengen aus dem BiogasPark (MaxSZ) nur in geringem Umfang. Die Einsparungen an Gesamtkosten aufgrund der Flexibilisierung des BiogasParks liegen im MaxSZ 2030 sogar leicht unter den im MinSZ 2030. Die zusätzlichen Strommengen des MaxSZ im Vergleich zum MinSZ verdrängen in der Kraftwerkseinsatzreihenfolge weitere teurere konv. Kraftwerke. Die Flexibilisierung des BiogasParks kann im MaxSZ so nur Kraftwerke mit etwas geringeren Kosten verdrängen, was in Summe trotz höherer Strommen-

gen zu ähnlichen Gesamtkosteneinsparungen führt. Die Kennwerte für die sinnvolle Flexibilität des BiogasParks werden durch die höheren Strommengen nicht verändert.

Die Flexibilisierung des BiogasParks mit durchschnittlich 4000 VLH und einer Bedarfsberücksichtigung von Tag/Woche kann zu jährlichen Gesamtkosteneinsparungen von zwischen 465 Mio. €/a und 580 Mio. €/a führen. Grundlage hierfür ist die beschriebene Annahme, dass 50 % der ermittelten, auf Grund der Flexibilisierung nicht mehr betriebenen, konv. Kraftwerksleistung als Neubau vermieden werden können. Könnte z.B. bis zum Jahr 2030 durch die Flexibilisierung des BiogasParks der Neubau im konv. Kraftwerksbereich nicht verhindert werden, so reduzierten sich die jährlichen Einsparungen im Jahr 2030 zwischen 220 Mio. €/a bis ca. 300 Mio. €/a. Um einen hohen Grad der Neubauvermeidung von konv. Kraftwerken realisieren zu können, ist es wichtig, langfristige und verbindliche Ziele für die Flexibilisierung des BiogasParks zu formulieren. Dadurch können sich Betreiber von konv. Kraftwerken auf die Entwicklung der Residuallast und damit verbundene benötigte Kraftwerkskapazität einstellen und evtl. den bestehenden konv. Kraftwerkspark etwas länger betreiben bevor es zu einem Neubau von Kapazitäten, die mehrere Jahrzehnte Betriebszeit zur Refinanzierung benötigen, kommt. Die ermittelten Kennwerte für den BiogasPark verändern sich nur geringfügig aufgrund der benannten unterschiedlichen Einflussgrößen. Aufgrund dessen kann in den nächsten Jahren gezielt darauf hingewirkt werden diese Kennwerte zu erreichen, ohne sie aufgrund z.B. eines veränderten fEE Zubau wesentlich anpassen zu müssen.

Mittels der Biomethantechnologie kann eine Bedarfsberücksichtigung von Tag/Woche/Jahr realisiert werden. Diese technische Option, dem Energiesystem Strommengen aus Biogas sehr flexibel (mit sehr langen Stillstandzeiten) bereitzustellen, führt allerdings zu hohen Kosten. Die Biogastechnologie der Vor-Ort-Verstromung wäre nur mit noch höheren Kosten in der Lage die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr zu realisieren. Die Kosteneinsparungen, die 2030 im konv. Kraftwerkspark erzielt werden können, kompensieren diese Kosten nicht. Die Gesamtkosten der Stromproduktion aus Biomethan liegen im Vergleich zu Biogas in der Grundlaststromproduktion schon entsprechend höher, wenngleich die Zusatzkosten für die Flexibilisierung der Stromproduktion mittels Biomethan niedrig sind. Der Bedarf an Erzeugungskapazitäten, die in der Lage sind auf Residuallastschwankungen sehr flexibel zu reagieren und längere Stillstandzeiten zu realisieren, nimmt mit steigendem fEE-Anteil zu. Im Rahmen von OptikoBi² wurde nicht untersucht in wie weit sich die Vorteilhaftigkeit der Biomethantechnologie mit EE-Anteilen über 60 % aus Gesamtkostensicht verändert. Es ist vorstellbar, dass Biomethan durch den höheren Bedarf an Flexibilität, d.h. auch längere Stillstandphasen, dann an Attraktivität gewinnt. Um dies abschließend einzuschätzen, sind weiterführende Untersuchungen erforderlich. Die Flexibilisierungsoption Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten bietet somit zwar eine weitere Möglichkeit auf zusätzliche konv. Kraftwerksleistung zu verzichten, allerdings auf sehr hohem Kosteniveau. Dieser Weg der Flexibilisierung kann dennoch für das Energiesystem sinnvoll sein, wenn:

- der Aspekt einer EE-Wärmeversorgung in Ballungszentren an Bedeutung gewinnt (durch Biomethan-BHKW-Anlagen sehr gut möglich, ohne Feinstaubprobleme usw.).
- das Erdgasnetz als vorhandene sehr gut ausgebaute Infrastruktur besser ausgelastet werden soll.
- das Bedürfnis nach Versorgungssicherheit von national produzierten „Erd-“ Gasmengen in Form von Biomethan zunimmt.
- Das Erdgas und somit auch Biomethan als Treibstoff eine größere Rolle spielt.
- Power to Gas (PtG) in Zukunft genutzt wird und CO₂ - und Wärmemengen für die E-Gasproduktion benötigt werden und die Synergien zwischen der Biomethan und der PtG-Technologie beim Strom und Gasnetzanschluss zu mehr Kosteneffizienz führen.

- die Biomasse eine höhere energetische Nutzung erfahren soll, die mittels sehr hohen Gesamtnutzungsgraden bei der gleichzeitigen Strom und Wärmeproduktion in Biomethan-BHKW gegeben ist.

Die Flexibilisierung des BiogasParks stellt nach aktuellen Kenntnissen der technischen Entwicklung und der damit verbundenen Kostenstruktur, eine kostengünstige Option dar, um dem Stromversorgungssystem Flexibilität bereit zu stellen. Die Vorteilhaftigkeit steigt aus Gesamtkostensicht, wenn dadurch der Neubau von konv. Kraftwerken verhindert werden kann. Der BiogasPark sollte im Durchschnitt ca. 4000 VLH/a aufweisen und mit einer Bedarfsberücksichtigung von Tag/Woche agieren. Eine weitere Absenkung der durchschnittlichen Volllaststunden des BiogasParks z.B. auf 2500 VLH/a führt nicht zu einer weiteren Reduzierung der Gesamtkosten.

Innerhalb des BiogasParks werden sehr unterschiedliche Anlagenkonzepte zum Tragen kommen, da sehr viele Faktoren die Konzeption der Einzelanlage beeinflussen. Aufgrund dessen sollten die gesetzlichen Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass die Flexibilität einzelner Anlagen auch höher liegen kann. Dadurch können Anlagenkonzepte kompensiert werden, die eine geringere Flexibilität aufweisen. So ist es möglich an sehr günstigen Standorten Anlagen mit höherer Flexibilität auszustatten. Umgekehrt an Anlagenstandorte die ungünstigeren Rahmenbedingungen aufweisen, diese dann mit geringerer Flexibilität auszurüsten. Diese Herangehensweise kann aus Gesamtkostensicht vorteilhaft sein. Auch aufgrund dieses Zusammenhangs kann es sinnvoll sein, trotz höherer Kosten, auf die Biomethantechnologie zu setzen. Diese kann dem Energiesystem sehr flexibel Strom bereitstellen, was den Flexibilisierungsdruck auf einzelne Vor-Ort-Verstromungsanlagen, bei gleichzeitigem Erreichen der gewünschten Flexibilität des BiogasParks mit durchschnittlich 4000 VLH und einer Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, reduziert. Das Kernelement für die kosteneffiziente Flexibilisierung des BiogasParks wird die BHKW-Technik sein. Gelingt es den Herstellern der BHKW-Technik, diese mit höheren Wirkungsgraden auszustatten und die spezifischen Wartungskosten über die Laufzeit trotz höherer Anzahl an Start- und Stopp-Vorgängen konstant zu halten? Können bei steigender Nachfrage die Herstellungskosten z.T. durch neue Techniken (z.B. Leichtbauweise) gesenkt werden? Viele Hersteller bejahen diese Fragen, wenn sie verlässliche Rahmenbedingungen für den Zubau bis zum Jahr 2030 vorfinden. Die Biogasanlagen, die den Strom vor Ort flexibel produzieren, sind auf kosteneffiziente Biogasspeichertechnologien angewiesen, die mit geringen Verlusten und präziser Messtechnik ausgestattet sind. Ebenso wird das Fütterungsmanagement oder auch zusätzliche Fermentationsverfahren stark an Bedeutung gewinnen, um die notwendige Gasspeicherkapazität zu begrenzen und auf Bedarfsschwankungen im Wochenverlauf reagieren zu können. Die Flexibilisierung des BiogasParks führt zu einer weiteren Automatisierung und Professionalisierung der Biogasanlagen. Auch diese Entwicklungen müssen weiter durch relevante Forschungsaktivitäten begleitet werden.

Darüber hinaus gilt es auch weitere Aspekte in den Überlegungen der Flexibilisierung des BiogasParks mit einzubeziehen. Im Rahmen des Vorhabens OptikoBi² konnte aufgezeigt werden, dass die Flexibilisierung des BiogasParks zu keiner Erhöhung der CO₂ Emissionen im konventionellen Kraftwerkpark führt, sondern im Jahr 2030 sogar eine leichte Absenkung, zwischen 2 bis 8 % bezogen auf die Gesamtemissionen erreicht werden kann. Auch die Flexibilisierung selbst führt bei der einzelnen Biogasanlage im Vergleich zur Grundlastauslegung zu einer Reduzierung der CO₂ -Emissionen, allerdings auf niedrigerem Niveau.

Im Rahmen des Vorhabens OptiKoBi² wurden keine stromnetztechnischen Restriktionen berücksichtigt. Eben so wenig werden die gestiegenen Möglichkeiten des flexibilisierten BiogasParks, einen Beitrag für eine sichere Stromübertragung zu leisten, bewertet. Die Flexibilisierung des BiogasParks und die damit verbundene Erhöhung der Kapazitätssteigerung von 3,5 GWel auf 7,6 GWel im MinSZ 2030 oder von 5,9 GWel auf 13 GWel im MaxSZ 2030 steigert z.B. das Potential der Regelleistungsbereitstellung. Darüber hinaus sind weitere Systemdienstleistungen, die der Versorgungssicherheit durch

Stabilisierung der Stromübertragung dienen (Blindleistungsbereitstellung, Redispatch, Spannungshaltung, Kurzschlussstrombereitstellung, Schwarzstartfähigkeit), verstärkt umsetzbar. Diese Beiträge sollten in Rahmen von weiterführenden Untersuchungen bewertet werden und in die abschließende Entscheidung welche Flexibilität der BiogasPark aufweisen soll einfließen.

Die aktuellen marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen lassen nicht erwarten, dass die Kosten der Flexibilisierung des BiogasParks über den Strommarkt refinanziert werden können. Aufgrund dessen ist es besonders wichtig, dass verschiedene rechtliche Hürden abgebaut werden und die Flexibilisierung des BiogasParks durch spezielle Förderinstrumente flankiert wird. Denkbar wäre es Umbaumaßnahmen am Anlagenbestand (Retrofit für Biogasanlagen) zur Flexibilisierung auch z.T. über eine Betriebszeitverlängerung zu refinanzieren. Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde insbesondere auf den Abbau von rechtlichen und regulatorischen Hürden eingegangen, die einer Flexibilisierung entgegenstehen. Dabei wurde der Fokus auf das Genehmigungsrecht und auch auf den Netzanschluss gelegt.

3 Grundsätzliche Aufgabenstellung

Uwe Holzhammer

Die Studie OptikoBi² untersucht die Frage, wie sich die Strommengen aus Biogas im Energiesystem verhalten sollen, um einen möglichst sinnvollen Beitrag zur Integration der fEE zu realisieren. Die Untersuchungen beinhalten nicht die Frage, ob eine Stromproduktion aus Biogas oder Biomasse im Allgemeinen zwingend erforderlich ist.

Die Auswertung des Einflusses der flexiblen Strommengen aus Biogas auf die Betriebsweise des konventionellen Kraftwerksparks erfolgte mittels einer Kraftwerkeinsatzoptimierung, die auf Basis einer kostenminimalen gemischt-ganzzahlig-linearen Optimierung (GGLP) mittels CPLEX¹ beruht. Die Untersuchungen zur Planung des Kraftwerkeinsatzes wurden anhand der spezifischen Grenzkosten durchgeführt. In dieser Simulationsumgebung wurden vielfältige Restriktionen über MatLab² implementiert und somit berücksichtigt. Während Pumpspeicher und Erdgas-BHKW-Anlagen aggregiert in die Simulation einfließen, wird der konventionelle Kraftwerkeinsatz blockscharf berücksichtigt. Den Kraftwerktypen und ihren einzelnen Kraftwerken werden spezifische Eigenschaften (z.B. Anfahrkosten und –dauer, Teillastfähigkeit und Verluste usw.) unterstellt. Diese wurde im Rahmen der Leitstudie 2011 aufwendig ermittelt und fließen in diese Untersuchungen mit ein [1].

Die Stromübertragungssituation in Deutschland, mit den regionalen vorhandenen Netzengpässen findet keine Berücksichtigung. Das Stromnetz wird als sog. „Kupferplatte Deutschland“ angenommen und stellt in der Simulation keine Restriktion dar.

Die Strommengen aus Erneuerbaren Energien genießen in der Simulation Vorrang in der Einspeisung. D. h. EE-Strommengen werden bevorzugt zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs genutzt. Dieser Vorrang gilt bis zur Erreichung der festgelegten konv. Must-Run-Unit Kapazität, die nicht unterschritten werden darf.

Stromerzeugung im KWK-Betrieb wird als politisch gewünschte Stromerzeugungsform behandelt, indem diesen Strommengen etwas niedrigere Kosten als für Braunkohlenskandensationskraftwerke unterstellt werden. Die KWK-Strommengen werden deshalb nach der Kraftwerkeinsatzreihenfolge durch die Grenzkosten (Merit-Order) nach den erneuerbaren Strommengen zur Deckung der Last herangezogen. Die Merit-Order-Reihenfolge unter den KWK-Anlagen bleibt erhalten.

Die Residuallast unterliegt grundsätzlich unterschiedlich beeinflussten Schwankungen. Systematisch entsprechen diese Schwankungen der Last, also des Strombedarfs, z.B. im Tagesverlauf (Arbeitstag, Tagesbedarfsprofil), Wochenverlauf (Effekt: Werkzeuge vs. Wochenende) und Jahresverlauf (Witterung: Temperatur, Sonneneinstrahlung). Die Schwankungen der Residuallast müssen mittlerweile darüber hinaus immer stärker durch Erzeugungsschwankungen im Tages- (PV) und Jahresverlauf (PV und Wind, z.T. auch Wasserkraft) begründet werden [2].

Aufgrund dessen gilt es abzubilden, welchen Einfluss die Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis von Biogas, die entweder Tages-, oder Tages- und Wochen- oder sogar gleichzeitig Tages-, Wochen- und Jahresschwankungen berücksichtigen können, auf die konventionelle Kraftwerkstruktur hat. Nachfolgend wird dieser Sachverhalt als Bedarfsberücksichtigung Tag, Tag/Woche, oder Tag/Woche/Jahr bezeichnet, worüber der Teil der Flexibilität der Stromerzeugung adressiert wird, inwie-

¹ Individuelle Fahrplanoptimierung IBM ILOG CPLEX.

² Höhere Programmiersprache und interaktive Umgebung für numerische Berechnungen, Visualisierung und Programmierung, The MathWorks Inc., MatLab.

weit die Tages-, Tages- und Wochen- oder Tages-, Wochen- und Jahresschwankungen einbezogen werden können.

Die Simulation berücksichtigt den Kraftwerkeinsatz kostenoptimiert nach den beschriebenen Kriterien und den nachfolgenden Kapiteln aufgezeigten Annahmen. Dabei wird jeder Stunde im Jahr anfänglich eine bestimmte, gleichbleibende Gasmenge zugeteilt. Die Gasmenge wird anhand von unterstellten BHKW-Kapazitäten verstromt. Die Optimierung sucht innerhalb des Prognosehorizonts die Stunden mit der größten elektrischen Residuallast und versucht diese mittels der BHKW-Kapazitäten zu decken. Dies wird in 4-Stunden-Schritten über den Jahresverlauf vorgenommen und somit 2190-mal für ein Jahr wiederholt. Für die Bedarfsberücksichtigung, die sich auf den Tag fokussiert, wird ein Prognosehorizont von 24h genutzt, wobei im Fokus Tag/Woche der Prognosehorizont auf 7 Tage verlängert wird. In der Simulation mit der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr wird auch der Prognosehorizont von 7 Tagen verwendet, allerdings wird nicht jeder Stunde die gleiche Gasmenge zur Verstromung unterstellt, sondern in Abhängigkeit der saisonalen Residuallast in 52 unterschiedlichen Wochenblöcken die Gasmenge über das Jahr verteilt, sodass im Ergebnis jeder Woche eine von der Residuallast abhängige Gasmenge pro Stunde zur Verfügung steht, die wiederum von den vorhergegangenen 7 Tagen, über den Prognosehorizont beeinflusst werden kann.

Die Bedarfsberücksichtigung, die sich ausschließlich auf den Tag fokussiert, unterstellt einen Prognosehorizont von allen Kraftwerkkapazitäten (konventionellen + EE) von 24 h. Der kurze Prognosehorizont kann längerfristige, über 24 h hinausgehende Residuallastschwankungen, nicht in der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigen. Das führt zu einer gewissen Bevorzugung von flexibleren Erzeugungskapazitäten. Dadurch kommt es systematisch zu einem Vorzug der flexiblen Gaskraftwerke in der Optimierung der Einsatzplanung. Die Kohlekraftwerke kommen tendenziell etwas restriktiver zum Einsatz als dies in der Realität der Fall wäre. Der Vergleich zwischen der Bedarfsberücksichtigung Tag mit der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr ist systematisch dennoch möglich und gibt zumindest Anhaltspunkte über den Einfluss der Fokussierung auf den Tag. Eine unterschiedliche Behandlung der konventionellen Kraftwerke und der Stromerzeugung aus Biogas im unterstellten Prognosehorizont konnte die Simulation nicht abbilden. Um auf diese Sachverhalt hinzuweisen, sind die Darstellungen mit Fokus Tag mit einem Sternchen (*) versehen.

Die Flexibilität einer Stromerzeugungseinheit muss allerdings auch über das Verhältnis zwischen der jährlich produzierten Strommenge zur installierten Leistung, oder anders ausgedrückt über die Volllaststunden im Jahr, beschrieben werden (vgl. Kapitel 6.3).¹ Dafür wurden folgende Volllaststunden zur weiteren Untersuchung festgelegt: 5500 h/a, 4000 h/a, 2500 h/a und 1500 h/a.

Die Simulation berücksichtigt keine technischen und wirtschaftlichen Restriktionen und beschreibt für jeden betrachteten Fall ein theoretisches Maximalergebnis. Abhängig von möglichen Hemmnissen wirtschaftlicher, technischer oder rechtlicher Art, können die beschriebenen Effekte auf das Energiesystem mehr oder weniger erzielt werden.

Die nachfolgenden Ausführungen beschreiben Ergebnisse einer Simulation, die unter 2 Mengenszenarien (nachfolgend MinSZ und MaxSZ genannt), die Auswirkung in Abhängigkeit der Flexibilität (Volllaststunden + Bedarfsberücksichtigung) auf den konventionellen Kraftwerkpark untersucht.

¹ Als wichtiger Begriff ist an dieser Stelle die Bemessungsleistung (Jahresdurchschnittsleistung) einer Anlage zu nennen, welche Auskunft über die im Jahr produzierte Strommenge bzw. über die Anlagenauslastung gibt (Bemessungsleistung $P_{\text{Bem}} = \text{eingespeiste Strommenge [kWh/a]} / 8760 \text{ [h/a]}$).

4 Stand 2013 der Stromproduktion aus Biogas und Biomethan

Manuel Stelzer, Uwe Holzhammer

Die Konzepte der Biogas-Vor-Ort-Verstromung und die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz unterscheiden sich in ihrem Anwendungsbereich und sind, jeweils mit Vor- und Nachteilen, durch unterschiedliche technische und wirtschaftliche Voraussetzungen gekennzeichnet. Den Status Quo zum Anlagenbestand, zur Anlagenleistung und -anzahl wird in nachfolgenden Abschnitten skizziert. Ebenso wird der Stand der Direktvermarktung von Strom aus Biomasse aufgezeigt.

4.1 Biogasanlagen: Bestand, Leistung, Anzahl

Seit Inkrafttreten des EEG 2000 hat der Ausbau des Biogasanlagenbestandes kontinuierlich zugenommen. Zur Übersicht wird der aktuelle Stand der Verbreitung und Entwicklung von Biogasbestandsanlagen zur Vor-Ort-Verstromung dargestellt.

Abbildung 1 zeigt zur Veranschaulichung die Entwicklung des Zubaus von Biogasanlagen vom Jahr 2000 bis 2013. Während im Jahr 2000 ca. 100 MW_{el} und etwa 1.000 Anlagen installiert waren, so dass es bis 2004 zwar schon ca. 2.000 Anlagen waren, allerdings nur mit einer Gesamtleistung von ca. 250 MW_{el}. Ein deutlicher Zubau an Erzeugungskapazität im Biogasbereich fand insbesondere ab dem Jahr 2005 statt und wurde maßgeblich durch das novellierte EEG 2004 angereizt. Ein merklich reduzierter Anlagenzubau ist ab dem Jahr 2012 (Novelle des EEG 2012) zu erkennen. Im Jahr 2013 wurde eine elektrische Leistung von rund 200 MW_{el} zugebaut und umfasste ca. 200 neue Biogasanlagen. Bis Ende 2013 wuchs die installierte Leistung der Biogasanlagen auf etwa 3,4 GW_{el}, bei ca. 7.700 Anlagen, an. Die überwiegend landwirtschaftlich betriebenen Biogasanlagen haben unter Berücksichtigung des beschriebenen Gesamtanlagenbestands eine durchschnittliche Anlagenleistung von etwa 441 kW_{el}. Im Jahr 2013 betrug die Stromerzeugung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen in Deutschland ca. 25,4 TWh_{el} [3].

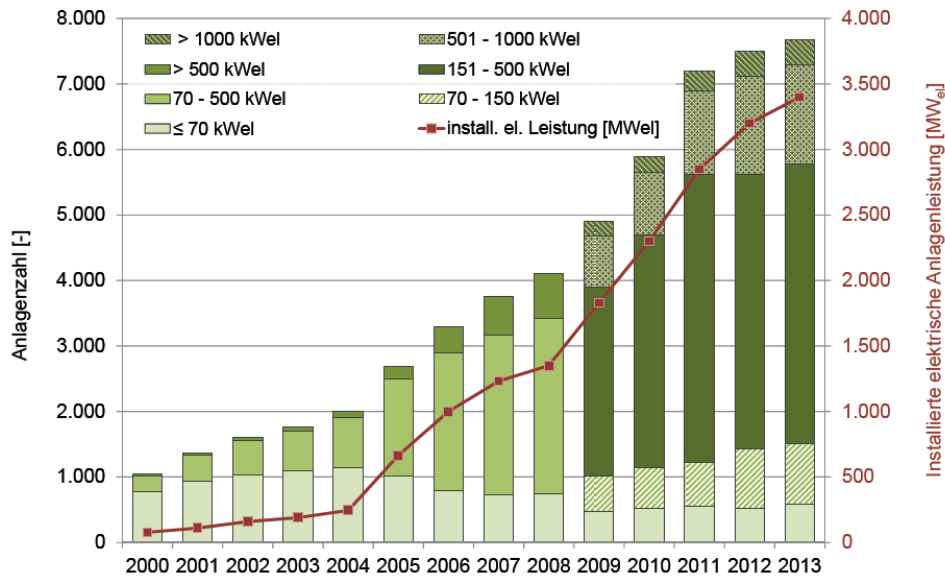


Abbildung 1: Entwicklung der Stromproduktion aus Biogas in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2013 [3] ¹

4.2 Biomethan: Anlagenbestand, Anlagenleistung, Anlagenanzahl

Bis 31.12.2013 befanden sich 154 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas in Deutschland in Betrieb. Die in Abbildung 2 dargestellte kumulierte Entwicklung zeigt die Anzahl und die Aufbereitungskapazität (bezogen auf Biorohgas) von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland seit 2006 (bezogen auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme).

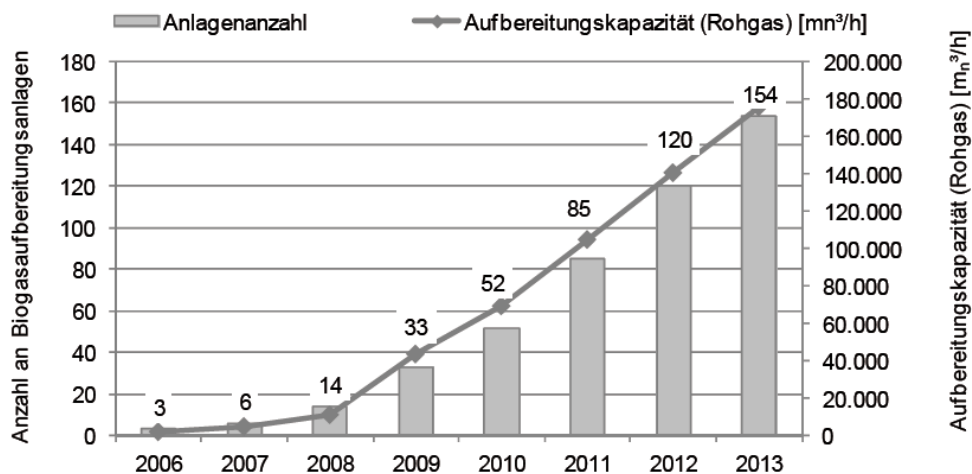


Abbildung 2: Biogasaufbereitungsanlagen nach Anlagenanzahl und Aufbereitungskapazität seit 2006 [3]

¹ Ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen. Stand 5/2014.

Bis Ende des Jahres 2013 lag die gesamte Aufbereitungskapazität (Biorohgas) in Deutschland bei rund 175.000 Nm³/h. Der weitaus überwiegende Teil der erfassten Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) speist Biomethan in das Erdgasnetz ein¹. Die Stromerzeugung aus Biomethan wird in 2013 auf max. 1,5 TWh_{el} geschätzt². [3]

In der nachfolgenden Abbildung 3 kann die Verteilung der gesamten Einspeisekapazität auf die verschiedenen Einspeisekapazitäten, bezogen auf die einzelnen Anlagen abgelesen werden. Dabei wird deutlich, dass die Anlagen bis 700 Nm³/h Einspeisekapazität den größten Anteil ausmachen. Die nachfolgenden Berechnungen und Analysen in dieser Arbeit stützen sich auf eine Anlagengröße, die in der Lage ist 1400 Nm³/h Biorohgas zu verarbeiten, als auch ca. 700 bis 750 Nm³/h Biomethan einzuspeisen [4].

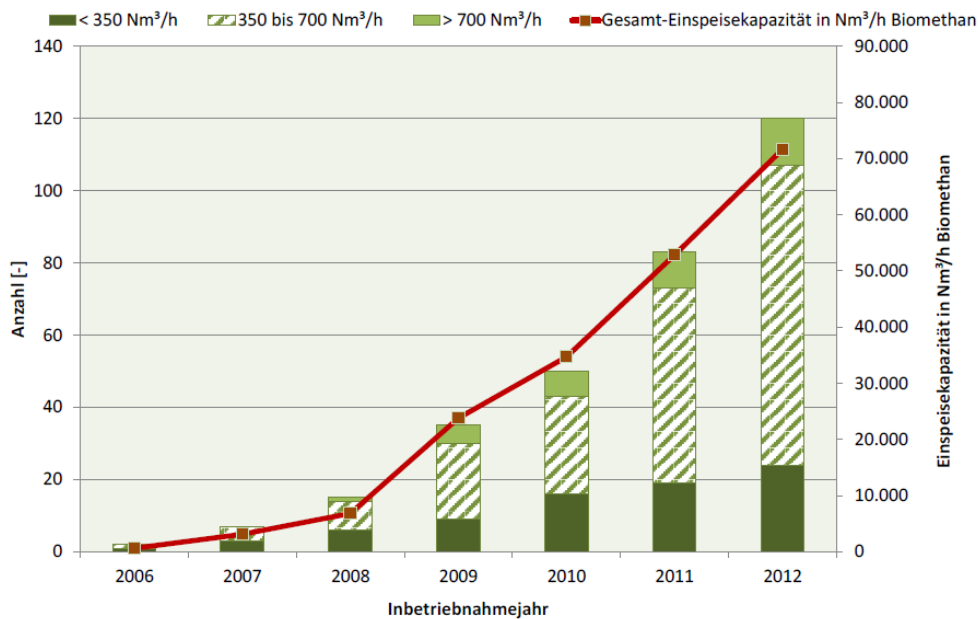


Abbildung 3: Entwicklung der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland nach Einspeisekapazität und nach Anlagenanzahl [4]

4.3 Direktvermarktung von Strom aus Biomasse

Aufgrund des bisher sehr erfolgreichen Ausbaus Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, hat die Bundesregierung entschieden, diese Strommengen zunehmend an die Strommarktstrukturen heranzuführen (2012: knapp 25 %), um deren Integration in vorhandene Energieversorgungsstrukturen weiter zu unterstützen. Das heißt, den Biogas- bzw. Biomasseanlagenbetreiber/innen wird ein Modell zur direkten Vermarktung des Stroms angeboten. Die Strom-Direktvermarktung ist dabei gleichzeitig die Voraussetzung zur Teilnahme am Strom- und Regelleistungsmarkt.

Durch die Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden: ÜNB) werden öffentlich Stammdaten bereitgestellt, welche eine Auswertung der aktuellen Entwicklung der

¹ In 2012 gab es zwei Anlagen, welche direkt Kraftstoff bereitstellen.

² Unter der Annahme, dass die Biomethanmengen zu 80 % in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

gesamten Biomasseanlagen in der DV ermöglichen [5].

Seit Januar 2012 steigt die elektrische Leistung der Anlagen, die den Strom direkt vermarkten, kontinuierlich an. Insgesamt werden in Deutschland bis Februar 2014 etwa 3 GW_{el} Strom aus (fester, flüssiger und gasförmiger) Biomasse direkt vermarktet. Wie Abbildung 4 zeigt, ist seit Januar 2012 eine nahezu gleichbleibende Entwicklung zu beobachten. Aufgrund des steigenden Interesses der Anlagenbetreiber/-innen, sich auch am Regeleistungsmarkt zu beteiligen, kann eine weitere Zunahme an Anlagenleistung aus dem Biomassebereich, insbesondere durch Biogas, in der DV erwartet werden.

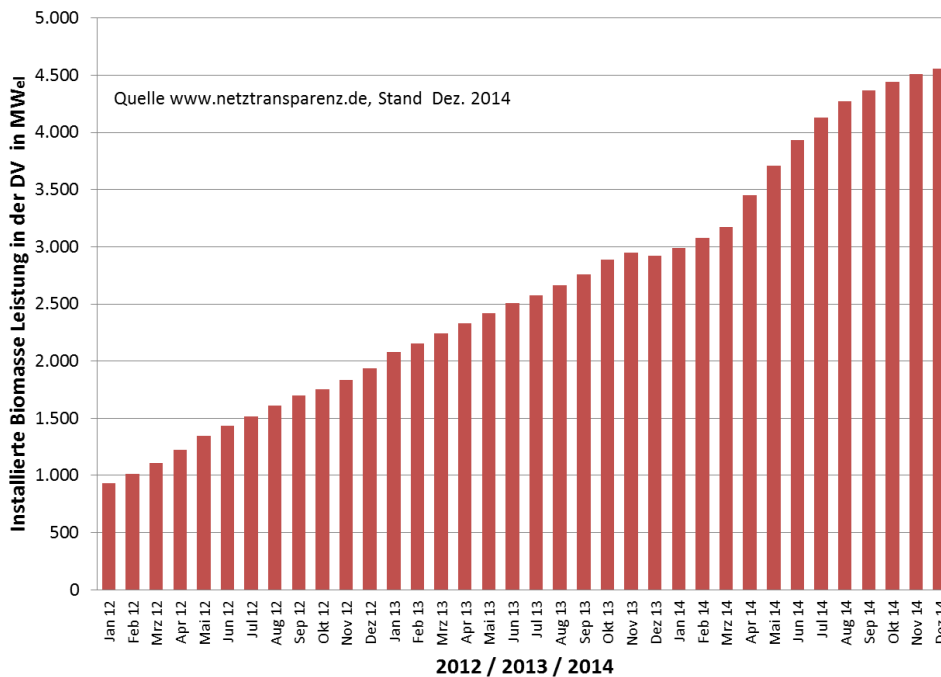


Abbildung 4: Entwicklung der Direktvermarktung von Strom aus Biomasse seit dem Januar 2012 (in Anlehnung an [5])

Die in Abbildung 4 aufgezeigte Anlagenleistung entspricht der kumulierten Leistung der Anlagen, die Biomasse einsetzen und den Strom direkt vermarkten. Die Datenlage lässt keine Auswertung speziell für Biogas zu. Nach eigener Abschätzung¹ wird für ca. 3 GW_{el} der Anlagenleistung gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan) eingesetzt. Die Leistung der Anlagen, die mit Biogas in der Vor-Ort-Verstromung betrieben werden, wird davon den weit überwiegenden Teil von ca. 2,6 GW_{el} ausmachen. Es ist somit anzunehmen, dass eine Strommenge von ca. 21 TWh_{el} pro Jahr Strom aus Biogas direkt vermarktet wird.

Weitere etwa 1,4 GW_{el} bzw. ca. 100 MW_{el} der Biomasseanlagenleistung werden durch Anlagen vermarktet, welche feste bzw. flüssige Biomasse nutzen.

¹ Annahmen: Über die Hälfte der 400 MW_{el} bis 600 MW_{el} installierte Leistung von Biomethan-BHKW-Anlagen vermarktet den Strom selbst. Die Abschätzung erfolgt auf Grundlage der Ergebnisse des Forschungsvorhabens „Monitoring der deutschen Biomethanbranche und des Biomethanmarktes“, BMU, 09/2009 – 02/2012.

5 Biomassepotential zur flexiblen Stromproduktion

Henning Hahn, Uwe Holzhammer

Als Grundlage für die Ermittlung des Einflusses einer flexiblen Stromproduktion mittels Biogas und Biomethan auf das Energiesystem müssen die möglichen flexiblen Strommengen bekannt sein. Die Strommengen aus Biogas und Biomethan sind durch das Potential an nachhaltiger Biomasse, welcher Ausgangsstoff der Biogasproduktion ist, begrenzt. Das Biomassepotential erstreckt sich grundsätzlich über eigens für die Nutzung angebaute Biomasse bis hin zu organischen Reststoffen, die z.B. bei Weiterverarbeitung von Biomasse entstehen, als tierische Exkremente existieren oder bei Landschaftspflegemaßnahmen anfallen. Darüber hinaus können diese Biomassemengen auch unterschiedlicher Nutzung zugeführt werden, die in Konkurrenz zueinander stehen. Aufgrund dessen wurde eine ausführliche Literaturanalyse angestellt, um die Potential zu beschreiben und in Form von zwei Mengenszenarien für das Vorhaben OptiKoBi² festzulegen. Nachfolgend werden die verschiedenen Biomassearten, die theoretisch als gasförmige Biomasse zur Verfügung stehen könnten, als erneuerbares Gas (E-Gas) bezeichnet. Dieses steht dem sogenannten BiogasPark zur Verfügung. Dabei wird der Begriff BiogasPark im vorliegenden Forschungsbericht als Synonym für Stromerzeugungskapazitäten genutzt, welche dieses E-Gas einsetzen.

5.1 Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung in Deutschland

In Kapitel 5.1 wird eine Übersicht über den Stand der energetischen Biomassenutzung in Deutschland gegeben. Zudem werden die politischen Ausbauziele für die energetische Biomassenutzung in Deutschland erläutert. Auf Basis früherer Biomassepotenzialstudien werden die heimischen Biomassepotenziale als Grundlage für die Berechnung der daraus ableitbaren Biogaspotenziale festgelegt. Diese wiederum stellen die Basis für die Abschätzung zukünftiger Strommengen aus erneuerbarem Gas für die Simulationsrechnungen im Vorhaben OptiKoBi² dar.

5.1.1 Stand der Biomassenutzung in Deutschland

Die energetische Biomassenutzung umfasst vielseitige Optionen der Bereitstellung von erneuerbarer Endenergie (EE). Bioenergie wird zur Strom-, Wärme-/Kälte- und Kraftstoffbereitstellung genutzt. Im Jahr 2010 betrug der Anteil der energetisch genutzten Biomasse ca. 70% der gesamten Endenergie aus EE. Bezogen auf den Endenergieverbrauch wurden dabei 5,5% des gesamten Stromverbrauchs, 8,73% des gesamten Wärmebedarfs und 5,8% des gesamten Kraftstoffverbrauchs durch Biomassenutzung gedeckt [6]. Die Nutzung von Bioenergie soll nach Vorstellung der Bundesregierung in Deutschland weiter ausgebaut werden [6]. Die technisch nutzbaren Potenziale dafür sind vorhanden, jedoch in begrenzenden Umfang.

Im Bereich der Forst- und Landwirtschaft verfügt Deutschland insgesamt über 28 Mio. ha landwirtschaftlich genutzter Fläche. Diese teilt sich in 12 Mio. ha Ackerfläche, 5 Mio. ha Grünlandfläche und 11 Mio. ha Waldfläche auf [6].

Der in der Vergangenheit wichtigste Bioenergieträger in Deutschland war, auch historisch bedingt, Holz, welches überwiegend zur Bereitstellung von Wärme eingesetzt wurde und auch noch wird.

Ein wichtiger Lieferant von Biomasse für die energetische Nutzung ist neben der Forstwirtschaft die klassische Landwirtschaft. Im Jahr 2012 wurden bereits auf etwa 2,1 Mio. Hektar Energiepflanzen für die energetische Nutzung angebaut [7]. Energiepflanzen für die Biogasproduktion nahmen dabei eine Ackerfläche von ca. 962.000 ha ein [7]. Diese Pflanzen umfassen den Anbau von Mais, Gras, Getreide, Hirse, Zuckerrü-

ben und weiteren Kulturen. Entsprechend des nationalen Biomasseaktionsplans ist das technische Potenzial der landwirtschaftlichen Bereitstellung von Biomasse für die energetische Nutzung noch nicht vollständig genutzt [6]. Neben der Nutzung des heimischen Biomassepotenzials fanden in der Vergangenheit Biomasse- und Bioenergieerträge statt. Nach Thrän, D./ Szarka, N. (2011) betrug der Brennstoffeinsatz aus Biomasse im Jahr 2009 830 PJ, wovon 18 % (ca. 150 PJ) aus dem Ausland importiert wurden [8].

Darüber hinaus steht ein in Teilen unerschlossenes Potenzial an Reststoffen und Abfällen zur energetischen Nutzung zur Verfügung [9].

5.1.2 Politische Ausbauziele für die energetische Biomassenutzung

Zentrales Gesamtziel der Bundesregierung ist das verbindliche Ziel, der Richtlinie EU Directive 2009/28/EG, 18 % EE am Endenergieverbrauch im Jahr 2020 zu erreichen [10].¹ Nach dem nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien (NREAP) wird bei derzeitiger Entwicklung ein Beitrag von 19,6% am Bruttoendenergiebedarf erwartet [11]. Das EEG verfolgt das Ziel eines mindestens 35%igen Anteils EE an der Stromversorgung bis 2020. Nach NREAP könnte der Anteil EE im Stromsektor bis 2020 38,6% betragen.

Das Erneuerbare-Energie-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) verfolgt das Ziel eines 14%igen Anteils an EE an der Wärme und Kälteversorgung bis 2020. Nach NREAP könnte der Anteil von EE im Wärme-Kältesektor bis 2020 15,6% betragen.

Im Verkehrssektor wird nach EU Directive 2009/28/EG ein von allen EU-Mitgliedstaaten zu erreichendes verbindliches Mindestziel von 10 % erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in 2020 festgelegt. In Deutschland gilt nach BImSchG ein energetischer Mindestanteil an Biokraftstoffen von 6,25 % bis 2014. Ab 2015 gilt nicht mehr der energetische Mindestanteil, sondern das Einhalten einer Mindest-Treibhausgasreduktion. Den Otto- und Dieselmotoren muss demnach eine bestimmte Menge an Biokraftstoff, in Abhängigkeit der THG-Emissionen, beigemischt werden, damit dieser Kraftstoffmix eine bestimmte Gesamt-THG-Emission gegenüber dem fossilen Komparator nicht überschreitet. Die Treibhausgasemissionen der Gesamtmenge Otto- und Dieselmotoren inklusive der Biokraftstoffe müssen nach BImSchG §37 a, Abs. 3a stufenweise ab dem Jahr 2015 um 3 Prozent, ab dem Jahr 2017 um 4,5 Prozent und ab dem Jahr 2020 um 7 Prozent gesenkt werden. 7% THG-Reduktion gegenüber dem Komparator entspricht nach FNR (2009) rechnerisch einem energetischen Biokraftstoffanteil von etwa 10-12% [12]. Nach NREAP könnte der Anteil EE im Kraftstoffbereich ca. 13,2% im Jahr 2020 betragen (Schätzwert). Ferner sollen, nach Wunsch der Bundesregierung, bis 2020 1 Million Elektrofahrzeuge zugelassen sein, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass ein gewisser Anteil des Fuhrparks mit EE-Gas, Gas das mittels überschüssigen Erneuerbaren Strom erzeugt wurde, betrieben wird.

5.1.3 Biomassepotenziale in Deutschland (Rohstoff- und Flächenressourcen)

Für die Biomassepotenziale in Deutschland wurden umfassende Potenzialerhebungen und -berechnungen für Deutschland durchgeführt. In diesem Zusammenhang kann auf Nitsch et al. (2004) verwiesen werden [13]. Die meisten der Studien wurden vor fast 10 Jahren erstellt, als Mais z.B. als Energiepflanze noch nicht weit verbreitet war. Jedoch

¹ Diese Richtlinie legt einen gemeinsamen Rahmen für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen fest, um die Treibhausgasemissionen zu senken und einen umweltfreundlicheren Verkehrssektor zu fördern. Zu diesem Zweck werden nationale Aktionspläne sowie Modalitäten für die Nutzung von Biokraftstoffen festgelegt.

wird auf diese Studien in vielen aktuellen Studien, mangels aktuellerer Analysen, als belastbare Datengrundlage zurückgegriffen.

Zu unterscheiden sind in diesen das theoretische, technische und wirtschaftlich erschließbare Potenzial zur energetischen Nutzung von Biomasse. In den oben genannten Studien wurde das technische Potenzial abgeschätzt.

Das **technische Potenzial**, auf das sich die vorliegende Arbeit in Kapitel 5.1 im Wesentlichen bezieht, bildet den Teil des gesamten theoretisch zur Verfügung stehenden Biomassepotenzials, der unter gegebenen technischen Restriktionen sowie ökologischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen erschlossen werden kann. Es beschreibt dementsprechend das zeit- und ortsabhängige, in erster Linie aus technischer Sicht mögliche Potenzial der energetischen Biomassenutzung. Mit dem technischen Potenzial wird somit eine theoretische Obergrenze beschrieben, wirtschaftliche Restriktionen der Erschließung dieses Potenzials sind hierbei noch nicht berücksichtigt.

Für den Energiepflanzenbau wurden in den oben genannten Potenzialstudien, in Abhängigkeit verschiedener Rahmenbedingungen, verschiedene Szenarien mit unterschiedlich großer verfügbarer Anbaufläche berechnet.

Um ein minimales und maximales Biogaspotenzial für die Jahre 2020 und 2030 zu ermitteln werden in der vorliegenden Ausarbeitung zwei Szenarien berechnet und einander gegenübergestellt. Das „Max-Szenario“ beachtet naturschutzfachliche Mindestanforderungen, wie sie in Nitsch et al. (2004) zugrunde gelegt wurden, und weist ein maximales Biogaspotenzial durch eine große verfügbare Energiepflanzenanbaufläche und einen hohen Nutzungsgrad organischer Rohstoffe aus [13]. Im „Min-Szenario“ wird ein geringerer Ausbau des Energiepflanzenbaus und der Nutzung organischer Reststoffe angenommen. Demzufolge steht in diesem Szenario ein geringeres Biogaspotenzial bereit. Die verfügbaren Anbauflächen für Energiepflanzen wurden aus dem „Basis Szenario“ und dem „Naturschutz-Plus Szenario“ von Nitsch et al. (2004) abgeleitet und mit dem heutigen Stand der Energiepflanzenanbaufläche abgeglichen [13]. Dementsprechend stehen für den Energiepflanzenanbau im Min-Szenario 2,0 Mio. ha im Jahr 2020 und 2,2 Mio. ha im Jahr 2030 zur Verfügung. Im Max-Szenario sind es 3,7 Mio. ha im Jahr 2020 und 4,2 Mio. ha in 2030.

Für weitere Berechnungen wird unterstellt, dass das jeweils verfügbare Flächenpotenzial für den Energiepflanzenbau in den Szenarien voll ausgeschöpft wird. Maßgeblichen Einfluss auf den, durch den Anbau von Energiepflanzen erzielbaren Energieertrag pro Fläche haben die Wahl der Kulturen sowie das Konversionsverfahren für dessen energetische Nutzung (biochemisch, thermochemisch oder thermisch).

Entsprechend der Szenarien in der Leitstudie 2011 stehen in Deutschland heimische Biomassen mit einem Primärenergiegehalt von maximal rund 1525 PJ/a bis 2030 zur nachhaltigen Nutzung zur Verfügung [1]. Das nutzbare Potenzial an Reststoffen beläuft sich dabei auf ca. 805 PJ/a und kann in 645 PJ feste Reststoffe und ca. 160 PJ/a vergärbare Reststoffe aufgeteilt werden (vgl. Tabelle 1), wobei Waldrestholz zur energetischen Nutzung als Reststoff definiert ist. Es ist davon auszugehen, dass das verfügbare Biomassepotenzial in Deutschland bis 2030 nahezu vollständig ausgenutzt wird [1].

Tabelle 1: Energiegehalt (H_i) des verfügbaren technischen Biomassepotenzials in Deutschland

Potenzialkategorie	2020 [PJ/a]	2030 [PJ/a]
Holz, gesamt	555	558
Forstwirtschaftliche Biomasse (Waldrestholz)	397	400
Altholz	80	80
Industrieholz	58	58
Landschaftspflegematerial	20	20
Landwirtschaftliche und andere Reststoffe, gesamt	251,5	246,5
Gülle	96,5	96,5
Bio- und Grünabfall	22,5	22,5
Ernterückstände	17,5	17,5
Stroh	90	90
Klärschlamm (Klärgas)	20	20
Deponierte organ. Reststoffe (Deponiegas)	5	0
Energiepflanzen, gesamt¹⁾	320-594	375-721
Energiepflanzen (Anbaumix)		
- Min-Szenario	2 Mio. ha	2,2 Mio. ha
- Max Szenario	3,7 Mio. ha	4,2 Mio. ha
Gesamtes Biomassepotenzial	1130-1400	1275-1525

Quelle: verändert nach [8], [13], [14, 15], [16] und eigenen Annahmen.

1) Der Energieertrag aus dem Anbau von Energiepflanzen ist abhängig von den angebauten Kulturen und deren Konversionsverfahren für die energetische Nutzung. Er wird für jedes Szenario berechnet und erläutert.

5.2 Ermittlung des verfügbaren erneuerbaren Gaspotenzials

In Kapitel 5.1 wurde das Biomassepotenzial für die energetische Nutzung ermittelt. Aufbauend auf diesem Potenzial wird das Biogaspotenzial in zwei unterschiedlichen Anbauszenarien für Energiepflanzen für 2020 und 2030 analysiert. Grundlage für die Berechnung sind die in Tabelle 1 dargestellten Flächen und vergärbaren Reststoffmengen. Importe von Rohstoffen für die Biogaserzeugung bzw. Biomethanimporte¹ werden nicht berücksichtigt, sind aber eine Möglichkeit das Biogaspotenzial zu erhöhen. In Kapitel 5.2.1 werden gemeinsame Rahmenbedingungen für die Biogaspotenzialermittlung dargestellt. Diese werden zur Berechnung der Potenziale in den Szenarien in Kapitel 5.2.2 und 5.2.3 zugrunde gelegt.

5.2.1 Gemeinsame Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Potenzials an erneuerbaren Gasmengen in den Szenarien

Für die Berechnung der erneuerbaren Gasmengen in den Szenarien werden die folgenden gemeinsamen Rahmenbedingungen festgelegt:

- Das gesamte technisch verfügbare Potenzial an vergärbaren Reststoffen in

¹ Biomethan ist auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, das über Erdgasnetze transportiert werden kann.

Deutschland ist in Tabelle 2, mit den jeweiligen Energiegehalten (H_i), dargestellt.

Tabelle 2: Zusammensetzung und Energiegehalt (H_i) des technischen Reststoffpotenzials für die Biogaserzeugung in Deutschland im Jahr 2020 und 2030

	2020 [PJ/a]	2030 [PJ/a]
Exkrememente aus der Viehhaltung	96,5	96,5
Bio- und Grünabfall	22,5	22,5
Ernterückstände	17,5	17,5
Klärschlamm (Klärgas)	20	20
Deponierte Reststoffe (Deponiegas)	5	0
Vergärbare Reststoffe, gesamt	161,5	156,5

Quelle: [15], [13], [16] und eigene Annahmen

- Die gesamte für den Energiepflanzenbau verfügbare Fläche wird in den Szenarien genutzt. Für den Energiepflanzenanbau zur Biogaserzeugung wird im Jahr 2020 und 2030 der in
- Tabelle 3 dargestellte Anbaumix angenommen. Die Kategorie „sonstige“ angebaute Kulturen bezieht sich auf Kulturen, die derzeit im Energiepflanzenbau noch nicht etabliert sind. Für diese Kulturen wird ein durchschnittlicher Energieertrag pro Hektar von 140 GJ/ha angenommen. Es wird weiterhin angenommen, dass sich bis 2030 der relative Anteil der Maisfläche in den Szenarien zugunsten alternativer Energiepflanzen verringert.

Tabelle 3: Energiepflanzenanbaumix zur Biogasproduktion in den Szenarien mit dem jeweiligen Energieertrag (H_i) pro Hektar im Jahr 2020 und 2030

Angebaute Kultur	Energieertrag [GJ/ha]	Flächenanteile in 2020	Flächenanteile in 2030
Mais	180	60%	50%
(Acker-)gras	105	5%	5%
GPS	113	20%	15%
Energierübe	204	10%	15%
Sonstige	140	5%	15%

Quelle: [17], [18] und eigene Annahmen

- Zusätzlich zu den Biogaspotentialen aus der biochemischen Produktion werden ab dem Jahr 2020 die Potenziale der Gewinnung von Bio-SNG (Synthetic Natural Gas) aus holzartiger Biomasse durch die thermochemische Vergasung berücksichtigt. Diese findet bisher nur in Versuchs- und Pilotanlagen statt. Schätzungen von Experten gehen von einem nennenswerten großtechnischen Einsatz von Bio-SNG-Anlagen erst nach dem Jahr 2020 aus [19], [20].
- EE-Gas, Gas das aus überschüssigem Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird, wird in den Szenarien 2020 und 2030 nicht berücksichtigt. Nach Nitsch et al. (2010) beläuft sich das EE-Gas Potenzial, das in 2030 zur Verfügung stehen könnte auf rund 20 PJ (80% Wirkungsgrad bei der Wandlung von CO_2 und H_2 zu CH_4 werden unterstellt) [21]. Dabei wurde für die Stromproduktion aus Biogas eine flexible Stromproduktion auf Grundlage eines 12 h Gasspeichers unterstellt. Die EE-Gas-Menge, die ausschließlich auf überschüssigen Erneuerbaren Strom beruht, ist stark von der Flexibilität der Stromproduktion mittels Biogas abhängig. Umso flexibler diese ist, desto geringer sind die möglichen bzw. notwendigen EE-Gas-Mengen. Die

Simulation sieht in diesem Zusammenhang kein iteratives Verfahren vor, so dass diese EE-Gas-Mengen, die theoretisch auch zur Rückverstromung eingesetzt werden könnten, nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist im Moment unklar, welcher Anteil dieser EE-Gas-Mengen in den Kraftstoffbereich verwendet wird und welcher in dem betrachteten Zeitraum zur Rückverstromung zur Verfügung stehen würde. Die zu erwartenden Strommengen aus der Rückverstromung aus EE-Gas im Jahr 2030 sind verhältnismäßig gering und hätten somit unwesentlich Einfluss auf das Gesamtergebnis des Vorhabens. Eine Nichtberücksichtigung dieser Strommengen aus EE-Gas scheint auf Grund dessen akzeptabel.

- Das gesamte Gaspotential aus erneuerbaren Quellen, umfasst somit in der Analyse Biogas¹ und Bio-SNG. Das Gesamtpotenzial aus diesen Gasen wird nachfolgend mit dem erneuerbaren Gaspotential umschrieben.

5.2.2 Min-Szenario (MinSZ)

Im Min-Szenario werden die Biogaspotenziale bei geringem Ausbau der Anbaufläche von Energiepflanzen für die Biogasproduktion berechnet. Dies erfolgt in Anlehnung an das NaturschutzPlus-Szenario aus Nitsch et al. (2004) [13]. Dementsprechend steht ein Flächenpotential von 2 Mio. ha in 2020 und 2,2 Mio. ha für den Anbau von Energiepflanzen in 2030 zur Verfügung (vgl. Kapitel 5.1.3). Es wird angenommen, dass der Energiepflanzenanbau für die Biogasproduktion in den nächsten 2 Dekaden 2010-2020 und 2020-2030 auf 0,85 Mio. ha in 2020 und 0,96 Mio. Hektar in 2030 erweitert wird. Werden auf dieser Fläche Energiepflanzen entsprechend Tabelle 4 angebaut, können auf der vorgesehenen Anbaufläche bis 2020 138 PJ/a und bis 2030 157 PJ/a erzeugt werden.

Tabelle 4: Biogaspotential aus dem Energiepflanzenbau im MinSZ für die betrachteten Jahre 2020 und 2030

	2020		2030	
	Flächenanteil	Flächenertrag [PJ/a] 0,85 Mio. ha	Flächenanteil	Flächenertrag [PJ/a] 0,96 Mio. ha
Mais	60%	91	50%	86
Ackergras	5%	4	5%	5
GPS	20%	19	15%	16
Futtermübe	10%	17	15%	29
Sonstige	5%	6	15%	20
Energieertrag, gesamt	100%	138		157

¹⁾Basis für die Berechnungen sind die Energieerträge pro Hektar nach [9] und [18] (siehe hierzu auch Tabelle 3)

Neben dem Biogaspotential aus dem Anbau von Energiepflanzen stehen im MinSZ ein Potenzial aus vergärbaren Reststoffen von ca. 81 PJ/a in 2020 und 117 PJ/a in 2030 (vgl. Tabelle 5) zur Verfügung. Hierbei wurde unterstellt, dass 50 % des technischen Reststoffpotentials in 2020 und 75 % in 2030 zur Biogasproduktion genutzt wird. Des Weiteren wird im MinSZ, durch Holzvergasung gewonnenes, Bio-SNG aus 40% des technisch verfügbaren Altholzpotenzials bis 2030 erzeugt und in der Analyse berücksichtigt (vgl. [1]).

¹ Eine Differenzierung zwischen Biogas und Biomethan ist in diesem Bearbeitungsschritt nicht erforderlich.

Mit den für das MinSZ getroffenen Annahmen steht somit ein Gesamtpotenzial Erneuerbaren Gas von 219 PJ/a in 2020 und 307 PJ/a in 2030 zur Verfügung. Tabelle 5 zeigt eine übersichtliche Auflistung der Zusammensetzung des Gesamtpotenzials in den untersuchten Jahren 2020 und 2030.

Tabelle 5: Erneuerbares Gaspotenzial im MinSZ für das Jahr 2020 und 2030

	2020 [PJ/a]	2030 [PJ/a]
Reststoffe	81	117
Energiepflanzen	138	157
Bio-SNG	0	32
Erneuerbares Gaspotenzial	219	307

5.2.3 Max-Szenario (MaxSZ)

Im Max-Szenario werden die Biogaspotenziale mit einer großen verfügbaren Fläche für den Anbau von Energiepflanzen für die Biogasproduktion und hohem Nutzungsgrad des technischen Reststoffpotenzials analysiert. In Anlehnung an das Basisszenario aus Nitsch et al. (2004) steht eine Fläche von 3,7 Mio. ha in 2020 und 4,2 Mio. ha in 2030 für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung (vgl. Kapitel 5.1.3) [13]. Es wird angenommen, dass der Energiepflanzenanbau für die Biogasproduktion im Max-Szenario eine Fläche von 1,35 Mio. ha im Jahre 2020 einnimmt. Bis 2030 vergrößert sich dieser nochmals um 0,45 Mio. Hektar auf knapp 1,8 Mio. ha. Werden auf dieser Fläche Energiepflanzen entsprechend Tabelle 6 angebaut ist das Biogaspotenzial in diesem Szenario im Jahr 2020 220 PJ/a und im Jahr 2030 293 PJ/a.

Tabelle 6: Biogaspotenziale aus dem Energiepflanzenbau im MaxSZ für die Jahre 2020 und 2030

	2020		2030	
	Flächenanteil	Energieertrag [PJ] von 1,35 Mio. ha	Flächenanteil	Energieertrag [PJ] von 1,8 Mio. ha
Mais	60%	146	50%	161
Ackergras	5%	7	5%	9
GPS	20%	31	15%	30
Futtermübe	10%	28	15%	55
Sonstige	5%	9	15%	38
Energieertrag, gesamt		220		293

Neben dem Biogaspotenzial aus dem Anbau von Energiepflanzen stehen im MaxSZ noch ein Biogaspotenzial aus vergärbaren Reststoffen von ca. 121 PJ/a in 2020 und 157 PJ/a in 2030 (Tabelle 1) zur Verfügung. Hierbei wurde unterstellt, dass das technische Reststoffpotenzial zu 75% in 2020 und 100% in 2030 genutzt wird.

Des Weiteren wird im MaxSZ Bio-SNG, durch Holzvergasung, aus 40% des technisch verfügbaren Altholzpotezial bis 2030 erzeugt (vgl. [1]).

Das gesamte Potenzial an erneuerbarem Gas beläuft sich im MaxSZ auf 342 PJ/a in 2020 und 482 PJ/a in 2030. Tabelle 7 zeigt eine übersichtliche Auflistung der Zusammensetzung des Gesamtpotenzials in den untersuchten Jahren 2020 und 2030.

Tabelle 7: Erneuerbares Gaspotenzial im MaxSZ für das Jahr 2020 und 2030

Ressource	2020 [PJ/a]	2030 [PJ/a]
Reststoffe	121	157
Energiepflanzen	220	293
Bio-SNG	0	32
Erneuerbare Gaspotenzial	342	482

5.3 Erneuerbare Gasmengen unterschiedlich genutzt

In Kapitel 5.3 werden, die in dem Min- und Max-Szenario ermittelten erneuerbaren Gasmengen, in die Nutzungspfade Strom, Wärme und Kraftstoff eingeteilt. Bei dem Nutzungspfad Stromproduktion erfolgt eine weitere Aufteilung von erneuerbaren Gasmengen, die einer flexiblen bzw. unflexiblen (d.h. Grundlast) Erzeugung zur Verfügung stehen.

5.3.1 Erneuerbares Gas im Verkehrssektor

Biogas wird heute mittels Biomethan als Kraftstoff an Tankstellen als Beimischprodukt zu Erdgas mit 10 - 100 % Biomethanbeimischung gehandelt. Die Abschätzung der Menge an erneuerbarem Gas, die in den Jahren 2020 und 2030 in diesen Sektor fließen, wird aus diesem Grund unter Berücksichtigung der Entwicklung des Einsatzes von Erdgasfahrzeugen in Deutschland abgeschätzt.

Ziel der Gaswirtschaft ist ein Ausbau der Erdgastankstellen in Deutschland, damit die Verfügbarkeit des Kraftstoffs für den Endverbraucher verbessert wird. Jedoch zeigt der Zubau von Erdgastankstellen in den Jahren von 2004 bis heute eine stockende Entwicklung auf. Dennoch hat sich die Gaswirtschaft für 2020 das Ziel von 20 % Biomethanbeimischung zu dem als Kraftstoff verkauften Erdgas gesetzt [22]. Auf diesen Mischungsanteil bezieht sich deshalb die Berechnung der Mengen Biomethan im Kraftstoffsektor im Jahr 2020 und 2030.

Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010) prognostiziert einen Ausbau des Einsatzes von Erdgasfahrzeugen von ca. 85000 (Stand 2009) auf rund 1,4 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2020 [22]. Für den Betrieb der Fahrzeuge würde eine (Erd-)Gasmenge von 101 PJ/a erforderlich sein. Bei einem Mischungsverhältnis von Erdgas zu Biomethan von 80:20 entspricht dies im Jahr 2020 ca. 20,2 PJ/a erneuerbarem Gas im Verkehrssektor. Der Prognose der benötigten Gasmenge im Kraftstoffsektor für das Jahr 2030 wird eine lineare Entwicklung des Ausbaus der Nutzung von Erdgasfahrzeugen und dementsprechend von der Nutzung von Erdgas und Biomethan als Kraftstoff zugrunde gelegt.

Demzufolge würden in 2030 rund 198 PJ/a (Erd-/Erneuerbares) Gas im Kraftstoffsektor eingesetzt. Bei unverändertem Mischungsverhältnis von Biomethan zu Erdgas würden ca. 39,6 PJ/a erneuerbares Gas in den Kraftstoffsektor fließen. Darüber hinaus gibt es Initiativen die EE-Gas, Gas aus überschüssigen erneuerbaren Strommengen, in Erdgasfahrzeugen einsetzen möchten, um einen Beitrag zur CO₂-armen Mobilität zu leisten. In welchem Umfang dies in den Jahren 2020 und 2030 gelungen sein wird, kann im Moment nur schwer beziffert werden.

5.3.2 Erneuerbares Gas für die direkte Wärmeerzeugung

Biogas wird aktuell in der Regel mittels Biomethan für die direkte Wärmeerzeugung im Wärmemarkt als Beimischprodukt in verschiedenen Mischungsverhältnissen gehandelt. Da dieser Nutzungspfad die geringsten Treibhausgasreduzierungen verspricht, wird diesem Nutzungspfad, in der vorliegenden Analyse, nur eine geringe Menge von rund 3 % (ohne Berücksichtigung der Abwärme aus KWK) der gesamten verfügbaren erneuerbaren Gasmenge des Max-Szenarios zugeschrieben.

Für weitere Berechnungen soll daher ein Anteil von 12,7 PJ/a im Jahr 2020 und 17 PJ/a im Jahr 2030 für den Nutzungspfad von erneuerbarem Gas für die „direkte Wärmeerzeugung“ veranschlagt werden.

5.3.3 Erneuerbare Gasmengen für die flexible und unflexible Stromproduktion

Die Stromerzeugung aus Biogas in BHKWs ist die am weitesten verbreitete Nutzungsoption in Deutschland. In Tabelle 8 werden die erneuerbaren Gasmengen, die den Nutzungspfaden direkte Wärmeerzeugung, Kraftstoff und Stromerzeugung, in den Szenarien „Min“ und „Max“, zur Verfügung stehen dargestellt. Es ist jeweils der Energiegehalt (H_i) angegeben. Konversionsverluste bei der Energiewandlung sind bei den zur Verfügung stehenden Gasmengen noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 8: Erneuerbare Gas in den Nutzungspfaden Strom, Wärme und Verkehr im Min- und MaxSZ in den Jahren 2020 und 2030

	2020		2030	
	Min-Szenario [PJ/a]	Max-Szenario [PJ/a]	Min-Szenario [PJ/a]	Max-Szenario [PJ/a]
Verkehr	20,2	20,2	39,6	39,6
Direkte Wärmeerzeugung	12,7	12,7	17,0	17,0
Stromerzeugung in KWK	185,8	306,6	250,0	425,1

Biogasanlagen die bis Ende 2011 in Betrieb genommen wurden, sind für eine den gesetzlichen Randbedingungen angepasste, kontinuierliche Betriebsweise ausgelegt. Ein steuerbarer Anlagenbetrieb war in der Vergangenheit nicht vorgesehen.

Bei der Ermittlung der erneuerbaren Gasmengen, die in den Jahren 2020 und 2030 der flexiblen und unflexiblen Erzeugungsstruktur zur Verfügung stehen, wird zugrunde gelegt, dass alle Biogasanlagen (Bestandsanlagen), die ab dem Jahr 2004 in Betrieb genommen wurden, prinzipiell technisch für einen flexiblen Anlagenbetrieb umgerüstet werden können und somit im Betrachtungszeitraum der flexiblen Erzeugungsstruktur zugerechnet werden. Lediglich die in diesen Zusammenhang sogenannten Altanlagen (Biogasanlagen mit Inbetriebnahme vor dem Jahr 2004) sind auch im Jahr 2020 der unflexiblen Erzeugungsstruktur zugeteilt.

Für den Biogasanlagenzubau bis 2020 bzw. 2030 wird in den Szenarien unterstellt, dass die in Kapitel 5.2.2 und 5.2.3 ermittelten Potenziale voll ausgeschöpft werden. Alle neugebauten Biogasanlagen werden der prinzipiell flexiblen Erzeugungsstruktur zugerechnet.

Das in im Jahr 2030 produzierte Bio-SNG liegt nach seiner Produktion in einer einspeisefähigen Form vor. Daher sind diese Gasmengen vollständig der flexiblen Erzeugungsstruktur zugeteilt.

In Tabelle 9 werden die analysierten flexiblen und unflexiblen erneuerbaren Gasmengen im Min- und Max- Szenario dargestellt. Auftretende Konversionsverluste bei der Erzeugung von elektrischer Energie sind in dieser Darstellung noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 9: Für den Nutzungspfad Stromerzeugung im MinSZ und MaxSZ zur Verfügung stehenden erneuerbaren Gasmengen, aufgeteilt in flexibel und unflexibel zur Verfügung stehende Gasmenge (dargestellt ist der Energiegehalt H_i des Gases)

	2020		2030	
	MinSZ in PJ/a	MaxSZ in PJ/a	MinSZ in PJ/a	MaxSZ in PJ/a
unflexibel	13,5	13,5	0,0	0,0
flexibel	197,6	336	289,3	492,3

Bei der Berechnung erzeugbaren Strommengen wird ein durchschnittlicher elektrischer Nutzungsgrad von 42 % für das Jahr 2020 und von 44 % für das Jahr 2030 unterstellt. Die berechneten Strommengen auf Basis der genannten Wirkungsgrade sind in Tabelle 10 dargestellt. Diese dienen als Grundlage für weitere Simulationsberechnungen im Projekt OptiKobi².

Würden geringere Wirkungsgrade angesetzt, würden höhere Biomassemengen benötigt werden, um die gleichen Strommengen erzeugen zu können. Entsprechend würde sich der Flächenbedarf für den Anbau der Biomasse erhöhen. Bei einem durchschnittlichen elektrischen Nutzungsgrad des Erzeugungsportfolios von 37 % im Jahre 2030 würde sich ein Flächenbedarf von 1,2 Mio. ha statt 0,96 Mio. ha ergeben.

Die ausgewiesenen benötigten Flächen reduzieren sich dann entsprechend bei höheren Wirkungsgraden, die sich bei einer Flexibilisierung des BiogasPark ergeben. Auf diese Auswirkung wird im Kapitel 13 noch näher eingegangen. Eine Wirkungsgradveränderung durch die Flexibilisierung wird zur Potentialermittlung noch außer Acht gelassen.

Tabelle 10: Übersicht über die flexibel und unflexibel erzeugten Strommengen im Min- und Max- Szenario in den Jahren 2020 und 2030

		2020		2030	
		MinSZ in TWh _{el} /a	MaxSZ in TWh _{el} /a	MinSZ in TWh _{el} /a	MaxSZ in TWh _{el} /a
Stromerzeugung	unflexibel	1,4	1,4	0,0	0,0
	flexibel	20,3	34,5	30,5	52,0

Die in den einzelnen Szenarien erarbeiteten Strommengen können in unterschiedlicher Flexibilität im Jahresverlauf zur Deckung des Strombedarfs beitragen. In Abhängigkeit der Volllaststunden im Jahr ist die dementsprechend dafür notwendige elektrische Leistung vorzuhalten. Tabelle 11 zeigt in Abhängigkeit der Volllaststunden die entsprechend erforderliche installierte Leistung, um die beschriebenen Strommengen im Jahresverlauf zu produzieren.

Tabelle 11: Notwendige installierte elektrische Kapazitäten, die erneuerbares Gas, in Abhängigkeit der Volllaststunden, zur Verstromung nutzen

	Szenario	MinSZ	MaxSZ	MinSZ	MaxSZ
	Jahr	2020	2020	2030	2030
	VLH	GW _{el}	GW _{el}	GW _{el}	GW _{el}
Grundlast	8760	0,2	0,2	0,0	0,0
Flexibilität 0	8760	2,3	3,9	3,5	5,9
Flexibilität 1	7000	2,9	4,9	4,4	7,4
Flexibilität 2	5500	3,7	6,3	5,6	9,4
Flexibilität 3	4000	5,1	8,6	7,6	13,0
Flexibilität 4	2500	8,1	13,8	12,2	20,8
Flexibilität 5	1500	13,5	23,0	20,4	34,6

5.4 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

Die Ermittlung der im Betrachtungszeitraum zur Verfügung stehenden erneuerbaren Gasmengen in der vorliegenden Analyse erfolgte auf Grundlage früherer Biomassepotenzialstudien, die die heimischen Biomassepotenziale aufzeigen. Die ermittelten erneuerbaren Gasmengen sehen als Basis für die Stromproduktion im BiogasPark zur Verfügung. Der BiogasPark steht in diesem Abschlussbericht als Synonym für einen Anlagenpark der technisch in der Lage ist die ermittelten erneuerbaren Gasmengen zu Strom und Wärme zu verarbeiten. In Anlehnung an die Leitstudie 2011 wurden die darin prognostizierten Bio-SNG-Mengen für das Jahr 2030 abgeleitet [1]. Der BiogasPark vereint dadurch auch gewissen Bio-SNG-Mengen zur Stromproduktion, wenngleich die daraus resultierenden Strommengen im Vergleich zum klassischen Biogas untergeordnet sind. Mögliche EE-Gasmengen, die mittels überschüssigen EE-Stroms im Jahr 2030 zur Verfügung stehen könnten, wurden nicht berücksichtigt. Die meisten der Biomassepotenzialstudien für Deutschland wurden vor fast 10 Jahren erstellt, als Mais z.B. als Energiepflanze noch nicht weit verbreitet war. Jedoch wird auf den damals gewonnenen Ergebnissen in vielen aktuellen Studien, mangels aktuellerer Analysen, als belastbare Datengrundlage zurückgegriffen.

Aufbauend auf den für die Jahre 2020 und 2030 zur Verfügung stehende Energiepflanzenanbauflächen wurde das Biogaspotenzial in zwei Szenarien mit unterschiedlich großer Anbaufläche für Energiepflanzen für die Biogasproduktion, entsprechend eines bestimmten Anbaumixes verschiedener Energiepflanzen (-Kulturen), berechnet. Hierzu wurde die Vergärung von organischen Reststoffen in unterschiedlichem Umfang dazu addiert. Importe von Rohstoffen für die Biogaserzeugung bzw. Biogas- und Biomethanimporte wurden bei der Analyse nicht berücksichtigt, sind aber eine Möglichkeit das Biogas- und Biomethanpotenzial zu erhöhen, oder bei gleichbleibenden Potentialen die nationalen dafür notwendigen Anbauflächen zu reduzieren. Außerdem wurde von keinen Ertragssteigerung beim Anbau von Energiepflanzen für die Biogasnutzung ausgegangen. Diese würden ebenfalls eine Möglichkeit darstellen das Biogaspotenzial aus heimischen Ressourcen zu erhöhen, bzw. die dafür notwendigen Flächen zu reduzieren.

In der Analyse wurde das technische Potenzial ermittelt, wirtschaftliche Rahmenbedingungen und das damit verbundene wirtschaftlich nutzbare Potential wurden dabei nicht berücksichtigt. Jedoch würden diese z.B. den unterstellten Umfang der Energiepflanzen- und organischen Reststoffnutzung zur Biogasproduktion beeinflussen. Somit stellen die analysierten erneuerbaren Gasmengen, obwohl diese durch das Min-Szenario eine technische Unter- und das Max-Szenario eine technische Obergrenze ausweisen „best-case“-Analysen dar. Der Fokus lag auf dem theoretisch möglichen technischen Potenzial, die ohne wirtschaftliche Einschränkungen ermittelt wurden. Des Weiteren können Energieverluste durch eine suboptimale Prozessführung die technisch erzielbare Energiemenge in der Praxis reduzieren. Diese wurden im Zusammenhang der vorliegenden Analysen nicht berücksichtigt.

Vergleicht man die Analyseergebnisse des Biogaspotenzials mit den durch die FNR e. V. (2011) [9] und nach DBFZ (2009) [19] analysierten Biogaspotenzialen aus der anaeroben Vergärung von NaWaRo und organischen Reststoffen für das Jahr 2020 von 503 PJ/a sind diese deutlich höher und werden auch im Max-Szenario im Jahr 2020 der vorliegenden Analyse erst im Jahr 2030 knapp überschritten. Gründe hierfür sind die Wahl unterschiedlicher Rahmenbedingungen für die Energiepflanzenproduktion sowie der hierfür zur Verfügung stehenden Fläche und zu erwartenden Ertragssteigerungen. Aber auch die Wahl der angebauten Kulturen.

Der Anteil an der Bruttostromerzeugung aus Biogas wird im NREAP (2009) auf ca. 23,5 TWh_{el}/a im Jahr 2020 geschätzt. Die Ergebnisse des Min-Szenarios für diesen Zeitraum liegen mit 21,7 TWh_{el}/a unter und im Max-Szenario mit 34,5 TWh_{el}/a deutlich über den Erwartungen nach NREAP (2009) [11].

Nach Analyse des im Betrachtungsraum 2020 und 2030 zur Verfügung stehenden erneuerbarem Gaspotenzials wurde dies in die Nutzungspfade „direkte Wärmeerzeu-

gung“, Verkehr und Stromerzeugung unterteilt. Für den Stromsektor wurde nochmals eine differenzierte Betrachtung nach Gas, das der flexiblen und unflexiblen Erzeugungsstruktur im Jahr 2020 zur Verfügung steht, durchgeführt. In Abhängigkeit der zukünftigen Flexibilität der Stromerzeugung des BiogasPark mittels erneuerbarem Gas muss die dafür notwendige Anlagentechnik, bzw. die Stromerzeugungskapazität vorgesehen werden. Die dafür notwendige installierte elektrische Leistung schwankt je nach Szenario im Jahr 2030 von 4,4 GW_{el} (Min, sehr geringe Flexibilität) bis 34,6 GW_{el} (Max, sehr hohe Flexibilität). Auch in diesem Zusammenhang wird das technische Potential ohne wirtschaftliche Restriktionen beschrieben.

.....
Biomassepotential zur flexiblen
Stromproduktion
.....

6 Simulation, EE-Mengengerüst und Methodik

Uwe Holzhammer, Dr. Amany v. Oehsen, Dr. Mareike Jentsch

Die Flexibilisierung des BiogasParks führt zur Bereitstellung der Erzeugungskapazität zu Spitzen-(Residual-)lastzeiten und beeinflusst die konventionelle Kraftwerkskapazität. Der BiogasPark kann in diesem Zusammenhang unterschiedliche Anlagenkonzepte enthalten, wie z.B. Erzeugungsanlagen, die Biogas aus Energiepflanzen und organischen Reststoffen verwenden, sowie auch Erzeugungsanlagen, die aufbereitetes Biogas, sog. Biomethan, nutzen. Die flexible Stromproduktion mittels Biogas kann zurückgefahren werden, wenn die Stromproduktion aus Wind und PV die Stromnachfrage in relevanten Umfang bedient. So werden Überschüsse vermieden, die ansonsten mit Verlusten zwischengespeichert werden müssten oder als „abgeregelte Energiemengen“ verloren gingen. Über diesen Mechanismus kann ein flexibler BiogasPark bei optimiertem Einsatz die Gesamteffizienz der Strombereitstellung steigern und ist damit grundsätzlich auch in der Lage treibhausgasemissionsmindernd zu wirken. Diesen Sachverhalt und die damit formulierten Thesen gilt es über die Simulation, unter Berücksichtigung des EE-Mengengerüsts und einer dafür entwickelten Methodik, zu analysieren.

Der Einsatz von flexiblem Strom des BiogasParks muss jedoch im Kontext des heutigen Marktgeschehens analysiert werden. Da erneuerbare Energien Einspeisevorrang besitzen und die fluktuierenden Erneuerbaren Energien durch die Grenzkosten (kurzfristige Betriebskosten) von 0 € pro Stromeinheit bei ausreichendem Strombedarf immer zum Zuge kommen, ist durch den konventionellen Kraftwerkspark die Differenz aus Stromnachfrage und erneuerbarer Erzeugung zu erbringen. Der Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks erfolgt im Grunde seit der Liberalisierung des Strommarktes 1998 deutschlandweit (und in Abhängigkeit der Kuppelkapazitäten) auch mit dem europäischen Ausland kostenoptimiert. D.h. es wird eine Deckung der (Residual-)Nachfrage zu minimalen variablen Erzeugungskosten angestrebt. Beim Marktverfahren in Deutschland bzw. im europäischen Strommarkt werden – einen idealen Markt vorausgesetzt – die variablen Kosten der Stromerzeugung des gesamten deutschen Kraftwerksparks über die Handelsperiode minimiert. Um diesen (idealen) Markt abzubilden setzt die Simulation, wenn es technisch möglich ist, die Kraftwerke mit den geringsten variablen Stromerzeugungskosten prioritär zur Lastdeckung ein. Eine Flexibilisierung des BiogasParks verschafft der Kostenminimierung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke zusätzliche Freiheitsgrade. Weisen z.B. Braunkohlekondensationskraftwerke die geringsten variablen Stromerzeugungskosten auf, so kann eine Flexibilisierung des BiogasParks zu einer erhöhten Auslastung von Braunkohlekondensationskraftwerken auf Kosten teurerer aber treibhausgasärmerer Kraftwerke führen und somit grundsätzlich auch in Richtung einer Steigerung der Treibhausgasemissionen wirken. Auf der anderen Seite können effiziente Kraftwerke mit Wärmenutzung, die einen Vorrang gegenüber Anlagen ohne Wärmenutzung haben (wie sie auch politisch gewünscht und in der Simulation berücksichtigt sind), zu höheren Laufzeiten kommen. Dieser Sachverhalt wirkt sich wiederum treibhausgasmindernd aus.

Um diese Effekt zu untersuchen, die eine Flexibilisierung des BiogasParks in den Jahren 2020 und 2030 auf die eingesetzte konventionelle Kraftwerksleistung und auch auf die damit verbundenen Treibhausgasemissionen der Strom – und gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion (KWK-Energieerzeugung) hat bzw. haben kann, wird eine Kraftwerkseinsatzoptimierung verwendet. Diese Kraftwerkseinsatzoptimierung minimiert die variablen Kosten der Strom- und der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion des deutschen Kraftwerksparks in den Jahren 2020 und 2030.

6.1 Simulationsmodell

Generell stützen sich die Annahmen für die Simulation des zukünftigen Strommarktes auf die Leitstudie 2011 als Langfristszenario für den Ausbau der EE in Deutschland [1]. Die (grenz-)kostenoptimierte Kraftwerkseinsatzoptimierung mittels MatLab und CPLEX wurde im Rahmen der Dissertation von Amany von Oehsen und der Simulationen für die Leitstudie 2011 aufgebaut und für die neuen Fragestellungen weiterentwickelt [1] [21].

Der Effekt der Flexibilisierung von Biogas/Biomethan-BHKW (BiogasPark) auf den konventionellen Kraftwerkspark wird mithilfe dieser Kraftwerkseinsatzoptimierung untersucht.

In Abhängigkeit der Residuallast (=Last abzüglich ungesteuerter erneuerbarer Einspeisung, welche sich aus Wind, PV, Laufwasserkraft, Geothermie, Holzheizkraftwerken und Müllheizkraftwerken zusammensetzt) wird der Stromproduktionsfahrplan des BiogasPark und, daran gekoppelt, dessen Gasbedarfsfahrplan erstellt. Die so zur Verfügung stehenden Gasmengen (in Abhängigkeit der Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ) werden durch die Simulation bis zum Ende des Optimierungszeitraums verbraucht. Dadurch wird sichergestellt, dass die unterstellten Strommengen im Jahresverlauf durch den BiogasPark erzeugt werden. Diese gewählte Methodik trägt ebenso dem Hinzukommen neuer Informationen über Wetterbedingungen und damit neuen Informationen über die erwartete Residuallast Rechnung. Es wird auf das Wetterjahr 2006 zurückgegriffen. Die Strommengen des BiogasParks werden somit in Abhängigkeit des Vermögens, auf die Residuallast zu reagieren (unterstellte Flexibilität), im Jahresverlauf verteilt. Die Stromproduktion des BiogasPark erfolgt bei hoher Residuallast. Umgekehrt wird die Stromproduktion bei sehr geringer Residuallast reduziert bzw. eingestellt. Die restlichen Erzeugungskapazitäten orientieren sich an der verbleibenden Residuallast, um den Strombedarf vollständig zu decken.

Bei der Einsatzoptimierung der Erzeugungsanlagen handelt es sich um ein sogenanntes Fundamentalmodell. Ausgehend von den technischen und ökonomischen Parametern der Kraftwerke des deutschen Kraftwerksparks, wie zum Beispiel Mindestleistungen und Mindeststillstandzeiten, Brennstoffkosten und Anfahrkosten, wird die Kraftwerks- und Speicherfahrweise berechnet, die die Residuallast und die KWK-Wärmelasten zu minimalen variablen Kosten deckt. Kraftwerke größer 50 MW werden dabei anlagenscharf im Modell abgebildet. Kleinere Kraftwerkseinheiten werden aggregiert berücksichtigt. Um Mindestleistungen der Kraftwerke korrekt abzubilden wird eine gemischt-ganzzahlige Formulierung der Optimierungsaufgabe gewählt, welche durch CPLEX unter Verwendung des Branch-and-Bound Algorithmus gelöst wird. Das Modell rechnet mit einer stündlichen Auflösung und rollierender Planung. Der Betrachtungshorizont beträgt dabei insgesamt ein Jahr. Bei der rollierenden Planung wird der Kraftwerks- und Speichereinsatz über einen bestimmten Zeitraum, beispielsweise 24 h oder einer Woche, optimiert. Anschließend wird unter der Übernahme von Startwerten, wie z.B. Schaltzuständen und Speicherfüllständen, aus dieser ersten Optimierungsrechnung eine zweite Optimierungsrechnung für einen Zeitraum, der um einige Stunden (z. B. 4 oder 24 Stunden) in die Zukunft verschoben wird, durchgeführt.

Die mögliche Flexibilität des BiogasParks und die Auswirkung auf den konv. Kraftwerkspark wird über unterschiedliche Szenarien analysiert. Dadurch kann der Einfluss unterschiedlicher Flexibilitätskennwerte auf das konv. Versorgungssystem aufgezeigt werden. Für die Flexibilisierung des BiogasParks mit der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche wurde mit einem Optimierungshorizont von einer Woche gerechnet und alle 24 Stunden eine neue Rechnung, die 24 Stunden über den alten Planungshorizont hinaus reicht, durchgeführt. Für die Bedarfsberücksichtigung über Tag, Woche und Jahr, also unter Berücksichtigung der saisonalen Schwankungen, wird ebenfalls der Optimierungshorizont von einer Woche gewählt. Allerdings wird abhängig vom jährlichen Residuallastverlauf die flexible Biogasgasmenge für die anschließende flexible Stromproduktion jeder einzelnen Woche zugeteilt (Gaszuteilung proportional zum Reststrombedarf), wie in Abbildung 5 dargestellt.

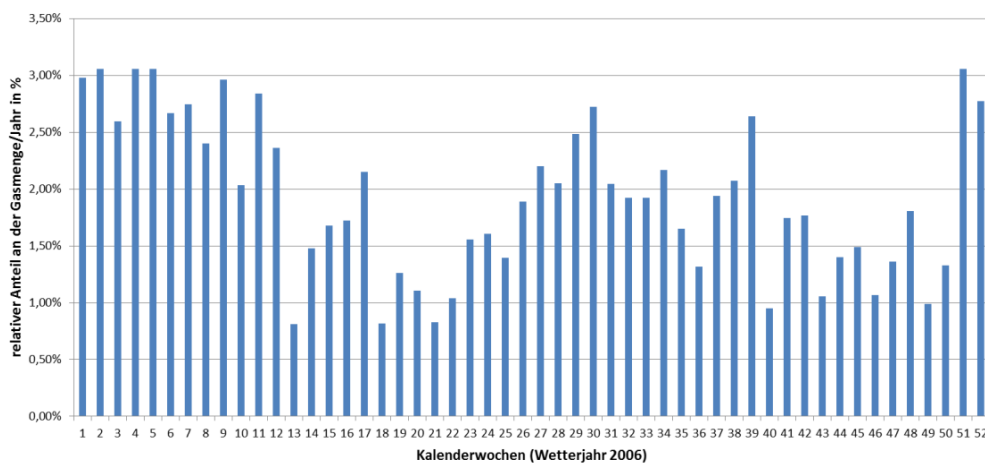


Abbildung 5: Jahresverteilung der Gasmengen zur Simulation der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr am Beispiel 2030 MinSZ

Bei den Optimierungsrechnungen mit Tagesflexibilität (Tag) wird ein Kraftwerkseinsatz für einen Planungshorizont von 24 Stunden berechnet und alle 4 Stunden eine neue Optimierung durchgeführt. In dieser Optimierung steht jedem Tag die gleiche Strommenge aus Biogas zur Verfügung, die in Abhängigkeit der Residuallast und des konventionellen Kraftwerksparks im Tagesverlauf kostenoptimiert für die Stromerzeugung eingesetzt wird. Diese Simulationsmethodik ermöglicht es, die Auswirkung einer Optimierung der Stromproduktion aus dem BiogasPark im Tagesverlauf zu bewerten. Da innerhalb der Anlageneinsatzplanung nur mit einem einheitlichen Optimierungshorizont gearbeitet werden kann, wird dieser verkürzte Optimierungshorizont auch für die restlichen Kraftwerke angewendet. Dies führt zu einer größeren Fokussierung der konv. Flexibilität auf sehr flexible, z.B. gasbetriebene Kraftwerke. Grund hierfür ist die Trägheit anderer konv. Kraftwerke, z.B. von Stein- oder Braunkohlekraftwerken. Diese würden bei einem längeren Optimierungshorizont z.T. vor den erdgasbetriebenen Kraftwerken zum Einsatz kommen, wenn es längere, über den Tagesverlauf hinaus gehende, Bedarfsschwankungen zu berücksichtigen gäbe. Im Ergebnis muss beim Vergleich zwischen den Auswertungen Tag mit Tag/Woche oder Tag/Woche/Jahr auf diesen Sachverhalt geachtet werden. Ein direkter Vergleich der unterschiedlichen berechneten Szenarien ist deshalb nur eingeschränkt möglich. Für die geplanten Auswertungen bezüglich des Einsatzes des BiogasParks, bei welchen regelmäßig der Fokus nicht auf absolute Zahlen des Gesamtsystems gelegt wird, können die Ergebnisse jedoch zielführend interpretiert werden. In den Ausarbeitungen wird mit der Markierung * explizit auf die unterschiedlichen Optimierungshorizonte hingewiesen.

6.2 Allgemeine Annahmen und Festlegung

Die Untersuchung der Residuallast ist notwendig, um Aussagen über die Wirkung bzw. Auswirkung unterschiedlichen Verhaltens von angenommenen (unterschiedlichen) Strommengen aus Biogas und Biomethan (dem BiogasPark) im Energiesystem, im Jahr 2020 mit ca. 40 % EE und 2030 mit ca. 60 % EE, machen zu können. Dabei soll gleichzeitig untersucht werden, in wie weit sich die nutzbaren fluktuierende Strommengen verändern. Das Vergleichsszenario beschreibt ein Energiesystem mit einer Stromerzeugung des BiogasParks in Grundlast (welches ebenfalls simuliert wird).

Nachfolgend werden relevante Annahmen aufgezeigt:

- Definition der Residuallast im Rahmen dieser Untersuchungen: Last abzüglich ungesteuerter erneuerbarer Einspeisung, welche sich aus Wind, PV, Laufwas-

serkraft, Geothermie, Holzheizkraftwerken und Müllheizkraftwerken zusammensetzt

- Vorrang der Erneuerbaren Energien zu jedem Zeitpunkt -> der Strom aus dem BiogasPark wird in Grundlast eingespeist, auch wenn dadurch Strom aus PV und Wind überschüssig werden
- Die Strommengen des BiogasPark werden in 2 Szenarien festgelegt (Minimalszenario – MinSZ: verhaltener Ausbaupfad, Maximalszenario – MaxSZ: hoher Ausbaupfad).
- Es wird kein Teillastverhalten der einzelnen Biogas/Biomethan-Stromerzeugungseinheiten unterstellt, sondern ein Ein- / Aus- Verhalten.
- Generell wird angenommen, dass die Stromerzeugungsanlagen (Biogas und Biomethan) stundenscharf produzieren können.
- Die festgelegten Strommengen aus dem BiogasPark werden im Stromsystem vorrangig zur Verfügung gestellt. Im Grundlasterzeugungsfall müssen die fossilen Erzeugungseinheiten weichen. Im flexiblen Fall wird der Strom aus dem BiogasPark in den Phasen der höchsten Residuallast in Abhängigkeit der Flexibilität erzeugt.
- Im Jahr 2020 wird ein kleiner Teil der Strommenge als nicht flexibel angenommen. Dies wird mit einem Anteil an Anlagen begründet die bis 2020 nicht zu flexibilisieren sind.
- Den Biogasanlagen werden im Jahr 2020 eine Volllaststundenzahl von 8000 h/a unterstellt. Darüber hinaus wird angenommen, dass der BiogasPark im Ergebnis 8760 h im Jahr Grundlast läuft. Diese Annahme unterstellt, dass sich die Ausfälle gleichmäßig über das Jahr verteilen.

Die OptikoBi²-Szenarien 2020 und 2030 orientieren sich weitestgehend an den Szenarien 2020 A und 2030 A der BMU-Leitstudie 2011 [1]: für die Stromresiduallasten und Wärmelasten werden die im Leitstudie Projekt erstellten Zeitreihen verwendet, auch beim zugrunde gelegten Kraftwerkspark wird sich am Kraftwerkspark der Leitstudie orientiert. Die Stromresiduallast der Leitstudie wird jedoch um das Lastmanagement mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen bereinigt, da nicht klar ist, ob das Lastmanagement in dem unterstellten Maße durchgesetzt werden kann. Stattdessen wird in OptikoBi² ein spezielles Augenmerk auf den Einsatz von Biogas zur Flexibilisierung gelegt. Dem Stromverbrauch werden in der Simulation deshalb auch kein zusätzliches Lastmanagement und keine zusätzlichen E-Heizungen unterstellt, um so die Wechselwirkung der flexiblen Strommengen deutlich machen zu können. Es hat sich in anderen Untersuchungen gezeigt, dass der Einfluss der Wetterdaten nicht sehr groß ist und die generellen Aussagen nicht wesentlich beeinflussen [23]. Aufgrund dessen erfolgt die Simulation ausschließlich auf Grundlage der Wetterdaten des Jahres 2006.

Um die Ergebnisse besser einordnen zu können, werden nachfolgend die wichtigsten Annahmen kurz vorgestellt. Darüber hinaus wird auf die Leitstudie 2011 verwiesen [1]. Der BiogasPark wird in zwei unterschiedliche Mengenszenarien für die jeweiligen Betrachtungsjahre 2020 und 2030 dargestellt und untersucht. Das Minimalszenario (MinSZ) beschreibt Strommengen auf ähnlichem Niveau wie wir sie heute antreffen, das Maximalszenario im Gegenzug ein Mengenszenario (MaxSZ), das einen weiten Ausbau der Bioenergienutzung für den Strombereich vorsieht.

Die nachfolgende Tabelle zeigt übersichtsartig die Strommengen in Abhängigkeit von MinSZ und MaxSZ beispielhaft für das Jahr 2030, als Ergebnis der Simulation.

Tabelle 12: Strommenge aus der Simulation des Energiesystems im Beispieljahr 2030, differenziert zwischen MaxSZ und MinSZ der Strommengen aus Biogas/Biomethan

Netto-IST-Zahlen Simulation (Basis Leitstudie 2011)			
Last der Verbraucher (2030)	466	466	TWh
unflexible EE-Stromerzeugung	289	289	TWh
Residuallast	177	177	TWh
Flexible Erzeugung	MaxSZ	MinSZ	
Biogas/Biomethan BHKW	52,0	30,5	TWh
GuD-Kond	2,3	3,7	TWh
GuD-Gegendruck	19,3	20,9	TWh
GuD-Entnahme-Kond	28,6	32,7	TWh
Gasturbinen	0,001	0,006	TWh
Braunkohle-Kond	42,5	50,5	TWh
Braunkohle-Entnahme-Kond	0,4	0,5	TWh
Steinkohle-Kond	0,8	2,0	TWh
Steinkohle-Gegendruck	2,4	2,5	TWh
Steinkohle-Entnahme-Kond	8,9	10,7	TWh
Erdgas BHKW	27,6	29,6	TWh
Summe Fossil	132,8	153,0	TWh
Nettostromerzeugung gesamt	474,2	472,9	TWh
PSW Turbinen	13,3	12,9	TWh
PSW Pumpen	17,8	17,3	TWh
Verluste	4,5	4,4	TWh
Nettostromerzeugung (inkl. Verluste PSW)	469,7	468,6	TWh
EE-Anteil (bezogen auf den Bruttostrombedarf)	64 %	59 %	

Die vorgestellten Untersuchungen fokussieren eine Situation, die einen EE-Anteil¹ von etwa 59 % bzw. 64 % an der Versorgung des Bruttostromverbrauchs von ca. 550 TWh/a (im Jahre 2030) mit 67,23 GW_{el} Windleistung und 61,02 GW_{el} PV-Leistung (die damit ca. 45 % der gesamten Strommengen bereitstellen) unterstellt. Die Ermittlung der notwendigen gesicherten Leistung für eine nationale Versorgungssicherheit erfolgt auf Grundlage nationaler Gegebenheiten. Die benötigte installierte Leistung in Szenario 2020 wurde zu 74,5 GW berechnet [1]. Tatsächlich im Szenario installiert sind ohne Biogas 79,8 GW, inklusive eines Sicherheitsaufschlages. Die Jahreshöchstlast beträgt im Vergleich hierzu nur 71,5 GW. Somit wird auch im Szenario mit unflexiblen Biogas eine beträchtliche Kraftwerksleistung nicht eingesetzt. Der Bedarf an installierter Leistung des thermischen Kraftwerksparks 2030 wurde zu 62,7 GW ohne Sicherheitsaufschlag errechnet, als installierte Leistung werden 68,0 GW angenommen. Auch bei Berücksichtigung des, in die Simulation integrierten internationalen Stromaustauschs mit den Nachbarländern (in Abhängigkeit der Kuppelstellen an den nationalen Grenzen – für Import: 18,8 GW_{el}, Export: 22,8 GW_{el}), werden die Kraftwerkskapazitäten nie vollständig abgerufen. Die Zeitreihen für Import/Export stammen aus der Simulation des Europäischen Strommarktes und der Leitstudie Szenario 2011 A [1]. Die Charakteristik

¹ Grundlage sind die EE-Anteile der Leitstudie 2011 Szenario A, + Strommengen Biogas (MinSZ und MaxSZ).

des Import/Export ist gewissermaßen an die Residuallast angepasst, wird aber insbesondere auch von der aktuellen Erzeugung in den Nachbarländern beeinflusst. Die unterstellten Kuppelstellenkapazitäten stellen in etwa eine Verdopplung zu den Kapazitäten aus dem Jahre 2011 dar. Die Kraftwerksoptimierung sieht dann einen Stromaustausch mit den ausländischen Kraftwerkskapazitäten vor, wenn sie kostengünstiger als die nationalen Erzeugungskapazitäten sind. Aufgrund dessen ergibt die Simulation ein Reservekraftwerkpark von ca. 13 GW_{el} (MinSZ) bis ca. 17 GW_{el} (MaxSZ). Die Überkapazitäten können somit als Kaltreserven angesehen werden.

Die weiteren Untersuchungen des Einflusses der Flexibilisierung von Biogasstrom bewerten die relative Veränderung der Zusammensetzung des konv. Kraftwerksparks stets im Vergleich zu den gleichzeitig in Betrieb befindlichen konv. Anlagen, wenn der Strom aus Biogas in Grundlast erzeugt wird. Die absolute Höhe der Überkapazität des konv. Kraftwerksparks, zur Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit, beeinflusst die Ergebnisse dadurch nicht. Die nachfolgende Tabelle 13 beschreibt den unterstellten konventionellen Kraftwerkspark im Jahre 2020 und 2030. Dieser Kraftwerkspark ist auf Basis aktuell bestehender, im Bau befindlicher und geplanter Kraftwerke entwickelt worden und berücksichtigt deren Sterberate und Betriebszeiten. Um die errechneten benötigten gesicherten Leistungen für die Jahre 2020 und 2030 mit dem unterstellten Kraftwerkspark zu erreichen, wurde dieser mit Gaskraftwerken ergänzt. Diese Methodik stellt die Basis für die Simulationen für die Leitstudie 2011 und somit auch für OptiKobi² dar [1].

Tabelle 13: Installierter konventioneller Kraftwerkspark im Jahre 2020 und 2030 (auf Basis der BMU-Leitstudie 2011 [1])

	2020		2030	
	Kraftwerk	Kraftwerksleistung	Kraftwerk	Kraftwerksleistung
	Anzahl	in GW	Anzahl	in GW
Braunkohle-Kond	22	12,65	22	12,65
Braunkohle-Entnahme-Kond	2	0,725	1	0,65
Steinkohle-Kond	40	16,4	23	8
GuD-Kond	34	10,5	27	8,31
Gasturbinen	39	4,21	43	9,57
GuD-Entnahme-Kond	47	10,3	52	11,2
GuD-Gegendruck	16	3,8	17	3,93
Steinkohle-Entnahme-Kond	10	5,65	9	5,21
Steinkohle-Gegendruck	2	0,8	1	0,725
Erdgas-BHKW	0	6,67	0	7,8
Atom	6	8,1	0	0
Gesamt	218	79,8	195	68,0

Für das untersuchte Jahr 2020 werden 15 GW_{el} und für das Jahr 2030 5 GW_{el} an MRU¹ festgelegt (auf Grundlage der IAEW-Studie [24]), die noch zur Gewährung der Versorgungssicherheit notwendig sind und mit konventionellen Kraftwerken gedeckt werden (vgl. auch [1]). Es wird somit eine Mindestleistung von steuerbaren Kraftwerken bzw.

¹ MRU: Must-Run-Units: Sockel an Kraftwerkskapazitäten, die am Stromnetz verbleiben müssen um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Derzeitig liegt dieser bei ca. 20 GW_{el}.

Pumpspeicherturbinen am Netz vorgesehen. Es handelt sich hierbei um eine sehr vereinfachte Abbildung der Anforderungen an die Mindestleistungen von Kraftwerken die sich vermutlich zur Wahrung der Netzstabilität ergeben.

Die Kraftwerksoptimierung berücksichtigt Brennstoffkosten (mit 23 €/Tonne CO₂ für 2020 und 34 €/Tonne CO₂ für das Jahr 2030), Anfahrkosten und den Anlagenverschleiß. Die unterstellte Kostenstruktur stützt sich auf das mittlere Preisszenario B der Leitstudie 2011 und geht von Warmstarts aus (soweit technisch möglich) [1].

Um die Wirkung flexiblen Biogases auf die CO₂-Emissionen auszuwerten, werden die Emissionen, die im Kraftwerkspark bei der Stromerzeugung und gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung entstehen (unter Berücksichtigung von Anfahrenergieverlusten und Teillastverlusten) bilanziert. Berücksichtigt werden auch CO₂-Emissionen, die durch die vorgesehenen Hilfswärmeerzeuger der KWK emittiert werden. Jede KWK-Anlage verfügt nach Annahmen der Leitstudie über einen Gas-Backup-Heizkessel, der als Spitzenlastkessel zur Deckung der Wärmehöchstlast und zur Deckung der Wärmelast, wenn die KWK-Anlage ausgeschaltet wird (wie zum Beispiel in Stromüberschussituationen bzw. Zeiten mit niedriger Residuallast), eingesetzt werden kann. Erhöht die Biomasse den Anteil der KWK an der Wärmelastdeckung, so steigen die Emissionen in den KWK-Kraftwerken an, die Emissionen der Gaskessel sinken jedoch.

Den Anlagen, die in KWK betrieben werden, wird ein Vorrang gegenüber bestimmten konventionellen Kraftwerken im Kondensationsbetrieb gewährt. Dieser Vorrang bildet die politisch gewünschte Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung ab. Die Strommengen aus KWK weisen somit bei voller Wärmeauskopplung niedrigere variable Stromerzeugungskosten auf als Braunkohlekondensationsstrom, welcher der günstigste Kondensationsstrom ist. Bei den KWK-Anlagen werden keine relevanten Wärmespeicherkapazitäten unterstellt, womit sie in ihrer Stromproduktion abhängig vom Wärmebedarf sind. Stellen die KWK-Anlagen auf Grund der Residuallastanforderung keine Wärme bereit, so wird der Wärmebedarf in der Simulation mittels eines Erdgaskessels versorgt. Die Erdgas-BHKW-Anlagen werden aggregiert, mit einem konservativen elektrischen Wirkungsgrad von 38,4 % (2020) bzw. 39,7 % (2030), berücksichtigt. Das Erdgas-BHKW-Anlagen Portfolio beinhaltet sehr kleine Anlagen mit wenigen kW Leistung und geringem Wirkungsgrad ebenso wie große Anlagen im MW-Leistungsbereich mit hohem Wirkungsgraden. Der Wirkungsgrad bildet vereinfacht den BHKW-Park im Durchschnitt ab. Höhere Wirkungsgradannahmen würden sich nicht relevant auf das Simulationsergebnis auswirken, bis auf die damit verbundene Reduzierung der Treibhausgasemissionen des konv. Kraftwerkspark. Die Erdgas-BHKW-Strommengen wurden im Vergleich zur Leitstudie 2011 deutlich auf ca. 28 bis 30 TWh_{el} (abhängig vom MaxSZ/MinSZ) angehoben und sind somit z. B. im Jahr 2030 um ca. 15 TWh_{el} höher, als im Leitszenario 2011 A [1]. Diese Annahme wird dem KWK-Ziel der Bundesregierung, von 25 % KWK-Strom an der gesamten Stromerzeugung, gerechter.

Für die Pumpspeicherkraftwerke wird ein durchschnittlicher Wirkungsgrad über alle Anlagen von Strom zu Strom von 75 % festgelegt. Für das Jahr 2030 wird den Pumpspeicherkraftwerken eine Pumpleistung von 7,7 GW_{el} und eine Turbinenleistung von 7,94 GW_{el} zur Deckung der Residuallast unterstellt¹. Die in den Jahren 2020 und 2030 installierte PSW-Kraftwerksleistung liegt in etwa um 35 % höher. Diese Leistungsdivergenz, die somit nicht zum Ausgleich der Residuallast herangezogen wird, ist gebunden um Systemdienstleistungen (SDL) für den sicheren Netzbetrieb bereit zu stellen. Dies ist auch die Grundlage für die Annahme für die Höhe der MRU. Darüber hinaus wird kein

¹ Darüber hinaus gehende PSW-Leistungen wurden der Deckung der RL zugeschrieben.

Einfluss des Stromnetzes auf die Kraftwerkskapazitäten unterstellt. Es wird von einem netzrestriktionsfreien Stromtransport in der Simulation ausgegangen. Diese Aspekte können im Rahmen von OptiKobi² nicht untersucht werden.

Die Untersuchung welche CO₂ -Emissionen der unterstellte Kraftwerkspark in Deutschland unter den vorgestellten Annahmen emittiert, wird auf den jeweiligen Brennstoffverbrauch der konventionellen Kraftwerke bezogen und für unterschiedliche Strommengen aus Biogas (MinSZ und MaxSZ) untersucht. Wie diese beiden Mengenszenarien zustande kommen, wird im nachfolgenden Kapitel aufgezeigt.

6.3 Einführung in die Flexibilität

Um die bedarfsorientierte Stromproduktion des BiogasParks, in Abhängigkeit der Residuallast, z.B. aus Biogas, beschreiben zu können, wird die Flexibilität als Maßstab dieser Bedarfsberücksichtigung in drei Teilaspekte zerlegt.

Die Flexibilität der Stromproduktion mittels Biogas wird durch die Anlagenauslastung, die sogenannten Volllaststunden im Jahr (das Verhältnis zwischen produzierter Energie zu installierter Leistung) und die Möglichkeit, den Strombedarf über gewissen Zeiträume zu berücksichtigen (Bedarfsberücksichtigung, d.h. die Verlagerung der Stromerzeugung in Zeiten mit erhöhtem Strombedarf), charakterisiert. Ebenso ist die Fähigkeit von Bedeutung, die Stromproduktion kurzfristig zu ändern (Anfahrtszeiten, Laständerungsgeschwindigkeit).

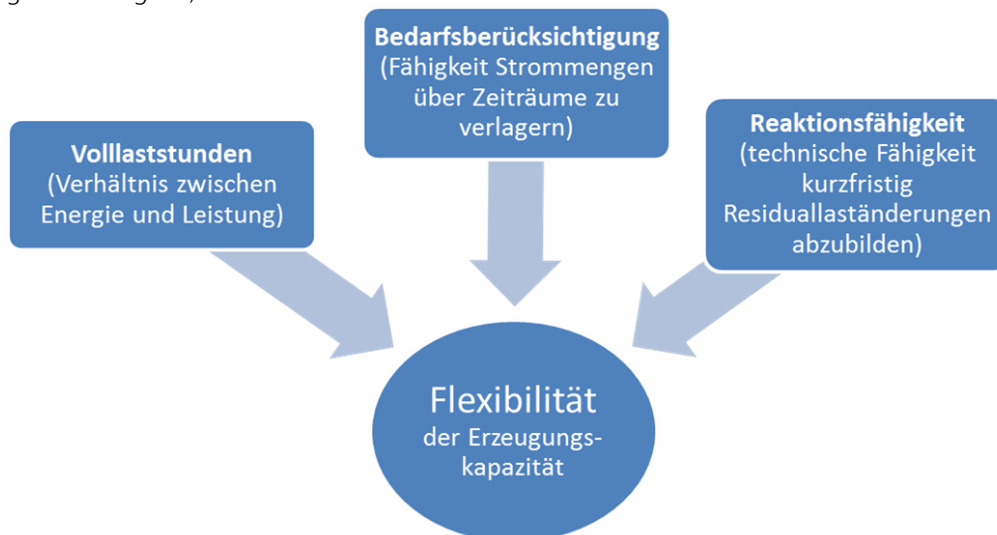


Abbildung 6: Faktoren, die die Flexibilität einer Erzeugungskapazität in ausreichendem Maße beschreiben

Diese drei Teilaspekte gilt es zu benennen, um im ausreichenden Maß die Flexibilität zu beschreiben. Die Flexibilität einer Stromerzeugungskapazität kann durch das Verhältnis zwischen der im Jahresverlauf produzierten Strommenge und der installierten Leistung definiert werden. Eine gängige und etablierte Möglichkeit hierfür stellen die Jahresvolllaststunden (VLH) als Bezugsgröße dar. Je geringer die VLH sind, umso größer ist die Möglichkeit (Flexibilität), auf Bedarfsschwankungen zu reagieren und je höher ist der Beitrag zur gesicherten Leistung. Wird z.B. eine Biogasanlage an einem Standort flexibilisiert, dann wird die installierte Leistung erhöht. Gleichzeitig sinkt bezogen auf die neue installierte Leistung die Jahresvolllaststundenzahl bei gleichbleibender (Jahres-)Stromproduktion. Je niedriger die Volllaststundenzahl und somit je höher die installierte Leistung ist, desto höher kann der Beitrag zur gesicherten Leistung, die dem Energiesystem zur Residuallastdeckung zur Verfügung steht, sein. Die flexiblen Strommengen aus Biogas können sich nach dem (Strom-)Bedarf ausrichten bzw. daran orientieren.

Der Bedarf wird durch die Höhe der Residuallast aufgezeigt. Die Residuallast unterliegt unterschiedlich schwankenden Einflussgrößen (siehe Tabelle 14). Systematisch sind diese Schwankungen mit verschiedenen Zyklenlängen zu beschreiben, z.B. im Verlauf eines Tages (Tagesprofil Stromverbrauch und solare Einstrahlung), mehrerer Tage bis zu einer Woche (Werktage vs. Wochenende, Wetterlage) und eines Jahres (Jahresprofil Strombedarf, saisonale Verfügbarkeit der Wind- und Solarenergie).

Tabelle 14: Residuallastschwankungen aufgrund unterschiedlicher Einflussgrößen

Residuallastschwankung	Tagesverlauf	Wochenverlauf	Monatsverlauf (Saisonal)
Einflussgröße			
EE-Erzeugung	PV, abhängig von Sonneneinstrahlung	Keine Abhängigkeit	Witterungsabhängigkeit (insbesondere Wind, aber auch PV – weniger Sonnenenergie im Winter)
Last (Stromnachfrage)	Nachfrage im Tagesverlauf unterschiedlich	Stromnachfrage am Wochenende und an Feiertagen geringer	Witterungsabhängigkeit der Last (Temperatur, Sonnenscheindauer)

Deshalb gilt es zu beschreiben, welche Bedarfsberücksichtigung die Anlagen abbilden können. Welche Fähigkeit besitzt die Biogasanlage, auf den Einfluss von Tages- oder Tages- und Wochen- oder sogar gleichzeitig Tages-, Wochen- und Jahresschwankungen zu reagieren? Je größer die Zeiträume der Bedarfsschwankungen sind, die bei der Fahrplanerstellung berücksichtigt werden, desto größer werden die Anforderungen an die Speicherdauer von Biogas bzw. Biomethan. Für Biogasanlagen bedeutet dies, dass die notwendigen Gasspeicherkapazitäten und / oder das Fütterungsmanagement dementsprechend angepasst werden müssen. Für Biomethan als Energieträger müssen die dementsprechenden (Erdgas-) Speicherkapazitäten bereitstehen.

Neben diesen beschriebenen systematischen Anforderungen an die Flexibilität, muss auch die Fähigkeit der Laständerung, die sogenannte Reaktionsfähigkeit, beachtet werden. Die Fähigkeit, in sehr kurzer Zeit auf die beschriebenen Anforderungen der Residuallast zu reagieren, gewinnt zunehmend an Bedeutung. Die Anzahl der sich schnell ändernden Lastanforderungen nimmt durch die fEE in Zukunft weiter zu.

Biogas- und biomethanbetriebene BHKW sind größtenteils technisch in der Lage, Anfahrtszeiten innerhalb von 15 Minuten (0,25 h) zu realisieren. BHKW sind i.d.R. somit in der Lage, in dieser Zeit aus dem aktuellen Zustand auf Volllastbetrieb umzustellen. Vorausgesetzt, die BHKW-Anlage wird mittels einer Warmhalteeinrichtung, eines sogenannten Thermomanagements, auf Temperatur gehalten. Die BHKW weisen, ähnlich wie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) bzw. Gasturbinen (siehe Tabelle 3), insbesondere im Leistungsbereich unter 2,5 MW_{el}, eine schnelle Reaktionsfähigkeit auf. BHKW-Hersteller sehen kurzfristig bei vielen ihrer Modelle die Möglichkeit, innerhalb von 5 Minuten (0,08 h) einen Volllastbetrieb zu erreichen, sodass sich die Anfahrtszeiten voraussichtlich weiter verkürzen werden. Auch die Laständerungsgeschwindigkeit könnte laut einiger BHKW-Hersteller von knapp 7 % der Nennleistung (PN) pro Minute (% PN/min) auf 20 % PN/min gesteigert werden. Dieser Laststeigerungsgradient übersteigt damit sogar den der Gasturbinen. Für beide Maßnahmen sind i.d.R. gewisse technische Nachrüstungen, wie z.B. die beschriebene Warmhalte-Vorrichtung, notwendig. Ein Teillastbetrieb scheint aus Sicht der BHKW-Hersteller zukünftig nicht notwendig, um diese Werte zu erreichen (Mindestlast: 0 % PN). Der Laständerungsbereich, der zur Berücksichtigung der Residuallast zur Verfügung steht, liegt dann zwischen 0 % und 100 %, bezogen auf die installierte elektrische Leistung des BHKW.

Tabelle 15: Dynamische Kennwerte thermischer konventioneller Kraftwerke (Modifiziert nach [25]¹)

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)	Gasturbine solo	BHKW
Lastgradient	%PN/min	1,5/4/6	1/2,5/4	2/4/8	8/12/15	-7/20
im Bereich	%PN	40 – 90	50 – 90	40*) – 90	40*) – 90	0 – 100
Minimallast	%PN	40/25/20	60/50/40	50/40/30	50/40/20	0
Anfahrzeiten:						
heiß (< 8 h)	h	3/2,5/2	6/4/22	1,5/1/0,5	< 0,1	0,25/0,25/0,08
kalt (> 48 h)	h	10/5/4	10/8/6	4/3/2	< 0,1	0,25/0,25/0,08**)

*) Bedingt durch die Emissionsgrenzwerte von NO_x und CO im Dauerbetrieb.

***) Durch Warmhaltung, kein klassischer Kaltstart.

6.4 Gesamtkostenermittlung

Nachfolgend wird die Methode der Gesamtkostenermittlung vorgestellt, die zum Ziel hat, die Produktionskosten für Strom des BiogasPark im Jahre 2020/30 abzuschätzen. Ein Vergleich der Kostenstrukturen zur Bestimmung der Gesamt- bzw. Stromerzeugungskosten der in Kapitel 7 beschriebenen Durchschnitts-Referenzanlagen erfolgt unter Verwendung der Annuitätenmethode. Die detailliert ermittelten Kosten werden in Kapitel 12 jeweils für die Biogas- bzw. Biomethantechnologie erläutert.

Zur Kostenanalyse der Biogas- bzw. Biomethanprozesskette wird ein Variantenvergleich nach der Annuitätenmethode gem. VDI 2067 Blatt 1 durchgeführt, um den Einfluss der bedarfsorientierten Betriebsweise auf die Gesamtkosten zu ermitteln [26]. Die Annuitätenmethode ermöglicht es, einmalige Zahlungen und sich periodisch wiederholende Zahlungen mit veränderlichen Beträgen während eines Betrachtungszeitraumes in gleichbleibende (durchschnittliche) Beträge zu transformieren. Die ermittelte Annuität beinhaltet sowohl den Zinsanteil, als auch den Tilgungsanteil für das zurückzuzahlende Kapital in Höhe des Kapitalwertes. Die Nutzungsdauer von technischen Anlagenkomponenten wird mit 10 Jahren festgesetzt und die Nutzungsdauer von baulichen Anlagenkomponenten mit 20 Jahren. Für die technischen Anlagenkomponenten wird nach 10 Jahren eine Ersatzbeschaffung mit einkalkuliert.² Es wird zwischen folgenden Kostengruppen unterschieden:

1. Kapitalgebundene Kosten
2. Bedarfsgebundene Kosten
3. Betriebsgebundene Kosten
4. Sonstige Kosten

¹ Erläuterung der angegebenen Werte zu Lastgradient, Minimallast und Anfahrzeiten: 1. Wert: heute üblich; 2. Wert: Stand der Technik; 3. Wert: Optimierungspotenzial. Um Angaben des biogasbetriebenen BHKW auf Basis einer BHKW-Herstellerbefragung erweitert.

² Sofern die Nutzungsdauer einer bestimmten Anlagenkomponente abweicht (z. B. 10 Jahre), wird zusätzlich mit dem Barwert der Ersatzbeschaffung gerechnet, um auch Neuinvestitionen während der gesamten Betriebszeit der Biogasanlage zu berücksichtigen (z. B. der Austausch von Gasspeichermembranen bei Biogasanlagen).

Die jährlichen Kapitalgebundenen Kosten inkl. einer Gesamtkapitalrendite von 7 % ergeben sich über regelmäßig wiederkehrende gleich hohe Zahlungen, die getätigt werden müssen, um die Restschuld der (anfängs) getätigten Investitionen und unter Berücksichtigung der Jahresrate der Tilgung und Verzinsung über einen Zeitraum von 20 Jahren zu begleichen.

Die Bedarfsgebundenen („Verbrauchsgebundenen“) Kosten resultieren insbesondere aus den Substratkosten und dem Strombedarf der Biogasanlagen inkl. BHKW.

Die Betriebsgebundenen Kosten ergeben sich aus Arbeitskosten, Wartung und Instandhaltung, sowie aus Kosten für die Direktvermarktung des Stroms.

Sonstige Kosten umfassen Versicherungskosten, ggf. die Begutachtung der Anlage durch einen Umweltgutachter (abhängig von der Anlagengröße) und Gemeinkosten.

Bei der Biomethantechnologie gilt es weitere Prozessabschnitte wie das Erdgasnetz und –speicher, aber auch zusätzliche technische Einrichtungen wie die Einspeiseanlage und die Aufbereitungsanlage bei der Kostenkalkulation zu beachten. In der Gasnetz-zugangsverordnung ist seit 2008 der Teil 11a mit der „Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ integriert [27]. Im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch diese und andere Sonderregelungen für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz nicht berücksichtigt. Biomethan wird zur Berechnung der Kosten zur Nutzung des Erdgasnetzes sowie der Erdgasspeicher wie Erdgas behandelt, um die Gesamtkosten realistisch abzubilden. In den Untersuchungen wird unterstellt, dass die etablierten Modalitäten für Erdgas so ausgestaltet sind, dass die Preise die Gesamtkosten abbilden.

Die Betrachtung wird in die Zukunft gerichtet. Die ermittelten Kosten für das Jahr 2013 bilden die Basis der Preisermittlungen für die Jahre 2020 und 2030. Die unterstellten Investitions- und Betriebskosten beruhen somit auf dem Basisjahr 2013. Dabei werden innerhalb der beschriebenen Kostenstruktur Preissteigerungen für einzelne Komponenten bis in die Jahre 2020 und 2030 unterstellt. Die möglichen Preisentwicklungen werden auf Grundlage von durchgeführten Expertengesprächen verifiziert und durch Werte des statistischen Bundesamtes gestützt.¹ So werden die Kosten für das jeweilige Inbetriebnahmejahr ermittelt. Um eine Vergleichbarkeit der in dieser Arbeit ermittelten Kosten mit 2013 herzustellen, werden die ermittelten Startkosten für 2020 und 2030 mit einer allgemeinen Preissteigerungsrate von 1,6 % auf das Jahr 2013 inflationsbereinigt. Innerhalb der betrachteten Betriebszeit sind die festgelegten Preissteigerungen wieder, ohne Inflationsbereinigung, berücksichtigt.

6.5 Auswertung der Simulationsergebnisse

Das Ergebnis der Simulation ermöglicht generelle Aussagen über die Auswirkung von unterschiedlichen Mengen an flexiblem Strom aus Biogas/Biomethan im Energiesystem in den Jahren 2020 und 2030. Die Strommengen des BiogasParks werden restriktionsfrei, unter der Berücksichtigung der Flexibilität (Volllaststunden und Bedarfsberücksichtigung), in der Simulation ausgewertet. Die (technische) Reaktionsfähigkeit der BHKW-Anlagen auf Veränderung der Last reagieren zu können wurde für die Jahre 2020 und 2030 nicht als Einschränkung eingestuft und aufgrund dessen nicht als Restriktion berücksichtigt.

Die Simulationsergebnisse beschreiben den Fahrplan dieser Erzeugungsmengen und deren Auswirkung auf den konventionellen Kraftwerkspark. Der Fahrplan wird weiter ausgewertet, um so auf Kenndaten zur Ermittlung der Erzeugungskosten für die Strommengen aus Biogas/Biomethan schließen zu können. Ebenso werden die Auswirkungen auf den konv. Kraftwerkspark ermittelt. Diese ermöglichen die Abschätzung

¹ Siehe Übersichtstabellen mit Preissteigerungen im Anhang.

der Veränderung, insbesondere der Kosten, aber auch der CO₂-Emissionen, im konv. Kraftwerkspark vorzunehmen.

Nachfolgend, im weiteren Projektverlauf, werden somit Biogas-Anlagenkonzepte erarbeitet, die bestimmte Kenndaten und Eigenschaften aufweisen, um technisch in der Lage zu sein, den ermittelten Fahrplan einzuhalten.

Die Grundlage für die ermittelten Anlagenkonzepte ist die beschriebene Residuallastanalyse. Es werden theoretische Kosten für die erzeugte Stromeinheit aus Biogas und Biomethan, in Abhängigkeit der Flexibilität, für den gesamten BiogasPark ermittelt. Diese Kosten für die Stromproduktion aus Biogas und Biomethan werden dann mit der, über die Simulation ermittelten Kostenveränderung der verdrängten konv. Strommengen verglichen. Auf Grundlage der geringsten Differenzkosten werden Aussagen über die „sinnvollste“ Flexibilität des BiogasParks ermittelt. Darauf aufbauend werden die möglichen technischen Ausführung und die damit verbundenen Anlagenkonzepte ermittelt. Diese Kenndaten orientieren sich an den technischen Möglichkeiten und weisen die damit verbundenen Restriktionen auf.

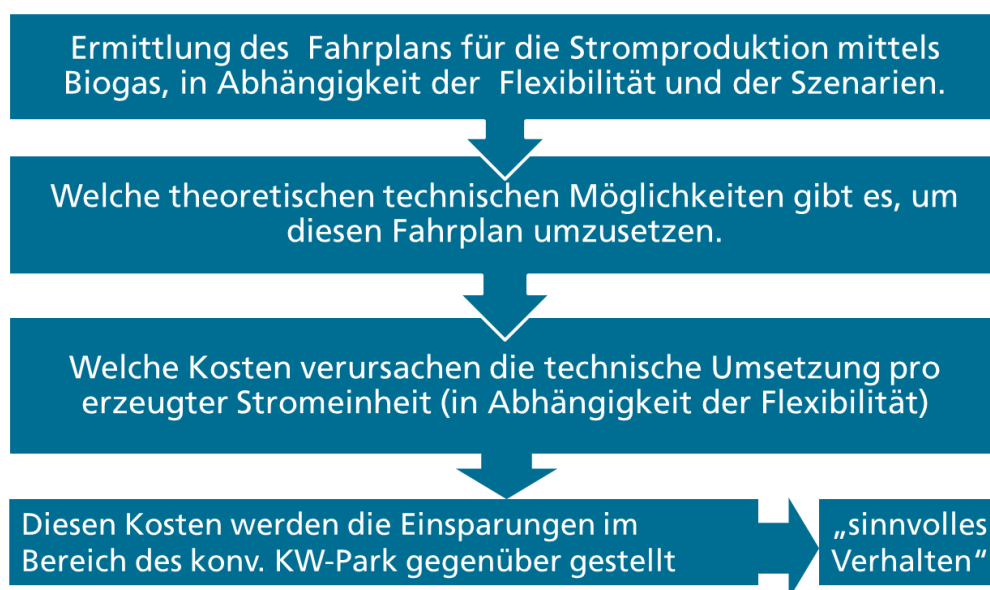


Abbildung 7: Methodik zur Ermittlung des für das Energiesystem „sinnvollen Verhaltens“ der Stromproduktion des BiogasParks

Anhand dieser Kenndaten und Eigenschaften der möglichen Einzelanlagen können vertiefende Simulationen über die Auswirkungen der flexiblen Strommengen von Biogas und Biomethan, also des BiogasParks vorgenommen werden. Diese werden dann in die Simulation eingebracht und bis zum Jahr 2030 berechnet. Dadurch wird auch deutlich, welche Auswirkungen die technischen, genehmigungsrechtlichen und ökonomischen Einschränkungen haben.

Zur Bewertung des „sinnvollen Verhaltens“ der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan im Energiesystem werden die Gesamtkosten festgelegt. Hierbei handelt es sich um die Kosten der gesamten Prozesskette der Stromerzeugung, bezogen auf die Stromeinheit in Abhängigkeit der Flexibilität.

Die Stromproduktion aus EE wird in Deutschland durch eine festgelegte Vergütung bestimmt, d.h. die EE-Anlagen erhalten über einen Zeitraum von i.d.R. 20 Jahre einen gesetzlich festgelegten Betrag für die produzierte Strommenge. Auch die seit 2012 eingeführten Regeln der Direktvermarktung orientieren sich mittels des „anlegbaren Wert“ an diesem System. Der in diesen Forschungsvorhaben angewendete Ansatz orientiert sich an dieser Systematik. Die Kosten für die Stromproduktion werden deshalb gleichmäßig über die gesamte Laufzeit von 20 Jahre verteilt (Annuität). Dabei fließen die oben genannten Preissteigerungsraten mit ein. Ebenso wird für die Kosten-

ermittlung das, für das jeweilige betrachtete Jahr, ermittelte Betriebsverhalten über die gesamte Laufzeit unterstellt. Die sich einstellenden jährlichen Zusatzkosten für die flexible Stromproduktion werden für das Betrachtungsjahr ermittelt. Die nachfolgende Abbildung 8 visualisiert die wichtigsten Einflussfaktoren, die die Stromproduktion aus Biogas/Biomethan beeinflussen. Als Opportunität der Untersuchungen der Kosten für die Flexibilisierung wird die Grundlaststromproduktion mittels Biogas herangezogen. Im Ergebnis heißt das, dass die Zusatzkosten für die unterschiedlich flexiblen Anlagenkonfigurationen und Betriebsweisen ermittelt werden. Die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität, die Einspeisung in das Erdgasnetz und die anschließende (Zwischen-)Speicherung in Erdgasspeichern und anschließende gezielte Verstromung mittels eines am Erdgasnetz angeschlossenen BHKW stellt eine technische Möglichkeit dar die Stromproduktion von Biogas zu flexibilisieren. Die Flexibilisierungskosten für Biomethan aus Energiepflanzen und organischen Reststoffen unterscheiden sich nicht, da Biomethan mit gleicher Qualität, jedoch aus unterschiedlichen Ausgangsstoffen, im Erdgasnetz gleich behandelt wird.

Die Flexibilisierungskosten für Biogas werden zwischen Anlagen, die Energiepflanzen nutzen und nach Anlagen die organischen Reststoffe einsetzen, differenziert untersucht. Die Kosten für die flexible Stromproduktion mittels Klärgas, Deponiegas (2020) und Bio-SNG (2030) wird nicht näher untersucht. In der Gesamtkostensimulation wird unterstellt, dass die Kosten für die Flexibilisierung von Klärgas, Deponiegas (2020) und Bio-SNG (2030) sich an den der Biogaserzeugung mittels organischen Reststoffen orientieren.



Abbildung 8: Schematische Darstellung der Haupt-Faktoren, die die Kosten der flexiblen Stromproduktion aus Biogas und Biomethan beeinflussen

Um diese zusätzlichen Kosten für die Flexibilisierung mit den Auswirkungen und Kostenveränderungen auf der konv. Erzeugungsseite vergleichen zu können, muss hier eine vergleichbare Methodik angewendet werden. Für den Betrachtungszeitraum werden somit ebenso 20 Jahre gewählt. Die veränderten Stromerzeugungskosten des gesamten konv. Kraftwerksparks werden (inkl. der Preissteigerungen) gleichmäßig nach der Annuitätenmethode über die Betriebszeit verteilt. Es spielen viele Faktoren in der Bewertung der Gesamtkostenveränderung im konv. Kraftwerkspark eine Rolle. Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt in einer Übersicht die Faktoren, die zu einer Verände-

rung der Kosten der Stromproduktion des konv. Kraftwerksparks führen. Diese wurden in den nachfolgenden Abschätzungen berücksichtigt.

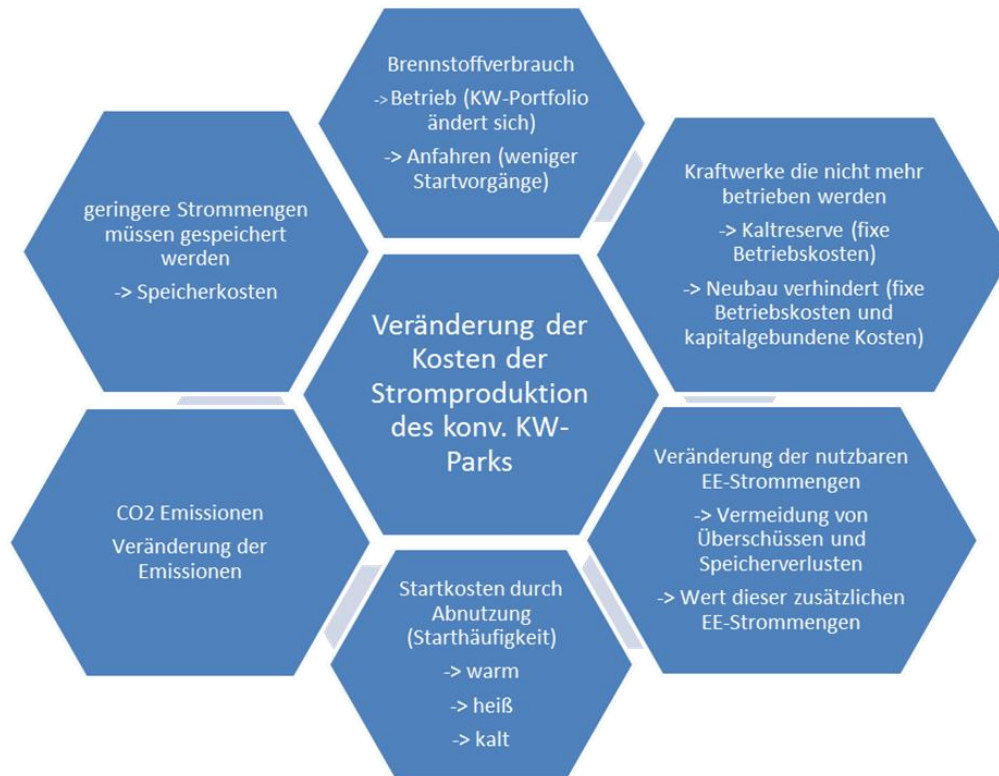


Abbildung 9: Darstellung der Einflussfaktoren auf die Veränderung der Kosten des konv. Kraftwerksparks bei einer flexiblen Stromproduktion aus Biogas

Um die Stromerzeugungskosten mit den aktuellen Kosten vergleichen zu können, wird die Inflation zwischen dem Bezugsjahr 2013 und dem jeweiligen Betrachtungsjahr 2020 oder 2030 eliminiert. Dadurch gelingt es die Preisentwicklung der (flexiblen) Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan mit den aktuellen Kosten zu vergleichen.

Dieser Vergleich erfolgt, indem die Kostenveränderung im konv. Erzeugungsbereich, mit den Kosten der flexiblen Stromproduktion mittels Biogas addiert werden (wie in Abbildung 10 schematisch dargestellt). Das Ergebnis beschreibt die Kostenveränderung für das Energiesystem durch die unterschiedlichen Flexibilisierungsgrade des BiogasParks.

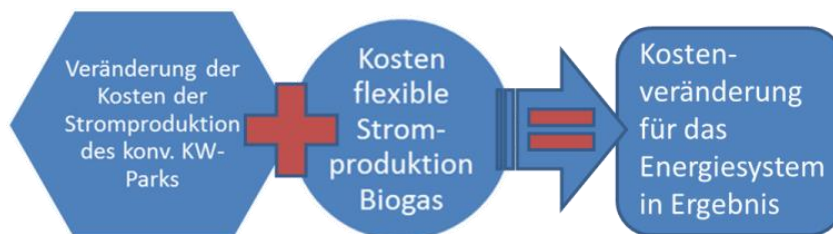


Abbildung 10: Darstellung der Methodik zur Ermittlung der Kostenveränderung für das Energiesystem, in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks und der Kostenveränderung des konv. Erzeugungsparks

Diese Auswertung lässt Einflussgrößen erkennen und den Grad der Flexibilisierung ermitteln, der die geringsten jährlichen Gesamtkosten verursacht.

7 Einführen der Referenzanlagen

Uwe Holzhammer

Die Stromversorgung wird durch unterschiedliche Erzeugungsleistungen sichergestellt. Historisch bedingt sind die konventionellen Erzeugungskapazitäten sehr unterschiedlich in ihrer Größe. Sie bewegen sich zwischen ca. 50 MW_{el} bis über 1 GW_{el} (2020) bzw. knapp 1 GW_{el} (2030). Die für die nationale Versorgungssicherheit notwendige Gesamtkapazität wird 2020 mittels 218 Anlagen und 2030 mittels 195 Anlagen bereitgestellt, welche einzeln mit den jeweiligen Kennwerten in der Simulation berücksichtigt sind. Hinzu kommt eine Vielzahl von kleineren Anlagen, i.d.R. BHKW-Anlagen, mit Leistungen unter 50 MW_{el}. Diese Anlagen wurden für die Simulation aggregiert betrachtet.

Aktuell liegt die Durchschnittsleistung einer Biogasanlage bei ca. 400 kW_{el} (Bemessungsleistung)¹. Dieser Durchschnitt setzt sich zusammen aus Biogasanlagen unter 50 kW_{el} bis hin zu Anlagen die mehrere MW_{el} aufweisen. Die größte Anlagenzahl befindet sich im Leistungsbereich zwischen 150 kW_{el} und 1 MW_{el} [3]. Ebenso werden BHKW mit Biomethan betrieben. Die Bandbreite der BHKW-Leistungsgrößen variiert dabei i. d. R. zwischen BHKW-Aggregaten kleiner 100 kW_{el} bis über 1 MW_{el} [3].

In der Simulation wird zukünftig von einer durchschnittlichen Bemessungsleistung des gesamten BiogasParks von ca. 460 kW_{el} ausgegangen. Im Betrachtungsjahr 2020 werden 20,3 bzw. 34,5 TWh_{el} Strom mittels des BiogasParks ins System eingebracht. Die Anlagenzahl bewegt sich dann zwischen ca. 5.100 bis zu 8.700 Anlagen. Im Betrachtungsjahr 2030 werden 30,5 bzw. 52,6 TWh_{el} der Energieversorgung bereitgestellt, was sogar zwischen 7.600 bis 13.000 Anlagen mit der Bemessungsleistung von 460 kW_{el} bedeuten würde. Um die Stromerzeugung mittels des BiogasParks in der Simulation abbilden zu können, werden die einzelnen Erzeugungskapazitäten ebenfalls aggregiert mit bestimmten Eigenschaften abgebildet.

Die Eigenschaften des BiogasParks werden über die Analysen der Einzelanlage erarbeitet. Dafür werden Referenzanlagen entwickelt, die in ausreichendem Maß die in der Praxis möglichen, sehr unterschiedlichen Anlagenkonzepte technisch abbilden.

Die einzelne Referenzanlage wird für die weiteren Untersuchungen als Bestandteil des zukünftigen BiogasParks, der aus der jeweiligen Anzahl von Referenzanlagen entsprechend den Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ besteht, beschrieben. Zur Bildung der Referenzanlage werden in einer Anlage verschiedene Eigenschaften und Kenndaten vereint. Diese würden in der Praxis nicht zwingend in einer Anlage zusammenkommen, sondern in verschiedenen Einzelanlagen im BiogasPark vorkommen. Der Einfluss der Eigenschaften und Kenndaten der substratspezifischen Anlagenkonzepte wurde entsprechend dem angenommenen Anteil, auf Basis der ermittelten Biomassepotentiale gewichtet, wobei keine Referenzanlagen für BioSNG-Anlagen entwickelt wurde.

Die verschiedenen Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ unterscheiden sich in der eingebrachten Strommenge über den BiogasPark, differenziert nach den Betrachteten Jahren 2020 und 2030 (Tabelle 16).

¹ Die durchschnittliche installierte Leistung der Biogasbestandsanlagen in Deutschland beträgt ca. 441 kW_{el} (siehe Kapitel 4). Unter der Annahme, dass diese jährlich mit 8000 Volllaststunden betrieben werden, so ergibt sich eine Bemessungsleistung von ca. 400 kW_{el}.

Tabelle 16: Strommengen des Biogaspark in Abhängigkeit des Mengenszenarios und dem Betrachtungsjahr

Jahr	2020	2030	
MinSZ	20,3	30,5	TWh _{el}
MaxSZ	34,5	52	TWh _{el}

Diese Mengenszenarien der einzelnen Jahre werden dann wiederum in Abhängigkeit der Flexibilität unterteilt. Daraus ergeben sich 12 verschiedene Simulationsmöglichkeiten, wobei 8 durchgeführt wurden, wie in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Durchgeführte Simulation des BiogasParks

Bedarfsberücksichtigung	MinSZ 2020	MaxSZ 2020	MinSZ 2030	MaxSZ 2030
Tag/Woche/Jahr	X	X	X	X
Tag/Woche			X	X
Tag			X	X

Diese Simulation wird zusätzlich mit jeweils variierenden Volllaststunden durchgeführt. Wobei diese zwischen 8000 VLH und 1500 VLH in insgesamt 5 Schritten erfolgt. In Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden des BHKWs verändert sich die, an der Biogasanlage installierte BHKW-Leistung und somit auch die Leistung des gesamten BiogasParks. Die produzierte Strommenge wird bei der Änderung der Flexibilität angepasst. In Tabelle 18 sind die fünf verschiedenen Flexibilität-Optionen mit den dazugehörigen Volllaststunden und installierten BHKW-Leistungen dargestellt. Die BHKW-Leistung ändert sich nicht, wenn diese mittels Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) betrieben werden. In diesem Fall werden die gleichen Einzelkapazitäten unterstellt. Ebenso hat die Bedarfsberücksichtigung keinen Einfluss auf die installierte Leistung der Einzelanlage.

Tabelle 18: Volllaststunden und BHKW-Leistung der verschiedenen Flex-Szenarien bezogen auf die Referenzanlage mit Bemessungsleistung von 460 kW_{el}

Flexibilität					
Volllaststunden	8000	5500	4000	2500	1500
BHKW Leistung	505	735	1010	1616	2694

Die vorgestellten Kennwerte für die Flexibilität der Referenzanlage beschreiben deren technische Möglichkeiten auf Residuallastschwankungen zu reagieren. Die Referenzanlage, und somit auch der gesamte BiogasPark, ist im Rahmen der Simulation in der Lage, restriktionsfrei mit der unterstellten Flexibilität auf die Residuallastschwankungen zu reagieren. Das Verhalten der Stromerzeugungskapazitäten (erneuerbare und konv. Erzeuger) innerhalb des simulierten Energiesystems wird in Abhängigkeit der BiogasPark-Flexibilität analysiert und deren Wechselwirkung berücksichtigt. Auf Basis dieser Simulation, die die Flexibilität und die Wechselwirkung mit den restlichen Erzeugungskapazitäten berücksichtigt, wird der Fahrplan für den BiogasPark ermittelt. Dieser wiederum bestimmt dann den Fahrplan der Einzelanlagen, auf die der BiogasPark-Fahrplan heruntergebrochen und übertragen wird. Die Abbildung 11 zeigt schematisch die Methode noch einmal auf.

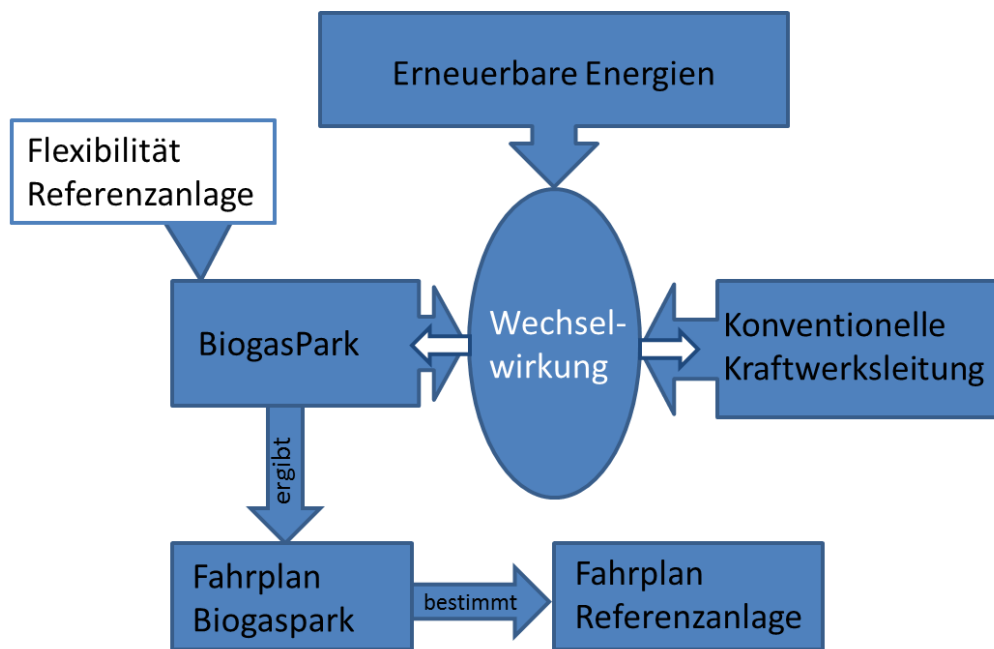


Abbildung 11: Schematische Darstellung zur Ermittlung des Fahrplans für die Einzelanlage

Entscheidend für die nachfolgenden Berechnungen für die Einzelanlage sind die Auswertungen bezüglich der für die einzelne Flexibilität benötigten Gasspeicherkapazitäten. Diese haben, neben den Kosten für die BHKW-Leistung, entscheidenden Einfluss auf die technischen Ausführung und die damit verbundenen Kosten. Aufgrund dessen ist es notwendig, die technischen Umsetzungsmöglichkeiten der Einzelanlage zu analysieren und darauf aufbauend, die damit verbundene Kostenanalyse vorzunehmen.

Nachfolgend werden die grundsätzlichen Aspekte der Referenzanlagen beschrieben, um an die Systematik heranzuführen. Die detaillierten Annahmen und Kenndaten zur Technik und zu den Kosten werden in den weiteren Kapiteln beschrieben. Generell werden drei verschiedene Substratkategorien unterschieden:

- Energiepflanzen (NaWaRo) (Mais, Ackergras, GPS, Energierübe inkl. Blatt und sonstige)
- organische Reststoffe (Gülle (Schwein/Rind), Bioabfall, Ernterückstände (gehäckselt, strohig), Grünabfall)
- BioSNG (Altholz)

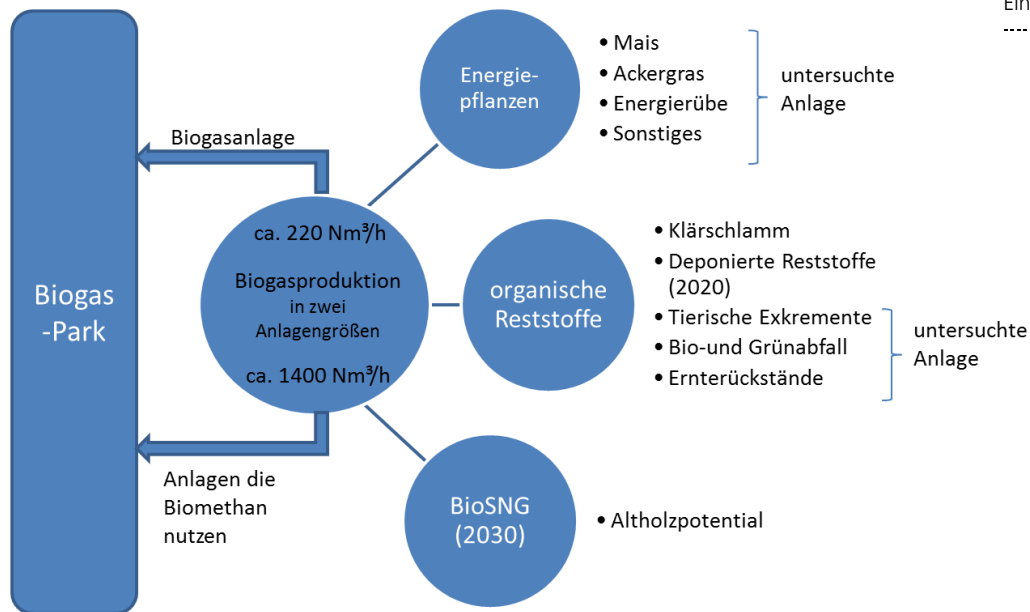


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Referenzanlagen, die entwickelt und untersucht werden, um dann im BiogasPark berücksichtigt zu werden

7.1 Biogas

Die Stromerzeugungsanlagen, die am Ort der Biogasproduktion die Stromproduktion realisieren, werden nachfolgend mit Biogasanlagen überschrieben. Die BHKW-Leistung wird mit 505 kW_{el} festgelegt, die produzierte Strommenge pro Anlage entspricht 4040 MWh/a. Die Leistung, die den Energiesystem bereitgestellt wird ist 500 kW_{el}, die eingespeiste Strommenge pro Anlage liegt bei 4000 MWh/a, da 1 % Verluste am Transformator berücksichtigt werden. Es handelt sich bei den Betrachtungen um eine Volleinspeisung. D. h. der gesamte produzierte Strom wird in das Netz eingespeist. Der für den Anlagenbetrieb notwendige Strom wird aus dem öffentlichen Netz bezogen. Die Strombezugskosten werden mit Preissteigerungen versehen.

Die Referenzanlage, die organische Reststoffe nutzt, weist ebenfalls 500 kW_{el} Einspeiseleistung auf und speist 4000 MWh/a Strom in das Netz ein. Zur Ermittlung dieser Referenzanlage für organische Reststoffe wurde eine Analyse der unterschiedlichen Anlagentechniken vorangestellt. Auf dieser Basis wurde eine theoretische Mix-Reststoffanlage ermittelt die alle Eigenschaften für den Einsatz unterschiedlicher Substrate in sich vereint. Folgende Substrate werden dafür unterstellt:

- Gülle (Rind/Schwein)
- Bioabfall
- Ernterückstände (gehäckselt, strohig)
- Grünabfall

Diese unterschiedlichen Substrate erfordern angepasste Anlagentechnik. Insbesondere wirkt sich der organische Anteil z.B. in Gülle auf die Fermentergröße, oder auch auf die Notwendigkeit Substrate vorzubehandeln, um sie von Störstoffen zu befreien bzw. so zu konditionieren, dass sie vergärbar werden, aus. Die jeweiligen Anlagenkonzepte werden anschließend im Verhältnis zu den einzelnen Potentialen zu einer Mix-Reststoffanlage zusammengefasst.

Unter sonstige Einsatzstoffe sollen an dieser Stelle die Biogasmengen aus Deponiegas (nur für 2020 relevant) und Klärgas erwähnt werden. Diese zwei Quellen für Biogas

werden zwar in der Mengenbilanz berücksichtigt, allerdings nicht mit eigenen Anlagentechniken und den dazugehörigen Kostenstrukturen. Auch diese Einsatzstoffe verlangen eine dafür geeignete Anlagentechnik. Entsprechend hat diese wiederum Einfluss auf die Kosten der Flexibilisierung. Aufgrund der in den Jahren 2020 und 2030 verhältnismäßig geringen Mengen an der gesamten Stromerzeugung und des großen Bearbeitungsaufwands wurde diese Anlagentechnik nicht als eigene Referenzanlage untersucht. Es wurde unterstellt, dass die Kostenstruktur in Summe ähnlich ist, wie der Strom aus Biogasanlagen, die organische Reststoffe einsetzen. Der Einfluss auf das Gesamtergebnis wäre gering. Aufgrund dessen scheint diese Vereinfachung akzeptabel.

Aktuell werden die Altholzmengen mit speziellen Heizkraftwerken energetisch genutzt [3, 4]. Es ist in Zukunft vorstellbar, dass es gelingt, diese Holzmengen gezielt zu vergasen, um die Energiemengen so besser für eine flexible Stromproduktion einsetzen zu können [19]. Dies ist allerdings noch nicht im großen Umfang am Markt etabliert, sodass die eingesetzte Technik und somit die Kosten für die Jahre 2020 oder 2030 nicht klar sind. Vereinfacht wird angenommen, dass die Technik dann zu Einsatz kommt, wenn die produzierten Strommengen zu ähnlichen Kosten produziert werden können, wie diese mit z.B. Biogas aus organischen Reststoffen gelingt. Aufgrund dessen wurden diese Energiemengen auch dem Erzeugungspotential aus organischen Reststoffen zugeschrieben.

7.2 Biomethantechnologie

Die Biomethantechnologie ist eine Möglichkeit Biogas sehr flexibel zu verstromen, in dem durch die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität das Erdgasnetz und die Erdgasspeicher genutzt werden können. Für die Biogaserzeugung zur Aufbereitung zu Biomethan können ebenso Energiepflanzen und Reststoffe genutzt werden. Das aufbereitete Biogas wird über das Erdgasnetz zu BHKW-Anlagen transportiert. Die BHKW-Leistung wird mit $735 \text{ kW}_{\text{el}}$ festgelegt und mit 5500 VLH im Jahr betrieben. Die eingespeiste Strommenge pro Anlage entspricht 4000 MWh/a . Diese Strommenge berücksichtigt Trafoverluste von 1 %. Es handelt sich bei den Betrachtungen um eine Volleinspeisung. D. h. der gesamte produzierte Strom wird in das Netz eingespeist. Der für den Anlagenbetrieb notwendige Strom wird aus dem öffentlichen Netz bezogen. Die Strombezugskosten werden mit Preissteigerungen versehen.

Die Biomethanproduktion aus NaWaRo wird analysiert und eine dafür geeignete technische Ausstattung entsprechend unterstellt. Die Flexibilisierung hat auf die Anlagentechnik der Biogasproduktion und der Aufbereitung auf Erdgasqualität sowie der anschließenden Einspeisung keine Auswirkung, da das Erdgasnetz als Gasspeicher genutzt werden kann. Die Biogasproduktion ist so ausgestattet, dass $1400 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Rohgas produziert werden können. Die produzierte Energiemenge liegt bei ca. $58 \text{ GWh}_{\text{H}_2}/\text{a}$, wobei die aufbereitete Biomethanmenge pro Stunde mit $730 \text{ Nm}^3/\text{h}$ als Referenzmenge herangezogen wird. Die zur Verstromung der Biomethanmengen genutzten BHKW-Kapazitäten sind identisch mit denen für Biogas, beginnen aber erst bei $735 \text{ kW}_{\text{el}}$ und 5500 VLH/a. Die Biomethan-BHKW-Anlagen werden in der Praxis selten mit weniger Volllaststunden im Jahr betrieben.

Anlagen, die organische Reststoffe als Substrate einsetzen, weisen ebenfalls spezielle technische Lösungen auf. Als Referenzanlage wurde eine Gasproduktion von $1293 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Rohgas festgelegt, da so auch die $58 \text{ GWh}_{\text{H}_2}/\text{a}$ Energieproduktion und die Biomethanmenge pro Stunde von $730 \text{ Nm}^3/\text{h}$ erreicht werde. Die betrachteten BHKW-Anlagen ändern sich aufgrund der eingesetzten Substrate nicht. Ebenso ist vorstellbar, dass Deponiegas (nur 2020) oder Klärgas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Auf diesen Sonderfall wurde kein

spezielles Augenmerk gelegt, da auch hier mit einem geringen Einfluss auf das Gesamtergebnis gerechnet wird.

BioSNG könnte zukünftig in den Jahren 2020 und 2030 auf Erdgasqualität aufbereitet und so für die Einspeisung in das Erdgasnetz genutzt werden. Dies ist sogar wahrscheinlicher als die direkte Verstromung, da für die direkte Verstromung relevante Gasreinigungsaufwendungen betrieben werden müssen, was zu zusätzlichen Kosten führt, so dass möglicherweise der Kostenabstand und somit der Schritt in Richtung Erdgasqualität nicht mehr mit großem zusätzlichem Aufwand verbunden ist. Darüber hinaus sind die Kosten für Biomethan generell höher als die Kosten für Biogas, so dass, wenn Biomethan als Opportunität angenommen werden würde, auch die möglichen Kosten für BioSNG höher liegen könnten.

Darüber hinaus wurden die Kosten für die Biomethanproduktion zwischen Energiepflanzen und organischen Reststoffen nicht weiter differenziert. Die Kostenunterschiede liegen anhand der Berechnungen der Kosten für die Biorohgasproduktion bei ca. 7 %. Aufgrund der sehr großen Bandbreiten bei Anlagentechniken, Substraten und Standortgegebenheiten, die im Abfallbereich anzutreffen sind, führt die Weiterverwendung der Kosten für die Rohgasproduktion aus Energiepflanzen zu ausreichender Genauigkeit. Dadurch können in den Berechnungen Vereinfachungen vorgenommen werden, da nicht, in Abhängigkeit der Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ, zwischen der jeweiligen unterschiedlichen Zusammensetzung von Energiepflanzen und organischen Reststoffen differenziert werden muss. Diese Vereinfachungen sind auch deshalb akzeptabel, da sich diese nicht in relevantem Umfang auf die Flexibilisierungskosten auswirken. Eine Änderung der Biorohgaskosten gegenüber der der Energiepflanzen führt zu einer Parallelverschiebung der Flexibilisierungskosten, nach oben bei höheren bzw. nach unten bei niedrigeren.

8 Prozesskette: Biogas und Biomethan

Uwe Holzhammer, Manuel Stelzer

Um die eingeführten Biogas- und Biomethan-Referenzanlage(n) beschreiben zu können ist die Kenntnis notwendiger Prozesskettenabschnitte zur Biogasproduktion, -aufbereitung und -einspeisung und der anschließenden energetischen Verwertung (i. d. R. mittels BHKW) erforderlich. In diesem Kapitel werden zur Übersicht wesentliche technische und bauliche Einrichtungen von Biogas- und Biomethananlagen erläutert, welche als Substrat NaWaRo's und Reststoffe einsetzen. Gleichzeitig werden daraus resultierende Besonderheiten, sowie getroffene Annahmen aufgezeigt, die mit einer spezifisch angepassten Anlagentechnik der jeweiligen Nutzungskonzepte (Biogas und Biomethan) einhergehen und zur Beschreibung der Referenzanlagen wichtig sind. Die Biogas- und die Biomethanproduktion durchläuft mehrere Prozessschritte, die sich zum Teil ähneln. Ein besonderer Schwerpunkt wird auf wesentliche Faktoren bzw. Techniken gelegt, die im Zusammenhang mit der bedarfsorientierten Verstromung von Biogas und Biomethan einhergehen (vgl. auch [28]).

8.1 Technische Prozesskette Biogas (NaWaRo)

Die technische Prozesskette und deren Charakterisierung hinsichtlich der eingeführten Referenz-Biogasanlage, welche als Substrat NaWaRo's einsetzt, werden im Folgenden erläutert.

8.1.1 Übersicht und Anlagenschema

Die Biogasproduktion ist grundsätzlich ein kontinuierlicher Prozess, dessen Schwankungen im Gasanfall und der Gasqualität durch Einbringen und Aufrühren der Substrate, Substratart und Qualität bedingt sind. Eine Übersicht der Biogasanlagenprozesskette zeigt folgende Abbildung.

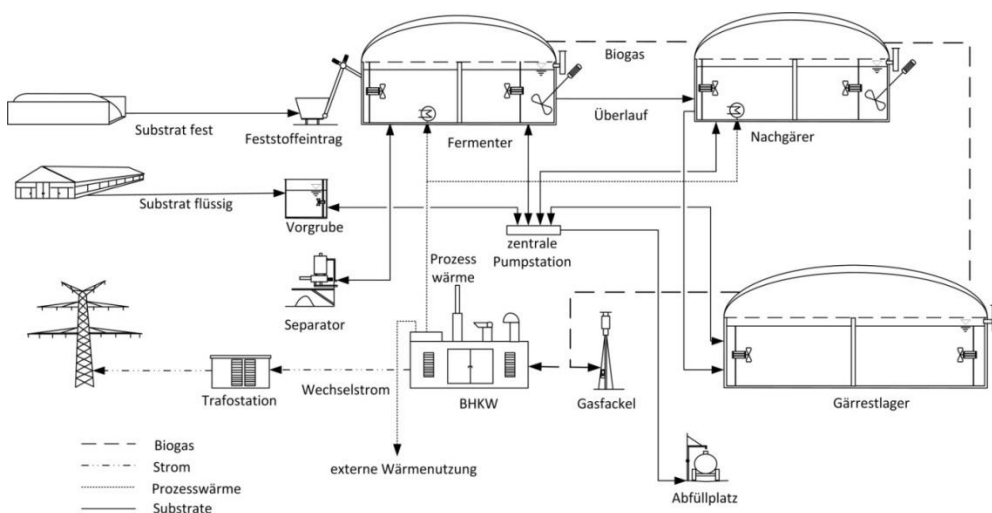


Abbildung 13: Schema einer Biogasanlage zur Grundlaststromerzeugung [29]

Als Grundlage für die weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Arbeit wird als Referenz eine (Einzel-)Modellanlage aus den Faustzahlen Biogas von 2009 des KTBL¹ [18] herangezogen, weiter ausgeführt, mit Hilfe des Biogasrechners [29] ausgelegt und an die diversen flexiblen Szenarien angepasst. Folgende wesentliche Angaben, bezogen auf die Grundlaststromproduktion, werden daraus abgeleitet (und auf die Referenzanlagen in flexiblen Betrieb angepasst)² [18]:

- installierte BHKW-Leistung: 505 kW_{el}
- Volllaststunden: 8000 h/a
- Bauart des Motors: Gas-Otto
- Bruttofermentervolumen (gesamt): ca. 4000 m³
- Gärrestlagervolumen: ca. 4300 m³ (6 Monate)
- Anlagenlaufzeit: 20 Jahre

8.1.2 Eingesetzte Biomasse und Substratmix

Wie bei der verwendeten Modell-Anlage V aus den KTBL Faustzahlen Biogas werden als Substrat nur nachwachsenden Rohstoffe eingesetzt [18]. Die Zusammensetzung der Substratanteile für die Beispielanlage erfolgt in Anlehnung an Kap. 5. Der Einsatz unterschiedlicher NaWaRo's entspricht dabei den jeweiligen Flächenanteilen der angebauten Kulturen in den Jahren 2020 und 2030 (siehe Tabelle 19). Diese Verteilung ist auf alle Biogasanlagen in Deutschland bezogen, die an den genannten Zeitpunkten in Betrieb sein werden. Wobei nicht unterstellt ist, dass jede Biogasanlage genau mit dieser Zusammensetzung betrieben wird. Die Zusammensetzung der Substrate der einzelnen Biogasanlagen kann dabei sehr unterschiedlich sein und ist stark von den örtlichen Gegebenheiten des Anlagenstandortes abhängig. Die Festlegung dieser Zusammensetzung wird gewählt, um einen Querschnitt über alle NaWaRo-Biogasanlagen in Deutschland abzubilden. Die Tabelle 19 zeigt in Abhängigkeit der betrachteten Jahre die relativen energetischen Beiträge der einzelnen Energiepflanzen die als Substratinput unterstellt werden.

Tabelle 19: Energiepflanzenmix (energetisch) für die Referenz-Biogasanlage im Jahr 2020 und 2030

Angebaute Kultur/ Betrachtungsjahr	Mais	(Acker-)gras	GPS	Energierübe + Blatt	Sonstige
2020	66%	3%	14%	12%	4%
2030	55%	3%	10%	19%	13%

Die Substratzusammensetzung aus dem Inbetriebnahmejahr wird für die gesamte Betriebszeit beibehalten. Für das Basisszenario mit Inbetriebnahme 2013 wird die Substratzusammensetzung von 2020 verwendet.

8.1.3 Biogasproduktion und -aufbereitung

In nachfolgenden Kapiteln werden die einzelnen Prozessstufen der Biogasproduktion dargestellt und erläutert.

¹ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Modellanlage „V“.

² Im Wesentlichen ist die Anpassung der Gasspeicherkapazitäten, eine Erweiterung der Stromerzeugungskapazitäten und eine veränderte Laufzeit (jährliche Volllaststunden) der BHKW zu nennen.

8.1.3.1 Einbringtechnik

Als Einbringtechnik wird die gesamte technische Einrichtung bezeichnet, die eingesetzt wird, um das Substrat in die Biogasanlage zu befördern. Bei der betrachteten Referenzanlage werden nur nachwachsende Rohstoffe in Form von festen Substraten eingesetzt. Daher wird ein hierfür geeignetes Einbringssystem verwendet.

Es wird ein Vorlagebehälter (Abbildung 14, links) mit Schubboden eingesetzt, in dem das Substrat eingegeben und dann mit dem Schubboden zu einer Auflösewalze bewegt wird. An der Auflösewalze wird das Substrat aufgelockert und zerkleinert. Darunter befindet sich eine Pressschnecke (Abbildung 14, rechts), die das aufgelockerte Substrat einsammelt und zum Fermenter transportiert. Während des Transports wird das Substrat wieder zusammengedrückt, um die Luftmenge die durch den Substrateintrag in den Fermenter gelangt, zu minimieren. Meistens wird das Substrat im oberen Bereich des Fermenters knapp unter dem Flüssigkeitsstand eingebracht, um etwaigen Gasaustritt über die Beschickung zu verhindern. In den meisten Anlagen werden drei Pressschnecken mit zwei Umlenkpunkten verwendet, um das Substrat von dem am Boden stehenden Vorlagebehälter in den Fermenter zu befördern.



Abbildung 14: Vorlagebehälter und Schubboden mit Auflösewalze und Pressschnecke [30]

Bei der Auslegung der Biogasanlage wird das Einbringssystem von PlanET Biogastechnik GmbH („PlanET Vario“) mit einem Vorlagebehälter gewählt, welches ein Fassungsvermögen von 74 m³ hat und für die notwendige Tagesmenge an Substrat ausreicht. Die maximale Förderleistung wird mit 5-7 t/h, je nach Schüttdichte des Substrats, angegeben [30]. Diese Förderleistung ist für die normale kontinuierliche Substratfütterung mehr als ausreichend und ermöglicht es auch größere Mengen Substrat in den Fermenter zu befördern, um die Biogasproduktion zu steigern. Für die Einbringtechnik wird eine Haltbarkeit von 20 Jahren unterstellt, wodurch sie die gesamte Betriebsdauer der Biogasanlage nicht ersetzt werden muss.

8.1.3.2 Substratlager

Im Substratlager werden die Substrate gelagert bis sie in die Biogasanlage eingebracht werden. Als Boden des Substratlagers dient eine Betonplatte, die sogenannte Silageplatte. Diese Silageplatte ist gegen Flüssigkeiten abgedichtet und verfügt über ein Abflusssystem, in dem der Sickersaft gesammelt wird und bei Bedarf in die Biogasanlage gepumpt werden kann. Das länglich aufgebaute Substratlager ist an zwei oder drei Seiten durch senkrechte oder schräge Betonmauern abgegrenzt. Über die offene Seite wird die Silage mit Fahrzeugen wie Radladern oder Teleskopladern aus dem Substratlager entnommen. Das Substratlager wird von der hinteren Mauer beginnend mit Substrat gefüllt. Kontinuierlich wird die Silage mit Radladern oder Traktoren verdichtet. Durch das Verdichten wird die Luft aus dem Substrat gedrückt und das Volumen reduziert. Sobald die Ernte beendet ist und keine Silage mehr hinzukommt, wird das Substratlager mit einer wasserdichten Plane abgedeckt. Durch das Herausdrücken der Luft und das Abdecken gelangt während der Lagerung wenig Luftsauerstoff an das Substrat, dies begünstigt die Qualität der Silage. Bei der Lagerung bildet sich aus dem frischen Substrat eine Silage. Das Silieren macht das Substrat haltbar, ein unsachgemäßes Vorgehen kann es für die Nutzung in einer Biogasanlage unbrauchbar machen. Für das Fahrsilo wird eine Haltbarkeit von 20 Jahren unterstellt, sodass es über die gesamte Betriebsdauer der Biogasanlage nicht ersetzt werden muss.

8.1.3.3 Fermenter

Der Fermenter ist ein runder Behälter, der meist aus Stahl-Beton besteht. Der Behälter wird entweder Vorort gegossen oder aus Fertigteilen zusammengesetzt. Manche Hersteller verwenden auch Fertigteile aus emailliertem Edelstahl. Es gibt stehende und liegende Fermenter. Stehende Fermenter haben einen großen Durchmesser und eine Höhe von circa 4 bis 8 Metern meist mit einem Foliendach oder bei einem kleinen Durchmesser und eine Höhe von circa 7 bis 9 Metern mit einem Dach aus Stahlbeton. Liegende Fermenter ähneln in ihrer Form einem liegenden Rohr mit großem Durchmesser. In dieser Betrachtung wird ein stehender Fermenter mit 21 m Durchmesser und verwendet.

Im Fermenter finden der größte Teil des fermentativen Abbaus des Substrates und die Bildung des Biogases statt. Das Substrat wird mit der Einbringtechnik in den Fermenter eingetragen. Heizelemente in den Wänden und im Boden des Fermenters halten die Temperatur in einem Bereich von 37 bis 42°C. In dieser Spanne erbringen die verschiedenen Bakterienkulturen zur Biogasproduktion die beste Abbauleistung. Rührwerke verteilen das Substrat und sorgen für eine möglichst homogene Substrat- und Temperaturverteilung im Fermenter. Das Fermentervolumen ist immer deutlich größer als das Substratvolumen das täglich eingegeben wird. Aus dem Verhältnis von Fermentervolumen in m³ zu Substratvolumen in m³/Tag ergibt sich die theoretische Verweilzeit des Substrats im Fermenter. Die theoretische Verweilzeit gibt an wie lange das Substrat im Mittel im Fermenter bleibt und dort abgebaut werden kann.

Das Gesamtvolumen der beiden Fermentationsbehälter, Fermenter und Nachgärer, beträgt mindestens 4000 m³ und damit 2000 m³ für jeden der gleich großen Behälter, mit einem Durchmesser von 21 m. Die angenommene Nutzungsdauer der Fermenter, Nachgärer und Gärrestlager beträgt 20 Jahre, sodass diese während der gesamten unterstellten Betriebsdauer der Referenzanlagen nicht ersetzt werden müssen.

8.1.3.4 Nachgärer

Das Substrat gelangt nach dem Fermenter in den Nachgärer. Hier werden auch die schwerer abbaubaren Stoffe verwertet. Verschiedene langkettige Kohlenhydrate brauchen länger um von den fermentativen Bakterien zersetzt zu werden. Die Verweilzeit im Fermenter reicht bei diesen Stoffen oft nicht aus, um sie vollständig abzubauen und in Biogas umzuwandeln. Der Nachgärer verlängert die Verweilzeit im fermentativen Umfeld und ermöglicht so eine bessere Ausnutzung des Substrats.

Der Nachgärer ist von seinem Aufbau dem Fermenter ähnlich. Er hat die gleichen Abmessungen und stellt somit das gleiche Volumen für die Fermentation zur Verfügung (2000 m³). Er wird ebenso beheizt und gerührt. Der Unterschied besteht darin, dass das Substrat nicht von außen zugeführt wird, sondern aus dem Fermenter kommt und damit schon einen Fermentationsprozess durchlaufen hat. Im Fermenter wurden die leicht abbaubaren Stoffe schon abgebaut. Die schwer abbaubaren Stoffe haben bereits angefangen sich zu zersetzen und sind damit in leichter verfügbarer Form vorhanden. Durch die Zersetzung wird Wasser freigesetzt und Makromoleküle, wie langkettige Kohlenhydrate (Zellulose), in Mikromoleküle, wie Zucker, zerteilt, dabei sinkt die Zähigkeit des Substrats, was dazu führt, dass kürzere Rührintervalle benötigt werden. Ein weiterer Unterschied liegt im Heizsystem. Da das Substrat schon vorgewärmt aus dem Fermenter kommt, muss nur der Wärmeverlust über die Oberfläche des Nachgärers ausgeglichen werden. Deshalb kann das Heizsystem kleiner ausgelegt werden.

8.1.3.5 Gärrestlager

Das Gärrestlager ist hauptsächlich dazu da, den Gärrest, also das ausgegorene Substrat, zu sammeln bis es auf die Felder ausgebracht wird. Das Gärrestlager ist im eigentlichen Sinne kein Fermentationsbehälter, da er weder beheizt noch regelmäßig durchmischt wird und nur noch wenige abbaubare Stoffe enthalten sind. Trotzdem entweicht noch Biogas. Zum einen kann noch im Gärrest gelöstes Biogas austreten und zum anderen findet weiterhin ein Abbau der noch vorhandenen Biomasse statt. Der Behälter wird zwar nicht beheizt, aber vor allem im Sommer bei Außentemperaturen von über 20°C kommt es wegen der großen Anzahl an Bakterien und der sehr langen Verweilzeit im Gärrestlager dazu, dass weiterhin Biogas aus dem Gärrest austritt. Daher ist immer zu empfehlen, das Gärrestlager gasdicht abzudecken und das gesammelte Biogas der Verwertung zu zuführen, um das Restgaspotential so gering wie möglich zu halten. Die Abdeckung schützt die Umgebung ebenfalls vor Geruchsbelästigung und vermeidet eine Freisetzung des Treibhausgases Methan. Bei Neuanlagen muss das Gärrestlager nach Erneuerbaren-Energien-Gesetz gasdicht abgedeckt werden [31]. Das Volumen des Gärrestlagers beträgt 4300 m³ und der Durchmesser 29 m.

8.1.3.6 Biogasbehandlung (biologische Entschwefelung und Kältetrocknung)

Beim anaeroben mikrobiellen Abbau organischer Stoffe in Biogasanlagen entsteht neben den Hauptbestandteilen Methan und Kohlenstoffdioxid auch Schwefelwasserstoff. Die Schwefelwasserstoffkonzentration im Biogas ist unter anderem abhängig von den eingesetzten Substraten. Neben der hohen toxischen Wirkung gilt es als Hauptverursacher von Korrosionsschäden der Bau- und Werkstoffe einer Biogasanlage.

Eine häufige Methode der Entschwefelung von Biogas ist die biologische Oxidation durch Luftsauerstoff. Dazu wird Luft in den Gasraum des Fermenters oberhalb der Flüssigkeitsoberfläche bzw. in den Nachgärbehälter eingeblasen. Mittels einer Pumpe wird dem erzeugten Biogasvolumenstrom i.d.R. 8 bis 12 Vol.-% Frischluft zugeführt. Durch den Luftsauerstoff wird Schwefelwasserstoff durch Mikroorganismen, die auf Oberflächen im Gasraum wachsen, zu elementarem Schwefel oxidiert. Dieser akkumuliert sich auf den Oberflächen und gelangt letztlich wieder in das Substrat. Dort wird ein Teil wieder zu Schwefelwasserstoff umgesetzt, während der andere Teil mit dem Gärrest aus dem Fermenter ausgetragen wird.

Im Hinblick auf eine bedarfsorientierte Stromproduktion können hieraus erhöhte sicherheitstechnische Anforderungen erwachsen. In der Regel erfolgt die Luftzufuhr volumenstromgeregelt. D.h. die Dimensionierung der Entschwefelung ist so durchzuführen, dass niemals eine Sauerstoffkonzentration von über 3% in Anlehnung an das DVGW Arbeitsblatt G 260 erreicht werden kann [32].

Durch die stark variierenden Volumenänderungen bei einer bedarfsorientierten Stromproduktion kann u.U. lokal eine Konzentration von über 3% Sauerstoff auftreten, was die Gefahr einer explosionsgefährlichen Atmosphäre erhöht. Daher ist näher zu unter-

suchen, in wie weit eine lokale Entstehung eines EX-Gemisches möglich ist. Ebenso müsste dann evtl. der Volumenstrom sehr stark an die Gasproduktion sowie den Gasspeicherfüllstand gekoppelt sein.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die Biogasstrecke und Biogasvorbehandlung bei der flexiblen Anlagenkonzeption auf einen, im Vergleich zur Grundlaststromerzeugung, erhöhten Biogasdurchfluss bei maximaler Stromproduktion ausgelegt werden muss. Dies betrifft die Biogasleitungen, Armaturen sowie die Vorrichtungen zur Entschwefelung und Biogas-Trocknung. Wesentlich ist die Verbesserung der Biogasqualität, um einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten und um den vom Stromhändler vorgegebenen Fahrplan mit Zuverlässigkeit bedienen zu können. Für die Referenzanlage wird angenommen, dass eine adäquate Entschwefelungstechnik (Aktivkohlefilter) und ein Kältetrocknersystem (Kompressionskältetrockner) zum Einsatz kommen, welche die Gasvolumenströme verarbeiten können. Durch Biogasgebläse in der Gasregelstrecke muss außerdem gewährleistet werden, dass der Gasvolumenstrom innerhalb der Rohrleitungen hinreichend transportiert wird.

Als Nutzungsdauer für Komponenten der Biogasbehandlung, unter Berücksichtigung der regelmäßigen Instandhaltungsarbeiten wird von 20 Jahren ausgegangen.

8.1.4 Gasspeicher

Zur bedarfsorientierten Stromproduktion ist eine Entkopplung der Biogasproduktion und des Biogasverbrauchs erforderlich. Um die Abweichung von kontinuierlich produziertem und bedarfsgerecht bereitgestelltem Biogas zu puffern, wird ein Gasspeicher benötigt. Nachfolgend werden die Gasspeichersysteme beschrieben, die zur Beschreibung der Referenzanlagen relevant sind. Eine detaillierte Abhandlung zur Gasspeicherdimensionierung und –auslegung erfolgt in Kapitel 9. Auf der Grundlage von Herstellerangaben werden als Nutzungsdauer für alle aufgeführten Systeme und für die Referenzanlagen 10 Jahre unterstellt.

8.1.4.1 Interne Gasspeicher

Direkt über bzw. auf den Behältern (Fermenter und Gärrestlager), auch interne Gasspeicher genannt, kommen verschiedene Speichertypen in Frage. Als Speichertypen für den flexiblen Betrieb bieten sich besonders interne Tragluftspeicher an, da diese, bezogen auf den Durchmesser des Behälters auf dem sie aufgesetzt sind, das größte Speichervolumen zur Verfügung stellen.

Neben internen Doppelmembran-Tragluftspeichern werden für die Referenzanlage auch Zeltdächer unterstellt. Diese werden jedoch nur dann eingesetzt, wenn keine signifikant größeren Gasspeicherkapazitäten, im Vergleich zum Grundlastbetrieb und in Abhängigkeit der Flexibilität, benötigt werden („Kostenaspekt“).

(a) Einschaliges Zeltdach

Das einschalige Zeltdach (siehe Abbildung 15) besteht aus einer Plane, die am Behälterrand befestigt und dann mit einem Mittelpfosten gespannt wird. Dabei erfolgt die Abdichtung mit einer zweiten innen aufgeschweißten Folie an der Behälterwand.

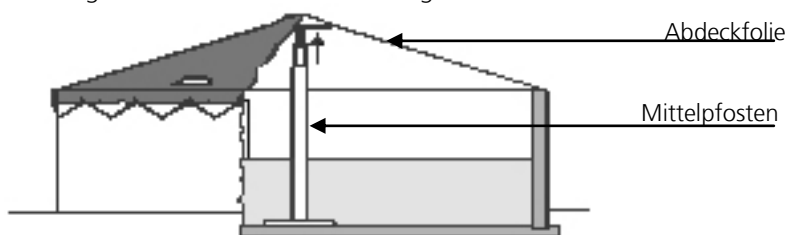


Abbildung 15: Schematische Darstellung eines einschaligen Zeltdaches [33]

Einschalige Zeltdächer stellen eine kostengünstige Abdeckung für Behälter dar, deren Durchmesser zu groß für eine einschalige Gasmembran aus dehnbarem Kautschuk mit Unterkonstruktion ist. Einschalige Zeltdächer können nicht als Gasspeicher verwendet werden, da ein Ein-und-aus-Speichern von Gas nur über die Foliendehnung, der bereits gespannten Folie, bewerkstelligt werden könnte. Im Gegensatz zu Abdeckungen aus dehnbarem Kautschuk, können einschalige Zeltdächer mit einem Druck von bis zu 5 mbar belastet werden, was es ermöglicht, sie mit Druck beaufschlagten Speichern zu verbinden.

(b) Doppelmembran-Tragluftdach

Die unterstellte Gasspeichertechnik für die Referenz-Biogasanlage in Grundlast und flexiblen Betrieb sind meist interne Doppelmembran-Tragluftdächer, deren Gasspeicherkapazität maßgeblich von dem jeweiligen Fermenterdurchmesser und der Kugelschnittform abhängig ist.¹ Tragluftgasspeicher (siehe Abbildung 16) bieten sich für die Speicherung großer Gasvolumina an, da sie das größte Volumen pro abgedeckten Behälterdurchmesser zur Verfügung stellen.

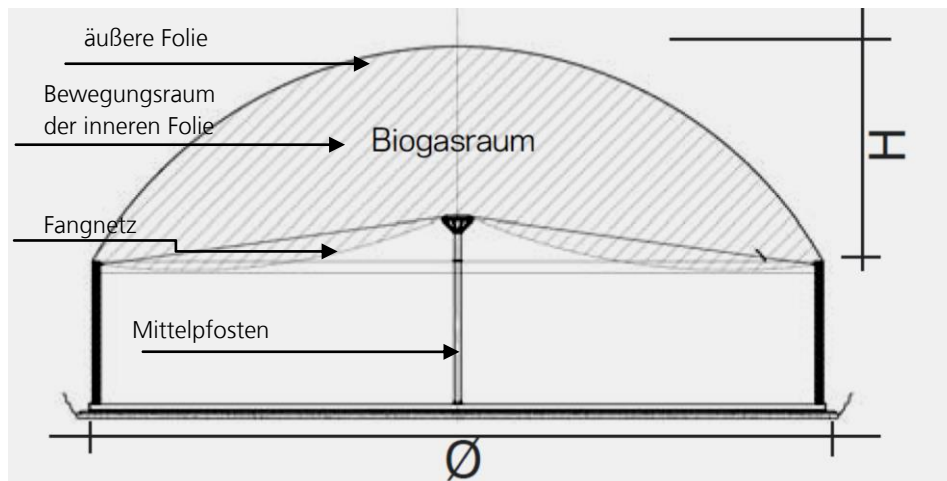


Abbildung 16: Schnitt eines Doppelmembran-Tragluftspeichers [34]

Doppelmembran-Tragluftdächer bestehen aus zwei Folien: einer Außen- und einer Innenfolie. Zwischen den beiden Folien wird mit einem Stützluftgebläse ein ständiger Luftraum hergestellt, dabei ist die äußere Folie immer straff gespannt. Sie kann dadurch äußere Lasten wie Wind, Regen und Schnee aufnehmen und das Luftposter stellt zudem eine Isolierung gegen die Umgebung dar, wodurch die Volumenschwankungen, bedingt durch Temperaturveränderungen schwächer ausgeprägt sind. Die innere Folie ist, wie die äußere, mit der Behälterwand verbunden und gegen die Umgebungsluft abgedichtet, sonst kann sie sich aber frei zwischen der äußeren Folie und einem an einem Mittelpfosten aufgehängten Fangnetz bewegen. Durch diese Auf- und ab-Bewegung ergibt sich das Speichervolumen. Der Mittelpfosten ist meist circa 1 bis 1,5 Meter höher als der Flüssigkeitsstand im Behälter. Das Fangnetz verhindert, dass die innere Folie bei geringem Füllstand in die Flüssigkeit eintaucht, verschmutzt und durch Rührwerke beschädigt wird. Das Fangnetz dient gleichzeitig auch als Besiedelungsfläche für Schwefelwasserstoff abbauende Bakterien.

¹ Die Gasspeicherform gibt es einerseits in standardisierten Formen im 1/4, 1/3 oder im 1/2 Kugelschnitt, sowie im individuellen Zuschnitt. Im Grundlastbetrieb kommen regelmäßig auch andere Gasspeichertechniken zum Einsatz (z. B. einschalige Gasmembranen oder ein- und zweischalige Zeltdächer).

Der Druck im Biogasraum wird im Gegensatz zu anderen Speichertypen nicht durch die Bauform oder den Füllstand bestimmt, sondern durch das Stützluftgebläse geregelt. Es muss immer ein Mindeststützluftdruck in dem Luftraum zwischen den Folien herrschen, um die äußere Folie stets straff gespannt zu halten. Dieser ist abhängig von dem Durchmesser, der Höhe und der äußeren Last, der die äußere Folie ausgesetzt ist und liegt meist zwischen 1,5 und 2 mbar. Der maximale Druck wird durch die Belastbarkeit des Folienmaterials bestimmt, wird aber meist nur auf circa 5 mbar festgelegt, in seltenen Fällen kann er auch bei bis zu 8 mbar liegen. Das Druckniveau wird für jede Anlage individuell bestimmt und kann auch während des Betriebes verändert werden. Zum Beispiel kann mit der Regelung des Stützluftgebläses die Verteilung des Biogases auf die Speicher beeinflusst werden und so sichergestellt werden, dass der gesamte Speicherraum genutzt werden kann.

Zu beachten ist, dass der Gasraum unterhalb des Fangnetzes nicht nutzbar, jedoch von genehmigungsrechtlicher Relevanz, ist. Um das Lungenvolumen korrekt zu dimensionieren, müssen ausgehend von einer benötigten Speicherfähigkeit und dem damit verbundenen Normvolumen sowohl Umgebungsbedingungen (Gasfeuchte, Temperatur, Material) als auch Aspekte der Messgenauigkeit berücksichtigt werden.

8.1.4.2 Externe Gasspeicher

Diese Gasspeicher stellen die Alternative zu internen Speichern, beziehungsweise deren Erweiterung, dar. Sie werden meist als Trockengasspeicher ausgeführt um eine Kondensation in den Speichern auszuschließen. Dies erfordert, dass das Biogas vor der Einspeicherung aufbereitet bzw. getrocknet wird (vgl. Kap. 8.1.3.6). Die Trocknung des Biogases ermöglicht das Speichern einer höheren Energiemenge bei gleichem Volumen, da der störende Wasserdampf entfernt wurde.¹ Als externe Gasspeicher kommen in der Regel zwei verschiedene Typen zum Einsatz: Kissenspeicher und Tragluftkugelspeicher. Im Zuge weiterer Betrachtungen wird ausschließlich vom Einsatz von $\frac{3}{4}$ -Schnitt-Tragluftkugelspeichersystemen ausgegangen. Abbildung 17 veranschaulicht dieses externe Speichersystem an einem Beispiel.



Abbildung 17: Externer Tragluftkugelspeicher [34]

Ein Tragluftkugelspeicher ist ähnlich aufgebaut wie ein Tragluftdach mit einer Innenfolie, die den eigentlichen Gasspeicherraum einhüllt und der Außenfolie, die durch das

¹ Es gibt Versuche externe Gasspeicher als Nassgasspeicher zu betreiben, wobei die Kondensation bewusst in Kauf genommen wird. Zur Ableitung des Kondensats sind Sammelrinnen auf dem Boden des Speichers angebracht. Dadurch kann ein Teil der elektrischen Energie eingespart werden, die benötigt wird um das Biogas vor der Verstromung zu trocknen. Dieser Effekt tritt aber nur auf, wenn die Umgebungsluft ausreichend kalt und die Verweildauer des Biogases im Speicher ausreichend lang ist.

Stützluftgebläse stets gespannt ist. Beide Folien werden aber nicht über einem Behälter aufgespannt, sondern direkt auf ein Betonfundament gesetzt. Die Außenfolie gibt die äußere Form des Speichers vor und schützt die Innenfolie vor Witterungseinflüssen wie Schnee und Wind. Beide Folien sind mit einer Bodenfolie gegen das Fundament und die Umgebung abgedichtet. Der Druck im Gasraum beträgt meist zwischen 10 und 20 mbar kann aber bei geringem Durchmesser auf bis zu 50 mbar erhöht werden. Dieser, im Vergleich zum Tragluftdach, höhere Druck ist nötig, da die 3/4-Form des Tragluftkugelspeichers windanfälliger ist. Dadurch, dass der Druck über dem üblichen Druck aller gängigen Biogasspeicher liegt, ist zum Befüllen ein Gebläse notwendig.

Bei der Ausführung als Trockengasspeicher steht das Biogas sehr schnell in der, für den Betrieb des Blockheizkraftwerks benötigten Qualität, zur Verfügung. Es kann zum Beispiel zum Spülen der Gasleitungen und des Brennraums des Blockheizkraftwerks eingesetzt werden, noch bevor die Kälteanlage die Solltemperatur für die Gastrocknung erreicht hat. Dies kann zu einer Verkürzung der Reaktionszeit der Anlage vom Stillstand zum Anlaufen des Blockheizkraftwerks beitragen und trägt somit zu einer Optimierung des Anlagenbetriebs bei der flexiblen Stromerzeugung bei.

Bei den Referenzanlagen kommen nur dann externe Speicher zum Einsatz, wenn das Gasspeichervolumen durch interne Gasspeicher bei den modellhaft betrachteten Biogasanlagen nicht abgedeckt werden kann.

8.1.4.3 Exkurs: Gasspeicher-Füllstandmesssysteme

Füllstandmesssysteme bei derzeit verwendeten Biogasspeichern spielen bei der veränderten Betriebsweise – vom Grundlastbetrieb hin zu einer flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen – eine wichtige Rolle, sodass an dieser Stelle wesentliche Aspekte mit Hinblick auf ein angepasstes Gasspeichermanagement kurz erläutert werden sollen.

In der Praxis relevante Füllstandmesssysteme von Biogasspeichern messen nicht den Füllstand im Sinne eines Volumens, sondern schließen von der Höhe bzw. Ausdehnung der gaseinhüllenden Membran auf den Füllstand. Somit ergeben sich in Abhängigkeit des Messsystems ein unterschiedlich hohes Fehlerpotential bzw. unterschiedliche Genauigkeiten bei den Messungen. Die derzeit auf dem Markt verwendeten Füllstandmesssysteme sind in nachfolgender Tabelle 10 dargestellt und werden im Anschluss kurz beschrieben. Die Dargestellten Messfehler sind Maximalwerte und beziehen sich auf die Entwicklung des Füllstandes des Gasspeichers von ca. 20 % bis zu 95 %. Die Werte stellen Abschätzungen von Betreiber/innen und Biogasanlagenherstellern dar und beruhen somit auf deren Erfahrungswerten.

Tabelle 20: Genauigkeit gebräuchlicher Gasspeicher-Füllstandmesssysteme

Messsystem	Messfehler
Seillängenmesssystem	Ca. +/- 15 bis 20 %
Gas-H-Meter	Ca. +/- 10 %
Ultraschallsensoren	Ca. +/- 10 %

- **Seillängenmesssysteme:** Seillängenmesssysteme messen die Lage der gaseinhüllenden Membran. Dabei erfolgt die Messung über einen Seilzug, der über die Membrane gespannt werden. Abhängig von der Ausdehnung der Gashaut wird die daraus resultierende Länge des Seilsystems über Sensoren bzw. eine Seillängenanzeige in einen Füllstand des Gasspeichers umgeformt.

- **Gas-H-Meter:** Das Messprinzip eines Gas-H-Meter beruht auf der hydrostatischen Druckmessung. Dazu ist ein mit frostsicheres Fluid (Ethylenglycol) befüllter Schlauch vom Fermenterrand bis zum theoretisch höchsten Punkt der Gashaube verlegt. Am unteren Ende des Messschlauchs ist ein Druckumformer montiert, der die aus der Höhendifferenz resultierenden Druckunterschiede proportional in ein elektrisches Signal umwandelt.
- **Ultraschallmessung:** Ultraschallsensoren finden Anwendung bei Tragluftdächern sowie bei Kugelspeichern. Dieser ist am höchsten Punkt in der Mitte des Gasspeichers angebracht. Durch eine Abstandsmessung zur Lage der Innenmembran wird diese in einen Füllstand überführt. Bei Schaumbildung im Fermenter können hier allerdings Fehlmessungen verursacht werden.

Allgemein lässt sich über alle verwendeten Verfahren sagen, dass die Genauigkeit unterhalb eines Gasspeicherfüllstandes von 50 % stark abnimmt, da dann unkontrollierbare nicht definierbare Verformungen auftreten (Faltenwurf).¹ Darüber hinaus besteht ein erhebliches Fehlerpotenzial durch eine Vielzahl äußerer Einflüsse:

- Temperaturschwankungen
- Umgebungsdruck und Betriebsdruck
- Gasfeuchte
- Verformungen der Gasblase durch veränderliche Lasten (z.B. Wind, Schnee)
- Füllstand des Substrats
- Alter der Membran
- Verschmutzungsgrad (Ablagerung an innerer Membran und damit Verformung der inneren Membran)

Bei einer grundlastorientierten Betriebsweise der Biogasanlage ist eine exakte Angabe des Speicherfüllstandes nicht notwendig. Daher sind die Füllstandangaben, die auf dem bisherigen Stand der Technik beruhen, bei dieser Fahrweise als ausreichend einzustufen.

Wird hingegen auf eine bedarfsorientierte Stromproduktion umgestellt, sind durch die Herausnahme aus der EEG-Festvergütung und einer direkten Vermarktung des Stroms bereits im Voraus exakte Stromlieferungsmengen zu prognostizieren. Damit einher geht die Prognose einer ausreichend großen Gasmenge, um in dem vorgegebenem Zeitfenster mit der entsprechenden Leistung Strom zu liefern. Sofern für den vorgegebenen Fahrplan die gesamte verfügbare Gasspeicherkapazität zur Verstromung genutzt werden soll, sind präzise Angaben der gespeicherten Menge Biogas zwingend notwendig, um ungewollte Ausfallzeiten infolge fehlerhafter Prognose zu vermeiden. Je exakter die Informationen zum Betriebsstatus und zur Prognose des zukünftigen möglichen Betriebs ausfallen, umso genauer können die geforderten Stromprodukte bereitgestellt werden. Dies führt wiederum zu geringeren Kosten für Ausgleichsenergie, die anfällt wenn es zu einer Abweichung der Erzeugung vom vereinbarten Fahrplan kommt.

Darüber hinaus hat die Genauigkeit der Füllstandmessung auch sicherheitstechnische Belange. So könnte durch eine fehlerhafte Messung der reale Füllstand unterschätzt werden, so dass infolge dessen durch eine daraus resultierende falsche Prognose in Stillstandzeiten des BHKW und somit reinen Gasspeicher-Beladungszeiten das Gas ungenutzt in die Atmosphäre entlassen werden müsste (z.B. durch Anspringen der

¹ Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. 2012

Überdrucksicherungen bzw. der Gasfackel). Diese Problematik bedarf Berücksichtigung im Hinblick auf den Explosionsschutz sowie im Störfall.

Somit müssen die oben angegebenen Parameter, die zu Ungenauigkeiten führen, in der Dimensionierung des Gasspeichers weitestgehend Berücksichtigung finden. Die Untersuchungen unterstellen einen Messfehler von +/- 10 %. Aufgrund dessen wird ein Aufschlag in dieser Größenordnung auf die benötigten Gasspeichervolumen vorgeesehen, um diesen Fehler sicher zu eliminieren.

8.1.5 Biogas-BHKW

Das eingesetzte Biogas-BHKW bzw. die, im Vergleich zum Grundlastbetrieb erweiterte el. Anschlussleistung ist ein wesentlicher Faktor bei der Anlagenflexibilisierung und wird entsprechend in Kapitel 10 ausführlich behandelt. An dieser Stelle soll zunächst eine Kurzübersicht erfolgen.

Das Blockheizkraftwerk (BHKW) erzeugt, aus dem in der Biogasanlage entstehenden Biogas, elektrischen Strom und Wärme. Der elektrische Strom kann ins öffentliche Netz eingespeist oder zur Versorgung von nahegelegenen Verbrauchern eingesetzt werden. Eine Vergütung beziehungsweise eine Marktprämie nach Erneuerbaren-Energien-Gesetz kann nur dann erhalten werden, wenn der Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die erzeugte Wärme wird Vor-Ort vorwiegend zur Beheizung des Fermenters verwendet. Bei externer Wärmenutzung werden häufig lokale Verbraucher über Nahwärmenetze versorgt.

In den meisten Biogasanlagen kommt einer von zwei Motortypen zum Einsatz, welche nachfolgend skizziert werden.

8.1.5.1 Zündstrahlmotoren

Zündstrahlmotoren sind auf den Gasbetrieb umgerüstete Serien-Dieselmotoren und Otto-Gasmotoren und werden häufig bei kleinen Leistungen bis ca. 500 kW_{el} eingesetzt. In diesem Leistungsbereich weisen sie z.T. deutlich höhere Wirkungsgrade als Otto-Gasmotoren auf und sind weniger anfällig bei Schwankungen in der Biogasqualität, da die Zündung mittels Einspritzung einer geringen Menge Zündöls erfolgt [35]. Im Gegensatz zu Otto-Gasmotoren weisen Zündstrahl-BHKW geringere Investitionskosten auf, haben dafür aber höhere Betriebs- und Wartungskosten und eine deutlich kürzere Haltbarkeit. Für den bedarfsorientierten Betrieb sind sie nur bedingt einsetzbar, weil hierfür oft Motorleistungen über 500 kW_{el} benötigt werden und es nur wenige Modelle in dieser Leistungsklasse gibt. Ein weiterer Aspekt der gegen ihren Einsatz spricht, ist der erhöhte Zündölverbrauch während der Startphase bis zum Normalbetrieb (im Warmzustand). Es ist möglich, dass zukünftig der Zündstrahlmotor die strenger werdenden Abgasnormen nicht mehr erfüllen kann (heterogene Verbrennung), was ein Nachteil gegenüber dem Otto-Gasmotoren ist.

8.1.5.2 Otto-Gasmotoren

BHKW mit Otto-Gasmotoren werden i. d. R. bei Leistungen über 500 kW_{el} eingesetzt, wobei auch der Leistungsbereich ab 350 kW_{el} zunehmend genutzt wird. Die Zündung erfolgt im Gegensatz zum Zündstrahlmotor mittels Fremdzündung durch eine Zündkerze. In niedrigen Leistungsklassen sind die Wirkungsgrade dieser Motorentechnik niedriger, als die von Zündstrahlmotoren [35]. Zudem sind Otto-Gasmotoren stärker von der Qualität und vom Methangehalt des zugeführten Biogases abhängig und somit störungsanfälliger, was eine sorgfältige Aufbereitung des Biogases erfordert. Mit zunehmender Anlagenleistung steigt bei höheren Leistungsklassen entsprechend der Wirkungsgrad. Gleichzeitig fallen die Wirkungsgradunterschiede geringer aus, da in diesen Leistungsbereich i. d. R. Otto-Gasmotoren mit Turbolader, der den elektrischen Wirkungsgrad steigert, verwendet werden. Die Investitionskosten sind höher als bei Zündstrahlmotoren. Allerdings sind der Wartungsaufwand und die Wartungskosten niedri-

ger. Dazu kommt eine deutlich höhere Haltbarkeit, wodurch die gesamte Einsatzdauer erheblich verlängert wird.

Otto-Gasmotoren eignen sich besser für die bedarfsorientierte Stromproduktion, da ihre Auswahl in höheren Leistungsklassen viel größer ist und in keiner Betriebsphase ein Zusatzbrennstoff benötigt wird.

Aus den genannten Gründen und analog zu Empfehlungen aus KTBL Faustzahlen Biogas (2009) wird dieser Motorentyp für die Auslegung der Referenzanlagen gewählt [18]. Für das BHKW wird eine Nutzungsdauer von 10 Jahren oder nach 60.000 Betriebsstunden unterstellt. Für die BHKW-Peripherie wird eine Betriebszeit von 20 Jahre, unter Berücksichtigung von Instandhaltungsmaßnahmen unterstellt.

8.1.6 Stromnetzanbindung

Wird die elektrische Leistung einer Biogasanlage erweitert, so ist es in Abhängigkeit der Höhe der erweiterten el. Leistung erforderlich, die Transformatorenleistung entsprechend anzupassen bzw. auszuliegen. Ebenso muss der Anschluss an das öffentliche Stromnetz die vorgesehene Leistung aufnehmen können, sodass ebenfalls die dazugehörige Anschlussleitung und der Transformator berücksichtigt werden muss. Es werden in diesem Zusammenhang die zusätzlichen Aufwendungen in den Berechnungen vorgesehen, die für die Jahre 2020 und 2030 eine intelligente Netzintegration hervorruft. Es wurde unterstellt, dass die Netzanschlussprüfung die residuale Betriebsweise des BHKW's berücksichtigt.

Der Transformator ist der Verknüpfungspunkt zwischen dem Generator und dem Einspeisepunkt in das Stromnetz. Die Generatoren von Blockheizkraftwerken, die in Biogasanlagen zum Einsatz kommen, erzeugen den Strom mit einer Spannung von 400 V, was der Niederspannungsebene entspricht. Da die meisten Biogasanlagen im Außenbereich errichtet werden und das Niederspannungsnetz hier nicht in der Lage ist, den produzierten elektrischen Strom zu transportieren, muss der Strom in das Mittelspannungsnetz auf eine Spannungsebene von i. d. R. 20 kV transformiert und eingespeist werden. Der Transformator muss von dem/der Anlagenbetreiber/in vorgehalten werden und dessen Kosten fallen auch ihm zum Last. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass ein einziger Öl-Transformator je Referenzanlage eingesetzt wird.

Die Auslegung des Transformators ist abhängig von der Einspeiseleistung. Transformatoren werden gem. Herstellerangaben in der Regel so ausgelegt, dass die maximale zu übertragende Wirkleistung (BHKW-Aggregat) bei ca. 70 % der Transformatorscheinleistung liegt.¹ Neben dem Transformator müssen gleichzeitig die Mittelspannungsschaltanlage in der Trafo- bzw. Übergabestation auf eine erhöhte Stromstärke ausgelegt werden. Ebenso muss der damit verbundene Material- und Arbeitsaufwand berücksichtigt werden. Als bauliche bzw. techn. Einrichtungen sind insb. die Einhausungen bzw. Betonfertigteile für Transformator und Übergabestation sowie die (elektrotechnische) Einbindung vom BHKW bis zum Netzanschlusspunkt zu nennen.

Für den Transformator und dessen Peripherie wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren unterstellt, wodurch er die gesamte Betriebsdauer der Biogasanlage nicht ersetzt werden muss.

8.1.7 Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)

Der Stromproduktionsfahrplan beim flexiblen Anlagenbetrieb wird in der Regel mit dem Stromvermarkter abgestimmt. Zwischen Anlagenbetreiber/innen und Stromhändlern muss daher ein bidirektionaler Datenaustausch erfolgen. Dieser kann verbal erfol-

¹ Diese Annahme begründet sich aus der Auslegung des Wirk-/Scheinleistungsverhältnisses bei einem effizienten Betriebspunkt des Transformators.

gen, bei einem professionalisierten Anlagenbetrieb geschieht dies mit Hilfe eines automatisierten Datenaustausches zwischen Prozessleitsystem des Stromhändlers und der Anlagensteuerung der Biogasanlage. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass die einerseits zur Erzeugung der vermarkteten Strommenge notwendige Biogasmenge vorhanden ist und andererseits eine Überfüllung des Gasspeichers vermieden werden. Je kürzer die Reaktionszeiten für die vermarkteten Stromprodukte sind (insbesondere bei Bereitstellung von Regelenergie), desto eher ist eine automatische Datenübertragung notwendig.

Von einigen Stromhändlern werden firmeneigene Kommunikationsboxen angeboten, die in das BHKW-Leitsystem eingebunden werden müssen, um eine automatische Datenübertragung zu ermöglichen. Oft wird die Anlage dabei aber nicht durch den Stromvermarkter ferngesteuert, sondern der Stromvermarkter sendet einen gewünschten Fahrplan an die Anlagensteuerung oder ein zwischengeschaltetes Rechenzentrum des Anlagenbauers. Anhand der hinterlegten Anlagendaten und des aktuellen Zustands der Anlage wird dann ermittelt, ob der Fahrplan möglich ist. Entsprechend wird eine Bestätigung zurückgesendet. Als Nutzungsdauer für die eingesetzte IKT werden 10 Jahre veranschlagt.

8.2 Biogas aus organischen Reststoffen

Die Biogasproduktion aus organischen Reststoffen und dessen energetische Verwertung folgen prinzipiell analog der bereits beschriebenen NaWaRo-Biogas-Prozesskette. An dieser Stelle sollen zur Beschreibung der Referenzanlagen nur die wesentlichen Unterschiede differenziert werden.

8.2.1 Eingesetzte Biomasse

Die möglichen Strommengen aus Biogas sind stark vom Biomassepotenzial abhängig. Aufgrund dessen wurde im Rahmen einer Potenzialabschätzung und auf Grundlage verfügbarer Studien ein Mengengerüst festgelegt. Neben Bio- und Grünabfällen stehen weitere relevante Substratmengen an tierischen Exkrementen und zusätzlichen Ernterückständen (strohhaltige Substrate, Häckselgut, Rübenblätter, Kartoffelkraut, usw.) für eine energetische Nutzung bereit. In Kapitel 5 werden die Substratpotentiale ausführlich beschrieben.

Als Basis zur Ermittlung von Kosten für Biogasanlagen, welche organischen Reststoffe als Substrat einsetzen, wurde die Verarbeitung des organischen Rest- und Abfallstoffpotentials in fünf verschiedene Anlagenkonzepte differenziert. Diese technischen Lösungen basieren auf vorgestellten organischen Rest- und Abfallstoffen und deren energetischen Aufteilung untereinander. Tabelle 21 zeigt die Aufteilung beispielhaft für das MinSZ 2030.

Tabelle 21: Relative Aufteilung der energetischen Anteile innerhalb der Rest- und Abfallstoffen (MinSZ, 2030)

Relativer energetischer Anteil unter den Rest- und Abfallstoffen (%)				
Rindergülle	Schweinegülle	Bioabfall	Grünabfall	Ernterückstände
35,3%	35,3%	8,2%	8,2%	12,8%

Die unterstellten Anlagen wurden, mit der für die Verarbeitung der jeweiligen Einsatzstoffe notwendigen Technik, ausgestattet. Es werden die dafür angepassten Fermentergrößen vorgesehen, die Beschickertechnik dafür ausgelegt und die dafür relevanten Gärrestlager unterstellt.

8.2.2 Anlagentechnik

Anlagen die in Grundlast die Strommengen erzeugen, stellen auch hier die Ausgangslage und die Opportunität für die weiteren Berechnungen zur Flexibilisierung der einzelnen Anlagen dar. In der betriebswirtschaftlichen Kostenermittlung werden vereinfacht ebenfalls 8000 VLH für eine Anlage angenommen, die in Grundlast betrieben wird.

Die Anlagentechnik der Nassvergärung der genannten organischen Abfälle unterscheidet sich nicht grundlegend von den Anlagen, welche Energiepflanzen einsetzen. Im Detail gilt es für jede Anlagen individuell zu entscheiden welche Anlagentechnik zum Einsatz kommt. Stark beeinflusst werden die notwendige Anlagentechnik von der Zusammensetzung und damit verbundenen Eigenschaften der eingesetzten Substrate/organische Reststoffe. Die Fließeigenschaften der Substrate wirken sich z.B. auf die Eintragsysteme aus. Darüber hinaus weisen Substrate mit guter Fließeigenschaft oft eine niedrige Energiedichte (z.B. tierische Exkrement) mit hohem Wassergehalt auf. Das führt wiederum zu hohen Behälter- bzw. Lagerkapazitäten. Die Behältergröße wirkt sich wiederum auf die verwendbare Gasspeichertechnik aus. Je größer die Fermenter, Nachgärer oder Gärrestlager ist, je kostengünstiger können größere Gasspeicherkapazitäten realisiert werden. Auch gesetzliche Auflagen spielen bei der Entscheidung zur Anlagentechnik eine Rolle (z.B. Hygienisierung) und führen regelmäßig dazu, das die Anlagen sich auf einzelne Reststoffartenkonzentrieren.

Die z.T. spezialisierten Anlagen weisen für den jeweiligen Einsatzstoff optimierte Anlagenbestandteile, wie z.B. die Einbringtechnik, Rührwerke, Pumpen usw. auf. Theoretisch können die Einsatzstoffe auch gemischt werden, wobei sich Synergien (z.B. eine Stabilisierung des biologischen Prozesses) bilden können.

In dieser Arbeit wird untersucht zu welchen Kosten die Verstromung dieser organischen Reststoffe erfolgen kann. Um diese Abschätzung vornehmen zu können, müssen Annahmen und Vereinfachungen zur Anlagentechnik getroffen werden, die dennoch zu aussagekräftigen Analyseergebnissen führen. In den anschließenden Auswertungen wird ein besonderer Wert auf die Zusatzkosten und somit der zusätzlich notwendigen Anlagentechnik gelegt, die sich im flexiblen Betrieb und im Vergleich zu einer Grundlastfahrweise, einstellen.

Die in der Praxis ausgelegten Anlagen müssen stark an die Vorort-Gegebenheiten angepasst werden, woraus große Bandbreiten an möglichen Anlagenkonzepten entstehen. Für die Berechnungen im Rahmen von OptiKobi² stellt sich eine ausreichende Genauigkeit ein, wenn eine Anlage mit 460 kW_{el} Bemessungsleistung (Jahresdurchschnittsleistung) als Referenzanlage im Grundlastbetrieb herangezogen wird (ebenso wie bei NaWaRo-Anlagen).

Die im Rahmen dieser Arbeit erstellte Kostenstruktur baut auf einer Anlagentechnik auf, die auf die in Tabelle 21 genannten Einsatzstoffe spezialisiert sind. Die Anlagentechnik wurde auf Basis von verschiedenen Veröffentlichungen, im Austausch mit der Witzenhausen Institut GmbH, aber auch gemeinsam mit Anlagenbetreiber/innen erarbeitet [18, 29].

8.3 Biomethantechnologie

Uwe Holzhammer

Die Biomethantechnologie stellt eine technische Möglichkeit da, den Strom aus Biogas sehr flexibel dem Energiesystem bereit zu stellen. Die Prozesskette Biomethan hat verschiedene Abschnitte, wie z.B. Biogasproduktionsanlage (BGA), die Biogasaufbereitungsanlage (BGAA), Biomethaneinspeiseanlage (BMEA), das Erdgasnetz, der Erdgasspeicher und das BHKW am Auspeisepunkt. Die Abbildung 18 zeigt die Biomethanprozesskette mit den Einzelkomponenten. Nachfolgend wird kurz auf die Prozesskette eingegangen.

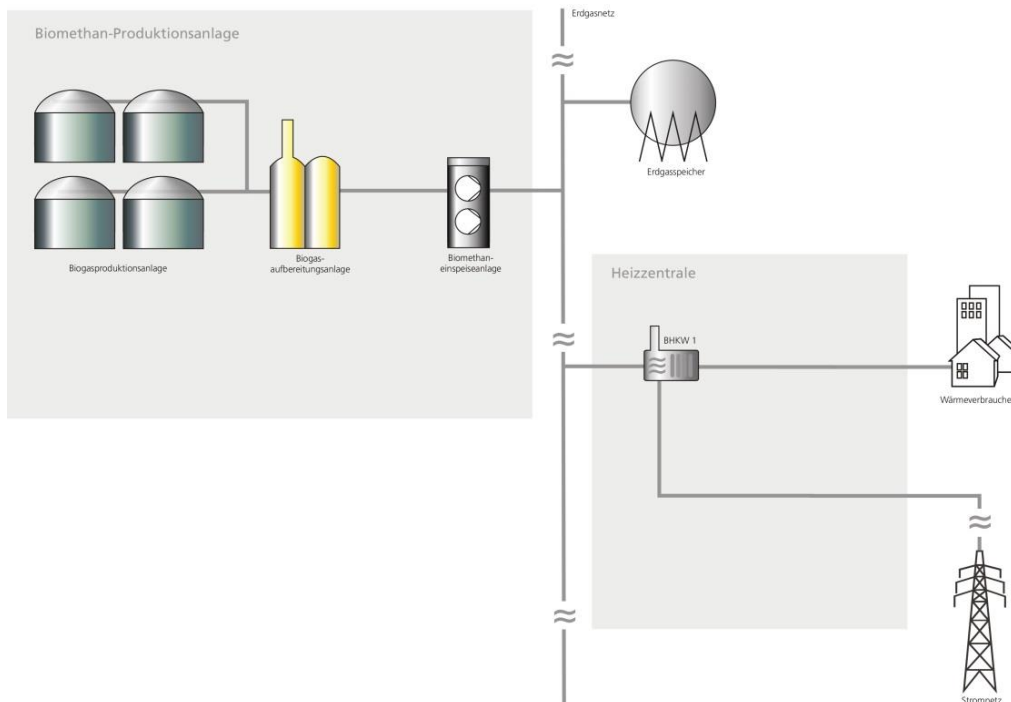


Abbildung 18: Biomethan-Produktionsanlage, Biomethantransport im Erdgasnetz und anschließende Verwertung im BHKW

8.3.1 Biomasse

Die Substrate werden analog zu der im Biogasteil vorgestellten Aufteilung übernommen. In der Studie wird für die Jahre 2020 und 2030 der in Tabelle 1 dargestellte Anbaumix angenommen. Die Kategorie „Sonstige“ angebaute Kulturen stellt den Anteil an Kulturen dar, die derzeit im Energiepflanzenbau noch nicht etabliert sind. Es wird die Annahme getroffen, dass sich bis 2030 der relative Anteil der Maisfläche in den Szenarien zugunsten alternativer Energiepflanzen verringert.

Tabelle 22: Energiepflanzenanbaumix für die Beispielbiomethananlage

Angebaute Kultur/ Mengenbedarf pro Anlage	Mais	(Acker-)gras	GPS	Energierübe + Blatt	Sonstige
2020 in t FM/a	38.483	2.245	10.262	10.262	2.694
2030 t FM/a	31.962	2.237	7.671	15.342	8.054

In der Tabelle 22 ist die Substratzusammensetzung der Referenzbiomethananlage für die Jahre 2020 und 2030 dargestellt.

Für die Beispielanlage wird genau diese Zusammensetzung anhand der Biomassepotentiale festgelegt, um einen Querschnitt über alle NaWaRo-Biomethananlagen in Deutschland abzubilden. Die Substratzusammensetzung aus dem Inbetriebnahmejahr wird für die gesamte Betriebszeit beibehalten. Für das Basisszenario mit Inbetriebnahme 2013 wird die Substratzusammensetzung von 2020 verwendet.

8.3.2 Biogasproduktion (BGA)

Grundsätzlich ist die Prozesskette bei der Biomethanherstellung in Bezug auf die Biogasproduktion identisch mit der Biogasproduktion zur direkten Verstromung. Die Prozesskette besteht ebenfalls aus der Beschickung, Substratlager, Fermenter, Nachgärer und je nach Anlagengröße ein oder mehrere Gärrestlager. Die Prozesskette der Biogas-

produktion ist unter Punkt 8.1.3 ausführlich erläutert. Die Biogasproduktionsanlagen für die Biomethanaufbereitung und Einspeisung ist entsprechend der höheren Substratmengen größer ausgelegt.

Die Biogasproduktion für die Aufbereitung und Einspeisung des Biogas in das Erdgasnetz mittels organischen Reststoffen weißt, analog zu Biogas, spezielle Anlagentechnik auf. Diese ist in der Lage die unterschiedlichen Substrate mit ihren Eigenschaften zu verarbeiten. Die Anlagentechnik ist im Rahmen des Vorhabens untersucht worden. Im Ergebnis stellte sich heraus, dass hier sehr große standortspezifische Unterschiede auftreten. Die Biogasproduktionstechnik hat allerdings keinen relevanten Einfluss auf die Flexibilisierungskosten, weshalb auf weiterführende Ausführungen in diesem Bericht verzichtet wird.

8.3.3 Biogasaufbereitung (BGAA)

Die „Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung“ werden durch das DVGW-Arbeitsblatt G260, Gasbeschaffenheit, festgelegt. Biogase aus der Vergärung oder Schwachgase aus thermischen Vergasungsprozessen sind als Rohgase keine Gase nach DVGW-G 260. Sie bedürfen in der Regel einer Aufbereitung, um eine Einspeisung in das Gasnetz zu ermöglichen.

Damit das Biogas den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblatt G260 entspricht, wird es in der Aufbereitungsanlage entfeuchtet, entschwefelt und durch Abtrennung des Kohlenstoffdioxids der Methangehalt gesteigert.

Es gibt sechs wesentliche Verfahren der Kohlenstoffdioxid-Abtrennung:

- 1.) Druckwechseladsorption (Pressure Swing Adsorption)
- 2.) Druckwasserwäsche
- 3.) Physikalische Absorption (Gensorb – Wäsche)
- 4.) Chemische Absorption (Aminwäsche)
- 5.) Membranverfahren
- 6.) Kryogene Verfahren

Um einen Durchschnitt aller Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland zu ermitteln, wurde eine durchschnittliche Biogasaufbereitungsanlage aus den gängigsten vier Aufbereitungsverfahren Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche, Aminwäsche und Membranverfahren dargestellt.

Die Grundwerte zu den drei Anlagentypen wurden dem Buch „The Biogas Handbook“ übernommen [36]. Analog zur Biogasproduktionsanlage wird die Biogasaufbereitungsanlage für eine Aufbereitungskapazität von 1.400 Nm³/h Rohgas abgebildet (für Anlagen die organischen Abfälle einsetzen wurde mit 1293 Nm³/h aufgrund des höheren Methangehalts im Biorohgas gerechnet). Wie bei der Biogasproduktionsanlage wird auch bei der Aufbereitungsanlage eine Verfügbarkeit von 91 % mit 8.000 Betriebsstunden angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass ein Stillstand der Aufbereitungsanlage nicht zu einem Stillstand der Biogasproduktionsanlage führt. Zur Gewährleistung dieser Verfügbarkeit wurde bei den Kosten der Biogasaufbereitungsanlage ein kleiner Gasspeicher berücksichtigt. Beim Ausfall der Aufbereitungsanlage wird das Gas dort zwischen gespeichert.

In der folgenden Tabelle 23 sind weitere verfahrenstechnische Grundlagen der Aufbereitungsanlage abgebildet.

Tabelle 23: Verfahrenstechnische Kennwerte der Aufbereitungstechniken

	PSA	DWW	Aminwäsche (DEA)	Membranverfahren	Ø Anlage	Einheiten
Verfahren	adsorptiv	physikalisch	chemisch	Permeation		
Grobentschwefelung notwendig	ja	ja	ja	ja		
Aufbereitungskapazität	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	m ³ _{BG} /h
Methangehalt Rohgas	52,11%	52,11%	52,11%	52,11%	52,11%	
Methangehalt Produktgas	97,0%	98,5%	98,5%	98,0%	98,00%	
Methanschluß (%)	1,5%	1,0%	0,1%	0,4%	0,75%	
Methanschluß (Nm ³ /h)	10,94	7,30	0,73	2,92	5,47	Nm ³ /h (reines Methan)
Energieverlust aufgrund von Methanverlust im Jahr	872.600	581.733	58.173	232.693	436.300	kWh(HI)/a
Absolutdruck	2,00	6,50	1,15	11,00	5,16	bar
Personalkosten	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	€/h
Strombezugskosten	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	€/kWh
Wasserbezugskosten	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	€/m ³
Wärmebereitstellungskosten	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	€/kWhth
Betriebsstunden	8.000,0	8.000,0	8.000,0	8.000,0	8.000	h/a
Zinssatz	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Anlagennutzungsdauer	15,0	15,0	15,0	15,0	15,00	a
Produktgas Biomethan	spezifisch				724	Nm ³ /h Biomethan (reines Methan)

In der Beispielaufbereitungsanlage wird ein Ausgangsproduktgasstrom von knapp 740 Nm³/h mit einem Methangehalt von 98 % und einem Ausgangsdruck von 5,16 bar produziert.

8.3.4 Biomethaneinspeisung (BMEA)

Die Anforderungen an Biomethan zur Einspeisung in das Erdgasnetz unterliegt wie zuvor erwähnt den Grenzwerten, die in den DVGW-Arbeitsblättern G260 „Gasbeschaffenheit“ und G262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ beschrieben sind [32, 37, 37]. Wesentliche Maßnahmen, die in diesem Zusammenhang bei einer Einspeiseanlage durchgeführt werden, sind:

- Gasbeschaffenheitsmessung
- Odorierung
- Konditionierung des Biomethans mit LPG (Liquefied Petroleum Gas)
- Anpassen an die Druckstufe des jeweiligen Gasnetzes.

Gasbeschaffenheitsmessung

Die Messtechnik in der Einspeiseanlage dient einerseits der Einhaltung der in den DVGW-Arbeitsblättern G260 und G262 aufgeführten Grenzwerten und Parametern, andererseits wird durch sie der Energiegehalt des Biomethans bestimmt. Zur Bestimmung des Energiegehalts des Biomethans werden sowohl eine Brennwert- als auch eine Volumenmessung (Gasmengenmessung) durchgeführt.

Odorierung

Aus sicherheitstechnischen Gründen ist bei Gasen der öffentlichen Gasversorgung ein wahrnehmbarer Geruch vorgeschrieben. Durch diese Maßnahme soll sichergestellt werden, dass unverbranntes ausströmendes Gas durch einen charakteristischen Geruch erkannt wird. Daher ist eine Odorierung von Gasen mit unzureichendem Warngeruch nach DVGW-Arbeitsblatt G280-1 vorgeschrieben [38]. Dies trifft auch auf Biogas welches aufbereitet in das Erdgasnetz eingespeist wird zu. Zur Odorierung werden schwefelhaltige oder schwefelfreie Mittel verwendet. Bei den schwefelhaltigen Odorierungsmitteln werden größtenteils Thioether und Thiole verwendet. Bei den schwefelfreien Odorierungsmitteln werden organische Verbindungen (z.B. auf Acrylbasis) verwendet.

Konditionierung des Biogases

Die Konditionierung von Biogas dient der Brennwertanpassung des Biogases an das Erdgasnetz. Die brennwerttechnische Differenzierung erfolgt nach H-Gasnetz mit hohem Brennwert im Bereich von ca. 11,1 – 12,5 kWh/m³ und dem L-Gasnetz mit niedrigerem Brennwert im Bereich von ca. 9,1 - 11,0 kWh/m³. Während im H-Gasnetz mit Flüssiggas also LPG (Liquid Petroleum Gas) konditioniert wird um den Brennwert zu steigern, wird im L-Gas Netz mit Luft konditioniert um den Brennwert des einzuspeisenden Gases an den des Netzes anzupassen. Die Konditionierungsanlage besteht aus einer Mess- und Regelungseinheit und einem Mischer (Einspeiser) das benötigte LPG wird aus einem Flüssiggaslagerbehälter bezogen.

Druckerhöhung

Die Verdichtung des Biomethans ist Abhängig von der Netzdruckstufe in die das Biomethan eingespeist wird und dem Ausgangsdruck der Aufbereitungs-anlage. Wird das Biomethan in ein Hochdrucknetz eingespeist so geschieht dies im Regelfall durch Schraubenverdichter. Bei der Einspeisung in Nieder- oder Mitteldrucknetzen werden Hubkolbenverdichter benutzt. In der Gasnetzzugangsverordnung §33 Abs. 2 (GasNZV) ist eine Verfügbarkeit des Netzanschlusses von 96 % vorgeschrieben [27]. Um diese Bedingung zu erfüllen werden die Verdichter in der Einspeiseanlage redundant betrieben.

8.3.5 Biomethantransport im Erdgasnetz

Die Erzeugung des elektrischen Stroms in Blockheizkraftwerken findet nicht am Ort der Biomethanproduktion statt. Das Biomethan wird durch das Erdgasnetz an den Ort der Verwertung transportiert.

Das deutsche Erdgasnetz umfasst eine Gesamtlänge von 471.213 km in der Verteilernetzebene und 39.496 km auf Fernleitungsnetzebene. Es gehört zu den am besten ausgebauten Erdgasnetzen weltweit. Der Aufbau des Erdgas-netzes ist in verschiedene Druckstufen, Versorgungsebenen und brenn-technischen Kenndaten differenziert. Die Unterteilung in verschiedene Druckstufen umfasst das Hochdruck-Netz (1-120 bar), das Mitteldruck-Netz (0,1 – 1 bar) und das Niederdruck-Netz (bis 0,1 bar). Die Netzebenen werden in das internationale Ferntransportnetz (Ebene 1), überregionales Transportnetz (Ebene 2), regionales Transportnetz (Ebene 3) und lokales Verteilernetz (Ebene 4) unterteilt.

In der Gasnetzzugangsverordnung ist seit 2008 der Teil 11a mit der „Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ integriert [27]. Im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch die Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nicht berücksichtigt um die Gesamtkosten realistisch abzubilden.

Netzzugang

Die Rahmenbedingungen über den Zugang zum Gasversorgungsnetz sind in § 20 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegt [27]. Wesentliche Grundlage dabei ist das „Entry-Exit Netznutzungsmodell“. Demnach müssen Betreiber/innen von Gasversorgungsnetzen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anbieten die den barrierefreien Netzzugang ermöglichen. Zur Abwicklung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen werden zwischen dem Netzbetreiber und dem Transportkunden sowohl ein Einspeise- als auch ein Ausspeisevertrag über die zu transportierenden Kapazitäten geschlossen, die so genannten „Zwei-Vertrags-Variante“.

Darüber hinaus wird dem Transportkunden durch die GasNZV § 4 Abs. 3 ermöglicht die Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend zu buchen [27]. In der GasNZV werden außerdem von den Ferngasnetzbetreibern die Bildung von Marktgebieten und eine umfassende Kooperationspflicht zwischen den Netzbetreibern gefordert. Marktgebiete sind Verknüpfungen zwischen verschiedenen miteinander verbundenen Teilnetzen über Netzkopplungspunkte.

Bilanzkreis

Durch den Ein- und Ausspeisevertrag verpflichtet sich der Netzbetreiber dem Transportkunden das einzuspeisende Gas am Einspeisepunkt abzunehmen und ihm am Ausspeisepunkt das Gas mit der vereinbarten Kapazität wieder bereitzustellen. Im liberalisierten Gasmarkt wird von dem Transportkunden und Lieferanten ein sogenannter Bilanzkreis gebildet, ähnlich wie beim Strommarkt. In einem Bilanzkreis werden die Ein- und Ausspeisepunkte der betreffenden Transportkunden bzw. Lieferanten zusammengefasst und bilanziert. Der Bilanzkreisverantwortliche ist für die operative Abwicklung und den wirtschaftlichen Betrieb des Bilanzkreises verantwortlich. Er wird von den Bilanzkreisbildenden Netznutzern benannt und ist der Vertragspartner des Bilanzkreisnetzbetreibers. Rechtliche Rahmenbedingungen zur Abrechnung des Bilanzkreises sind in § 23 Abs. 5 der GasNZV geregelt [27]. Die Bilanzierungsperiode der Bilanzkreisabrechnung ist der sogenannte Gastag, er beginnt um 6.00 Uhr und endet um 6.00 Uhr des folgenden Tages. Kommt es während des Zeitraums der Bilanzierungsperiode im Bilanzkreis zu Abweichungen zwischen den vereinbarten Gasmengen am Ein- und Ausspeisepunkt übertragenen Gasmengen, werden diese mit Hilfe des Bilanzausgleichs verbucht und nach den Regeln des Bilanzkreisvertrags mit den entsprechenden Entgelten verrechnet.

Speicherung von Biomethan in Erdgasspeichern

In einer bedarfsorientierten Biomethanprozesskette wird das produzierte Biomethan zwischengespeichert um zu einem späteren Zeitpunkt, wenn der Bedarf hoch ist, im Blockheizkraftwerk verstromt zu werden. Aus diesem Grund sind Speichermöglichkeiten in der Prozesskette essentiell wichtig um Wochen- und Jahresbedarfsspitzen und Erzeugungsschwankungen durch andere Erzeuger von elektrischem Strom (z.B. Windenergie) auszugleichen. In der Erdgasbranche werden dafür meistens Untertagespeicher verwendet.

Zur Speicherung von Erdgas in Untertagespeichern werden prinzipiell zwei Arten von Speichern unterschieden, Kavernen und Porenspeicher. Bei Kavernenspeichern handelt es sich um unterirdische Hohlräume die durch Bohrung und Aussolung (lösen und fördern des Salzes mit Wasser) von unterirdischen Salzstöcken entstanden sind. Durch die Mächtigkeit der Salzstöcke und die natürlichen Eigenschaften des Salzes ist die Dichtigkeit der so entstandenen Hohlräume ohne zusätzliche Auskleidung garantiert. Porenspeicher sind entweder Hohlräume in Gesteinsschichten in denen Wasser durch eingepresstes Erdgas verdrängt wird (Aquiferspeicher) oder Hohlräume die sich in Gesteinsschichten durch den Abbau von natürlichen Erdgas- und Erdölvorkommen gebildet haben (Lagerstättenpeicher). Beide Arten des Porenspeichers sind nach oben durch eine durchgängige Gesteinsschicht abgedichtet.

Porenspeicher werden grundsätzlich eher zur saisonalen Grundlastabdeckung verwendet. Durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine reagieren sie langsamer auf Veränderungen. Kavernenspeicher haben im Vergleich zu Porenspeichern eine höhere Ein- und Aus-speiserate, daher werden Kavernenspeicher eher für die tageszeitliche Spitzenbedarfsabdeckung genutzt.

8.3.6 Biomethan-BHKW

Für die Nutzung des in das Erdgasnetz eingespeisten Biomethans gibt es nach dem Biogas-Monitoringbericht 2012 der Bundesnetzagentur (BNetzA) vier Verwendungspfade [39]:

- Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung)
- Reine Stromerzeugung
- Reine Wärmeerzeugung
- Verwendung als Kraftstoff

Die Nutzung des Biogases nach einer Aufbereitung auf Erdgasqualität hat nach Untersuchungen der BNetzA den höchsten Wirkungsgrad bei einer Nutzung mittels Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Bei Blockheizkraftwerken (BHKW) die für den Betrieb mittels Erdgas ausgelegt sind, kann von einer gleichzeitigen Produktion von elektrischer und thermischer Energie, also eine Kraft-Wärme-Kopplung ausgegangen werden.

Bei der Motor-Generator-Einheit wird in den nachfolgenden Untersuchungen auf Gas-Ottomotoren zurückgegriffen. Analog wie bei der Biogasanlagentechnik. Ebenso werden die gleichen technischen Kenndaten gearbeitet. Aufgrund der hohen Biomethan und Biorohgaspreise ist davon auszugehen, dass in beiden Anwendungsfällen BHKW-Anlagen mit sehr hohen elektrischen Wirkungsgraden eingesetzt werden.

9 Flexibilitätsfaktor: Gasspeicher und Fütterungsmanagement

Uwe Holzhammer, Dirk Kirchner

In diesem Kapitel sollen zunächst Hintergründe aufgezeigt werden, welche die Relevanz der Gasspeichererweiterung verdeutlichen sollen. Dabei wird die angewandte Methodik zur Ermittlung des Gasspeicherbedarfs aufgezeigt, wie sie zur Bestimmung der Gasspeicherkapazitäten und –kosten bei den Biogas-Referenzanlagen verwendet wurden. In diesem Zusammenhang werden genehmigungsrechtliche Auswirkungen und wesentliche technische Herausforderungen dargestellt.

Ebenfalls wird auf die Möglichkeiten des Fütterungsmanagements zur bedarfsorientierten Biogasverstromung mit Hinblick auf die eingeführten Referenzanlagen eingegangen. Die Rolle der Gasspeicherung im Erdgasnetz hinsichtlich der Biomethanproduktion wird ebenfalls beschrieben.

9.1 Hintergrund

Die Biogasproduktion findet i. d. R. bei gleichmäßiger Substratzufuhr grundsätzlich im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf kontinuierlich statt. Die techn. Einrichtungen zur energetischen Verwertung (i. d. R. durch BHKWs) sind so ausgelegt, dass diese gleichmäßige Gasproduktion kontinuierlich abgenommen werden kann. Die Strom- und Wärmeproduktion finden dann ebenfalls kontinuierlich statt. Dies ist die bekannte und etablierte Betriebsweise der bestehenden Biogasanlagen. Damit die Stromproduktion aus Biogas flexibel erfolgen kann, gibt es zwei entscheidende technische Komponenten die es in Abhängigkeit der Flexibilität anzupassen gilt: die Gasspeicher und die Stromerzeugungseinheit(en) (BHKW).

Die eingesetzte Gasspeichertechnik bei Bestandsbiogasanlagen, welche i. d. R. für den Grundlastbetrieb ausgelegt wurde, wird meist dafür genutzt, um Störungen an den Anlagen über kurze Zeit kompensieren zu können. Fällt das BHKW aus, kann das gleichzeitig weiter produzierte Biogas für kurze Zeit gespeichert werden. Der präzise Status des Gasspeichers und der Gasproduktion wird nicht abgefragt.

Werden die Grenzen der Speicherkapazität erreicht, wird die Notfackel oder die Überdrucksicherung aktiviert bzw. die BHKW-Leistung reduziert (Teillastbetrieb um eine geringere Biogasmenge zu verbrauchen). Im Grunde stellt der Gasspeicher einen Puffer zwischen Gasproduktion und Gasverwertung dar und wird eher als Gassammler und nicht als aktiver Gasspeicher genutzt. Die Gasspeicherkapazitäten liegen bei Biogasanlagen im Grundlastbetrieb in der Regel zwischen 30 Minuten und 4 Stunden (bezogen auf die benötigte Gasmenge in Vollast).

Im Gegensatz zur Grundlastfahrweise ist die Kenntnis des Füllstands bei der flexiblen Stromerzeugung von großer Bedeutung. Zum einen können durch genaues Einhalten der vertraglich vereinbarten Fahrpläne bei der Vermarktung des Stroms an der Börse hohe Zusatzerlöse generiert werden. Sofern der Fahrplan nicht eingehalten wird, muss der Händler Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen, wodurch Zusatzkosten entstehen, die wiederum die Vermarktungserlöse reduzieren. Zum anderen können Verluste verringert werden, wenn keine Überschussmengen über eine Gasfackel verbrannt, beziehungsweise über die Überdrucksicherung in die Atmosphäre gelangen und keine unnötigen BHKW-Teillastbetriebsweisen mit schlechtem Wirkungsgrad in Kauf genommen werden müssen. Aufgrund dessen wird in Zukunft die Kenntnis über die gespeicherten Energiemengen in Form von Biogas an Bedeutung gewinnen.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht sollte das Biogas (oder auch das Biomethan) immer dann für die Stromerzeugungseinheit (z.B. das BHKW) zur Verfügung stehen, wenn die Residuallast hoch ist und Strom produziert werden soll. Um dies mit einer hohen Verlässlichkeit zu garantieren, sind unterschiedliche technische Lösungen möglich. Im klas-

sischen Sinne kann am Anlagenstandort ein Biogasspeicher installiert werden, der so ausgelegt ist, die kontinuierlich produzierten Biogasmengen in Phasen mit sehr geringer Residuallast (in BHKW-Stillstandphasen) zu speichern. Zusätzlich, in Phasen mit hoher Residuallast, sind zusätzliche Gasmengen additiv zu den gleichmäßig produzierten Gasmengen zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus ist die Beeinflussung der Gasproduktion selbst denkbar, sodass die Gasproduktion über die Steuerung der Substratzufuhr gezielt beeinflusst wird und in Kombination mit einem dann dementsprechend kleineren Gasspeicher das Biogas wiederum gezielt zur Verfügung zu stellen (Fütterungsmanagement). Diese technische Option ist besonders für die Berücksichtigung von Bedarfsschwankungen über den Tagesverlauf hinaus von Bedeutung (z.B. für Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr).

Eine weitere Option zur Biogasspeicherung stellt das Erdgasnetz mit seinen Erdgasspeichern dar. Dafür muss das Biogas auf Erdgasqualität (d. h. Biomethan) aufbereitet werden, um die Infrastruktur wie klassisches Erdgas nutzen zu können. Dadurch eröffnen sich nahezu restriktionsfreie Speichermöglichkeiten, wodurch auf die unterschiedlichsten Residuallastschwankungen reagiert werden kann.

Alle diese kurz vorgestellten technischen Flexibilisierungsoptionen sind mit Kosten verbunden, welche somit die Stromproduktionskosten beeinflussen.

9.2 Auslegung der Biogasspeicher

Uwe Holzhammer

In diesem Kapitel wird die Methodik zur Ermittlung der Gasspeichervolumina für Doppelmembran-Tragluftspeicher beschrieben. Diese Gasspeichertechnik und deren korrekte Dimensionierung sind im Hinblick auf eine bedarfsorientierte Stromproduktion von großer Bedeutung. Im Folgenden werden deshalb einzelne Einflussfaktoren beschrieben, die sich auf eine Beispielanlage mit folgenden Kenndaten beziehen: Biogasanlage mit ca. 460 Kilowatt (kW) Bemessungsleistung (Jahresdurchschnittsleistung), installierte Leistung von 735 kW_{el}, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche (5500 VLH/a).

Vorangestellt muss die notwendige speicherfähige Energiemenge und die damit verbundene Methanmenge ermittelt werden. Eine Umrechnung auf Realbedingungen ist ebenso notwendig als auch das Berücksichtigen von technischen Einflussgrößen. Auf wesentliche Aspekte wird nachfolgend eingegangen [40].

(a) Methan (CH₄)-Gehalt

Der Methangehalt im Biogas ist abhängig von dem eingesetzten Substrat. Bei Energiepflanzen (NaWaRo) liegt dieser zwischen 50 und 55 Prozent (zum Beispiel Maissilage 52 Prozent), bei Gülle und anderen Reststoffen zwischen 55 bis 68 Prozent [18]. Sollten innerhalb des Betriebszeitraums auch andere Substrate eingesetzt werden, so kann es sinnvoll sein, den Einfluss des Methangehalts auf die möglichen Gasspeicherkapazitäten zu prüfen. Da ein höherer Methangehalt zu höheren möglichen Energiespeicherkapazitäten bei gleichem Lungenvolumen führt, ist der Ansatz mit 52 Prozent Methangehalt zu rechnen in der Regel zielführend. Werden organische Reststoffe eingesetzt muss i.d.R. mit einem höheren Methangehalt berücksichtigt werden.

(b) Temperatur

Die Temperatur des Biogases hat einen großen Einfluss auf die Größe des Gasspeichers. Die Gastemperatur wird im Gegensatz zum Substrat im Fermenter, das gezielt konstant zwischen 37 und 42 Grad Celsius gehalten wird, stark durch äußere Einflüsse wie Umgebungstemperatur sowie Sonneneinstrahlung oder Regen beeinflusst und unterliegt starken Schwankungen. Die Auslegungstemperatur für das Biogas sollte etwa 50 Grad Celsius betragen, da dies realistische Temperaturen sind, welche sich durch Sonnenein-

strahlung im Gasspeicher einstellen können. Der Korrekturfaktor gegenüber dem Normzustand (mit 0 Grad Celsius) beträgt dann bei trockenem Gas 1,18.

(c) Gasfeuchte

Die relative Gasfeuchte beträgt in dieser Umgebung stets 100 Prozent. Hingegen kann bei externen Gasspeichern das Gas vor dem Einspeichern getrocknet werden, sodass die Gasfeuchte in diesen Gasspeicherkonzepten zu keinem oder einem geringeren Aufschlag führt. Der Faktor für das Gasgemisch mit 100 Prozent Feuchte bei 50 Grad Celsius beträgt 1,14.

(d) Gasspeichermembran

Liegt der Gasspeicherfüllstand bei unter 20 Prozent oder weniger, dann reicht die Spannung der Innenfolie nicht aus, um dem Gasspeicherraum eine definierte Form zu geben, weshalb es in der Regel zu einem undefinierten Faltenwurf kommt. Bei einem Füllstand von mehr als 95 Prozent kommt es in der Regel aufgrund der Folienspannung zu nicht präzise definierten Foliendehnungen.

Beide Grenzsituationen (geringer und hoher Füllstand) führen zu starken Verzerrungen bei der Bestimmung der Gasmenge im Speicher. Sollen diese Verzerrungen sicher vermieden werden, um verlässliche Aussagen über die Gasspeichermenge zu erhalten, ist ein Zuschlag von bis zu 25 Prozent vorzusehen (Faktor 1,25).

(e) Füllstandmessung

Derzeitige Systeme zur Füllstandbestimmung von Biogas im Speicher messen nicht den Füllstand im Sinne eines Volumens, sondern schließen von der Höhe beziehungsweise Ausdehnung der gaseinhüllenden Folie (Membran) auf den Füllstand. Der Messfehler gängiger Verfahren liegt bei ca. +/- 10 Prozent, diese Ungenauigkeit muss bei der Auslegung der Gasspeicher ebenfalls berücksichtigt werden (Faktor 1,11).

(f) Gesamtauslegung

Abbildung 19 zeigt die Übersicht der beschriebenen zu berücksichtigten Aspekte. Bezugnehmend auf eingangs genannte Beispielanlage muss der Gasspeicher bei einer NaWaRo-Anlage bei einem Methangehalt von 52 Prozent ein Volumen von ca. 4.634 Nm³ Biogas verfügbar machen.¹ Unter Berücksichtigung der genannten Faktoren und bei einem Gesamtaufschlag von 1,87 ergibt sich (ohne Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors) ein erforderliches Gasspeicher-Lungenvolumen von ca. 8.665 m³. Anhand des Behälterdurchmessers und der nächsten verfügbaren Speichergröße wird ein interner Gasspeicher mit einem tatsächlichen Volumen von 10.100 m³ gewählt. Externe Tragluftspeicher weisen im Vergleich zu internen Tragluftdächern eine höhere Messgenauigkeit auf. Außerdem entfällt ein Aufschlag auf nicht nutzbare Bereiche des Gasspeichers, sodass sich hier ein Umrechnungsfaktor für Biogas auf das erforderliche (externe) Speichervolumen von 1,22 ergibt. Um interne und externe benötigte Speichervolumina für die Referenzanlagen innerhalb der verschiedenen Flexibilität und Szenarien vergleichbar zu machen, wird dieser Faktor auf die der interne Speicher umgerechnet.

¹ Abschlüsse im Szenario Tag/Woche 2030 MinSZ aufgrund ermittelter Häufigkeitsverteilungen (ca. 57 %) und eines unterstellten Fütterungsmanagements (30 %), welche sich aus der Simulation ergeben, sind bereits berücksichtigt.

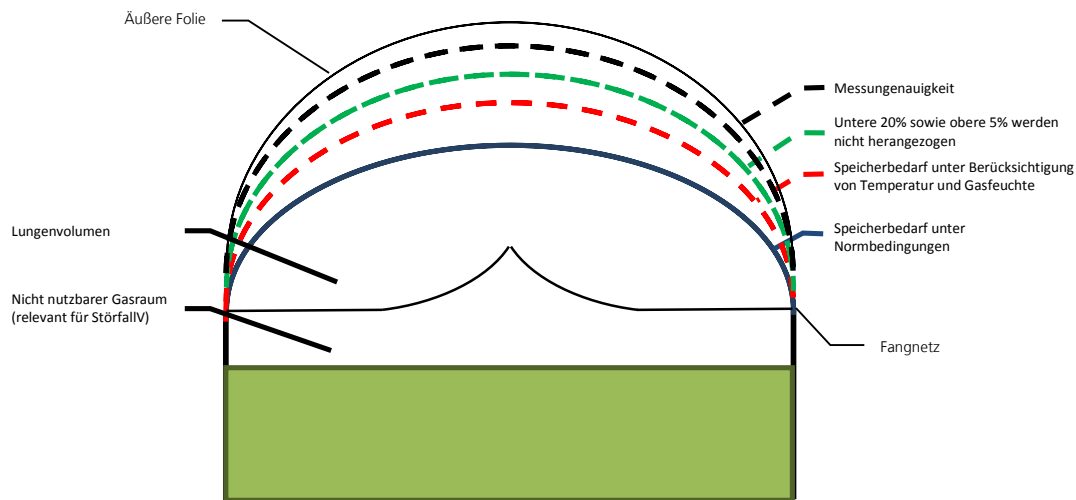


Abbildung 19: Übersicht und zu berücksichtigende Einflussfaktoren zur Gasspeicherauslegung bei den Biogas-Referenzanlagen [40]

Ein weiterer Punkt bei der Speichergößenberechnung ist die Betrachtung eines möglichen Ausfalls des BHKW bzw. das Nicht-Starten am Ende einer Stillstandphase. Die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem Ausfall kommt, kann aber mit einer gewissenhaften Betriebsführung und mit gezielten Maßnahmen verringert werden. Dazu gehört unter anderem die regelmäßige Wartung aller Anlagenteile, besonders die der BHKW. Wesentlich ist zudem die Kommunikation zwischen dem Betreiber/innen und dem Stromvermarkter, sodass z.B. Wartungen und Reparaturen in Stillstandzeiten gelegt werden oder zum Wartungszeitpunkt ein geplanter Stillstand stattfindet. Gezielte Maßnahmen sind z.B. das Warmhalten des Motors in Stillstandzeiten (insb. im Winter). Diese Maßnahmen werden in den weiteren Berechnungen unterstellt, so dass kein Weiterer Aufschlag vorgenommen wird.

9.2.1 Auswirkung der Gasspeicherauslegung auf das Genehmigungsrecht

Vor dem Hintergrund hoher Gasspeicher-Dimensionierungszuschläge durch die genannten Faktoren kann die Einhaltung zusätzlicher Genehmigungsaufgaben durch Beachtung des Baurechts in Verbindung mit dem Wasserrecht sowie der Störfall-Verordnung notwendig werden.

Einerseits könnte bauordnungsrechtlich durch das Erfordernis größerer Gasspeicherhöhen ein vertiefter Einbau der Behälter notwendig werden, da die Bauhöhe von Biogasanlagen in der Regel auf 18 Meter begrenzt ist [41]. Dies könnte wasserrechtliche Zusatzanforderungen auslösen, insbesondere, wenn die Behälterunterkante unterhalb des höchsten zu erwartenden Grundwasserstands liegt (Doppelwandig, Leckerkennungssystem).

Andererseits gewinnt insbesondere die Störfall-Verordnung an Bedeutung. Wird die Mengenschwelle von 10 Tonnen Biogas überschritten, was einem Gasspeichervolumen von ca. 7.692 m³ entspricht (angenommene Dichte 1,3 kg/m³), fällt die Biogasanlage unter den Tatbestand der Störfall-Verordnung. Zur Ermittlung der für die Genehmigung relevanten Biogasmenge wird in der Regel das gesamte Gasspeichervolumen inklusive Freibord, Rohrleitungen sowie das gesamte Gärrestlagervolumen (im leeren Zustand) herangezogen. Somit können neben den Kosten für den Tragluftspeicher infolge der Berücksichtigung genehmigungsrechtlicher Auflagen aufgrund der notwendigen Dimensionierungszuschläge weitere Kosten anfallen.

9.2.2 Technische Herausforderungen

Neben der Dimensionierung des Gasspeichers sind im Rahmen einer bedarfsorientierten Stromerzeugung auch einige weitere technische Herausforderungen zu bewältigen, auf die kurz im Folgenden eingegangen wird:

(a) Auslegung Gebläse, Druckverluste

Stützgebläse haben die Aufgabe, die äußere Folie des Gasspeichers stets in einem straffen, gespannten Zustand zu halten. Bei einer bedarfsorientierten Stromerzeugung müssen diese nicht nur ausgleichend auf die sich stark ändernden Füllstände wirken, sondern gleichzeitig in das Gasspeichermanagement eingebunden werden. Bei der Verketung von mehreren Gasspeichern entsteht durch das strömende Gas in den Verbindungsleitungen ein Druckverlust, der zu einem Druckunterschied zwischen den Behältern führt.

Hieraus können ungeplante Gasflüsse zwischen den Behältern resultieren, wodurch nicht das gesamte aktive Gasspeichervolumen genutzt werden kann. Um diesen Effekt zu mindern, sollten die Gasleitungen auf die maximalen Volumenströme ausgelegt werden, die sich an der maximalen Gasleistung des BHKW orientieren.

(b) Gastrocknung

Die Gastrocknung und somit die Gaskühlleistung muss an die maximale Gasleistung des BHKW angepasst sein. In der Regel werden im Boden verlegte Gasrohrleitungen zur Kühlung des Biogases nicht mehr ausreichen. Eine externe Trocknung wird erforderlich (vgl. Kap.8.1.3.6).

9.3 Ermittlung des Gasspeicherbedarfs (Simulationsmethode)

Dirk Kirchner, Uwe Holzhammer

Im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung wurde innerhalb des Projektes für jedes Szenario eine Energieerzeugungszeitreihe für die Biogasanlagen auf Basis der Residuallast erstellt. Durch die Festlegung von Volllaststunden und Bedarfsberücksichtigung wurde dessen Einfluss bei der Ermittlung der Zeitreihen ebenso berücksichtigt. Darüber hinaus wurden unterschiedliche Ausbauszenarien (MinSZ und MaxSZ) und zwei unterschiedliche Anteile an EE für das Jahr 2020 und 2030 unterstellt. Alle Biogasanlagen zusammen wurden hierbei systematisch als eine einzige große Biogasanlage betrachtet. Somit wurde für jede Stunde, in Abhängigkeit der beschriebenen Größen, die zu erzeugende Energiemenge ermittelt. Um die Auswirkungen der unterschiedlichen Flexibilität der jeweiligen Szenarien auf die einzelne Biogasanlage betrachten zu können, war es erforderlich, die zu jeder Stunde zu erzeugenden Energiemengen auf die einzelnen Biogasanlagen zu verteilen. Um dies mit vertretbarem Rechenaufwand zu erreichen, wurden, die in der Simulation mittels Biogas erzeugten Strommengen, in der einzelnen Biogasanlage in Gruppen zusammengefasst und die zu erzeugende Energiemenge in gleichen Mengen auf alle Gruppen verteilt. Dadurch erfolgte der Fokus bei der Auswertung des Verhaltens einer Biogasanlage auf eine Gruppe. Somit konnte die zu simulierende Biogasanlagenzahl drastisch reduziert werden. Die stündliche Energiemenge der einzelnen Gruppen wurde dann auf die einzelnen Biogasanlagen der jeweiligen Gruppe verteilt.

Folgende Kriterien wurden für die Verteilung ausgewählt:

- Am Ende des Betrachtungszeitraums ist die vorgesehene Gasmenge verbraucht
- Jede Biogasanlage in einer Gruppe weißt die gleiche Volllaststundenzahl auf
- Jede Biogasanlage produziert die gleiche Energiemenge innerhalb des Betrachtungszeitraums
- Der Gasspeicherfüllstand darf nicht negativ werden
- Jede Gruppe erhält genau die gleiche Energiemenge, die so gewählt ist, dass sich in jeder Gruppe eine ganzzahlige Anlagenzahl einstellt
- Es erfolgt keine Optimierung auf möglichst wenige Start/Stop-Vorgänge, es wird immer die Anlage mit den bis dahin geringsten Volllaststunden für die Stromproduktion herangezogen
- Keine Berücksichtigung von Restriktionen beim Start- und Stoppvorgang

Für die Energieaufteilung wurde die in der ersten Stunde des Jahres innerhalb der Gruppe zu erzeugende Energiemenge auf die Biogasanlagen der Gruppe verteilt. Hierbei wurde darauf geachtet, dass die einzelnen BHKW's nur ein- oder ausgeschaltet werden können. D. h. dass die Anlagen entweder mit Nennleistung betrieben werden, oder keine Energie erzeugen und abgeschaltet sind. Anschließend wurde der neue Gasspeicherfüllstand bei allen Anlagen ermittelt.

Im nächsten Schritt wurde für die zweite Stunde des Jahres die zu erzeugende Energiemenge auf die Anlagen der Gruppe verteilt, angefangen bei den Anlagen mit den geringsten Volllaststunden. Die nächsten Schritte wiederholen sich dementsprechend.

Die Anlagenanzahl je Gruppe berechnet sich aus der Division der installierten Biogasanlagenleistung in Deutschland mit der Gruppenanzahl und der Leistung der einzelnen Biogasanlagen.

Zur Überprüfung der Methodik der Energiemengenverteilung wurden für die Szenarien mit 1500 und 4000 Volllaststunden der Biogasanlagen für unterschiedliche Anlagenanzahl je Gruppe weitere Simulationen durchgeführt. Hierbei wurde die Anlagenanzahl einer Gruppe von 50 Biogasanlagen bis 1000 Anlagen variiert. Bei der Auswertung wurde nur die Anzahl der Stillstandzeiten betrachtet, da diese unmittelbare Auswirkungen auf den Gasspeicherfüllstand haben. Die Stillstandzeiten wurden in Abhängigkeit unterschiedlicher Gruppengrößen und die damit verbunden Anlagenanzahl pro Gruppe miteinander verglichen, sodass der Einfluss der Gruppengröße deutlich wird.

Insgesamt konnte festgestellt werden, dass die Auswirkungen der Gruppenanzahl und die entsprechende Anzahl von Biogasanlagen je Gruppe auf das Ergebnis vernachlässigbar sind. Dabei muss allerdings akribisch darauf geachtet werden, dass die von den Biogasanlagen zu erzeugende Gesamtenergiemenge sich vollständig auf alle Biogasanlagen verteilen lässt.

Dies wird besonders deutlich bei der Betrachtung der Verläufe der Mittelwerte sowie der Standardabweichung der Häufigkeit der durchschnittlichen Stillstandzeiten der einzelnen Szenarien.

9.4 Fütterungsmanagement

Dirk Kirchner, Uwe Holzhammer

Ein zeitlicher Ausgleich der Energiebereitstellung mittels des Gasspeichers beschränkt sich i.d.R. auf bis zu einen 1 Tag. Durch den Ausbau der fEE werden die Phasen mit sehr geringer Residuallast länger. Daher ist es für diese längere Zeiträume sinnvoll, die Biogasproduktion durch ein Fütterungsmanagement zu beeinflussen. Vorhergehende Studien haben gezeigt, dass ein Fütterungsmanagement Biogasspeicherbedarf relevant reduzieren kann [42, 43].

Im Rahmen des Forschungsvorhabens OptiKoBi² wurde der Fahrplan des BiogasParks in Abhängigkeit der Residuallast und der möglichen Flexibilität ermittelt. Auf Basis dieser Daten wurden dann die Gasspeichergrößen, ebenfalls in Abhängigkeit der unterstellten Flexibilität der Stromproduktion des BiogasParks bzw. der Biogasanlage ermittelt. Ein gezieltes Fütterungsmanagement, d. h. ein Eingriff in bisherige Gärprozesse zur Anpassung der Gasproduktion, kann das tatsächlich benötigte Gasspeichervolumen verringern.

Mit Hilfe einer vereinfachten Simulation der Referenzbiogasanlagen wurden die Möglichkeiten des Fütterungsmanagement untersucht.

Die Untersuchungen erfolgen anhand eines Beispiels, welches sich an dem Strompreisverlauf einer Beispiel-Woche orientiert. Die Ausführungen haben das Ziel das Potential des Fütterungsmanagement aufzuzeigen und zu begründen, warum es aus heutiger Sicht gerechtfertigt erscheint für das Jahr 2020 und 2030 ein Fütterungsmanagement zu unterstellen. Die Untersuchungen werden im Folgenden (mit Rücksicht auf die Referenzanlagen) beschrieben (vgl. [44]).

Finden Investitionen in die unter Kapitel 7 beschriebene flexible Anlagentechnik statt, so sind im Vorfeld Entscheidungen über die Konzeption und die geplante Betriebsweise notwendig. Insbesondere muss die Entscheidung getroffen werden, welche Bedarfsberücksichtigung realisiert werden soll. Die Bedarfsberücksichtigung Tag bedeutet in den nachfolgenden Beispiel, dass bei ca. 4000 VLH in 12 Stunden mit der höchsten Residuallast die Stromerzeugungseinheit (i.d.R. die BHKW-Anlagen) mit maximaler Leistung betrieben wird. In den restlichen 12 Stunden findet keine Stromproduktion statt. Die Biogasproduktion geht kontinuierlich weiter und füllt den daran angepassten Gasspeicher in den Zeiten, während der residuale Strombedarf niedrig ist. Im Fall hoher Strompreise wird die produzierte Biogasmenge und die Biogasmenge aus dem Gasspeicher genutzt, um die Erzeugungskapazitäten in Vollast 12 Stunden am Tag zu betreiben.

Es zeigt sich aktuell anhand den Strompreisen der Strombörse EPEX Spot SE, dass die residuale Stromnachfrage im Tagesverlauf nicht mehr regelmäßig zwischen 8 Uhr Morgens und 20 Uhr abends liegen, sondern sich im Tagesverlauf weiter verändern [45]. Ebenso sind über den Tagesverlauf hinaus Bedarfsschwankungen zu erkennen, die auch in den weiteren Darstellungen dieses Forschungsberichtes mit Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr beschreiben werden.

9.4.1 Annahmen für die Simulation

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde geprüft, inwieweit es ohne weitere Investitionen, im Vergleich zur bedarfsorientierten Stromproduktion im Tagesverlauf, möglich ist auf Bedarfsschwankungen zu reagieren. Dieser Sachverhalt wird in diesem Kapitel dargestellt.

Die gezielte Biogasbereitstellung mittels Fütterungsmanagement zur flexiblen Stromproduktion mittels Biogas kann grundsätzlich durch ein innovatives Anlagenmanagement erfolgen, wobei insb. folgende Aspekte zu nennen sind:

- Intelligentes Gasspeichermanagement
- Fütterungsmanagement (Fütterungszeitpunkt, Fütterungsmenge)
- Substratmanagement (Einsatzstoffvariation)
- Variable Faulraumbelastung

Für die nachfolgenden Untersuchungen werden für die Simulation folgende Rahmenbedingungen unterstellt:

- Gleichbleibende Gasproduktionsmenge in der Jahresbilanz
- Gleichbleibender Abbaugrad der eingesetzten Substrate im Jahresverlauf
- 500 kW_{el} Bemessungsleistung
- 1000 kW_{el} installierte BHKW-Leistung mit einem Wirkungsgrad von 41 %
- Nutzbares Gasspeichervolumen von 3000 Nm³ (entspricht ca. 12 Stunden bezogen auf die Bemessungsleistung)
- 4000 m³ Fermentervolumen, einstufiger Prozess, nicht abgedecktes Endlager
- Substratmix: 60 % Maissilage und 40 % Roggenganzpflanzensilage, Beschickung kontinuierlich
- 53,7 % Methangehalt im Biogas
- Mesophiler Prozess

9.4.2 Zielführende Betrachtungszeiträume

Gibt es wiederkehrende residuale Bedarfsschwankungen über einen Wochenverlauf gilt es diese zu berücksichtigen. Beispielsweise arbeitet ein Großteil der Industrie- und Gewerbebetriebe am Wochenende nicht in vollem Umfang und beziehen somit geringere Strommengen als wochentags. Der niedrigere Strombedarf am Samstag und am Sonntag bildet diese Veränderung der Residuallast bei im Grunde gleichbleibendem Stromangebot ab.

Nachfolgende Tabelle zeigt die angenommenen Stromproduktionszeiten bei verschiedener Bedarfsberücksichtigung.

Tabelle 24: Stromproduktionszeiten: unter Berücksichtigung des Wochenverlaufs inkl. des Tagesverlaufs (zFlex), des Tagesverlaufs (sFlex) und ohne Flexibilität (oFlex)

zFlex (zusätzliche Flexibilität)		sFlex (standardisierte Flexibilität)		oFlex (ohne Flexibilität)	
1. Montag bis Freitag	8 Uhr bis 21 Uhr	1. Montag bis Freitag	8 Uhr bis 20 Uhr	1. Montag bis Freitag	0 Uhr bis 24 Uhr
2. Samstag	9 Uhr bis 19 Uhr	2. Samstag	8 Uhr bis 20 Uhr	2. Samstag	0 Uhr bis 24 Uhr
3. Sonntag	10 Uhr bis 19 Uhr	3. Sonntag	8 Uhr bis 20 Uhr	3. Sonntag	0 Uhr bis 24 Uhr

Werden die in Tabelle 24 beschriebenen Beispielzeiten zu Grunde gelegt und das BHKW in Abhängigkeit der unterschiedlichen Flexibilität und den damit einher gehenden Fahrplan (Abbildung 20) betrieben, dann stellt sich ein davon abhängiger Biogasbedarf ein. Dieser zeitliche Verlauf des Biogasbedarfs wirkt sich entsprechend auf den Gasspeicherbedarf aus. Im Fall zFlex mit zusätzlicher Flexibilität wird einen größeren Speicherbedarf vermutet als im Fall mit standardisierter Flexibilität (sFlex). Möglicherweise kann den erhöhten Gasspeicherbedarf mittels Fütterungsmanagement entgegengewirkt werden, was Untersuchungsgegenstand der nachfolgenden Ausführungen ist.

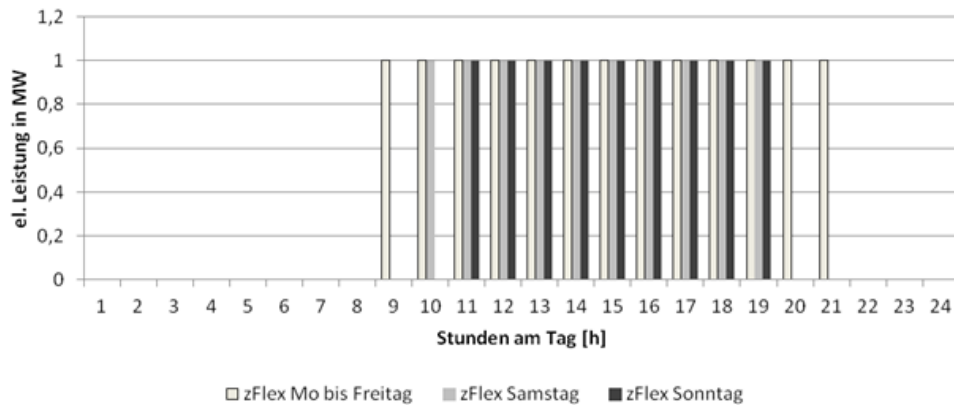
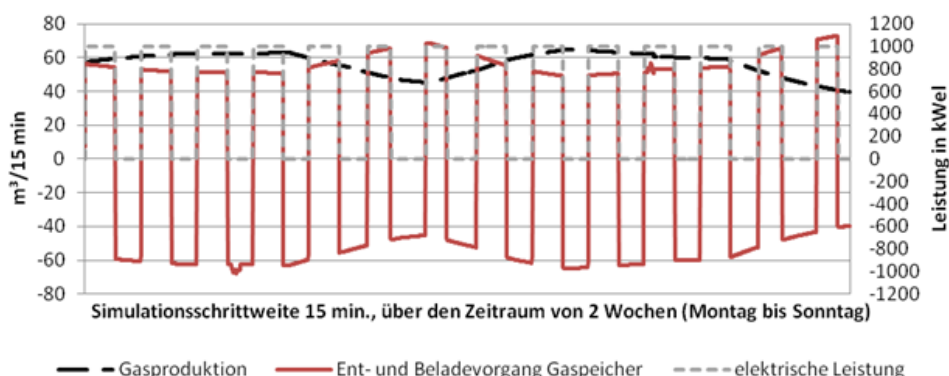


Abbildung 20: Tägliches Stromproduktionsprofil für ein BHKW, das den Strombedarf im Wochenverlauf berücksichtigt [44]

9.4.3 Simulation des Fütterungsmanagements

Der Gasspeicher kann nur in Abhängigkeit des Gasspeicherfüllstands und der Gasspeicherkapazität die Gasbereitstellung am Bedarf des Stroms im Tagesverlauf orientieren. Bei gleichen Gasspeicherkapazitäten ist eine weitere Flexibilisierung mittels der Steuerung der Gasproduktion selbst zu erreichen. So kann in Kombination mit variabler Gasproduktion und geschickter Nutzung der Gasspeicherkapazität auf Bedarfsschwankungen, die über den Tagesverlauf hinausgehen, eingegangen werden ohne in zusätzliche Anlagentechnik (insbesondere Gasspeichertechnik) zu investieren.

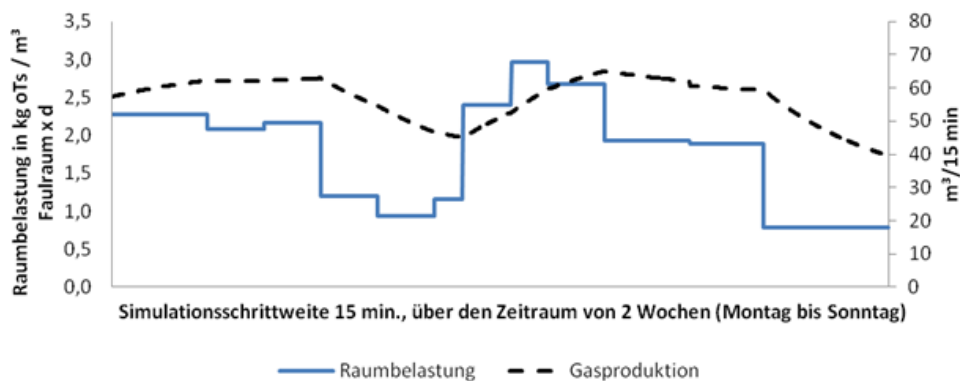
Mit Hilfe einer MATLAB-Simulation¹ der Prozessbiologie und der Gasspeicherkapazität konnte gezeigt werden, dass mit einer optimierten Fütterung und ein am Bedarf angepasstes Gasspeichermanagement die Biogasmengen für das in Abbildung 20 dargestellte Erzeugungsprofil (zFlex) bereitgestellt werden kann. Abbildung 21 zeigt das Ergebnis der Simulation. Die schwarze Linie beschreibt die Gasproduktion, die über den zweiwöchigen Verlauf variiert. Die rote Linie beschreibt das Be- und Entladeverhalten des Gasspeichers. Die graue Linie zeigt die elektrische Leistung des BHKW, welche den zFlex Fahrplan berücksichtigt.



¹ Simulation findet unter den in diesem Kapitel festgelegten Rahmenbedingungen statt.

Abbildung 21: Simulation einer bedarfsorientierten Gasbereitstellung anhand einer gesteuerten Gasproduktion und einem optimiertem Gasspeichermanagement zur Berücksichtigung der Strompreise im Wochenverlauf [44]

Die Abbildung 22 zeigt die Ergebnisse der MATLAB-Simulation bezüglich der Gasproduktionsschwankungen im Zusammenhang mit der Faulraumbelastung. Die Faulraumbelastung beschreibt welche Mengen organischer Substanz pro Kubikmeter Fermentervolumen zugeführt wird. Die Faulraumbelastung wird entsprechend des festgelegten Fahrplans und der Produktionszeiten am Wochenende (Tabelle 24) mit unterschiedlicher Zugabe der Substrate variiert und steuert darüber die Gasproduktion. Es ist erkennbar, dass die Raumbelastung nicht über 3 kg oTS/m³ Fermentervolumen steigt. Mit einer Raumbelastung von 3 kg oTS/m³ kann von einer ausreichenden biologischen Stabilität des Fermentationsprozesses ausgegangen werden [46].



9.5 Gasspeicher bei Biomethan

Uwe Holzhammer

Bei der bedarfsorientierten Betriebsweise der Biomethanprozesskette wird das BHKW nur dann betrieben wenn die Residuallast hoch ist. Das Biogas wird in aufbereiteter Form als Biomethan in Erdgasspeicher gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt im BHKW verstromt (wenn die Residuallast niedrig ist).

Die aus der Simulation stammenden Daten zur Gasspeicherung wurden für Biogasanlagen mit direktem Biogasspeicher und flexibel betriebenen BHKW erstellt. Die ermittelten Daten zu den Gasmengen wurden in einen äquivalenten Brennwert umgerechnet. Diese Daten stellen die Grundlage für die Ermittlung der notwendigen Gasspeicherkapazität im Erdgasnetz dar.

Der Gasspeichermarkt wird im Wesentlichen in Bündel mit fixer Ein- und Ausspeicherleistung und einer Maximalmenge an gespeichertem Gas abgerechnet (siehe Kapitel 12.3). Die Daten der Gasspeicherung im Rahmen dieser Arbeit wurden dahingehend ausgewertet, wie groß das maximal benötigte Gasspeichervolumen und die größte maximale Ausspeicherleistung am Tag ist. Gasspeichersimulationen wurden nur für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche bzw. Tag/Woche/Jahr berechnet. Im Tages-Flexibilitätsszenario wurde keine Speicherung angenommen da die Bilanzierungsperiode im Erdgasnetz tagesweise abgerechnet wird. Somit können Schwankungen im Tagesverlauf im Erdgasnetz gespeichert werden. Die Kosten hierfür werden mit dem Netzbetreiber über die Strukturierungsbeitrag verrechnet. In Kapitel 12.3 wird darauf noch näher eingegangen.

In Abbildung 23 sind die maximalen Gasspeichertagesfüllstände der einzelnen Szenarien dargestellt. Es wird jeweils der höchste Füllstand im Jahr dargestellt. Dies entspricht dem benötigten zu reservierenden Gasspeicherkapazitäten im Jahr pro Szenario.

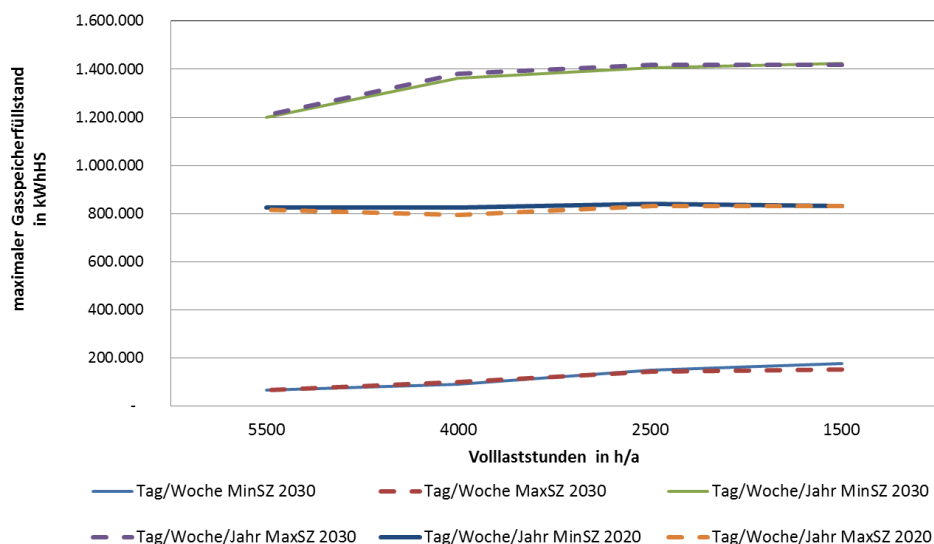


Abbildung 23: Maximale Gasspeicherfüllstände der einzelnen Szenarien im Jahr

Es wird deutlich, dass im Szenario 2030 (Tag/Woche/Jahr 2030) das größte Gasspeichervolumen benötigt wird. Die Auswertung der Gasspeicherdaten hat weiterhin ergeben, dass die die Mengenszenarien MinSZ oder MaxSZ keine relevanten Einfluss auf den Gasspeicherbedarf haben. Mit sinkenden Volllaststunden sinken steigen die benötigten Gasspeicherkapazitäten nur bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr, nicht aber bei Tag/Woche. Mit steigendem EE-Anteil steigt gleichzeitig der Gasspeicherbe-

darf deutlich an (Vergleich zwischen 2020 und 2030). In Abbildung 24 ist die maximale Ausspeiseleistung pro Stunde differenziert nach den jeweiligen Szenarien dargestellt.

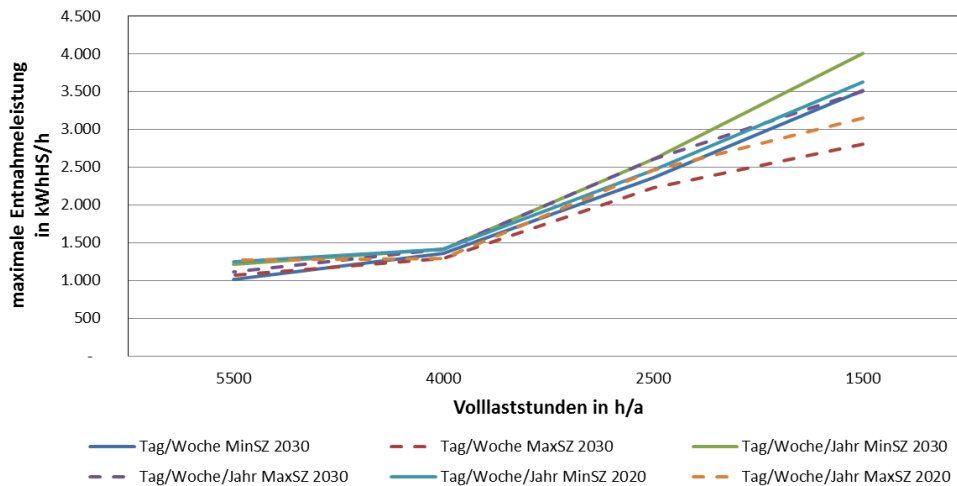


Abbildung 24: Maximale Ausspeiseleistung des Gasspeichers pro Stunde in den jeweiligen Szenarien

Die Auswertung der Gasspeicherdaten in Bezug auf die Ausspeiseleistung haben gezeigt, dass die Szenarien alle ein ähnliches Ausspeiseprofil aufzeigen. Die Bedarfsberücksichtigung Tag/Wochen liegt etwas unter den Werten der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr. Der Abstand nimmt mit sinkenden Volllaststunden zu. Interessant ist, dass im MinSZ, unabhängig vom der Bedarfsberücksichtigung, die Entnahmeleistung etwas höher liegt. Die Wochen-Flexibilitätsszenarien brauchen, bei ähnlicher Ausspeiseleistung wie die Jahres-Flexibilitätsszenarien, wesentlich weniger Gasspeichervolumen.

9.6 Zusammenfassung

Neben einer verbesserten Messtechnik, verbesserter Membrantechnik oder Gastrocknung (bei externen Gasspeicher) können die Zuschläge für eventuell notwendige Gasspeicherkapazitäten reduziert werden. Deshalb ist es für Anlagenbetreiber/innen wichtig, diese Aspekte mit den Gasspeicherherstellern genau zu diskutieren. Darüber hinaus können durch die Implementierung eines Fütterungsmanagements, durch den Einsatz neuartiger Fermentationstechnik, sowie durch Variation der Einsatzstoffe, zur Reduktion der benötigten Gasspeicherkapazitäten führen. Ebenso kann der Einsatz von Zusätzen (Enzyme, Hefe, usw.) bedarfssteuernd genutzt werden, um die benötigten Gasspeichervolumina zu minimieren. Darüber hinaus kann die Speicherung von aufbereitetem Biogas im Erdgasnetz eine Möglichkeit darstellen, besonders längere Standzeiten der Stromproduktion zu überbrücken.

10 Flexibilitätsfaktor: BHKW

Uwe Holzhammer, Dr. Bernd Krautkremer

Neben dem Gasspeicher- und Fütterungsmanagement stellen BHKW als Kernstück zur Stromerzeugung einen weiteren wesentlichen Faktor zur bedarfsorientierten Verstromung von Biogas bzw. Biomethan dar. Als Ergänzung zu den bereits skizzierten Ausführungen zur BHKW-Technik (vgl. Kapitel 8) erfolgt in diesem Kapitel ein Fokus auf die techn. Auswirkungen und Herausforderungen, die mit der flexiblen Betriebsweise von BHKW zusammenhängen.

Da derzeit in der Branche noch wenige Erfahrungen mit dem flexiblen Betrieb von Biogas-BHKW bestehen, existieren keine gesicherten Daten. Daher werden im Rahmen des Projektes zahlreiche Expertengespräche mit Betreibern und Herstellern geführt.¹ Die dort erhaltenen Informationen fließen in die Ausführungen dieses Kapitels ein.

Die aufgeführten Aspekte bilden gleichzeitig die Ausgangslage für eine konsequente technologische Weiterentwicklung der BHKW-Technik und tangieren die Überlegungen zur Definition unterschiedlicher Flexibilität bei den Referenzanlagen.

10.1 Technischer Hintergrund

Zur Verstromung von Biogas kommen im Wesentlichen zwei Motorentypen zum Einsatz, die sich in Ihrem Verbrennungsverfahren unterscheiden.

Aufgrund der im Vergleich zu Erdgas geringeren Energiedichte und schlechteren Entzündbarkeit von Biogas (durch den CO₂-Anteil im Biogas) wurde oftmals sogenannte Zündstrahldieselmotoren eingesetzt. Die Zündung des Gas-Luft-Gemisches erfolgt durch die Einspritzung einer geringen Menge (ca. 5% der Gesamtenergiemenge) Zündöls. Diese Motoren haben auch bei kleineren Baugrößen schon einen guten Wirkungsgrad, zeigen aber durch die heterogenen Verbrennung Probleme im Emissionsverhalten. Diese Motoren sind in den für die Flexibilisierung interessanten, sehr großen Leistungsklassen nicht verfügbar und wurden daher in der Simulation nicht berücksichtigt.

Heute haben sich, auch im Biogasbereich Motoren durchgesetzt, die nach dem Otto-Prinzip arbeiten. Die Zündung erfolgt mittels Zündkerzen, die für den Biogasbetrieb mit höherer Zündenergie als im Erdgasbetrieb arbeiten. Diese Motoren erreichen durch hohe Verdichtungsverhältnisse und Magerverbrennung höchste Wirkungsgrade.

Die technologischen Änderungen der letzten Jahre, die zu diesen hohen Wirkungsgraden geführt haben, bedingen aber auch, dass diese Motoren hinsichtlich ihrer Eignung zum flexiblen Betrieb ggf. eingeschränkt sind. Für die Branche wäre es daher wünschenswert, die Ausbaukorridore und das Einsatzspektrum zukünftiger BHKW-Systeme zu kennen, um die Entwicklung frühzeitig in die richtige Richtung lenken zu können. D. h. Optimierung auf höchste Wirkungsgrade und Start-Stopp-Betrieb oder Optimierung für den Teillastbetrieb.

¹ Darunter u. a.: MAN SE (Nürnberg, Augsburg), 2G Energy AG, Schnell AG, Agrogen GmbH, MWM (Caterpillar Energy Solutions GmbH).

10.2 Allgemeine Anforderungen durch eine veränderte BHKW-Betriebsweise

Bei der flexiblen Stromproduktion treten, im Vergleich zum ursprünglichen Grundlastbetrieb, häufigere Laständerungen auf, sodass sich auch auf Grundlage zu bedienender Strom- und Regelleistungsmärkte insb. folgende allgemeine Anforderungen durch eine veränderte BHKW-Betriebsweise ergeben:

(a) Höhere Start und Stopp-Anzahl (pro Jahr)

Früher:	ca. 250 (bis ca. 500 mit gängigen Wartungsvertrag abgedeckt).
Zukunft:	Bis zu 1500 (ohne Regelleistungsbereitstellung, Simulationsergebnis) Bis zu 4000 (mit Regelleistungsbereitstellung, Abschätzung)

(b) Verbessertes Startverhalten (schnelles und sicheres Hochfahren)

- b. Verfügbarkeit von über 95 %;
- c. Startzeit-Ziel: von 0 PN bis max. PN in weniger als 5 min;
- d. Geringer zusätzlicher Verbrauch im Startmodus, schnelles Erreichen eines effizienten Betriebspunktes im Kennlinienfeld;
- e. Einhalten der Emissionsgrenzwerte auch während des Startvorgangs (erhöhte Start- und Stopp-Anzahl gehört zukünftig zum „normalen“ Betrieb)

10.3 Teillastbetrieb

Der Betrieb von BHKW in Teillast ist prinzipiell nur notwendig, wenn ein Start- und Stoppvorgang nicht in weniger als 5 min mit ausreichender Verfügbarkeit realisierbar ist. In der Übergangszeit der nächsten Jahre ist diese Option insb. für die Sekundärregelung (SRL) interessant (sofern eben nicht mit ausreichender Verfügbarkeit der Start- und Stoppvorgang unter 5 min realisiert werden kann). Der Teillastbetrieb kann ebenfalls für die Bereitstellung von Primärregelung (PRL) interessant sein, da hier innerhalb von 30 Sekunden die angebotene Leistung bereitgestellt werden muss (positiv sowie negativ). Prinzipiell sind jedoch die technischen Restriktionen und Rahmenbedingungen (z. B. optimaler Betriebspunkt) für BHKW zu beachten, die von Hersteller zu Hersteller abweichen.

10.3.1 Anforderungen und zu berücksichtigende Aspekte beim BHKW-Teillastbetrieb

Nachfolgend aufgeführte Aspekte sind für den Teillastbetrieb von BHKW zu berücksichtigen:

(a) BHKW-Anlagenleistung

- Die BHKW-Anlagenleistung wird sich im Vergleich zur Vergangenheit erhöhen und mit hoher Verfügbarkeit flexibel bereitgestellt werden.
- Die elektrische Leistung kann, im Vergleich zur Auslegung bei der Grundlaststromerzeugung, um den Faktor 2 bis 4 höher liegen.

(b) Steuerungs- und Regelungstechnik

- Die zu berücksichtigenden Regelungsgrößen erhöhen sich:
 - Wärmebedarf (extern)

- Strombedarf
- Betriebszustand (Status) BHKW (Wartung, Temperatur des BHKW, Betriebsstunden, usw.)
- Ziel einer standardisierten Kommunikationstechnik: vollautomatische Steuerung und Regelung über eine Leitwarte von außerhalb, unter Berücksichtigung der individuellen, Standort- und Betriebszeitpunktbezogenen Restriktionen.

(c) Betriebsstunden

- Die jährlichen Volllaststunden (VLH) werden i. d. R. nicht mehr über 4.000 h liegen, in manchen Fällen auch darunter
- Eine hohe Betriebsstundenzahl bis zur großen Revision wird nicht mehr der entscheidende Kennwert sein
- Volllaststunden innerhalb von 10 Jahren sinken auf unter 40.000, in manchen Betriebsfällen auch darunter

(d) Wirkungsgrad

- Weiterhin sind sehr hohe Wirkungsgrade von großer Bedeutung, da die Einnahmen über den Stromverkauf den größten Deckungsbeitrag bedeuten
- Durch die hohe Anzahl der Starts/Stopps wird der Nutzungsgrad an Bedeutung gewinnen. Der Mehrverbrauch während des Startvorgangs muss gering sein. Auch der Wirkungsgradverlust über die Laufzeit und durch die höhere Anzahl der Starts muss bedacht werden.

(e) Auswirkungen auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten

- Kosten pro Start
 - Verschleiß verändert sich (Lagerbeanspruchung steigt z.B. an der Kurbelwelle und der Pleuel),
 - Anlassersystem und Zündvorrichtung werden zunehmend beansprucht),
 - Instandhaltungszyklen sinken;
- Sockelbetrag für die Wartungskosten wird möglicherweise notwendig, da die jährlichen Volllaststunden gegenüber den Grundlastbetrieb deutlich sinken und es Fixkostenanteile an den Wartungsaufwendungen gibt (Anfahrt des Serviceteams durch jährliche Arbeiten und Kontrollen die unabhängig von den VLH relevant sind, um die geforderte sehr hohe Verfügbarkeit zu erreichen);
- Höhere Kontrollzyklen für Motorenöl notwendig (Kondensatbildung findet bei Start/Stop-Vorgang statt, durch erhöhte Start/Stoppanzahl entstehen höhere Kondensatmengen, sodass sich ein steigender Wassereintrag ins Motorenöl ergeben kann, welche schneller abnehmende Schmier Eigenschaften verursacht.

10.3.2 Auswirkungen des Teillastbetriebs

Die BHKW-Anlagen wurden in der Vergangenheit dazu konzipiert in Volllast betrieben zu werden und sind demzufolge nur zu einer geringen Leistungsabsenkung im Teillastbetrieb effizient zu betreiben. Häufig wird eine maximale Absenkung der Leistung auf 60% der Nennleistung angegeben. Zu beachten ist dabei, dass die BHKW's an diesem Betriebspunkt nicht in ihrem optimalen Arbeitsfeld der Kennlinie betrieben werden und nicht die Betriebsparameter ihrer Nennleistung erreichen. Meist wird deshalb der angegebene Wirkungsgrad des Nennbetriebs nicht erreicht, da z.B. Turbolader und Brenn-

raumgeometrie nicht auf den Teillastbetrieb ausgelegt sind. Ein weiterer Punkt sind veränderte, meist höhere Abgaswerte, die durch eine nicht optimale Verbrennung und zu niedrige Abgastemperaturen im Katalysator bedingt sind. Dazu kommt, dass sich ein Teillastbetrieb negativ auf die Betriebs- und Instandhaltungskosten des BHKW's auswirkt. Einige Hersteller verlangen nach einer Phase in Teillastbetrieb von unter 60 % einen Volllastbetrieb von mind. 1 h. Ein Teillastbetrieb von unter 30 % von über 5 Minuten gilt es grundsätzlich zu vermeiden. Dies ist folgendermaßen zu begründen:

- Höherer Verschleiß;
- Höhere Materialermüdung (häufige Temperaturschwankungen im Motorblock);
- Geringerer Wirkungsgrad (aus Sicht der effizienten Biomassenutzung sollten BHKW im optimalen Betriebspunkt bei maximal möglichen Wirkungsgraden, i. d. R. in Volllast und Nennleistung, betrieben werden)
- Höhere Kondensatansammlung im Motorenöl, dadurch Verkürzung der Ölstandzeit da die Ölalterung zunimmt (Ölanalysen erforderlich);
- Höhere Emissionen (zu jedem Betriebspunkt müssen die TA Luft 2002 eingehalten werden; durch Anpassung des Zündzeitpunkt am Lastprofil kann dem entgegengewirkt werden);
- Neigung zu Ablagerungen im Brennraum durch unvollständige Verbrennung;
- Bei gleichen Betriebsstunden verringern sich die Volllaststunden, dies wirkt sich negativ auf die Wartungs- und Instandsetzungskosten, bezogen auf die produzierte Strommenge aus.

Bedingt durch die Leistungsabsenkung um ca. 40 % im Teillastbetrieb, ist nur eine entsprechend geringe Verschiebung der Stromproduktion von den Zeiten mit geringem in Zeiten mit hohem Bedarf möglich. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass das BHKW in Teillastbetrieb auch in Zeiten mit sehr geringer Nachfrage Strom produziert. Gelingt es den BHKW-Herstellern die Verfügbarkeit, trotz hoher Start- und Stoppvorgänge zu erhöhen und die Startzeiten weiter zu reduzieren (z.B. unter 5 min.) so ist ein Teillastbetrieb des BHKW zunehmend unnötig bzw. überflüssig.

Wird an die Biogasanlagen mit hohen Biogasspeicherkapazitäten und mit Fütterungsmanagement (gezielte Gasproduktion) gearbeitet, so ist dann der Volllastbetrieb ausschließlich in Zeiten mit hohem Strombedarf angestrebt. Ebenso gilt dieser Sachverhalt für die mit Biomethan betriebenen BHKW-Anlagen, welche auf sehr hohe Gasspeicherkapazitäten über das Erdgasnetz zurückgreifen können.

Die BHKW-Anlagen sind im Vergleich zu konventionellen Kraftwerksblöcken in Ihrer Leistung dezentral und kleinteilig organisiert, sodass die einzelne BHKW-Anlage abgeschaltet und andere in Volllast betrieben werden sollten und nicht alle in Teillast; Wenn der Strombedarf sehr niedrig ist, sollte deshalb die Stromproduktion eingestellt werden. Es gibt aus Residuallastsicht keine energiewirtschaftliche Veranlassung eine geringe Residuallast mittels (begrenzter) Bioenergie in Teillast zu bedienen und somit geringerer Biomassemenge in Phasen mit hohem Strombedarf zur Verfügung zu haben. Der Isolierte Blick auf die Residuallastversorgung ergibt keinen Teillastbetrieb.

10.3.3 Bestimmte Situationen sprechen für einen Teillastbetrieb

Ein Teillastbetrieb von BHKW-Anlagen kann, trotz der beschriebenen Nachteile, in bestimmten Situationen dennoch für das Gesamtsystem sinnvoll sein. Dies begründet sich allerdings zum einen durch Anforderungen, die sich durch das Stromübertragungsnetz ergeben und zum andern durch anlagenindividuelle Gegebenheiten am Anlagenstandort, die die Betriebsweise beeinflussen (Wärmespeicher, Gasspeicher). In diesen Fällen kann der Teillastbetrieb zu einer Optimierung des Gesamtsystems führen.

Es ist vorstellbar, dass zukünftig die BHKW-Anlagen die Biogas oder Biomethan einsetzen Primärregelleistung (PRL) bereitstellen, um die Stromübertragung zu stützen. Um

die aktuell sehr hohen geforderten Reaktionszeiten zur Laständerung von 30 s erreichen zu können ist ein Teillastbetrieb notwendig.

Liegt der Strombedarf (und somit die Residuallast) über längeren Zeitraum sehr niedrig und ist der Gasspeicher nach einer gewissen Zeit vollständig gefüllt, müssen die Erzeugungskapazitäten betrieben werden, unabhängig vom Strombedarf. Dadurch kann der Gasspeicherfüllstand wieder reduziert werden, um die Stromerzeugungskapazität bei niedrigerer Stromnachfrage weiter ruhen zu lassen. In diesen Situationen kann es betriebswirtschaftlich interessant sein, nur die nicht mehr speicherbaren Gasmengen in Teillast zur Stromproduktion einzusetzen und die Erzeugungsleistung nicht in Nennlast zu betreiben [47, 48]. Wäre das BHKW nur in Volllast zu betreiben, müssten größere Mengen an Strom in Phasen mit niedriger Nachfrage und somit zu Niedrigpreisen produziert werden.

Eine ähnliche Situation kann bei zu kleinen Wärmespeichern eintreten. Es kann dann, allerdings für Biogas- und Biomethanbetriebenen BHKW-Anlagen gleichermaßen sinnvoll sein einen Teillastbetrieb zu realisieren, um in den Phasen mit geringen Strompreisen und hohem Wärmebedarf nicht die volle elektrische Leistung zu Niedrigpreisen bereitstellen zu müssen. Hierbei spielt natürlich der alternative Wärmeenergiepreis als Opportunität eine entscheidende Rolle und stellt ein Optimierungsproblem dar [48].

10.4 Volllastbetrieb bei hoher Residuallast

Der Volllastbetrieb im An- Ausbetrieb ist der aus energiewirtschaftlicher Sicht aus den beschriebenen Gründen der anzustrebende Fahrplan. Dadurch, dass das BHKW während der hohen Nachfrage an Strom mit voller Leistung betrieben wird, liegt der Betriebspunkt in dieser Zeit im Optimum. Es kann der maximale elektrische Wirkungsgrad erreicht werden. Das BHKW wird mit dem geringsten Verschleiß und den optimalen Wartungskosten betrieben. Diese Betriebsweise birgt allerdings andere Herausforderungen, die sich insbesondere auf den häufigen Starts- und Stopps und den damit verbundenen Auskühl- und Aufwärmphasen begründen.

10.4.1 Thermische Materialbelastung

Beim Aufwärmen und Abkühlen kommt es zu Wärmedehnung und Wärmeschrumpfung des gesamten Motorblocks. Die sich daraus ergebenden Wärmespannungen können zu Undichtigkeiten und erhöhten Belastungen an Reib- und Gleitflächen des Motors führen:

- Durch steigende Anzahl der Kaltstarts (ohne Vorwärmung), höhere thermische Belastung des Materials (Ausdehnung und Abkühlung der einzelnen Bestandteile des BHKW, höhere Belastung der Dichtungsringe und Rohrverbindungen);
- Höhere Belastung der Lager
- Wärmestau im Stoppvorgang
- Auftreten von „Hot-Spot“
- Verkockungsgefahr von Einspritzdüsen durch Heißstopp.

(a) Gegenmaßnahmen

- Vorheizung von Motoröl und Kühlwasserkreislauf durch Heizpatrone (el. Heizstab) oder Prozesswärme;
- Leichtbauweise, durch Materialreduzierung (schnelle Wärmeverteilung und dadurch Reduzierung der thermischen Belastung);
- Temperaturbegrenzung der Umgebungsluft (angepasste Regelung der Lüftungsanlage);

- Definierter Wärmeabtransport durch technische Modifikationen um gezielt „Hot-Spots“ zu vermeiden und die Abkühlzeiten zwischen den Stopp-/Startvorgängen zu reduzieren.
- Motor- (und Drehzahl-) unabhängiger Kühlkreislauf

(b) Auswirkung

- Höherer Strombezug während der Stillstandzeiten (durch Heizpatrone und Raumbelüftung für eine maximale Umgebungslufttemperatur);
- Investition z.B. in Heizpatrone oder Prozesswärmeanbindung und Einbindung in die Steuerung bzw. SPS;
- Maximal mögliche Betriebsstunden der Anlage bis zur großen Revision stellt bei sinkenden Volllaststunden im Jahr nicht mehr den begrenzenden Faktor dar;
- Weitreichende Entwicklungsarbeit notwendig (z.B. könnten die Leichtbauweise, ein Ansatz sein um Material und Kosten zu sparen, Aufwärmzeiten zu reduzieren).

10.4.2 Auswirkungen der Start- und Stopp-Betriebsweise

Aktuell auf dem Markt verfügbare BHKW sind auf einen kontinuierlichen Betrieb mit geringen jährlichen Start und Stopps (ca. 250 bis 500) ausgelegt. Durch die bedarfsorientierte Stromproduktion erhöhen sich die jährlichen Starts deutlich.

- Das Mischreibungsgebiet der Schmierung wird bei jedem Hochfahren vom Stillstand auf Leerlaufdrehzahl durchlaufen. Dies verursacht einen höheren Verschleiß der Zylinder und der Kolbenwand und Lager;
- Höhere Belastung der Batterien und des Anlassers;
- Höhere Belastung des Turboladers und des Ladeluftkühlers;
- Höhere Belastung unterschiedlicher Aggregatlager durch Stoßbelastung im Startvorgang;
- Gefahr von Startverzögerung durch Verschlechterung der Starteigenschaften.

(a) Gegenmaßnahmen

- Robuste Ausführung des Anlassers bzw. Verwenden eines Netzstartgeräts (BHKW startet regulär nicht mehr mit den sonst vorgesehenen BHKW-Batterien sondern über Strombezug aus dem Netz);
- Reduzierung der zulässigen Betriebsstunden bis zur großen Revision;
- Verkürzen des Wartungsintervalls des Turboladers und Ladeluftkühlers;
- Anpassen des Startprogramms bzw. Startprogrammierung des BHKW;
- Sicherstellen von homogener Gasqualität (Zusammensetzung und Beschaffenheit):
 - durch Sicherstellung von gleichmäßiger Gasqualität in der Gasstrecke auch bei Stillstand des BHKW;
 - durch Erhöhung der Anforderung an die Gasbeschaffenheit: z.B. Schwefelgehalt, Temperatur, CH₄-Gehalt, Vordruck des Brenngases, usw.).

(b) Auswirkung:

- Höhere Investitionskosten;
- Höhere Kosten durch geringere Betriebsstunden bis zur großen Revision;
- Höhere Kosten durch kürzere Wartungsintervalle;
- Höhere Kosten durch Anpassung der Gasstrecke und zusätzlicher vorgelegter Gasreinigung.

10.4.3 Stillstandphasen im Rahmen des flexiblen BHKW-Betriebs

In der Stillstandzeit kann es durch das Abkühlen des Motors und des Abgassystems zur Kondensation von Wasserdampf kommen. Das kondensierte Wasser kann zu Korrosion und anderen Schäden im Motor und im Abgassystem führen. Sollte auch noch Schwefel in ausreichender Menge im Biogas enthalten sein, so wird die korrosive Wirkung des kondensierten Wassers verstärkt.

- Gefahr der Korrosion erhöht sich, die Belastung durch schwefelhaltiges Kondensat erhöht die Materialbelastung;
- Gefahr des Rücklaufs von Kondensat aus der Abgasführung in den Verbrennungsraum steigt (Gefahr des Wasserschlags);
- durch höheres Kondensataufkommen verringern sich die möglichen Betriebsstunden des Motorenöls (bis zum nächsten Ölwechsel).

(a) Gegenmaßnahmen

- Kondensatfalle in der Abgasführung;
- Edelstahlausführung;
- kürzere Ölwechselintervalle;
- Brennwertnutzung;
- Gasvorbehandlung: Gastrocknung, Feinentschwefelung auf einen sehr niedrigen Schwefelgehalt.

(b) Auswirkung

- Höhere Investitionskosten (Gasstecke, Feinentschwefelung, Kondensatfalle, Edelstahlausführung, usw.);
- Höhere Betriebskosten (Motoröl, Aktivkohle, Strombedarf).

10.5 Reaktionszeiten

Die möglichen Reaktionszeiten im BHKW-Bereich sind grundsätzlich als sehr niedrig einzustufen, sodass Reaktionen auf Änderungen am Strommarkt sehr schnell umgesetzt werden können. Dennoch gibt es Unterschiede. Manche Motorenhersteller beschreiben die Startphase anhand der realisierbaren Lastsprünge. Die Motoren sind demnach in der Lage 20 % Lastsprünge zu realisieren, zumindest bis ca. 600 kW_{el}. Jeder Startvorgang unterliegt einem gewissen Startprogramm das durchlaufen wird. Dieses Startprogramm ist an der technischen Umsetzung angepasst und berücksichtigt die Motortechnik ebenso wie die Peripherie (Generator, Hydraulik, Abgasführung, Kondensatbildung) und eingesetzte Gasqualität. Beispielhaft kann sich unter bestimmten Gegebenheiten (z.B. Motorvorwärmung auf 50 °C) folgende Startablauf ergeben (vereinfacht):

Motorstart (warm > 50 °C) 30 Sekunden
 + Synchronisation 30 Sekunden
 + 1 Lastsprung (20 %) 30 Sekunden
 + 2 Lastsprung (40 %) 30 Sekunden
 + 3 Lastsprung (60 %) 30 Sekunden
 + 4 Lastsprung (80 %) 30 Sekunden
 + 5 Lastsprung (100 %) 30 Sekunden
 = 3,5 Minuten/Anlage von 0 % auf PN (Nennleistung des BHKW)

Das Startprogramm ist neben den Möglichkeiten der Motortechnik auch vom Steuerkonzept abhängig. Grundsätzlich kann eine Zunahme der Startzeit bei steigender Anlagengröße unterstellt werden. Dieser Zusammenhang ergibt sich schon durch die Zunahme an zu erwärmender Masse der Gesamtanlage und den Anspruch die thermische Belastung gering zu halten und eine gleichmäßige Erwärmung des Motorblocks sicher zu stellen. Dieser Erwärmungsvorgang benötigt bei größeren Anlagen tendenziell einen längeren Zeitraum.

11 Flexibilitätsfaktor: Wärmenutzung und -speicherung

Uwe Holzhammer, Manuel Stelzer

In diesem Kapitel wird auf das Thema der Wärmenutzung und Wärmespeicherung für eine flexible Stromproduktion eingegangen und hinsichtlich der daraus resultierenden Besonderheiten diskutiert. Zunächst wird der Hintergrund und die daraus resultierenden Herausforderungen und zentralen Fragestellungen erläutert. Schließlich werden darauf aufbauend wesentliche Annahmen für die Referenzanlagen bei Biogas und Biomethan getroffen.

11.1 Hintergrund

Gleichzeitig stellt ein BHKW neben Strom zusätzlich Wärme bereit, die es mit Hinblick auf eine effiziente Biomassenutzung, möglichst vollständig zu verwerten gilt. Gleichzeitig erhöht der Wärmeverkauf i.d.R. die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungseinheit bzw. kann die Kosten für die Stromproduktion des BiogasPark senken.

Der Wärmenutzungsgrad am Biogasanlagenstandort hängt in erster Linie von der Art der Wärmesenke sowie von deren Bedarfsprofil (Leistung und zeitlicher Lastverlauf) ab¹. Biogasanlagen, welche in Grundlast kontinuierlich betrieben werden, weisen parallel zur Stromerzeugung ein durchgängiges Wärmeproduktionsprofil auf und (standortabhängig) häufig auf die Nutzung von Wärmespeichern verzichtet wird. Es wird in Kauf genommen, dass in manchen Phasen Wärme erzeugt wird die nicht genutzt werden kann und andererseits es Phasen mit mehr Wärmebedarf als die Erzeugungsleistung bereitstellen kann gibt. In der Praxis wird ein Wärmeanteil von durchschnittlich 35 % extern genutzt [49]. Darüber hinaus werden weitere 25% der Wärme für die Fermenterbeheizung benötigt [28]. Daraus ergibt sich aktuell ein durchschnittlicher Wärmenutzungsgrad von ca. 60%.

Es wird unterstellt, dass bei der Anlagenflexibilisierung die bereitgestellte Wärmemenge auf ähnlichem Niveau stattfindet, wie bei einem unflexiblen BHKW im Grundlastbetrieb. Dieser Annahme liegt zur Grunde, dass die gleiche Strommengen (und somit auch Wärmemenge) nur zu anderen Zeiten am Standort produziert wird. Umso mehr das Lasterzeugungsprofil des flexibel betriebenen BHKW (stromgeführt) jedoch vom Wärmeverbrauchsprofil abweicht, umso eher ist der Einsatz eines Wärmespeichers erforderlich. Die benötigte Größe eines Wärmespeichers hängt dabei insbesondere von folgenden Faktoren ab (vereinfacht):

- Genutzte thermische Nennleistung des/der BHKW
- maximale Heizlast der Wärmesenken (Verbraucherseite)
- Gleichzeitigkeit von Wärmeerzeugung und –verbrauch (Berücksichtigung von Jahresverläufen (unterschiedliche Jahreszeiten) und Prozesswärmebedarf auf der Verbraucherseite einerseits und Wärmeproduktionsprofilen andererseits)
- Vor- und Rücklauftemperaturen (Temperaturspreizung)

¹ Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen betrifft dies z. B. die Beheizung von landwirtschaftlichen Ställen und Betriebsgebäuden, Wohnhäuser und kommunale Einrichtungen, Gewerbe- und Industriebetriebe, etc.)

Beim flexiblen BHKW-Betrieb kann es sein (und ist unter Berücksichtigung von Energieeffizienzkriterien anzustreben), dass ein neues Wärmekonzept entwickelt wird, welches eine wesentlich höhere Wärmeausnutzung im flexiblen Betrieb ermöglicht. Dieser Sachverhalt gilt insbesondere dann, wenn im Ursprungszustand (dem Grundlastbetrieb) kein Wärmespeicher vorhanden war, bzw. vorgesehen worden wäre, mit dem die Heizleistung durch die Umwälzung von Wassermengen in Abhängigkeit von Vor- und Rücklauftemperaturen geregelt werden konnte. Eine erhöhte Wärmeabnahme wäre dann gegeben, wenn es Wärmesenken (in der Nähe der Biogasanlagen) gibt, die eine höhere Heizleistung erfordern, die im Grundlastfall der Anlage nicht bedient werden könnten. Insgesamt ist davon auszugehen, dass sich das Wärmepufferspeichervolumen bei der Erhöhung der BHKW-Leistung für einen flexiblen Betrieb tendenziell erhöht, da durch eine verminderte BHKW-Laufzeit i. d. R. eine weitere zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch stattfindet. Prinzipiell ist das Pufferspeichervolumen umso größer auszulegen, je höher der Flexibilisierungsgrad (geringere Laufzeit pro Tag) und umso größer der Gleichzeitigkeitsfaktor für einen BHKW-Stillstand bei gleichzeitigem Wärmebedarf ist.

11.2 Herausforderung

Durch die Flexibilität bzw. durch die Flexibilisierung der Stromerzeugungsaggregate verändert sich gleichzeitig auch das Wärmeerzeugungsprofil. Zielsetzung ist es die Stromerzeugungsaggregate weiterhin stromgeführt, in Abhängigkeit der Residuallast zu betreiben und gleichzeitig die Wärmenutzung, trotz Flexibilisierung, auf einem hohen Niveau zu halten und ggf. sogar auszubauen. D. h. dennoch die Stromerzeugung einer Vor-Ort-Verstromungsanlage sollte nicht vom Wärmebedarf beeinflusst werden. Diese Überlegungen machen eine neue Herangehensweise für die Auslegung der BHKW-Größe zur Wärmesenke notwendig. Die klassische Auslegung, die sich in den letzten Jahren entwickelt hat scheint aus dieser Sicht nicht mehr zielführend. Die Flexibilisierung des BHKW-Betriebes führt somit zu andere Anforderungen an Auslegungsmethode im Verhältnis zur Wärmesenke wie in der Vergangenheit.

Die Wärmesenken sind in Ihrer Charakteristik stark unterschiedlich, d. h. der Wärmebedarfsverlauf schwankt in unterschiedlicher Weise im Jahresverlauf, ebenso ist der maximale und der durchschnittliche Wärmeleistungsbedarf von der Art der Wärmesenke abhängig. Eine genaue Untersuchung der möglichen Profile der Wärmesenken und deren Verteilung bzw. Potentiale in Deutschland wären aus dem Aspekt der Flexibilisierung der Stromproduktion besonders interessant.

Das mögliche Potential an Wärmesenken, die mit KWK-Wärme versorgt werden könnten, kann sich mit der Flexibilisierung der Anlagen deutlich erhöhen. Im Rahmen dieser Studie können keine qualitativen Untersuchungen der Wärmesenken vorgenommen werden, dennoch wurden grundsätzliche systematische Überlegungen angestellt, die kurz beschrieben werden. Ebenso wurden auf Grund dieser Überlegungen Abschätzungen zu den Erlösen die über den Wärmeverkauf generiert werden können vorgenommen. In den nachfolgenden Überlegungen geht es somit ausschließlich um die zusätzlichen Kosten gegenüber einer klassischen Auslegung im Grundlastbetrieb. Einige Aspekte und Herausforderungen, die durch die Wärmenutzung und -speicherung mit der bedarfsorientierten Stromproduktion einhergehen sollen werden nachfolgend kurz aufgezeigt:

- Unterschiedliche Stromproduktionsprofile und Bedarfsberücksichtigung (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr) beeinflussen die Wärmeproduktion und die Notwendigkeit des Einsatzes von Wärmespeichern (Bsp.: Strombedarfsprofil Tag/Woche/Jahr: In den Sommermonaten liegt die Residuallast insgesamt auf einem etwas geringeren Niveau aufgrund von hohen PV-Stromanteilen im Netz);
- KWK-Anlagen könnten in Sommermonaten auch einen Beitrag zur Kühlung von Gebäuden leisten (z.B. mittels Sorptionskältemaschinen), sodass die ausgewählte Technik aufeinander abgestimmt werden muss (BHKW, Wärmespeicher, Kältemaschinen);
- Es ist vorstellbar, dass in Zukunft ein gewisser Anteil an der produzierten Wärme der Flexibilität halber keiner Nutzung zugeführt wird;
- Deutschlandweit sind sehr unterschiedliche BHKW-Größen vorzufinden. Es ist davon auszugehen, dass die Anlagengröße neben der Flexibilität auch den standortspezifischen Wärmebedarf in relevantem Umfang in der Dimensionierung berücksichtigt;
- Neben unterschiedlichen BHKW-Größen kommt gleichzeitig die volle Bandbreite technischer Lösungen zum Tragen. An manchen Standorten ist auch die Investition in sehr große Wärmespeicher vorstellbar, die eine vollständige Wärmenutzung ermöglichen. An anderen Standorten ist eine geringere Wärmenutzung zu realisieren, da z.B. ein großer Wärmeabnehmer wegbreicht, oder sich der Wärmebedarf über die Betriebszeit reduziert.

Aufgrund der bisherigen genannten Herausforderungen ergeben sich folgende zentrale Fragestellungen, welche es in weiteren Arbeiten zu beantworten gilt:

- Welches Wärmeabnahmeprofil trifft auf das Stromversorgungsprofil und in wie weit ergänzen sich diese bzw. welche Diskrepanzen gibt es? (z.B. geringerer Wärmebedarf im Sommer wie im Winter bei gleichzeitiger Wärmegrundlast)
- Welche Wärmepufferkapazität weist die Wärmesenke auf? Kann diese genutzt werden?
- Kann der Wärmebedarf bzw. das Wärmeabnahmeprofil ohne Komfortverlust, oder relevante Einschränkungen im Produktionsprozess umgesetzt werden?
- Ist der Einsatz bzw. die Erweiterung der Wärmepufferkapazitäten mittels Wärmespeichers wirtschaftlich umsetzbar?
- Welche Entwicklungen machen saisonale Speicherkonzepte in Zukunft bzw. können die Kosten gesenkt werden, so dass die Strom- und Wärmeversorgung mittels BHKW-Technik vollständig entkoppelt werden kann?
- In wie weit ergeben sich mit der intelligenten Kombination mit Power-to-Heat (PtH), Wärmepumpen und/oder Solarthermie Synergien bzw. Effizienzsteigerungspotentiale durch Wärmespeichertechnologien?
- Inwiefern und in welchem Umfang sind regulatorische Rahmenbedingungen anzupassen, um KWK-Anlagen als kostengünstiger flexibler Strom und Wärmeerzeugung stärker zu etablieren?
- In wie weit ist es sinnvoll über eine Lockerung der Anforderung - 100 % der produzierten Wärme muss genutzt werden (gilt aktuell für Strom aus Biomethan)- nachzudenken, um dadurch eine sehr hohe (und kostengünstige) Flexibilität in der Stromerzeugung zu erhalten?

Aufgrund der Vielzahl möglicher Wärmenutzungskonzepte ist eine Verallgemeinerung des zusätzlich nötigen Wärmespeicherbedarfs kaum möglich.

11.3 Wärmenutzungskonzepte bei den Referenzanlagen

In den Simulationen wird, im Rahmen der Untersuchungen zu OptiKoBi², angenommen, dass für alle BHKW-Standorte eine technische Lösung gefunden wird, die produzierte Wärme zu gewissen Anteilen zu nutzen. Für Biogas wird unterstellt, dass 50 % der produzierten Wärme extern genutzt wird, für biomethanbetriebene BHKW 100 %. Die genutzten Wärmemengen ändern sich durch die Flexibilisierung der Stromproduktion nicht. Ebenso stellt die Wärmenutzung keine Restriktion für die flexible Stromproduktion dar. Die dafür technisch notwendigen Maßnahmen wurden nicht im Detail untersucht, da diese sehr Standortabhängig sind und individuell entschieden werden müssen. Aufgrund dessen wurden pauschal Erlöse von 2 ct/kWh_{th} für die externe Wärmenutzung in der Berechnung der Kosten für die Stromproduktion des BiogasPark berücksichtigt. Den Kosten für die hydraulische Einbindung wurden somit nicht im Rahmen von ausführlichen Berechnungen die Einnahmen über den Wärmeverkauf gegenüber gestellt. Es wird ferner davon ausgegangen, dass die erzielbaren Wärmepreisen, die bei ca. 7 bis 9 ct/kWh_{th} liegen können ausreichen, um die hydraulische Einbindung zu realisieren und gleichzeitig 2 ct/kWh_{th} für die Wärme aus dem BHKW veranschlagt werden kann.

Durch den Sachverhalt, dass Biogas-KWK-Anlagen meist im Außenbereich angesiedelt sind, kann wie erwähnt, aktuell nicht die gesamte produzierte Wärme genutzt werden. In der Simulation wird zum einen angenommen, dass sich die genutzten Wärmemengen absolut nicht ändern. Ausgangspunkt dieser Überlegung ist, dass i.d.R. die Wärmesenke die durch Biogasanlagen im ländlichen Umfeld versorgt wird weniger Wärme benötigt, als das BHKW bereitstellen kann. D. h. der absolute externe Wärmeabsatz im Grundlastbetrieb bleibt identisch mit der Wärmebereitstellung im flexiblen Betrieb, auch bei geringeren Volllaststunden. Der mit steigenden el. Wirkungsgrad verbundener sinkender thermischer Wirkungsgrad spielt deshalb für den absoluten Wärmeabsatz keine Rolle. Die relative Wärmenutzung wird somit bei zunehmender BHKW-Größe und in Abhängigkeit der th. Wirkungsgrade etwas steigen.

Zum anderen wird untersucht, wie sich die Gesamtkosten verändern wenn es durch die Flexibilisierung gelingt 50 % (Beispielzahl) der produzierten Wärmemenge zusätzlich zu nutzen (bezogen auf die absolute Wärmemenge die im Grundlastfall erzeugt wird). Ein Teil der produzierten Wärme muss weiter zur Fermenterbeheizung (25%) genutzt werden bzw. die restliche ungenutzten Wärme durch die dafür vorgesehene technische Einrichtungen (Tischkühler) abgekühlt werden [28].

In allen Szenarien für die Jahre 2013/2020/2030 und Bedarfsberücksichtigung (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr) wurde angenommen, dass zusätzliche Investitionen in einen Wärmespeicher lediglich für Biogasanlagen mit einer Flexibilität von 2.500 VLH bzw. 1.500 VLH notwendig ist. Der Wärmespeicher ist so ausgelegt, dass die Fermenterbeheizung gewährleistet ist. Weiterhin wurde bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr im MinSZ 2020/2030 die Beispielanlage schon mit 4000 Volllaststunden

¹ Absolut, bezogen auf den Grundlastbetrieb. Bei BHKW-Anlagen mit höherer installierter Leistung erhöht sich die spez. abgenommene Wärmemenge (bezogen auf das BHKW-Aggregat), in Abhängigkeit der Wirkungsgradveränderungen (Verschiebung von el. und th. Wirkungsgrad), auf bis zu über 60%.

den mit einem Wärmespeicher ausgestattet. Die Ausstattung der flexiblen Biogasanlagen richtet sich dabei insbesondere nach den, aus der Simulation ermittelten, zusammenhängenden Stillstandzeiten der BHKW. Zur Auslegung der Wärmespeichergroße wird davon ausgegangen, dass mindestens der Wärmebedarf der Fermenter bzw. des biologischen Prozesse gewährleistet wird, um die Biogasproduktion sicher zu stellen.¹ Bei allen Berechnungen wird von einer Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur der Wärmeverbraucher von 20 Kelvin ausgegangen. Auf diesen Sachverhalt wird ebenfalls in Kapitel 8 eingegangen.

BHKW die an das Erdgasnetz angeschlossen sind und mit Biomethan versorgt werden, befinden sich hingegen regelmäßig in der Nähe von Wärmesenken. Die Standorte werden aktuell so geplant dass 100 % der produzierten Wärme genutzt wird. Die Flexibilisierung führt, so die Annahme, ebenfalls nicht zu einer Reduzierung des genutzten Wärmeanteils. Er bleibt bei 100 %. Allerdings sinkt die absolute genutzte Wärmemenge, anders als bei Biogas, durch den geringeren thermischen Wirkungsgrad etwas ab. Die Erlöse aus der Nutzung der Wärme wurden ebenfalls mit 2 ct/kWh_{th} angenommen. Mit der Preissteigerung von 3,2 % ergibt sich ein nach der Annuität berechneter Wärmeerlös über die Betriebszeit von ca. 2,6 ct/kWh_{th}. Die Flexibilisierung führt somit im Vergleich einer Standard-Biomethan-BHKW-Auslegung zu einer Reduzierung der Einnahmen über den Wärmelieferung. Dies wirkt sich negativ auf die Kosten für die Flexibilisierung aus.

Die Untersuchungen vergleichen Kosten für die Strombereitstellung durch Biomethan-BHKW-Anlagen mit Vor-Ort-Verstromungsanlagen die keine externe Wärmenutzung realisieren können und zum anderen mit Vor-Ort-Verstromungsanlagen die eine Wärmenutzung zu 50 % realisieren können. Dadurch kann der Einfluss der Einnahmen über die Wärmelieferung auf die Zusatzkosten der Flexibilisierung aufgezeigt werden. Durch die Flexibilisierung des BiogasParks mittels der Biomethantechnologie kann eine höhere Wärmenutzung erreicht werden, weshalb es gilt dessen Auswirkungen auf die Gesamtkosten zu bewerten.

¹ Dabei wird die Trägheit des Fermentersystems berücksichtigt (d.h. es kann zeitweise die vollständige bereitgestellte Wärmeleistung genutzt werden, sodass auf die Fermenterbeheizung ca. 12 Stunden am Stück verzichtet werden kann. Die Wärmekapazität der Fermenter findet somit Berücksichtigung.

12 Kostenstruktur der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

Uwe Holzhammer, Manuel Stelzer

Nachfolgend werden die Grundlagen zur Ermittlung der Kostenstrukturen der Stromerzeugung für Biogas und Biomethan erarbeitet. Dies erfolgt auf Grundlage der beschriebenen Methodik der Kostenermittlung aus Kapitel 6.4.

12.1 Kostenstruktur der Stromerzeugung aus Biogas

Zur Berechnung der Investitionskosten für die Jahre 2020 und 2030 und zusätzlichen Ersatzbeschaffungen während der Betriebszeit der Biogasanlagen ist es notwendig Preissteigerungen zu berücksichtigen. Nachfolgende Tabelle zeigt die unterstellten jährlichen Preissteigerungen nach Kostenkomponenten, welche sich auf Angaben des Statistischen Bundesamtes stützen [50, 51].¹

Tabelle 25: Jährliche (nominale) Preissteigerungsraten zur Berücksichtigung sämtlicher Biogasanlagenkomponenten und Kostengruppen

Biogas - jährliche Preissteigerung bis 2020 und 2030 nach Kostenkomponente	
BHKW	2,0%
BHKW-Peripherie	1,4%
Generalüberholung BHKW	1,7%
Gasspeicher	1,1%
restliche Biogasanlage	0,5%
Substrat (Biomasse)	1,6%
Strompreis	3,6%
Wärmebereitstellung	3,2%
Lohnkosten	1,7%
Wartung und Instandhaltung	1,7%
Vermarktungskosten	1,2%
Versicherung	1,6%
Planungs- und Genehmigungszuschlag	0,0%
Überprüfung durch Umweltgutachter	1,4%
Gemeinkosten	1,6%

Beispielhaft sollen die zu berücksichtigenden Kostenstrukturen anhand der jeweiligen Kostenkomponenten und in Abhängigkeit der Flexibilität (Volllaststunden) für das Jahr 2013 (Bedarfsberücksichtigung Tag, NaWaRo) dargestellt und erläutert werden. Die ermittelten Kosten für das Jahr 2013 bilden gleichzeitig die Basis der Preisermittlungen für die Jahre 2020 und 2030. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den im Folgenden angegebenen Kosten nicht um Annuitäten handelt, sondern um die ermittelten ursprünglichen Kosten, welche sich auf das Jahr 2013 beziehen. Die errechneten Kostenstrukturen sind schließlich die Grundlage für die Darstellung der jährlichen Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Flexibilität (Volllaststunden und Bedarfsberücksichtigung).

¹ Siehe Übersichtstabellen zu Preissteigerungsraten im Anhang.

12.1.1 Kapitalgebundene Kosten

Zur Ermittlung der Kapitalgebundenen Kosten müssen zunächst die Investitionskosten verschiedenster Biogasanlagenkomponenten bestimmt werden. Bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr verändern sich gegenüber der „Tagesflexibilität“ insbesondere die Investitionskosten für die Gasspeichererweiterung und z.T. die Aufwendungen für die Erfüllung von Genehmigungsaufgaben. Ebenso muss ein Fütterungsmanagement implementiert werden. Eine Übersicht der Investitionskosten für das Basisszenario 2013 zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 26: Übersicht der Investitionskosten einzelner Kostenpositionen zur Ermittlung der Gesamtinvestitionskosten im Jahr 2013 (Bedarfsberücksichtigung Tag)

Bemessungsleistung	461	461	461	461	461	kWel
Volllaststunden	8000	5500	4000	2500	1500	h/a
BHKW Leistung	505	735	1010	1616	2694	kWel
Fahrsilo	378.101 €	378.101 €	378.101 €	378.101 €	378.101 €	
Substratzufuhr (Besickertechnik und Separator)	144.300 €	144.300 €	144.300 €	144.300 €	144.300 €	
Fermenterkonzept*	634.646 €	634.646 €	634.646 €	634.646 €	634.646 €	
Gasspeicher und gasdichte Abdeckung	145.414 €	171.107 €	182.322 €	209.765 €	215.030 €	
Wärmespeicher	- €	- €	- €	18.775 €	23.393 €	
Stromnetzanbindung (Transformator inkl. Peripherie)	27.940 €	33.440 €	39.193 €	50.173 €	65.487 €	
BHKW	388.329 €	478.274 €	570.917 €	741.419 €	984.944 €	
BHKW-Peripherie	217.829 €	255.145 €	291.844 €	355.868 €	441.478 €	
BHKW-Warmhaltung mit Heizstab	- €	7.174 €	8.564 €	11.121 €	14.774 €	
Informations- und Kommunikationstechnik	6.089 €	6.089 €	6.089 €	6.089 €	6.089 €	
Planung und Genehmigung	194.265 €	210.828 €	225.598 €	255.026 €	290.824 €	
Einzäunung bei Störfallverordnung	- €	24.000 €	24.000 €	24.000 €	24.000 €	
Gesamtinvestition	2.136.913 €	2.343.103 €	2.505.573 €	2.829.284 €	3.223.067 €	

*Summe aller Behälter inkl. techn. Ausrüstung

Quellen: [18, 28, 29, 35, 52]

Ausgangspunkt für die ermittelten Investitionskosten sind dargestellte bauliche und technische Einrichtungen aus Kapitel 8.1. Die ermittelten Kosten werden verschiedenen Plausibilitätsprüfungen unterzogen, z.B. wird ein Vergleich mit auskömmlichen EEG-Vergütungen aus den vergangenen Jahren vorgenommen.

Fahrsilo und Substratzufuhr: Es werden die Kosten für eine Siloplatte aus Beton, Zerkleinerungstechnik, Abdeckplanen und für Sicker- und Regenwasser, sowie getrennte Abwasserleitungen in der Kalkulation berücksichtigt [18]. Zur Substratzufuhr wird bei der Auslegung der Biogasanlage ein für Biogasanlagen gängiges Einbringsystem mit einem Vorlagebehälter angesetzt, dessen Anschaffungskosten auf Herstellerangaben beruhen [30].

Fermenterkonzept: In diesem Kostenblock sind die Kosten für den Fermenter und Nachgärer inklusive Fundament, Isolierung, Verkleidung, Beheizung, Rührwerke, Substrat- und Gasleitungen, biologischer Entschwefelung, Mess-, Regel- und Sicherheitstechnik, Leckerkennung und gasdichter Behälterabdeckung (Gasspeicher) enthalten [18, 29]. Für die weiteren Berechnungen ist es nötig, die Kosten ohne den Gasspeicher zu bestimmen, da diese gesondert betrachtet werden. Es wird davon ausgegangen, dass bei der Standardanlage zur Grundlaststromproduktion (angelehnt an KTBL-Modell V) die kleinsten Standard-Tragluftdächer zur Abdeckung der beiden Fermenter eingesetzt werden, was zwei ¼- Kugelschalen-Dächern entspricht. Unter Berücksichtigung von Herstellerangaben werden diese Kosten von den ermittelten Gesamtkosten einer Standardbiogasanlage abgezogen. Die Kosten einer dieser Biogasanlagen ohne Gasspeicher stellt so die Grundlage für die Ermittlung der jeweiligen Biogasanlage mit un-

terschiedlicher Flexibilität und den entsprechenden Gasspeicherkapazitäten dar¹. Für die Ermittlung der Kosten für das Gärrestlager wird ebenfalls ein Abgleich aus aktuellen Quellen vorgenommen und in derselben Systematik verfahren wie bereits beschrieben.

Gasspeicher und gasdichte Abdeckung: Bei der Speicherauslegung werden für den Fermenter und Nachgärer Tragluftspeicher betrachtet, da diese wie schon beschrieben, das größte nutzbare Volumen zur Verfügung stellen und am aktuell gut Verfahrenstechnisch in die Anlagensteuerung integrierbar sind. Für das Gärrestlager werden ebenfalls Zeltdächer mit in die Betrachtung einbezogen. Nachfolgend werden alle in Frage kommenden Speichertypen mit dem von bereit gestellten Volumen aufgelistet.

Tabelle 27: Übersicht der Gasspeichervolumina und Kosten für verschiedene Gasspeichergrößen und -systeme und deren Kosten (interne Gasspeicher) [34]

interne Gasspeicher						
Behälterdurchmesser/ [m]	23° Zeltdach		Kugelschnitt Tragluftdach/ Speichervolumen [m³]			
	[m³]	Kosten	1/4	1/3	1/2	Kosten [€/m³]
20	373	28.902 €	760	1.122	1.880	49
21	426	31.057 €	880	1.300	2.180	45
24	630	37.995 €	1.320	1.944	3.250	35
26	772	42.879 €	1.680	2.475	4.140	31
27	889	45.378 €	1.880	2.769	4.630	28
29	1.077	50.592 €	2.330	3.500	5.740	25
30	1.151	53.297 €	2.580	3.802	6.360	24
31	1.260	56.086 €	2.850	k.A.	k.A.	22
35	1.929	67.664 €	4.100	k.A.	k.A.	18
38	2.468	76.981 €	5.250	k.A.	k.A.	15
40	2.877	83.441 €	6.120	k.A.	k.A.	14

Die aufgezeigten Volumen stellen das Bruttovolumen dar, welches nicht gleichzusetzen ist mit dem, mit hoher Verfügbarkeit nutzbaren Volumen. Im Folgenden werden die Kosten für die oben aufgeführten internen Tragluftdächer bestimmt mit Hilfe einer Ausgleichsfunktion und auf Basis von Herstellerangaben ermittelt wurde (Abbildung 25). Bei Tragluftspeichern² mit einer 1/3 Kugelschnitt liegen die spezifischen Investitionskosten bei einem Behälterdurchmesser von 20 m bei etwa 50 €/m³ und sinken auf ca. 14 €/m³ bei einem Durchmesser von 40 m. Werden 1/2 Kugelschnitte genutzt um bei gleichem Durchmesser ein höheres Speichervolumen zu realisieren wird mit Mehrkosten von 40 % kalkuliert. Werden 1/4 Kugelschnitte unterstellt, so wird ein Abschlag von ca. 35 % berücksichtigt. Die Kostenabschätzung wurde über Einzelinformationen und Veröffentlichungen zu Gasspeicher verifiziert und stellt dadurch eine ausreichende Abschätzung innerhalb der großen Bandbreiten Herstellern dar.

¹ Auf Anfrage gaben verschiedene Hersteller höhere Kosten für bestimmte Anlagenbestandteile an, sodass mit einem Kostenzuschlag gerechnet wurde. Als Ursache für Abweichungen und gestiegene Herstellungskosten kommen verschiedene Einflussfaktoren in Frage. Zum einen gestiegene Rohstoff-, Energie-, und Personalkosten, die starke Nachfrage nach Biogasanlagen in den letzten Jahren bis 2012 und zum anderen der zunehmende Automatisierungsgrad der Anlagen.

² Inkl. techn. Ausrüstung (z. B. Tragluftgebläse).

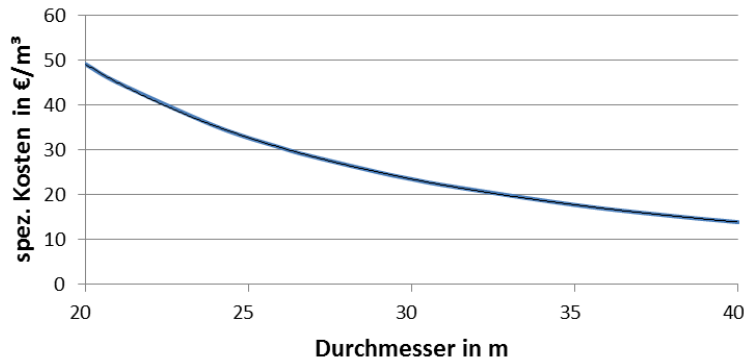


Abbildung 25: spezifische Kosten von internen Tragluftspeichern (1/3 Kugelschnitt) (eigene Darstellung in Anlehnung an [34])

Für die eingeführten Referenzanlagen sind die Behälterdurchmesser von 21 m bzw. 29 m relevant. Den Gasspeichern wird eine Haltbarkeit von 10 Jahren unterstellt, wodurch sie während der gesamte Betriebsdauer der Biogasanlage einmal ersetzt werden müssen. In der Kostenberechnung der internen Gasspeicher wurde der Ansatz über die spezifischen Kosten pro m³ verwendet.

Die Kosten für externe Tragluftspeicher wurden ebenfalls mittels einzelner Herstellerangaben ermittelt und zum Teil Interpoliert und abgeschätzt. Diese externen Speicher kommen aktuell nur selten in der Landwirtschaft vor, werden allerdings immer öfter im Zusammenhang mit der Flexibilisierung diese Anlagen diskutiert. Einige Hersteller sehen in externen Gasspeicher große Vorteile im Gasmanagement und in der intelligenten Integration in die Anlagensteuerung. Ebenso kann es genehmigungsrechtliche Vorteile durch das geringer benötigte Bruttovolumen bezogen auf das nutzbare Volumen, bringen. In den Berechnungen wurde nur bei niedrigen Volllaststunden und der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche ein bis max. zwei zusätzlicher externer Gasspeicher als Ergänzung zu den internen Speichervolumen unterstellt. Würde eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr durch Vor-Ort-Verstromungsanlagen umgesetzt müsste auf sehr große externe Speichervolumen zurückgegriffen werden. In dieser theoretischen Betrachtung wurde ebenfalls auf die in Abbildung 26 dargestellten Kostenfunktion zurückgegriffen, um einen ersten Anhaltspunkt für die Kosten zu erhalten.

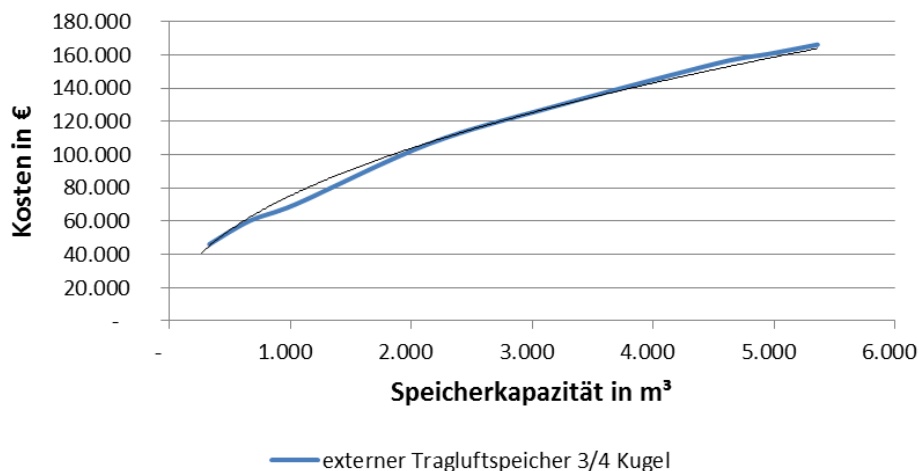


Abbildung 26: spezifische Kosten für externen Tragluftspeicher (3/4 Kugelschnitt) (eigene Darstellung in Anlehnung an [34])

Die Kosten für die externen Speicher beinhalten ebenfalls die Kosten für den benötigten Fundamentbau. Die zusätzlich benötigten Flächen zur Aufstellung der Speicher und damit verbundenen Miet- oder Pachtkosten werden nicht berücksichtigt.

Wärmespeicher: Den Anlagen mit einer hohen Stromerzeugungsflexibilität werden Investitionskosten in Höhe von 560 €/m³ für einen Warmwasserspeicher und dessen Anbindung unterstellt (vgl. Kap. 11) [53].

Es wird angenommen, dass die Wärmekapazität des Fermenters ausreicht, um in jeder Außentemperaturphase eines typischen Jahresverlaufs bei Stillstandzeiten des BHKW's von 12 h ohne relevante Temperaturänderung im Fermenter zu realisieren. Erfordert die benötigte Flexibilität laut der Simulation längere Stillstandzeiten als 12 h, so werden die darüber hinausgehenden Stunden zur Auslegung des Wärmespeichers herangezogen. Die Benötigte Wärmemenge des Fermenters wird mit 25% der th. Energie abgeschätzt. Als Temperaturdifferenz wird 20 K zwischen Vor- und Rücklauf zur Auslegung angenommen. Wenn Wärmespeicher für die Fermenterbeheizung vorgesehen werden, dann wird auf den Strombedarf für die BHKW-Warmhaltung verzichtet, da dies dann ebenfalls über den Wärmespeicher realisiert werden kann.

Stromnetzanbindung: Wesentlicher Kostenbestandteil bei der Stromnetzanbindung sind der Transformator und dessen Peripherie, wobei die Kosten in Abhängigkeit der BHKW-Leistung zwischen 28.000 € und 65.000 € variieren.¹ In diesen Zusammenhang wird unterstellt, dass die Netzanbindung an den gleichen Netzverknüpfungspunkt wie in Grundlastfall realisiert werden kann. Grundlage für diese Annahme ist, dass die intelligente Netzintegration von flexibel betriebenen Biogasanlagen unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit mit den fluktuierenden Erzeugern erfolgt (vgl. Kapitel 22). Der Trafostation wird ein Wirkungsgrad von 99 % unterstellt.

BHKW inkl. Peripherie: Zur Bestimmung der Kosten des Blockheizkraftwerks und der Peripherie werden diese beiden Posten aufgeteilt und einzeln behandelt. Ursprung der Investitionskostenbestimmung für Biogas-BHKW sind die ASUE BHKW-Kenndaten 2011 [35]. Dabei wurde eine Ausgleichsfunktion verwendet und spezifiziert, um die Kosten für einzelne BHKW-Leistungen (Flexibilität) abzubilden.²

Zur Berechnung der Kosten von Biogas-Blockheizkraftwerken wird die modifizierte Ausgleichsformel für Biogas-Blockheizkraftwerke verwendet:

Ausgleichsfunktion ASUE [35]

$$\text{spez. Investitionskosten} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWel}} \right] = 15648 \times P,el [\text{kWel}]^{-0,5361}$$

¹ Die Gesamtkosten für die Stromnetzanbindung können in Abhängigkeit der spezifischen Standortbedingungen im Einzelfall erheblich abweichen.

² Die angegebene Vorgehensweise zur Ermittlung der Kostenfunktion aus den ASUE BHKW Kenndaten wird als Grundlage genutzt. Allerdings wird bei den Biogas-Blockheizkraftwerken nicht zwischen den Zündstrahl- und Otto-Gasmotoren unterschieden. Die fehlende Unterscheidung führt, bezogen auf die vorherige Beschreibung, zu einem nicht unerheblichen Fehler, da die Preisunterschiede, besonders im kleinen Leistungsbereich, teilweise sehr groß sind. Eine weitere Fehlerquelle ist die Tatsache, dass im unteren Leistungsbereich die Aggregatdichte wesentlich größer ist als im höheren Leistungsbereich, was diesem Bereich ein höheres Gewicht in der Funktion gibt und so im oberen Leistungsbereich zu großen Abweichungen führt. Deswegen wurde diese Ausgleichsfunktion weiterentwickelt, um die Genauigkeit zur Kostenbestimmung zu erhöhen.

Ausgleichsfunktion modifiziert (in Anlehnung an [35])

$$\text{spez. Investitionskosten } \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}} \right] = 12194 \times P, el [\text{kW}_{el}]^{-0,444}$$

Diese BHKW-Kosten beinhalten dabei folgende Komponenten: Motor und Generator (inkl. Wärmetauscher), Schalldämpfer, Katalysator, Schmierölversorgung, Schalt-schrank, Be- und Entlüftung, Transport und Montage sowie Inbetriebnahme.

Anhand der ermittelten Kosten für das Blockheizkraftwerk und der Angaben aus KTBL Faustzahlen Biogas 2009 [18] zu den Gesamtkosten, kann ein Zuschlag für die oben genannten Investitionskosten für die BHKW-Peripherie ermittelt werden. Die entsprechende entwickelte Ausgleichsfunktion wird nachfolgend dargestellt.

Ausgleichsfunktion BHKW-Peripherie [35]

$$\text{spez. Investitionskostenzuschlag } \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] = 15751 \times P, el [\text{kW}]^{-0,578}$$

Folgende Komponenten finden dabei Berücksichtigung: Notkühler, Wärmemengen- und Stromzähler, Kondensatabtrennung, Druckluftstation, Container, Gasfackel, Gast-rocknung sowie Aktivkohlefilter zur Feinentschwefelung.

Bei der General-Überholung des Blockheizkraftwerks (als Ersatzbeschaffung, bzw. Barwert berücksichtigt) werden alle Verschleißteile des Motors ausgetauscht und der Zu-stand aller übrigen Bestandteile des Blockheizkraftwerks überprüft und bei Bedarf repara-riert oder ersetzt. Nach der General-Überholung sind die Zuverlässigkeit und der Wir-kungsgrad ähnlich hoch wie im Neuzustand der Anlage. Dadurch kann eine deutliche Ver-längerung der Haltbarkeit über die anfänglichen 60.000 Betriebsstunden hinaus er-reicht werden. Die Kosten werden wieder mit Hilfe der Ausgleichsfunktion aus den ASUE BHKW-Kenndaten ermittelt [35].

Ausgleichsfunktion General-Überholung

$$\text{spez. Kosten Generalüberholung } \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] = 830,23 \times P, el [\text{kW}]^{-0,2683}$$

Informations- und Kommunikationstechnik: Mit Hinblick auf die Stromdirektvermark-tung werden für alle Biogasanlagen identische Kosten in Höhe von ca. 6.000 € ange-nommen.¹

Planung und Genehmigung/ Einzäunung bei Störfallverordnung: Der Planungs- und Genehmigungszuschlag beträgt 10 % der Investitionskosten. Sofern die Biogasanlage (aufgrund entsprechender Gasspeicherkapazitäten) unter die Störfallverordnung fällt, so werden pauschale Kosten zur Einzäunung (im Rahmen der gesetzlichen Pflicht) mit berücksichtigt.

Gesamtinvestitionskosten: Je nach Anlagenflexibilität bewegen sich die ermittelten Investitionskosten für das aufgezeigte Beispiel (2013, Bedarfsberücksichtigung Tag, NaWaRo) zwischen 2,14 Mio. € (8000 VLH) und 3,22 Mio. € (1500 VLH). Zu den Ge-samtinvestitionen kommen Investitionskosten für Ersatzbeschaffungen (Barwerte) wäh-rend der gesamten Betriebszeit hinzu, welche sich aus der Generalüberholung der

¹ Die Kosten basieren auf Angaben bzw. Umfragen bei Herstellern und Anlagenbetreiber/innen.

BHKW, Ersatz der Heizstäbe zur Warmhaltung der BHKW, Erneuerung der Gasspeicher und der Informations- und Kommunikationstechnik ergeben. Ebenso werden Instandhaltungskosten berücksichtigt, die in die Betriebsgebundenen Kosten mit einfließen. Die aufgezeigte Systematik ist auf alle verschiedenen Min/Max-Szenarien der Jahre 2020 und 2030 zu übertragen.

12.1.1.1 Bedarfsgebundene Kosten

Zur Bestimmung der Betriebsgebundenen Kosten werden die Kosten für die Bereitstellung des Substrates (NaWaRo) sowie die Stromkosten für den Eigenbedarf der Biogasanlagen ermittelt.

Substratmenge und Kosten: Die benötigte Substratmenge wird für jede Anlage immer so bestimmt, dass das Blockheizkraftwerk in einem Jahr 4.000.000 kWh elektrischen Strom in das Netz einspeisen kann (Transformatorverluste bereits beinhaltet). Unter Berücksichtigung des Wirkungs- bzw. Nutzungsgrads ergibt sich der zuzuführende Energiebedarf des Blockheizkraftwerks¹. Bei der bedarfsorientierten Stromproduktion, mit Flexibilität zwischen 5500 VLH und 1500 VLH wird zusätzlich ein Mehrverbrauch für jeden Start des Blockheizkraftwerks aufgeschlagen. Die Anzahl der Starts für jede Bedarfsberücksichtigung und Szenario werden aus der Simulation entnommen.

Der absolute Mehrverbrauch pro Start ergibt sich aus dem spezifischen Energieverbrauch des Blockheizkraftwerks während des Startes und über die Dauer des Startvorgangs. Dabei werden 15 % bezogen auf den spezifischen Verbrauch als Mehrverbrauch gegenüber der Regelbetriebsweise veranschlagt. Der Startvorgang verläuft von 0 bis 100 % Last und wird vereinfacht als Leistungsrampe mit gleichmäßiger Steigung angenommen. Die Berechnungsformel ist nachfolgend dargestellt:

$$\begin{aligned} & \text{Mehrverbrauch pro Start [kWh]} \\ & = \text{Feuerungswärmeleistung(BHKW)[kW]} * \text{Startdauer [h]} * 0,5 * 15\% \end{aligned}$$

Die Startdauer wird für das Jahr 2013 auf 15 Minuten festgelegt. Für die Zukunft wird mit dem weiteren technischen Fortschritt und von einer Reduzierung des Mehrverbrauchs während der Startphase ausgegangen werden. Um dies in den Berechnungen abzubilden wird eine Reduzierung der Startdauer unterstellt. Für 2020 wird von 7,5 Minuten und für 2030 von 5 Minuten ausgegangen.

Für Biogasanlagen mit den Inbetriebnahmejahr 2013, welche oft als Vergleich herangezogen werden, wird die Flächenverteilung und somit die Substratzusammensetzung von 2020 verwendet. In Tabelle 28 werden die Zusammensetzung und die Kostenstruktur der eingesetzten Energiepflanzen beschrieben (vgl. auch Kapitel 5).

Tabelle 28: Übersicht der Energieerträge und Kosten für Energiepflanzen

Angebaute Kultur	Mais	(Acker-)gras	GPS	Energierübe	Sonstige
Energieertrag [GJ/ha]	180	105	113	204	140
Energieertrag [kWh/ha]	50.000	29.167	31.389	56.667	43.556
Ertragsmenge [t FM/ha]	50	36	40	80	42
Flächenanteile in 2020	60%	5%	20%	10%	5%
Flächenanteile in 2030	50%	5%	15%	15%	15%
Preise 2013, KTBL [€/t FM]	35	23	31	24	31

¹ Es wird ein Abschlag von 1 % von Wirkungsgrad zu Nutzungsgrad angenommen, da davon auszugehen ist, dass in der Praxis nicht durchgängig der optimale Betriebspunkt erreicht wird bzw. sich der Wirkungsgrad im Laufe der Betriebszeit verschlechtert.

Anhand des Energieertrages, der Ertragsmenge, der Substratzusammensetzung und der Kosten pro Tonne Frischmasse lässt sich bestimmen, wie hoch die Kosten je Kilowattstunde Biogas sind. Bei der Substratzusammensetzung von 2020 ergeben sich Kosten von ca. 0,03555 €/kWh_{HI, Gas} und bei der Flächenverteilung von 2030 ca. 0,03557 €/kWh_{HI, Gas}. Mit Hilfe dieser Werte lassen sich die absoluten Substratkosten für alle Anlagenkonfigurationen bestimmen. Aus den genannten spez. Preisen ergeben sich jährliche gemittelte Substratkosten über die gesamte Laufzeit (unter Berücksichtigung der Annuität) zwischen ca. 400.000 € (bei 8000 VLH) und etwa 371.000 € (1.500 VLH). Die höheren Wirkungsgrade des größeren BHKW bei 1500 VLH wirken sich entsprechend auf den Biomassebedarf und dadurch auf die Kosten für die Substrate aus. Die im Rahmen des Vorhabens unterstellten organischen Reststoffe führen zu Kosten von ca. 0,2432 €/kWh_{HI, Gas} und werden in gleicher Systematik in den Berechnungen berücksichtigt. Die für die Verarbeitung von organischen Reststoffen notwendige Anlagentechnik wird dementsprechend unterstellt (vgl. Kapitel 8.2 und 12.2).

Eigenstromverbrauch der Biogasanlage: Unter Eigenstrom versteht man den Strom der zum Betrieb der Biogasanlage benötigt wird, das sind z.B.: Einbringtechnik, Rührwerke, Substrat-, Kondensat-Pumpen, Gasverdichter, Gaskühlung, Tragluftgebläse, Motorkühl- und Heizkreislaufpumpen, Ventilatoren Raumlüftung, Not- und Gemischkühlung, Steuerung, Startanlage und Zündanlage. In der Literatur werden eine Bandbreite von 2-10% und ein Durchschnitt von 5,8 % des erzeugten Stroms angegeben. In der Praxis liegt der Wert häufig darüber. Nach Angaben bzw. Erfahrungswerten von befragten Experten liegt der Eigenstromanteil bei einem Wert von 8,5 %, wobei 4 % auf das BHKW mit seiner Peripherie und der Rest auf die übrige Anlage entfällt [54]. Es wird davon ausgegangen, dass neu gebaute Anlagen einen geringeren Stromverbrauch aufweisen. Für das Blockheizkraftwerk und seine Peripherie wird von 3 % bei Betrieb, 0,75 % während des Stillstandes und 3,5 % für die restliche Biogasanlage angenommen. Während des Stillstandes entsteht der Stromverbrauch hauptsächlich durch den Stand-by-Betrieb der elektrischen Schaltanlagen und mancher Pumpen zur Kühlung bzw. Beheizung des BHKW. Zur Berechnung der Stromkosten wird ein Strompreis von 14 ct/kWh und ein Leistungspreis von ca. 79 €/kW*a unterstellt. Es ergibt sich eine Bandbreite der Strombezugskosten bei einer Flexibilität von 8000 VLH bzw. 1.500 VLH zwischen ca. 39.000 €/a und 63.000 €/a.¹

12.1.2 Betriebsgebundene Kosten

Die Betriebsgebundenen Kosten ergeben sich aus Arbeits- bzw. Lohnkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, sowie aus Lohnkosten für die Stromdirektvermarktung.

Lohnkosten: Viele Biogasanlagen werden von den Landwirten, die die Anlage errichtet haben, selbst bewirtschaftet. In den letzten Jahren werden auch immer mehr Biogasanlagen von Betreibergesellschaften betrieben. Diese bestehen meist aus dem Zusammenschluss von mehreren Landwirten. Nur selten, und meist nur bei größeren Biogasanlagen, werden diese von spezialisierten oder sogar eigens gegründeten Firmen unterhalten. Unabhängig von der Betreiberstruktur fallen bei einer Biogasanlage verschiedene Arbeiten an, von dem Befüllen des Feststoffeintrags über die Kontrolle der Anlage bis hin zu kleinen Wartungsarbeiten, die vom Betreiber selbst durchgeführt werden können. Die Anzahl der täglichen Arbeitsstunden ist abhängig von der Größe der Bio-

¹ Der Strombedarf ist bei Biogasanlagen, welche organische Reststoffe einsetzen, aufgrund unterschiedlicher Prozesstechnik (z. B. Vorbehandlung der Substrate, zusätzliche Pumpentechnik, Hygienisator, usw.) höher angesetzt.

gasanlage. Der Arbeitsaufwand wird mit 2,9 Stunden pro kW im Jahr angenommen [52]. Dies entspricht bei der Referenzbiogasanlage im Grundlastbetrieb mit etwa 500 kW_{el} rund vier Stunden pro Tag. Dieser Ansatz wird auf die flexibel betriebenen Anlagen übertragen, wobei von einem zusätzlichen Arbeitsaufwand für den flexiblen Betrieb von 0,5 h/d (höherer Aufwand zur Überwachung des BHKW-Anlagenbetriebs) ausgegangen wird.¹ Im Gegensatz zur Arbeitszeit, ist es von der Betreiberstruktur abhängig, ob klassische Lohnkosten entstehen oder wie sich der Betreiber selbst für die geleistete Arbeit entlohnt. Als Stundenlohn werden dabei 15 € pro Stunde für die Betreuung der Biogasanlage angesetzt [18]. Damit ergeben sich Kosten in Höhe zwischen 22.000 € pro Jahr für den Grundlastbetrieb (8000 VLH) und ca. 26.000 €/a für die Anlage, welche z.B. mit 1500 VLH im Jahr betrieben wird.

Wartungs- und Instandhaltungskosten: Beim BHKW und den restlichen technischen Einrichtungen, werden regelmäßig Wartungen durchgeführt. Das Blockheizkraftwerk ist ein zentrales Element jeder Biogasanlage. Um seine Zuverlässigkeit und Haltbarkeit zu gewährleisten, müssen regelmäßig Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten durchgeführt werden. Für das Blockheizkraftwerk wurden die Kosten für einen Instandhaltungsvertrag nach ASUE BHKW-Kenndaten angesetzt [35]. Ebenfalls sind Kosten für zusätzliche Starts im bedarfsorientierten Betrieb berücksichtigt, da davon auszugehen ist, dass sich der Verschleiß der Anlagen mit zunehmender Startanzahl erhöht und somit auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten. Die Startkosten werden in Abhängigkeit der Kosten für die Generalüberholung, die Abhängig von der BHKW-Größe sind, und der angesetzten Betriebsstunden (Annahme 60.000 h) der BHKW-Anlage ermittelt. Die Betriebsstunden bis zu Generalüberholung reduzieren sich um die zusätzlichen Starts im Jahr (ein zusätzlicher Start entspricht einer zusätzlichen Betriebsstunde). Aufgrund der geringen Erfahrungen bei den Betreibern mit der flexiblen Betriebsweise wurden diese Methode zur Ermittlung der Kosten für den Startvorgang erarbeitet. Der zusätzliche Brennstoffverbrauch wird durch die höheren bedarfsgebundenen Kosten berücksichtigt. Die ermittelten Werte für die Startkosten wurden mit Herstellern verifiziert. Die Kosten werden in Abhängigkeit der in der Simulation ermittelten Startvorgänge für die einzelne Biogasanlage in Abhängigkeit der Szenarien in der Kostenkalkulation berücksichtigt.

Auch die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an der Biogasanlage, welche regelmäßig erfolgen müssen, werden berücksichtigt. Dies ist vor allem die Überprüfung der Funktion der Geräte und Anlagen, deren Reparatur und der Austausch kleiner Teile. Bei den Gasspeichern und Verbindungsteilen muss ebenfalls regelmäßig die Dichtheit überprüft werden. Für Anlagenbestandteile mit vielen beweglichen Teilen und hoher Belastung werden für die Wartungskosten 2% der Investitionskosten veranschlagt. Dazu gehören Komponenten zum Feststoffeintrag, die Peripherie des Blockheizkraftwerks, die Behälter mit ihren Rührwerken, Heizsystem, Über- und Unterdrucksicherungen und das zusätzliche Feststoffeintragssystem beim Fütterungsmanagement. Für Anlagenbestandteile mit wenigen beweglichen Teilen und geringer Belastung werden ebenfalls 2% der Investitionskosten für Wartungsarbeiten veranschlagt, das sind die Warmhaltung mit Heizstab, die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), der Transformator, das Fahrsilo, der Wärmespeicher und die Automationstechnik beim Fütterungsmanagement. Eine Differenzierung erfolgt nicht. Des Weiteren werden für

¹ Zusätzlich wurde ein Arbeitsaufwand für die Betreuung der flexiblen Anlagen im Rahmen der Störfallverordnung von 1 h/Woche ausgegangen (bei erhöhten Lohnkosten von 25 €/h).

Vgl. hierzu das aktuelle Forschungsvorhaben „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ zur Untersuchung der Direktvermarktungsoptionen des EEG im Auftrag des BMUB, durchgeführt durch das Fraunhofer IWES, das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) und die Rechtsanwaltskanzlei BBH.

den Gasspeicher auch Kosten für die Instandhaltung berücksichtigt, da dieser hohen Belastungen ausgesetzt ist. Dies erfolgt obwohl nach 10 Jahren ein Austausch des Gasspeichers vorgesehen ist.

Es ergeben sich insgesamt und in Abhängigkeit der Flexibilität jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten zwischen 85.000 €/a (8.000 VLH) und 78.000 €/a (1.500 VLH) (Tag 2013). Dabei sinken die Kosten mit steigender Leistung des Blockheizkraftwerks. Dies ergibt sich aus der Annahme der reduzierten jährlichen Betriebsstunden und der spezifisch geringeren Wartungskosten bei größeren BHKW-Anlagen.

12.1.3 Sonstige Kosten

Sonstige Kosten ergeben sich insb. durch die Inanspruchnahme von Versicherungen und die wiederkehrende Überprüfung durch Umweltgutachter. Als Versicherungskosten werden jährlich 0,5 % der Gesamtinvestitionssumme angenommen. Die wiederkehrende Überprüfung durch Umweltgutachter und andere Nachweisverfahren gegenüber den Behörden und den Netzbetreiber werden für die flexibel betriebenen Anlagen pauschal 9.500 € jährlich veranschlagt. Dieser Betrag ist verhältnismäßig hoch angesetzt, soll aber dadurch auch unvorhergesehenes abdecken.

12.1.4 Gesamtergebnis

Anhand der verwendeten Annuitätenmethode können die Kostenstruktur und die jährlichen Kosten für jede Referenzanlage bestimmt werden. Tabelle 29 bzw. Abbildung 27 zeigen beispielhaft die Übersicht der Kostenstruktur der bereits beschriebenen Beispielanlage. Die jährlichen Kosten bilden eine gleichmäßige Zahlungsperiode über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren ab.

Tabelle 29: Übersicht der Kostenstruktur (jährliche Annuität) am Beispiel einer Biogasanlage, welche ausschließlich NaWaRo's einsetzt (2013, Bedarfsberücksichtigung Tag)

Kapitalgebundene Kosten [€/a]	240.668 €	258.339 €	277.498 €	315.932 €	362.903 €
Bedarfsgebundene Kosten [€/a]	451.359 €	448.832 €	445.252 €	440.669 €	443.826 €
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	117.122 €	125.128 €	122.978 €	121.555 €	120.380 €
Sonstige Kosten [€/a]	17.247 €	28.958 €	29.874 €	31.699 €	33.919 €
Gesamte Kosten[€/a]	826.396 €	861.257 €	875.602 €	909.855 €	961.028 €

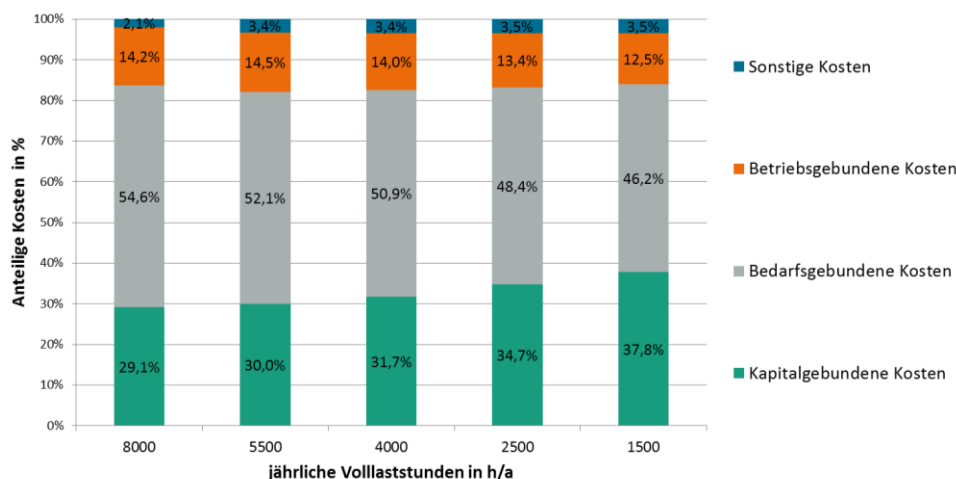


Abbildung 27: Übersicht der Kostenstruktur (jährliche Annuität) am Beispiel einer Biogasanlage, welche ausschließlich NaWaRo einsetzt (2013, Bedarfsberücksichtigung Tag)

Mit zunehmender Flexibilität und mit abnehmenden jährlichen Volllaststunden erhöhen sich insb. die Kapitalgebundenen Kosten. Die restlichen Kostengruppen bleiben auf ähnlichem Niveau, wenngleich sich die prozentuale Aufteilung dieser Kosten zuneh-

mend verändert. Die höheren Kapitalgebundenen Kosten sind insb. auf zusätzliche Investitionen für BHKW und Gasspeicher zurück zu führen.

Um schließlich die Stromerzeugungskosten zu bestimmen, werden die gesamten (mittels der Annuität ermittelten) jährlichen Kosten, ins Verhältnis zur eingespeisten Strommenge von 4.000.000 kWh/a gesetzt. Das Ergebnis zeigt folgende Abbildung.

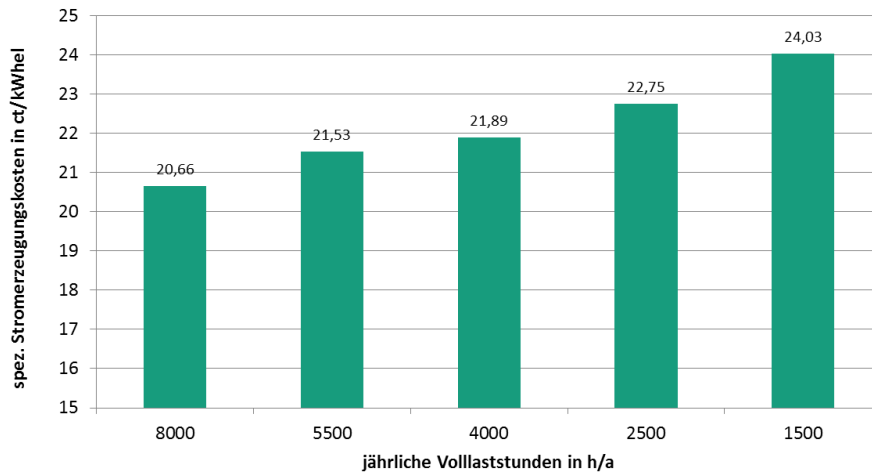


Abbildung 28: Beispielhaft ermittelte Stromerzeugungskosten einer Biogasanlage, welche NaWaRo einsetzt (2013, Bedarfsberücksichtigung Tag)

Bei den dargestellten Stromerzeugungskosten werden keine Wärmeerlöse unterstellt. Die spezifischen Stromerzeugungskosten steigen in Abhängigkeit der Flexibilität und analog den jährlichen ermittelten Kosten an und erreichen bei 1.500 VLH ca. 24 ct/kWh_{el}. Um die Auswirkungen bzw. Möglichkeit der Kostenreduktion durch einen Wärmeverkauf zu verdeutlichen werden die spez. Stromerzeugungskosten um die erzielten Wärmeerlöse bereinigt. Dabei wird eine Bandbreite zwischen spez. Erlösen von 0 ct/ kWh_{th} bis 5 ct/kWh_{th} aufgezeigt (Abbildung 29).

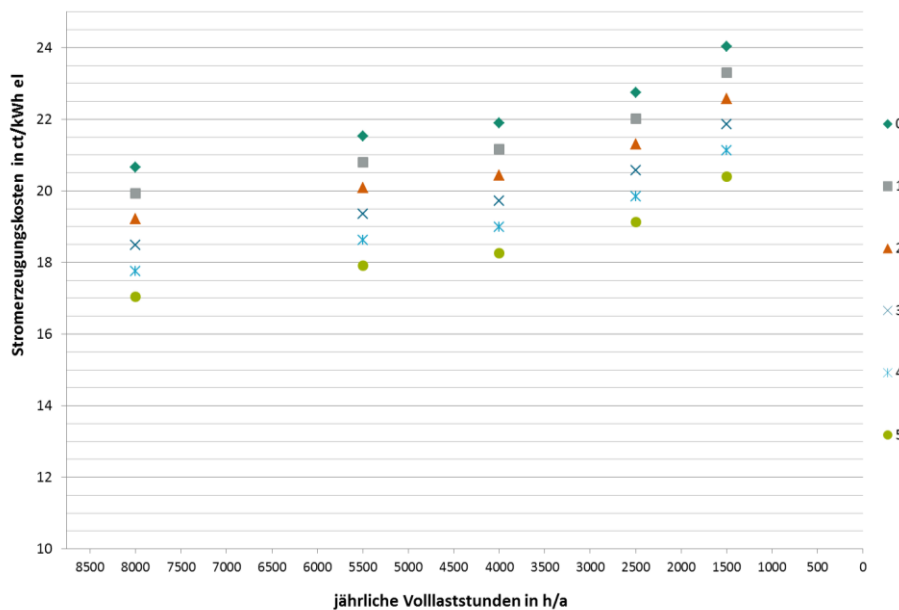


Abbildung 29: Beispielhaft ermittelte Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung möglicher Wärmeerlöse einer Biogasanlage, welche NaWaRo's einsetzt (2013, Bedarfsberücksichtigung Tag)

Die Stromerzeugungskosten, welche um die Wärmeerlöse reduziert sind, ermöglichen im Vergleich ein deutliches Kostensenkungspotential. Bei Erlösen von 5 ct/kWh_{th} könnten beispielsweise die Stromerzeugungskosten von ca. 24 ct/kWh_{el} um ca. 3,6 ct/kWh_{el} auf 20,4 ct/kWh_{el} (flexibel) gesenkt werden.

Abschließend und überleitend zu Reststoff-Biogasanlagen erfolgt ein direkter Vergleich der Stromerzeugungskosten zwischen einer Biogasanlage, welche NaWaRo einsetzt und einer Biogasanlage, die ausschließlich organische Reststoffe einsetzt (Abbildung 30).

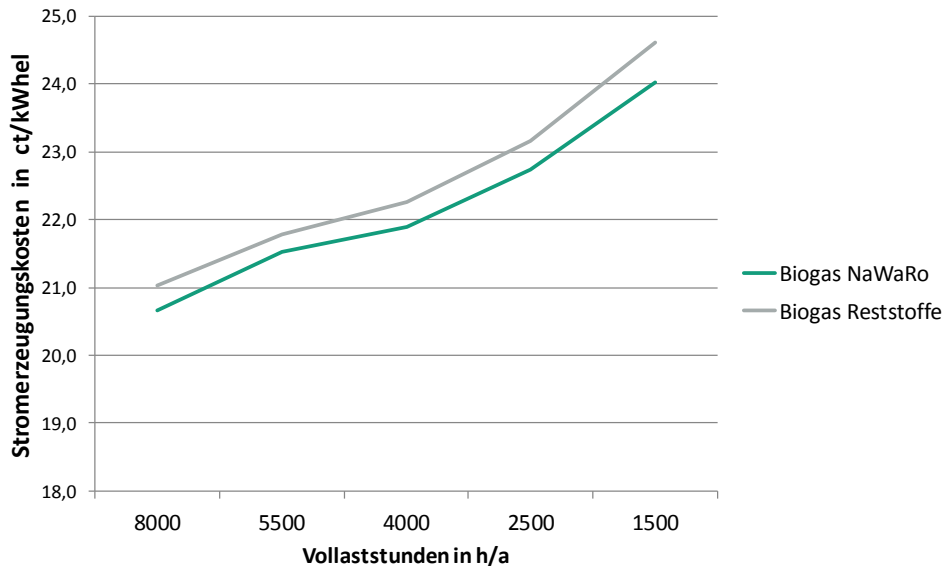


Abbildung 30: Vergleich der Stromerzeugungskosten zwischen NaWaRo und organischen Reststoffen (2013, Bedarfsberücksichtigung Tag) (ohne Wärmeerlöse)

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass die spez. Stromerzeugungskosten für Biogasanlagen, welche ausschließlich organische Reststoffe einsetzen tendenziell höher liegen.

Die grundlegende Vorgehensweise zur Kostenermittlung wurde anhand einer NaWaRo-Referenzanlage aufgezeigt. Im nächsten Kapitel werden das Thema der Verwertung organischer Reststoffe und die damit zusammenhängenden Kosten ausführlich diskutiert. Dieser Ansatz wird gewählt um der Komplexität der betrachteten Sachverhalte gerecht zu werden und mit der grundsätzlichen Vorgehensweise zu verbinden. Die Systematik der Kostenermittlung insgesamt, d. h. bei allen Anlagentypen, Szenarien und Bedarfsberücksichtigung bleibt, unter Berücksichtigung jeweiliger Besonderheiten beim Substrateinsatz, identisch.

12.2 Biogas aus organischen Reststoffen

Die für die Biogaserzeugung aus organischen Reststoffen notwendige Anlagentechnik und deren Kostenstruktur wurden anhand von einschlägiger Literatur, Betreibergesprächen und Austausch mit Experten ermittelt (zur eingehenden Studie vgl. [18, 28, 55–57]). Die erarbeitete Kostenstruktur wurde mittels eigens ermittelten Kennwerten verifiziert, so dass die nachfolgenden Ergebnisse, trotz der großen Bandbreite der möglichen Anlagenkonzepte, als für die Untersuchungen ausreichende Aussagekraft aufweisen. Die Betriebslaufzeit wird wie bei NaWaRo-Anlagen mit 20 Jahren festgelegt und eine Gesamtkapitalrendite von 7 % unterstellt.

Die ausgewiesenen Kosten für die produzierte Einheit Strom berücksichtigt an dieser Stelle keine Einnahmen aus dem Wärmeverkauf, wenngleich die positive Auswirkung einer erhöhten Wärmeausnutzung bereits in vorigem Kapitel erläutert wurde. In der

Regel ist davon auszugehen, dass bei Anlagen die Rest- und Abfallstoffe einsetzen, insbesondere bei tierischen Exkrementen, geringere Wärmemengen extern nutzbar sind. Grund hierfür ist die geringere Energiedichte des Substrates und die damit verbundenen größeren Fermentermaße [18, 29]. Diese weisen dementsprechend einen höheren Wärmeeigenbedarf für den biologischen Prozess der Vergärung auf, wodurch sich die extern nutzbaren Wärmemengen reduzieren.

Vergärungsanlagen mit ca. 500 kW_{el} installierter Leistung, die reine Gülle einsetzen sind eher Ausnahmen. Grund hierfür sind die damit verbundenen hohen Transportaufwendungen für das Substrat, da ein einzelner landwirtschaftlicher Hof i.d.R. nicht ausreichende Güllmengen für die unterstellte Anlagengröße vorweisen kann. Um diesen Sachverhalt dennoch mit einer Anlage mit 500 kW_{el} abzubilden zu können und keine zu große Abweichung in der Kostenstruktur von der Realität zu erhalten, wurden den i.d.R. kostenlosen Güllmengen ein Preis von 2,70 € pro Tonne FM unterstellt. Anlagenkonzepte die in großem Maße Gülle einsetzen, optimieren die Anlagen regelmäßig mit zusätzlichen Substraten mit höherem Energiegehalt. Diese Optimierungsmöglichkeiten wurden in diesen Zusammenhang nicht weiter bewertet.

Den Anlagen die Bio- und Grünabfälle einsetzen wird in der anschließenden Kostenermittlung unterstellt, dass durch deren Annahme keine Erlöse erzielt werden und somit keine betriebswirtschaftliche Bedeutung haben. Grund hierfür ist die Annahme, dass diese Erlöse größtenteils für die Kompostierung und den damit verbundenen Kosten benötigt werden. Laut KTBL-Biogasrechner werden Grünabfälle sogar als Kostenposition mit 20 €/Tonne berücksichtigt, weshalb sich wiederum die Kosten pro produzierter Stromeinheit dementsprechend erhöhen [29]. Die unter den beschriebenen und unterstellten Annahmen ermittelten Kosten (ohne Berücksichtigung von Annahmeerlöse, Erlöse über die produzierten Wärmemengen, oder relevante Synergien in der Kombination zwischen Kompostierungs- und der Vergärungsanlage, Vorteile aus Klimaschutzaspekten für die Kommune), übersteigen die Stromproduktionskosten die Höhe der EEG-Vergütung von 15,26 ct/kWh_{el} [31]. Können die Anlagenstandorte keine dieser beschriebenen kostendämpfenden Maßnahmen umsetzen, so sind aktuell diese Anlagenkonzepte in der angenommenen Größe i.d.R. betriebswirtschaftlich nicht rentabel.

Anlagen die verstärkt Ernterückstände einsetzen, wie z.B. kurzgehäckselte, strohhaltige Substrate (Rübenblätter, Kartoffelkraut) kommen aktuell nicht im großen Umfang zum Einsatz. Bezogen auf die KTBL-Zahlen wird bei einem Kostenanteil von ca. 110 €/Tonne FM der Grund deutlich [18, 29]. Die ermittelten Kosten pro Stromeinheit unterstellen eine Anlagentechnik, die in der Lage ist diese eher strohhaltigen Ernterückstände zu vergären. Durch die geringe Erfahrung der gezielten und umfangreichen Verwertung dieser Ernterückstände stellt die ermittelte Kostenstruktur nur eine erste Abschätzung dar. Das beschriebene energetische Potential von etwas über 12 % an den Rest- und Abfallstoffen lässt diese Ungenauigkeit in der Gesamtbetrachtung akzeptabel erscheinen.

Die Tabelle 30 zeigt, wie schon z.T. erwähnt, die einzelnen Kosten für die Stromproduktion in Grundlast, differenziert nach Art der Rest- und Abfallstoffe. Diese Kostenstruktur stellt die Grundlage der weiteren Berechnungen dar.

Tabelle 30: Darstellung der Stromerzeugungskosten für Anlagen in Grundlasterzeugung mit unterschiedlichen Einsatzstoffen (inkl. der Reststoff-Mix-Anlage, die in Abhängigkeit der energetischen Verteilung alle org. Reststoffe in sich vereint)

Kosten der Stromproduktion, in Abhängigkeit der Substrate in ct/kWh _{el}					
Rindergülle	Schweinegülle	Bioabfall	Grünabfall	Ernterückstände	Reststoff-Mix-Anlage
18,77	20,77	16,55	18,01	22,80	21,21

Um den Untersuchungsumfang einzugrenzen wurden diese beschriebenen Anlagen, zu einer Durchschnittsanlage, der Reststoff-Mix-Anlage mit 500 kW_{el} installierter Leistung (und ca. 460 kW_{el} Bemessungsleistung), zusammengefasst. Diese Prämisse ist die

Grundlage für alle weiteren Untersuchungen. Die so ermittelten Stromerzeugungskosten für die Reststoff-Mix-Anlage in Grundlast liegen bei 21,2 ct/kWh_{el} und somit im Bereich von NaWaRo-Anlagen.

Die größten Einflussfaktoren für die Ermittlung der zusätzlichen Kosten sind die Gasspeicherkapazitäten und die zusätzlichen BHKW-Kapazitäten. Darüber hinaus gilt es, Kostenpositionen zu beachten, die sich aus zusätzlichen Genehmigungsaufgaben ergeben (z.B. StörfallVO). Allerdings müssen viele Anlagen, die Abfall- und Reststoffe einsetzen, bestimmte Auflagen (z.B. Einzäunung, ausführliche Arbeitssicherheits- und Störfallkonzepte) bereits einhalten und müssen somit nicht als zusätzliche Kosten aufgrund der Flexibilisierung gesehen werden. Ebenso gilt es, die Vergärungsanlagen mit der notwendigen Messtechnik (insbesondere Gasspeicherfüllstandmessung) auszustatten, diese in die Anlagensteuerung zu integrieren und über die vorhandene Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) für den Stromhändler verfügbar zu machen. Die dafür notwendige Fernwirktechnik muss zukünftig auch bei Anlagen vorgesehen werden, die den Strom weiterhin unabhängig vom Strombedarf produzieren. Der Stromhändler muss nach dem EEG 2014 zukünftig in der Lage sein, auf die Anlage und deren Erzeugung zuzugreifen und diese zu beeinflussen.

Die Gasspeicher und deren Kosten sind abhängig von der eingesetzten Technik. Die im weiteren Verlauf unterstellte Gasspeichertechnik sind Tragluftdachkonstruktionen mit Doppelmembrantechnik und Stützgebläse. Die Aufstellung erfolgt, wenn möglich, auf den Behältern der Vergärungsanlage (intern). Hierbei werden die unterschiedliche Geometrie der Gasspeicher, in Abhängigkeit der Durchmesser von Fermenter- und Nachgärer, von Viertel- bis hin zu Halbschalen unterstellt. Sind darüber hinaus Speicherkapazitäten notwendig, werden externe Speicher (extern), ebenfalls mit einer Doppelmembrantechnik und Stützgebläse, vorgesehen. Die Auslegung der Speicher ist neben der gewünschten Flexibilität (z.B. Stillstandzeiten), darüber hinaus von verschiedenen Faktoren abhängig, die es zwingend zu berücksichtigen gilt (vgl. Kap. 9.2) (in [Klammern] stehen die Annahmen für die weiteren Berechnungen):

- Messungengenauigkeit der Messgeräte
 - [intern: +/- 10 %],
 - [extern: +/- 1 %]
- Methangehalt des Biogases (stark abhängig von den Einsatzstoffen) [intern und extern: 56 %],
- max. Gastemperatur [intern und extern: 50 °C],
- Druck [intern und extern: 1,013 bar],
- Feuchtegehalt des Gases im Speicher mit relativer Feuchte von 100 % bei
 - [intern: 50 °C] (ohne Trocknung)
 - [extern: 4 °C] (4 °C da eine externe Trocknung unterstellt ist).
- Abschlag aufgrund von „Totzonen“, unkontrollierte Faltung der Membran bzw. notwendiger Kissengasmengen im Gasspeicher des Bruttogasspeichervolumens [intern: 20 %]; Externe Gasspeichervolumen können i.d.R. vollständig als aktiver Gasspeicherraum genutzt werden [extern: 0 %]

Die nachfolgenden Berechnungen berücksichtigen bei der Ermittlung der Gasspeichergröße einen Faktor für den internen Gasspeichers von 1,87 und einen Faktor von 1,33 für externe Speicher, jeweils bezogen Normkubikmeter (Nm³) (vgl. Kap. 9.2). Die mittels der Simulation¹ ermittelte Gasspeichergröße (in Nm³) wird mittels eines Abschlags reduziert. Die für die weiteren Berechnungen unterstellte Gasspeicherkapazität ist in der Lage mit einer 90 %-Häufigkeit alle Füllstände abzubilden, die im Jahresverlauf

¹ Restriktionsfrei, in Abhängigkeit der Flexibilität.

benötigt werden, um auf den Residuallastbedarf zu reagieren. Die Abbildung 31 zeigt beispielhaft die Häufigkeitsverteilung der Nutzung eines Gasspeichers einer Biogasanlage mit 2500 VLH und 500 kW_{el} installierter Leistung (MinSZ) mit einem EE-Anteil von ca. 60 % (2030). An dieser Darstellung ist die geringe Ausnutzung des Gasspeichers in den oberen Füllständen zu erkennen. Dadurch wird klar, dass mit einer relevanten Reduktion der Gasspeichergröße es nur in wenigen Situationen zu Einschränkungen bei der Stromproduktion kommt.

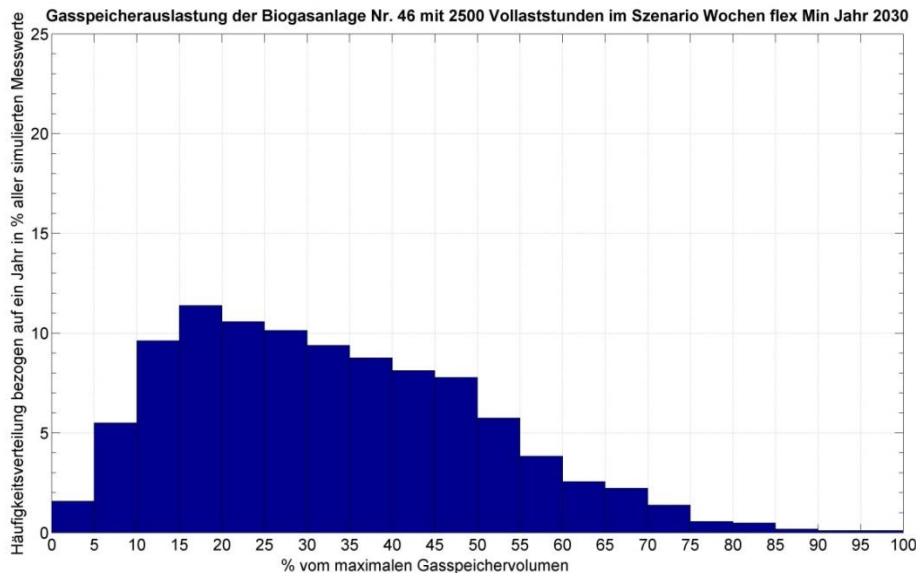


Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der Gasspeichernutzung einer Biogasanlage mit einer installierten Leistung von ca. 500 kW_{el} mit 2500 VLH und der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche (MinSZ 2030)

Die Abbildung 32 zeigt zunächst für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche (MinSZ 2030) notwendige Gasspeicherkapazitäten, um restriktionsfrei die Stromproduktion in Abhängigkeit der Residuallast bereit zu stellen. Zum anderen lässt die Darstellung den Einfluss der Volllaststunden auf die notwendige Gasspeicherkapazität erkennen. Darüber hinaus wurde die Gasspeicherkapazität für die Bedarfsberücksichtigung Tag abgeschätzt und aufgetragen. So kann auch der Einfluss der Bedarfsberücksichtigung selbst erkannt werden. Für die jeweiligen Volllaststunden wurde individuell ein Abschlag ermittelt, um welchen die Gasspeicherkapazität reduziert werden kann, der es ermöglicht noch 90 % aller Gasspeicherfüllstände zu realisieren. Die Abschläge liegen zwischen 43 und 46 % und reduzieren die ermittelten Gasspeichervolumen dementsprechend.

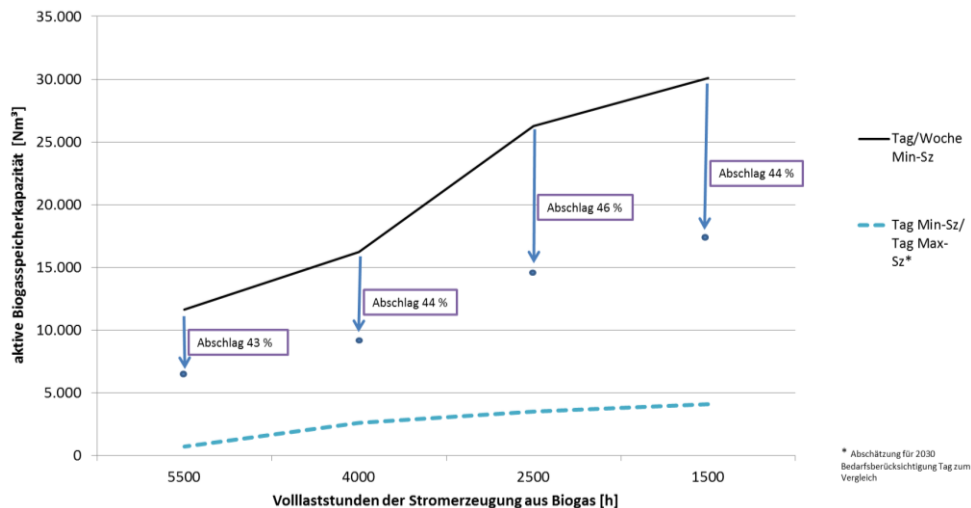


Abbildung 32: Ermittelte Gasspeicherkapazität für Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche im Jahre 2030 (ca. 60% EE) und ermittelte Abschläge für Gasspeichergößen, die 90 % der Gasspeicherfüllstände abbilden können

Um alle benötigten Füllstände (auch die die nur zu einer sehr geringen Häufigkeit sehr hohe Gasspeicherkapazitäten notwendig machen) zu erreichen, wären die dafür notwendigen Gasspeichervolumen sehr groß. Der vorgenommene Abschlag scheint gerechtfertigt, um die Gasspeicherkapazitäten etwas zu reduzieren. Allerdings stellt diese Einschränkung auch eine gewisse Restriktion und somit Inflexibilität dar, welche wiederum von anderen Kraftwerkskapazitäten ausgeglichen werden muss.

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass zukünftig mit intelligentem Fütterungsmanagement die Gasproduktion in Abhängigkeit des Strombedarfs beeinflusst und dadurch die notwendigen Gasspeicherkapazitäten ebenfalls reduziert¹ werden können. Dies ist ebenfalls bei Abfall- und Reststoffanlagen zu erwarten. Die verschiedenen Substrate weisen eine unterschiedliche notwendige Verweildauer zur Vergärung des organischen Anteils auf. Die jeweilige Eigenschaft kann gezielt zur flexiblen Gasproduktion genutzt werden. Fütterungsmanagement wurde für Anlagen unterstellt, die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr realisieren. In den nachfolgenden Berechnungen wurde für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr unterstellt, dass Fütterungsmanagement eine Reduzierung von ca. 40 % des sonst notwendigen Gasspeichervolumens erreicht (vgl. Kapitel 9.4). Für Tag/Woche wurde ein Fütterungsmanagement unterstellt, dass eine Reduzierung der Gasspeichervolumen um 30 % realisieren lässt (vgl. Kapitel 9).

Die Kosten und die technischen Kenndaten für die BHKW-Technik wurden den ASUE BHKW-Kenndaten 2011 entnommen und für die nächsten Jahre fortgeschrieben² [35]. Darüber hinaus wurde eine Steigerung der Wirkungsgrade in den nächsten Jahren unterstellt (Tabelle 31).

¹ Viele Aktivitäten von Unternehmen, Forschungsinstituten und Betreibern zeigen vielversprechende erste Ergebnisse. Insbesondere in den nächsten Jahren ist aus Sicht des Autors mit weiteren Erfolgen zu rechnen.

² Hierbei wurde den Investitionskosten eine Preissteigerung unterstellt, die sich bei sehr großem Zubau der BHKW-Technik schwächer darstellt, als bei geringem Zubau.

Tabelle 31: Unterstellte elektrische Wirkungsgrade in Abhängigkeit der elektrische Leistung und der Jahre (Modifiziert nach [35])

Anlagenleistung in kW _{el}	505	735	1010	1616	2694
Wirkungsgrad (elektrisch)					
Wirkungsgrad 2013 (ASUE)	40,1%	41,1%	41,9%	43,1%	44,4%
Wirkungsgradentwicklung					
Wirkungsgrad 2020	43,0%	43,0%	44,0%	44,5%	45,5%
Wirkungsgrad 2030	45,0%	45,0%	46,0%	46,5%	47,0%
Wirkungsgrad 2040	46,0%	46,0%	47,0%	47,5%	48,0%

Für die Berechnungen wurde der Nutzungsgrad, wie bei den NaWaRo-Referenzanlagen, mit einem Prozent Abschlag zu den Wirkungsgraden genutzt, um die Wirkungsgradeinbußen zwischen den einzelnen Wartungszyklen ausreichend abzubilden. Ebenso wurde der Mehrverbrauch¹ pro Startvorgang zusätzlich analog zu den NaWaRo-Anlagen berücksichtigt. Die notwendige Anzahl der Motor-Starts, in Abhängigkeit der Flexibilität, wurden auf Basis des EE-Ausbaus simuliert² und für die einzelnen Anlagen als variabler Kostenblock unterstellt. Die Abbildung 33 zeigt die mittleren täglichen Start- und Stoppvorgänge einer Biogas-Stromerzeugungsanlage (500 kW_{el} installierte Leistung) als Ergebnis der Simulation. Die Anzahl wird beeinflusst von den Volllaststunden, also dem Verhältnis zwischen Energiemenge³ und Leistung sowie der Bedarfsberücksichtigung (im Sinne der Fähigkeit auf Bedarfsschwankungen zu reagieren). Die täglichen Start- und Stoppvorgänge liegen im Fall der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche am höchsten zwischen über 2 und knapp 3 am Tag. Wird die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr umgesetzt, sinken die dafür erforderlichen Start- und Stoppvorgänge etwas. Würden die BHKW-Kapazitäten täglichen Schwankungen folgen, so würden sich die dafür notwendigen Start- und Stoppvorgänge⁴ ebenfalls etwas weiter absenken.

¹ Hierbei wurde der jeweilige Wirkungsgrad der BHKW-Anlagen berücksichtigt und ein Mehrverbrauch von 15 % festgelegt. Dieser Mehrverbrauch wurde mit verschiedenen im Rahmen von Fachgesprächen BHKW-Herstellern diskutiert und als realistisch bewertet. Für das Jahr 2030 wurde eine Startzeit von 5 min unterstellt.

² Das Energiesystem wurde mit ca. 60 % EE-Anteil (2030), nach Grundlagen der Leitstudie 2011 simuliert. Dabei wurde in Abhängigkeit der Flexibilität untersucht, welche durchschnittlichen Startvorgänge die Biogas-BKHW-Anlagen umsetzen müssten um die Strommengen bedarfsorientiert bereit zu stellen. Im unterstellten MinSZ wurden 30,5 TWh/a flexibler Strom aus Biogas berücksichtigt.

³ Die Stromerzeugungsmengen bleiben bei jeder Veränderung der Flexibilität gleich.

⁴ Start- und Stoppvorgänge für die Bedarfsschwankung Tag wurde abgeschätzt. Aktuell wäre ein Start- und Stoppvorgang i.d.R. ausreichend (Peakload-Block, Volllaststunden 4000 h/a), mit der Entwicklung hin zu 2 Start- und Stoppvorgängen (Vormittagsblock, Nachmittagsblock) am Tag.

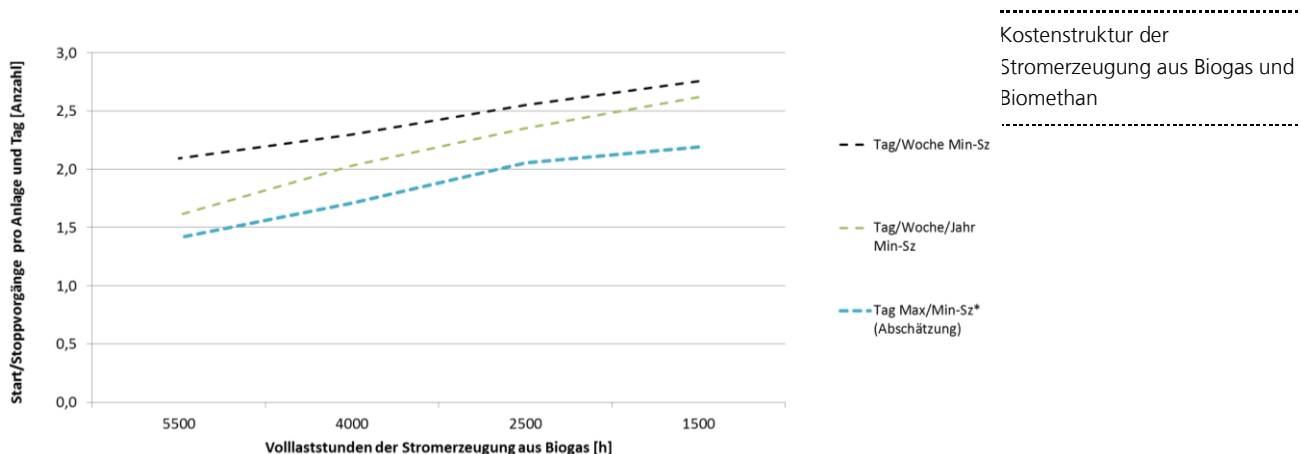


Abbildung 33: Die mittlere Start- und Stopp-Anzahl in Abhängigkeit der Volllaststunden und der Bedarfsberücksichtigung für die bedarfsorientierte Stromproduktion mittels Biogas (MinsZ 2030, ca. 60 % EE)

Flexibilisierung der Abfall- und Reststoffbiogasanlagen

Wird die beschriebene *Reststoff-Mix-Anlage* bei gleicher Stromproduktion mit niedrigeren Volllaststunden als die angenommen 8000 h/a betrieben, so muss das Anlagenkonzept dementsprechend angepasst werden. Diese Anpassungen führen zu Veränderungen bei den Investitionskosten, ebenso wie bei den Betriebskosten. Auf Grundlage der Simulation ermittelten Ergebnisse zu Gasspeicherkapazitäten und Start/Stopp-Häufigkeit wurden spezifische Kosten für die jeweilige Flexibilität der *Reststoff-Mix-Anlage* ermittelt. Die Abbildung 34 zeigt die spezifischen Mehrkosten pro Energieeinheit in Abhängigkeit der Volllaststunden, für die Bedarfsberücksichtigung Tag (Jahr 2013). Die beschriebenen Mehrkosten müssen den Kosten für die Grundlaststromproduktion hinzugerechnet werden.

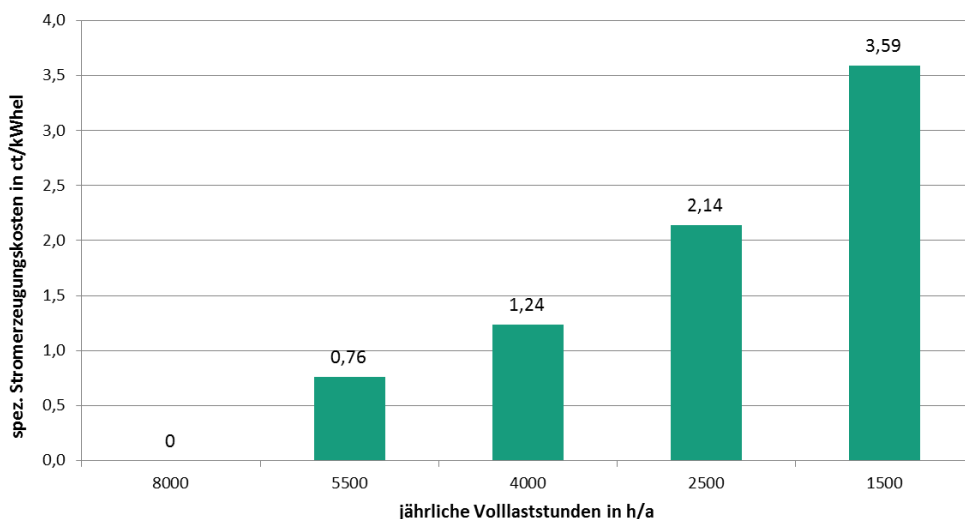
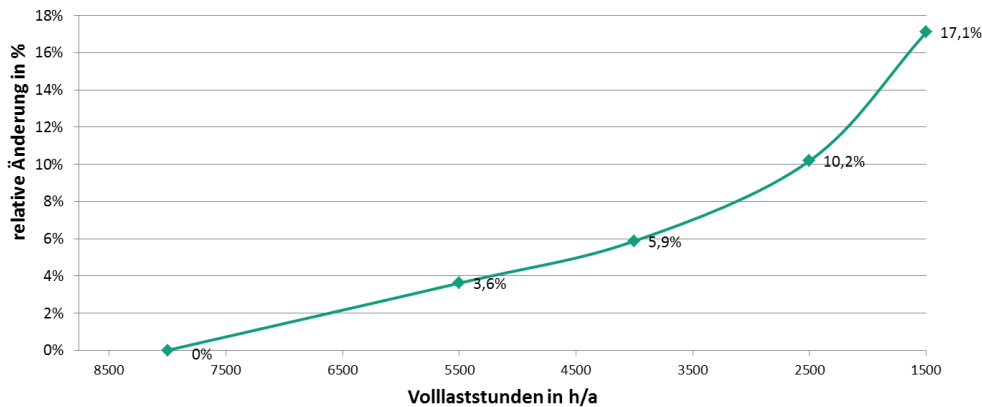


Abbildung 34: Kosten für die Flexibilisierung von Reststoff-Mix-Anlagen in Abhängigkeit der Volllaststunden (Bedarfsberücksichtigung Tag, 2013, 500 kW_{el} installierte Leistung, ohne Wärmenutzung)

In Abbildung 35 wird die relative Kostenentwicklung, bezogen auf die einzelne Stromeinheit und in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden verdeutlicht. Die Reduzierung der Volllaststunden führt zu einem Anstieg der spezifischen Kosten um bis zu knapp 17 %, bezogen auf die Grundlaststromproduktion. Wobei der Kostenanstieg zwischen 2500 VLH und 1500 VLH mit knapp 7% am höchsten ausfällt.



 Kostenstruktur der
 Stromerzeugung aus Biogas und
 Biomethan

Abbildung 35: Entwicklung der relativen Kostenveränderung der produzierten Strommenge mittels einer Reststoff-Mix-Anlage in Abhängigkeit der Volllaststunden (500 kW_{el} installierte Leistung, Inbetriebnahme (IBN) 2013, Bedarfsberücksichtigung Tag)

Werden die einzelnen jährlichen Kostenkomponenten (nach VDI 2067) aufgeschlüsselt dargestellt (siehe Abbildung 36) so werden die Veränderungen durch die Flexibilisierung deutlich. Wie erwartet steigt der Anteil der Kapitalgebundenen Kosten (Investitionskosten) mit abnehmenden Volllaststunden (im Beispiel um bis zu 7 %) an. Der relative Anteil bedarfsgebundenen Kosten (z.B. Einsatzstoffe, Eigenenergiebedarf) wird von 41 % im Grundlastfall auf bis zu 36 % an den Gesamtkosten reduziert. Der Einfluss der betriebsgebundenen Kosten (Arbeitskosten, Wartung und Instandhaltung, Kosten für Vermarktung) nimmt relativ gesehen ebenfalls etwas ab. Die sonstigen Kosten (Versicherung, Umweltgutachter, Gemeinkosten) bleiben nahezu gleich.

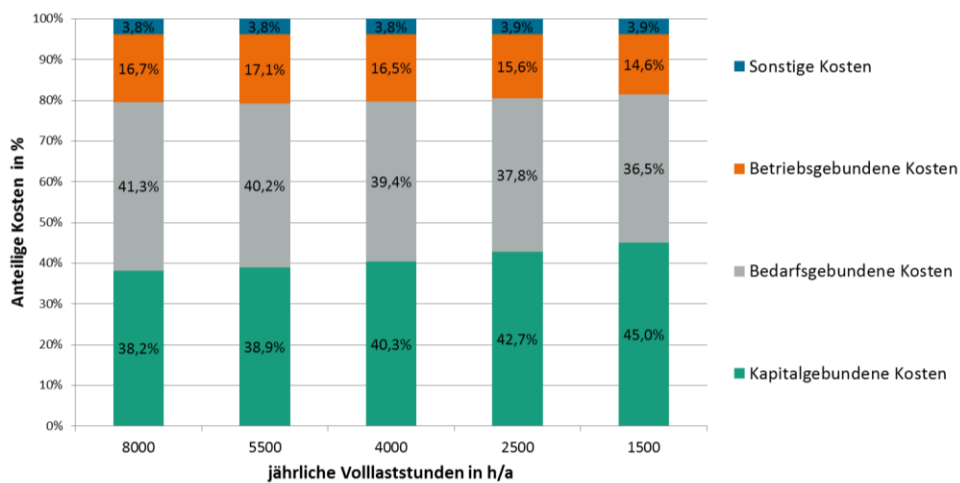
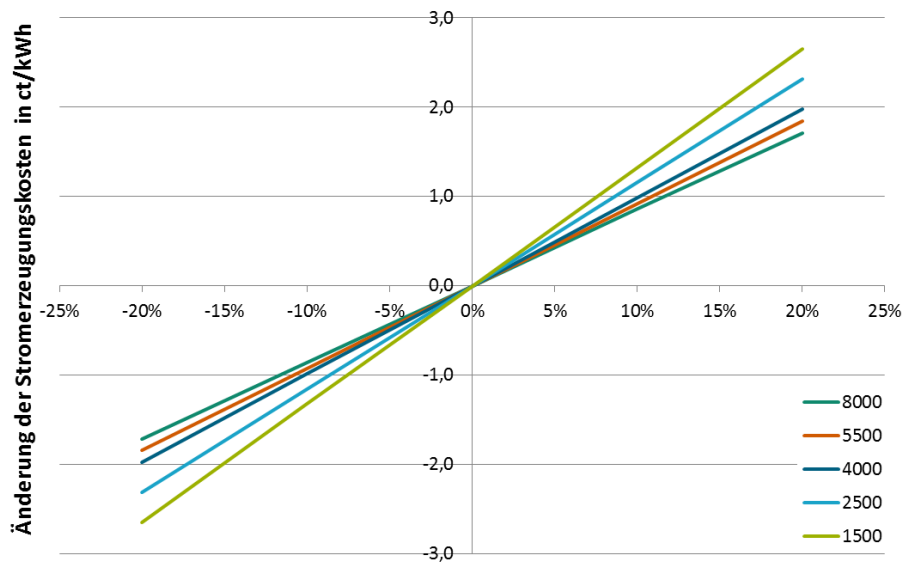


Abbildung 36: Relative Verteilung der Kostenkomponenten einer Reststoff-Mix-Anlage in Abhängigkeit der Volllaststunden (500 kW_{el} installierte Leistung, IBN 2013, Bedarfsberücksichtigung Tag)

Der Einfluss der kapitalgebundenen Kosten auf die Gesamtkosten nimmt somit mit abnehmenden Volllaststunden zu. Dies wird noch einmal durch die Abbildung 37 verdeutlicht. Diese zeigt den Einfluss der gesamten Investitionskosten auf die Änderung der Stromerzeugungskosten, bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche im Jahr 2030. Liegen diese z.B. um 10 % höher als unterstellt (bei gleichbleibender Preissteigerung), so steigen die Stromerzeugungskosten um 1 ct/kWh_{el} an. Bei Volllaststunden von 1500 h im Jahr beträgt der Anstieg sogar knapp 1,5 ct/kWh_{el}.



 Kostenstruktur der
 Stromerzeugung aus Biogas und
 Biomethan

Änderung der Investitionskosten in %

Abbildung 37: Sensitivität der Investitionskosten einer Reststoff-Mix-Anlage auf die Stromerzeugungskosten, in Abhängigkeit der Volllaststunden (Fokus: Tag/Woche, MinSZ 2030)

Neben den Volllaststunden spielt die Bedarfsberücksichtigung in der Kostenstruktur ebenfalls eine relevante Rolle. Die Bedarfsberücksichtigung beschreibt, wie schon erwähnt, die Möglichkeit auf Bedarfsschwankungen über einen bestimmten Zeitraum zu reagieren. In Abbildung 35 und Abbildung 36 wird die Kostenstruktur beschrieben, die für Anlagen ermittelt wurde, die restriktionsfrei auf Bedarfsschwankungen über den Tagesverlauf reagieren können.

Die nachfolgende Darstellung in Abbildung 38 stellt die Kosten auch für die Bedarfsschwankung Tag/Woche dar. Dies bedeutet, dass die Stromerzeugungseinheit (mit der dazugehörigen Gasversorgungseinrichtung) nahezu restriktionsfrei den Bedarfsschwankungen in einer Woche folgen kann. Die relativen Kostensteigerungen verdoppeln sich in etwa, um auf Schwankungen, wie z.B. bei sehr geringer Nachfrage an Strom an den Wochenenden, reagieren zu können. Diese Anlagen sind in der Lage die Stromproduktion auf Phasen mit höherer Nachfrage verlustarm zu „vertagen“.

Darüber hinaus wurde die theoretische Betrachtung durchgeführt, welche Kosten sich einstellen würden, wenn sogar nahezu restriktionsfrei im Jahresverlauf Schwankungen berücksichtigt werden können. Die dafür erforderliche Gasspeicherkapazität am Anlagenstandort führt zu einem enormen Anstieg der Kosten, und verteuert die Stromproduktion auf bis zu 118 %. Wird eine Bedarfsberücksichtigung in diesem langen Zeitraum umgesetzt, dann sollte der Weg der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz angestrebt werden. Auf diesem Weg können die vorhandenen Erdgasspeicherkapazitäten genutzt werden.

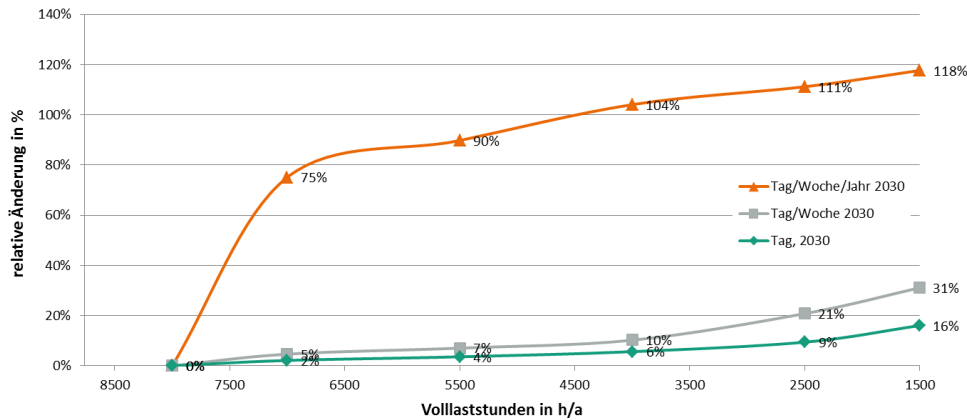


Abbildung 38: Relative Veränderung der Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Flexibilität (Volllaststunden, Bedarfsberücksichtigung) einer Reststoffmix-Anlage (Jahr 2030, MinSZ)

Wie beschrieben wird der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr ein Fütterungsmanagement unterstellt, welches den notwendigen Gasspeicherbedarf um ca. 40 % reduziert. Für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche wurde zur Ermittlung der Kosten für die Flexibilisierung ebenfalls ein Fütterungsmanagement, welches eine Reduktion des Gasspeicherbedarfs um 30 % erreicht, veranschlagt. Durch die in Abbildung 39 dargestellte Sensitivität bezüglich der Investitionskosten für die Gasspeichertechnik kann der Einfluss dieser auf die Stromerzeugungskosten abgelesen werden. Der Einfluss eines Fütterungsmanagement zur Reduzierung der notwendigen Gasspeicherkapazitäten auf die Stromerzeugungskosten lässt sich dadurch abzuschätzen. Verringert das Fütterungsmanagement den Gasspeicherbedarf um 30 % und dadurch die Gasspeicherkosten beispielsweise um ca. 20 %, so können die Flexibilisierungskosten zwischen ca. 0,25 ct/kWh_{el} bis 0,5 ct/kWh_{el} in Abhängigkeit der Volllaststunden reduziert werden.

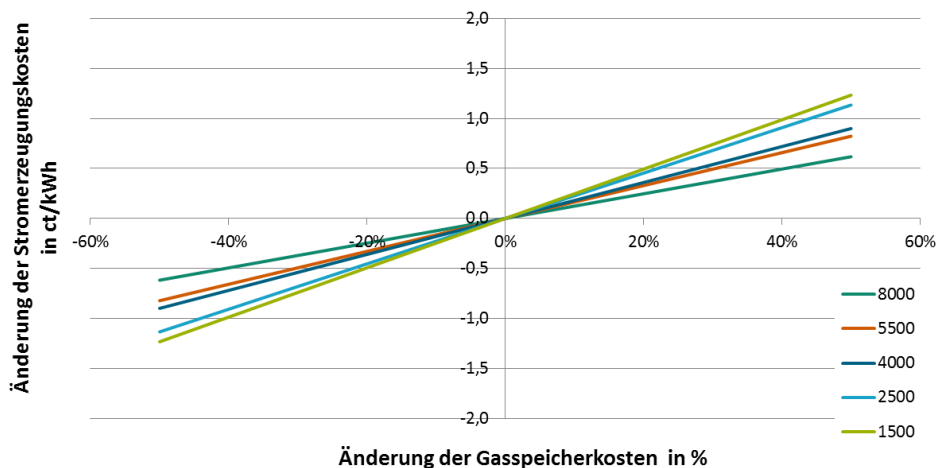


Abbildung 39: Einfluss der Investitionskosten für Gasspeicher auf die Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden für eine Reststoff-Mix-Anlage die eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche realisiert (MinSZ, 2030)

Werden die in Abbildung 35 (2013) und Abbildung 38 (2030) dargestellten relativen Kostenentwicklungen miteinander verglichen (am Beispiel Bedarfsberücksichtigung Tag), so ist kein relevanter Unterschied zwischen 2013 und 2030 zu erkennen. Die zu erwartenden Kostensteigerungen (z.B. bei Eigenenergiebedarf) können kompensiert werden, in dem im Laufe der Zeit z.B. der elektrische Wirkungsgrad verbessert wird.

Vergleicht man die relative Kostensteigerung der Flexibilisierung von Reststoff und Abfallanlagen mit Biogasanlagen, die Energiepflanzen einsetzen, so können sich z.T. kleine Kostenvorteile für Reststoff- und Abfallanlagen einstellen. Dies liegt insbesondere an den in der Regel größeren Fermentern und der damit verbundenen günstigeren Möglichkeit größere Gasspeicherkapazitäten zu installieren. Ebenso haben diese Anlagen von vornherein genehmigungsrechtliche Auflagen zu erfüllen, die oftmals bei NaWaRo-Anlagen erst aufgrund hoher Gasspeicherkapazitäten (Stichwort: Störfallverordnung) hervorgerufen werden. Abbildung 40 zeigt den Vergleich der relativen Kostensteigerung der Flexibilisierung unter den vorgestellten Annahmen. Die relativen Kosten für die technische Ausstattung zur bedarfsorientierten Stromproduktion von NaWaRo-Anlagen sind zum Teil um bis zu 3 %-Punkte höher wie bei Abfall- und Reststoffanlagen. Die absoluten Flexibilisierungskosten der Abfall- und Reststoffanlagen unterscheiden sich demnach zwischen $-0,1 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ bis $0,5 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ von den NaWaRo-Anlagen.

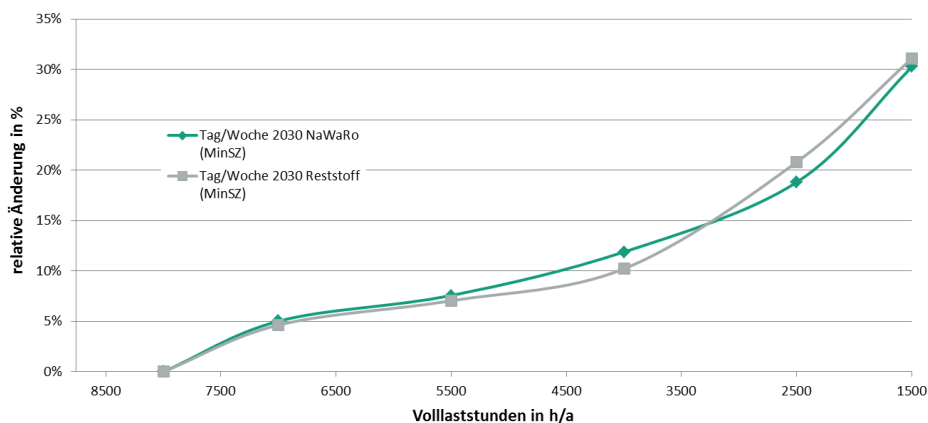


Abbildung 40: Veränderung der relativen Kosten einer Reststoff-Mix Anlage im Vergleich zu einer NaWaRo-Anlage gleicher Leistung (MinSZ 2030, Bedarfsberücksichtigung: Tag/Woche)

Darüber hinaus kann es Synergien bei Stromnetzanschluss und bei den installierten elektrischen Verbrauchern geben (wenn diese mittels Lastmanagement in das Erzeugungsmanagement integriert werden). Diese Potentiale gilt es allerdings noch näher zu untersuchen, sodass diese deshalb nicht weiter in der Bewertung berücksichtigt wurden. Die Bandbreite der unterschiedlichen Anlagenkonzepte, insbesondere bei Abfall- und Reststoffanlagen, ist so groß, dass es schwer fällt eine generelle Tendenz über die Kosten der Flexibilisierung von Abfall- und Reststoffanlagen im Vergleich zu NaWaRo-Anlagen zu formulieren. Auch hier stehen detailliertere Untersuchungen noch aus.

12.3 Kostenstruktur der Stromerzeugung aus Biomethan

Die Stromproduktion aus Biomethan lässt sich von der Biomethanproduktion bis hin zur Stromproduktion im Wesentlichen in sechs technische Prozessabschnitte untergliedern (siehe Abbildung 41). Am Anfang dieser Prozesskette steht die Biogasproduktionsanlage, in der Biogas produziert wird. Anschließend wird der Methangehalt pro m^3 Gas in der Aufbereitungsanlage durch die Abtrennung von CO_2 gesteigert. In der Einspeiseanlage wird das auf Biomethan aufbereitete Biogas an den Druck bzw. die Bedingungen des Erdgasnetzes angepasst und in die Leitungen des Erdgasnetzes eingespeist. Mittels des Erdgasnetzes wird das Gas transportiert und wenn notwendig, in Erdgasspeichern gespeichert. Den letzten Prozessabschnitt stellt das Blockheizkraftwerk (BHKW) dar. Hier werden durch Verbrennung des „Biomethans“ elektrischer Strom und Wärme erzeugt, die dem Endnutzer zur Verfügung gestellt werden.

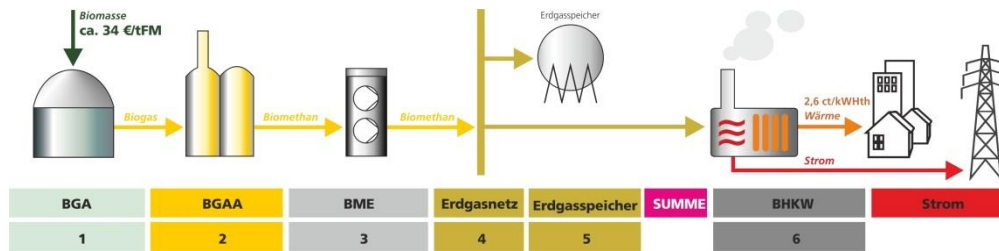


Abbildung 41: Biomethanprozesskette aufgeteilt in 6 Prozessabschnitte (Schematische Darstellung)

12.3.1 Biogasproduktionsanlage – BGA (1)

Die Beispielanlage in der Untersuchung ist für eine Birohgasproduktion von 1.400 Nm³/h ausgelegt. Das produzierte Biogas hat unter Berücksichtigung des angenommenen Substratmix, welcher sich auf die Energiepflanzen stützt, die in Tabelle 32 dargestellt sind, einen Methangehalt von 52,1 %.

Tabelle 32: Substratmix für die Biogasproduktionsanlage (BGA), angenommen Kosten frei Anlage (Beispiel 2030, inkl. Preissteigerung)

Unterstellter Substratmix im Jahre 2030				
angebaute Kultur	Energieertrag in GJ/ha	Flächenanteile 2030 in %	Preise in €/tFM	
			2013	2030
Mais	180	50%	34	45
Ackergras	105	5%	30	39
Ganzpflanzensilage (GPS)	113	15%	33	43
Energierübe (inkl. Blatt)	204	15%	25	33
Sonstige	140	15%	33	43

(Quelle: KTBL, eigene Annahmen zu Energierübe und sonstige Energiepflanzen)

Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass die Biogasproduktionsanlage kontinuierlich, mit einer Verfügbarkeit von 91 % (in Zusammenhang mit der Aufbereitungsanlage 8000 h/a), Biogas produziert. Die Investitionskosten der Biogasanlage wurden auf Basis von Herstellerangaben der Biogasbranche und auf Basis einschlägiger Veröffentlichungen ermittelt. Die Investitionskosten belaufen sich für die Biogasproduktionsanlage auf etwa 7,2 Mio. €. Werden die Kosten über den Betriebszeitraum von 20 Jahren gleichmäßig, mittels der Annuitätenmethode verteilt, so machen die Kapitalgebundenen Kosten an den Gesamtkosten dennoch nur ca. 21 % aus. Den relevantesten Faktor stellen die Bedarfsgebundenen Kosten dar. Abbildung 42 macht diesen Sachverhalt deutlich.

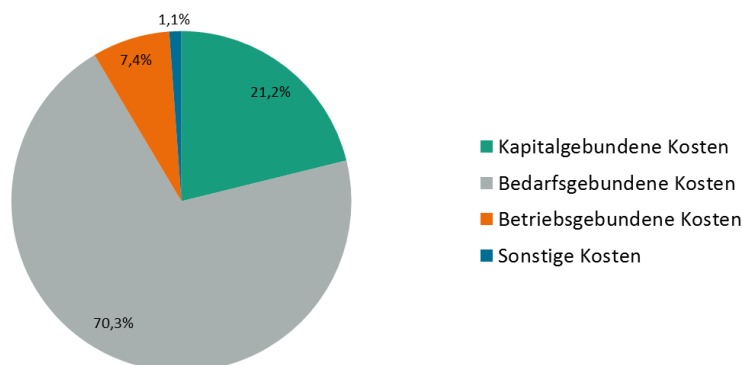


Abbildung 42: Aufteilung der Kostenbestandteile in Kostenarten, NaWaRo-Biogasproduktionsanlage (BGA), 2013

Werden die Gesamtkosten für die Produktion von Biogas auf den Heizwert bzw. Brennwert von Biogasbezogen, so ergibt sich folgendes Bild (Tabelle 33):

Kostenstruktur der
Stromerzeugung aus Biogas und
Biomethan

Tabelle 33: spezifische Biogaserzeugungskosten BGA

Biogaserzeugungskosten BGA	Hi	6,72	ct/kWh_{Hi}
	Hs	6,06	ct/kWh_{Hs}

12.3.2 Biogasaufbereitungsanlagen - BGAA (2)

Um einen möglichen zukünftigen Anlagenbestand der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Jahre 2030 zu ermitteln, wird eine „durchschnittliche“ Biogasaufbereitungsanlage aus den gängigsten 4 Aufbereitungsverfahren (Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW), chemische Absorption (DEA) sowie dem Membranverfahren) dargestellt. Es wird demnach eine Durchdringung der einzelnen Verfahren zu gleichen Teilen unterstellt (siehe Tabelle 34). Ergänzend werden die angenommenen Kosten für Personal, Strombezug, Wasser, Wärmebereitstellung dargestellt. Ebenso der unterstellte Zinssatz sowie die Nutzungsdauer.

Tabelle 34: Kenndaten verschiedener Biomethanaufbereitungsverfahren (Quelle: Herstellerangaben, eigene Abschätzung, 2013)

	Aminwäsche			Membranverfahren	Ø Anlage	Einheiten
	PSA	DWW	(DEA)			
Verfahren	adsorptiv	physikalisch	chemisch	Permeation		
Grobentschwefelung notwendig	ja	ja	ja	ja		
Aufbereitungskapazität	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400,00	m ³ _{RG} /h
Methangehalt Rohgas	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	
Methangehalt Produktgas	97,0%	98,5%	98,5%	98,0%	98,0%	
Methanschluß (%)	1,5%	1,0%	0,1%	0,4%	0,8%	
Methanschluß (Nm ³ /h)	10,9	7,3	0,7	2,9	5,5	Nm ³ /h (reines Methan)
Energieverlust aufgrund von Methanverlust im Jahr	872.600	581.733	58.173	232.693	436.300	kWh(HI)/a
Absolutdruck	2,0	6,5	1,2	11,0	5,2	bar
Personalkosten	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	€/h
Strombezugskosten	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	€/kWh
Wasserbezugskosten	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	€/m ³
Wärmebereitstellungskosten	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	€/kWh _{th}
Betriebsstunden	8.000,0	8.000,0	8.000,0	8.000,0	8.000	h/a
Zinssatz	7%	7%	7%	7%	7%	
Anlagennutzungsdauer	15	15	15	15	15	a
Produktgas Biomethan	spezifisch				724	Nm ³ /h Biomethan (reines Methan)

Analog zur Biogasproduktionsanlage wird die Biogasaufbereitungsanlage für eine Aufbereitungskapazität von 1.400 Nm³/h Rohbiogas abgebildet. Die Biogasproduktionsanlage wird im Zusammenhang mit der Aufbereitungsanlage eine Verfügbarkeit von ca. 91 % dies entspricht 8.000 Betriebsstunden pro Jahr unterstellt. Es wird davon ausgegangen, dass ein Stillstand der Aufbereitungsanlage zu keinem relevanten Biogasverlust führt. Zur Gewährleistung dieser Verfügbarkeit werden bei den Kosten der Biogasproduktionsanlage die Gasspeicherkapazitäten berücksichtigt und eine Anpassung der Substratzufuhr unterstellt. Beim Ausfall der Aufbereitungsanlage wird das Gas dort zwischengespeichert und die Fütterung reduziert, so die Annahme. Die verfahrenstechnischen Grundlagen, technischen Kenndaten, sowie die Investitionskosten zu den vier Biogasaufbereitungstypen werden im Wesentlichen auf Informationen von Anlagenherstellern aufgebaut.

Die nachfolgende Abbildung 43 zeigt die Aufteilung der Kostenbestandteile der ermittelten „Mix-BGAA“, bezogen auf die kWh_{Hs} Biomethan. Die Darstellung zeigt, dass die Bedarfsgebundenen Kosten (diese werden besonders von den Energiekosten (Strom und Wärme) beeinflusst) der größte Kostenblock sind. Als zweiter einflussreichster Bestandteil werden die Kapitalkosten sichtbar.

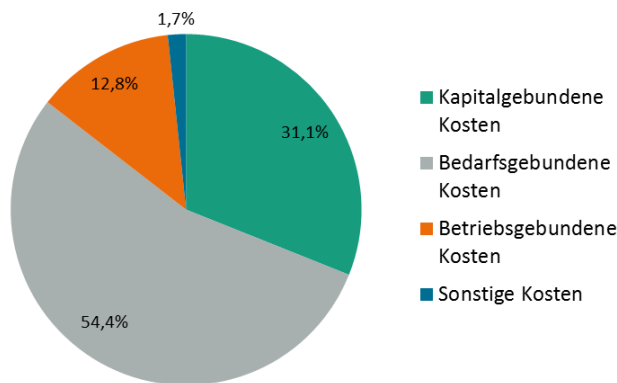


Abbildung 43: Aufteilung der Kostenbestandteile in Kostenarten, Mix-Biogasaufbereitungsanlage (BGAA), 2013

Werden die Gesamtkosten für die Aufbereitung von Biogas auf Biomethan in Erdgasqualität auf den Heiz- bzw. Brennwert des aufbereiteten Gases bezogen, so ergibt sich folgendes Bild (Tabelle 35):

Tabelle 35: spezifische Gasaufbereitungskosten BGAA

Gasaufbereitungskosten BGAA	Hi	1,63	ct/kWh_{Hi}
	Hs	1,47	ct/kWh_{Hs}

12.3.3 Biomethaneinspeisanlage – BMEA (3)

Die Biomethaneinspeisanlage (BMEA) stellt die Verbindung zwischen der BGAA und dem Erdgasnetz dar. An dieser Stelle wird die Gasbeschaffenheit geprüft, werden festgelegte Sicherheitsaspekte (Beimischung von Geruchsstoffen) sichergestellt und Qualitäts- bzw. Eigenschaftsanpassungen in Form von Angleichung des Brennwertes bzw. des Wobbe-Index sowie des Drucks vorgenommen [58]. An dieser Stelle der Prozesskette findet die Angleichung des produzierten Biomethans an die individuellen Gegebenheiten des Erdgases am Einspeisepunkt statt.

Die Einspeisanlage ist analog zur Aufbereitungsanlage berechnet. Es wird ein eingehender produzierter Gasvolumenstrom (aufbereitetes Biogas, Biomethan, 98 % Methangehalt) von ca. 740 Nm³/h als Grundlage zur Berechnung der Einspeisanlage angenommen. Außerdem wird von einer Verfügbarkeit von 96 % nach Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV) §33 Abs. 2 ausgegangen [27]. Die jährlichen Vollbetriebsstunden der Einspeisanlage (BMEA) leiten sich daraus ab. Die Verfügbarkeit führt zu zusätzlichen Betriebskosten. Die Kostenabschätzung dafür erfolgt über die spezifischen Biogasproduktionskosten und der Verlustmenge und fließt in die Position Betriebsgebundene Kosten ein. Die Berechnung der Investitionskosten stützt sich auf Daten der Studie „Gasnetze der Zukunft“, Fachgespräche die im Rahmen des Vorhabens OptiKoBi² geführt wurden und den Monitoringbericht der BNetzA [39, 59].

Es wird von einer LPG-Zusammensetzung nach DIN 51622 von 95 % Propan und 5 % Butan ausgegangen. Das Biomethan, welches in der Einspeisanlage für die Einspeisung in das Erdgasnetz vorbereitet wird, kommt aus der beschriebenen Mix-BGAA (DWW, PSA, Amin-Wäsche, Membrantechnik). Die LPG-Konditionierung erfolgt zur Brennwertanpassung an die durchschnittliche Erdgasqualität von 11,37 kWh_{Hs}/Nm³. Dieser Brennwert wird aus dem Durchschnitt der beiden Gasnetze RWE Süd und E.ON ermittelt. Die prozentuale LPG- Zumischung zum Biomethan wird mit 3 %, bezogen auf den Massenstrom, errechnet. Die LPG-Kosten werden mit 675 €/Tonne angenommen, wobei 325 Tonnen im Jahr benötigt werden [60]. Von den Kosten, die

für die Konditionierung des Biomethans mittels LPG auf den beschriebenen Brennwert anfallen, werden die Erlöse für den Verkauf des LPG zu Erdgaspreisen abgezogen. Den Kosten für die BMEA wird unterstellt, dass es zu einer optimalen Abstimmung zwischen den technischen Einheiten der BGAA und BMEA kommt. Insbesondere der Abgleich zwischen den Vordruck durch die Mix-BGAA und der Druckebene im Gasnetz ist hier von besonderer Bedeutung. Das unterstellte H-Gas Netz ist für einen maximalen Druck von 16 bar ausgelegt. Daher wird von einem mittleren Netzdruck von 13 bar ausgegangen. In diesem Fall wird der Strombedarf für die Verdichtung von 5,2 bar Ausgangsdruck (Mix-BGAA) auf 13 bar (Erdgasnetz) berechnet. Der Prozessabschnitt BMEA berücksichtigt darüber hinaus Kosten für die Odorierung, Wartung, Personal, und LPG-Tankmiete.

Aktuell wird möglicherweise noch nicht das vollständige Potential der Kostenoptimierung genutzt. Die Berechnungen unterstellen allerdings, dass diese Optimierung in den nächsten Jahren vorgenommen wird. Die Abbildung 44 zeigt die Zusammensetzung der einzelnen Kostenpositionen.

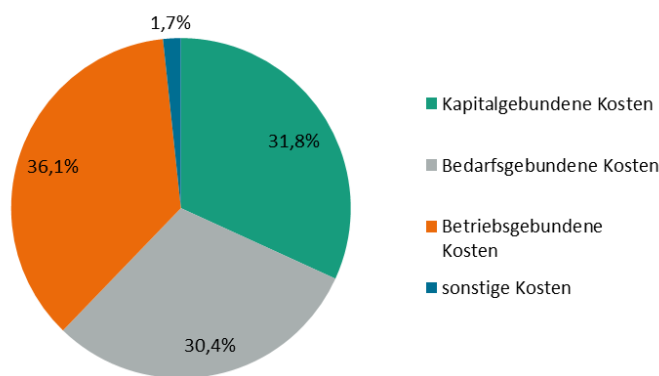


Abbildung 44: Aufteilung der Kostenpositionen einer Biomethaneinspeisanlage (BMEA), 2013

Werden die Gesamtkosten für die Einspeisung in das Erdgasnetz auf den Heiz- bzw. Brennwert des eingespeisten Gases bezogen, so ergibt sich folgendes Bild (inkl. ca. 0,30 ct/kWh_{HS} für die Biogasverluste durch die unterstellte Verfügbarkeit) (Tabelle 36):

Tabelle 36: spezifische Kosten der Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz (BMEA)

Biomethaneinspeisung in der Erdgasnetz BMEA	Hi	1,28	ct/kWh _{Hi}
	Hs	1,15	ct/kWh _{Hs}

12.3.4 Erdgasnetz (4)

Die Biomethanmengen können nach der Einspeisung im Erdgasnetz zum Verbraucher (BHKW) transportiert werden. Auch hierfür entstehen Kosten. Biomethan wird in der weiteren Betrachtung wie Erdgas behandelt. Somit unterliegt Biomethan den gleichen Modalitäten wie Erdgas. Es gilt jedoch die Basisannahme, dass diese Kosten die Gesamtkosten für die Nutzung des Erdgasnetzes ausreichend abbilden. Am Ausspeisepunkt wird ein BHKW mit Gas versorgt, welches im Durchschnitt im Jahr ca. 11 Mio. kWh_{HS} benötigt.

Die Kosten für den Transport von Biomethan im Erdgasnetz setzen sich aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. Als wichtigster Kostenpunkt gilt es die Ausspeisentgelte zu nennen. Diese beinhalten die Netznutzung, Messung und Abrechnung. Insbesondere die Kosten für die Netznutzung sind stark beeinflusst von Entnahmeprofil und Entnahmemenge. Aufgrund dessen müssen die Volllaststunden und die entnommene Energiemenge (11 Mio. kWh_{HS}/a) bei der Ermittlung der Kosten berücksichtigt werden. Die Ausspeisentgelte sind zusätzlich in Abhängigkeit der regionalen Gasnetztopologie und der Entwicklungshistorie sehr unterschiedlich.

Aufgrund dessen ist es notwendig Durchschnittswerte der Ausspeiseentgelte für die speziellen Anwendungsfälle zu ermitteln [61]. Bei dem angenommenen Energiebedarf am Ausspeisepunkt von 11 Mio. kWh_{H5}/a fallen keine Konzessionsabgaben, weshalb diese nicht berücksichtigt werden. Es wird angenommen, dass nur 10 % der Gasmengen einen Marktgebietsüberschreitenden Transport (MüT) erfahren. Aufgrund dessen wird ein 1/10 der Kosten von 0,055 ct/kWh_{H5} auf jede kWh_{H5} umgelegt [62]. Darüber hinaus wird keine Konvertierung zwischen L und H-Gasnetzen vorgesehen, weshalb die Kosten von 0,88 €/MWh_{H5} nicht berücksichtigt werden [63]. Der Handel am virtuellen Handelspunkt (VHP) wird mit 0,00015 ct/kWh_{H5} berücksichtigt [64]. Die Diskrepanzen innerhalb eines Tages zwischen Ein- und Ausspeisung innerhalb des Toleranzbandes und die damit verbundenen Aufwendungen werden durch den Gasnetzbetreiber übernommen und über die Regel- und Ausgleichsenergiekosten verrechnet. Die Regel- und Ausgleichsenergiekosten schwanken stark in Abhängigkeit der Abweichungen zwischen Einspeisung und Ausspeisung, die der Gasnetzbetreiber in seinem Versorgungsgebiet auffangen muss. Diese Abweichungen sind von Witterungseinflüssen, der Allokationsgüte der Transportkunden und auch von den regulatorischen Festlegungen (diese befinden sich gerade wieder in der Diskussion) abhängig. Aufgrund dessen wird ein Wert 0,045 ct/kWh_{H5} angenommen, wenngleich es schwer ist, die Kosten für die Zukunft zu prognostizieren. Im Jahr 2014 schwankte die Regelenergieumlage von 0 ct/kWh_{H5} und 0,09 ct/kWh_{H5} [63, 64]. Ebenso stellt es sich für die Kosten der Strukturierung dar. Auch diese schwanken stark in ihrer Höhe deutlich. Die Strukturierungskosten fallen an, wenn es zu Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisung des Gasporttransportportfolios außerhalb des festgelegten Toleranzbandes von 15 % kommt [65]. Diese Kosten müssen vom jeweiligen Transportkunden übernommen werden. Im Rahmen von OptikoBi² wurde ein spezifischer Strukturierungsbeitrag von 0,2 ct/kWh_{H5} für die Bedarfsberücksichtigung Tag angenommen, da sich die Bedarfsberücksichtigung innerhalb des zugelassenen Tagesbandes befindet. Der angenommene Strukturierungsbeitrag ist tendenziell niedrig angesetzt. Dies scheint sinnvoll, da in der Realität verschiedene Strukturierungsstrategien umgesetzt werden können, die im Portfolio des Transportkunden zu einer Optimierung der Kosten für den Gastransport führen. Diese Optimierungsmöglichkeiten sind nicht Bestandteil dieses Forschungsvorhabens und werden durch den gewählten Strukturierungsbeitrag pauschal abgebildet.

Für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr wurde angenommen, dass es durch die intelligente Integration der Erdgasspeicher gelingt die Ein- und Ausspeisung von Biomethan innerhalb der angebotenen Toleranzbänder zu halten und dass dadurch keine Kosten für die Strukturierung anfallen. Für die Bilanzierung, den Handel und die Nachweisführung wurden pauschal Kosten von 0,25 ct/kWh_{H5} angenommen. Die Tabelle 37 zeigt die einzelnen Kostenpositionen für die Nutzung des Erdgasnetzes noch einmal detailliert auf.

Tabelle 37: Kostenkomponenten zur Nutzung des Erdgasnetzes zum Transport für Biomethan

Nutzung Erdgasnetz					Einheit
Volllaststunden (Gas-Entnahmeprofil)	5.500	4.000	2.500	1.500	h/a
Ausspeiseentgelte (Netznutzung, Abrechnung, Messung)*	0,43	0,56	0,69	0,78	ct/kWh Hs
Konzessionsabgabe (bis 5 Mio kWh Hs 0,03 ct/kWh Hs)	-	-	-	-	ct/kWh Hs
Marktgebietsüberschreitender Transport***	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	ct/kWh Hs
Konvertierungskosten (von L ins H und umgekehrt)	-	-	-	-	ct/kWh Hs
Handel am VHP **	0,00015	0,00015	0,00015	0,00015	ct/kWh Hs
Regel und Ausgleichsenergiekosten**	0,045	0,045	0,045	0,045	ct/kWh Hs
Bilanzierung, Nachweisführung, Handel (Biomethan)***	0,25	0,25	0,25	0,25	ct/kWh Hs
Transportkosten	0,73	0,86	0,99	1,08	ct/kWh Hs
Strukturierungskosten (Bedarfsberücksichtigung Tag)	0,12	0,19	0,26	0,30	ct/kWh Hs
Strukturierungskosten (Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche)	0,00	0,00	0,00	0,00	ct/kWh Hs
Strukturierungskosten (Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr)	0,00	0,00	0,00	0,00	ct/kWh Hs

* Quelle ENE^t, Daten 2014

** www.net-connect-germany.de, GasPool Balancing Services GmbH Oktober 2014

*** FNR Leitfaden Biogasaufbereitung und Einspeisung, ISBN 3-0-018346-9

12.3.5 Erdgasspeicher (5)

Die Speicherung von Biomethan in Erdgasspeichern unterliegt ohne spezielle Förderung den gleichen Bedingungen wie die Speicherung von Erdgas in Erdgasspeichern. Einige Anbieter von Erdgasspeichern bieten zwar z.T. gesonderte Konditionen zur Biomethanspeicherung an, diese werden jedoch nicht berücksichtigt, um die Gesamtkosten ohne Subventionen und Sonderbehandlung zu berechnen.

Es gibt drei Faktoren, die die Kosten der Gasspeicherung beeinflussen:

1. die Einspeiseleistung
2. die Ausspeiseleistung
3. die Arbeitsgasmenge

Die Einspeise- und die Ausspeiseleistung beschreiben die möglichen Einspeicher- und Ausspeichergasmengen innerhalb einer bestimmten Zeiteinheit. Die Arbeitsgasmenge meint (im Zusammenhang mit Erdgasspeichern) die Menge an Gas, die dem Gasspeicher jährlich zugeführt und wieder entnommen wird. Diese wird auch als Umschlagsmenge bezeichnet. Die Eigenschaften eines Erdgasspeichers werden mit diesen Kriterien beschrieben. Jedes Erdgasspeicherkonzept weist spezifische Kennzahlen auf, die es zu berücksichtigen gilt. Die Bilanzierungsperiode zur Ermittlung der Gasmenge, die in Erdgasspeichern zwischen gespeichert werden müssen, erfolgt auf Tagesbasis, wenn die Einspeisung und Ausspeisung nicht identisch sind.

Im Rahmen der Analysen konnte ermittelt werden, dass die notwendige schnelle Verfügbarkeit des Biomethans für den flexiblen Betrieb der Stromproduktion (BHWK) und die dadurch benötigte hohe Ausspeiserate eine wesentliche Engpassstelle darstellen. Die Ausspeiseleistung wird somit als begrenzender Faktor bzw. die, für die Buchung der Gasspeicherkapazitäten relevante, Kennzahl genutzt. Um diesen Sachverhalt in ausreichendem Maße zu berücksichtigen, werden für die Betrachtung der Kosten die Gasspeicher herangezogen, die ein ähnliches Verhältnis von Ausspeiseleistung zu Arbeitsgas aufweisen. Dadurch kann den Anforderungen an Ausspeicherleistung und benötigtem Arbeitsgas gerecht werden.

Für die MinSZ und MaxSZ im Jahre 2030 und 2020 mit der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr ergibt sich eine Arbeitsgasmenge zur Ausspeicherleistung im Verhältnis von überschlägig 500:1. D.h. zu 500 kWh_{HS} Arbeitsgas muss 1 kWh/h Ausspeiseleistung realisierbar sein. Für die Berechnung der Kosten der Erdgasspeicherkapazitäten für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr für die Jahre 2030 und 2020 werden deshalb die Gasspeicher betrachtet, die ein Verhältnis von Arbeitsgas zu Ausspeicherleistung innerhalb des Wertebereichs von 350:1 - 800:1 aufweisen. Für die Auswertung werden 30 verschiedene Erdgasspeicher unterschiedlicher Anbieter herangezogen. Die Erdgasspeicher, die innerhalb der genannten Bandbreite liegen, stellen die Grundlage zur Kostenermittlung dar, woraus sich ein durchschnittlicher, spezifischer Preis von 1,18 ct/kWh_{HS} für die eingespeicherte Energiemenge ermitteln lässt.

Die Analyse der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche zeigt ein errechnetes Verhältnis von Arbeitsgas zu Ausspeicherleistung von ca. 60:1. Je weniger Energie (bezogen auf die Entnahmeleistung), gespeichert wird, umso teurer werden die Gasspeicherkosten, da in diesem Fall z.B. 8 Gasspeicher(kapazitäts)pakete mehr für die gleiche spezifische Arbeitsgasmenge gebucht werden müssen, als beim Jahres-Flex Szenario. Zur Gewährleistung der Ausspeicherleistung im Wochen-Flex Szenario müssten aufgrund dessen 9,84 ct/kWh_{HS} für die letztlich eingespeicherte Energiemenge berücksichtigt werden. Allerdings sind die Speichermengen bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche wesentlich geringer (siehe auch Tabelle 38), wodurch sich die Höhe der spezifischen Kosten nicht so stark auswirkt.

Die absoluten jährlichen Kosten werden mit dem jährlichen Energiespeicherbedarf pro Szenario, die sich in Abhängigkeit der Volllaststunden ändern, ermittelt.

Werden die Speicherkosten auf die einzelne Energieeinheit (kWh_{HS}) bezogen, die das einzelne BHKW mit den dazugehörigen Volllaststunden benötigt, dann erhöhen sich die Gesamtkosten wie in Tabelle 38 dargestellt. Diese zeigt darüber hinaus den geringen Einfluss der Strommengen des BiogasParks auf die spezifischen Kosten pro entnommene Energieeinheit aus dem Erdgasnetz. Der Einfluss der Bedarfsberücksichtigung auf die Kosten nimmt mit abnehmenden Volllaststunden ab. Der Einfluss des EE-Anteils auf das Biomethanentnahmeprofil wirkt sich stärker auf die Kostenstruktur aus, was sich im Vergleich zwischen den Jahren 2013 und 2030 im Bedarfsberücksichtigungsfall Tag/Woche/Jahr zeigt. Im Jahr 2020 scheint die Absenkung der Volllaststunden wenig Einfluss auf die spezifischen Speicherkosten zu haben, da diese nur im geringen Umfang zwischen 5500 VLH/a und 1500 VLH/a steigen.

Tabelle 38: Kosten für die Speicherung von Biomethan in Erdgasspeicher

Erdgasspeicherkosten bezogen auf die ausgespeicherte Energiemenge, dem Jahr 2013 und den Entnahmeprofil der betrachteten Jahre, pro kWh _{HS}				
Volllaststunden in h/a	5500	4000	2500	1500
Tag/Woche MinSZ 2030	0,21	0,24	0,30	0,33
Tag/Woche MaxSZ 2030	0,21	0,25	0,30	0,31
Tag/Woche/Jahr MinSZ 2030	0,29	0,31	0,32	0,33
Tag/Woche/Jahr MaxSZ 2030	0,29	0,32	0,32	0,33
Tag/Woche/Jahr MinSZ 2020	0,24	0,24	0,25	0,25
Tag/Woche/Jahr MaxSZ 2020	0,24	0,24	0,25	0,25

Quelle: EON, Envos, Astora, Trianel, Storengy, EWE, RWE, GasUnion, SWM Infrastruktur Gas

In Tabelle 39 werden die Kosten für den Transport von Biomethan im Erdgasnetz zusammengeführt und nach den einzelnen Szenarien aufgeteilt dargestellt. Die Kosten sind inflationsbereinigt zwischen 2013 und dem jeweiligen betrachteten Jahr dargestellt, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. Die Kosten beinhalten Preissteigerungen von 1,6 % für die Dienstleistung und Netzentgelte und für 3,6 % für die Gasspeicherkosten (angelehnt an die Preissteigerung von Erdgas).

Tabelle 39: Zusammenführung aller Kostenbestandteile für den Transport, Strukturierung und Speicherung von Biomethan im Erdgasnetz und Erdgasspeicher

Kosten für Transport im Erdgasnetz und Nutzung von Erdgasspeicher in Abhängigkeit der Szenarien					
Volllaststunden in h/a	5500	4000	2500	1500	
Tag 2013	0,96	1,19	1,41	1,56	ct/kWh _{HS}
Tag 2020 MinSZ	0,97	1,20	1,42	1,57	ct/kWh _{HS}
Tag 2020 MaxSZ	0,97	1,20	1,42	1,57	ct/kWh _{HS}
Tag/Woche/Jahr 2020 MinSZ	1,13	1,28	1,43	1,54	ct/kWh _{HS}
Tag/Woche/Jahr 2020 MaxSZ	1,13	1,27	1,43	1,54	ct/kWh _{HS}
Tag 2030 MinSZ	0,97	1,21	1,43	1,58	ct/kWh _{HS}
Tag 2030 MaxSZ	0,97	1,21	1,43	1,58	ct/kWh _{HS}
Tag/Woche 2030 MinSZ	1,11	1,31	1,57	1,72	ct/kWh _{HS}
Tag/Woche 2030 MaxSZ	1,11	1,32	1,56	1,68	ct/kWh _{HS}
Tag/Woche/Jahr 2030 MinSZ	1,25	1,44	1,60	1,71	ct/kWh _{HS}
Tag/Woche/Jahr 2030 MaxSZ	1,25	1,45	1,60	1,71	ct/kWh _{HS}

12.3.6 BHKW (6)

Ein Vorteil der Biomethanprozesskette ist es, dass die Biogasproduktion unabhängig von der Stromerzeugung stattfinden kann. Durch die Speicherfähigkeit des Biomethans

im Erdgasnetz ist es möglich auf die Schwankungen des Strombedarfs, insbesondere mit langen Phasen sehr geringer Residuallast, durch eine gezielte Betriebsweise des BHKW zu reagieren. Diese Residuallastschwankungen können nahezu restriktionsfrei und mit geringen Verlusten bei der Energiespeicherung realisiert werden. Gleichzeitig gilt es allerdings auch die Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf, durch die dementsprechenden hydraulischen Konzepte, voneinander zu entkoppeln. Dies ist allerdings nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Durch Annahme eines verhältnismäßig geringen Verkaufserlöses der Wärme von 2 ct/kWh_{th}, wird unterstellt, dass die notwendigen technischen Einrichtungen wie z.B. Wärmespeicher, hydraulische Weichen, drehzahlvariable Pumpen usw. installiert werden können, um den unterschiedlichen Wärmesenken dennoch einen konkurrenzfähigen Wärmepreis anzubieten.

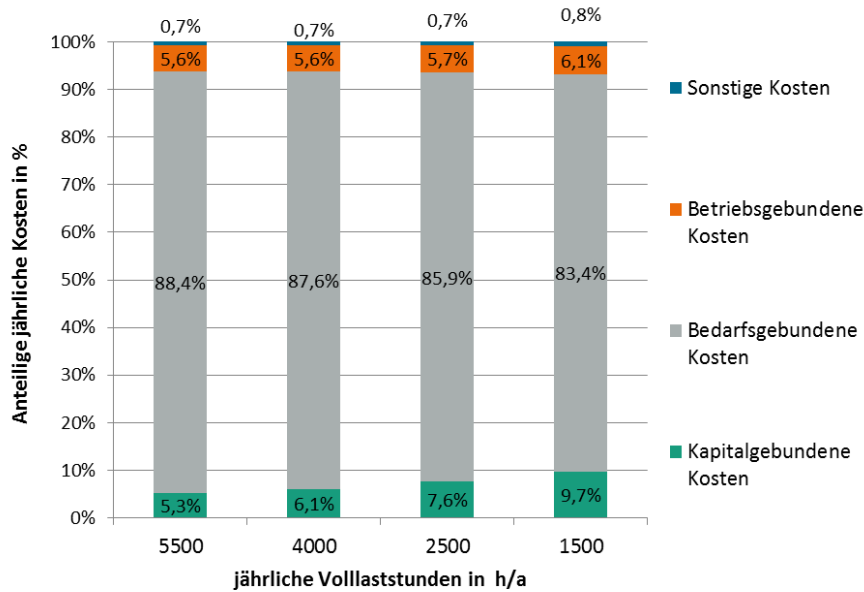
Der Strom wird mittels der biomethanbetriebenen BHKW erst dann erzeugt, wenn die Residuallast hoch ist. Bei geringem oder keinem Bedarf wird kein Strom erzeugt. Die bedarfsorientierte Betriebsweise der BHKW wirkt sich in der Prozesskette daher primär auf die Speicherung im Erdgasnetz, die Nutzung des Erdgasnetzes und die Stromerzeugung im BHKW aus. Technische Veränderungen zur bedarfsorientierten Betriebsweise werden nur beim BHKW (inkl. Gas- und Stromnetzanschluss) vorgenommen.

Für die Investitionskosten (auch Wartungskosten und Kosten für die Generalüberholung) des BHKWs wird die Ausgleichsfunktion für spezifische Investitionskosten für Erdgas BHKW der ASUE-BHKW Kenndaten 2011 herangezogen [35]. Ebenfalls werden Wirkungsgradveränderungen berücksichtigt die in diesem Kapitel und Kapitel 10 bereits diskutiert wurden. Die nachfolgende Tabelle 40 zeigt die Ergebnisse der spezifischen Kosten der Anlagentechnik für die Strom- und Wärmeproduktion, bezogen auf den Brennwert des eingesetzten Biomethans (durchschnittliche Kosten über die gesamte Betriebslaufzeit). Als Bezug wurde die Biomethanmenge gewählt, die über die Betriebszeit des BHKW mit Inbetriebnahmejahr 2013 und mit berücksichtigt der Trafoverluste (von 1 %) benötigt wird.

Tabelle 40: Spezifische Kosten für den Betrieb von BHKW, bezogen auf den Brennwert des eingesetzten Biomethans (IBN 2013, inkl. Trafoverluste) und in Abhängigkeit der Volllaststunden

Kosten für die Strom- und Wärmeproduktion durch das BHKW					Einheit
Volllaststunden	5500	4000	2500	1500	VLH/a
elektrische BHKW-Leistung	735	1010	1616	2694	kW _{el}
spezifische Kosten (2013)	1,13	1,32	1,80	2,47	ct/kWh _{HS}

Für die Investitionskosten des BHKWs wurde die Ausgleichsfunktion für spezifische Investitionskosten für Erdgas BHKW der ASUE-BHKW Kenndaten 2011 herangezogen [35]. Viele Kostenpositionen, wie z.B. Stromvermarktung und Strombezug werden analog zu den Biogas-BHKW-Anlagen behandelt. Abbildung 45 zeigt die relative Aufteilung der einzelnen Kostenpositionen. Die sehr hohen bedarfsgebundenen Kosten sind durch die hohen Brennstoffkosten zu begründen. Dadurch rücken die restlichen kostenrelevanten Einflussgrößen in den Hintergrund. Wenngleich zu erkennen ist, dass sich die kapitalgebundenen Kosten durch die Flexibilisierung (relativ) fast verdoppeln und somit deren Einfluss auf das betriebswirtschaftliche Ergebnis steigt.



Kostenstruktur der
Stromerzeugung aus Biogas und
Biomethan

Abbildung 45: Relative Aufteilung der Gesamtkosten der Stromerzeugung mit Biomethan im BHKW nach den Kostenbestandteilen (Bedarfsberücksichtigung Tag, 2013)

Die Bedarfsberücksichtigung hat auf die Kosten am Prozessabschnitt 6 der BHKW-Technik keinen Einfluss. Der Einfluss kommt über die veränderten Brennstoffpreise, da diese die Erdgaspeicherung und den Transport im Erdgasnetz berücksichtigen.

12.3.7 Die gesamte Prozesskette Biomethan im Überblick

Die bedarfsorientierte Stromproduktion mittels Biomethan wirkt sich auf die Prozesskettenabschnitte Erdgasnetz, Erdgasspeicher und BHKW aus. Der Prozesskettenabschnitt „Erdgasspeicher“ macht sich erst ab einer Bedarfsberücksichtigung als Kostenpunkt bemerkbar, die über den Tagesverlauf hinausgeht. Die nachfolgende Abbildung 46 verdeutlicht noch einmal die Prozesskettenabschnitte. Die aufgezeigten Kosten beziehen sich beispielhaft auf die Bedarfsberücksichtigung Tag (deshalb keine Kosten für den Erdgasspeicher) und auf die unterschiedlichen, beschriebenen Volllaststunden für 2013. Es wurde von einem Wärmepreis von 2 ct/kWh_{th} im Jahr 2013 mit einer Preissteigerung von 3,2 % ausgegangen. Die Durchschnittserlöse über die 20 jährige Betriebsdauer liegen dann bei 2,6 ct/kWh_{th}.

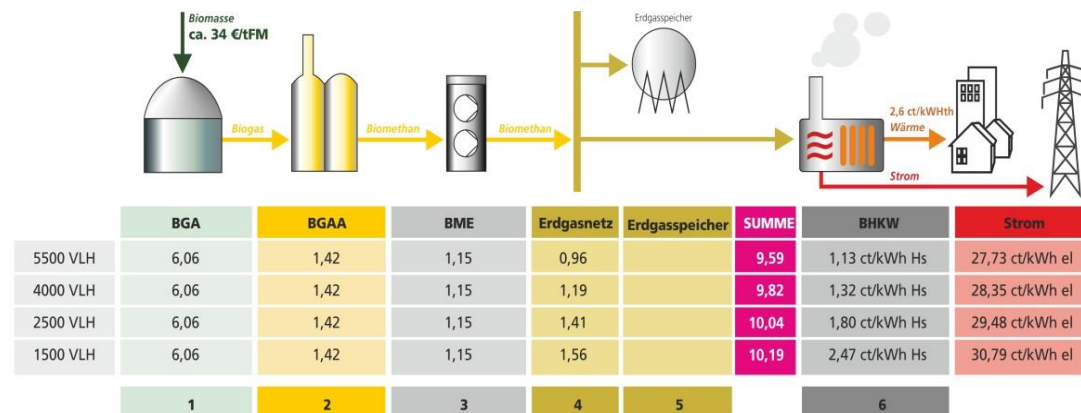


Abbildung 46: Prozessabschnitte der Stromproduktion mittels Biomethan und deren Kostenpositionen (2013, Bedarfsberücksichtigung Tag) in Abhängigkeit der Volllaststunden bei der Berücksichtigung von Tagesschwankungen der Residuallast

Wird die Entwicklung und die damit verbundenen Gesamtkosten für die flexible Stromproduktion mittels Biomethan bis in das Jahr 2030 fortgeschrieben, dann kann die dazugehörige Kostenentwicklung abgeschätzt und bewertet werden. Tabelle 41, Tabelle 42 und Tabelle 43 zeigen die relative Veränderung der Gesamtkosten zwischen 2013 und 2030. Dabei werden die Gesamtkosten auf die Stromproduktion mittels Biomethan und deren unterschiedlichen Flexibilitätsaspekte (Volllaststunden, Bedarfsberücksichtigung) bezogen. Die Flexibilität der Stromproduktion wird auf bis zu 1500 VLH und der unterschiedlichen Bedarfsberücksichtigung (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr) erweitert und deren relative Änderung der (inflationsbereinigten) Gesamtkosten dargestellt.


Tabelle 41: Relative Gesamtkostenveränderung in Abhängigkeit der Kosten- und Effizienzentwicklung von 2013 bis 2030, unter Berücksichtigung der Volllaststunden bzw. der installierten Leistung und der Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ

BHKW Leistung in kWel	735	1010	1616	2694
Volllaststunden in h/a	5500	4000	2500	1500
Bedarfsberücksichtigung / Biomassepotential (MinSZ/MaxSZ)	↓	↓	↓	↓
Tag 2013	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Tag 2020 MinSZ	97,2%	96,9%	97,2%	97,2%
Tag 2020 MaxSZ	97,2%	96,8%	97,0%	96,8%
Tag 2030 MinSZ	97,5%	97,2%	97,6%	98,0%
Tag 2030 MaxSZ	97,4%	97,1%	97,2%	97,2%

Tabelle 42: Relative Gesamtkostenveränderung in Abhängigkeit der Bedarfsberücksichtigung

BHKW Leistung in kWel	735	1010	1616	2694
Volllaststunden in h/a	5500	4000	2500	1500
Bedarfsberücksichtigung / Biomassepotential	↓	↓	↓	↓
Tag 2030 MinSZ	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Tag 2030 MaxSZ	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Tag/Woche 2030 MinSZ	101,3%	100,9%	101,1%	101,2%
Tag/Woche 2030 MasSZ	101,3%	101,2%	101,3%	101,1%
Tag/Woche/Jahr 2030 MinSZ	101,0%	100,3%	99,8%	99,5%
Tag/Woche/Jahr 2030 MaxSZ	101,0%	100,4%	99,9%	99,6%

Tabelle 43: Relative Gesamtkostenveränderung in Abhängigkeit der Änderung der Volllaststunden bzw. der installierten Leistung bei gleicher Stromproduktion.

BHKW Leistung in kW _{el}	735	1010	1616	2694
Volllaststunden in h/a	5500	4000	2500	1500
Bedarfsberücksichtigung / Biomassepotential (MinSZ/MaxSZ)				
Tag 2013	100,0%	100,1%	101,6%	104,6%
Tag 2030 MinSZ	100,0%	101,4%	104,9%	109,2%
Tag 2030 MaxSZ	100,0%	101,3%	104,6%	108,4%
Tag/Woche 2030 MinSZ	100,0%	101,1%	104,8%	109,1%
Tag/Woche 2030 MasSZ	100,0%	101,1%	104,6%	108,1%
Tag/Woche/Jahr 2030 MinSZ	100,0%	100,7%	103,6%	107,5%
Tag/Woche/Jahr 2030 MaxSZ	100,0%	100,6%	103,4%	106,8%

Hinweis/ Lesehilfe: Die Pfeile beschreiben die Vergleichs- und Leserichtung.

Werden die Ergebnisse analysiert, so zeigt sich:

- Die Gesamtkosten der Stromproduktion aus Biomethan können bei Realisierung der beschriebenen Effizienz und Kostenentwicklung bis zum Jahr 2030 in Abhängigkeit der Volllaststunden um ca. 2 bis 2,8 % reduziert werden. (siehe Tabelle 41), unter der Annahme, dass die Kosten mit 1,7% p.a. Preissteigerung eintritt.
- Das genutzte Biomassepotential (Min/Max) hat unter den vorgestellten Annahmen im Grunde mit 0 bis 0,8 % Gesamtkostenänderung, abhängig vom Flexibilitätsfall, keinen relevanten Einfluss auf die zukünftigen Gesamtkosten der Stromproduktion aus Biomethan.
- Wird die Bedarfsberücksichtigung von Tag auf Tag/Woche oder sogar Tag/Woche/Jahr erweitert, so ist nur ein sehr geringer Einfluss auf die Gesamtkosten zu erkennen dieser bewegt sich unter +1,3 % (Tag/Woche) und – 0,5 % (Tag/Woche/Jahr) bezogen auf die Bedarfsberücksichtigung Tag. Die Berücksichtigung Tag/Woche/Jahr kann laut Analyseergebnis im Einzelfall sogar zu geringeren Gesamtkosten führen, als bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche. Generell kann die Bedarfsberücksichtigung als Flexibilitätsteilbereich mit eher geringem Einfluss betrachtet werden.
- Die Absenkung der Volllaststunden von 5500 h/a auf 1500 h/a und die damit verbundenen Leistungserhöhung der BHKW von 735 kW_{el} auf 2694 kW_{el} wirkt sich am signifikantesten mit bis zu 9,2 % Gesamtkostensteigerung aus. Die Steigerung kommt insbesondere durch die höheren Investitionskosten in die BHKW-Technik, Netzanschluss (Gas und Strom) und den damit verbundenen höheren Betriebskosten zustande. Der Bezug wird hier auf eine jeweils flexibel betriebene BHKW-Anlage mit 5500 VLH vorgenommen. Würde der Vergleich mit einer Anlage mit gleichem Verhältnis zwischen erzeugter Energie und bereitgestellter Leistung erfolgen, dann läge die Kostensteigerung noch um 1 bis 2 % Punkte höher.

Durch die Analysen wird gezeigt, dass in Bezug auf die bedarfsorientierte Betriebsweise durch Biomethan, tendenziell ein wachsender Grad an Flexibilität mit nur geringen zusätzlichen Kosten, aber auf hohem Gesamtniveau verbunden, ist.

Die Stromproduktion aus Biomethan ist technisch sehr gut geeignet auf Residuallastschwankungen zu reagieren. Im Min-Szenario könnten theoretisch bei maximaler Flexibilität eine installierte Leistung von 20,4 GW_{el} und im Max-Szenario von 34,6 GW_{el} zum Ausgleich der fEE im Jahr 2030 erreicht werden. Mit den sinkenden Volllaststunden

verbessert sich der Wirkungsgrad der Stromproduktion, weshalb der Biomethanbedarf des BHKWs sinkt. Dies ist auch der wesentliche Grund dafür, dass den steigenden BHKW-Investitionskosten, der Nutzung des Erdgasnetzes und der Erdgasspeicher entgegen gewirkt werden kann und so die Kosten auf dem beschriebenen niedrigen Niveau steigen.

Anhand der Kostenanalyse wird auch deutlich, dass innerhalb der Prozesskette die größten Kosten bei der Biogasproduktion entstehen, beziehungsweise diese auf die Substrate zurückzuführen sind. In Zukunft ist jedoch zu erwarten, dass die Kosten für Substrate, trotz größerer Diversifikation der eingesetzten Biomassearten, nicht sinken werden. Auch der Eigenenergiebedarf spielt als Kostenbestandteil der bedarfsorientierten Kosten in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation eine relevante Rolle. Auch wenn mit Effizienzsteigerungen an dieser Stelle zu rechnen ist, werden diese aus Kostensicht durch steigende Energiepreise z.T. wieder relativiert. Gelingt es höhere Wärmepreise als die angenommenen $2 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$ zu erzielen, können die Kosten für die Stromproduktion dementsprechend gesenkt werden.

12.3.8 Ausblick auf die möglichen Optimierungsmaßnahmen innerhalb der Prozesskette Biomethan

Um die Gesamtkosten der Biomethanprozesskette zu senken, ist ein Denken über Prozesskettenabschnitte hinweg, sowie deren Optimierung erforderlich. Im Rahmen zweier Fachgespräche mit Experten der Branche, welche im Dezember 2012 und September 2013 beim Fraunhofer IWES im Rahmen des Vorhabens OptiKoBi² stattfanden, wurden in Bezug auf die Biomethanprozesskette Optimierungsmöglichkeiten genannt, die zu Kosteneinsparungen führen könnten. Es wurde geprüft, welchen direkten Einfluss das Umsetzen dieser Maßnahmen bringen könnte. Die genannten Maßnahmen waren unter anderem:

- Erhöhung der Verfügbarkeit der Biogasproduktionsanlage (BGA)
- Effizienzsteigerung bei der Biogasproduktion (z.B. Senkung des Eigenenergiebedarfs, Steigerung der Biogasausbeute)
- Erhöhung der Verfügbarkeit der Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) und Biomethaneinspeiseanlage (BMEA)
- Nutzen von Kostensenkungspotentialen bei der BGAA-Technik und BMEA (z.B. keinen redundanten Verdichter und bessere Verzahnung zwischen BGAA und BMEA)
- Verringerung des Methanschlupfes der BGAA
- Steigerung des Wirkungsgrades der BHKW-Anlagen, insbesondere im Leistungsbereich unter $1500 \text{ kW}_{\text{el}}$
- Senkung der Kosten für die BHKW-Anlagen bei hohem Ausbaupfad (auch außerhalb von Biomethan und Biogas)

Bei den einzelnen Optimierungsmöglichkeiten hat die Erhöhung der Verfügbarkeit der Aufbereitungsanlage und der Einspeiseanlage den größten Effekt. Diese Optimierungsmöglichkeiten wirken sich am stärksten auf die Gesamtkosten aus. Dennoch wird deutlich, dass auch bei weiterer Mobilisierung von Kostensenkungspotentialen die Stromproduktion aus Biomethan auf einem hohen Kostenniveau bleiben wird. An dieser Stelle gilt es, beim Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen, darauf hinzuweisen, dass auch hier die Gesamtkosten zum Vergleich herangezogen werden müssen. Darüber hinaus muss gleichzeitig die Opportunität von alternativen Wärmeversorgungskonzepten mittels EE in die Bewertung mit einbezogen werden. Die Flexibilisierung der Stromproduktion selbst hat niedrige Kostensteigerungen im einstelligen Prozentbereich zur Folge. Die Stromproduktion aus Biomethan sollte deshalb mit sehr niedrigen Volllaststunden erfolgen, Strombedarfsschwankungen über längere Zeiträume mit berücksichtigen und somit die verhältnismäßig kostengünstige Energiespeichermöglichkeit des Erdgasnetzes und der Erdgasspeicher nutzen.

13 Gesamtkosten der flexiblen Stromproduktion (Anlagenbezogen)

Uwe Holzhammer, Manuel Stelzer

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Stromerzeugungskosten stark von den Substratkosten beeinflusst werden. Ebenso spielen die restlichen Betriebskosten eine wichtige Rolle. In Tabelle 44 wird die energetische Aufteilung zwischen den Substraten (NaWaRo und organische Reststoffe) aufgezeigt, die der Simulation und den Berechnungen zu Grunde liegen.

Tabelle 44: Energetische Aufteilung der Substratzusammensetzung nach NaWaRo und organischen Reststoffen in Abhängigkeit der Szenarien

Tag					
	2013*	2020 MinSZ	2020 MaxSZ	2030 MinSZ	2030 MaxSZ
Substratanteil NaWaRo	85%	67%	68%	57%	66%
Substratanteil Reststoff	15%	33%	32%	43%	34%
Tag/Woche					
				2030 MinSZ	2030 MaxSZ
Substratanteil NaWaRo				57%	66%
Substratanteil Reststoff				43%	34%
Tag/Woche/Jahr					
		2020 MinSZ	2020 MaxSZ	2030 MinSZ	2030 MaxSZ
Substratanteil NaWaRo		67%	57%	57%	66%
Substratanteil Reststoff		33%	43%	43%	34%

Wie in Kapiteln 7, 8.2 und 12.2 beschrieben handelt es sich bei Anlagen, die organische Reststoffe einsetzen, oftmals um sehr individuell an den Anlagenstandort angepasste Anlagen. Zum anderen sind die Gesamtkosten für die Stromproduktion z.T. auch von Annahmeerlösen und den am Anlagenstandort etablierten Gegebenheiten abhängig. Durch diese und andere Einflussgrößen ist die Bandbreite der Stromerzeugungskosten für Anlagen die organische Reststoffe einsetzen sehr groß.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Kosten der flexiblen Stromproduktion mit Energiepflanzen und organischen Reststoffen. Für den Vergleich wurde, wie bereits beschrieben, auf eine Anlagengröße mit 505 kW_{el} Bemessungsleistung zurückgegriffen. Die technischen Ausführungen für die Biogasanlage, die Energiepflanzen (NaWaRo) einsetzt, wurden so gewählt, dass die unterstellten Substrate vergären zu können. Die Reststoffmix-Anlage vereint in sich mehrerer Anlagenkonfigurationen, um ebenso die verschiedenen organische Reststoffe verarbeiten zu können. Die Methodik und Annahmen wurden schon in den vorausgegangenen Kapiteln ausführlich beschrieben.

Werden die nachfolgenden Abbildung 47, Abbildung 48 und Abbildung 49 genauer betrachtet, so können bestimmte Zusammenhänge abgelesen werden. Die Stromerzeugung mittels organischen Reststoffen liegt bei Bedarfsberücksichtigung Tag höher als die flexible Stromproduktion mittels NaWaRo. Bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche nähern sich die beiden Kostenlinien einander an. Ab Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr dreht sich das Bild und die flexiblen Strommengen aus NaWaRo sind teurer. Dies kann insbesondere auf die Kosten für die Gasspeicherung zurückgeführt werden. Zum einen führt der etwas höhere Methangehalt im Biogas aus organischen Reststoffen zu „kleineren“ Gasspeicherkapazitäten für die gleiche Energiemenge. Darüber hinaus weisen die Anlagen, die organische Reststoffe einsetzen, insbeson-

dere tierische Exkremente, größere Fermenterdurchmesser und Gärrestlager auf. Diese ermöglichen etwas günstigere Gasspeicherkonzepte. Dieser Effekt macht sich stärker bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche bemerkbar (insbesondere bis 4000 VLH). Bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr steht der Effekt durch den höheren Methangehalt im Vordergrund.

 Gesamtkosten der flexiblen
 Stromproduktion
 (Anlagenbezogen)

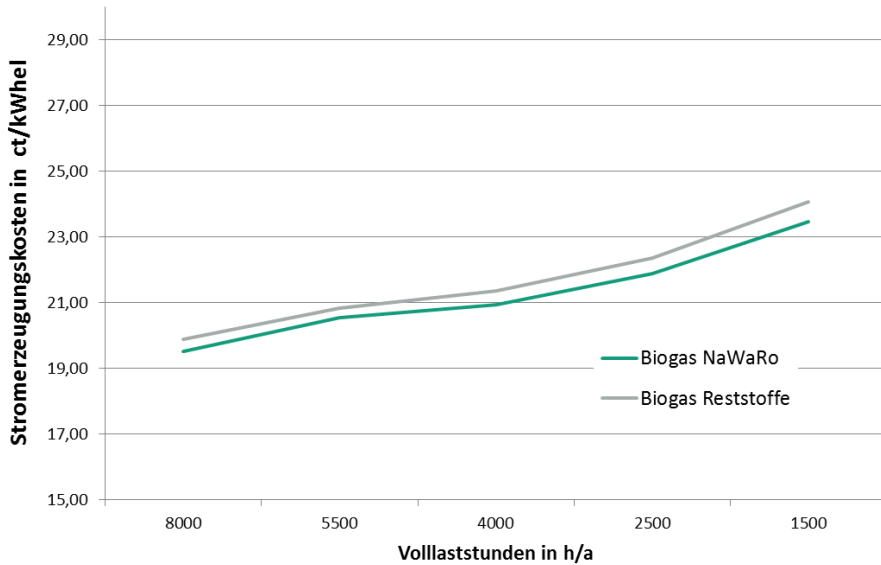


Abbildung 47: Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden am Beispiel Bedarfsberücksichtigung Tag, differenziert zwischen Energiepflanzen (NaWaRo) und organischen Reststoffe (Reststoffe), MinSZ 2030

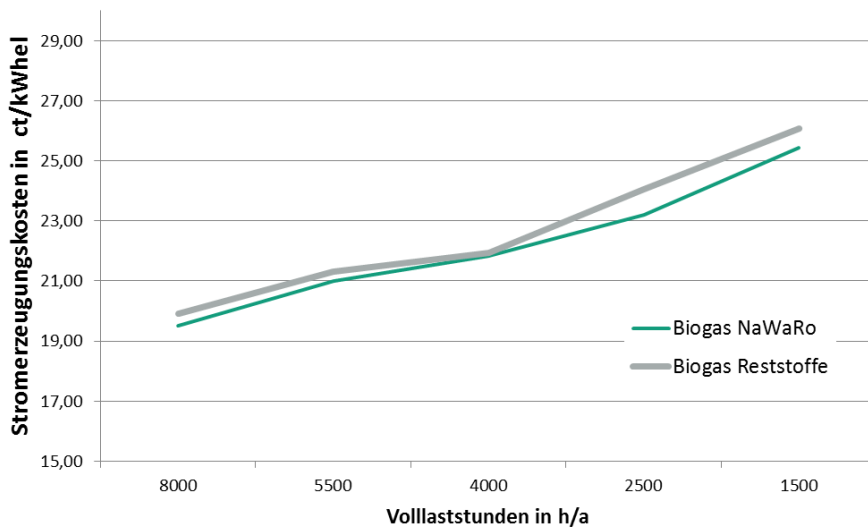
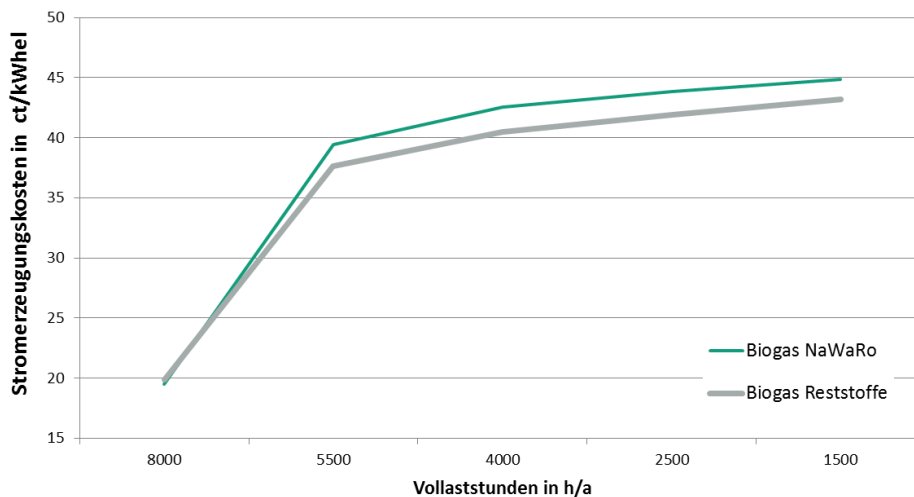


Abbildung 48: Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden am Beispiel Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, differenziert zwischen Energiepflanzen (NaWaRo) und organischen Reststoffe (Reststoffe), MinSZ 2030



 Gesamtkosten der flexiblen
 Stromproduktion
 (Anlagenbezogen)

Abbildung 49: Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden am Beispiel Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr, differenziert zwischen Energiepflanzen (NaWaRo) und organischen Reststoffe (Reststoffe), MinSZ 2030

In den nachfolgenden Berechnungen zu den Stromerzeugungskosten des BiogasParks in den nächsten Kapiteln werden die NaWaRo-Anlagen und die Anlagen, die organische Reststoffe einsetzen, gemäß ihrer energetischen Gewichtung zusammengefasst. Die Gewichtung wird, bezogen auf das Gesamtpotential, nach der in Tabelle 44 aufgeführten Verteilung vorgenommen.

Wird die technische Lösung angestrebt, Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten (Biomethantechnologie), so gibt es in Abhängigkeit der Flexibilität keinen Unterschied zwischen Biogas aus Energiepflanzen und aus organischen Reststoffen, da Biomethan aus beiden Ausgangsstoffen identisch im Erdgasnetz transportiert bzw. in Erdgasspeichern gelagert werden kann. Lediglich die Biogasproduktion selbst und in Abhängigkeit der Gasbeschaffenheit z.T. noch die Aufbereitungstechnik weist Unterschiede in den Kosten auf. Auf Basis der im Rahmen dieses Vorhabens vorgenommenen Untersuchungen stellt sich ein Kostenunterschied in der Gasproduktion von ca. 15 % zwischen Biogas aus Energiepflanzen und aus organischen Reststoffen ein. Die Berechnungen haben somit keinen signifikanten Unterschied der Gesamtkostenstruktur zwischen Anlagen, die Energiepflanzen oder Anlagen die organische Reststoffe einsetzen ergeben. Insbesondere auf den Hinblick, dass die Anlagenkonzepte die organische Reststoffe einsetzen sehr große Bandbreiten für die Stromproduktionskosten aufweisen. Aufgrund dieses Sachverhaltes und der Gleichbehandlung der Biomethanmengen unterschiedlicher Herkunft im Erdgasnetz scheint es hinreichend genau zu sein mit der Kostenstruktur von Energiepflanzenanlagen für die Biomethantechnologie in den weiteren Analysen zu arbeiten.

Die Gesamtkosten der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan verändern sich in Abhängigkeit der umgesetzten Flexibilität. Die nachfolgenden Ausführungen beschreiben die Ergebnisse der sehr umfangreichen Untersuchungen der Kostenstruktur unterschiedlicher Anlagenkonzepte. Starken Einfluss auf die Kosten hat neben den Flexibilitätsanforderungen auch die eingesetzte Anlagentechnik. Aufgrund dessen werden die nachfolgenden Untersuchungen weiterhin nach Biogas und Biomethan differenziert. Abbildung 50 zeigt die spezifischen Kosten für die Stromproduktion in Abhängigkeit der Volllaststunden für die Bedarfsberücksichtigung Tag an, wobei zwischen einer gleichzeitigen Wärmelieferung (+W) und keiner Wärmelieferung unterschieden wird. Für Biogas wurde in der Betrachtung mit Wärmenutzung („+W“) unterstellt, dass mind. 50 % (bis knapp über 60 %) der produzierten Wärme genutzt wird (vgl. Kapitel 11.3). Wird Biogas flexibilisiert so wird, unabhängig von den Volllaststunden immer die

gleiche absolute Wärmemenge zur Wärmeversorgung unterstellt. Weshalb sich aufgrund des sinkenden thermischen Wirkungsgrads der relative Anteil leicht erhöht. Für Biomethan wird mit 0% oder mit 100 % (+ W) Wärmenutzung gerechnet. Der relative Anteil der Wärmenutzung bleibt gleich, wenngleich die absoluten Wärmemengen durch den gleichen Effekt etwas abnehmen.

Ebenso findet auch in den Darstellungen eine Unterscheidung zwischen der klassischen Biogastechnik (B) und Anlagen, die Biomethan (M) einsetzen, statt. Abbildung 50 zeigt, dass die Erzeugungskosten für Strommengen mit Bedarfsberücksichtigung Tag mittels Biomethan um ca. 1/3 höher sind, als mittels Biogas. Ebenso zeigt die Darstellung, dass die Wärmenutzung und die damit verbundenen unterstellten Erlöse die Erzeugungskosten reduzieren. Die höheren nutzbaren Wärmemengen im Bereich Biomethanverstromung reduzieren die Kosten entsprechend stärker als im Biogasbereich. Die unterstellten Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ wirken sich dabei im Grunde nicht auf die Kostenstruktur aus.

Die Kosten für die Strommengen aus Biomethan liegen auch mit Wärmenutzung noch wesentlich höher, auch im Vergleich mit Strom aus Biogas ohne Wärmenutzung.

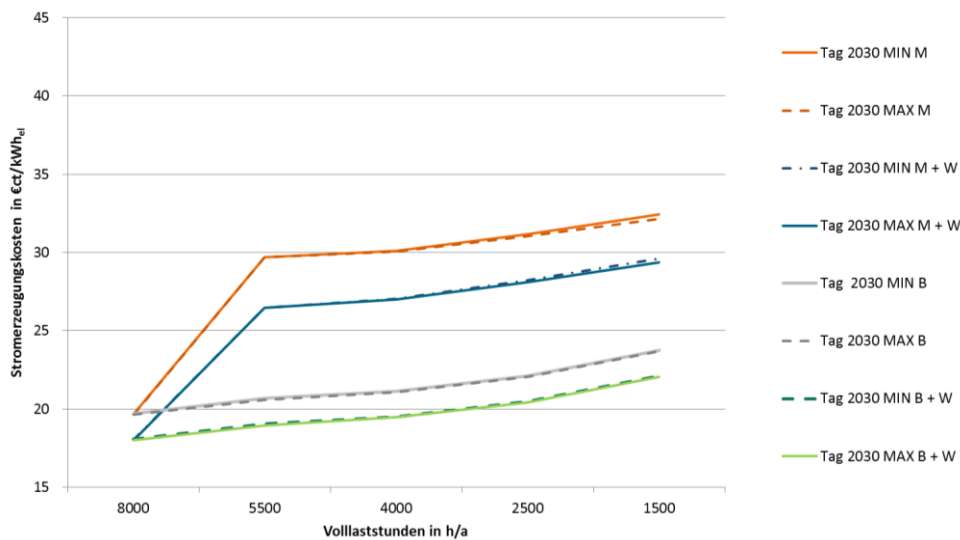


Abbildung 50: Spezifische Stromerzeugungskosten der Referenzanlage (B: Biogas, M: (Bio)Methan) in Abhängigkeit der Flexibilität, differenziert nach Wärmenutzung (W: mit Wärmenutzung) am Beispiel der Bedarfsberücksichtigung Tag

Werden die Darstellungen Abbildung 50 und Abbildung 51 und somit die Kostenstruktur Bedarfsberücksichtigung Tag mit Tag/Woche, miteinander verglichen, so zeigt sich ein Anstieg der Kosten im Biogasbereich. Die Kosten für die flexible Stromproduktion mittels Biomethan ändern sich unwesentlich. Der Abstand zwischen den Kosten für die flexible Stromproduktion von Biogas und Biomethan bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche wird etwas kleiner als Bei Tag, wenngleich er immer noch signifikant ist. Der Einfluss der Mengenszenarien macht sich im Bereich Stromerzeugung mittels Biogas ab Volllaststunden von 4000 h/a oder niedriger bemerkbar, wenngleich auf niedrigem Niveau.

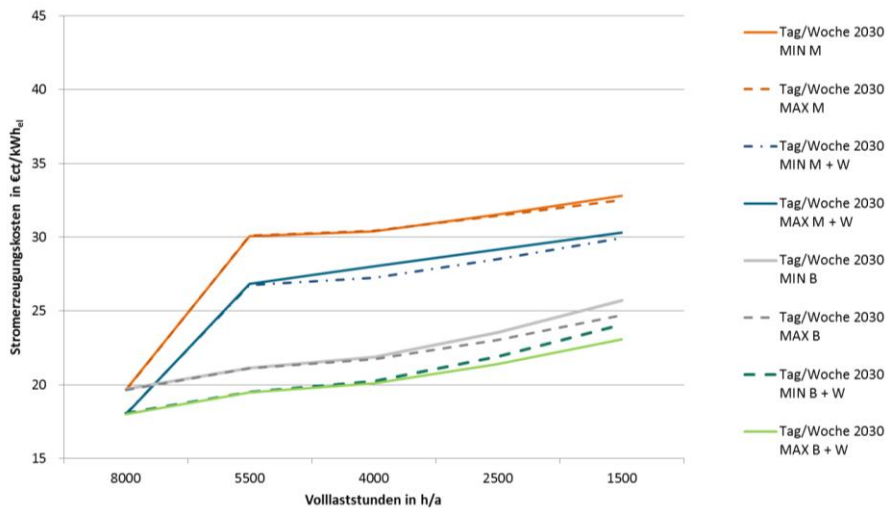


Abbildung 51: Spezifische Stromerzeugungskosten der Referenzanlage (B: Biogas, M: (Bio)Methan) in Abhängigkeit der Flexibilität, differenziert nach Wärmenutzung (W: mit Wärmenutzung) am Beispiel der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche

Die Abbildung 52 zeigt nun die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr. In diesem einen Fall führen die theoretisch dafür notwendigen technischen Ausführungen im Biogasbereich zu einem massiven Kostenanstieg, der die Kosten der Stromproduktion mittels Biomethan um teilweise ein Drittel übersteigt. Die spezifische Stromproduktion mittels Biomethan ist, wenn der Fahrplan der Stromproduktion Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr berücksichtigt günstiger als mittels Biogas. Auch wenn die produzierte Wärme genutzt wird, führt dies zwar zu einer Reduktion der Kosten, aber jedoch auf sehr hohem Niveau. Die Kosten für die Stromproduktion mittels Biomethan steigen nur leicht in Abhängigkeit der Volllaststunden an, weniger stark als sich das im Bereich Biogasverstromung darstellt. Die Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ haben im Grunde keinen Einfluss auf die Kostenstruktur.

Werden diese spezifischen Kosten der Biomethantechnologie für Tag/Woche/Jahr mit Bedarfsberücksichtigung Tag und Tag/Woche verglichen, so zeigen sich geringe Unterschiede. Ebenso steigen die Kosten für Strom aus Biomethan in Abhängigkeit der Volllaststunden weniger stark als mit Biogas. Die Kosten bewegen sich allerdings auf sehr hohem Niveau.

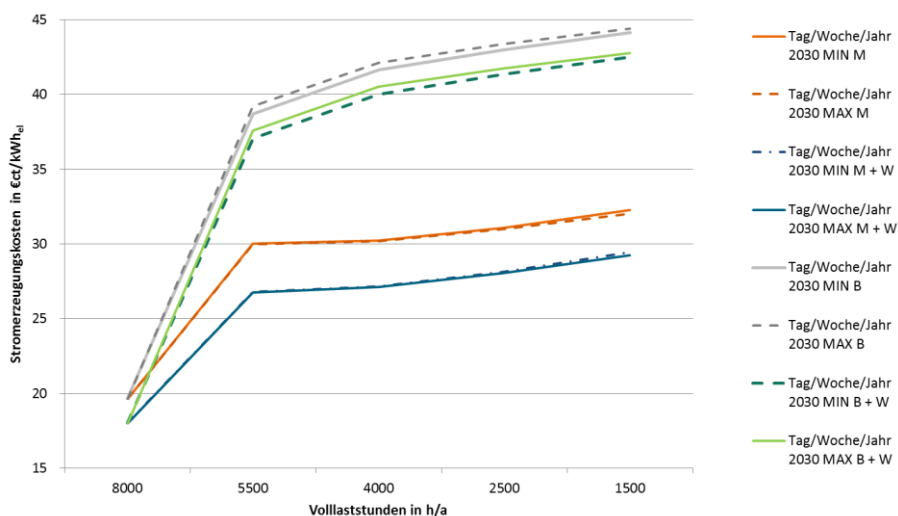


Abbildung 52: Spezifische Stromerzeugungskosten der Referenzanlage (B: Biogas, M: (Bio)Methan) in Abhängigkeit der Flexibilität, differenziert nach Wärmenutzung (W: mit Wärmenutzung) am Beispiel der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr

Gesamtkosten der flexiblen
Stromproduktion
(Anlagenbezogen)

14 Entwicklung des BiogasParks (Biogas und Biome- than)

Uwe Holzhammer

Die Strommenge aus Biogas aber auch die Flexibilisierung der Stromproduktion und die damit verbundene installierte Leistung werden sich bis zum Jahre 2020 und 2030 in bestimmter Weise entwickeln. Die Entwicklung kann in unterschiedlicher Geschwindigkeit verlaufen. Die aktuelle installierte Leistung der größtenteils unflexiblen Erzeugung mittels Biogas lag im Jahr 2013 bei ca. 3,5 GW_{el} [66]. Es wurden dem Energiesystem mit knapp 8000 Anlagen knapp 26,5 TWh_{el} bereitgestellt. Offen ist in welchen Schritten es zu einem Zubau an flexibler Leistung und zusätzlicher Erzeugungskapazität kommen kann, um die unterstellten Zielwerte in den Jahren 2020 und 2030 zu erreichen.

Für die Untersuchungen im Rahmen dieses Vorhabens wurden, aufgrund der Bandbreite der möglichen zukünftigen Entwicklung, mehrere Pfade untersucht. In Abbildung 53 (MinSZ) und Abbildung 54 (MaxSZ) sind die Entwicklungen der installierten Gesamtleistung des BiogasParks in Abhängigkeit der Jahre 2013 bis 2030, differenziert nach den möglichen Volllaststunden, dargestellt. Diese ausgewiesenen Leistungen liegen den Untersuchungen zu Grunde.

Die beiden Darstellungen zeigen die Entwicklungsmöglichkeiten der installierten Leistungen des BiogasParks, differenziert nach den Strommengenszenarien MinSZ 2030 mit 30,5 TWh_{el} und MaxSZ 2030 mit 52 TWh_{el}.

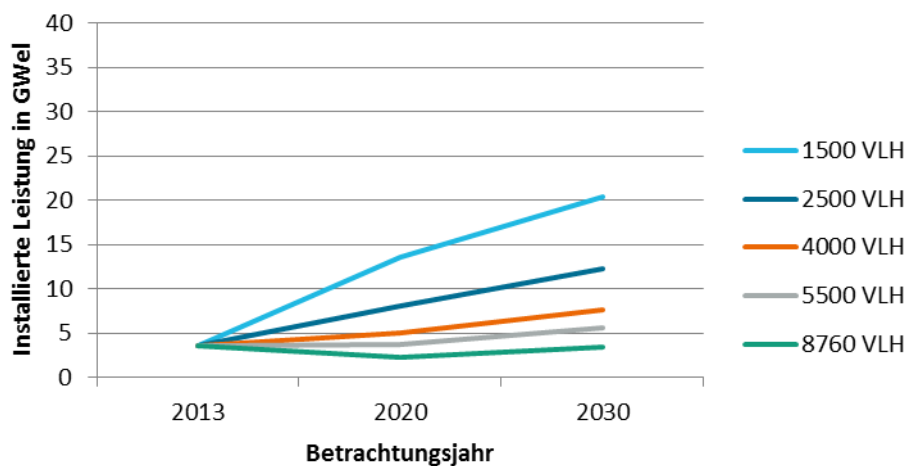


Abbildung 53: Entwicklung der Biogasanlagenleistung in Abhängigkeit der unterstellten möglichen Volllaststunden in den Jahren 2020 und 2030 im MinSZ (20,3 TWh_{el2020}, 30,5 TWh_{el2030})

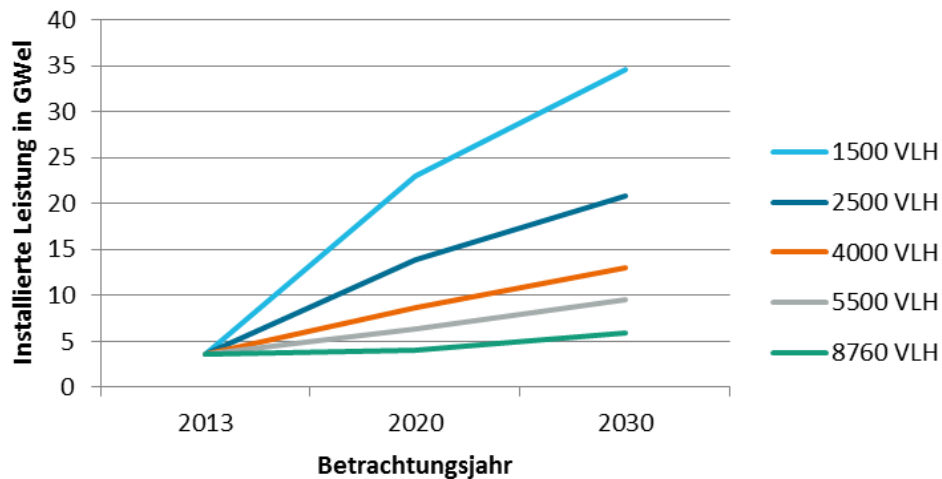


Abbildung 54: Entwicklung der Biogasanlagenleistung in Abhängigkeit der unterstellten möglichen Volllaststunden in den Jahren 2020 und 2030 im MaxSZ (34,5 TWh_{el2020}, 52,0 TWh_{el2030})

Die Untersuchungen beziehen sich auf das jeweils betrachtete Jahr und gehen vom jeweiligen BiogasPark mit der entsprechenden Leistung aus. Der Einfluss unterschiedlicher Entwicklungsszenarien über die Zeit von 2013 bis 2020 bzw. 2030 ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

14.1 Die Einzelanlage im BiogasPark

Im Rahmen der Untersuchungen werden für einzelne Ankerpunkte (Jahr 2013, 2020 und 2030) innerhalb der Entwicklungslinie von 2013 bis 2030 mögliche technische Lösungen zur flexiblen Stromproduktion mittels Biogas entwickelt. Diese berücksichtigen technische Entwicklungen, die bis zu den jeweiligen Ankerpunkten erfolgt sein können. Diese technischen Lösungen stellen wiederum die Grundlage für die Ermittlung der unterschiedlichen Kosten der produzierten Strommengen in Abhängigkeit der Flexibilität dar. Die technischen Lösungen und somit die Kosten werden von verschiedenen Größen beeinflusst. Zum einen sind es die spezifischen Investitionskosten und der technische Entwicklungsstand zum Zeitpunkt der Investition und zum anderen die notwendige technische Ausführung aufgrund der Residuallastentwicklung auf Basis des dynamischen EE-Ausbaus. Die Untersuchungen zeigen, dass die inflationsbereinigten Kosten für die Investitionen über den Betrachtungszeitraum bis 2030 leicht sinken. Insbesondere im Bereich der Biogasspeicherung, aber auch in der Membrantechnik für die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität wird bei höheren Stückzahlen eine Kostenreduktion vermutet. Im Moment der Investition wird am Anlagenstandort, zumindest über den Betriebszeitraum der einzelnen Komponenten, der zu diesem Zeitpunkt aktuelle Entwicklungsstand eingefroren. Auch dies gilt es mit zu berücksichtigen, da es die Einzelanlage und somit den BiogasPark mit seinen technischen Möglichkeiten und den damit verbundenen Kosten beeinflusst. Erst bei den nächsten Instandsetzungsarbeiten kann dann der neue technische Stand wieder erreicht werden. Dies gilt zum einen z.B. für die elektrischen Wirkungsgrade der BHKW-Anlagen oder auch die Ausführung, insbesondere das Volumen, des Biogasspeichers. Die Abbildung 55 zeigt, dass Stromerzeugungskosten mit inflationsbereinigtem Startwert über die Jahre leicht sinken. Dabei spielen die geringeren Kosten für die Investitionen eine Rolle, insbesondere die technische Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrades im BHKW-Bereich.

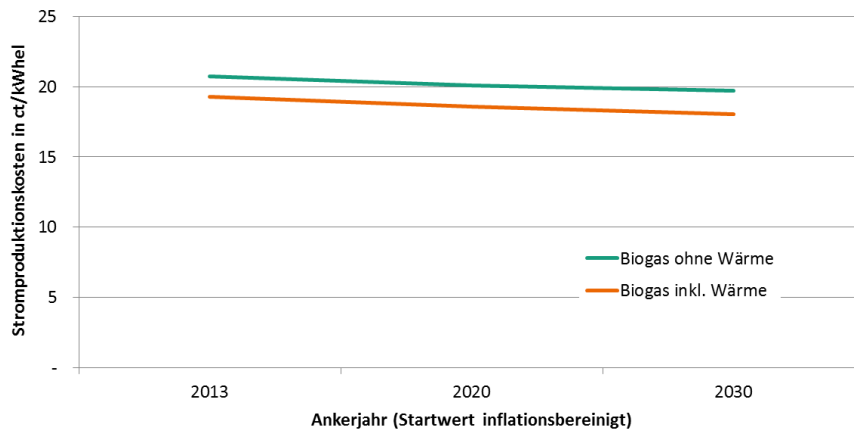


Abbildung 55: Entwicklung der Kosten für die Grundlaststromproduktion mittels Biogas, in Abhängigkeit der betrachteten Ankerjahre und der Wärmenutzung (inkl. Wärme; der Startwert des jeweiligen Ankerjahres ist inflationsbereinigt)

Durch den jährlichen Ausbau der EE, insbesondere von Wind und Sonnenenergie, wird sich auch der Bedarf an Flexibilität jährlich entsprechend ändern. Im Ergebnis heißt dies, dass im Jahr 2020 die Stillstandzeiten der Erzeugungskapazitäten kürzer sind als im Jahr 2030. Dies wirkt sich wiederum auf die benötigte Anlagentechnik und somit auf die Kosten aus. Die Abbildung 56 zeigt den Einfluss der zusätzlichen notwendigen Flexibilität bis zum Jahr 2030 und die damit steigenden Kosten für die Stromproduktion. Würde die Flexibilitätsanforderung gleich bleiben, würden die Kosten sogar etwas sinken. Dies zeigt die Abbildung 55 am Beispiel Biogas in Grundlast. Die Anforderungen an den Fahrplan würden sich natürlich für eine Grundlastproduktion auch zukünftig nicht ändern.

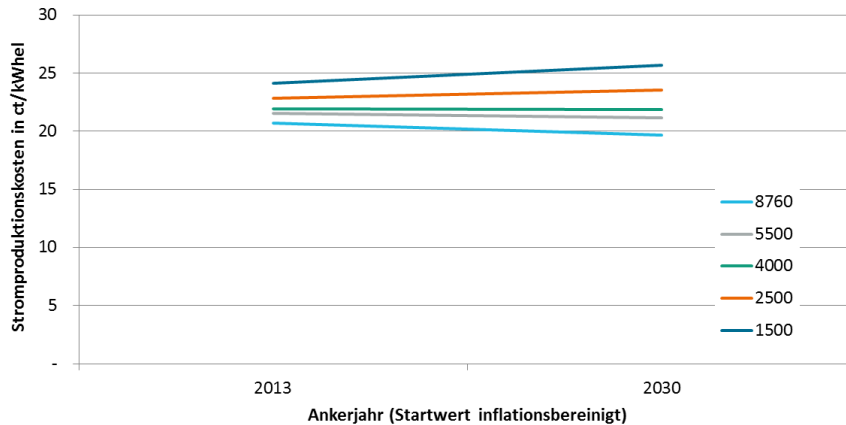


Abbildung 56: Entwicklung der spezifischen Stromproduktionskosten für Strom aus Biogas (ohne Wärmenutzung) in Abhängigkeit der Flexibilität am Beispiel MinSZ 2030 Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche (Startwert ist inflationsbereinigt)

Es wird in der Simulation unterstellt, dass der gesamte BiogasPark im Ergebnis so ausgelegt ist, dass dieser in Abhängigkeit der unterstellten Flexibilität „optimal“ an den Anforderungen, die sich z.B. im Jahre 2020 durch den EE-Ausbau ergeben reagieren kann. Dies könnte über die ständige Weiterentwicklung des Anlagenportfolios innerhalb des BiogasPark erreicht werden. Diese weiterzuentwickeln kann zum einen bedeuten, dass die Bestandsanlagen sich bestimmten, sogenannten Retrofit- und Flexibilisierungs-Maßnahmen unterziehen. Diese Maßnahmen bereiten die Anlagen auf die neuen Anforderungen vor. Dadurch kann sich die Betriebszeit der Anlagen dementsprechend über die 20 Jahre hinaus verlängern, um die dafür notwendigen Kosten refinanzieren zu können. Ebenso können die neu hinzugebauten Anlagen oder neu flexibili-

sierten Anlagen mit einer höheren Flexibilität ausgestattet werden, als der durchschnittliche BiogasPark. D. h., dass diese Anlagen technische Lösungen umsetzen, die eine größere Flexibilität aufweisen als die benötigte durchschnittliche Flexibilität des BiogasParks. Oder es ist ein paralleles Zusammenspiel beider genannten Möglichkeiten, damit der BiogasPark in den Ankerjahren die unterstellte Flexibilität aufweist. Durch diese Annahmen kann davon ausgegangen werden, dass sich ein BiogasPark einstellt, der die jeweils festgelegte Flexibilität erreichen kann.

Auf Grund der beschriebenen Sachverhalte ist allerdings eine präzise Abbildung der möglichen Entwicklung der Vielzahl von Einzelanlage innerhalb des BiogasParks und innerhalb ihrer Betriebszeit im Rahmen von OptikoBi² nicht mit vertretbarem zeitlichem Aufwand abbildbar. Aufgrund dessen werden die Einzelanlagen als Identisch behandelt. Die durchschnittliche Einzelanlage wurde über das Verhalten des BiogasParks und der jeweilige unterstellten durchschnittlichen Flexibilität ermittelt. Diese Vereinfachung im Betrachtungsmoment der Analysen in den Ankerjahren 2020 und 2030 scheint deshalb akzeptabel. Die Kosten für den gesamten BiogasPark, in Abhängigkeit der jeweiligen Flexibilität, werden somit mittels Durchschnittsanlagen ermittelt, die die technische Ausstattung aufweisen, um eine Flexibilität analog der Gesamtflexibilität des BiogasParks realisieren zu können. Die jährlichen Kosten für die flexible Stromproduktion des gesamten BiogasParks werden unter den Maßgaben, im Betrachtungsjahr installiert worden zu sein und über 20 Jahre betrieben zu werden, ermittelt. Ebenso wurde dem gesamten BiogasPark im Durchschnitt auch die jeweilige Flexibilität für den entsprechenden EE-Zubau des betrachteten einzelnen Ankerjahres unterstellt.

14.2 Die Flexibilisierungskosten des BiogasParks

Die absoluten Kosten für die Flexibilisierung des BiogasParks sind stark abhängig von den Mengenszenarien. Nachfolgend wurde das MinSZ für 2020 und 2030 berechnet, sowie auch das MaxSZ ebenso für 2020 und 2030. Darüber hinaus ist der Flexibilisierungsgrad ausschlaggebend für die Kosten. Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität zu Biomethan wird als technische Maßnahme zur Flexibilisierung der Strommengen gesehen. Diese Kosten für die Flexibilisierung werden deshalb mit der unflexiblen Stromproduktion (Grundlast) mittels Biogas verglichen. Die aufgezeigten Abbildungen unterstellen eine Erhöhung der Wärmenutzung durch die Nutzung der Biomethantechnologie.

Die Abbildung 57 zeigt die Bandbreite an zusätzlichen Kosten auf, die sich durch die unterschiedliche Flexibilität der Stromerzeugung im Jahr 2020 einstellt. Die Abbildung 59 zeigt das Betrachtungsjahr 2030. Die Kosten wurden unter Berücksichtigung von Preissteigerungen innerhalb der Betriebszeit ermittelt. Die Preissteigerung von 2013 bis zum Betrachtungsjahr 2020 bzw. 2030 wurde um die Inflation bereinigt, um die einzelnen Jahre miteinander vergleichen zu können. Wird Abbildung 57 mit Abbildung 59 verglichen, so kann die Kostenentwicklung bis in das Jahr 2030, ebenfalls abhängig von der umgesetzten Flexibilität, abgelesen werden. Die Bedarfsberücksichtigung hat bei der Versorgung von Kapazitäten mittels Biogas einen starken Einfluss auf die Kosten.

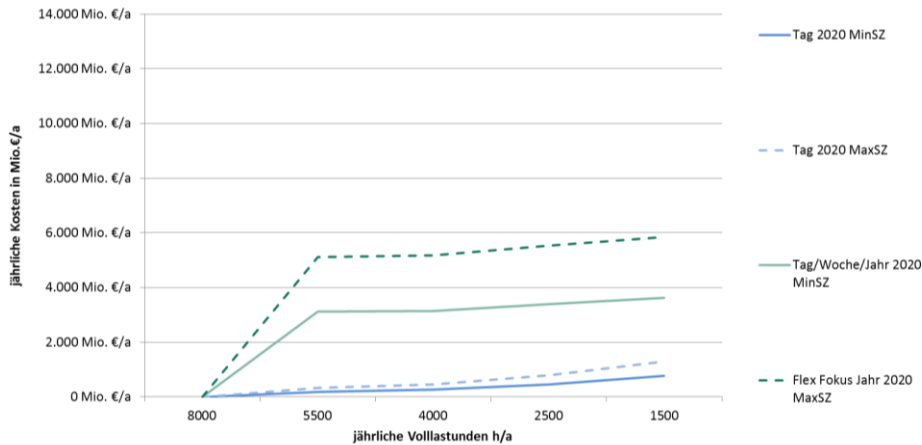


Abbildung 57: Kumulierte Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung des BiogasParks am Beispiel Biogasanlagen im Jahr 2020, unterschieden nach dem Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ)

Wird das Biogaspotential mittels der Biomethantechnik flexibel verstromt, dann stellt sich folgendes Bild zu den Flexibilisierungskosten ein (Abbildung 58). Die Bedarfsberücksichtigung verliert stark an Einfluss auf die Kosten. Die Flexibilisierungskosten mittels Biomethantechnologie liegen in Summe allerdings nur im MaxSZ deutlich unter den Kosten für die flexible Stromproduktion mittels Biogas. Und das nur bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr.

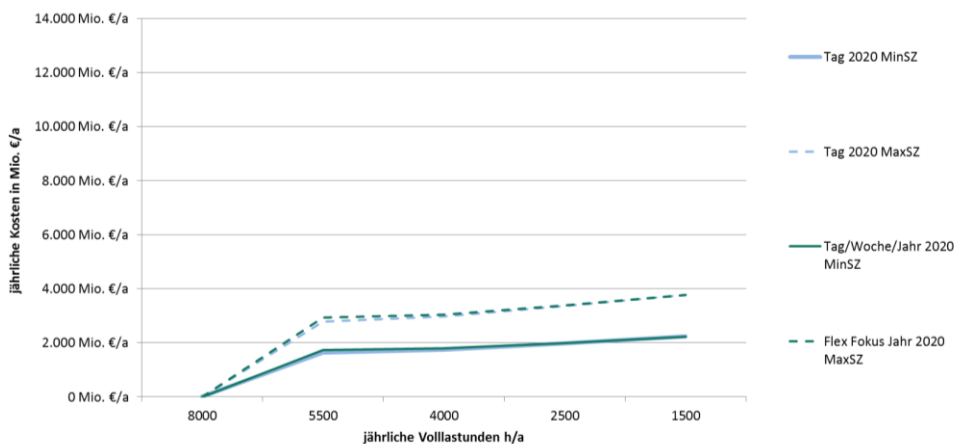


Abbildung 58: Kumulierte Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung des BiogasParks am Beispiel Biomethan im Jahr 2020 (im Vergleich zur Grundlaststromproduktion, inkl. einer Wärmeabsatzsteigerung um knapp 50 %), unterschieden nach dem Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ)

Die Fortschreibung für das Jahr 2030 führt zu einem massiven Anstieg der Kosten für die Stromproduktion mittels Biogas im Bedarfsberücksichtigungsfall Tag/Woche/Jahr. Das liegt zum einen an den höheren Strommengen, sowie an den größeren Anteilen an EE an der Stromversorgung und die damit verbundenen längeren Phasen mit sehr geringer Residuallast (Stillstandzeiten für die Stromerzeugungskapazität), die abgebildet werden müssen.

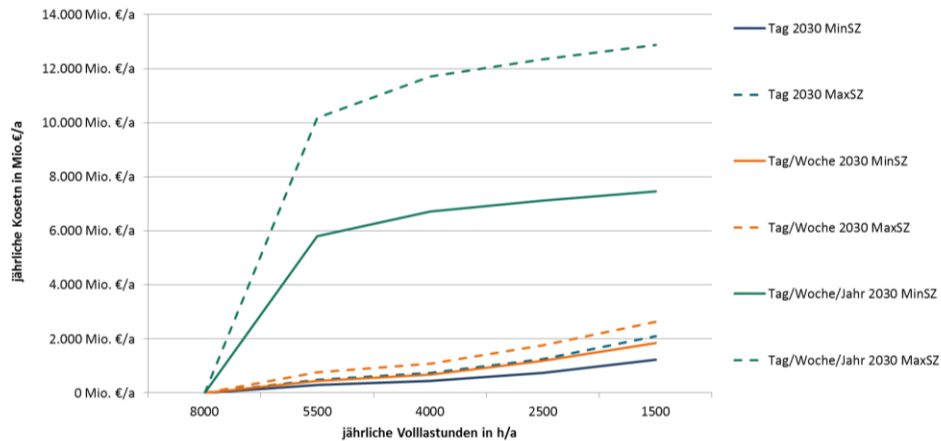


Abbildung 59: Kumulierte Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung des BiogasParks am Beispiel Biogasanlagen im Jahr 2030, unterschieden nach den Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ)

Im Jahr 2030 liegen die Kosten für die bedarfsorientierte Stromproduktion mittels Biomethan, die saisonale Schwankungen berücksichtigen kann (Tag/Woche/Jahr), immer unter den Kosten für die Stromproduktion mit gleicher Flexibilität durch Biogas. Für alle anderen Flexibilitätsoptionen bewegen sich Gesamtkosten für die Flexibilisierung des BiogasParks mittels Biogas unter den von Biomethan.

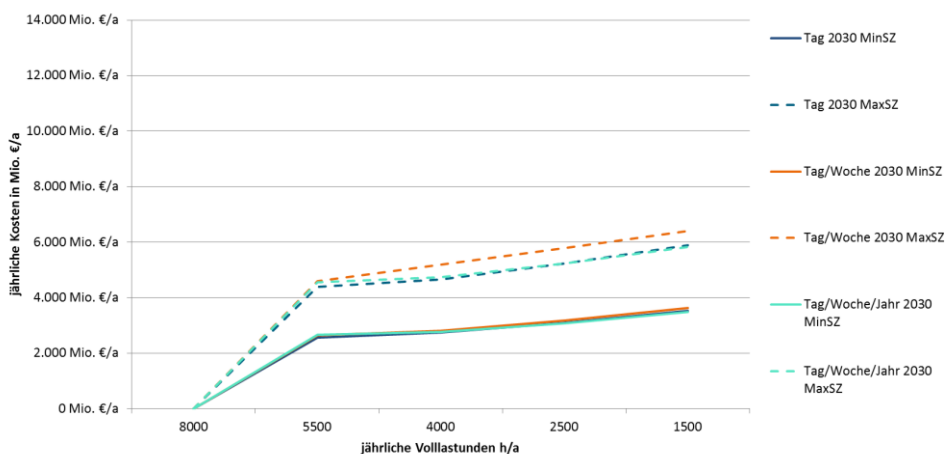


Abbildung 60: Kumulierte Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung des BiogasPark am Beispiel Biomethan im Jahr 2030 (im Vergleich zur Grundlaststromproduktion, inkl. einer Wärmeabsatzsteigerung um knapp 50 %), unterschieden nach den Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ)

Aufgrund dieses Sachverhaltes wird in den nachfolgenden Berechnungen in den Bedarfsberücksichtigungsfällen Tag und Tag/Woche für den BiogasPark die Biogastechnologie für die Flexibilisierung der Strommengen unterstellt. Wird der Einfluss von Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr auf den konventionellen Kraftwerkspark untersucht und die restlichen Kosten ermittelt, dann wird auf die Biomethantechnologie zurückgegriffen, da diese dann die günstigste Lösung für den BiogasPark ist.

Ähnliches Bild zeigt sich auch für die kumulierten Kosten des BiogasPark mit Biomethantechnologie im Jahr 2020. Die Abbildung 61 gibt hierzu einen Überblick. Die absoluten Kosten sind um ca. ein Drittel niedriger als im Jahr 2030, was größtenteils auf die geringeren Strommengen zurückzuführen ist. Der Einfluss der Bedarfsberücksichtigung auf die Kosten bleibt ebenfalls im Jahr 2020 marginal. Die Mengenszenarien unterscheiden sich bei 1500 VLH im Jahr um knapp 2 Mrd. €.

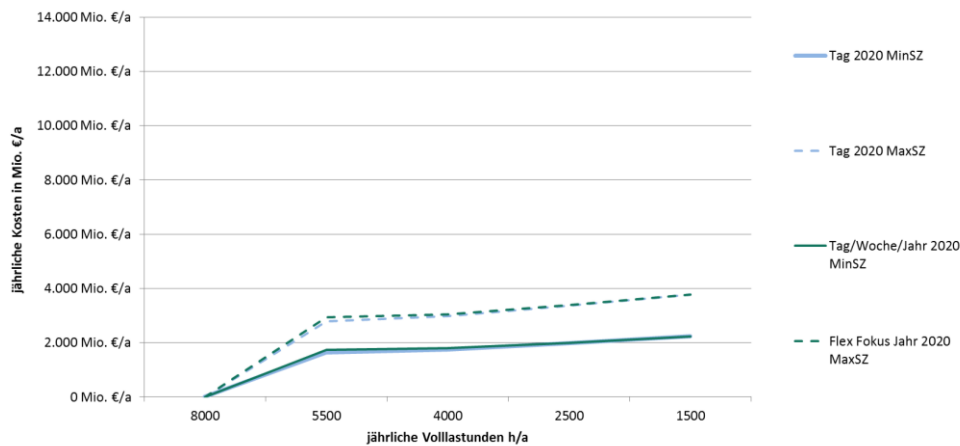


Abbildung 61: Kumulierte Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung des Bio-gasPark am Beispiel Biomethan im Jahr 2020 (im Vergleich zur Grundlaststromproduk-tion, inkl. einer Wärmeabsatzsteigerung um knapp 50 %), unterschieden nach den Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ)

Beispielhaft werden in der nachfolgenden Abbildung 62 die Gesamtkosten eines Bio-gasParks dargestellt, welcher im Jahr 2020 gegenüber dem BiogasPark mit Vor-Ort-Verstromung neben der Flexibilisierung auch eine Steigerung der Wärmenutzung um 100 % umsetzen kann. Bei dieser Betrachtung wurde fiktiv so getan, als ob die Vor-Ort-Verstromungsanlagen keine Wärmenutzung aufweisen. Dadurch können minimalsten Kosten für die Flexibilisierung des BiogasParks mittels der Biomethantechnologie aufzuzeigen werden. Die Kosten für die Flexibilisierung des BiogasParks mittels (ausschließlich) der Biomethantechnologie liegen somit zwischen den Kostenlinien der Ab-bildung 61 und Abbildung 62, abhängig von der zusätzlich genutzten Wärmemenge.

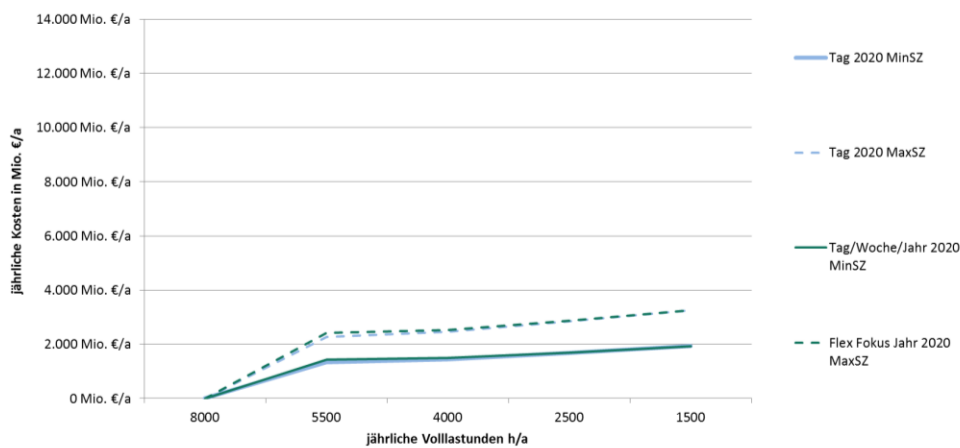


Abbildung 62: Kumulierte Kosten der Flexibilisierung der Stromerzeugung des Bio-gasParks am Beispiel Biomethan im Jahr 2020 (im Vergleich zur Grundlaststromproduk-tion, inkl. einer Wärmeabsatzsteigerung um knapp 100 %), unterschieden nach den Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ)

15 Änderung der CO₂-Emissionen des BiogasParks

Uwe Holzhammer, Lena Vogel, Henning Hahn

Im Folgenden wird eine Analyse der Treibhausgas (THG)-Emissionen auf Basis eines Vergleichs von flexiblem zu kontinuierlichem Verstromungsbetrieb mittels Biogas und Biomethan vorgenommen. Dieser Vergleich dient zur Abschätzung der Auswirkungen der Flexibilisierung der Stromproduktion mittels Biogas und Biomethan auf die THG-Emissionen. Die nachfolgende Untersuchung fokussiert sich auf die THG-Änderung in Abhängigkeit der Flexibilität der Stromerzeugung. Dabei stellen die Simulationsergebnisse zum Fahrplan der Stromproduktion aus Biogas und Biomethan die Grundlage für die Untersuchung dar. Auf deren Basis sind die Speicherdauer und Menge von Gas, die Stillstandzeiten und Startanzahl des BHKW ermittelt worden.

15.1 Flexible Biogasverstromung

Die Änderung der Emissionen zwischen Grundlaststromproduktion und flexibler Stromproduktion aus Biogas erfolgt in den nachfolgenden Ausführungen. Die Prozesskette wird grundsätzlich in folgende emissionsrelevanten Prozessabschnitte unterteilt (Abbildung 63):

- Biomassebereitstellung und Biogasproduktion
- Biogasspeicherung
- Biogas-BHKW (Strom-, Wärmeproduktion)

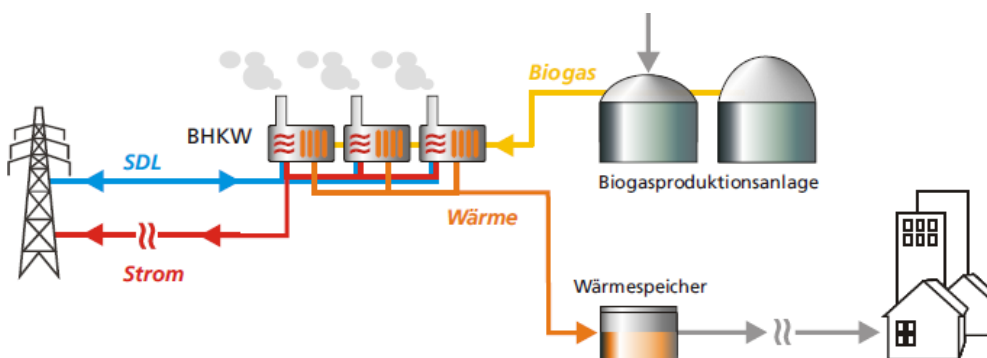


Abbildung 63: Biogasproduktionskette

Nachfolgend werden die genannten Prozessabschnitte kurz beschrieben, die Annahmen zur THG-Berechnung aufgezeigt und Kenndaten benannt. Dies ist die Basis für die abschließende Bewertung der THG Unterschiede zwischen der möglichen Flexibilität der Stromerzeugung.

Biomassebereitstellung und Biogasproduktion

Wesentliche Emissionen bei der Biogasproduktion sind Emissionen, die aus der Biomassebereitstellung, der indirekten Landnutzungsänderung sowie diffusen Emissionen aus den Prozessbehältern, resultieren [67]. Unter der Annahme, dass die Biogasproduktionsanlagenkonzeption sowie der Substrateinsatz (Menge und Art der Substrate) gegenüber einem Grundlastbetrieb sich nicht ändern, führt die flexible Stromproduktion zu keinen veränderten THG-relevanten Emissionen. Weitere Untersuchungen werden dann notwendig, wenn aufgrund der Flexibilisierung der Stromproduktion Fütterungsmanagement zum Einsatz kommt. Fütterungsmanagement bedeutet zum einen, dass

die Substratzufuhr in Mengen pro Zeiteinheit variiert wird. Dabei gilt es darauf zu achten, dass die Verweilzeiten und die Raumbelastung nur soweit verändert werden, dass es in Summe zu keiner geringeren Ausnutzung der eingesetzten Biomasse kommt. Untersuchungen, die in Kapitel 9.4 kurz vorgestellt werden, zeigen, dass innerhalb dieser Schranken eine Flexibilisierung in relevanten Umfang möglich ist. Darüber hinaus können zur Steuerung der Biogasproduktion auch andere, schneller verfügbare Substrate zu Einsatz kommen. In diesen Zusammenhang gilt es diese Pflanzenarten auf ihren „Rucksack“ an Treibhausgasemissionen zu prüfen und mit den „getauschten“ Substraten und deren „Rucksack“ zu vergleichen. In den nachfolgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass ein Fütterungsmanagement so ausgeführt wird, dass es keine signifikanten Auswirkungen auf die THG-Emissionen hat.

Die folgende Analyse der Treibhausgasemissionen auf basiert auf dem Vergleich zwischen flexiblem und kontinuierlichem Verstromungsbetrieb (Grundlast).

Biogasspeicherung

Die Biogasspeicherung für den Grundlastbetrieb erfolgt in der Regel in internen Biogasspeichern. Für einen Grundlastbetrieb sind diese so ausgelegt, dass geringe Varianzen zwischen Bedarf und Verbrauch, z.B. während Wartungsintervallen, zu puffern sind [68, 69]. Die Speicherkapazität überschreitet meist nicht einen Zeitraum von 4-6 Stunden. Um die Gasversorgung für einen flexiblen Verstromungsbetrieb zu gewährleisten, ist eine Erweiterung der Kapazitäten durch eine Vergrößerung der internen Speicher oder die Investition in externe Speicher erforderlich (siehe Kapitel 9). Die Gasspeicherfolien, die bei internen und externen Speichern zu Einsatz kommen, weisen eine gewisse Gasdiffusion auf. Diese Verluste in die Atmosphäre wirken sich negativ auf die THG-Bilanz der flexiblen Strommengen aus Biogas aus. Aufgrund dessen wird nachfolgend der Einfluss der Gasspeichervergrößerung, und somit der Membranflächenvergrößerung, auf die THG-Emissionen der Stromproduktion untersucht und bewertet. Ein für die Gasspeicherung typisches Material ist Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk-Folie, kurz EPDM-Folie [70]. Die Spezifikation dieser Folie wurde in einem Bericht des Bundesamtes für Energie in der Schweiz mit dem Thema „CH₄-Emissionen bei EPDM-Gasspeichern und deren wirtschaftlichen und ökologischen Folgen“ für Biogasanlagen empfohlen [70]. In der genannten Studie wurden diverse EPDM-Gasspeicherfolien auf deren Methanpermeationsrate untersucht. Dabei konnte festgestellt werden, dass die Methanemissionsrate in hohem Maße durch die Dicke der Folie beeinflusst wird. In den Untersuchungen konnte z.B. für eine 1,5 mm starke Folie eine Permeationsrate von im Durchschnitt 1850 Ncm³/m²*d*bar ermittelt werden, während bei der Untersuchung von 2,0 mm starker Folie die Permeationsrate im Durchschnitt auf 688 Nm³/m²*d*bar reduziert wird [70]. Mittels dieser Methanpermeationsrate können die Methanemissionen in Abhängigkeit der Speichergröße ermittelt werden. Hierfür wird die folgende Formel zugrunde gelegt [71].

$$\dot{V} = \text{Permeationsrate} \left[\frac{\text{Ncm}^3}{\text{m}^2 * \text{d} * \text{bar}} \right] * A * \Delta p$$

$$\dot{V} = \text{Volumenstrom Methanemissionen} \left[\frac{\text{Ncm}^3}{\text{d}} \right]$$

$$A = \text{Fläche Foliengasspeicher} [\text{m}^2]$$

$$\Delta p = \text{Partialdruck Methan} [\text{bar}]$$

Die Überdrucksicherung der Fermenter, Nachgärer und Gärrestlager hat neben der Gasspeicherfolie ebenfalls einen Einfluss auf die Treibhausgasemissionen. Der Biogasanlagenbetrieb in der klassischen Auslegung wird mit sehr hohen Volllaststunden im Jahr betrieben. Die Biogasproduktion wird so eingestellt, dass die produzierte Biogasmenge ausreicht, um das BHKW rund um die Uhr in Volllast betreiben zu können. Der Gas-

speicher wird eher als Sammelspeicher, statt als aktiver Gasspeicherraum genutzt. Dieser wird benötigt um Schwankungen unterschiedlichster Form auszugleichen.

Verändert sich z.B. die Substratqualität oder die –zusammensetzung, kann es zu einer Veränderung, z.B. zu einer kurzfristigen Erhöhung der Gasproduktion kommen. Durch die Reduzierung der Substratzufuhr wird in diesen Fällen die Gasproduktion wieder verringert, damit die Gasmenge wieder der Entnahmemenge durch das BHKW entspricht. Diese Schwankungen werden über den Gasspeicher ausgeglichen. Ebenso können Störungen im BHKW-Bereich zu einer geringeren Abnahme von Biogas führen. Auch in diesem Fall ist die zur Verwertung bereitstehende Biogasmenge höher als die Benötigte. Auch dann wird i.d.R. mit einer Anpassung d.h. mit einer Reduzierung der Fütterung darauf reagiert. Bis die Biogasproduktion auf die Fütterung reagiert, muss der Gasspeicher die Biogasmenge sammeln. Die Veränderung der Biogasproduktion durch die Anpassung der Fütterung ist allerdings verhältnismäßig träge. Dadurch kann es zu einem Anstieg des Gasspeicherdrucks kommen, wenn der Gasspeicher dadurch an seinen maximalen Füllstand gerät. Überschreitet der Gasspeicherdruck einen bestimmten festgelegten Betriebsdruck, führt dies zu einer Aktivierung der Sicherheitskette. Eine wichtige Sicherheitseinrichtung für den Störfall stellt die Notfackel dar, welche „überschüssige“ Biogasmengen gezielt verbrennt, um Methan (CH₄) in Kohlendioxid (CO₂) umzuwandeln bevor es in die Atmosphäre gelangt. Die Notfackel schützt somit vor Methanemissionen (die um ein Vielfaches klimarelevanter sind als CO₂ -Emissionen). Durch den zusätzlichen Verbraucher (Gasfackel) sinkt dann der Druck im Gasspeicher unter einen festgelegten Wert. Ist dieser Wert erreicht wird der Betrieb der Gasfackel wieder eingestellt. Sollte die Gasfackel unter bestimmten Umständen nicht zünden können oder steigt der Gasdruck schneller, als die Notfackel Biogas verwerten kann, dann springen weitere Sicherheitsmechanismen an. Diese sogenannten Überdrucksicherungen geben gezielt Biogas und damit Methan in die Atmosphäre ab, um die technischen Einrichtungen vor dem Zerbersten zu schützen und damit Mensch und Natur vor dieser Gefahr zu schützen. Kurzfristige Überdrucksituationen können auch durch Witterungsveränderungen zustande kommen (z.B. starke Sonneneinstrahlung, Starkwind, Platzregen, usw.). Auch in diesen Situationen greifen die Überdrucksicherungen vor der Fackel, da die Reaktionszeiten der Fackel für diese Kurzereignisse zu lang sind.

Biogasanlagen die zukünftig flexibel Strom produzieren brauchen zusätzliche Gasspeicherkapazitäten, um während der Phasen mit geringem Strombedarf Gas speichern zu können, oder bei hohem Strombedarf auch mehr Biogas verstromen zu können als gleichzeitig produziert wird. Die Installation zusätzlicher Gasspeicherkapazitäten, die Verbesserung der Gasspeicherfüllstandmessung und die Integration dieser in die Anlagensteuerung und Regelung führen zu einer weiteren Professionalisierung des Gasspeichermanagements. Diese ist für eine gezielte Stromproduktion nach Fahrplan mit hoher Fahrplanteue erforderlich. Aufbauend auf dieser Anlagentechnik wird die Sicherheitseinrichtung dementsprechend angepasst, z.T. bei Gasspeicherumfang über 10.000 t auch durch höhere genehmigungsrechtliche Auflagen wie der StörfallVO ausgelöst. Die aktive Betriebsweise der wesentlich größeren Gasspeichervolumina in der bedarfsorientierten Fahrweise der Erzeugungskapazitäten liegt selten bei der maximalen Speicherkapazität. Der Biogasbedarf des BHKWs schwankt mit dem Strombedarf, wodurch sich die gespeicherte Gasmenge ebenfalls regelmäßig ändert. Dadurch ist zu erwarten, dass die beschriebenen Schwankungen in der Biogasproduktion oder auch die Witterungseinflüsse im flexiblen Betrieb der Anlage seltener zu Drücken im Gasspeicher führen, die das Anspringen von Sicherheitseinrichtungen notwendig machen. Tendenziell sind dadurch die Biogasmengen nahezu vollständig für die Verstromung nutzbar. Es ist zu erwarten, dass flexibilisierte Anlagen nur sehr geringe Mengen an Biogas über die Sicherheitseinrichtungen verlieren. Dieser Sachverhalt wirkt sich reduzierend auf die Treibhausgasemissionen aus. Eine quantitative Bewertung der THG-Emissionsminderung stellt sich allerdings sehr schwierig dar. Diese THG-Emissionsminderung ist stark von den Vor-Ort-Gegebenheiten und der technischen Umsetzung der Anlagen abhängig und wird deshalb nicht in die weitere Bewertung mit einfließen.

Allerdings wird der Einfluss der Größe der Gasspeicher selbst auf die THG-Emissionen untersucht. Als relevantester Einfluss für die THG-Emissionen sind grundsätzlich Methanemissionen zu nennen. Methan kann mittels Diffusion durch die Gasspeichermembran in die Atmosphäre gelangen und dadurch die THG-Relevanz erhalten. Für die Analyse der Methanemissionen bei Grundlast- und flexiblen Betrieb durch die Änderungen des Gasspeichervolumens wurden die folgenden Annahmen und Festlegungen zugrunde gelegt:

- EPDM-Foliendicke 2 mm
- Der Druck innerhalb des Gasspeichers bleibt unabhängig vom Füllstand konstant
- Methanemissionen sind ausschließlich abhängig von der Gasspeicheroberfläche, die in Abhängigkeit der Flexibilität der Stromproduktion sich ändert
- Der Vergleich erfolgt zwischen den Methanemissionen der Grundlastkonfiguration (8000 VLH/a) und des flexiblen Betriebs mit (1500 VLH/a)
- Es werden NaWaRo-Anlagen untersucht, die Energiepflanzen als Substratnutzen. Dabei werden die im Rahmen dieses Vorhabens vorgestellten Modellanlagen genutzt (vgl. insb. Kapitel 7 und Kapitel 8). Als Grundlage für die Untersuchungen dienen die Szenarien MinSZ 2020 und MinSZ 2030. Aufgrund des geringen Einflusses auf die notwendige Speicherkapazität wird auf die Untersuchung der Szenarien MaxSZ 2020 und MaxSZ 2030 verzichtet.
- Die einzelnen Jahre 2013, 2020 und 2030 bilden unterschiedlichen EE-Ausbauzahlen ab und beeinflussen die Betriebsweise des BHKW und somit den Fahrplan und indirekt die notwendige Größe des Gasspeichers.
- Die unterstellte Gasspeichertechnik für Grundlast und flexiblen Betrieb ist die Doppelmembrantechnik, wenngleich bekannt ist, dass im Grundlastfall regelmäßig auch andere Gasspeichertechniken zum Tragen kommen, die ggf. höhere Emissionen verursachen (z.B. dünnere Foliendicke usw.). Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Grundlast-Gasspeicher z.T. höhere Emissionen aufweisen als nachfolgend angenommen. Durch die Erneuerung und Vergrößerung der Gasspeicher kann neue bzw. andere Technik zum Einsatz kommen, die weniger Gas emittieren lässt. Dieser Effekt wurde nachfolgend nicht weiter untersucht.

Der Vergleich wurde für den Grundlastfall der Stromproduktion vorgenommen. In diesem wurden Methanemissionen bei 8000 Volllaststunden (Grundlast) in Höhe von ca. 200 m³/a über den Gasspeichermembran ermittelt. Die Ermittlung der Emissionen im Tages-Flex-Szenario 2013 ergibt, bei 1500 Volllaststunden pro Jahr, Methanemissionen in Höhe von 300 Nm³/a. Die Steigerung der Flexibilität von Grundlast auf Bedarfsberücksichtigung Tag, mit 1500 VLH im Jahr ist somit mit einem Anstieg der Methanemissionen über die Membran von ca. 100 Nm³/a verbunden. Wird die Bedarfsberücksichtigung auf Tag/Woche, bei 1500 VLH im Jahr, ausgeweitet, dann steigen die dafür notwendigen Gasspeicherkapazitäten und die damit verbundenen Membranflächen an. Die Methanemissionen bei 1500 Volllaststunden und Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche im MinSZ 2030 betragen, aufgrund der zusätzlich benötigten internen und externen Speicher, 940 m³/a. Dies entspricht einer Erhöhung um ca. 640 m³/a. Wird die Bedarfsberücksichtigung auf den Jahresverlauf (Tag/Woche/Jahr) ausgeweitet, entstehen theoretisch sehr große Gasspeicherkapazitäten, die notwendig sind um den Bedarfsschwankungen im Jahresverlauf restriktionsfrei folgen zu können. Die Methanemissionen bei 1500 Volllaststunden in diesem Szenario liegen laut der Berechnungen dann bei z.B. 5530 m³/a im Jahr 2030.

Um diese Methan-Emissionsmengen später mit den Emissionen der anderen Anlagenkomponenten, wie z. B. dem BHKW, vergleichen zu können, werden diese auf CO₂-Äquivalente THG-Emissionen umgerechnet. Mittels des Heizwertes von 9,96 kWh/Nm³¹ und dem Methangehalt im Biogas von 54 % kann der Energiegehalt der Biogasmengen bestimmt werden. Mittels des CO₂-Äquivalenten-Emissionsfaktor von Biogas, der 90214,4 kg/TJ_{th}² beträgt und auf den Energiegehalt von Biogas bezogen ist, können dem errechneten Energiegehalt die emittierten Biogasmengen in die Atmosphäre (in kg CO₂-Äquivalent) zugewiesen werden.

Die Ergebnisse dieser Berechnung der THG-Emissionen über die Gasspeicher sind in Abbildung 64 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Emissionen mit steigender Flexibilität, also mit sinkenden Volllaststunden und mit steigender Bedarfsberücksichtigung, zunehmen. Am deutlichsten ist der Unterschied zwischen Grundlastszenario (8000 VLH/a) und 1.500 VLH/a bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr 2030 zu erkennen. Während die Emissionen im Grundlastszenario (8.000 VLH/a) ca. 650 kg CO₂ Äq/a betragen, steigen sie im Tag/Woche/Jahr-Flex-2030-Min-Szenario 1.500 VLH/a auf über 17.500 kg CO₂ /a an.

Die so ermittelten THG-Emissionen liegen zwar bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche (z. Vgl. Tag/Woche 1500 VLH MinSZ 2030: 1530 kg CO₂ /a) höher als bei der Bedarfsberücksichtigung Tag, liegen aber nur bei ca. 15 % von Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr. Der Einfluss der Volllaststunden auf die THG-Emissionen ist geringer als der Einfluss der Bedarfsberücksichtigung. Die Emissionen der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr steigen deutlich zwischen 8000 VLH auf 4000 VLH an und beharren auf dem hohen Niveau. Die Emissionen bei Bedarfsberücksichtigung Tag und Tag/Woche steigen mit abnehmenden VLH kontinuierlich an, wenngleich auf wesentlich niedrigerem Niveau.

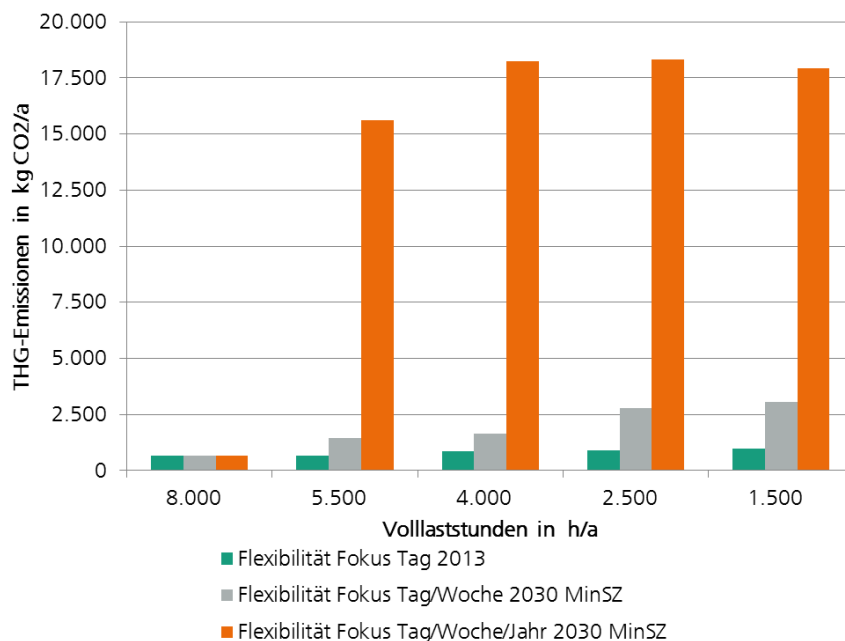


Abbildung 64: THG-Emissionen durch den erhöhten Gasspeicherbedarf (in kg CO₂ /a)

¹ Gemis 4.9, unterer Heizwert von reinem Methan.

² Gemis 4.9_Gemis 4.9_Produkte_Biogas-dezentral Wert ist bezogen auf den unteren Heizwert.

Um eine Bewertung der THG-Emissionsveränderung der berechneten Methanemissionen der Gasspeicher durchführen zu können, werden die ermittelten Werte in Relation zur gesamten produzierten Menge an Methan (im Biogas) gesetzt. Die Methanemissionen im Grundlastszenario liegen, wie in Abbildung 65 ersichtlich, bei einem Anteil von 0,2 % an der gesamten Methanproduktion. Im Tages-Flex-Szenario 2013 erhöhen sich die Methanemissionen auf einen Anteil von 0,3 %. Im zweiten Beispiel, dem Tag/Wochen-Flex-2030-Min-Szenario entspricht die THG-Emissionsänderung einem Anteil von etwas über 1 % und im dritten Beispiel, dem Tag/Wochen/Jahre-Flex-2030-Min-Szenario entsprechen die ermittelten knappen 10.000 m³/a einem Anteil von über 6,0 % an der gesamten Methanproduktion.

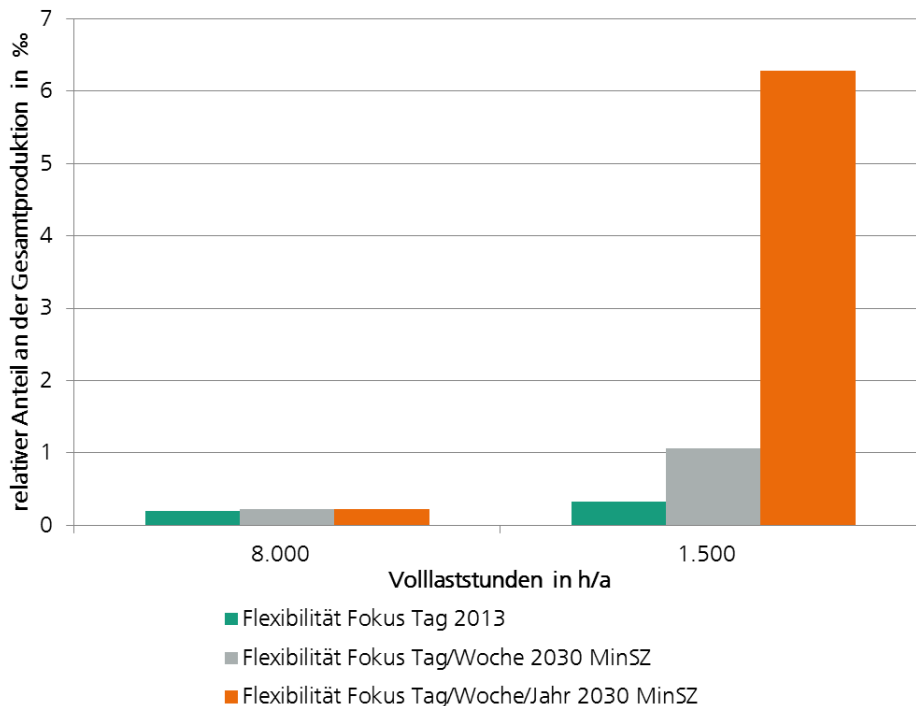


Abbildung 65: Relativer Anteil Methanemissionen des Gasspeichers im Vergleich zur jährlich produzierten Methanmenge in Promille

Biogas-BHKW

Des Weiteren gilt es die CO₂ Emissionen, die durch den flexiblen Betrieb der BHKW-Technik verursacht werden, abzuschätzen. Für die Bewertung der Emissionen beim BHKW sind zwei Einflussfaktoren wesentlich, wengleich es weitere zu erwähnen gilt.

- Der Mehrverbrauch durch die Startvorgänge, die mit steigender Flexibilisierung zunehmen, ist ein wichtiger Einflussfaktor auf die THG-Emissionen. Der unterstellte Mehrverbrauch in den Jahren 2013, 2020 und 2030 berücksichtigt in dessen Höhe auch die zu erwartende technische Entwicklung. Aktuell wurde eine durchschnittliche Startzeit des Biogasanlagenparks von 15 min unterstellt, die sich dann auf durchschnittlich 7,5 min bzw. 5 min in den Jahren 2020 und 2030 reduziert. Diese Entwicklung ist mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten, da der steile Gradient in der Startphase zunehmend eine Anforderung der Märkte darstellt (insbesondere der Regeleistungsmärkte). Die BHKW-Hersteller stellen sich schon jetzt mit ihren Produkten auf diese Anforderungen ein. Weitere Verbesserungen, bzw. Verkürzungen der Startzeit, sind angekündigt. Offen ist, wie schnell es zu einer Durchdringung des Anlagenbestandes mit dieser neuen BHKW-Technik kommt. Der zusätzliche Biogasverbrauch beim Startvorgang wird in der Bewertung als Emission in die Atmosphäre behandelt und

mit entsprechender THG-Wirksamkeit versehen. Dieser Aspekt wird nachfolgend näher untersucht.

- Zweitens gilt es die Effizienzsteigerung, die durch eine Wirkungsgradsteigerung – aufgrund der Kapazitätserweiterung - erzielt wird, als einflussreichen Aspekt zu nennen. Hierbei fließt auch die Veränderung des Eigenstrombedarfs mit ein, d. h. der höhere Eigenstrombedarf im flexiblen Betrieb reduziert die zusätzlichen Strommengen die durch den höheren Wirkungsgrad erzielt werden können. Zur Bilanzierung der THG-Emissionen in kg CO₂ werden den zusätzlichen Strommengen CO₂-Äquivalente zugeordnet, die durch das „Globale Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (GEMIS) ermittelt wurden. Diese werden in Abhängigkeit der nächsten Jahre und die damit verbundenen geplanten Emissionsminderungen mittels EE in Abbildung 66 graphisch dargestellt.
- CO₂ – Emissionen, die durch zusätzliche Wartungsaufwendungen der BHKW-Anlagen entstehen könnten (z.B. etwas höherer Motorölverbrauch, zusätzliche Fahraufwendungen des Serviceteams durch kürzere Wartungszyklen bezogen auf die Energieeinheit usw.), wurden als gering eingeschätzt und nicht berücksichtigt.
- Darüber hinaus wird für Biogas-BHKW-Anlagen angenommen, dass im Durchschnitt ca. 50 % der produzierten Wärme genutzt werden können. Der flexible Betrieb, so die weitere Annahme, wird die Wärmenutzungsmenge nicht ändern.
- Ca. 0,5% Biogas bezogen auf die Gesamtgasmenge wird durch unvollständige Verbrennung emittiert [67]. Dies ist auch weiterhin beim flexiblen Betrieb zu erwarten. Eine Veränderung des Schlupfes im flexiblen Betrieb, über die Annahmen des CO₂-relevanten Mehrverbrauchs im Startverhalten hinaus, werden nicht unterstellt.

In Abbildung 66 sind die GEMIS-Emissionswerte des deutschen Strommix in kg CO₂ / kWh für die Jahre 2012, 2020 und 2030 dargestellt, welche die Berechnungsgrundlage für die Emissionsberechnungen durch die Effizienzsteigerung darstellen.

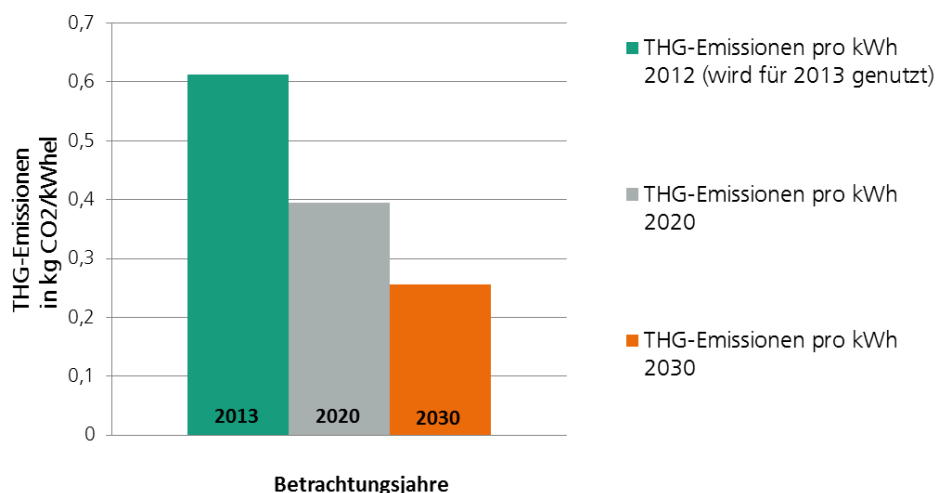


Abbildung 66: GEMIS-THG-Emissionen im Strommix der Jahre 2012, 2020 und 2030

CO₂-Emissionen durch Startvorgänge

Ein wichtiger Einflussfaktor auf die THG-Emissionen im flexiblen Betrieb stellt das Start und Stopp-Verhalten in Abhängigkeit der fluktuierenden EE dar. Der flexible Betrieb zur

Versorgung der Residuallast erfordert einen immer stärker frequentierten Start-/Stopp-Betrieb. Die Startanzahl ist somit von verschiedenen Einflussgrößen, wie den benannten fEE-Anteil an der Stromversorgung, Strommengen aus Biogas im System sowie der Flexibilität dieser Strommengen, abhängig. Unter diesen Abhängigkeiten wurde die notwendige Start und Stoppanzahl ermittelt.

In der Startphase kommt es beim BHKW zu einem erhöhten Biogasverbrauch. Dies hat mit bestimmten notwendigen Spülvorgängen im Brennraum zu tun, die ein definiertes Gasmisch zum Startzeitpunkt sicherstellen, wie auch mit der Betriebsweise außerhalb des optimalen Betriebspunktes zwischen 0 und 100% der Nennleistung. Ebenso muss das Aggregat erst wieder auf Betriebstemperatur gebracht werden, was in der Erwärmungsphase zu höheren Brennstoffbedarf führt. Es wurde deshalb die Annahme¹ getroffen, dass der Mehrverbrauch an Biogas in der Startphase 15 % gegenüber dem Nennbetrieb beträgt. Des Weiteren wurde auf Grund von zu erwartenden technischen Entwicklungen in der BHKW-Technik verschiedene Startzeiten für die Jahre 2013, 2020 und 2030 festgelegt. Während die durchschnittliche Startzeit im Jahr 2013 noch konservativ mit 15 Minuten festgesetzt wurde, wurden diese für das Jahr 2020 mit 7,5 Minuten festgesetzt und im Jahr 2030 davon ausgegangen, dass das die BHKW-Anlagen maximal im Durchschnitt nur noch 5 Minuten für den Startvorgang benötigen. Abbildung 67 zeigt anhand der Bedarfsberücksichtigung Tag (2013) den Einfluss der Startzeit auf die THG-Emissionen unter den genannten Kriterien auf. Die Startzeit ist ein relevanter Einflussfaktor auf die THG-Emissionen während des Anfahrens. Die Aktivitäten der Hersteller diese zu verkürzen sind auch aufgrund des genannten Effektes sehr zu begrüßen.

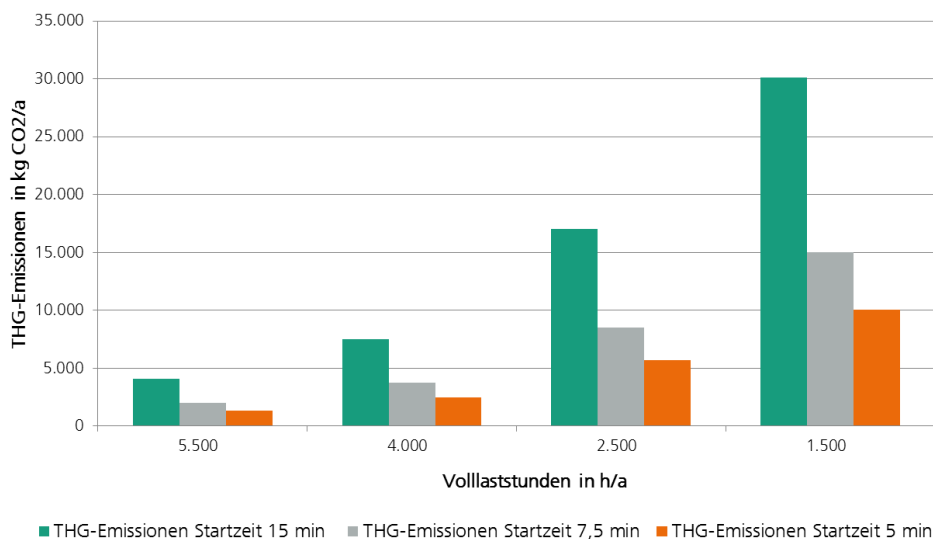


Abbildung 67: Einfluss der Startzeit auf die THG-Emissionen am Beispiel der Bedarfsberücksichtigung Tag 2013

Aus der Startzeit, der Startanzahl und dem, innerhalb dieser Phase unterstellten höheren Biogasverbrauch ergibt sich der Mehrverbrauch an Biogas für die einzelnen Beispielszenarien Tag MinSZ 2030, Tag/Wochen MinSZ 2030 und Tag/Woche/Jahres-MinSZ 2030. Dem Mehrverbrauch wird mittels des beschriebenen Emissionswertes für Methan eine CO₂-Menge zugewiesen. Wobei die Annahme, dass die vollständigen

¹ Diese Annahme wurde mit BHKW Herstellern im Rahmen eines Workshops 2012 diskutiert und bestätigt.

Methanmengen (des Mehrverbrauchs) direkt in die Atmosphäre gelangen, möglicherweise zu konservativ ist.

Die Startanzahl hat natürlich darüber hinaus Einfluss auf die Gesamtemissionen im Jahresverlauf. Die Startanzahl ist beeinflusst von der möglichen Flexibilität, die die Erzeugungsanlagen bereitstellen können und dem fEE-Anteil, der eine daran angepasste Flexibilität notwendig macht. Die nachfolgende Abbildung 68 beschreibt den Einfluss der Bedarfsberücksichtigung und der Volllaststunden und somit den Einfluss der Startanzahl auf die THG-Emissionen. Als Beispiel-Szenario wurde hierfür MinSZ 2030 genutzt. Die dahinter stehende Starthäufigkeit liegt zwischen 515 über 764 bis 586 bei 5500 VLH (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr) bis hin zu 800 über 1005 bis 956 bei 1500 VLH (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr). Die Emissionen steigen mit der Startanzahl an, die Startanzahl erhöht sich tendenziell mit der Flexibilität, insbesondere mit der Absenkung der Volllaststunden als Teil der Flexibilität. Die Bedarfsberücksichtigung selbst hat weniger Einfluss auf die Startanzahl bzw. auf die THG-Emissionen. Interessant ist, dass die THG-Emissionen von Anlagen die Tag/Woche/Jahr, also saisonale Schwankungen berücksichtigen können, im Vergleich zu Tag/Woche leicht sinken. Dies liegt an der etwas geringeren Anzahl von notwendigen Startvorgängen, die im Jahresverlauf von Erzeugungsanlagen realisiert werden müssen, um restriktionsfrei über den Jahresverlauf fEE-Schwankungen zu berücksichtigen (Tag/Woche/Jahr).

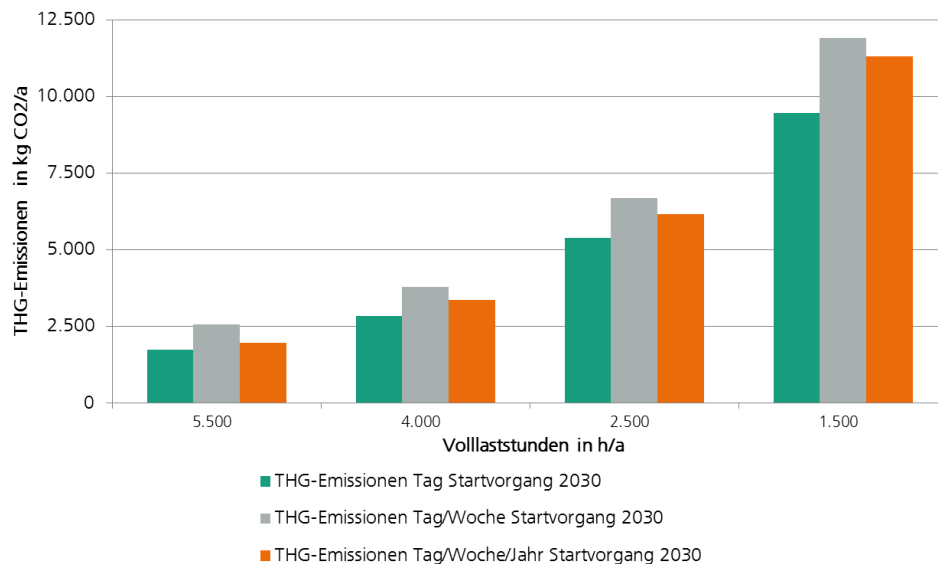


Abbildung 68: Einfluss der Startanzahl auf die THG-Emissionen, dargestellt durch die Bedarfsberücksichtigung Tag, Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr (MinSZ 2030)

Die nachfolgende Auswertung in Abbildung 69 beschreibt die THG-Emissionen unter Einfluss der Betrachtungsjahre (2020 und 2030). Dem einzelnen Betrachtungsjahr stehen dementsprechende EE-Anteile gegenüber (40 % / 60 %), die den Fahrplan der Stromerzeugung und somit die Startanzahl der Biogasanlagen beeinflussen. Gleichzeitig wurde, wie beschrieben, dem Jahr 2020 eine durchschnittliche Startzeit von 7,5 min unterstellt. Beide Einflussgrößen, Startanzahl und Startzeit, führen zu dem aufgezeigten Ergebnis, wobei sich die Startanzahl bei sinkenden Volllaststunden nur noch gering zwischen 2020 und 2030 unterscheidet. Bei 5500 VLH liegt die Startanzahl im Jahre 2020 noch spürbar um ca. 220 pro Jahr höher als mit gleicher Volllaststundenzahl im Jahr 2030 und gleicht sich ab 4000 VLH an. Die THG-Emissionen für den Startvorgang liegen im Ergebnis im Jahr 2020 um ca. die Hälfte (1500 VLH) bis hin zum Doppelten (5500 VLH) höher als im Jahr 2030.

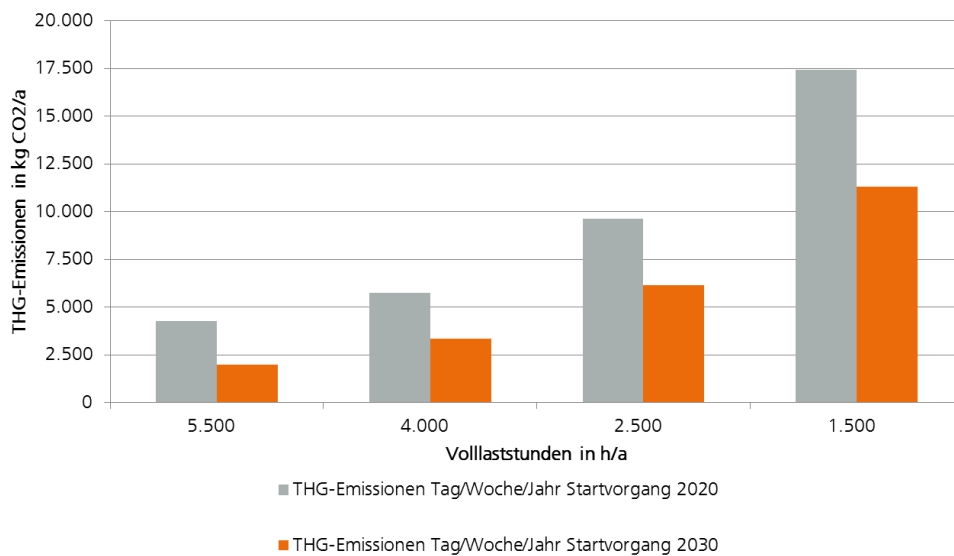


Abbildung 69: Einfluss des Betrachtungsjahres (und der Volllaststunden) auf die THG-Emissionen (MinSZ 2020 und MinSZ 2030)

CO₂-Emissionen durch Effizienzveränderung

Ein weiterer Einflussfaktor für die THG-Emissionen ist die Effizienz der Stromerzeugung aus Biogas. Wird die Stromerzeugung flexibilisiert, so geht dies mit einer Leistungssteigerung gegenüber der Grundlastauslegung (ausgehend von 500 kW_{el} im Grundlastfall auf über 2,6 MW_{el} im 1500VLH-Fall) i.d.R. mit einer Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades einher. Das bedeutet, dass mit der eingesetzten Biomasse, mehr Strom produziert, bzw. die gleiche Strommenge mit weniger Biomassebedarf realisiert werden kann. Dies führt zu einer Reduzierung der THG-Emissionen im Vergleich zum Grundlastfall. Um die Auswirkungen der Wirkungsgradsteigerung auf die THG-Emissionen zu bewerten, werden den theoretisch verdrängten Strommengen Treibhausgasemissionen zugeschrieben, die durch ihre Ersetzung treibhausgasmindernd wirken. Da es sich um zusätzliche Strommengen durch die Wirkungsgraderhöhung handelt, steht diesen kein eigener „THG-Rucksack“ gegenüber. Diese THG-Minderung fließt dann wieder in die Bewertung mit ein. Allerdings gibt es gleichzeitig einen Gegeneffekt. Wird eine Anlage flexibel betrieben, so erhöhen sich die Stillstandzeiten, während dessen bestimmte Aggregate (Pumpen, Tischkühler, Lüfter, Warmhaltung BHKW, usw.) weiter mit Strom versorgt werden müssen. Dieser sogenannte zusätzliche Standby-Verbrauch führt wiederum zu höheren THG-Emissionen. Der Standby-Verbrauch steigt absolut mit der Länge der Stillstandzeiten, welche wiederum mit der Abnahme der Volllaststunden steigen. Dieser Mehrverbrauch dämpft den Effekt der Wirkungsgradsteigerung, der ebenfalls mit dem sinkender Volllaststunden ansteigt. Abbildung 70 zeigt die Einflüsse dieser Effizienzänderung in Summe. Die THG-Emissionen flexibilisierter Anlagen im Jahr 2013 liegen durch diese Betriebsweise und die damit verbundene Anlagentechnik unter denen der Anlagen im Grundlastbetrieb. Die THG-Minderung nimmt mit der Abnahme der Volllaststunden zu. Die Bedarfsberücksichtigung hat keinen Einfluss, da die installierte Leistung und die Summe der Stillstandzeiten sich nicht in Abhängigkeit der Bedarfsberücksichtigung ändern. Abbildung 70 zeigt auch, dass die Effizienzänderung in den nächsten Jahren als positiver Einflussfaktor abnimmt. Insbesondere im Jahr 2030 ist er deutlich kleiner. Grund hierfür ist der Vergleich mit der Grundlaststromproduktion und die in den nächsten Jahren erwartete Entwicklung in der BHKW-Technik und den

damit verbundenen elektrischen Wirkungsgraden. Die BHKW-Hersteller haben in den letzten Jahren im oberen Leistungsbereich (um ca. 9 MW_{el}) enorme elektrische Wirkungsgrade von 48,9 %¹ erreicht und sind in diesem Leistungsbereich annähernd am Maximum angekommen. Die BHKW-Hersteller werden diese technischen Erfolge zunehmend auf die kleineren Einheiten übertragen, d.h. die Wirkungsgrade werden in diesen Einheiten in den nächsten Jahren weiter steigen. Dadurch nimmt der Wirkungsgradsteigerungseffekt durch die Flexibilisierung ab. Die beschriebene Auswertung zeigt diesen Effekt deutlich.

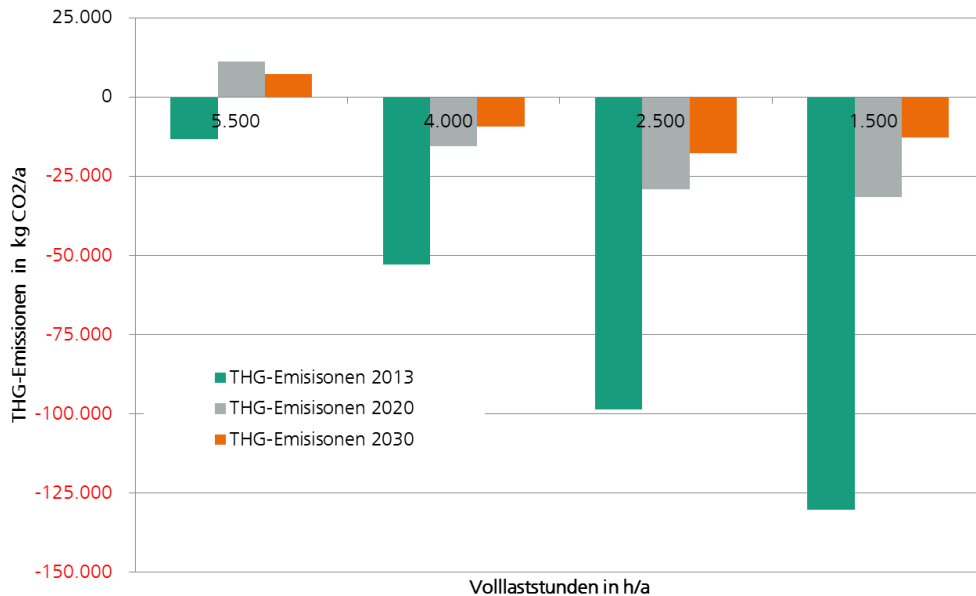


Abbildung 70: THG-Emissionen in Abhängigkeit der Effizienzänderung unter Berücksichtigung der Volllaststunden und der Szenarien MinSZ 2020 und MinSZ 2030 in Vergleich mit 2013

In Abbildung 71 sind die Ergebnisse der Berechnungen zusammengeführt und beschreiben, die mit der Flexibilisierung verbundenen THG-Emissionen, mit dem Fokus Volllaststunden (Bedarfsberücksichtigung Tag) und Abhängigkeit der nächsten Jahre bis 2030. Dabei wird ersichtlich, dass das erzielbare Emissionsminderungspotential durch die Flexibilisierung bis 2030 abnimmt. Eine Flexibilisierung heute bringt somit eine größere Reduktion der THG-Emissionen, hervorgerufen durch die jetzt relevanter realisierbare Wirkungsgradsteigerung in der BHKW-Technik. Der Wirkungsgradunterschied zwischen den unterstellten Erzeugungskapazitäten nimmt, wie beschrieben, in den nächsten Jahren durch die technische Entwicklung ab.

¹ Jenbacher J920 Flextra, 9,5 MW_{el}, Gasmotor.

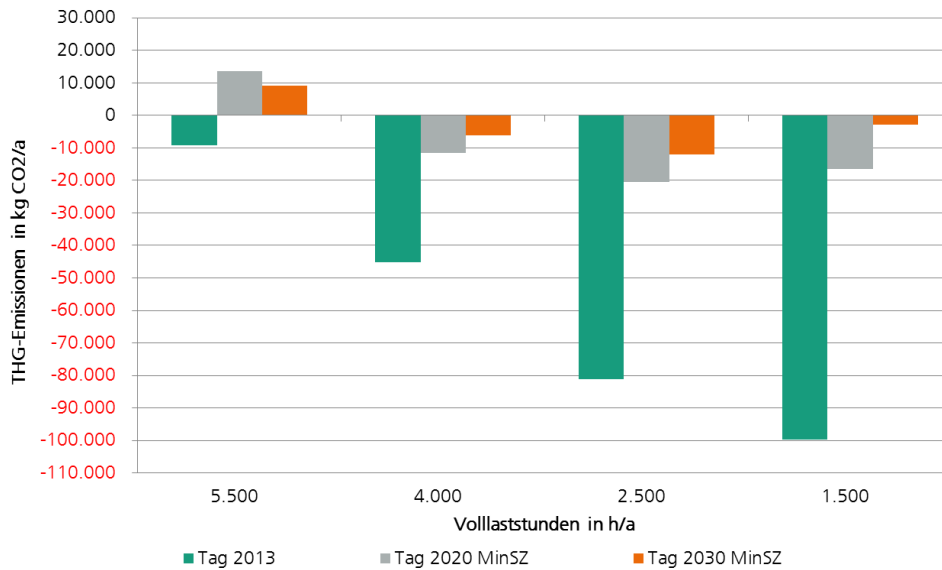


Abbildung 71: THG-Emissionsbilanz in Vergleich zwischen 2013, 2020 und 2030 bei gleicher Bedarfsberücksichtigung Tag und variierender Volllaststunden

Wird der Einfluss der Bedarfsberücksichtigung, bezogen auf die Summe der THG-Emissionsänderung betrachtet, reduzieren sich die THG-Emissionsminderungseffekte durch die Flexibilisierung der Stromproduktion gegenüber einer Grundlaststromproduktion weiter und kehrt sich sogar z.T. um (für 5500 VLH und 1500 VLH Tag/Woche/Jahr). Dies zeigt Abbildung 72 für das Jahr 2030. Grund hierfür sind die wachsenden Emissionen über den Gasspeicher sowie der Eigenstrombedarf und die gleichzeitig im Jahr 2030 geringeren Wirkungsgradsteigerungseffekte, die diese Emissionserhöhung nicht kompensieren können. Allerdings gilt es anzumerken, dass für Biogas die restriktionsfreie saisonale Stromproduktion (Tag/Woche/Jahr) aufgrund der dafür enormen Gasspeicherkapazitäten eher unwahrscheinlich ist.

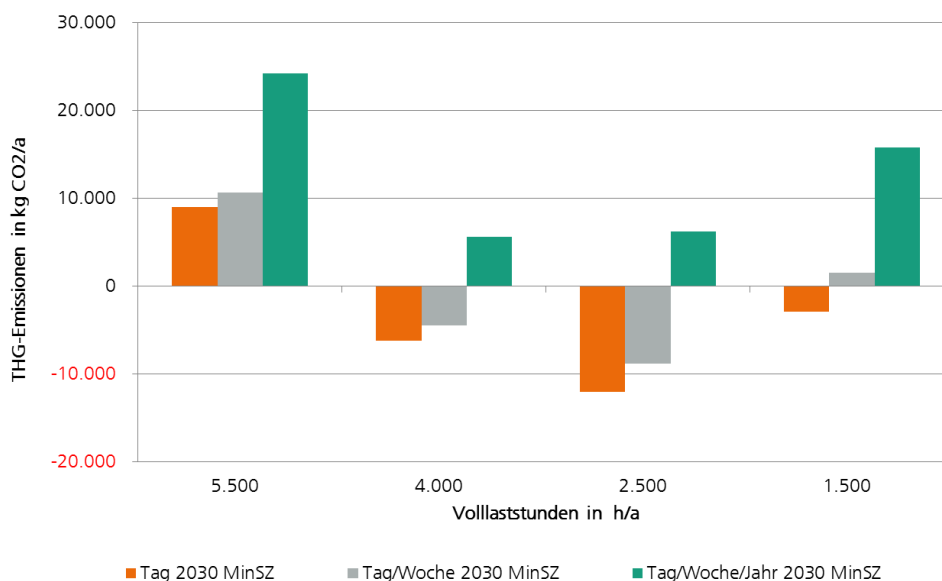


Abbildung 72: THG-Emissionsbilanz im Vergleich zwischen Bedarfsberücksichtigung Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr (MinSZ 2030)

Die Änderung der THG-Emissionen aufgrund der Flexibilisierung der Stromerzeugung mittels Biogas ist vom Grad der Flexibilität abhängig. Die Emissionsänderung ist insgesamt auf niedrigem Niveau. Die Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads, die mit einer Erhöhung der elektrischen Leistung, im Vergleich zur Grundlaststromproduktion, verbunden ist, führt i.d.R. sogar in Summe zu einer Reduzierung der THG-Emissionen. Der Effekt der Wirkungsgradsteigerung ist in den nächsten Jahren am stärksten anzunehmen und nimmt bis 2030 zunehmend ab. Dies liegt an der zu erwartenden technischen Entwicklung der BHKW-Technik, deren elektrischer Wirkungsgrad sich auch im unteren Leistungsbereich (welche im Grundlastfall eingesetzt würde), weiter erhöhen wird.

15.2 Flexible Biomethanverstromung

Im Gegensatz zum flexiblen Biogasverstromungsbetrieb ist bei der Biomethanverstromung keine Erweiterung des Gasspeichers am Ort der Anlage erforderlich. Daher verändern sich die Emissionen bei den Prozessschritten Biomassebereitstellung, Biogasproduktion und Biogasspeicherung an der Anlage im Vergleich zum Grundlastbetrieb nicht.

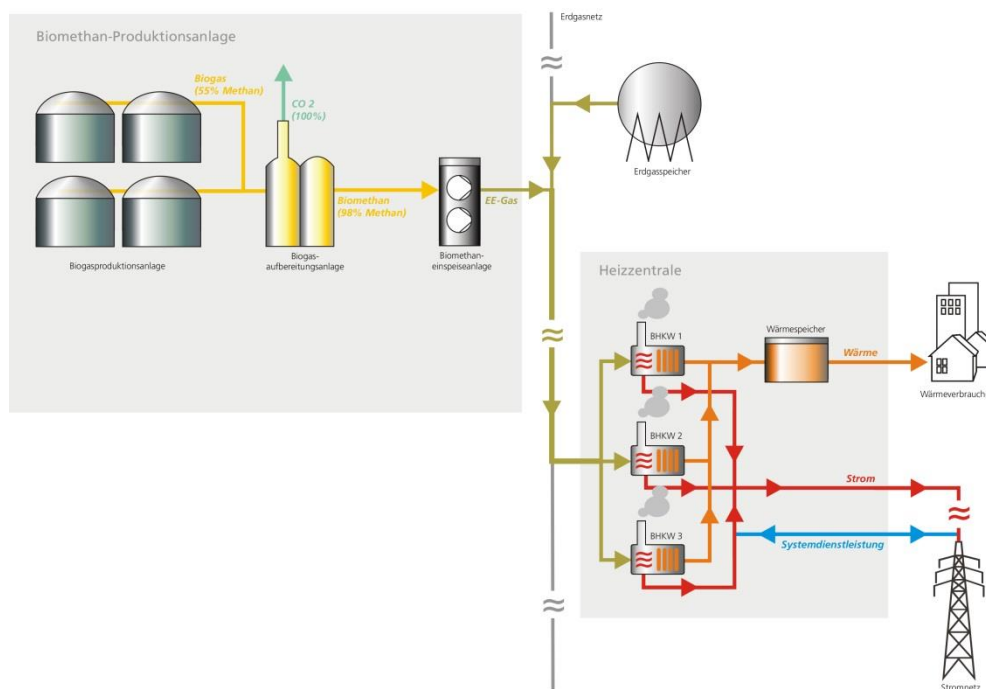


Abbildung 73: Prozesskette Biomethanproduktion

Die Emissionen, die aus der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan resultieren, bleiben unter der Annahme, dass der Betrieb der Aufbereitungsanlage sich nicht ändert, ebenfalls gleich. Bei der flexiblen Biomethanverstromung wird das Erdgasnetz mit seinen vorhandenen Speicherkapazitäten als Puffer zwischen Verbrauch und Einspeisung (bzw. Biomethanproduktion) genutzt. Emissionen können beim Transport durch Leckagen an der Gasleitung (Pipelines) aber auch an der Kompressorstation auftreten. Aufgrund der Tatsache, dass Biomethan bei flexiblem und kontinuierlichem Betrieb zum Ort des Verbrauchs transportiert werden muss, führt dieser Prozessschritt nicht zu einer Änderung der THG-Emissionen.

Das eingespeiste Biomethan wird wie Erdgas in Poren- oder Kavernenspeichern gespeichert, um die kontinuierliche Produktion und Einspeisung mit der stark wechselnden

Entnahme zueinander zu bringen. Das in solchen Speichern eingespeicherte Gas kann aber nicht vollständig wieder ausgespeichert werden um den erforderlichen minimalen Druck, der für die Speicherung erforderlich ist, aufrechtzuerhalten. Das im Speicher auf Dauer verbleibende Gas wird Kissengas genannt. Dieser einmalige Gasverlust kann in der THG-Bilanzierung vernachlässigt werden. Nach [72] sind die Verluste und somit die Emissionen bei der Speicherung von Gas in den genannten Gasspeichern die darüber hinausgehen ebenso vernachlässigbar gering (Wirkungsgrad 99,5%). Hier entstehen im Vergleich zu Biogas geringere zusätzliche Emissionen durch die Speicherung von Biomethan (in Abhängigkeit der Flexibilität). Die Emissionsminderung durch die Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades durch größere BHKW-Anlagen gilt bei der Verstromung von Biomethan im ähnlichen Umfang wie bei Biogas. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass die Biomethan-BHKW-Anlagen mit einer nahezu 100 % Wärmenutzung realisiert sind. Der thermische Wirkungsgrad sinkt in der Regel, wenn der elektrische Wirkungsgrad höher liegt. Im Ergebnis ist es möglich, dass durch die Steigerung der Anlagenkapazität die nutzbaren Wärmemengen etwas sinken. Dieser Effekt würde wieder zu höheren THG-Emissionen als im Grundlastfall führen. Die nicht bereitgestellten Wärmemengen müssten dann mit einem alternativen Wärmeerzeuger gedeckt werden. Diesen Wärmemengen wären dann ein „CO₂ -Rucksack“ anzurechnen. Im Ergebnis können die für Biogas ermittelten THG-Änderungen, in Abhängigkeit der Flexibilität, mit dem flexibel betriebenen Biomethan-BHKW-Anlagen verglichen werden. Aufgrund dessen wird in diesem Kapitel auf eine detaillierte Berechnung verzichtet.

16 Ein flexibler BiogasPark trifft auf den konv. Kraftwerkspark

Uwe Holzhammer

Flexiblen Strommengen des BiogasPark (Biogas, Biomethan) stehen in Wechselwirkung mit den konventionellen und den fluktuierenden Stromerzeugungseinheiten. Dabei spielen unterschiedliche Einflussgrößen eine Rolle. Die nachfolgenden Ausführungen werden einen Beitrag zur Strukturierung der Erwartungshaltung an das Erzeugungsmanagement mittels des BiogasPark, leisten. Um dies zu erreichen werden verschiedene Aspekte des konv. Kraftwerksbetrieb beleuchtet und Veränderungen durch den flexiblen Betrieb des BiogasParks aufgezeigt. Die Betrachtungen legen den Fokus auf einen EE-Anteil von 60% in 2030, wemgleich auch ein Szenario mit ca. 40% EE (2020) untersucht wurde, welches an geeigneter Stelle andiskutiert wird.

Erklärung der nachfolgend genutzten Abkürzungen:

Kond.: Kraftwerk in Kondensationsbetrieb:

Diese Kraftwerke werden als reine Stromerzeugungsanlagen betrieben, die zeitgleich anfallende Wärme wird ungenutzt über Kondensationsanlagen (Kühltürme oder Flusswasser) an die Umgebung abgegeben.

Entnahme-Kond.: Kraftwerk in Entnahmekondensationsbetrieb:

Diese Kraftwerke sind modifizierte Kondensationskraftwerke, die einen Teil der produzierten Wärme einer Nutzung zuführen und den Rest an die Umgebung über Kondensationsanlagen (ungenutzt) abgeben.

Gegendruck: Kraftwerk in Gegendruckbetrieb:

Kraftwerke, welche die gleichzeitig zum Strom erzeugte Wärme im Gegendruck-Prinzip (z. B. ca. 1 bar bei 100 °C) einer Nutzung zuführen. Dies führt zu einem sehr hohen Gesamtnutzungsgrad. Allerdings bewirkt der höhere Gegendruck auch eine Reduzierung der produzierten elektrischen Energie (im Vergleich zu geringeren Gegendruck und keiner Wärmeauskopplung). Die Entnahme mittels Gegendruck findet somit nur an Standorten mit hohem Wärmebedarf statt.

BHKW: BHKW-Anlagen:

Motorische Stromerzeugungsanlagen mit gleichzeitiger Wärmeproduktion. Durch ihre kleineren Leistungsklassen können diese besser an die Wärmesenke angepasst werden und weisen dadurch in der Regel sehr hohe Gesamtnutzungsgrade auf.

16.1 Betriebene und nicht betriebene Kraftwerksleistung

In diesem Kapitel wird die Auswirkung flexibler Strommengen des BiogasParks auf die betriebenen und nicht betriebenen konv. Kraftwerksleistungen diskutiert. Generell muss angemerkt werden, dass die durch die Simulation ausgewiesenen, in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerksleistungen, zur Deckung der Höchstlast tendenziell höher ausfallen, als zu niedrig (Grundlage von Abbildung 74 und Abbildung 75). Grund hierfür ist, dass die Simulation des Einsatz aller installierten konventionellen Kraftwerke auf Grenzkosten basiert (auch jene mit sehr kurzen Betriebszeiten) und betriebswirtschaftliche Entscheidungen aus Sicht des Einzelkraftwerks nicht berücksichtigt werden. Es werden somit nur die Kraftwerke nicht betrieben, die aufgrund der Grenzkosten nicht zum Zuge kommen. Die Simulation trifft keine Entscheidung über die betriebswirtschaftliche Sinnhaftigkeit der (vorzeitigen)

Stilllegung oder des Neubaus eines konv. Kraftwerkes es (keine Zubau-Optimierung) aufgrund von Gesamtkosten. Es könnte also sein, dass aus Gesamtkostensicht ab einer bestimmten Volllaststundenzahl manche Kraftwerke stillgelegt und rückgebaut, oder manche neuen Kraftwerkskapazitäten nicht gebaut werden. Die Simulation unterstellt jedoch, dass bestimmte Kraftwerkskapazitäten aufgrund der Grenzkosten auch nur für wenige Stunden betrieben werden, was in der Realität, wie beschrieben aus betriebswirtschaftlicher Sicht, evtl. nicht geschehen würde. Die Strommengen würden dann in der Realität von anderen Kraftwerkskapazitäten übernommen. Um diesem Sachverhalt zu begegnen untersucht die Auswertung der konv. Kraftwerksleistung, in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasPark, welche konv. Kraftwerksleistung gleichzeitig maximal betrieben wird. Diese ermittelte konv. Anlagenleistung fällt in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasPark z.T. sehr unterschiedlich aus. Um den Einfluss des BiogasParks auf die konventionelle Stromerzeugung zu bewerten, werden die Änderungen näher untersucht, so dass die absolute Höhe nicht die entscheidende Information darstellt. Im Vergleich der verschiedenen Untersuchungen stellt immer das Grundlastverhalten des BiogasPark die Opportunität dar. Im Ergebnis werden die Änderungen miteinander verglichen.

Veränderungen der betriebenen konventionellen Kraftwerksleistung

Der betriebene konventionelle Kraftwerkspark, der sich bei Volllastbetrieb (8760 h) des BiogasParks einstellt (Abbildung 74), berücksichtigt wie in den Annahmen beschrieben die Stromlieferungen aus dem angrenzenden Ausland. Die Differenz zwischen der installierten Kraftwerkskapazität und der in Betrieb befindlichen Anlagenleistung, stellen die Reservekapazitäten¹ (Regelleistung, Ersatzkraftwerke, kalte Reserve) dar. Mit dieser gesamten installierten Leistung kann eine Versorgungssicherheit von 99 % aus nationaler Kraftwerkskapazität sichergestellt werden.

Abbildung 74 zeigt die konv. Kraftwerksleistung, für einen unterschiedlich flexiblen BiogasPark, im Vergleich zur installierten konventionellen Kraftwerksleistung (P_{Inst} , hervorgehobener linker Balken). Gleichzeitig sind die betriebenen Kraftwerkskapazitäten in Abhängigkeit der Volllaststunden, d.h. in Abhängigkeit des Verhältnisses von produzierter Strommenge ($30,5 \text{ TWh}_{\text{el}}$) zu bereitgestellter Leistung des BiogasParks, aufgetragen. Die einzelnen farblichen Abschnitte der Balken beschreiben den jeweiligen Anteil eines bestimmten Kraftwerkstyps an der Jahreshöchstlastdeckung. Die Auswertung bezieht sich auf die maximale, gleichzeitig betriebene Kraftwerksleistung.

¹ Die installierten Kraftwerkskapazitäten die nicht in Betrieb gehen, werden allgemein als Kaltreservekapazitäten bezeichnet und dienen der Versorgungssicherheit.

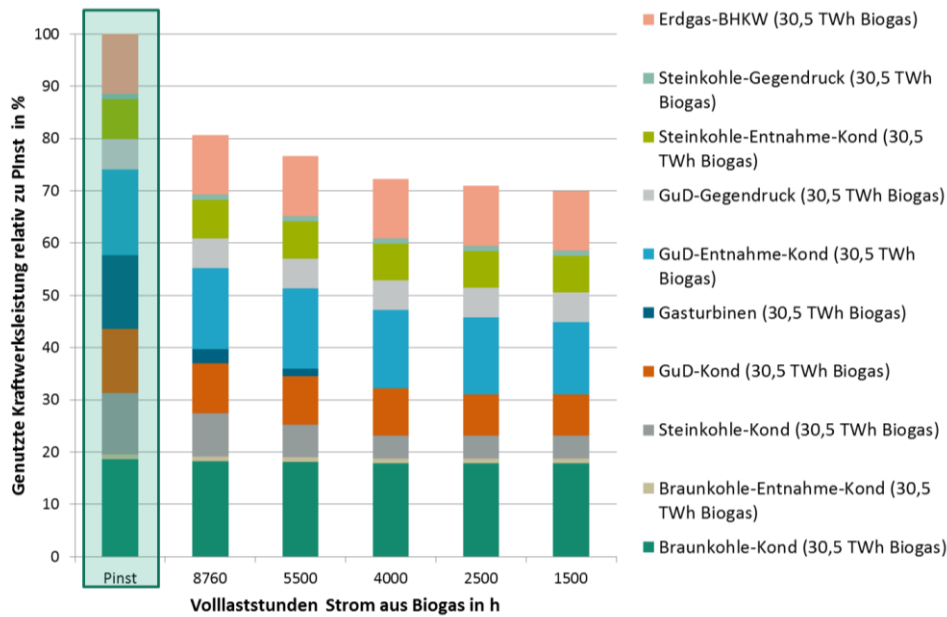


Abbildung 74: Relative Verteilung der konventionellen Kraftwerksleistung in Abhängigkeit der Volllaststunden von 30,5 TWh_{el} Strom des BiogasParks (MinSZ) bezogen auf den vorhandenen / installierten Kraftwerkspark (2030)

Die Untersuchungsergebnisse verdeutlichen den Einfluss der flexiblen Stromproduktion des BiogasPark auf die flexiblen Gaskraftwerke, insbesondere Gasturbinen, aber auch auf GuD-Entnahme-Kondensationskraftwerke. Deren genutzte Kraftwerksleistung reduziert sich z.T. spürbar durch die flexiblen BiogasPark-Strommengen. Die in Betrieb befindlichen Braunkohlekraftwerkskapazitäten bleiben unverändert, wenngleich sich die in Betrieb befindliche Steinkohlekraftwerksleistung verringert.

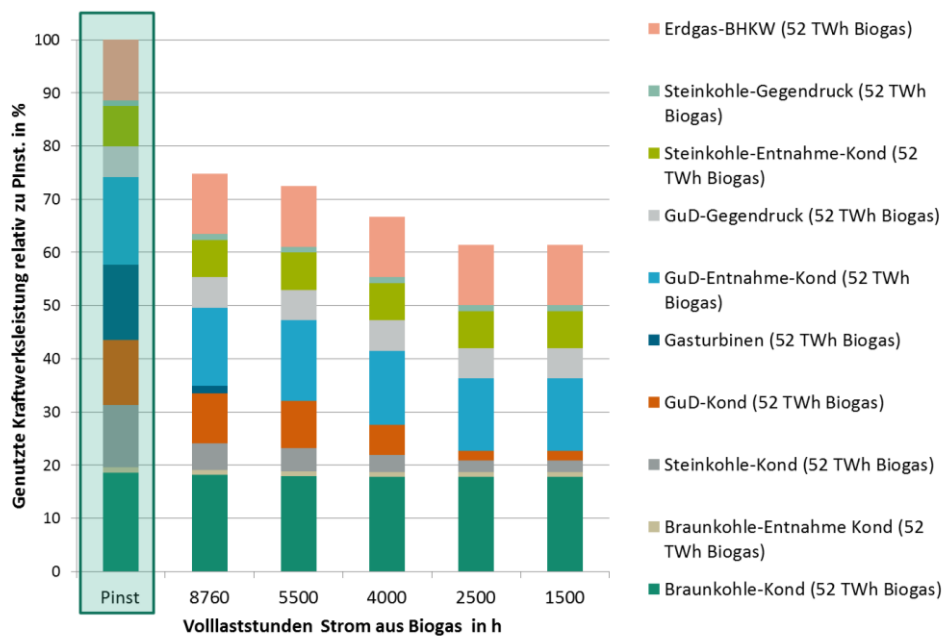


Abbildung 75: relative Verteilung der konventionellen Kraftwerksleistung in Abhängigkeit der Volllaststunden bei 52 TWh_{el} Strom des BiogasParks (MaxSZ) bezogen auf den vorhandenen / installierten Kraftwerkspark (2030)

Insgesamt kann die gleichzeitig in Betrieb befindliche konv. Kraftwerksleistung durch die Reduzierung der Volllaststunden, ausgehend von Grundlast (8760 h, 3,5 GW_{el}) Stromerzeugung und immer gleichbleibenden Strommengen des BiogasPark, um bis zu 13% im MinSZ Tag/Woche (vgl. Tabelle 45) abgesenkt werden. Das MaxSZ Tag/Woche (Abbildung 75) mit 5,9 GW_{el} installierter Leistung des BiogasPark in Grundlast (8760 h) reduziert die gleichzeitig in Betrieb befindliche konventionelle Kraftwerksleistung um knapp 7% schon im Grundlastvergleich zum MinSZ (3,5 GW_{el} bei 8760 h/a). Durch die Erhöhung der in Volllast betriebenen elektrischen Biogasleistung um 2,4 GW_{el} verringert sich die betriebene, konventionelle Kraftwerksleistung somit um 4,0 GW_{el}. Abbildung 75 zeigt den Rückgang der in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerksleistung im MaxSZ, durch die Reduzierung der Volllaststunden um knappe 18% (bezogen auf die gleichzeitig in Betrieb befindlichen Kraftwerke bei Grundlaststromproduktion). Gelingt es darüber hinaus die jährlichen Residuallastschwankungen (Bedarfsberücksichtigung: Tag/Woche/Jahr) zu berücksichtigen, so ist mit der gleichen Anlagenleistung eine Reduzierung der konventionellen Kraftwerksleistung von bis zu 23% im MinSZ und bis zu 31% im MaxSZ zu erreichen. Wird nur der Tagesverlauf der Residuallastschwankung berücksichtigt, dann halbiert sich in etwa die mögliche Reduktion der in Betrieb befindlichen konventionellen Anlagenleistung (im Vergleich zur Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche).

Tabelle 45: Reduzierung der in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerksleistung relativ zur in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerksleistung bei BiogasPark-Grundlast (8760 h/a) in Abhängigkeit des Min/Max Szenarios, der Bedarfsberücksichtigung und der Volllaststunden

Bedarfs-berücksichtigung	Tag*		Tag/Woche		Tag/Woche/Jahr	
	2500	1500	2500	1500	2500	1500
Volllaststunden	2500	1500	2500	1500	2500	1500
Min Szenario (30,5 TWh _{el} Biogas)	6 %	7 %	12 %	13 %	12 %	23 %
Max Szenario (52 TWh _{el} Biogas)	8 %	8 %	18 %	18 %	25 %	31 %

Auffallend ist, dass eine weitere Steigerung der Flexibilität mittels einer Reduzierung der Volllaststunden von 2500 h auf 1500 h, bis auf den Fall Tag/Woche/Jahr und 1500 h/a, nicht zu einer nennenswerten weiteren Reduzierung der in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerksleistung führt. Grund hierfür ist die - für die unterstellte Leistung - zu geringe Strommenge aus dem BiogasPark. Es werden weiter konventionelle Kraftwerkskapazitäten benötigt, um die Residuallastspitzen zu jedem Zeitpunkt zu decken. Dementsprechend können diese konventionellen Kraftwerkskapazitäten nicht außer Betrieb genommen werden. Das Szenario Tag/Woche/Jahr 1500 h/a (MinSZ und MaxSZ) weicht von dieser Feststellung ab. Hier führt laut Simulation eine Reduzierung der Volllaststunden zu einer weiteren spürbaren Reduktion der konventionellen Kraftwerksleistung. Durch die saisonale Berücksichtigung der Residuallastschwankungen stehen die Strommengen regelmäßiger in ausreichenden Mengen bereit, wenn sie gebraucht werden. Dies hat zur Folge, dass beim Sprung von 2500 VLH auf 1500 VLH relevante Kraftwerkskapazitäten die auf Steinkohle basieren, reduziert werden können. Dies bestätigt sich auch noch durch die Betriebsstundenanalyse (Abbildung 76 und Abbildung 77).

16.2 Volllaststunden der betriebenen Kraftwerksleistung

Wie in Kapitel 16.1 dargestellt, kann durch die Flexibilisierung der Strommengen des BiogasParks die zu betreibende konventionelle Kraftwerksleistung verringert werden. Ebenso hat die Flexibilisierung Auswirkung auf die in Betrieb befindlichen Kraftwerke. Die nachfolgenden Darstellungen beschäftigen sich mit dem Einfluss der Flexibilisierung der Strommengen des BiogasParks auf die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerksleistung. Die ausgewiesenen Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke wurden auf Grundlage der Simulationsergebnisse zum Brennstoffverbrauch ermittelt. Die spezifischen Volllaststunden wurden durch den Brennstoffverbrauch während des Betriebes (unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Wirkungsgrades des jeweiligen Kraftwerkstyps) und mittels der in Betrieb befindlichen Anlagenkapazität ermittelt. Abbildung 76 und Abbildung 77 beschreiben die Veränderungen der Vollbenutzungsstunden der einzelnen Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der Volllaststunden der Biogaserzeugungsleistung. Dabei wird deutlich, dass insbesondere die Vollbenutzungsstunden von GuD-Gegendruckanlagen und Erdgas-BHKW-Anlagen steigen. Werden die Abbildung 76 und Abbildung 77 verglichen, so wird der Einfluss der höheren Strommengen im Maximal-Szenario deutlich. Die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke, insbesondere der GuD-Kraftwerke und der Erdgas-BHKW sinken. Gleichzeitig sinken auch die Volllaststunden der Braunkohle-Kondensationskraftwerke und z.T. auch der Steinkohleanlagen.

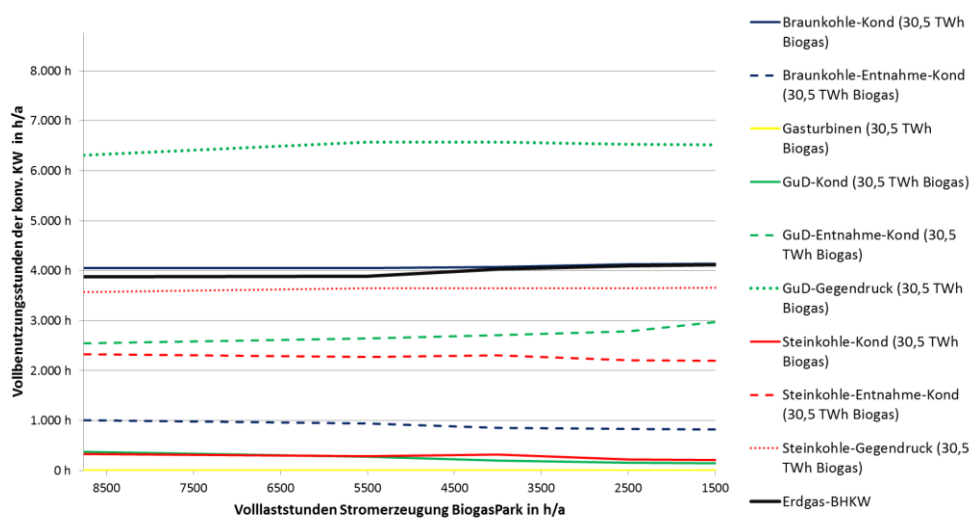


Abbildung 76: Veränderung der Volllaststunden je konventionellen Kraftwerkstyp, im Mittel bezogen auf eine Anlage und in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasPark (MinSZ, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche)

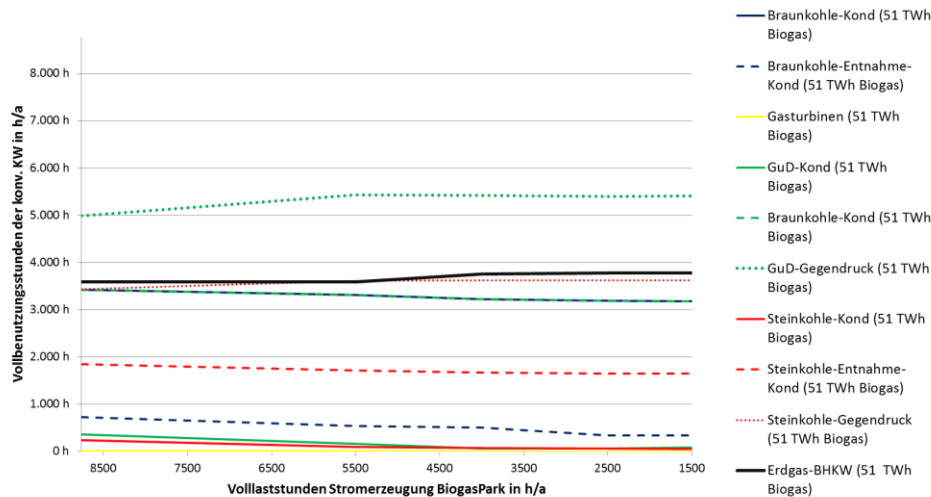


Abbildung 77: Veränderung der Volllaststunden je konventionellen Kraftwerktyp, im Mittel bezogen auf eine Anlage und in Abhängigkeit der Volllaststunden der Biogaserzeugung (MaxSZ, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche)

In Abhängigkeit der Bedarfsberücksichtigung (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr) können die Vollbenutzungsstunden der betriebenen konventionellen Kraftwerke weiter erhöht werden. Gleichzeitig muss die reduzierte, in Betrieb befindliche, konventionelle Kraftwerksleistung aus Abbildung 74 und Abbildung 75 für die richtige Interpretation beachtet werden. Wird eine Bedarfsberücksichtigung eines Tages- und Wochenverlaufs unterstellt, so ist eine Betriebsstundenerhöhung von über 10 % möglich. Bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Jahresschwankung (Tag/Woche/Jahr) ist eine noch deutlich höhere Betriebsstundenerhöhung möglich. Die Tabelle 46 zeigt die relative Vollbenutzungsstundenänderung in Abhängigkeit der Volllaststunden und der Bedarfsberücksichtigung des BiogasParks.

Tabelle 46: Darstellung der relativen Vollbenutzungsstunden der in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerke in Abhängigkeit der VLH und der Bedarfsberücksichtigung, im Vergleich zu Grundlaststromproduktion (8760 h)

Bedarfsberücksichtigung	Tag*			
Volllaststunden	5500	4000	2500	1500
Min Szenario	102%	104%	105%	105%
Max Szenario	99%	101%	104%	104%
Bedarfsberücksichtigung	Tag/Woche			
Volllaststunden	5500	4000	2500	1500
Min Szenario	104%	110%	111%	112%
Max Szenario	100%	106%	112%	112%
Bedarfsberücksichtigung	Tag/Woche/Jahr			
Volllaststunden	5500	4000	2500	1500
Min Szenario	102%	108%	113%	127%
Max Szenario	100%	110%	120%	131%

16.3 Start und Stopp-Verhalten des konv. Kraftwerkspark

Die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas hat auch auf das Startverhalten der konventionellen Kraftwerke Auswirkungen. Die zur Residuallastdeckung benötigte Flexibilität der konventionellen Kraftwerke nimmt etwas ab, da diese durch die bedarfsorientierte Stromproduktion des BiogasParks und deren zunehmende Anlagenleistung mit übernommen wird. Wie zu erwarten war, reduziert sich besonders die Starthäufigkeit der flexiblen GuD-Kraftwerke durch die Flexibilisierung. Die größte Reduzierung der Starthäufigkeit wird schon durch eine verhältnismäßig geringe Verringerung der Volllaststunden auf 5500 h/a erreicht. Die weitere Reduzierung der BiogasPark-Volllaststunden (und damit verbundene Leistungserhöhung) führt zwar zu einer einhergehenden Verringerung der mittleren Starthäufigkeit der konventionellen Kraftwerke, allerdings auf geringerem Niveau.

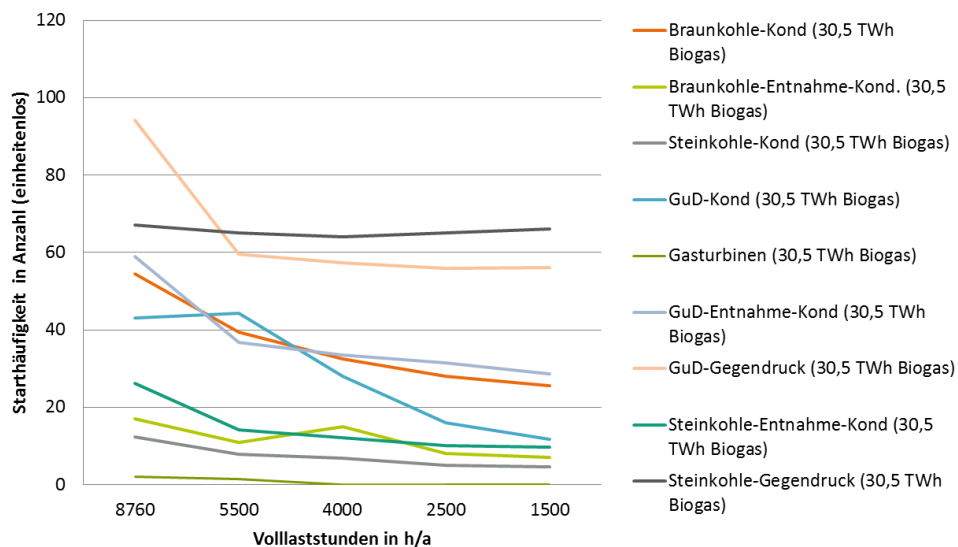


Abbildung 78: Mittlere Starthäufigkeit des jeweiligen konventionellen Kraftwerktyps und gemittelt pro Anlage bei 60 % EE Anteil (2030) und der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, in Abhängigkeit der unterschiedlichen Volllaststunden, MinSZ

Wird die Abbildung 78 (MinSZ) mit Abbildung 79 (MaxSZ) verglichen, so wird die Zunahme der durchschnittlichen Startvorgänge eines GuD-Gegendruck-Kraftwerks deutlich. Bei den 17 GuD-Gegendruck-Kraftwerken führt die höhere Grundlaststrommenge des BiogasPark des MaxSZ im System zu insgesamt ca. 370 zusätzlichen Starts im Jahr. Allerdings sind im MaxSZ drei Steinkohlekondensationskraftwerke, 6 GuD-Kondensationskraftwerke und 14 Gasturbinen weniger in Betrieb. Dies führt insgesamt, wie in Abbildung 80 deutlich wird, nur zu einer leichten Erhöhung von in Summe um ca. 50 zusätzlichen Starts. Diese zusätzlichen Starts werden benötigt, um die höhere Grundlaststrommenge (bei 8760 h/a) im MaxSZ von 21,5 TWh_{el} in das Energiesystem zu integrieren. Bei einer Reduzierung der Volllaststunden im MaxSZ auf 5500 h/a fallen die notwendigen Starts weit unter den Wert des MinSZ¹.

¹ Auch bei 5500 h/a.

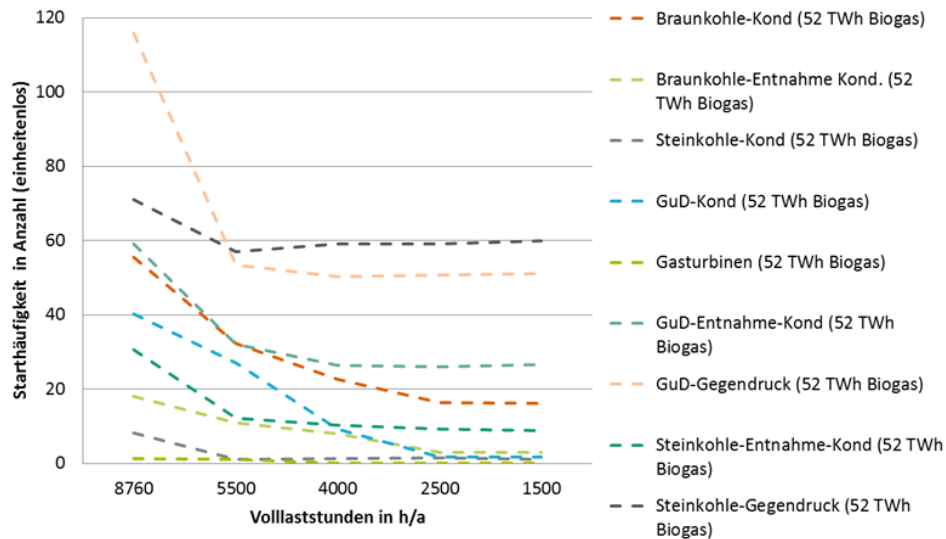


Abbildung 79: Mittlere Starthäufigkeit des jeweiligen konventionellen Kraftwerktyps und gemittelt pro Anlage bei 60 % EE Anteil (2030) und der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, in Abhängigkeit der unterschiedlichen Volllaststunden, MaxSZ

Die Erhöhung der flexiblen Strommengen im MaxSZ auf 52 TWh_{el} (gegenüber dem MinSZ mit 30,5 TWh_{el}) hat also entscheidenden Einfluss auf die notwendigen Starts der konventionellen Kraftwerke, wo hingegen die Bedarfsberücksichtigung zwischen Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr nur geringen Einfluss nimmt (siehe Abbildung 80). Der Vergleich mit der Bedarfsberücksichtigung Tag ist wie erwähnt, aufgrund des verkürzten Prognosehorizonts von 24 h, nur für eine erste Abschätzung heranzuziehen. Die Erdgas-BHKW-Anlagen wurden in der Simulation aggregiert eingebracht, weshalb die Starthäufigkeit nicht ausgewertet werden kann.

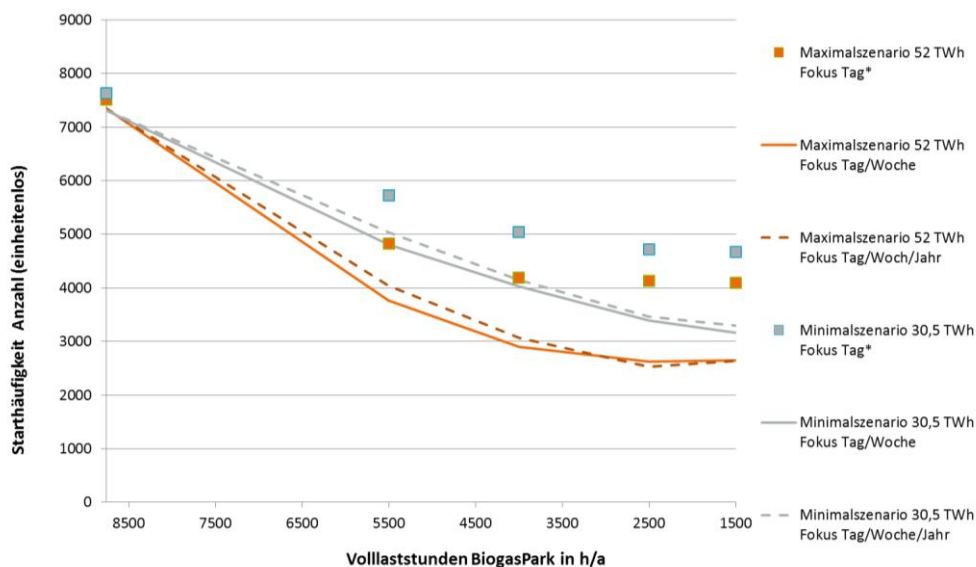


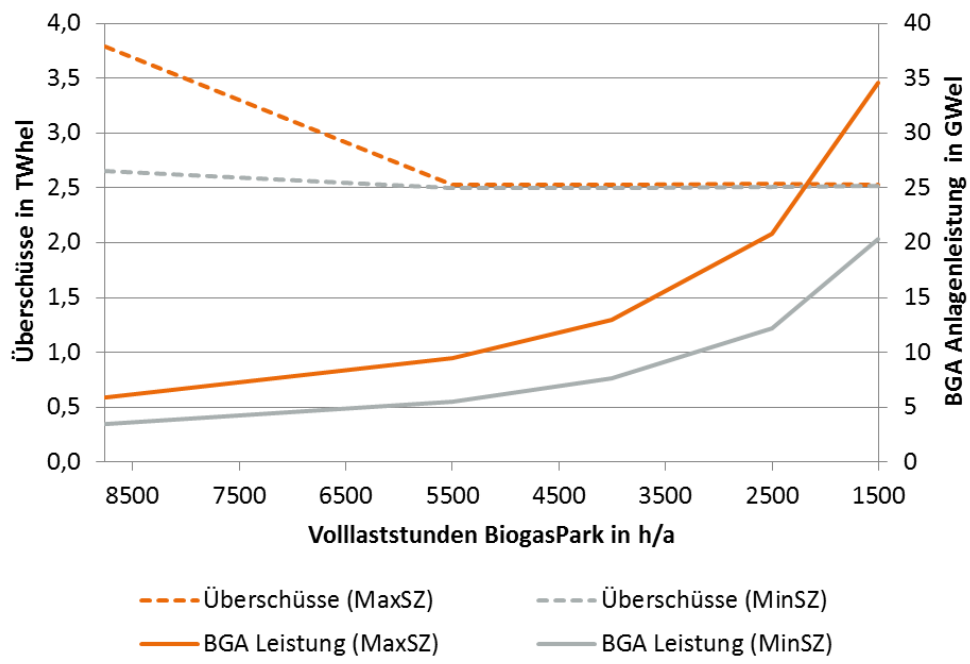
Abbildung 80: Darstellung der Starthäufigkeit aller konventionellen Kraftwerke im Vergleich zu unterschiedlicher Bedarfsberücksichtigung und den Volllaststunden der Stromerzeugung aus dem BiogasPark (ca. 60 % EE, 2030)

16.4 Interaktion mit Strommengen

Grundsätzliche Überlegungen zur Flexibilisierung der Stromproduktion des BiogasPark - von einer Grundlaststromproduktion hin zu einer flexiblen, an die Residuallast angepasste, Stromproduktion - lässt erwarten, dass die Flexibilisierung zu einer geringeren Notwendigkeit Strom zu speichern und zu einer Verringerung der Überschüsse führt. Die Notwendigkeit Strom zu speichern, oder das Auftreten von Überschüssen ergibt sich grundsätzlich dann, wenn die Produktion höher ist als der Bedarf. Die Entstehung solcher Situationen wird insbesondere durch nachfolgende Zusammenhänge beeinflusst:

- Durch die Anzahl der Kraftwerke und deren Leistung, die aus Systemstabilitäts-sicht in Betrieb sein müssen (MRU)
 - führt im Ergebnis zu einer Produktion von Strom aus Kraftwerken, die aus den Residuallastanforderungen heraus nicht notwendig sein können
- Durch die unflexiblen Kraftwerke, die aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht in der Lage sind auf sehr schnelle Änderungen der Residuallast zu reagieren
 - auch in diesem Fall werden Kraftwerkleistungen in Zeiten betrieben, die nicht durch die Residuallast gefordert sind
- Durch das Austauschpotential mit dem europäischen Ausland (mittels Ausbau der Grenzkoppelstellen)
 - um nicht Strom in Deutschland zu speichern, wenn gleichzeitig im europäischen Ausland Strom benötigt wird bzw. Strom zu importieren, wenn Knappheit in Deutschland und Überschüsse im Ausland vorliegen.
- Durch die Höhe des Anteils der vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien an der Gesamtstromproduktion, ohne dass dieser die Residuallast berücksichtigen muss
 - vorrangige EE Stromproduktion in Grundlast kann wie MRU wirken und zu Stromüberschüssen führen (relevant erst ab ca. 60% EE Anteil)

Die nachfolgenden Ergebnisse in Abbildung 81 zeigen das Potential überschüssiger Strommengen, welchen mit einer Flexibilisierung von Strom des BiogasParks begegnet werden kann. Die Ergebnisse in Abbildung 81 zeigen, dass bei 60 % EE noch keine relevanten (Strom-)Überschüsse entstehen, die somit vermieden werden könnten. Wird von 52 TWh_{el} Strom aus Biogas in Grundlast (MaxSZ) ausgegangen, führt dies zu knapp 1,3 TWh_{el} Überschuss, dies entspricht etwa 2,5 % der produzierten Strommenge des BiogasPark. Die mit der Grundlasterzeugung verbundenen höheren Überschüsse können mit Volllaststunden von 5500 h/a und einer Erhöhung der installierten Anlagenleistung um knapp 70 % auf 10 GW_{el} vermieden werden. Eine weitere Erhöhung der installierten Leistung bzw. eine weitere Reduzierung der Volllaststunden führt nicht zu einer zusätzlichen Vermeidung von Überschüssen. Darüberhinausgehende Untersuchungen zeigen, dass der Einfluss der Ausweitung der Bedarfsberücksichtigung auf die jährliche Residuallastschwankung nicht zu einer weiteren relevanten Reduzierung der Überschüsse führt (hier nicht näher ausgeführt). Bei EE-Anteilen über 60% werden sich die (Strom-)Überschüsse erhöhen und somit auch die mit flexiblen Strommengen des BiogasParks vermeidbaren Anteile.



Ein flexibler BiogasPark trifft auf den konv. Kraftwerkspark

Abbildung 81: Stromüberschüsse (TWh_{el}, links) in Abhängigkeit der Volllaststunden, der damit verbundenen BiogasPark-Anlagenleistung (GW_{el}, rechts) und des angenommenen Mengenszenarios (MinSZ/MaxSZ), Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche

Interessant ist allerdings in wie weit eine Flexibilisierung der Strommengen aus Biogas zu einer Reduzierung der Notwendigkeit führt Strom zu speichern, da Speichervorgänge immer mit Verlusten verbunden sind. Aufgrund dessen wurde das Betriebsverhalten der unterstellten Pumpspeicherkraftwerke (PSW) untersucht. Die Pumpspeicherkraftwerke kommen immer dann zum Einsatz, wenn die Kosten der Lastdeckung durch deren Betrieb reduziert werden können. Abbildung 82 greift diese Fragestellung auf und stellt die Veränderung der Stromproduktion mittels Pumpspeicherkraftwerken zur Residuallastdeckung dar. Die höheren Strommengen des BiogasParks im MaxSZ führen in der Grundlastzeugung zu einem erhöhten Einsatz der PSW. Werden die Volllaststunden reduziert und dadurch die Flexibilität erhöht, so führt dies zu einer Reduzierung der Aktivitäten der PSW. Die zusätzliche Kapazität im MaxSZ und die damit verbundene Flexibilität, führen zu einer Halbierung der Strommengen, die durch die PSW zwischengespeichert werden. Die Bedarfsberücksichtigung über den Jahresverlauf (Tag/Woche/Jahr) ergibt laut weiterführender Untersuchungen keine relevante Veränderung im Vergleich zu den Ergebnissen aus Abbildung 82 (Tag/Woche). Zusätzlich treten die bei der Speicherung von Strom anfallenden Verluste nicht auf.

Ein flexibler BiogasPark trifft auf
den konv. Kraftwerkspark

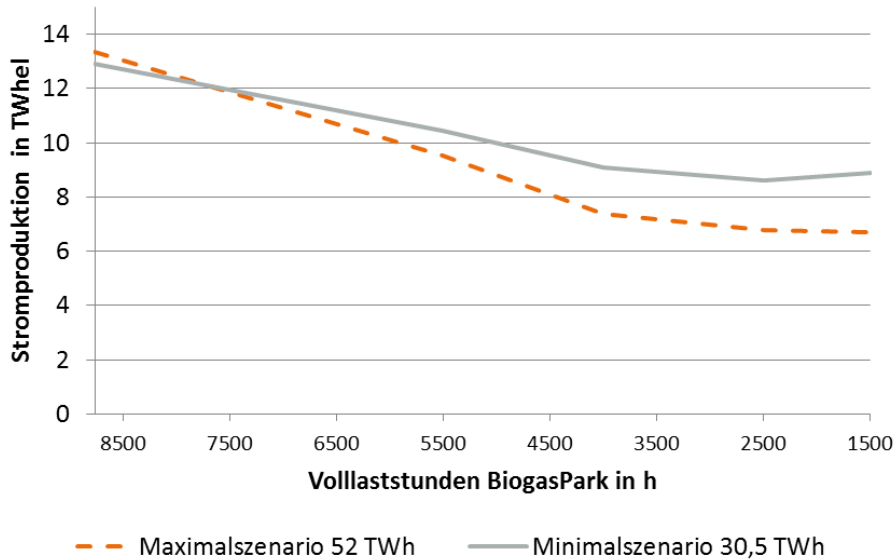
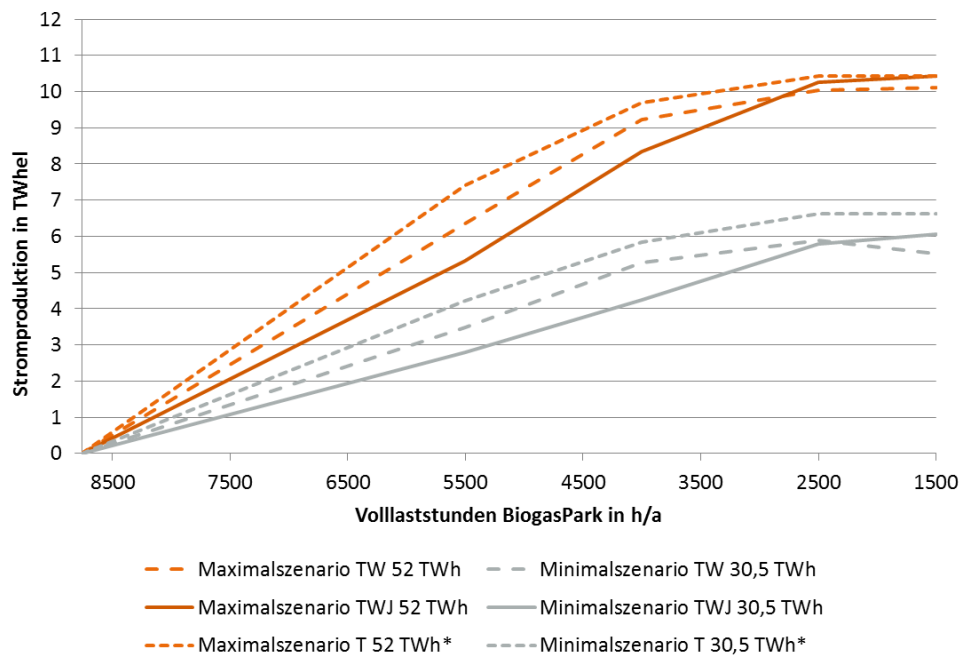


Abbildung 82: Reduzierung der Stromproduktion mittels Pumpspeicherkraftwerken (PSW) entlang der Absenkung der Volllaststunden (und Erhöhung der installierten Leistung) des BiogasPark in Abhängigkeit der MinSZ und MaxSZ, unter der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche

Werden diese Effekte (Vermeidung von Überschüssen, Reduzierung der über Speicher bereitgestellten Strommengen und der damit verbundenen Speicherverlusten) miteinander dargestellt, kann der Einfluss der Flexibilisierung der Strommengen des BiogasParks auf die zusätzlich direkt nutzbaren Strommengen deutlich gemacht werden. Das Analyseergebnis zeigt, dass im MaxSZ bis zu 10 TWh_{el} Strom direkt nutzbar gemacht werden können (im MinSZ sind es knapp 6 TWh_{el}). Ebenso wird deutlich, dass der BiogasPark Volllaststunden unter 4000 h pro Jahr, nicht mehr wesentlich zu einer weiteren Erhöhung der direkt nutzbaren Strommengen führen. Die Berücksichtigung der Jahresschwankungen über die Wochenschwankung hinaus führt nur geringfügig zu höheren (und das nur bei sehr niedrigen Volllaststunden), direkt nutzbaren Strommengen. Der Einfluss der genutzten Potentiale (MaxSZ oder MinSZ) hingegen ist sehr groß. Die darüber frei werdenden Betriebszeiten von Pumpspeicherkraftwerken können z.B. stärker im Regelleistungsmarkt eingebracht werden und dadurch zu einer Reduzierung der konventionellen „Must-Run-Units“ führen was wiederum die Überschüsse weiter reduzieren kann. Diese Interaktion wird im Rahmen dieser Untersuchungen jedoch nicht genauer bewertet.



Ein flexibler BiogasPark trifft auf den konv. Kraftwerkspark

Abbildung 83: Die Flexibilisierung der Stromproduktion mittels des BiogasPark (durch die Änderung der Volllaststunden bei gleichbleibender Energieproduktion und unterschiedlicher Bedarfsberücksichtigung) für zusätzlich direkt nutzbare Strommengen und differenziert zwischen MaxSZ und MinSZ

16.5 THG-Emissionen des konv. Kraftwerksparks

Um die Wirkung einer flexiblen Stromproduktion mittels des BiogasParks auf die CO_2 -Emissionen der konventionellen Kraftwerke in Deutschland auszuwerten, werden die Emissionen, die durch den Kraftwerkspark bei der Stromerzeugung und der gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung entstehen (unter Berücksichtigung von Anfahrenergieverlusten und Teillastverlusten) bilanziert. Berücksichtigt werden müssen auch CO_2 -Emissionen, die durch die vorgesehenen Hilfswärmeerzeuger der KWK emittiert werden. Jede KWK-Anlage verfügt nach Annahmen der Leitstudie 2011 über einen Erdgas-Backup-Heizkessel, der als Spitzenlastkessel zur Deckung der Wärmehöchstlast eingesetzt werden kann [1]. Ebenso werden in der Simulation die Backup-Kessel zur Deckung der Wärmelast genutzt, wenn die KWK-Anlage, zum Beispiel in Phasen mit hoher Stromerzeugung mittels der fluktuierenden EE oder in Stromüberschusssituationen bzw. Zeiten mit niedriger Residuallast, ausgeschaltet wird. Erhöht die flexible Stromproduktion aus Biogas den Anteil der KWK an der Wärmelastdeckung, so steigen die Emissionen in den KWK-Kraftwerken an, die Emissionen der Erdgaskessel sinken jedoch.

Die flexiblen Strommengen des BiogasParks treten in den unterschiedlichen Zusammenhängen in Wechselwirkung mit den konventionellen Stromerzeugungseinheiten. Die weiteren Ausführungen leisten einen Beitrag zur Strukturierung der Erwartungshaltung an das Erzeugungsmanagement mittels des BiogasParks. Nachfolgend wird der Fokus auf eine Darstellung des MaxSZ 2030 mit ca. 60 % EE-Anteil und auf die CO_2 -Emissionsänderungen des konventionellen Kraftwerksparks gelenkt.

Die im Max-Szenario unterstellten $52 \text{ TWh}_{\text{el}}$ aus Biogas werden wie beschrieben mit $5,9 \text{ GW}_{\text{el}}$ (8.760 h) bis hin zu $34,6 \text{ GW}_{\text{el}}$ (1.500 VLH) verstromt. Wird dabei die Bedarfsberücksichtigung Tag (T) und der Tag/Woche berücksichtigt (T/W), führt das im Jahre 2030 zu der in Abbildung 84 aufgezeigten absoluten CO_2 -Einsparung von bis zu über 6 Mio. t CO_2 /a. Dabei ist auffallend, dass schon eine überschaubare Reduzierung der

jährlichen Volllaststunden auf 5.500 h/a zu einer CO₂ -Emissionsminderung von über 3 Mio. Tonnen führt. Die Erhöhung der Flexibilität mittels einer Absenkung der Volllaststunden von 2.500 h/a auf 1.500 h/a hat keinen spürbaren Einfluss auf die CO₂ -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks.

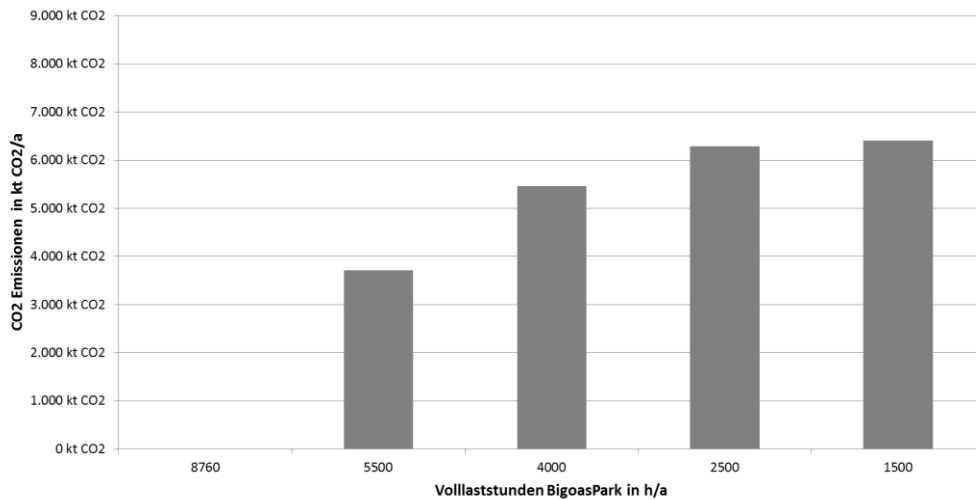


Abbildung 84: Absolute Einsparung an CO₂ -Emissionen, in Abhängigkeit der Volllaststunden der BiogasPark-Stromerzeugung – im MaxSZ bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, 2030 (60 % EE)

Abbildung 85 gibt Aufschluss über die Zusammensetzung der aufgezeigten absoluten Einsparung an CO₂ -Emissionen (in Abhängigkeit der Volllaststunden der Stromerzeugung aus Biogas). Der Darstellung ist eine Reduzierung der Emissionen von manchen Kraftwerkstypen (positive %-Werte), aber auch Emissionssteigerung bei manchen Kraftwerkstypen (negative %-Werte) zu entnehmen. Die Summe beschreibt die Veränderung der CO₂ -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Flexibilität der Stromproduktion des BiogasParks. Die Y-Achse zeigt die relative Einsparung in Prozent bezogen auf die absolute Einsparung. Die Emissionsminderung wird hauptsächlich durch das geänderte Betriebsverhalten der Braunkohle-Kondensations-Kraftwerkskapazitäten erreicht. Aber auch die Emissionen aus Steinkohle-Entnahme-Kondensationskraftwerken und -Gegendruckanlagen reduzieren sich. Gleichzeitig beeinflusst die Reduzierung der CO₂ -Emissionen durch die GuD-Anlagen (Entnahmekondensations- und Kondensationskraftwerkstypen) das Ergebnis. Auch die Reduzierung der notwendigen Wärmebereitstellung durch den Erdgaskessel führt zu einem spürbaren Beitrag. Dies kann auf die gesteigerte Wärmebereitstellung mittels KWK-Technik zurückgeführt werden. Auf der negativen Seite der relativen CO₂ -Einsparung (bezogen auf die gesamte Einsparung) – also der zusätzlichen Emissionen – finden sich GuD-Gegendruckanlagen, Steinkohle-Gegendruckanlagen und Erdgas-BHKW-Anlagen. Diese Anlagen können durch die Flexibilisierung der Stromerzeugung mittels Biogas und der sich dadurch neu einstellenden Kraftwerksreihenfolge (aufgrund der Merit-Order) mehr Strommengen in das System einbringen, was somit zu höheren Emissionen aus diesen Kraftwerkstypen führt. Die schwarz gestrichelte Linie (relative CO₂ -Emission bezogen auf den gesamten Kraftwerkspark inklusive der Wärmebereitstellung aus Erdgaskessel) beschreibt die absolute Änderung der gesamten Emissionen aus dem konventionellen Kraftwerkspark (inklusive der Wärmebereitstellung aus Erdgaskessel) und deren Änderung in Abhängigkeit der Flexibilität der Stromproduktion mittels Biogas.

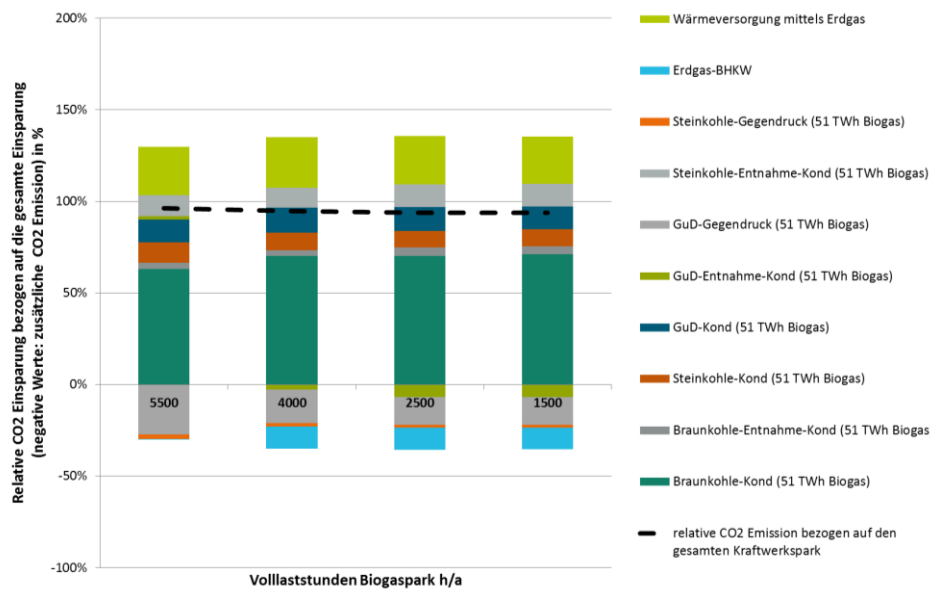


Abbildung 85: Prozentuale Aufteilung der CO₂-Emissionsminderung nach den einzelnen Kraftwerkstypen und der Wärmeversorgung in Abhängigkeit der Volllaststunden der BiogasPark-Stromproduktion. MaxSZ 2030, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche

Wird den flexiblen Strommengen des BiogasParks im Jahre 2030 darüber hinaus unterstellt, dass saisonale Schwankungen ebenfalls berücksichtigt werden können, dann erhöht sich die CO₂-Emissionsminderung weiter. Die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr reduziert die Emissionen um über 1,5 Mio. Tonnen im Jahr im Vergleich zu Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche. Das Absenken der Volllaststunden von 2.500 VLH auf 1.500 VLH bringt auch unter der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr keine relevante Emissionsveränderung mit sich, wie Abbildung 86 zeigt. Die Einsparungen liegen dann in etwa in der Höhe der Emissionen, die die Steinkohlekraftwerke im Kraftwerksmix ohne flexible Biogas-Strommengen emittieren (Steinkohle-Entnahmekondensation, MaxSZ, 2030) (Mengenvergleich).

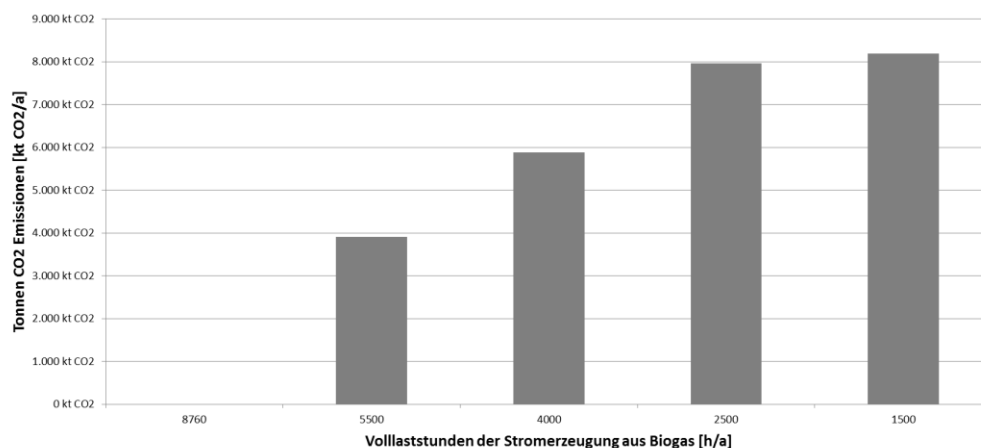


Abbildung 86: Absolute Einsparung an CO₂-Emissionen, in Abhängigkeit der Volllaststunden der BiogasPark-Stromerzeugung – bei Bedarfsschwankung Tag/Woche/Jahr – 2030, MaxSZ

Wird nun die Einsparung ebenfalls nach ihrer Zusammensetzung analysiert, zeigt sich, dass es durch die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr zu einer weiteren Emissionsminderung bei Braunkohlekondensations-, Braunkohleentnahmekondensations- und Steinkohlekondensationskapazitäten kommt (Abbildung 87). Ebenso die Reduzierung der Emissionen durch „Wärmeversorgung mittels Erdgas“ und somit die dahinterstehende Reduzierung der Wärmebereitstellung durch Erdgas, ist für das Ergebnis verantwortlich. Ein Teil der Emissionsreduzierung wird durch ein Ansteigen der Emissionen durch die Erdgas-BHKW-Anlagen wieder kompensiert. Der steigende Betrieb von Erdgas-BHKW-Anlagen trägt zur Versorgung der Wärmesenken bei.

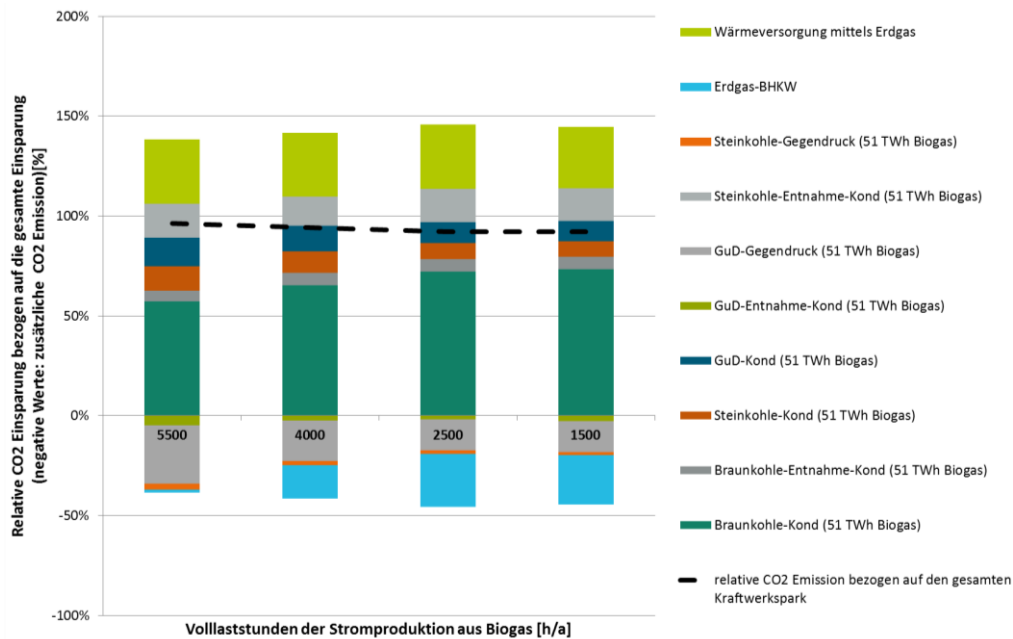


Abbildung 87: Prozentuale Aufteilung der CO₂-Emissionsminderung nach den einzelnen Kraftwerkstypen und der Wärmeversorgung in Abhängigkeit der Volllaststunden der Stromproduktion des BiogasParks, 2030, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr

Die Untersuchungen wurden im MinSZ (30,5 TWh_{el}) von 3,5 GW (8.760 h/a) bis 20,4 GW (1.500 a/h) (Tabelle 2) ebenfalls für das Jahr 2030 durchgeführt, um den Einfluss der flexiblen Strommengen des BiogasParks auf die CO₂-Emissionen zu verdeutlichen.

Abbildung 88 zeigt die absoluten CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks, inklusive der Aufwendungen für die Wärmeversorgung der berücksichtigten Wärmesenken mittels Backup-Erdgas-Kessel. Es wird deutlich, dass erwartungsgemäß die gesamten CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks im MinSZ höher liegen, da die fehlenden Strommengen im Vergleich zum MaxSZ über konventionelle Kraftwerke gedeckt werden. Abbildung 89 zeigt ebenso, dass die Flexibilisierung der im MinSZ unterstellten geringeren Strommengen aus Biogas auch zu einer etwas geringeren Reduzierung der CO₂-Emissionen im Verlauf zum Flexibilisierungsgrad führt.

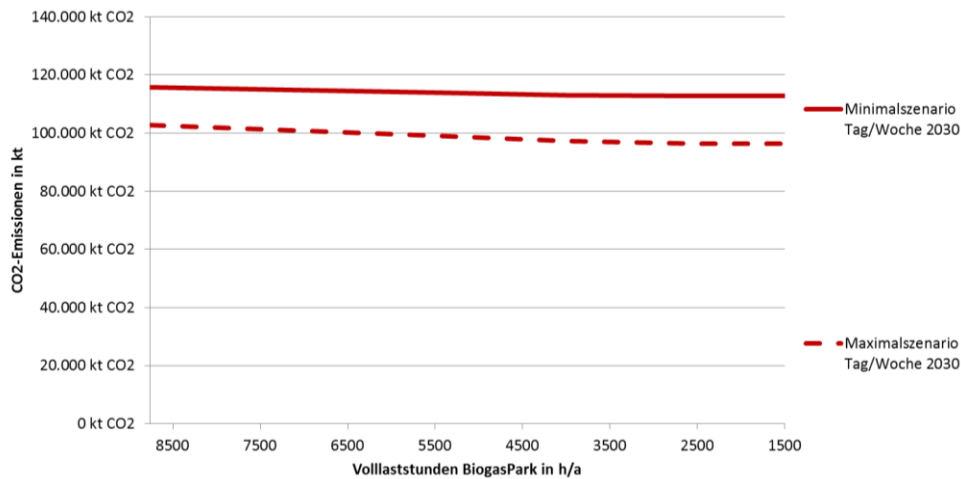


Abbildung 88: Vergleich zwischen MinSZ und MaxSZ und deren Auswirkung auf die absoluten CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks (inklusive der Emissionen der Wärmeversorgung durch Backup-Erdgaskessel), 2030, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche

Werden die CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2030 mit den CO₂-Emissionen im Jahr 2020 verglichen, so stellt sich erwartungsgemäß ebenfalls ein höherer Wert für 2020 ein. Interessant ist, dass der Einfluss der flexiblen Strommengen auf die CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2020 sehr gering ist. Am größten ist der Einfluss der Volllaststunden des BiogasParks im Maximalszenario.

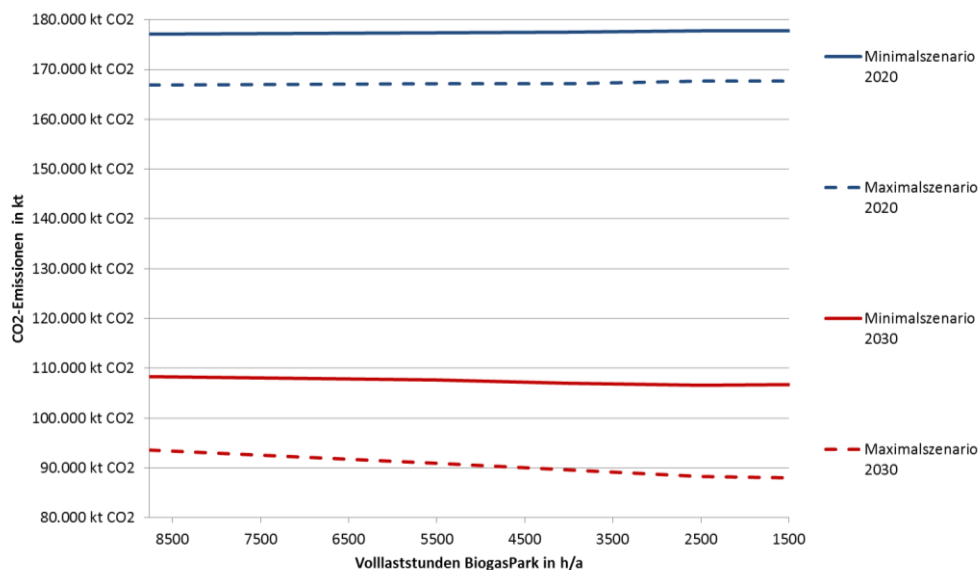


Abbildung 89: Kumulierte CO₂-Emissionen des konv. KW-Parks in Abhängigkeit der MinSZ und MaxSZ der Jahre 2020 und 2030 unter Einfluss der Volllaststunden, bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr.

Des Weiteren überrascht der geringe Einfluss der Bedarfsberücksichtigung auf die CO₂-Emissionen des konv. Kraftwerksparks (inkl. Kessel). Abbildung 90 zeigt diesen Zusammenhang sehr deutlich. Ein Einfluss der Bedarfsberücksichtigung auf die CO₂-Emissionen ist im Minimalszenario (MinSZ) nicht und im Maximalszenario (MaxSZ) erst bei sehr niedrigen Volllaststunden auf geringem Niveau erkennbar.

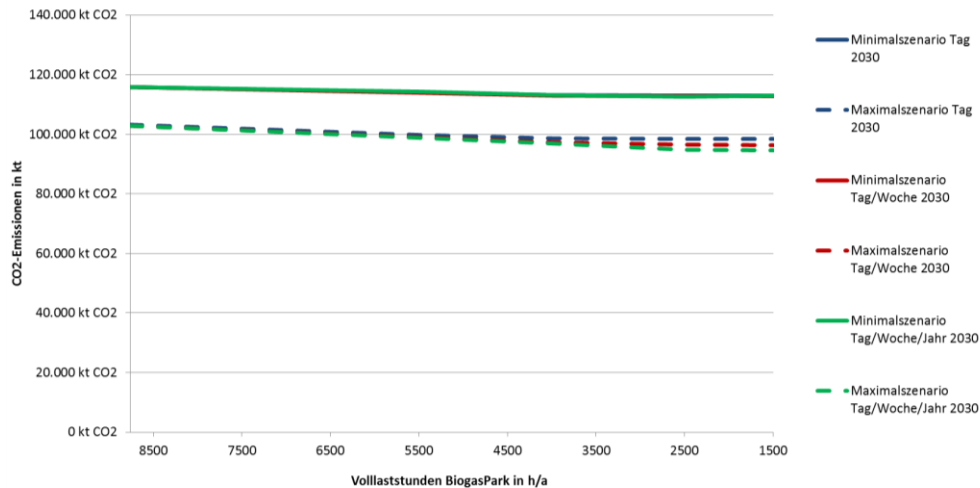


Abbildung 90: Kumulierte CO₂ -Emissionen aller konv. Kraftwerke in Abhängigkeit der Bedarfsberücksichtigung (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr), des Mengenszenarios (MinSZ, MaxSZ) und der Volllaststunden des BiogasParks

Die Anzahl und die Zusammensetzung der in Betrieb befindlichen Kraftwerkskapazitäten werden von der bedarfsorientierten Stromproduktion des BiogasPark ebenso wie auch die Volllastbetriebsstunden und die Starthäufigkeit beeinflusst. Im Ergebnis werden die Anzahl der in Betrieb befindlichen Gaskraftwerke (insbesondere Gasturbinen) und auch Steinkohlekondensationskraftwerken durch zunehmende Flexibilisierung der Biogasstrommengen reduziert. Gleichzeitig steigt durch die Flexibilisierung die Summe der Anteile der KWK-Strommengen leicht an und die Aufwendungen für die Starts der konventionellen Kraftwerke sinken in relevantem Umfang. Zusätzlich können bei hohen Anteilen von mind. 60% EE auch ein Teil der Überschüsse vermieden werden. Die flexible Stromproduktion mittels des BiogasParks erreicht darüber hinaus eine Reduzierung der Strommengen, die gespeichert werden müssten und reduziert gleichzeitig die Verluste die mit der Stromspeicherung dieser Mengen verbunden wären. Im Ergebnis führen diese Maßnahmen zu einem spürbar kleineren, in Betrieb befindlichen, konventionellen Kraftwerkspark, der wiederum mit höheren Vollbenutzungsstunden und weniger Starts betrieben werden kann.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse können Aussagen zu den Veränderungen der CO₂ -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Flexibilität der Stromproduktion aus Biogas gemacht werden.

Die Flexibilisierung der Strommengen des BiogasParks führen somit zwar zu einer Reduzierung der in Betrieb befindlichen flexiblen konventionellen Kraftwerke (insbesondere Gasturbinen), allerdings nicht – wie oft vermutet – zu einer gravierenden Veränderung des Stromerzeugungsmix der konventionellen Kraftwerke hin zu höheren CO₂ -Emissionen. Die Flexibilisierung führt z.T. sogar zu einer Reduzierung der CO₂ -Emissionen zwischen 2 % bis 8 % im Jahr 2030, stark abhängig von der Flexibilität (Volllaststunden 5.500 h/a bis 1.500 h/a und Bedarfsberücksichtigung TW oder TWJ) und der Stromerzeugungspotenziale aus Biogas (MinSZ: 30,5 TWh_{el}, MaxSZ: 52 TWh_{el}). Im Jahre 2020, mit einem EE-Anteil von ca. 40 %, beeinflusst die Flexibilisierung der Strommengen aus Biogas die CO₂ -Emissionen des konv. Kraftwerksparks nur sehr gering. Die Untersuchungen zeigen darüber hinaus, dass die Bedarfsberücksichtigung keinen relevanten Einfluss auf die CO₂ -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks hat. Entscheidend Einfluss auf CO₂ Emissionen des konv. Kraftwerksparks scheint das Verhältnis zwischen Leistung und Energie, also den Volllaststunden zu haben. Natürlich hat die absolute Strommenge des BiogasParks insgesamt ebenfalls hohen Einfluss auf die CO₂ -Emissionen des konv. Kraftwerksparks. Die zusätzlichen Strommengen z.B. des MaxSZ im Vergleich zum MinSZ, müssen nicht mehr zur Versorgung der Residuallast mittels der konv. Kraftwerke bereitgestellt werden.

Die Befürchtung, dass eine Flexibilisierung der Biogas-Stromerzeugungsanlagen zu einer verstärkten Stromproduktion mittels Braun- und Steinkohlekraftwerken führt und sich dadurch die gesamten CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks erhöhen, kann nicht bestätigt werden. Grundlage für diesen Sachverhalt sind die vorgestellten Annahmen, wobei der Festlegung KWK-Strom einen Vorrang gegenüber Strom aus Kondensationskraftwerken zu geben, eine hohe Bedeutung zukommt.

Ein flexibler BiogasPark trifft auf
den konv. Kraftwerkspark

17 Kostenabschätzung auf der Seite des konv. Kraftwerksparks

Uwe Holzhammer

Die Flexibilisierung der Stromerzeugung des BiogasParks (Biogas und Biomethan) führt zu den, in Kapitel 16 beschriebenen, Auswirkungen auf den konv. Kraftwerkspark. Um diese Auswirkungen vergleichbar und bewertbar zu machen, werden Abschätzungen der Veränderung der Gesamtkosten vorgenommen. Die Kostenveränderung ergibt sich aus der Kostensteigerung durch die Flexibilisierung des BiogasParks und den Kostenveränderungen auf der konv. Kraftwerksseite.

Die Herausforderung besteht in der Vergleichbarkeit selbst. Es gilt die gleiche Kostenermittlungsmethodik im konventionellen wie auch im erneuerbaren Erzeugungsbereich anzuwenden.

Wie in den vorangegangenen Kapiteln, zum Thema Kosten der Stromproduktion aus Biogas und Biomethan erwähnt, ist es im EE-Bereich aktuell üblich, die Vergütungen (die kostendeckend für den Anlagenbetrieb ausgestaltet sind) für die Stromproduktion in konstanter Höhe über 20 Jahre zu ermitteln. Die so ermittelte Vergütung bildet somit alle Kosten inkl. der Finanzierungskosten und der Rendite ab. Nachfolgend wird die Summe dieser Kostenpositionen als Gesamtkosten bezeichnet. Die Gesteuerungskosten für Strom aus dem BiogasPark werden demnach mit Hilfe der Annuitätenmethode nach VDI 2067 ermittelt. Dabei wird von einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und einer Gesamtkapitalrendite von 7% ausgegangen. Die Kostensteigerungen innerhalb des Betrachtungszeitraums werden nicht von der Inflation bereinigt. Die so ermittelten Gesamtkosten berücksichtigen die Preissteigerungen einzelner Kostenpositionen und Instandhaltungsmaßnahmen und eben auch die Renditeanforderungen und bilden diese gleichermaßen über die gesamte Laufzeit ab. Die Kosten der produzierten Stromerzeugung werden demnach für jedes Jahr in gleicher Höhe ermittelt und ausgewiesen. Würde die Inflation über die Betriebslaufzeit abgezogen, dann sanken die realen Kosten entsprechend.

Um eine Vergleichbarkeit mit den aktuellen Gesamtkosten (2013) herzustellen, wurden die ermittelten Gesamtkosten für die Stromproduktion für die Jahre 2020 und 2030 von der Inflation zwischen 2013 und 2020 bzw. 2030 bereinigt.

Diese Art der Kostenermittlung und -ausweisung ist im konv. Kraftwerksbereich unüblich. Die Kosten für die Stromproduktion in konv. Kraftwerken unterliegen vielen Einflussgrößen, insbesondere der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatpreise, welche sich direkt auf die Produktionskosten auswirken. Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien weisen diesen Zusammenhang z.B. nicht auf und unterscheiden sich deshalb stark von den konv. Kraftwerken. Um die Gesamtkosten für die Stromproduktion zwischen EE, und somit auch dem BiogasPark, und konv. Kraftwerken vergleichbar zu machen, werden die Kosten für die Stromproduktion der konv. Kraftwerke ebenfalls mittels der Annuitätenmethode über den gleichen Betrachtungszeitraum ermittelt. Die Datengrundlage für die einzelnen Kostenpositionen für die Kostenveränderungen der konventionellen Stromerzeugung beruht auf kraftwerkstypspezifischen Abschätzungen in Abhängigkeit der Zusammensetzung des Kraftwerksparks, da konv. Kraftwerke standortbedingt sehr unterschiedliche Konfigurationen aufweisen.

Die Flexibilisierung der Stromproduktion des BiogasParks wirkt sich auf unterschiedliche kostenrelevante Teilbereiche der konv. Stromproduktion aus. Die relevantesten wurden in Kapitel 16 dargestellt und werden in den nachfolgenden Unterkapiteln näher behandelt.

17.1 Start und Stopp Verhalten

Die Flexibilisierung der Strommengen aus dem BiogasPark führt zu einer Veränderung des Start- und Stoppverhaltens des konv. Kraftwerksparks. Um die veränderten Kosten auf Basis des veränderten Start- und Stoppverhaltens des konv. Kraftwerksparks zu bewerten, gilt es neben den zusätzlichen Kosten für den Brennstoffverbrauch auch die Kosten für Verschleiß zu berücksichtigen.

Der höhere Kraftstoffverbrauch während des Anfahrens rührt u.a. durch den geringeren elektrischen Wirkungsgrad während dieser Anfahrphase her. Die Kraftwerke werden während des Anfahrvorganges nicht im optimalen Betriebspunkt betrieben, was zu höheren Erzeugungsverlusten und somit zu einem höheren Brennstoffbedarf je produzierter Stromeinheit führt. Abhängig vom Betriebspunkt, aus welchem das Kraftwerk gestartet wird, liegen die Brennstoffverbräuche in unterschiedlicher Höhe. Diese sind wiederum vom Kraftwerkstyp abhängig. Kohlekraftwerke aus einem Betriebspunkt zu starten, dem ein mehrtägiger Stillstand vorausgegangen ist, ist zum einen zeitintensiv und zum anderen mit höheren spezifischen Brennstoffverbräuchen verbunden, als dies bei Gasturbinen, mit gleicher vorangegangener Stillstandzeit, der Fall ist. Grundsätzlich muss den Materialien Zeit gegeben werden sich auf Betriebstemperatur zu erwärmen, um die damit verbundenen verschleißintensiven, thermischen Belastungen zu begrenzen. Dieser Startvorgang wird als Kaltstart bezeichnet.

Startet das Kraftwerk aus einer Mindestlast heraus so wird nicht von einem Startvorgang gesprochen, sondern über Rampengeschwindigkeiten. Bei Braunkohle sind das z.B. 2-4% PN/min oder beim GuD 4-8% PN/min.

Bei einem Startvorgang ist das Kraftwerk zunächst grundsätzlich ausgeschaltet. Bei einem Heißstart kommen nach 10 bis 2 Stunden Stillstandzeit (bzw. bei Gasturbinen unterhalb einer Stunde) eine anschließende Startphase mit einer gewissen Anfahrdauer (6 bis 1 Stunde bzw. bei Gasturbinen wenige Minuten). Da einzelne technische Bauteile noch heiß sind, kann der optimale Betriebspunkt verhältnismäßig sehr schnell angefahren werden. Die Zeit, in der das Kraftwerk im Heißstartfall außerhalb des optimalen Punktes betrieben werden muss und dadurch spezifisch mehr Brennstoff benötigt, reduziert sich dementsprechend gegenüber dem Kaltstart. Wird ein Warmstart realisiert, der zwischen Kalt und Heißstart liegt, d.h. wenn viele relevante Kraftwerksbestandteile aufgrund der vorangegangenen Betriebsphase oder durch spezielle Warmhaltevorgänge noch oberhalb einer Mindesttemperatur liegen, liegt der Brennstoffverbrauch zwar höher als beim Heißstart, aber dennoch deutlich unter dem eines Kaltstartes. Im Warmstartfall ist das Kraftwerk weniger als 48 h aus (ohne Zeit des Anfahrens).

Die nachfolgende Abbildung 91 zeigt die Veränderung der Brennstoffkosten des konv. Kraftwerksparks für das Anfahren im Jahresverlauf, ohne Erdgas-BHKW-Anlagen, im Jahr 2030. Der ausgewiesene Brennstoffverbrauch berücksichtigt die ermittelten Startvorgänge in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks und die für jeden Kraftwerkstyp spezifischen Kosten für Kalt-, Warm- und Heißstartvorgänge. Die Kostenveränderung gegenüber einer Grundlastbetriebsweise berücksichtigt die spezifischen Brennstoffpreise mit den unterstellten Preissteigerungen. Die Kosten für die Summe des Anfahrens des gesamten konv. Kraftwerksparks reduzieren sich bei geringeren Volllaststunden (und höheren Leistungen) des BiogasParks. Die Kostenveränderung kommt aufgrund der verringerten Anzahl der benötigten Startvorgänge des konv. Kraftwerksparks zustande. Die Startvorgänge verringern sich in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks, wie in Kapitel 16 gezeigt. Mit sinkender Volllaststundenzahl und steigenden Startvorgängen des BiogasParks steigen die Kosteneinsparungen (vermiedene Kosten) auf der konv. Erzeugerseite z.T. stark, insbesondere wenn Kaltstartvorgänge und die damit verbundenen höheren spezifischen Kosten vermieden werden. Mit weiter sinkenden Volllaststunden des BiogasParks, flacht die Kosteneinsparung etwas ab. Die nachfolgenden Berechnungen zu den vermiedenen Gesamtkosten berücksichtigen die Kosteneinsparung des Warmstartvorganges. Es wird somit angenommen, dass die Kosten für alle Startvorgänge auf Warmstarts beruhen. In der Realität wird es ein Mix aus Startvorgängen unterschiedlichen Typs sein. Kaltstartvorgänge würden die Einsparun-

gen im Vergleich zu den getroffenen Annahmen weiter erhöhen, Heißstartvorgänge entsprechend absenken. Aufgrund dessen scheint die vereinfachende Herangehensweise, die Start und Stoppkosten für den konv. Kraftwerkspark mit Warmstarts zu ermitteln, geeignet.

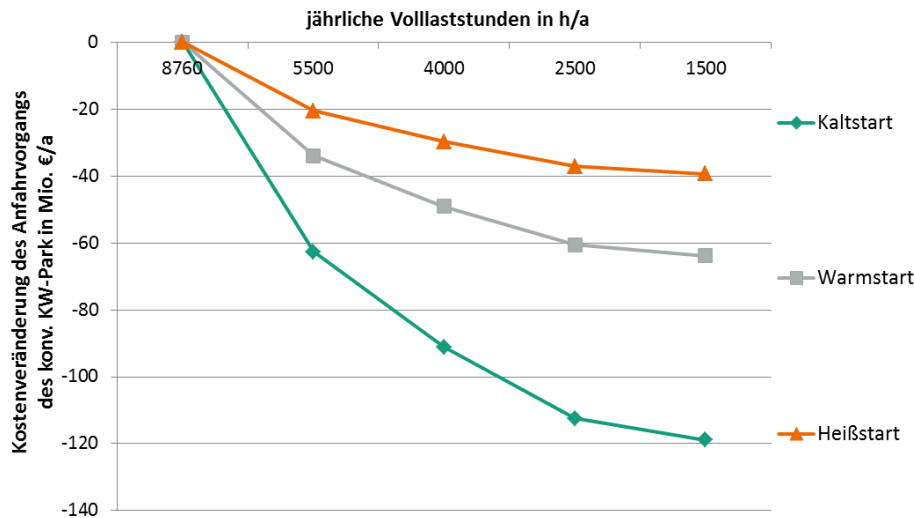


Abbildung 91: Brennstoffkostendifferenz des konv. Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche (MinSZ) und der unterschiedlichen Startvorgänge: Kalt, Warm und Heiß (Inflationsbereinigt zwischen 2013 bis 2030)

Der Einfluss der Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ auf die eingesparten Kosten, bei Anfahren des konv. Kraftwerksparks, sind bei niedrigen Volllaststunden mit ca. 10 % eher gering, wie Abbildung 92 zeigt. Realisiert der BiogasPark Volllaststunden von 5500 bis 4000 h/a so können im MaxSZ bis zu 45 % höhere Kosteneinsparungen (Warmstart, Vergleich MinSZ mit MaxSZ) realisiert werden.

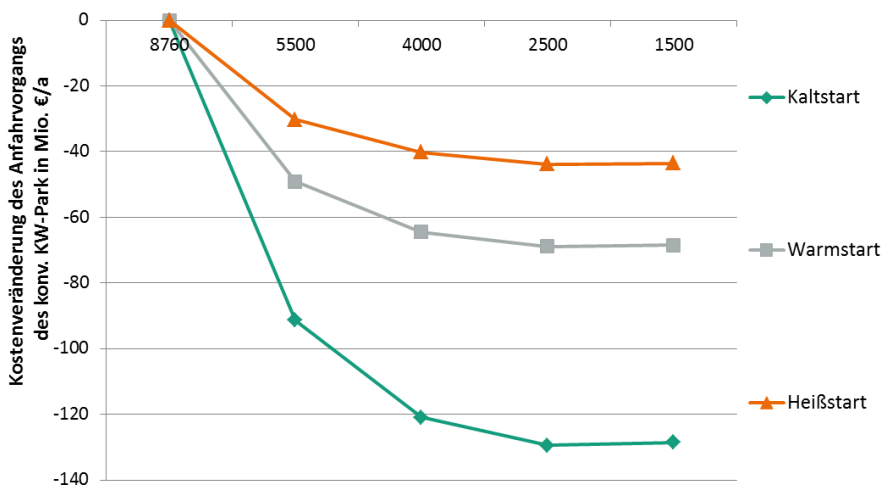


Abbildung 92: Brennstoffkostendifferenz des konv. Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche (MaxSZ) und der unterschiedlichen Startvorgänge: Kalt, Warm und Heiß (Inflationsbereinigt zwischen 2013 bis 2030)

Der Einfluss der Bedarfsberücksichtigung ist weit geringer und liegt unter 10 %, unabhängig von der Volllaststundenzahl die umgesetzt wird. Die eingesparten Kosten für das Anfahren des konv. Kraftwerksparks reduzieren sich sogar leicht, wenn die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr umgesetzt wird (Vergleich Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr – Warmstart).

Wie beschrieben bildet der zusätzliche Brennstoffverbrauch für das Anfahren die Kosten nicht vollständig ab. Es gilt auch den Verschleiß zu berücksichtigen. Hierzu gibt es von verschiedenen Institutionen Abschätzungen. Im Folgenden wird nach Prüfung weiterer Veröffentlichung auf die vom Fraunhofer IWES für die Leitstudie 2011 entwickelte Abschätzung zurückgegriffen. Dies scheint auch deswegen sinnvoll, weil in der Kraftwerkseinsatzoptimierung auch diese Methodik genutzt wurde.

Die Kostenänderung beim Startvorgang aufgrund von Verschleiß und Abnutzung unterliegt einer ähnlichen Systematik wie die Veränderungen des Brennstoffverbrauches beim Startvorgang. Die Kostenveränderung muss zwischen Kalt-, Warm-, und Heißstarts differenziert werden, um die Bandbreiten aufzuzeigen. Die größte Kosteneinsparung im gesamten konv. Kraftwerkspark kann mit einer verhältnismäßig geringen Absenkung der Volllaststunden erreicht werden. Das Reduzieren von Kaltstarts weist, wie beim Brennstoffverbrauch, auch bei Verschleiß und Abnutzung die größte Kosteneinsparung auf.

Das Kosteneinsparungspotential durch die Veränderung der Startanzahl liegt durch die vermiedenen Kosten für Verschleiß und Abnutzung höher als das Einsparpotential im Brennstoffverbrauch. Für die nachfolgenden Berechnungen wird auch bei der Bewertung der Kosten für den Verschleiß und die Abnutzung durch den Startvorgang auf den Warmstart als durchschnittliches Startverhalten zurückgegriffen.

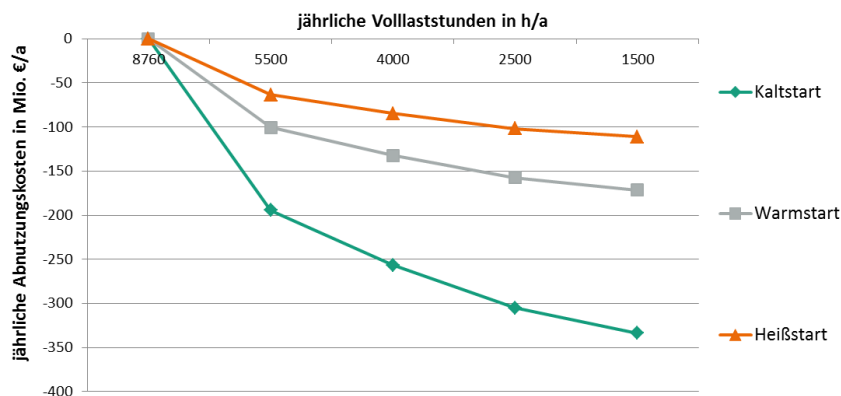


Abbildung 93: Veränderung der Abnutzungskosten des konv. Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks, differenziert zwischen Kalt-, Warm- und Heißstart (MinSZ, Tag/Woche, 2030)

Die Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ) nehmen wiederum nur zwischen 5500 und 4000 VLH/a relevanten Einfluss auf die Kostenänderung. Bei geringeren Volllaststunden (2500 h/a, 1500 h/a) nimmt das Mengenszenario, aufgrund des verringerten Start- und Stoppverhaltens des konv. Kraftwerksparks und der damit verbundenen Abnutzung, nahezu keinen Einfluss auf die eingesparten Kosten. Dies wird deutlich, wenn Abbildung 93 und Abbildung 94 miteinander verglichen werden.

Die Bedarfsberücksichtigung hat, ähnlich wie die Veränderung der Kosten für den Brennstoffbedarf, aufgrund des Verschleißes, einen konstant niedrigen Einfluss auf die Kostenveränderung. Auf eine graphische Darstellung dieser Zusammenhänge wird verzichtet.

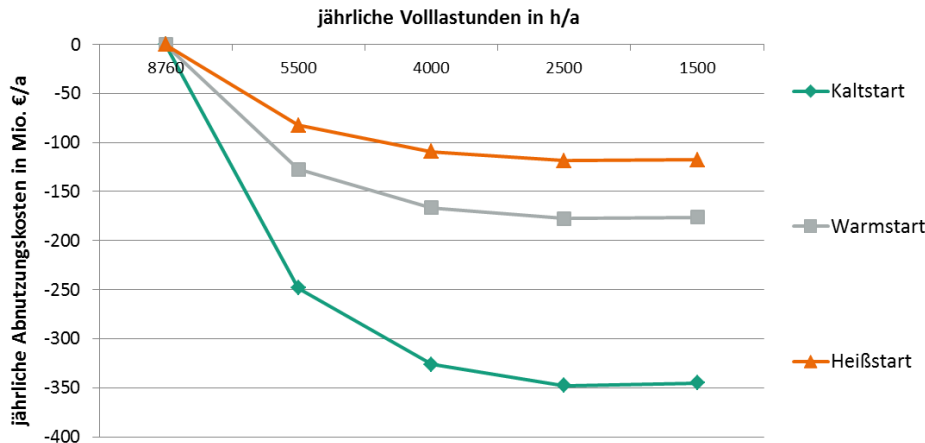


Abbildung 94: Veränderung der Abnutzungskosten des konv. Kraftwerksparks in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks, differenziert zwischen Kalt-, Warm- und Heißstart (MaxSZ, Tag/Woche, 2030)

Die Kosteneinsparung durch das Vermeiden von Abnutzung liegt höher als die Einsparungen durch verminderte Brennstoffkosten. Schon durch eine verhältnismäßig geringe Reduzierung der jährlichen Volllaststunden auf 5500, können relevante Einspareffekte im konv. Kraftwerksbereich erzielt werden. Dies gilt für die Einsparungen durch das Vermeiden von Brennstoff oder Abnutzung/Verschleiß gleichermaßen. In diesem Volllaststundenbereich hat auch die verstromte Biogasmenge einen Einfluss auf die Einsparung. Bei geringeren Volllaststunden ist die Einsparung nahezu unabhängig vom Mengenszenario (MinSZ oder MaxSZ). Die Bedarfsberücksichtigung verändert die Einsparung an Brennstoff und Abnutzung nur unwesentlich.

17.2 Kostenveränderung durch Vermeiden von Überschüssen und Verlusten

Die flexible Stromproduktion des BiogasParks beeinflusst auch die Höhe der überschüssigen Strommengen. Darüber hinaus werden die Strommengen, die z.B. in Pumpspeicherkraftwerken für eine spätere Nutzung gespeichert werden müssen, auch verändert. Durch die Speicherung von Strom entstehen Verluste. Müssen geringere Mengen an Strom gespeichert werden, so sinken auch die damit verbundenen Verluste. Die Analysen ergeben, dass im Jahr 2020 durch die flexible Stromerzeugung des BiogasParks keine Nennenswerten überschüssigen Strommengen vermieden werden. Die Strommengen die im Jahr 2020 durch einen flexiblen BiogasPark nicht mehr zwischengespeichert werden müssen bewegen sich auf niedrigem Niveau von unter einer TWh_{el}. Die Kostenveränderungen durch diese beiden Effekte sind im Jahr 2020 auch dementsprechend gering.

Erst ab dem Jahr 2030 kann im Rahmen der Simulation, insbesondere im MaxSZ aber auch im MinSZ, eine relevante Menge an zusätzlich nutzbaren Strommengen ausgewiesen werden.

Abbildung 95 zeigt die Simulationsergebnisse für die vermiedenen Überschüsse und Verluste bei der Stromspeicherung für das Jahr 2030 im MinSZ. Es wird deutlich, dass selbst im Jahre 2030 durch die Flexibilisierung der Strommengen des BiogasParks im MinSZ keine nennenswerten Überschüsse vermieden werden. Allerdings kann insgesamt, in Kombination mit vermiedenen Verlusten, über 1 TWh_{el} für das Energiesystem zusätzlich direkt nutzbar gemacht werden. Dieser Wert steigt über 1,5 TWh_{el} bei einer Absenkung der Volllaststunden. Ab 2500 VLH und weniger verbleiben die zusätzlich direkt nutzbaren Strommengen in der nahezu gleichen Höhe.

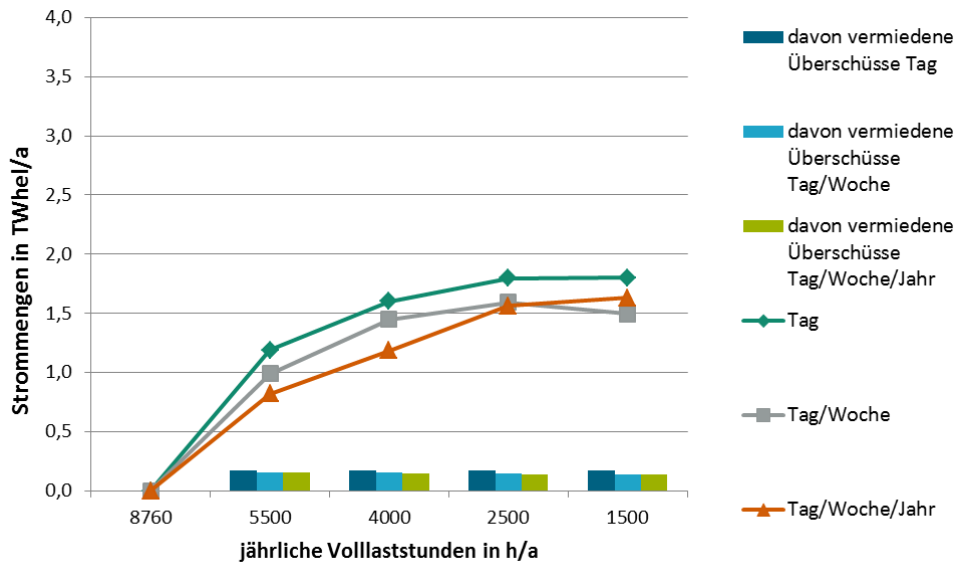


Abbildung 95: Zusätzlich direkt nutzbare Strommengen, aufgrund der Flexibilisierung des BiogasParks (Strommengen sind differenziert nach der Bedarfsberücksichtigung in Abhängigkeit der Volllaststunden für das MinSZ 2030 ausgewiesen; die farbigen Balken beschreiben die vermiedenen Überschüsse durch den flexiblen BiogasPark)

Wird Abbildung 95 zum MinSZ mit Abbildung 96 zum MaxSZ verglichen, so können zwei wesentliche Punkte erkannt werden. Zum einen steigt der Einfluss der vermiedenen Überschüsse durch die Flexibilisierung des BiogasParks beinahe auf die Höhe der zusätzlich nutzbaren Strommengen an. Zum anderen wachsen auch die Strommengen, die durch die Flexibilisierung nicht mehr gespeichert werden müssen noch etwas an. In Summe steigen dadurch die zusätzlich nutzbaren Strommengen auf bis zu ca. 3,5 TWh_{el}/a. Diese Strommenge steht bei gleichem EE-Erzeugungspark zusätzlich für die Nutzung bereit. Im MaxSZ 2030 steigen die direkt nutzbaren Strommengen mit einer weiteren Absenkung der Volllaststunden unter 2500 h/a nicht weiter an. Der Einfluss der Bedarfsberücksichtigung auf diese zusätzlichen Strommengen ist eher gering.

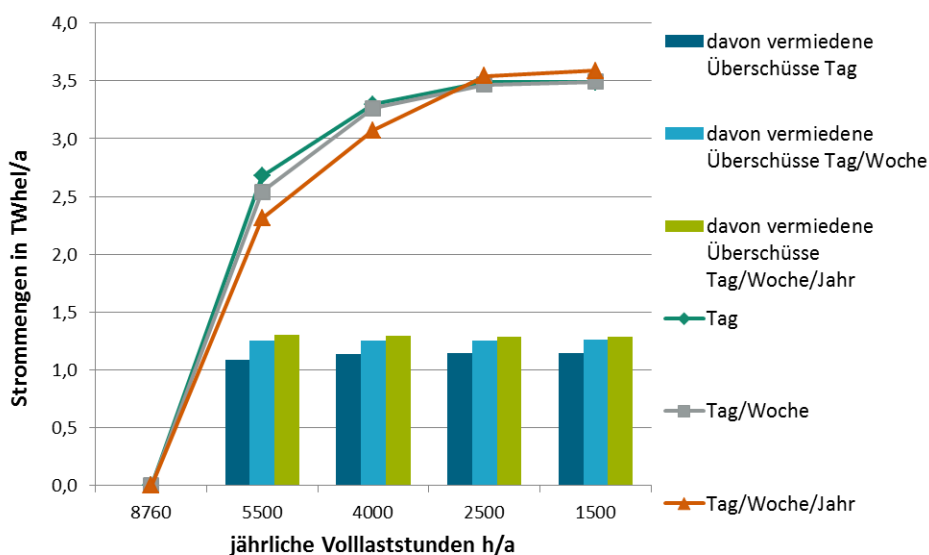


Abbildung 96: Zusätzlich direkt nutzbare Strommengen, aufgrund der Flexibilisierung des BiogasParks (Strommengen sind differenziert nach der Bedarfsberücksichtigung in Abhängigkeit der Volllaststunden für das MaxSZ 2030 ausgewiesen; die farbigen Balken beschreiben die vermiedenen Überschüsse durch den flexiblen BiogasPark)

Diese zusätzlichen direkt nutzbaren Strommengen führen zu einer Verringerung der konventionellen Stromerzeugung und wirken sich auf den Brennstoffverbrauch des konv. Kraftwerksparcs aus. Nachfolgend wird unterstellt, dass es sich bei den direkt nutzbaren Strommengen um EE-Strom handelt, der ohne die Flexibilisierung des BiogasParks als Überschuss und auch als Verlust einer sinnvollen Nutzung nicht zugeführt werden könnten. Die Stromerzeugungskapazitäten, die diese Strommengen erzeugen bzw. hätten erzeugen können, werden aktuell über das EEG gefördert. Im Jahr 2014 wurde diese Förderung durch eine Umlage auf den gesamten Stromverbrauch (mit Ausnahme des Stromverbrauchs und der energieintensiven Industrie) finanziert. Die Umlage wurde mit einer Höhe von 6,24 ct/kWh_{el} festgelegt.¹ Es wird unterstellt, dass es der Politik gelingt die Förderung bzw. die Umlage auf diesem Niveau einzufrieren. Aufgrund dessen wird dieser Wert für die Jahre 2020 und 2030 als inflationsbereinigt genutzt. Auch innerhalb des Betrachtungszeitraums wird keine reale Preissteigerung unterstellt. Es scheint aus aktueller Sicht ein akzeptabler Ansatz zu sein, den zusätzlichen EE-Strom mit dem Wert der EEG-Umlage zu versehen. Im Ergebnis bedeutet dies, dass diese zusätzlichen EE-Strommengen nicht mehr mittels neuer EE-Stromerzeugungskapazitäten bereitgestellt werden müssen. Es wird somit der Bau bestimmter EE-Anlagen eingespart. Der Wert dieser Einsparung wird über die EEG-Umlage versucht abzubilden. Der Wert der Strommenge selbst wird durch den verminderten Brennstoffbedarf im konv. Kraftwerksbereich in der Simulation ausreichend berücksichtigt.

Abbildung 97 stellt die Höhe der Kosteneinsparung durch die zusätzlichen EE-Strommengen dar. Das Beispiel der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche unterscheidet sich nicht wesentlich von der Bedarfsberücksichtigung Tag und Tag/Woche/Jahr, weshalb hier auf deren Darstellung verzichtet wurde. Entscheidender ist der Einfluss der Höhe des Stroms aus dem BiogasPark, weshalb hier noch zwischen MinSZ und MaxSZ unterscheiden wurde. Die Darstellung zeigt entsprechend der Mengenszenarien bis zu über 100 Mio. € bzw. knapp 250 Mio. € Kosteneinsparung. Wobei auch hier deutlich wird, dass die Volllaststundenabsenkung unter 2500 h/a keinen relevanten Einfluss mehr auf die Einsparung hat.

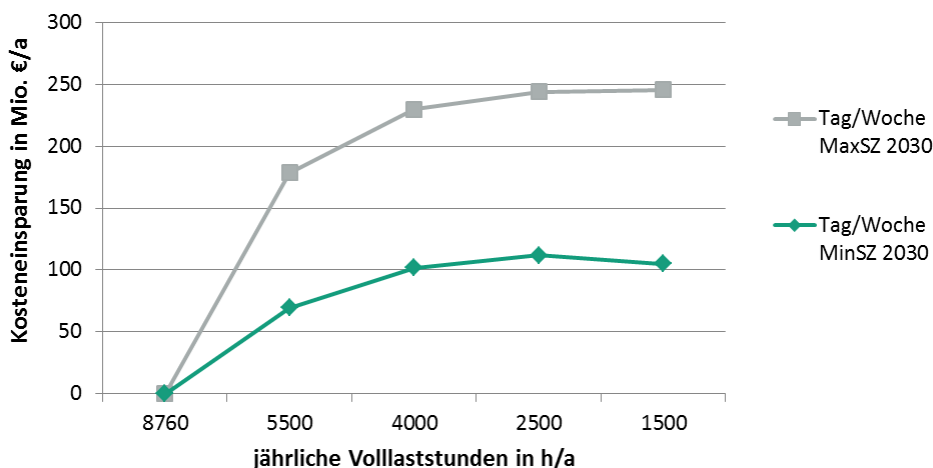


Abbildung 97: Kosteneinsparung aufgrund von der Erhöhung der direkt nutzbaren Strommengen aus EE durch die Flexibilisierung des BiogasParks am Beispiel Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, differenziert nach MinSZ und MaxSZ (unterstellter Wert des EE-Stroms 6,24 ct/kWh_{el})

¹ Vgl. <https://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>.

17.3 Brennstoffverbrauch des konv. Kraftwerksparks

Die Flexibilisierung der Strommengen aus Biogas führt im konv. Kraftwerkseinsatz zu Veränderungen. Manche Kraftwerke werden weniger betrieben, andere wiederum mehr. In Summe verändert sich dadurch auch der Brennstoffbedarf ebenso wie die Brennstoffkosten für den konv. Kraftwerkspark. Die nachfolgende Abbildung 98 beschreibt die Veränderung der Brennstoffkosten (ohne Kosten für die CO₂-Emissionsrechte und den Brennstoffbedarf beim Anfahren) bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks, differenziert nach MinSZ und den MaxSZ. Die Brennstoffkostenveränderung stellt in beiden Mengenszenarien eine Einsparung dar. Wenngleich die Einsparung zunächst jeweils stark ansteigen und sich dann zwischen 4000 und 2500 VLH wieder auf ein gemeinsames Niveau einpendeln. Der Anstieg an vermiedenen Brennstoffkosten ist im MaxSZ etwas steiler.

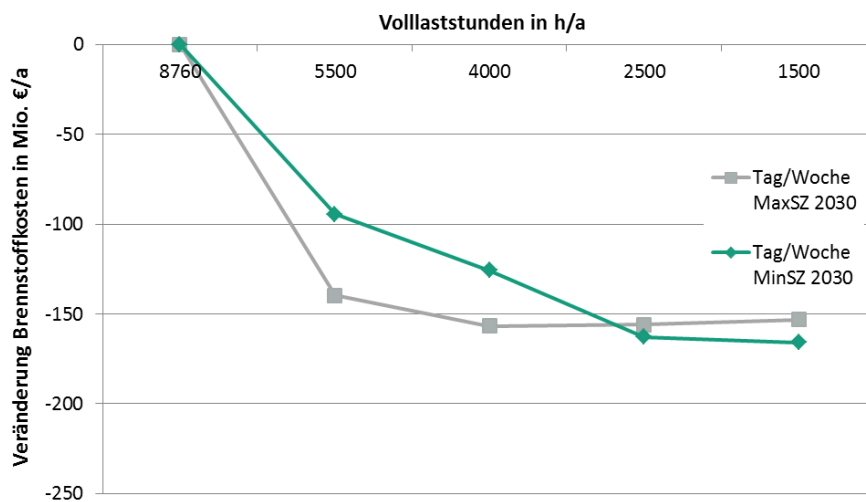


Abbildung 98: Veränderung der Brennstoffkosten des konv. Kraftwerksparks in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden. Vergleich MinSZ und MaxSZ, 2030, Tag/Woche (ohne CO₂-Kosten und Brennstoffkosten bei Anfahren)

Die Veränderungen der Brennstoffkosten im Betrieb der konventionellen Kraftwerke stellen sich bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr deutlich anders da als im Bedarfsberücksichtigungsfall Tag/Woche. Die Kostenentwicklung im Bedarfsberücksichtigungsfall Tag/Woche/Jahr Max-SZ ist bezüglich der Höhe und des Verlaufs bis 4000 VLH vergleichbar mit der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche. Dies kann mit Hilfe des Vergleichs der Abbildung 98 mit Abbildung 99 abgelesen werden. Allerdings überrascht insbesondere die Darstellung bei einem Vergleich des MinSZ 2030 Tag/Woche/Jahr mit den vorherigen Darstellungen zu Tag/Woche. Das MinSZ 2030 Tag/Woche/Jahr zeigt einen immer weiteren Anstieg der Einsparungen bis zu der Volllaststundenzahl von lediglich 1500 h/a. Diese Entwicklung der Kostenveränderung durch die Flexibilisierung deckt sich nicht mit den Ergebnissen der anderen Untersuchungen.

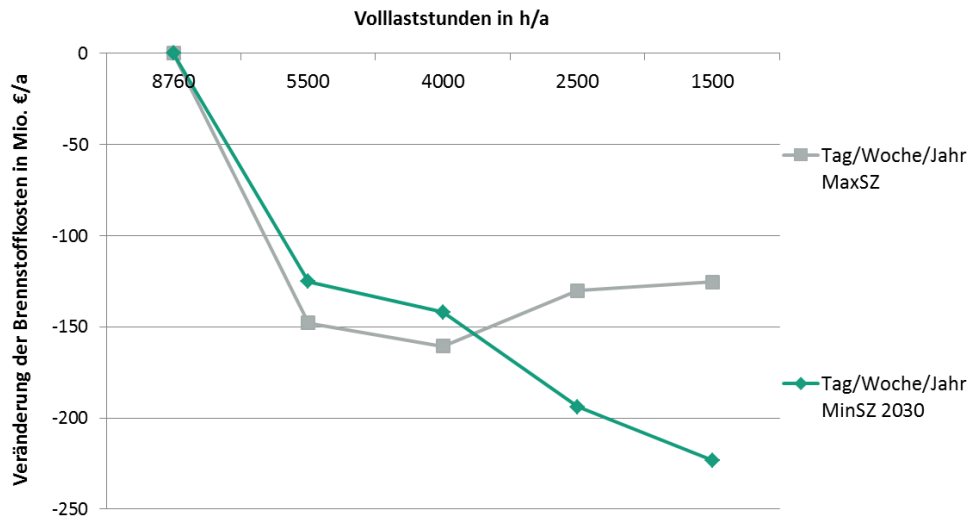


Abbildung 99: Veränderung der Brennstoffkosten des konv. Kraftwerksparks in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden (Vergleich MinSZ und MaxSZ, 2030, Tag/Woche/Jahr) (ohne CO₂-Kosten und Brennstoffkosten bei Anfahren)

Aufgrund dessen ist es notwendig die Brennstoffbedarfsentwicklung der einzelnen Szenarien näher zu betrachten.

Die Einsparungen an Brennstoff, die hinter den Berechnungen stehen, weisen keine zu der Kosteneinsparung vergleichbare Entwicklung auf. Zudem sind die eingesparten Brennstoffmengen im MaxSZ deutlich höher als im MinSZ. Diesem Ergebnis stellt sich ein wenn die Abbildung 100 und Abbildung 101 genauer untersucht werden. Die Veränderung der Brennstoffmengen in Abhängigkeit der Volllaststunden entwickelt sich in ihrer Systematik für MinSZ und MaxSZ sehr ähnlich. Wenngleich die Einsparung im MaxSZ-Fall bei Bedarfsberücksichtigung ab 5500 VLH/a höher liegen als bei Tag/Woche, ganz entgegengesetzt zur Entwicklung der Kosteneinsparung (!).

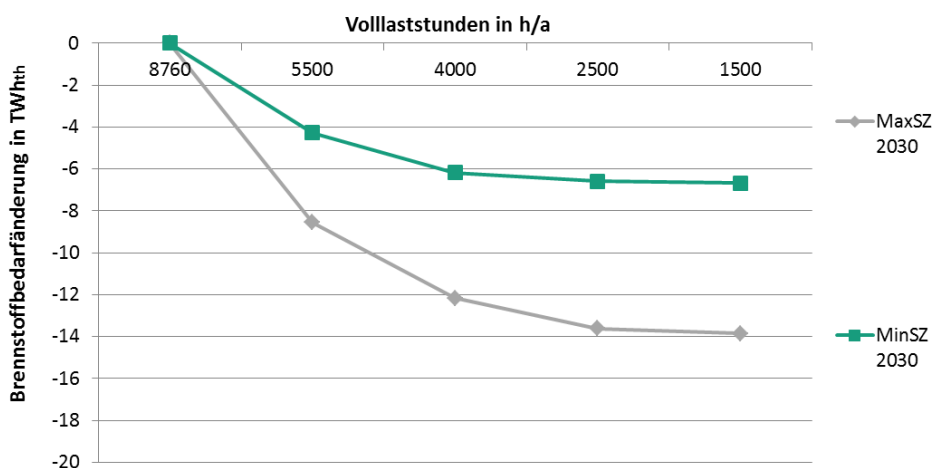


Abbildung 100: Veränderung der Brennstoffmengen in Abhängigkeit der Volllaststunden im Bedarfsberücksichtigungsfall Tag/Woche (Vergleich zwischen den Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ für das Jahr 2030)

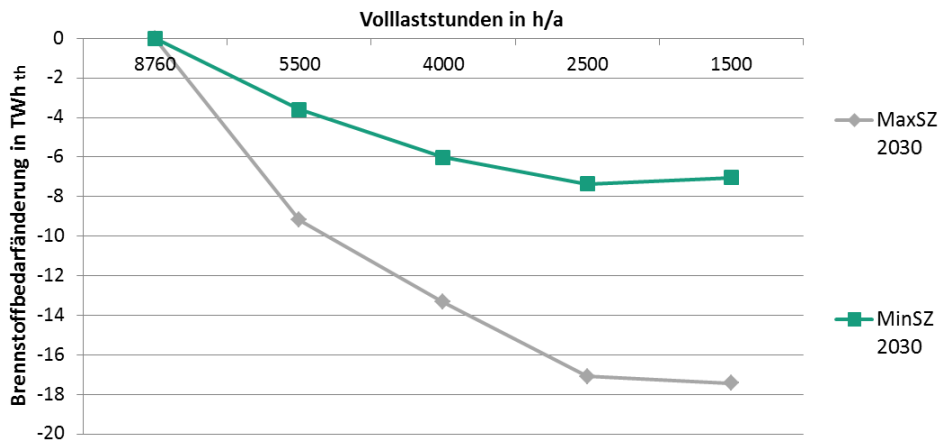


Abbildung 101: Veränderung der Brennstoffmengen in Abhängigkeit der Volllaststunden im Bedarfsberücksichtigungsfall Tag/Woche/Jahr (Vergleich zwischen den Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ für das Jahr 2030)

Werden die einzelnen Bestandteile der Brennstoffkosten genauer untersucht so zeigt sich, wie diese abweichende Entwicklung zustande kommt. Für die Interpretation müssen Abbildung 102 und Abbildung 103 miteinander verglichen werden. Die Flexibilisierung führt wieder zu einem verstärkten Einsatz von KWK-Anlagen. Diesen Anlagen steht eine „Kompensation“ der Erzeugungskosten in gewissen Teilen über die vermiedenen Mengen an Erdgas im Gaskessel gegenüber, die nicht mehr für die Wärmeversorgung benötigt werden. So werden zwar zusätzliche Mengen an teurerem Strom mittels Erdgas erzeugt, jedoch können diese aber über Erdgaseinsparungen im Gaskessel z.T. kompensiert werden. Im MinSZ spielen die Einsparungen, die durch die Flexibilisierung des BiogasParks realisiert werden können, relativ eine größere Rolle. Dadurch können absolut ähnliche Einsparungen und im sehr niedrigen Volllaststundenbereich sogar höhere Einsparungen erzielt werden als im MaxSZ. Im MaxSZ werden zusätzlich noch relevante Strommengen aus Braunkohle eingespart, die im Vergleich zu den anderen Energieträgern günstig sind. Im MinSZ werden durch die Flexibilisierung in geringem Umfang zusätzliche Strommengen in das System eingebracht.

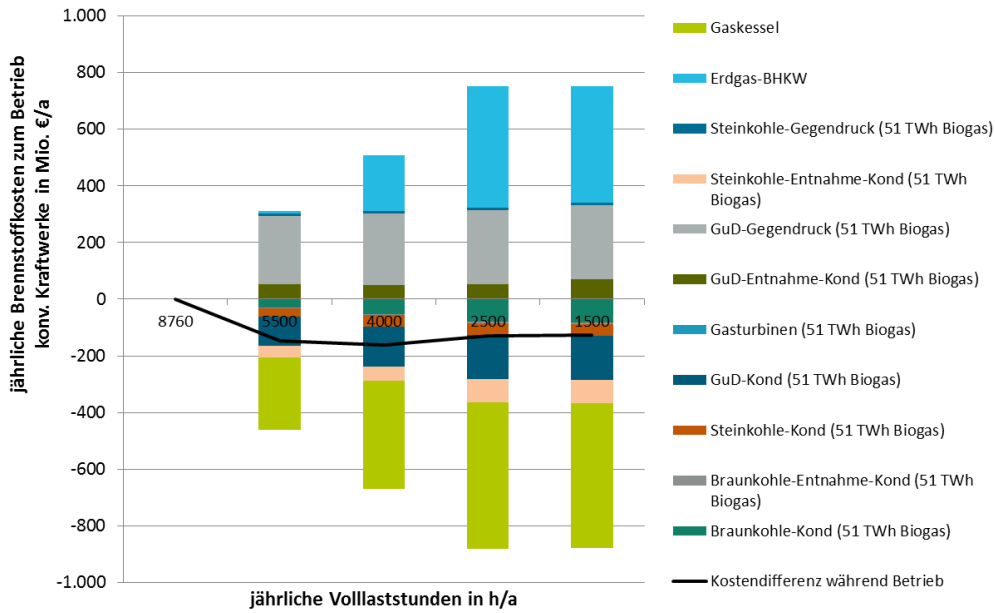


Abbildung 102: Veränderung der Brennstoffkosten im Jahr 2030, in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks, aufgeschlüsselt nach den einzelnen konv. Kraftwerkstypen. MaxSZ 2030 (Tag/Woche/Jahr)

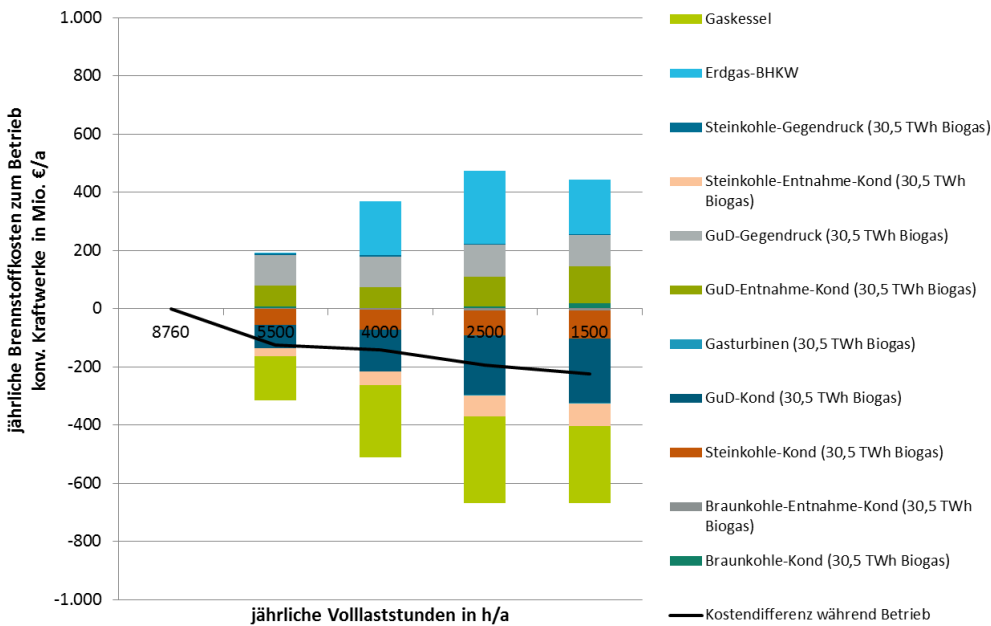


Abbildung 103: Veränderung der Brennstoffkosten im Jahr 2030, in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks, aufgeschlüsselt nach den einzelnen konv. Kraftwerkstypen (MinSZ 2030, Tag/Woche/Jahr)

Werden nun die Veränderungen des Brennstoffverbrauchs beim Anfahren und während des Betriebes kumuliert, so ergibt sich das in Abbildung 104 dargestellte Bild. Die Brennstoffkostenänderungen sind in jedem betrachteten Fall Einsparungen, die sich auf bis über 200 Mio. € im Jahr summieren.

Das MaxSZ führt bei 1500 VLH/a nur in den Fällen Tag/Woche/Jahr MaxSZ und Tag MaxSZ zu höheren Brennstoffkosteneinsparungen, wobei aufgrund der Simulationsmethodik für Tag MaxSZ das Ergebnis nur als Anhaltspunkt dienen sollte (Markierung mit Sternchen) und daher hinten angestellt wird. Interessant ist, dass der beschriebene

Effekt der Brennstoffeinsparung auch bei Tag/Woche bei sehr niedrigen Volllaststunden stark abflacht oder sogar wieder abnimmt. Die weitere Flexibilisierung durch Absenkung der Volllaststunden führt bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche nicht zu zusätzlichen relevanten Kosteneinsparungen.

Die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr führt zwar im MaxSZ 2030 zu einer Brennstoffeinsparung (anders als im MinSZ zwischen Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr) gegenüber Tag/Woche MaxSZ 2030 (was nicht dargestellte Auswertungen zeigen), allerdings nicht zu einer höheren Brennstoffkosten~~ein~~spaarung. Auch in diesem Fall sind die eingesparten günstigeren Braunkohlestrommengen die Begründung.

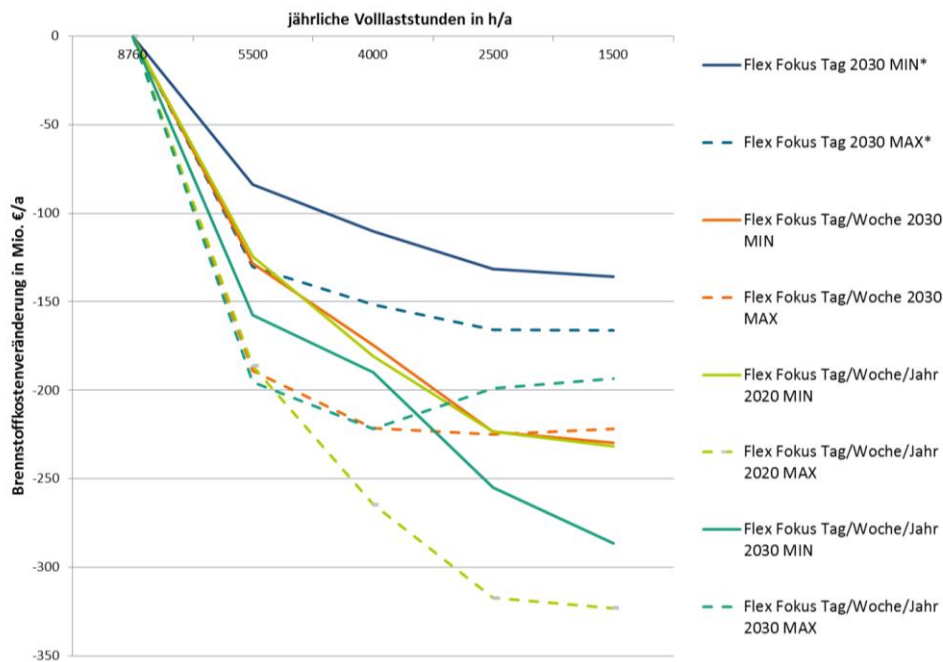


Abbildung 104: Jährliche kumulierte Brennstoffkostenänderung (Betrieb und Anfahren - Warmstart) in Abhängigkeit der Volllaststunden und der Bedarfsberücksichtigung der Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ) sowie der Jahre 2020 und 2030

Im Ergebnis sind die durchschnittlichen Volllaststunden des BiogasParks die entscheidenden Kriterien, um einen relevanten Einfluss auf die Brennstoffkostenänderung zu nehmen, wenngleich der Einfluss mit sinkenden Volllaststunden i.d.R. abnimmt. Die Kosteneinsparung beruht auf der Veränderung des Gesamtwirkungsgrades des konventionellen Kraftwerksparcs, einem geringeren Brennstoffbedarf für das Anfahren sowie der Vermeidung von Überschüssen und Verlusten für die Speicherung von Strom. Relevanten Einfluss haben auch einzelnen Kosten für die verringerten Brennstoffmengen.

17.4 Strommengen, die nicht gespeichert werden müssen

Wie in dem vorangegangenen Kapitel beschrieben, führt die Flexibilisierung des BiogasParks zu einer Reduzierung der Verluste bei der Stromspeicherung. Die vermiedenen Verluste steigen mit dem Absenken der Volllaststunden des BiogasParks bis 2500 h/a. Damit verbunden sind entsprechend geringere Strommengen, die gespeichert werden müssen. Die Stromspeicherung kann mit unterschiedlicher Technik und unterschiedlichem Wirkungsgrad erfolgen. Im Rahmen von OptiKoBi² wurde die Residuallastversorgung ohne netztechnische Restriktionen untersucht. Aufgrund dessen ergibt sich grundsätzlich nur ein verhältnismäßig geringer Bedarf an Stromspeichern bzw. reichen die für die Residuallastversorgung unterstellten PSW aus. Diese führen in der Simulation nur zu Überschüssen von ca. 2,7 TWh_{el} (MinSZ 2030) bzw. 3,8 TWh_{el} (MaxSZ 2030). Im Ergebnis bedeutet dies, dass die unterstellte PSW-Kapazität in ausreichendem Maße zu einem Ausgleich der Differenz zwischen Erzeugung Verbrauch führt und im Jahr 2030 nur begrenzt Überschüsse aus Residuallastgründen auftreten. Das Ergebnis der Simulation zeigt überdies keine Überschüsse im Jahr 2020 (mit ca. 40 % EE). Dennoch können durch eine weitere Flexibilität im System, z.B. über den BiogasPark, die notwendigen Aktivitäten der PSW zum Ausgleich der Residuallast reduziert werden. Im Jahr 2030 können im MaxSZ 2030 sogar gewisse Strom-Überschüsse vermieden werden, wie in vorangegangenen Kapiteln bereits beschrieben wurde.

Abbildung 105 beschreibt die Strommengen die aufgrund der flexiblen Strommengen des BiogasPark nicht gespeichert werden müssen. Dies wird in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks (Bedarfsberücksichtigung und Volllaststunden) für das MinSZ dargestellt. Das MaxSZ 2030 ist in der Abbildung 106 gezeigt. Werden beide Abbildungen miteinander verglichen, so ist beim MaxSZ 2030 das größere Potential zur Reduktion der Strommengen, die zum Residuallastausgleich gespeichert werden müssen, zu erkennen.

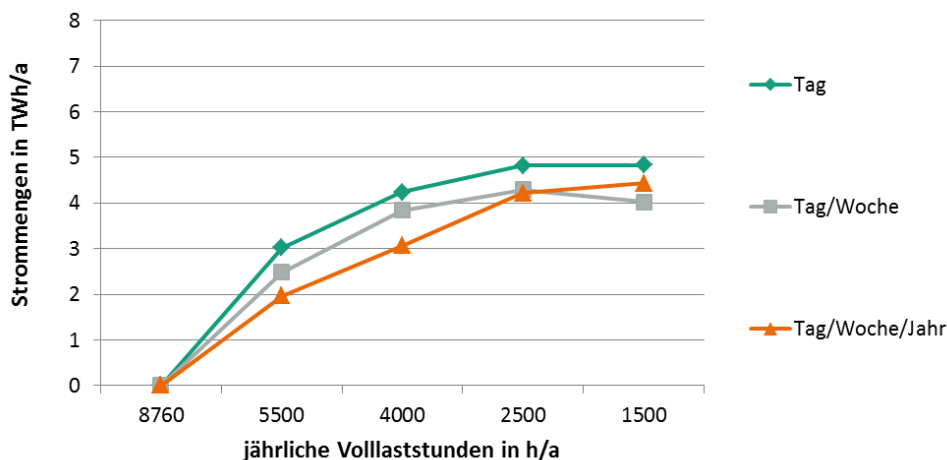


Abbildung 105: Strommengen, die nicht mittels Stromspeicher (z.B. PSW) in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks zwischengespeichert werden müssen (Beispiel 2030 MinSZ, differenziert nach Bedarfsberücksichtigung Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr)

Im MaxSZ 2030 können bis zu 7 TWh_{el} weniger Strom gespeichert werden, im MinSZ sind es bis zu knapp 5 TWh_{el}. Bei beiden Auswertungen zeigt sich wiederum, dass eine Volllaststundenerhöhung unter 2500 h/a keinen zusätzlichen Beitrag zur Vermeidung von Strommengen, die gespeichert werden müssen, führt. Die Bedarfsberücksichtigung hat ebenfalls in beiden Mengenszenarien keinen großen Einfluss auf die Strommengen.

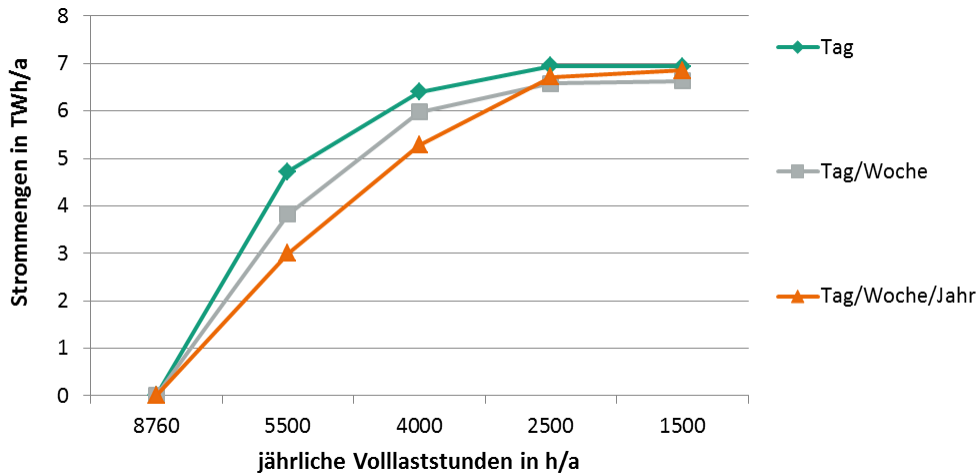


Abbildung 106: Strommengen die nicht mittels Stromspeicher (z.B. PSW) in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks zwischengespeichert werden müssen (Beispiel 2030 MaxSZ, differenziert nach Bedarfsberücksichtigung Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr)

Wird auf das Jahr 2020 geblickt, so sind durch die Flexibilisierung zwar keine Überschüsse vermeidbar, allerdings können die Strommengen, die zwischengespeichert werden müssen, reduziert werden. Nachfolgend wird in Abbildung 107 die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr mit den beiden Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ für das Jahr 2020 dargestellt. Die Flexibilisierung des BiogasParks führt zu einer Reduzierung der zu speichernden Strommengen um mehr als 2,5 TWh_{el} (MinSZ) bzw. mehr als 4 TWh_{el} (MaxSZ). Auch für das Jahr 2020 zeigt die Simulation die Abnahme des Einflusses der Volllaststundenabsenkung auf die eingesparte Strommenge, die gespeichert werden muss.

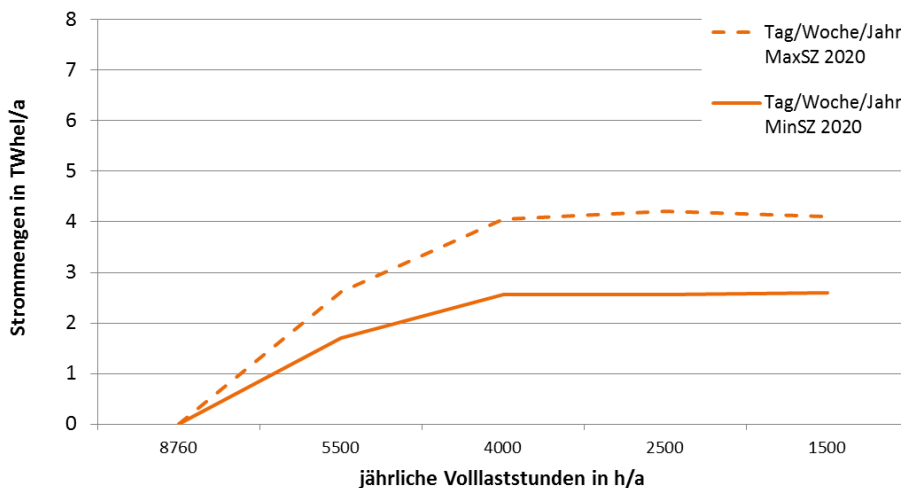


Abbildung 107: Strommengen, die nicht mittels Stromspeicher (z.B. PSW) in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks zwischengespeichert werden müssen (Beispiel 2020 MaxSZ und MinSZ, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr)

Die Untersuchungen berücksichtigen ausschließlich Aufgaben der Stromspeicher, die sich aus der Residuallast auf Grundlage eines idealen Marktes ergeben. Würde die netztechnischen Restriktionen mit berücksichtigen, so wären zusätzliche Aufgaben für Stromspeicher zu erwarten, die den Bedarf an Stromspeicherkapazitäten erhöhen würden. Die Flexibilisierung führt, wie beschrieben, zu einem geringeren Bedarf an Strommengen, die gespeichert werden müssen. Die Speicherung von Strom ist grundsätzlich auch mit Kosten verbunden, die über den Wirkungsgradverlust hinausgehen. Der Wir-

kungsgradverlust wurde hierbei bereits berücksichtigt. Nachfolgend werden die gesparten Kosten durch die geringeren Strommengen, die gespeichert werden müssen, abgeschätzt. Die eingesparten Kosten für die Stromspeicherung wurden mit 37 €/MWh_{el} für 2013 angenommen, wobei für den Bezugsstrom 0 €/MWh unterstellt wurden. 37 €/MWh_{el} liegen innerhalb der in der Literatur genannten Kostenbandbreiten, die eine Tagesspeicherung aber auch eine Wochenspeicherung realisieren lassen. Die genannten Kosten beschreiben die spezifischen Vollkosten bei einer bestimmten Betriebsweise und beruhen auf den Ausarbeitungen von Genoese 2013 [73]. Der Ansatz, diese Vollkosten als Basis für die Bewertung der Einsparung heranzuziehen ist dann sinnvoll, wenn weiter unterstellt wird, dass die freigewordenen Betriebsstunden des PSW für netzdienliche Aufgaben genutzt werden. Bei dieser Unterstellung kommt der Deckungsbeitrag für die PSW anschließend durch die zusätzlich bereitgestellten Systemdienstleistungen (SDL) zustande. Dadurch müssen, um diesen Anteil, weniger andere Stromspeicher installiert werden.

Die aktuelle betriebswirtschaftliche Situation der PSW wird in Fachkreisen als angespannt beschrieben. Dies liegt u.a. an dem geringen Preisspread, der an der Strombörse erzielt werden kann. Die Einnahmen über den SDL-Markt scheinen aktuell diese Entwicklung am Strommarkt nicht kompensieren zu können. Eine weitere Reduzierung des Bedarfs an zu speicherndem Strom wäre folglich für den wirtschaftlichen Betrieb der PSW aktuell schwierig. Es wird davon ausgegangen, dass sich die betriebswirtschaftliche Situation der PSW in den Jahren 2020 und 2030 wieder verbessert haben wird. Beispielhaft stellt die Abbildung 108 für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche die Kosteneinsparungen durch den reduzierten Speicherbedarf für Strom dar. Es wird zwischen dem MinSZ und dem MaxSZ unterschieden und dementsprechend können bei den beschriebenen spezifischen Kosten für die Stromspeicherung Einsparungen von ca. 200 bis 300 Mio.€/a 2030 erzielt werden. Die Einsparungen steigen nur bis zu einer Volllaststundenabsenkung auf 2500 h/a. Eine weitere Absenkung der Volllaststunden des BiogasParks bringt keine weitere Reduzierung der Kosten mit sich.

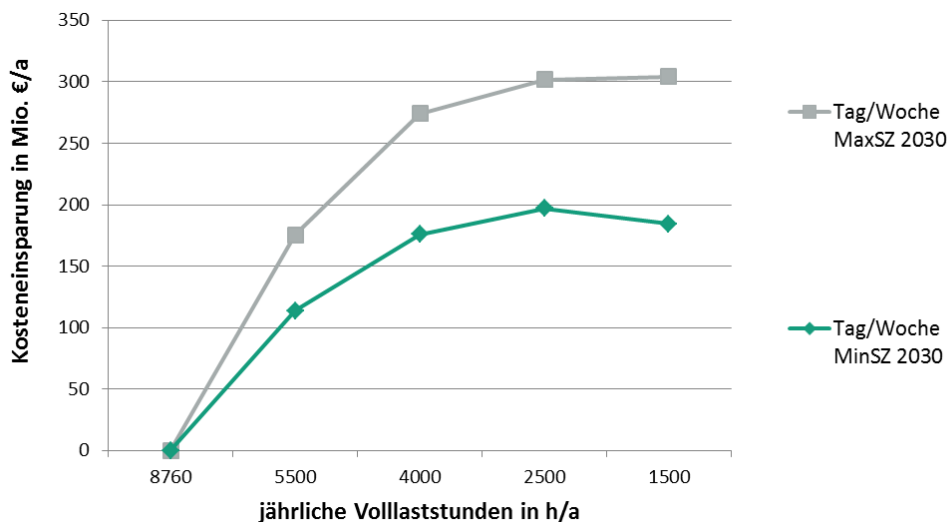


Abbildung 108: Kosteneinsparung durch vermiedene Stromspeicherung bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, differenziert nach MinSZ und MaxSZ für das Jahr 2030 (Stromspeicherkosten: 37 €/MWh_{el} 2013)

17.5 Kostenveränderung durch CO₂ -Emissionen

Die Veränderungen im Brennstoffverbrauch führen auch zu Veränderung der CO₂ -Emissionen (vgl. Kapitel 15). Entsprechend der Änderungen des CO₂ -Ausstoßes ändern sich auch die Kosten für die CO₂ -Emissionen. Um diese einzuschätzen wurden die Mengen an CO₂ -Emission die sich geändert haben, den CO₂ -Kosten von 23 €/Tonne für 2020, 34 €/Tonne für 2030, 44 €/Tonne für 2040 und 57 €/Tonne für 2050 unterstellt (inflationbereinigt), um die jeweilige Laufzeit von 20 Jahren abzubilden. Unbeachtet bleibt die Rückwirkung der geringeren CO₂ -Emissionen des konv. Kraftwerksparks auf die CO₂ -Preise. Denn aufgrund der geringeren Emissionen sinkt die Nachfrage nach CO₂ -Verschmutzungsrechten, was bei gleichem Angebot zu sinken Preisen führen kann.

Ähnlich wie die Veränderungen des Brennstoffbedarfs durch die Flexibilisierung des BiogasParks beeinflussen die einzelnen Veränderungen der konv. Kraftwerkstypen entsprechend das Ergebnis. Bei der Bewertung der CO₂ -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks wurden die direkten CO₂ -Emissionen, die sich über die eingesetzten Brennstoffe ergeben, als Grundlage genutzt. Mögliche zusätzliche, für die CO₂ -Emissionsbilanz relevante Effekte sind nicht berücksichtigt. D.h. z.B. die schlechteren Verbrennungseigenschaften der konv. Kraftwerke im Teillastbereich sind nur durch einen evtl. höheren Verbrauch berücksichtigt, nicht aber das z.T. schlechtere Emissionsverhalten (was wiederum über CO₂ -Äquivalente ausgedrückt werden könnte).

Die CO₂ -Emissionen jedes einzelnen Kraftwerkstyps verändern sich in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks. Manche Kraftwerke reduzieren den Ausstoß, wenn aufgrund der zusätzlichen Flexibilität ein geringerer Brennstoffbedarf (z.B. geringerer Betrieb oder auch geringere Startanzahl) notwendig ist, um die Residuallast zu bedienen. Für manche Kraftwerke bedeutet dies allerdings auch einen höheren Brennstoffbedarf, da diese zur Deckung der Residuallast dann öfter zum Einsatz kommen. Die einzelnen konv. Kraftwerke weisen in Abhängigkeit ihres genutzten Brennstoffes entsprechend direkte CO₂ -Emissionen auf. Diese stellen wiederum die Grundlage für die Auswertung der Kostendifferenz, die auf der Änderung der CO₂ -Emissionen aufgrund des Einflusses der flexiblen Stromproduktion des BiogasParks beruht. Abbildung 109 zeigt das Absinken der Kosten für die CO₂ -Emissionen für Steinkohle-Kraftwerke, GuD-Kondensationskraftwerke und auch für Erdgas in Kesselanlagen. Gleichzeitig steigen aber die Emissionen von Erdgas-BHKW, GuD-Gegendruck-Anlagen, sowie GuD-Entnahmekondensationsanlagen. Leicht steigen auch die Kosten für Emissionen von Steinkohle-Gegendruckanlagen. In Summe allerdings können die Kosten um knapp 150 Mio. € gesenkt werden. Die Absenkung der Kosten nimmt mit stark sinkenden Volllaststunden des konv. Kraftwerksparks ab.

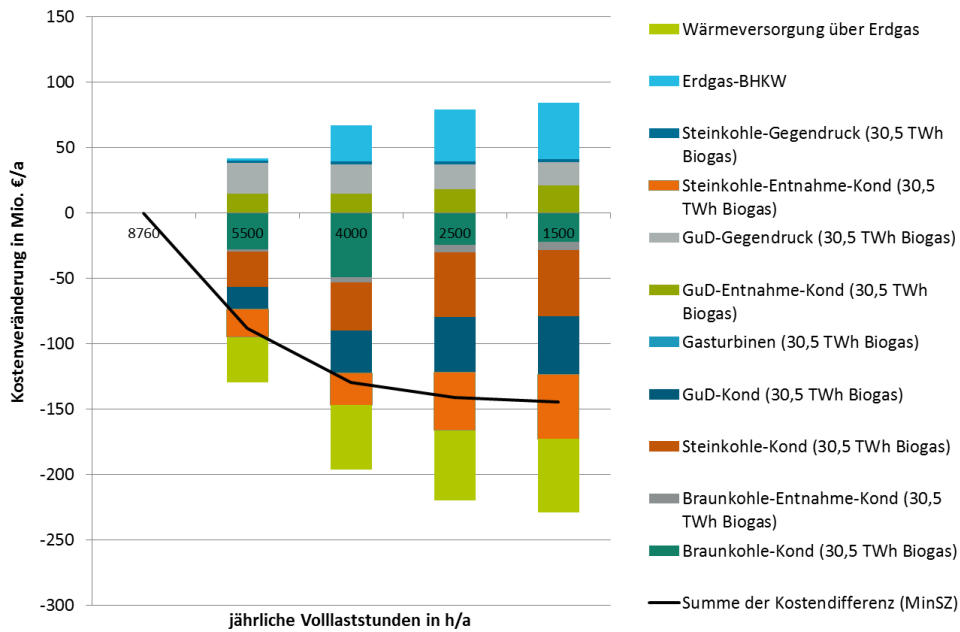


Abbildung 109: Veränderungen der Kosten für CO₂ -Emissionen

In den letzten Jahren hat sich der CO₂ -Emissionspreis sehr stark verändert. Er ist wider Erwarten, stark getrieben durch die anhaltende Wirtschaftskrise der letzten Jahre, gesunken. Im November 2014 lag der Preis für die CO₂-Emissionsrechte bei ca. 7 €/Tonne. Die Abbildung 110 zeigt aufgrund dessen eine Analyse der Sensitivität der CO₂-Emissionsrechtepreise auf die Kostenveränderung. Mit fallenden Preisen sinkt auch die Einsparung, die durch die Flexibilisierung erreicht werden kann. Die in Abbildung 109 aufgeführte Einsparung für das MinsZ 2030 Tag/Woche muss um die Kostenänderung korrigiert werden. Weist der BiogasPark z. B. Volllaststunden von 1500 h/a auf und reduziert sich der CO₂ -Emissionsrechtepreis um z. B. 50 %, so muss die Einsparung, die durch den flexiblen BiogasPark realisiert werden kann, um ca. 72 Mio. € reduziert werden. Setzt der BiogasPark Volllaststunden von 5500 h/a um, so muss die Reduzierung um ca. 44 Mio. € vorgenommen werden. Die Einsparungen liegen dann bei ca. 100 Mio. €. Die CO₂ -Preisänderungen sieht die Simulation nicht vor, d.h. die Änderung der Preise für die CO₂-Emissionsrechte wird in der Kraftwerkseinsatzreihenfolge nicht berücksichtigt. Die Preisänderungen würden allerdings zu einer anderen Einsatzreihenfolge der konv. Kraftwerke und somit wiederum zu anderen Emissionen führen. Bei niedrigeren CO₂ -Emissionsrechtepreisen ist mit einem stärkeren Einsatz von Kohlekraftwerken zur Deckung der Residuallast zu rechnen. Die Flexibilisierung des BiogasParks würde dann eher gegen diese konv. Kraftwerke arbeiten, was tendenziell zu einer höheren CO₂ -Kostenminderung führen würde. Die dafür notwendigen weiterführenden Simulationen konnten in Rahmen dieses Vorhabens nicht umgesetzt werden.

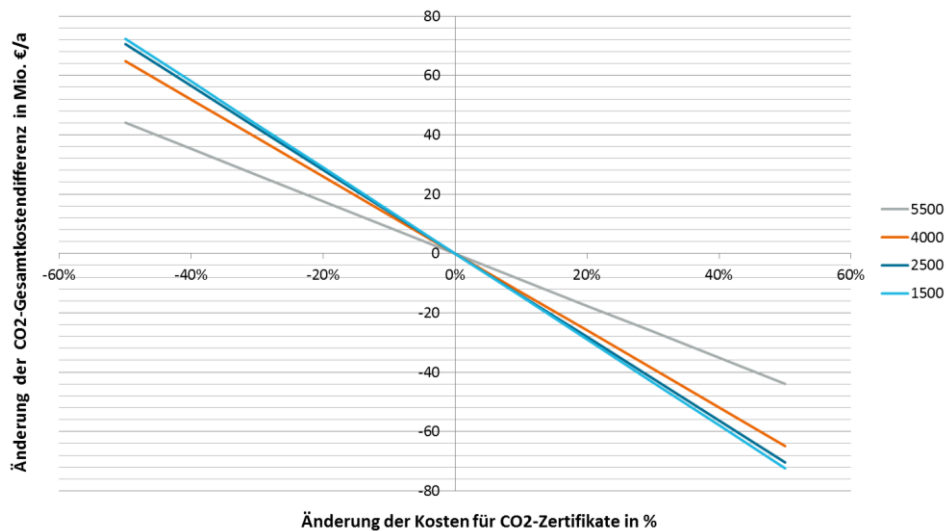


Abbildung 110: Analyse der Sensitivität der Änderung der CO₂-Emissionsrechtepreise, bei gleichbleibender Kraftwerkseinsatzreihenfolge im MinSZ 2030 Tag/Woche

Zum Vergleich der Kostenentwicklung der Kosten der CO₂-Emissionsrechte in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks wird die Darstellung in Abbildung 111 gewählt. Die einzelnen Linienpaare in einer Farbe stehen für eine bestimmte Bedarfsberücksichtigung und beschreiben die Kostenänderung in Abhängigkeit der Volllaststunden. Interessanterweise führt die Flexibilität in allen Untersuchungsansätzen im Jahr 2030 zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen und den damit verbundenen Kosten für die Emissionsrechte. Eine Ausnahme stellt die Änderung der CO₂-Emissionskosten für den konv. Kraftwerkspark im Jahr 2020 (MinSZ und MaxSZ, Tag/Woche/Jahr) dar. Die Simulationsergebnisse zeigen einen leichten Anstieg der Kosten für die CO₂-Emissionen durch die Flexibilisierung.

Darüber hinaus ist interessant, dass die Bedarfsberücksichtigung (2030) in dem MinSZ keinen relevanten Einfluss auf die Kosten für die CO₂-Emissionsrechte hat. Anders stellt sich dies im MaxSZ dar. Die Bedarfsberücksichtigung Tag bis hin zu Tag/Woche/Jahr weisen sehr unterschiedliche Kosteneinsparungen durch die die CO₂-Emissionsrechte auf. Dieser Unterschied entwickelt sich allerdings erst mit Volllaststunden unter 4000 h/a, wobei ein Absenken unter 2500 h/a auch hier keine wesentlichen Veränderungen mehr bringt.

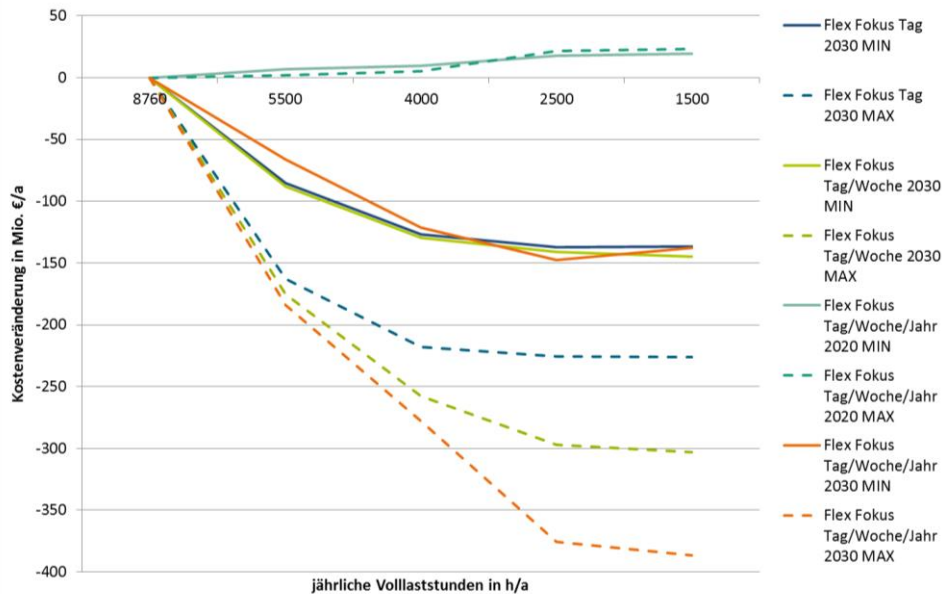


Abbildung 111: Kostenänderungen für die CO₂-Emissionsrechte des konv. Kraftwerksparks aufgrund der Flexibilisierung des BiogasPark, differenziert nach den Jahren 2020 und den Biogasstrommengen (MinSZ und MaxSZ)

Die Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas hat ebenfalls Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen der einzelnen Anlage. Die Ergebnisse zeigen, dass es insbesondere bei der Flexibilisierung der einzelnen Biogasanlagen (im Vergleich zu Grundlastkonzepten) in den nächsten Jahren zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen kommt. Diese CO₂-Minderung wird bei der Berechnung der CO₂-Emissionsrechte nicht berücksichtigt, da der CO₂-Emissionshandlungspflicht erst ab einer Anlagenleistung mit 20 MW_{FWL} (Verbrennungseinheit, Tätigkeit nach dem BImSchG) vorgesehen ist [74]. Dennoch kann in Summe davon ausgegangen werden, dass es auch im Jahr 2020 nicht zu höheren CO₂-Emissionen durch die Flexibilisierung für das Gesamtsystem kommt.

17.6 Veränderungen der nicht mehr betriebenen Kraftwerkskapazitäten

Die Flexibilisierung des BiogasParks ist mit einer Reduzierung der Volllaststunden und dadurch mit einer Leistungserhöhung verbunden. Diese führt in Abhängigkeit der Bedarfsberücksichtigung zu Veränderungen im konv. Kraftwerkspark. Neben dem Start- und Stopp-Verhalten des Kraftwerkspools zur Residuallastversorgung ändern sich auch die Volllaststunden des konv. Kraftwerksparks. Zum einen erhöhen sich die Volllaststunden von Kraftwerken die zur Residuallastversorgung herangezogen werden. Allerdings führt das für einige Kraftwerke auch zu einer Reduzierung auf null, d.h. die Kraftwerke werden nicht mehr betrieben.

Wie in dem vorangegangenen Kapitel beschrieben, sind die vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten höher als zur Deckung der max. Residuallast notwendig ist. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass eine national garantierte Versorgungssicherheit unterstellt ist und die Simulation einen Austausch mit den Nachbarländern unterstellt. Darüber hinaus wurde mit dem Wetterjahr 2006 gerechnet. Das Energiesystem ist allerdings so ausgestattet, dass auch andere Wetterjahre versorgungssicher abgebildet werden können. Die nicht betriebenen Kraftwerkskapazitäten werden somit als „Kaltreserve“-Kraftwerke dem Energiesystem zur Verfügung gestellt.

Diese nicht zur Residuallastversorgung genutzten Kapazitäten erhöhen sich in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks. Wird nun unterstellt, dass die nicht betriebene

Kapazität im Grundlastfall ausreicht, um die (nationale) gesicherte Leistung zu gewährleisten, können diese zusätzlichen, nicht genutzten Kraftwerkskapazitäten stillgelegt werden. Findet eine langfristige Planung der Flexibilisierung des BiogasParks statt, so können auch Neubauten im konv. Anlagenbereich vermieden werden. Welche konv. Anlagen aus dem Portfolio der nicht betriebenen Kraftwerke nun endgültig stillgelegt werden bzw. welche davon gar nicht neu installiert werden ist schwer zu beurteilen. Es kann davon ausgegangen werden, dass auf betriebswirtschaftlichen Grundlagen aus dem Portfolio der gesamten jeweils in Abhängigkeit der BiogasPark-Flexibilität nicht betriebenen Kraftwerke, die mit den höchsten fixen Betriebskosten stillgelegt werden. Ebenso wird der Neubau der Kapazitäten stark davon abhängig sein, zu welchen Kosten die Opportunitätskraftwerke, z.B. alte Bestandsanlagen, die Residuallastbereitstellung übernehmen können. Im Grunde werden die teuersten konv. Anlagen stillgelegt, um Kosten für das Gesamtsystem zu sparen. Ein Neubau von konv. Kapazitäten kommen nur dann in Frage, wenn das dafür notwendige betriebswirtschaftliche Umfeld während der Betriebszeit erwartet werden kann. Werden die Kapazitäten von BiogasParks zukünftig flexibilisiert, so verschlechtert sich das Umfeld für neue konv. Kraftwerkskapazitäten, da der Bedarf an Kapazitäten entsprechend sinkt.

Im Rahmen dieses Vorhabens konnte keine Kraftwerkszubauoptimierung vorgenommen werden, da dies den Simulationsumfang drastisch erhöht hätte. Aufgrund dessen werden möglichen Bandbreiten zur Kostenveränderungen aufgezeigt. Hierbei gilt es zum einen die vermiedenen fixen Betriebskosten, zum anderen vermiedene kapitalgebundene Kosten (bei möglicher Vermeidung von Neubauten) abzuschätzen. Diese beiden Aspekte werden somit in der vereinfachenden Unterstellung zusammengefasst, dass die Reduzierung der fixen Betriebskosten (und der kapitalgebundenen Kosten) der nicht mehr (gleichzeitig) betriebenen konv. KW ausreicht, um die Kostenveränderung des gesamten konv. KW-Parks zu beschreiben.

Die fixen Betriebskosten (und die kapitalgebundenen Kosten) reduzieren sich spezifisch pro Energieeinheit bei den konv. KW, die weiter betrieben werden (die absoluten Kosten dieser betriebenen Kraftwerke im Jahr bleiben gleich). Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus der Simulation, erhöhen sich entsprechend für die betriebenen Kraftwerke und nehmen folglich für die nicht betriebenen Kraftwerke ab. Die fixen Betriebskosten des konv. KW-Parks, der nicht mehr weiter betrieben wird, reduzieren sich (vereinfacht: auf null) entsprechend. Die kapitalgebundenen Kosten würden sich nur dann reduzieren, wenn die, als nicht betriebene, konv. Kraftwerke ausgewiesenen Kapazitäten nicht gebaut worden wären. Es ist vorstellbar, dass manche installierte konv. Kraftwerke nach Ablauf der Abschreibung weiter betrieben werden, ebenso kann es sein, dass Kraftwerke vor Ablauf der ursprünglich geplanten Betriebszeit, also vor Abschluss der Kapitalrückführung stillgelegt werden müssen (Sonderabschreibung). Der konv. Kraftwerkspark, der in Abhängigkeit der BiogasPark-Flexibilität nicht mehr betrieben wird, steht kraftwerksscharf durch die Simulation zur Verfügung und wird für die Abschätzungen der Kosten herangezogen.

Den durch die Simulation ermittelten konv. Kraftwerken, die nicht gleichzeitig im Jahresverlauf betrieben werden, werden jährliche Kosten zugewiesen, die durch den Stillstand vermieden werden. Dabei wurden die Kraftwerkskapazitäten, die schon zu Absicherung der maximalen Leistung außer Betrieb sind, nicht mit herangezogen. Die Auswahl stützt sich auf die Simulationsergebnisse, die nicht mehr Betriebe konv. Kraftwerke ausweisen. Im Grundsatz müssen dabei folgende Kostenaspekte unterschieden werden:

- fixe Betriebskosten und kapitalgebundene Kosten Vermeidung von Neubau
- fixe Betriebskosten (bei Außerbetriebnahme)

Die für die Kostenabschätzung genutzten Daten stützen sich auf Ausarbeitungen der BET Aachen aus dem Jahr 2014, die für die Jahre 2020 und 2030 angepasst wurden [75]. Für die Anpassung wurde eine Preisseigerung von 2 % für die spezifischen Investitionskosten und 1,7 % für die fixen betriebsgebundenen Kosten angenommen. Die

allgemeine Inflation wurde mit 1,6 % festgelegt. Die Tabelle 47 zeigt die einzelnen Annahmen nach den Kraftwerkstypen und den Betrachtungsjahren 2020 und 2030 auf.

Tabelle 47: Grundlage für die Kostenabschätzung der fixen Betriebskosten und der kapitalgebunden Kosten

Kostenabschätzung 2020		2020 (inflationsbereinigter Startwert)		
Quelle: Grundlage: BET Aachen Norbert Krzikalla, 2014, Eigene Abschätzung mit * gekennzeichnet	Finanzierungs- laufzeit	spez. Investitionskosten 2020	Betrachtungs- zeitraum	fixe Betriebsgebundene Kosten
Braunkohle-Kond*	40	1.827 €/kW	20	50 €/kW
Braunkohle-Entnahme-Kond*	40	2.149 €/kW	20	50 €/kW
Steinkohle-Kond *	40	1.661 €/kW	20	50 €/kW
GuD-Kond	25	874 €/kW	20	18 €/kW
Gasturbinen	20	514 €/kW	20	5 €/kW
GuD-Entnahme-Kond	25	874 €/kW	20	18 €/kW
GuD-Gegendruck	25	874 €/kW	20	18 €/kW
Steinkohle-Entnahme-Kond	40	1.954 €/kW	20	50 €/kW
Steinkohle-Gegendruck	40	1.954 €/kW	20	50 €/kW
Erdgas-BHKW	18	411 €/kW	20	19 €/kW

Kostenabschätzung 2030		2030 (inflationsbereinigter Startwert)		
Quelle: Grundlage: BET Aachen Norbert Krzikalla, 2014, Eigene Abschätzung mit * gekennzeichnet	Finanzierungs- laufzeit	spez. Investitionskosten 2030	Betrachtungs- zeitraum	fixe Betriebsgebundene Kosten
Braunkohle-Kond *	40	1.901 €/kW	20	51 €/kW
Braunkohle-Entnahme-Kond *	40	2.237 €/kW	20	51 €/kW
Steinkohle-Kond *	40	1.728 €/kW	20	51 €/kW
GuD-Kond	25	910 €/kW	20	18 €/kW
Gasturbinen	20	535 €/kW	20	5 €/kW
GuD-Entnahme-Kond	25	910 €/kW	20	18 €/kW
GuD-Gegendruck	25	910 €/kW	20	18 €/kW
Steinkohle-Entnahme-Kond	40	2.033 €/kW	20	51 €/kW
Steinkohle-Gegendruck	40	2.033 €/kW	20	51 €/kW
Erdgas-BHKW	18	428 €/kW	20	19 €/kW

Die nachfolgende Auswertung nutzt die gesamte nicht genutzte Anlagenleistung, die in der Simulation ermittelt wurde, als Berechnungsbasis für die Kosteneinsparung. Hier besteht eine bestimmte Unschärfe, da die Kosteneinsparung immer nur kraftwerks-scharf realisiert werden kann. Diese Unschärfe scheint akzeptabel und angebracht, da eine genaue Bestimmung des spezifischen Kraftwerksblocks durch die Simulation nicht erfolgt und eine manuelle Zuweisung ebenfalls eine Ungenauigkeit mit sich bringen würde.

17.6.1 Veränderung der der fixen Betriebsgebundenen Kosten

Durch die Stilllegung der Kraftwerkskapazitäten können fixe betriebsgebundene Kosten eingespart werden. Diese Kosten sind abhängig vom Kraftwerkstyp und der jeweils nicht mehr genutzten Anlagenleistung.

Abbildung 112 zeigt die jährlichen Einsparungen für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche für das Jahr 2030 und die Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ. Dabei werden die Kosten in Abhängigkeit der Volllaststunden des BiogasParks dargestellt. Die Kosteneinsparungen liegen im MinSZ bis 4000 h/a um ca. 50 Mio. €/a höher als im MaxSZ. Mit weiter fallenden Volllaststunden stellen sich die Kosteneinsparungen für das MaxSZ etwas höher dar als für das MinSZ.

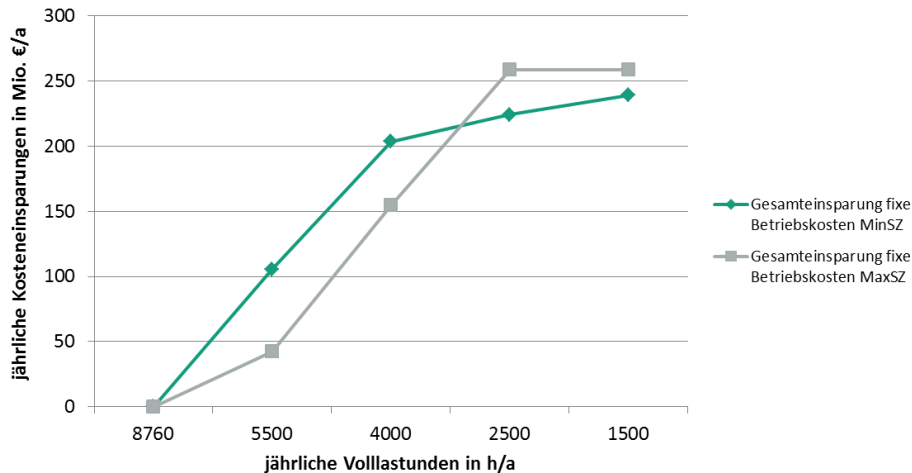


Abbildung 112: Jährliche Kosteneinsparung aufgrund von zusätzlich nicht genutzten Kraftwerkskapazitäten auf Basis von eingesparten fixen Betriebskosten (für Flex Fokus Tag/Woche, 2030, differenziert nach MinSZ und MaxSZ)

Wird die gesamte Kosteneinsparung in Einzelbestandteile zerlegt, so zeigt sich in Abbildung 113 deutlich der Anstieg der gesparten Kosten im Steinkohle-Kondensationsbereich bis zu einer Absenkung der Volllaststunden auf 4000 h/a. Anschließend ändern sich im GuD-Kraftwerksbereich die Kosteneinsparungen, allerdings auf niedrigerem Niveau.

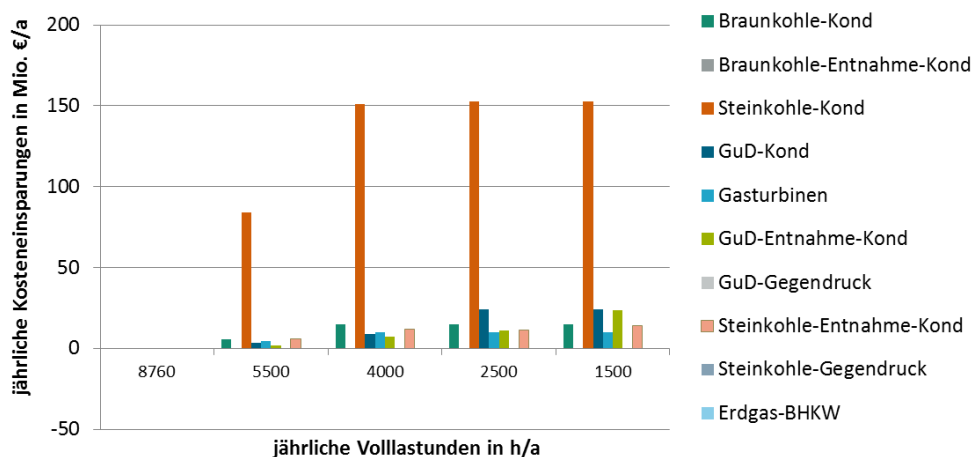


Abbildung 113: Jährliche Kosteneinsparung, differenziert nach den einzelnen Kraftwerkstypen, im Vergleich zur Grundlastbetriebsweise des BiogasParks (MinSZ 2030, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche)

Im MaxSZ stellt sich die Situation anders dar. Die Einsparung stützt sich auf Steinkohle-Kondensationsanlagen ebenso wie auf GuD-Kondensationsanlagen. Die Reduzierung der fixen Betriebskosten durch die Steinkohle-Kondensationskraftwerke beträgt hier nur ein gutes Drittel der Reduzierung im MinSZ. Die Einsparungen steigen jedoch bis zu der Absenkung der Volllaststunden auf 2500 h/a. Dadurch sind die Einsparungen im MaxSZ 2030 bei 2500 Volllaststunden im Jahr höher als im MinSZ. Das MaxSZ weist deshalb geringere Einspareffekte auf, da durch die zusätzlichen Strommengen des BiogasParks des MaxSZ (im Vergleich zum MinSZ) selbst schon die teureren Kraftwerke außer Betrieb gingen und für die Flexibilisierung dann noch die restlichen in Betrieb befindlichen Kraftwerke zum „Kompensieren“ zur Verfügung stünden.

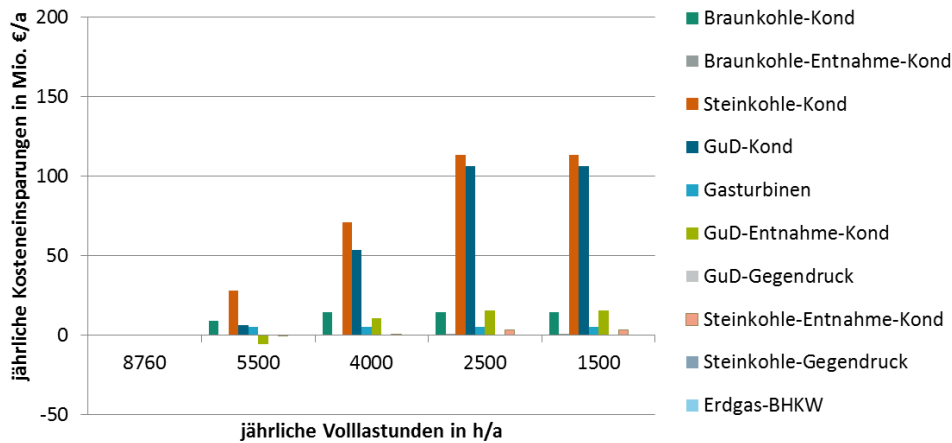


Abbildung 114: Jährliche Kosteneinsparung, differenziert nach den einzelnen Kraftwerkstypen, im Vergleich zur Grundlastbetriebsweise des BiogasParks (MaxSZ 2030, Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche)

Wird die unterschiedliche Bedarfsberücksichtigung miteinander verglichen, so reduziert die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr (mit über 600 Mio. €/a im MaxSZ 2030 und knapp 500 Mio. € im MinSZ 2030) die meisten Kosten im konv. Kraftwerksbereich. Abbildung 115 veranschaulicht diesen Vergleich zwischen der unterschiedlichen Bedarfsberücksichtigung eindrucksvoll. Die Einsparungen der fixen betriebsgebundenen Kosten im konv. Kraftwerksbereich verdoppelt sich in etwa von Tag auf Tag/Woche und dann nochmals von Tag/Woche auf Tag/Woche/Jahr (bei 1500 VLH). Bis zu einer Volllaststundenzahl von 5500 h/a unterscheiden sich die Einsparungen innerhalb des MinSZ und der unterschiedlichen Bedarfsberücksichtigung nur wenig. Dies stellt sich innerhalb des MaxSZ ähnlich dar. Erst bei einer weiteren Absenkung der Volllaststunden differenzieren sich die Kosten stärker. Wobei sich der größte Unterschied der Mengenszenarien bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr einstellt.

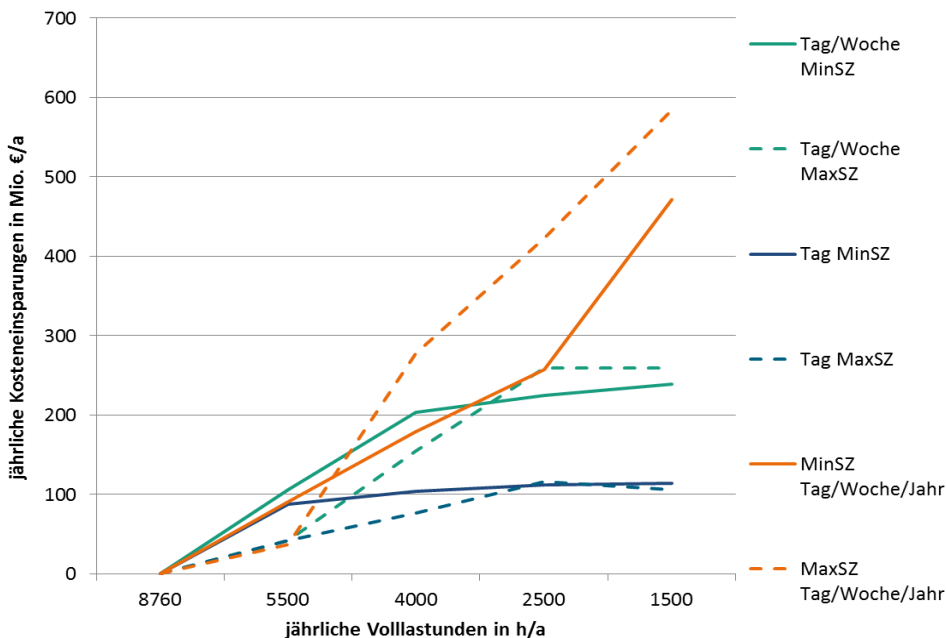


Abbildung 115: Kosteneinsparung im konventionellen Kraftwerksbereich (fixe Betriebskosten) im Jahr 2030 in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks

17.6.2 Veränderung der Kosten bei Vermeidung des Neubaus von Kraftwerkskapazitäten

Werden die konv. Kraftwerksleistungen von bestehenden Anlagen aufgrund der Flexibilisierung des BiogasParks stillgelegt, so fallen deren fixe Betriebskosten nicht mehr an. Verhindert die Flexibilisierung des BiogasParks den Neubau von konv. Kraftwerken, dann können neben den fixen Betriebskosten auch die kapitalgebundenen Kosten gespart werden. Angenommen der unrealistische Fall, für die gesamten zusätzlich ausgewiesenen nicht mehr betriebenen Kraftwerkskapazitäten könnten Kraftwerksneubauten und die dazugehörigen Kosten verhindert werden, träte ein, dann würde sich die Einsparungen auf ca. 1 Mrd. € anheben.

Abbildung 116 zeigt diese Kosteneinsparung differenziert nach MaxSZ und MinSZ für 2030 am Beispiel Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche. Die Struktur der Kostenentwicklung ist ähnlich die der Kosteneinsparung durch die reinen fixen Betriebskosten.

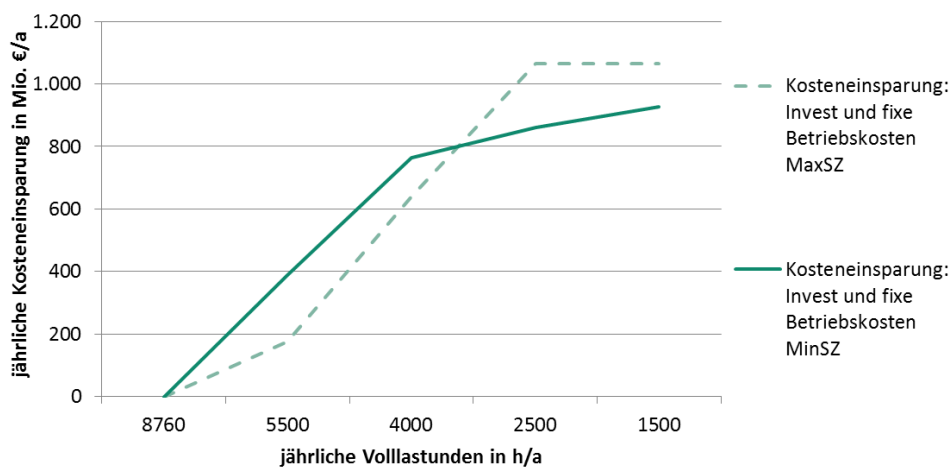


Abbildung 116: Jährliche Kosteneinsparung aufgrund von zusätzlich nicht genutzten Kraftwerkskapazitäten auf Basis von eingesparten fixen Betriebskosten und der vermiedenen jährlichen kapitalgebundenen Kosten (für Flex Fokus Tag/Woche, 2030, differenziert nach MinSZ und MaxSZ)

Die Abbildung 117 zeigt die jährliche Einsparung kapitalgebundener und fixer betriebsgebundener Kosten, differenziert nach den Einfluss der Bedarfsberücksichtigung. Die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr kann Kosteneinsparungen bis über 2,2 Mrd. € (MaxSZ) realisieren. Wird die Bedarfsberücksichtigung Tag umgesetzt, führt dies zu maximal 500 Mio. € Einsparung, wengleich dieser Wert als Anhaltspunkt dient.

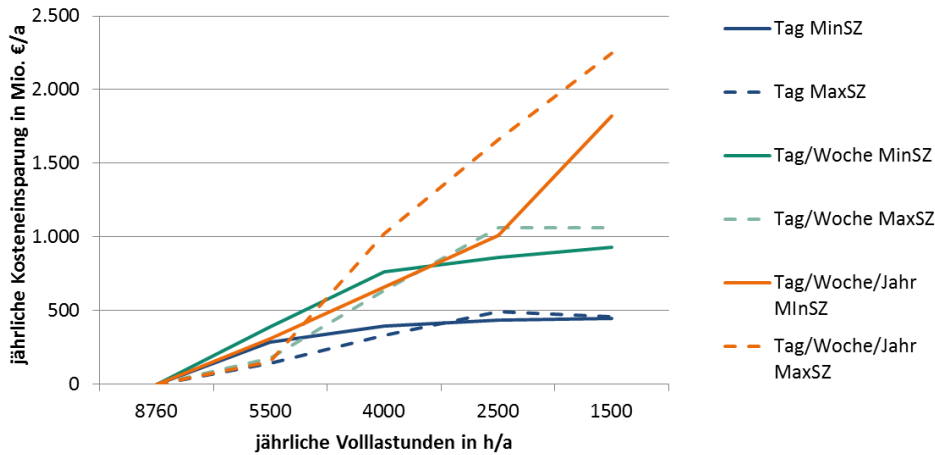


Abbildung 117: Kosteneinsparung im konventionellen Kraftwerksbereich (fixe Betriebskosten und vermiedene jährliche kapitalgebundene Kosten) im Jahr 2030 in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks

17.6.3 Bandbreiten der möglichen Kosteneinsparung durch die Reduzierung der konv. Kraftwerksleistung zur Residuallastdeckung

Die Kosteneinsparungen bewegen sich zwischen den Einsparungen die sich durch die Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten und die Vermeidung des Neubaus von Kraftwerksleistung ergeben. Um die Bandbreiten noch einmal in einer Graphik beispielhaft aufzuzeigen, werden zwei wenig realistische Annahmen als Eckpunkte herangezogen. Zum einen die Kosteneinsparungen, die sich einstellen würde, wenn kein einziger Neubau eingespart werden könnte und zum anderen die Annahme, dass jede ausgewiesene Leistung, die nicht mehr betrieben wird, eine verhinderte Neubauleistung darstellen würde. Die Fläche zwischen den beiden gleichfarbigen Linien in Abbildung 118 stellt die Bandbreite der möglichen Kosteneinsparung am Beispiel Tag/Woche 2030, differenziert nach den Mengenszenarien (MinSZ und MaxSZ), in Abhängigkeit der Volllaststunden dar.

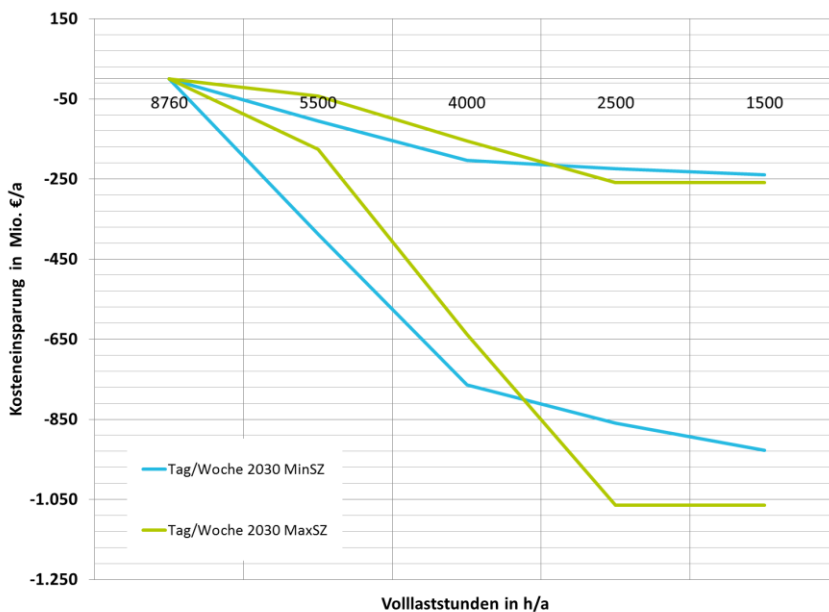


Abbildung 118: Bandbreite der Kosteneinsparung durch die Flexibilisierung des BiogasParks im Jahr 2030 (Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, differenziert zwischen MinSZ und MaxSZ und in Abhängigkeit der Volllaststunden)

Am wahrscheinlichsten liegt die Einsparung innerhalb dieser beiden Linien. Der Einfachheit halber wird für die nächsten Berechnungen angenommen, dass ca. 50 % der ausgewiesenen zusätzlichen Leistung, die aufgrund der Flexibilisierung des BiogasParks ausgewiesen wurde, einen Neubau von Kraftwerken verhindert. Der Prozentsatz ist stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängig. Der Neubau von Kraftwerkskapazitäten benötigt eine lange Vorlaufzeit, weshalb Kraftwerke, die im Planungs- und Bauablauf schon sehr weit vorangeschritten sind, nur noch mit hohen verbleibenden Kosten gestoppt werden können. Aufgrund dessen hat eine Planungssicherheit für Investoren für Kraftwerke eine hohe Bedeutung. Wird sich früh auf eine Flexibilisierung des BiogasParks geeinigt, können sich die potentiellen Kraftwerksbetreiber rechtzeitig darauf einstellen und es kann ein höherer Anteil an Neubauten zurückgestellt oder sogar verhindert werden.

Aufgrund dieser Unklarheit wird nachfolgend der Anteil der nicht mehr betriebenen Leistung, die den Neubau von konv. Kraftwerken verhindert, mit 50 % angenommen. Die nachfolgende Abbildung 119 zeigt diese Annahme beispielhaft für das MinSZ und die dazugehörigen Einflüsse durch die Bedarfsberücksichtigung. Ebenso wird für Tag/Woche/Jahr auch das MinSZ 2020 ausgewiesen. Die Einsparungen liegen in 2020 für Tag/Woche/Jahr in vergleichbarer Höhe bis zu Volllaststunden von 2500 h/a wie im Jahr 2020 (Tag/Woche/Jahr).

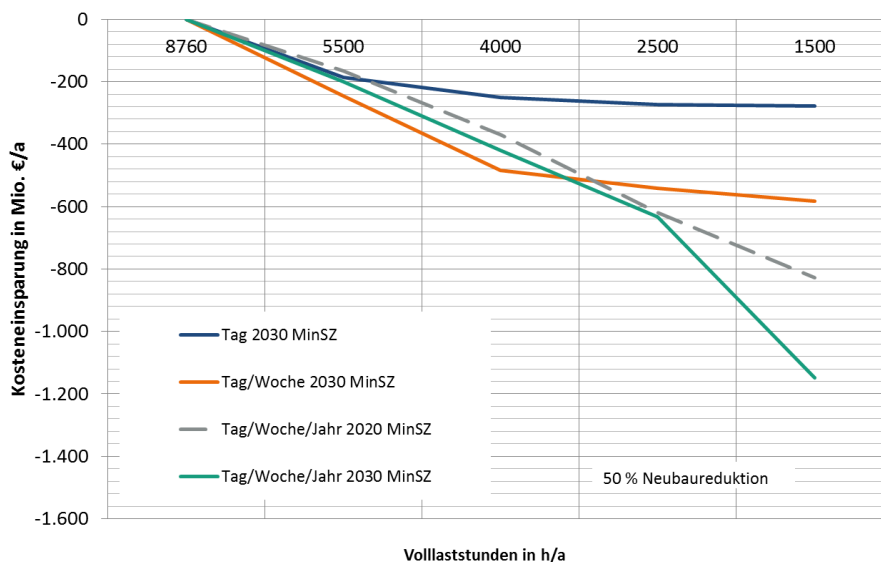


Abbildung 119: Vergleich jährlicher Kosteneinsparung am Mengenszenario MinSZ, bei 50 % der zusätzlich nicht betriebenen Anlagenleistung wird ein Neubau der Kraftwerkskapazität verhindert

17.7 Zusammenführung der Kostenveränderung im konv. Kraftwerkspark

Werden die einzeln aufgeführten Kostenveränderungen am konv. Kraftwerkspark zusammengefasst, die sich durch die Flexibilisierung des BiogasParks einstellen, ergibt sich folgendes, in Abbildung 120, dargestelltes Bild. Die Bedarfsberücksichtigung Tag und Tag/Woche kann die Kosteneinsparung im konv. Kraftwerksbereich mittels Absenkung der Volllaststunden unter 2500 VLH nicht weiter reduzieren. Der Kosteneinsparungsgradient flacht schon bei 4000 VLH spürbar ab, wenngleich bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche auf hohem Einsparungsniveau (1,2 Mrd. €/a (MinSZ 2030) bis 1,5 Mrd. € (MaxSZ 2030)). Anders stellt sich dies bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr dar. Hier können die Kosteneinsparungen bei Absenkung der Volllast-

stunden auch bis 1500 h/a nahezu kontinuierlich gesenkt werden und das bis über 2,5 Mrd. €/a.

.....
 Kostenabschätzung auf der Seite
 des konv. Kraftwerksparks

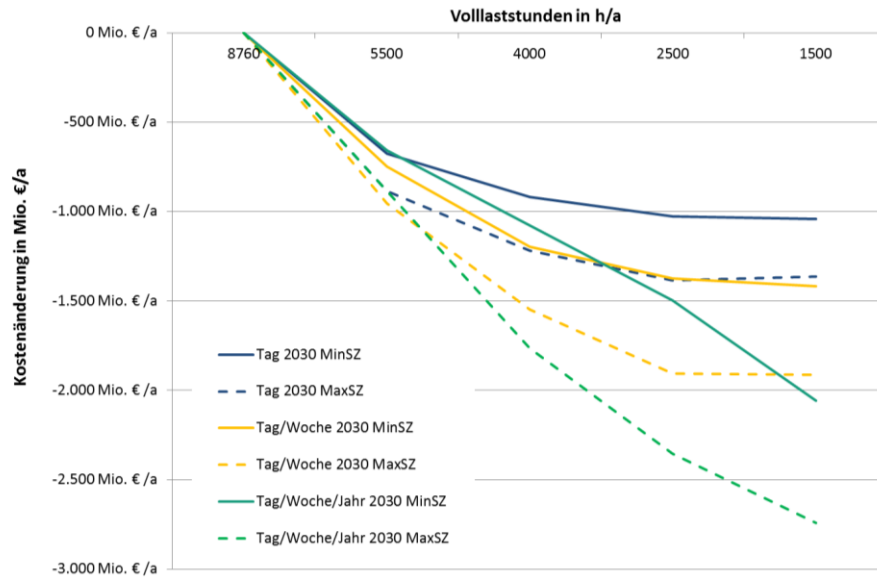


Abbildung 120: Gesamtüberblick über die Kosteneinsparungen im konv. Kraftwerksbereich, in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks, differenziert nach den Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ (50% Neubaureduktion)

18 Biomassenutzung im Strom-, Wärme- oder Verkehrsbereich

Henning Hahn, Uwe Holzhammer

18.1 Hintergrund

Erneuerbares Gas ist sehr flexibel einsetzbar und neben der Verwendung im Stromsektor auch im Verkehrs- und Wärmebereich nutzbar. Finden nun relevante erneuerbare Gasmengen ihren Einsatz im Stromerzeugungsmanagement, z.B. zur flexiblen Stromproduktion, so wirkt sich dies auch auf den Verkehrs- und Wärmesektor aus. Diese Interaktion zwischen den Sektoren wird in diesem Arbeitspaket näher betrachtet.

In Kapitel 2 wird der aktuelle Stand des EE-Ausbaus, sowie die nach nationalem erneuerbaren Energien Aktionsplan (NREAP) formulierten Ziele für das Jahr 2020 bzw. der nach Nitsch et al. (2012) [1] vorgeschlagene EE-Ausbaupfad für das Jahr 2030 (insbesondere der energetischen Biomassenutzung), in den Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr dargestellt. Darüber hinaus werden Alternativen zur energetischen Biomassenutzung in den jeweiligen Sektoren aufgezeigt und kurz diskutiert.

In nachfolgendem Kapitel 3 werden die Methodik (Kapitel 3.1) und getroffene Annahmen (Kapitel 3.2) beschrieben, die der Analyse der Interaktion zwischen den Energiesektoren, bei unterschiedlichem Einsatz von erneuerbarem Gas, zugrunde liegen.

In Kapitel 4 wird dargestellt in welchen Sektoren die analysierten, erneuerbaren Gasmengen in den Jahren 2020 und 2030 in den OptiKobi²-Szenarien eingesetzt werden. Deren Beitrag am EE-Anteil und zur Deckung des Endenergieverbrauchs (EEV) wird dem im NREAP (2009) und in Nitsch et al. (2012) vorgeschlagenen Beitrag gegenübergestellt [1, 11]. Anschließend wird die Wechselwirkung zwischen den Sektoren, bei einem schwerpunktmäßigen Einsatz der erneuerbaren Gasmengen in einem der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, analysiert. Dabei werden die erneuerbaren Gasmengen verschoben, die zwischen dem festgelegten Min- und Max-Szenario liegen (121 PJ/a im Jahr 2020 und 175 PJ/a im Jahr 2030). Betrachtet werden hierbei neben dem beschriebenen Endenergieverbrauch auch die verdrängten CO₂-Emissionen.

18.2 Aktueller Stand, Ziele und Alternativen der energetischen Biomassenutzung

Nach AGEE-Stat. (2013) lag der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Brutto-Endenergieverbrauch im Jahr 2012 bei 12,7 % [76]. Bis 2020 soll dieser in Deutschland auf 18 % (laut EU-Richtlinie (2009/28/EG)) bzw. 19,6 % (Nationaler Erneuerbaren Energien Aktionsplan (NREAP)) steigen. Für das Jahr 2030 sind bisher noch keine verbindlichen politischen Ziele definiert. In den einzelnen Sektoren erfolgt daher die Anlehnung an den in den Langfristszenarien vorgeschlagenen EE-Ausbaupfaden (im Szenario 2011 A) [1].

18.2.1 Stromsektor

Aktueller Stand und Ziele

Laut Einschätzung (keine festgesetzten Ziele, auch keine Mindest- oder Obergrenzen) des NREAP (2009) wird der Anteil der Stromproduktion aus Biomasse auf knapp 50 TWh/a bis 2020 steigen [11]. Im Jahr 2013 wurden bereits rund 45 TWh_{el}/a Strom aus Biomasse erzeugt [76]. Damit trug Strom aus Biomasse ungefähr zu einem Drittel zur Deckung des Bruttostromverbrauchs bei. Die weitere Ausbauprognose der Stromerzeugung aus Biomasse wird nach NREAP (2009) bis 2020, mit einer Steigerung um knapp

5 TWh_{el}/a zum aktuellen Status Quo jedoch eher gering eingeschätzt [11]. Der Anteil der Stromproduktion aus erneuerbarem Gas zur Zielerreichung für das Jahr 2020 wurde nach NREAP (2009) auf 23,5 TWh_{el}/a formuliert, diese wurde bereits im Jahr 2013 nach AGEE-Stat. (2013) mit 26,7 TWh_{el}/a deutlich überschritten [11, 76].

EE-Alternativen zur Stromerzeugung aus Biomasse

Die Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems hin zu einer auf einem hohen Anteil EE basierenden Energieversorgung wird im Wesentlichen auf den fluktuierenden Energieträgern Wind und Sonne beruhen [1]. Durch die variable Stromeinspeisung dieser witterungsabhängigen Energieerzeuger wird in Zukunft der Bedarf an flexiblen Energieerzeugern steigen um die schwankende Energienachfrage mit der zukünftig stärker schwankenden Energieerzeugung zu synchronisieren. Hier bietet die Stromerzeugung aus Biomasse, insbesondere aus Biogas, den Vorteil, dass Biomasse und das produzierte Biogas zwischengespeichert und am Bedarf orientiert zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann.

Der Bedarf an flexiblen Kraftwerken ist im Wesentlichen in EE-Energiesystemen davon vom Ausbau der Stromnetze, Zubau von Energiespeichern und Erschließung von Lastmanagementpotentialen abhängig. Erneuerbare Alternativen zur flexiblen Stromerzeugung sind das Einspeisemanagement aus Wind und PV, unter dem das Reduzieren der Leistung bis hin zum kompletten Abschalten der Anlagen verstanden wird. Bei dieser Möglichkeit gehen jedoch erneuerbare Energiemengen ungenutzt verloren. Darüber hinaus können Laufwasserkraftwerken durch kurzfristiges Aufstauen bzw. durch einen kurzfristig verstärkten Abfluss strombedarfsgerecht gefahren werden. Weiterhin können EE-Energiespeicher wie Pumpspeicherkraftwerke oder PtG-Anlagen dazu dienen Strom aus Überangebotszeiten in Zeiten mit Strombedarf zu verlagern.

18.2.2 Wärmesektor

Aktueller Stand und Ziele

Der EE-Anteil am Endenergieverbrauch im Wärmesektor betrug im Jahr 2013 rund 9,1 % [76]. Bis zum Jahr 2020 soll dieser Anteil auf 14 % (nach EE-WärmeG) bzw. 16% (nach NREAP 2009) ansteigen [11]. Rund 90 % der gesamten EE-Wärmebereitstellung basierten im Jahr 2013 auf einer energetischen Biomassenutzung [76]. Für das Jahr 2020 wird erwartet, dass der relative Anteil der Wärmebereitstellung aus Biomasse an der EE-Wärmebereitstellung abnimmt. Dies bedeutet jedoch noch nicht, dass die durch Biomasse produzierte Wärmemenge abnimmt, sondern dass die Wärmeproduktion anderer EE relativ stärker zunimmt. Insbesondere der Solarthermie und durch Wärmepumpen genutzte Umweltwärme wurde im NREAP (2009) ein steigender Anteil zugesprochen [11]. Auch für die Wärmegewinnung aus Geothermie wurde eine stetig steigende Nutzung bis 2020 prognostiziert.

Die Ausbaupfade in Nitsch et al. (2012) [1] sehen für das Jahr 2030 einen EE-Anteil von knapp 30 % im Wärmesektor vor. Diese Steigerung der EE-Wärmebereitstellung, gegenüber dem aktuellen Stand, ist zum einen auf einen Ausbau der Nutzung von Solar- und Erdwärme zurückzuführen, zum anderen wird von hohen Einsparpotenzialen durch Energieeffizienzmaßnahmen ausgegangen.

EE-Alternativen zur Wärmebereitstellung aus Biomasse

In der Vergangenheit dominierte die energetische Biomassenutzung, insbesondere die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse, den EE-Wärmesektor. In Zukunft wird voraussichtlich die Wärmebereitstellung durch Solarthermieanlagen, Umweltwärme aus Wärmepumpen und die Nutzung von Geothermie-Anlagen die Brutto-EE-Wärmebereitstellung im Wärmesektor erhöhen. Aufgrund des langfristigen Anstiegs

Wind- und PV-Strom im Energiesystem über den regulären Strombedarf zeichnet sich perspektivisch, über das Jahr 2030 hinaus, eine steigende Bedeutung der direkten Stromnutzung im Wärmebereich (Power-to-Heat) ab [1].

Der Wärmesektor ist aktuell, durch den Bedarf von Raum-, Prozesswärme sowie Brauchwassererwärmung, der ca. 50 % vom Bruttoendenergieverbrauch (EEV) in Deutschland ausmacht der energieintensivste Sektor [76]. Nach dem Bundesverband für Erneuerbare Energien (BEE 2009) [77] wird prognostiziert, dass der Wärmebedarf in Zukunft trotz zunehmender Wohnfläche in Deutschland rückläufig sein wird. Der Rückgang wird einerseits auf die energetische Sanierung von Teilen des Gebäudebestands, andererseits auf energieeffiziente Neubauten und den Abriss des ineffizienten Altbestands zurückgeführt. Auch im Bereich der Warmwasser- und Prozesswärmebereitstellung werden Einsparpotenziale gesehen, jedoch sind diese geringer als die für den Raumwärmebedarf [1].

18.2.3 Verkehrssektor

Aktueller Stand und Ziele

Der EE-Anteil am Kraftstoffverbrauch betrug im Jahr 2013 ca. 5,5 % und wurde fast ausschließlich durch Biokraftstoffe (überwiegend Bioethanol und Biodiesel) gedeckt [76]. Die Biomethanmengen, die im Verkehrsbereich im Jahr 2013 als Kraftstoff genutzt wurden, betragen nur etwa 3 % der insgesamt produzierten Biomethanmenge (H_i bezogen) und sind bezogen auf den gesamten Kraftstoffverbrauch noch sehr gering [78]. Ebenso fällt der Anteil von Elektrofahrzeugen, die theoretisch durch EE-Strom betrieben werden können, noch nicht nennenswert ins Gewicht. Bis 2020 ist ein Ausbau des EE-Anteils im Verkehrssektor auf 10% (EU Richtlinie 2009/28/EG) bzw. 13,2% (NREAP 2009) vorgesehen [11]. Nitsch et al. (2012) geht bei seinem Ausbaupfad von einem EE-Anteil von 20 % im Jahr 2030 aus [1].

EE-Alternativen zur Biomassenutzung im Verkehrssektor

Große erneuerbare Energiemengen, wie sie für eine weitgehende Versorgung mit EE erforderlich sind, stehen im Verkehrssektor nur in Form von Strom zur Verfügung [1]. Denn das Biokraftstoffpotential aus nachhaltig erzeugter Biomasse ist begrenzt. Längerfristig ist es daher erforderlich relevante Energieeinsparpotentiale zu mobilisieren und Strom aus Wind und Sonne soweit handhabbar zu machen, so dass dieser im Verkehrssektor einsetzbar ist. Daher stellt die Elektromobilität eine zukunftssträchtige Alternative zur energetischen Biomassenutzung im Verkehrssektor dar.

Aufgrund noch fehlender Infrastruktur und einer Reichweitenbegrenzung von Elektrofahrzeugen besteht darüber hinaus die Möglichkeit Strom in eine chemische Energieform (Wasserstoff oder Methan) umzuwandeln und über diesen Konversionsschritt für eine breitere Anwendung im Verkehr nutzbar zu machen. Hierbei können zwei Nutzungspfade unterschieden werden: Entweder wird Wasserstoff nach Verdichtung (auf ca. 800 bar) in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt. Diese verfügen über einen elektrischen Antrieb und erzeugen den dafür benötigten Strom abgasfrei über die im Fahrzeug installierte Brennstoffzelle. Brennstoffzellenfahrzeuge verfügen über eine größere Reichweite als Elektroautos, bei denen der Strom in Akkumulatoren gespeichert wird. Jedoch fehlt es auch hier an der entsprechenden Infrastruktur, den entsprechenden Wasserstofftankstellen.

Eine weitere Möglichkeit den Wasserstoff einer breiteren Nutzung zugänglich zu machen stellt der Sabatier-Prozess dar, mithilfe dessen Wasserstoff und CO_2 in Methan umgewandelt wird [79]. Dieses gewonnene Methan kann in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und wie Erdgas oder Biomethan in Erdgasfahrzeugen im Verkehrssektor genutzt werden. Darüber hinaus ist es möglich Wasserstoff direkt ins Erdgasnetz einzuspeisen. Allerdings ist diese Einspeisung nur begrenzt möglich, da sich mit der

Zumischung von Wasserstoff die Gaseigenschaften im Erdgasnetz, insbesondere Brennwert und Wobbe-Index, ändern.

Der Luftfahrtsektor ist, noch stärker als die anderen Verkehrszweige, auf Treibstoffe mit hoher Energiedichte angewiesen. Anders als in den anderen Verkehrssektoren stellt Biokerosin, derzeit nahezu die einzige verfügbare EE-Kraftstoffvariante für den Flugverkehr dar. Langfristige Optionen den Flugverkehr mit erneuerbaren Kraftstoffen zu versorgen werden in der Umwandlung von Strom zu Kerosin oder von Strom zu Wasserstoff gesehen. Daher werden in naher Zukunft für den Luftfahrtbereich v.a. Effizienzsteigerungsmaßnahmen als relevant eingeschätzt um hier den Kraftstoff- bzw. Energieverbrauch zu reduzieren [1].

Biomassenutzung im Strom-,
Wärme- oder Verkehrsbereich

18.3 Material und Methoden

Im Folgenden werden die getroffenen Annahmen, die den folgenden Kapiteln zur Analyse der Interaktion zwischen den Energiesektor Strom, Wärme und Verkehr, zugrunde gelegt wurden dargestellt. Es findet eine Unterteilung in allgemeine Annahmen, sowie Annahmen für den Strom-, Wärme- und Verkehrsbereich statt. Darüber hinaus werden die berücksichtigten Substitutionseffekte stichpunktartig dargestellt.

18.3.1 Allgemeine Annahmen

- Das, MinSZ und MaxSZ, wurde in Kapitel 5, in Abhängigkeit der genutzten Anbaufläche für Biogaspflanzen, definiert.
- Die in Kapitel 5 analysierten erneuerbaren Gasmengen bilden das grundlegende Mengengerüst für die, in diesem Kapitel angestellte, Analyse.
- Die Verteilung der erneuerbaren Gasmengen auf die Sektoren, Strom, Wärme und Verkehr wurde ebenfalls in Kapitel 5.3 festgelegt.
- Es werden in diesem Kapitel, soweit nicht anders erwähnt, die gleichen Annahmen wie in Kapitel 5 zugrunde gelegt.
- Grundsätzlich wird, unter dem Begriff erneuerbares Gas in dieser Studie Gas aus biogenem Ursprung verstanden. Dies umfasst biochemische und die thermochemische Gaserzeugung aus Biomasse.
- Unter dem Begriff Biomethan, die erneuerbaren Gase, Biomethan und Bio-SNG, die grundsätzlich einspeisefähig sind, zusammengefasst.

18.3.2 Wärmesektor

- Die im Wärmesektor eingesetzte, erneuerbare Gasmenge von 12,7 PJ/a im Jahr 2020 und 17 PJ/a im Jahr 2030 basiert auf den in Kapitel 5 angenommenen Werten. Die daraus resultierende Wärmemenge (als Endenergie) wurde mittels der nachfolgend aufgeführten Annahmen berechnet.
- Bei der direkten Wärmeerzeugung aus erneuerbarem Gas wird im Jahr 2020 eine Nutzung von 50 % Niedertemperatur (NT) und 50 % Brennwert (BW) Kesseln zugrunde gelegt.
- Im Jahr 2030 wird die Nutzung der effizienteren BW-Technologie auf 80 % ausgedehnt, wodurch sich der Gesamtnutzungsgrad von erneuerbarem Gas zu Wärme, bei der direkten Wärmeerzeugung, um 2% auf 96 % erhöht [80]. Das heißt, es wird angenommen, dass im Jahr 2030 erneuerbares Gas effizienter zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird.
- Bei der indirekten Wärmebereitstellung wird unterstellt, dass die gesamte Stromproduktion aus erneuerbarem Gas in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfolgt. Es wird angenommen, dass die bei der Biomethanverstromung entstehende Abwärme vollständig extern genutzt wird. Bei der Biogasverstromung, die zumeist dezentral am Ort der Biogasanlage erfolgt, wird angenommen, dass 50 % (exklusive Fermenterbeheizung), ausgehend vom Grundlastbetrieb (8.000 Betriebsstunden jährlich), der entstehenden Abwärme einer externen Nutzung zugeführt werden können.
- Der Biomethananteil (inkl. Bio-SNG) am erneuerbaren Gas, welches im Stromsektor verwendet wird, ist nicht fix festgelegt und wird in den folgenden Betrachtungen von 0 % auf 30 % und 50 %, bezogen auf die Gasleistung H_i , variiert. Die unterschiedlich hoch angenommene Abwärmenutzung bei Biomethan- und Biogas betriebenen BHKWs beeinflussen dabei die im Wärmesektor bereitgestellte Wärme aus erneuerbarem Gas.
- Die vorliegende Studie unterstellt, neben zwei weiteren Verhältnissen, die Aufteilung zwischen Biomethan zu Biogas mit 30:70 (Energie bezogen). Diese

Aufteilung wird in diesem Arbeitspaket als Ausgangsvariante genutzt um die Untersuchten Varianten zu begrenzen.

- Bei der Wärmeverteilung, von BHKW Abwärme, über Nahwärmenetze sind die Wärmeverluste stark abhängig von der Länge des Nahwärmenetzes und der Belegungsdichte. Im Folgenden sollen diese mit durchschnittlich 30 % angenommen [81].
- Bei der genutzten Abwärme aus der Biogasverstromung wird keine Unterscheidung zwischen flexiblem und unflexiblem Verstromungsbetrieb getroffen. Unter Annahme, dass der Wärmebedarf gleich bleibt, hat dies zur Folge, dass die anteilig genutzte Abwärme bei flexiblem Betrieb relativ höher ist als bei Grundlastbetrieb. Absolut ändert sich an der genutzten Abwärmemenge jedoch nichts.

18.3.3 Stromsektor

- Bei den elektrischen und thermischen BHKW-Wirkungsgraden wird nicht nach Biomethan (bzw. Bio-SNG) oder Biogas betriebenen BHKWs unterschieden. Es wird allen der gleiche Wirkungsgrad unterstellt.
- Durch die Folgen des technologischen Fortschritts wird eine elektrische Wirkungsgradsteigerung von dem Jahr 2020 auf 2030 angenommen (siehe Tabelle 48).

18.3.4 Verkehrssektor

- Die im Verkehrssektor zur Verfügung stehenden erneuerbaren Gasmengen beziehen sich auf die Ergebnisse aus Kapitel 5 (Biomassepotenzialstudie).
- Die Systemgrenze ist die Biomethanmenge nach Produktion an der Biogasanlage bzw. der Bio-SNG-Anlage (bezogen auf H_i).
- Es wird unterstellt, dass es einer ausreichenden Menge an Erdgas-Kfz im Markt gibt, dass die unterstellten Energiemengen im Verkehr genutzt werden können. Aktuell benötigen die ca. 100 000 Erdgas-KFZ, die in Deutschland zugelassen sind einen Energiebedarf von ca. 2,75 TWh [82].

In Tabelle 48 sind wesentliche Annahmen, die der Bewertung zugrunde gelegt werden, dargestellt.

Tabelle 48: Übersicht der allgemeinen Annahmen, die bei der Nutzung der analysierten erneuerbaren Gasmengen in den Sektoren Strom und Wärme zugrunde gelegt wurden

Aufteilung zw. Einspeisung und Vor-Ort-Verstromung			
Verhältnis Biomethan:Biogas		0:100;30:70;50:50	
Abwärmenutzung, extern			
Biomethan	%	100	
Biogas	%	50	
Nutzungsgrad		8000 Vbh/a	1500 Vbh/a
Biogas/Biomethan-BHKW (2020)	el.	0.42	0.45
Biogas/Biomethan-BHKW (2030)	el.	0.44	0.46
Biogas/Biomethan-BHKW (2020)	th.	0.45	0.40
Biogas/Biomethan-BHKW (2030)	th.	0.44	0.39
Wärmenetz		0.7	
Nutzungsgrad direkte Wärmeerzeugung			
Nutzungsgrad (Jahr 2020)		0.94	
Nutzungsgrad (Jahr 2030)		0.96	

18.3.5 Substitutionseffekte

- Beim Einsatz von erneuerbarem Gas als Kraftstoff im Verkehrssektor werden zu jeweils 50 % Diesel und 50 % Benzin betriebene Kraftfahrzeuge verdrängt.
- Die relative Verteilung der Fahrzeuggruppen (Bus, PKW, leichte Nutzfahrzeuge, etc.) erfolgte in Anlehnung an TREMOD [83].
- Die Emissionen aus der Nutzung von fossil betriebenen Kraftfahrzeugen sind der Datenbank GEMIS 4.9.1 entnommen.
- Beim Einsatz von erneuerbarem Gas im Wärmesektor zur direkten Wärmeerzeugung wird angenommen, dass zu 50% Heizöl und 50 % Gas ersetzt wird.
- Es werden nur die verdrängten Emissionen betrachtet, die durch die Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbares Gas entstehen. Die Emissionen, die aus der Nutzung von erneuerbarem Gas resultieren, werden an dieser Stelle nicht beachtet.
- Bei der Betrachtung verdrängter Emissionen werden nur die direkten Emissionen berücksichtigt. Vorketten und Bauleistungen, etc. werden nicht berücksichtigt.

18.4 Nutzung von erneuerbarem Gas in den Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr

Dieses Kapitel betrachtet die Interaktion zwischen den Energiesektoren, wenn relevante erneuerbare Gasmengen zum Stromerzeugungsmanagement wie dies in OptiKoBi² der Fall ist eingesetzt werden. Dafür werden Eingangs die Ergebnisse der OptiKoBi² Min- und Max- Szenarien sowie deren Beitrag am EEV in den jeweiligen Sektoren erläutert und miteinander verglichen. Anschließend werden die zwischen dem Min- und Max-Szenario resultierende Differenzgasmenge aus dem Stromsektor in einen anderen Energiesektor verschoben und die Auswirkungen davon mit Bezug zum Beitrag am EEV diskutiert. Dabei werden die größeren Gasmengen des OptiKoBi² MaxSZ als Referenzszenario (mit fokussierter Stromerzeugung) herangezogen. Ebenso werden die Auswirkungen einer flexiblen Verstromung auf den Beitrag am EEV, auf den erforderlichen Biomasseeinsatz sowie die verdrängten CO₂-Emissionen beschrieben.

18.4.1 Nutzung von erneuerbarem Gas im Jahr 2020 in den OptiKoBi²-Szenarien

Die in OptiKoBi² angenommene Nutzung erneuerbarer Gasmengen im Min- und Max-Szenario zur Strom- und Wärmeproduktion sowie als Kraftstoff im Verkehr sind in Abbildung 121 für das Jahr 2020 dargestellt. Hierbei wird der Biomethananteil (inkl. Bio-SNG) an den erneuerbaren Gasmengen variiert. Durch die höhere angenommene externe Abwärmenutzung, bei der Biomethanverstromung in KWK, wird der Beitrag von erneuerbarem Gas, bei gleich bleibender direkter Wärmeerzeugung, im Wärmesektor mit steigendem Biomethananteil erhöht. Die nachfolgenden Betrachtungen basieren auf der Annahme, dass eine Grundlastverstromung, der im Stromsektor eingesetzten Gasmengen erfolgt.

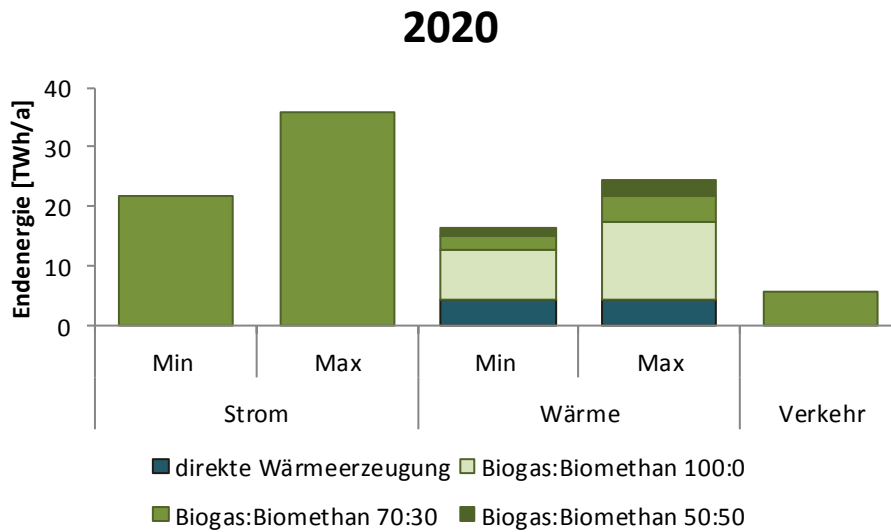


Abbildung 121: Erneuerbare Gasmengen in den Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr im Jahr 2020 mit unterschiedlich hohen Anteilen von zu Biomethan aufbereitetem erneuerbarem Gas

Tabelle 49 gibt einen Überblick, über den nach NREAP (2009) für das Jahr 2020 prognostiziertem Endenergieverbrauch (EEV) [11]. Darüber hinaus ist der Beitrag von EE, der energetischen Biomassenutzung sowie von Biogas und Biomethan (hier Biogase genannt) dargestellt. Dieser wird, den in OptiKoBi², für das MinSZ und MaxSZ, analysierten erneuerbaren Gasmengen gegenübergestellt. Tabelle 2 setzt den Anteil der energetischen Biomasse- und erneuerbaren Gasnutzung in Relation zum Beitrag von EEV. Im NREAP (2009) wurde lediglich der Beitrag von Biogas und Biomethan im Stromsektor definiert [11]. Der Biogas und Biomethaneinsatz in den anderen Sektoren wurde nicht gesondert quantifiziert. Der nach NREAP (2009) prognostizierte Anteil Biogas und Biomethan betrug 10 % des EE-Anteils [11]. Dieser wird im Min-Szenario (9 % von EE) knapp unterschritten, im Max-Szenario mit 15 % am EE-Anteil jedoch deutlich überschritten.

Dargestellt sind in Tabelle 2 erneuerbare Gasmengen mit einem relativen Anteil von 30 % Biomethan. Bei steigenden oder sinkendem Biomethananteil würde der Beitrag von erneuerbarem Gas, aufgrund der unterschiedlich angenommen externen Wärmenutzung zwischen Biomethan- und Biogas-BHKW, an der Wärmebereitstellung entsprechend ab- bzw. zunehmen (hier nicht dargestellt).

Tabelle 49: Gegenüberstellung der nach NREAP (2009) prognostizierten Deckung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2020 durch EE und dem Beitrag der in OptiKoBi² analysierten erneuerbaren Gasmengen (Erklärung: n. d.: nicht definiert). Dargestellt ist der relative Anteil am EEV

	2020								2020			
	NREAP								Ergebnisse OptiKoBi ²			
	Endenergieverbrauch TWh/a	Referenzszenario				Min-Szenario				Max-Szenario		
		EE-Anteil		Beitrag Biomasse		Beitrag Biogase		Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		
	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV		
Wärme	1147	178	16	140	12	n.d.	n.d.	14	1	21	2	
Strom	612	237	39	50	8	24	4	22	4	36	6	
Verkehr	605	80	13	79	13	n.d.	n.d.	6	1	6	1	
Brutto-Endenergieverbrauch	2460	495	20	270	11	n.d.	n.d.	41	2	62	3	

18.4.2 Nutzung von erneuerbarem Gas im Jahr 2030 in den OptiKoBi²-Szenarien

Die in OptiKoBi² angenommene Nutzung erneuerbarer Gasmengen zur Strom- und Wärmeproduktion sowie als Kraftstoff im Verkehr sind in Abbildung 122 für das Jahr 2030 dargestellt. Hierbei wird der Anteil, der zu Biomethan aufbereitet und zur Stromproduktion eingesetzt wird, variiert. Durch die höhere angenommene externe Abwärmenutzung bei der Biomethanverstromung in KWK wird der Beitrag von erneuerbarem Gas, bei gleich bleibender direkter Wärmeerzeugung und mit steigendem Biomethananteil erhöht. Im Wärmesektor wird nach erneuerbarem Gas, dass zur direkten Wärmeerzeugung in der Gastherme und Wärme, die bei der Stromproduktion als KWK-Wärme anfällt, unterschieden. Ein variabler, anteiliger Biomethaneinsatz im Stromsektor führt, aufgrund der beschriebenen Annahmen (gleicher elektrischer Konversionswirkungsgrad), zu keiner veränderten Endenergiebereitstellung im Stromsektor. Die nachfolgenden Betrachtungen basieren auf der Annahme, dass eine Grundlastverstromung, der im Stromsektor eingesetzten Gasmengen erfolgt.

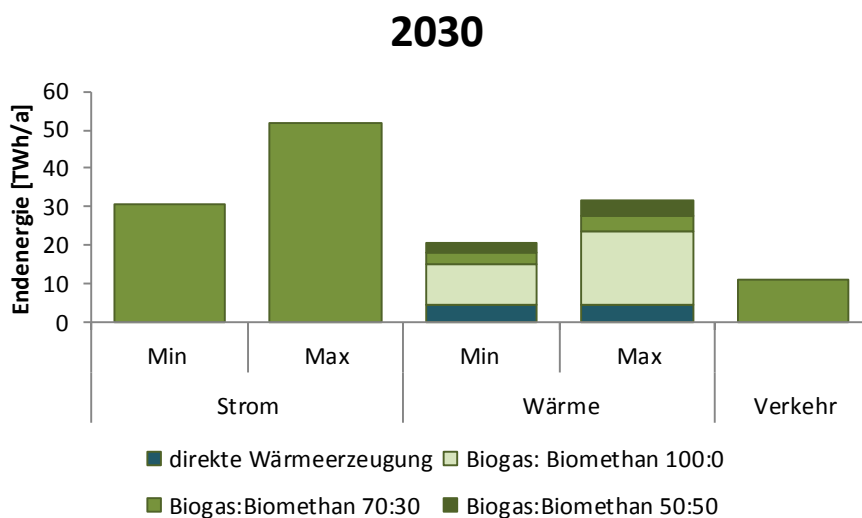


Abbildung 122: Erneuerbare Gasmengen in den Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr im Jahr 2030 mit unterschiedlich hohen Anteilen von zu Biomethan aufbereiteten erneuerbarem Gas

In Tabelle 50 ist der, in den Langfristszenarien, nach Nitsch et al. (2012), angenommene Endenergieverbrauch im Jahr 2030 sowie die anteilige Energie aus EE dargestellt [1]. Darüber hinaus wird der Beitrag der energetischen Biomassenutzung und Biogasnutzung dargestellt und der in OptiKoBi² angenommenen Verteilung der erneuerbaren Gasmengen gegenübergestellt. Bei Betrachtung der Tabelle 50 wird ersichtlich, dass der Beitrag von erneuerbarem Gas im Wärmesektor, im Min- und Max- Szenario, geringer ausfällt als es der Ausbaupfad für EE nach Nitsch et al. (2012) [1] für das Jahr 2030 vorgesehen hatte. Dargestellt sind in Tabelle 50 erneuerbare Gasmengen mit einem relativen Anteil von 30 % Biomethan. Bei steigendem oder sinkendem Biome- thananteil verändert sich der Beitrag von erneuerbarem Gas an der Wärmebereitstellung entsprechend. Würde der Biomethananteil, des im Stromsektor eingesetzten erneuerbaren Gases 70 % betragen, würde die Wärmebereitstellung aus erneuerbarem Gas, die von Nitsch et al. (2012) angenommene, übersteigen [1].

Die Stromproduktion aus erneuerbarem Gas ist, in beiden OptiKoBi²-Szenarien, jedoch höher als die, die Nitsch et al. (2012) in den Langfristszenarien vorgesehen hatte [1]. Weil in OptiKoBi² insgesamt höhere Biomassenmengen aus dem Gesamtpotential vorgesehen sind, die der Vergärung zugeführt werden, als dies Nitsch et al. (2012) getan hatte [1]. Der Beitrag des erneuerbaren Gases aus OptiKoBi² zur Stromproduktion im Max-Szenario entspricht dem für das Jahr 2030 gesamten Beitrags durch eine energie-

tische Biomassenutzung. Darüber hinaus sind in beiden OptiKoBi²-Szenarien erneuerbare Gasmengen für den Einsatz im Verkehrssektor vorgesehen. Diese sind nach Nitsch et al. (2012), für den Verkehrsbereich, nicht definiert [1]. Insgesamt ist der Beitrag von erneuerbarem Gas am Bruttoendenergieverbrauch in beiden Szenarien höher als dieser in den Langfristszenarien der Leitstudie vorgesehen war.

Tabelle 50: Nach den Ausbaupfaden prognostizierter Endenergieverbrauch und vorgesehener Beitrag der energetischen Biomassenutzung in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr nach Nitsch et al. (2012) [1] und den OptiKoBi²-Szenarien. Dargestellt ist der relative Anteil am EEV

	2030								2030			
	Leitstudie 2011								Ergebnisse OptiKoBi ²			
	Endenergieverbrauch TWh/a	Szenario A						Min-Szenario		Max-Szenario		
		EE-Anteil		Beitrag Biomasse		Beitrag Biogase		Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		
	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV		
Wärme	938	271	29	173	18	30	3	18	2	28	3	
Strom	450	304	68	57	13	26	6	31	7	52	12	
Verkehr	507	100	20	83	16	n.d.	n.d.	11	2	11	2	
Brutto-Endenergieverbrauch	1894	674	36	313	17	56	3	60	3	91	5	

18.4.3 Sensitivitätsanalyse

Ausgangspunkt für die Sensitivitätsanalyse ist die für das OptiKoBi² Max-Szenario analysierte erneuerbare Gasmenge. Diese wurde schwerpunktmäßig im Stromsektor (Fokus Strom) zum Erzeugungsmanagement eingesetzt. Im Folgenden werden die Auswirkungen betrachtet wenn die zwischen dem OptiKoBi² MinSZ und MaxSZ resultierende Differenzgasmenge (von 122 PJ/a im Jahr 2020 und 175 PJ/a im Jahr 2030) aus dem Stromsektor in den Verkehrs- (Fokus Verkehr) oder Wärmesektor (Fokus Wärme) verschoben wird. Das OptiKoBi² Max-Szenario (Fokus Strom) stellt in beiden Fällen das Referenzszenario dar. Bei der Verschiebung der Gasmengen werden jeweils die Veränderungen gegenüber diesem beschrieben.

Eine Sensitivitätsanalyse betrachtet die Auswirkungen, die die verschobenen Gasmengen auf den EEV sowie die verdrängten CO₂-Emissionen gegenüber den ursprünglich im OptiKoBi² MaxSZ angenommenen Auswirkungen haben. Die folgende Analyse ist ein Biomethananteil (inkl. Bio-SNG) von 30 % an der gesamten erneuerbare Gasleistung zugrundegelegt. Im Ergebnis bedeutet dies, dass 30 % des Gases in KWK-Anlagen eingesetzt wird, welche 100 % Wärmenutzung aufweisen, der Rest 50 %. Darüber hinaus wird für die nachfolgende Auswertung eine Grundlastverstromung angenommen.

Betrachtung der Energiemengen

Jahr 2020

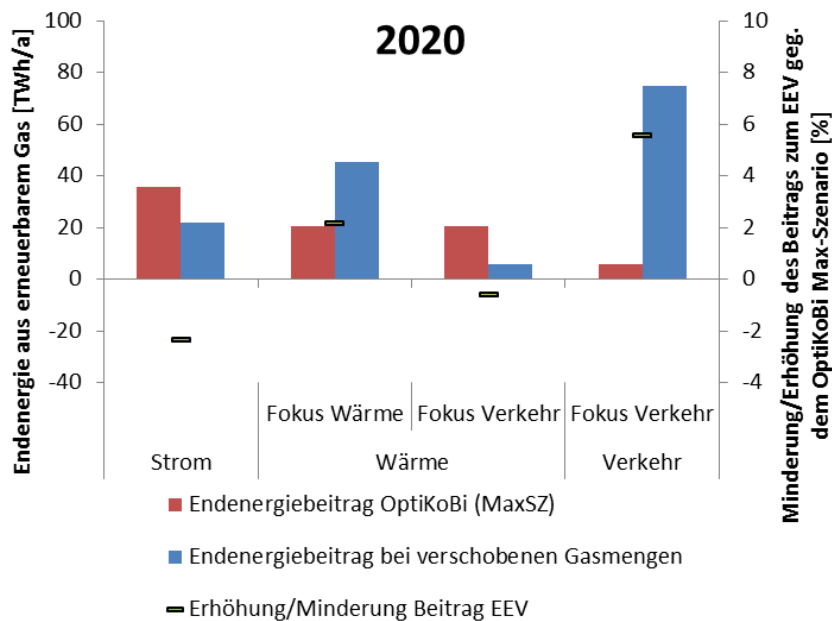


Abbildung 123: Relative Änderung gegenüber der im OptiKoBi² MaxSZ angenommene Beiträge des Einsatzes von erneuerbarem Gas, in den Energiesektoren, bei fokussiertem Einsatz im Verkehrs- oder Wärmesektor, im Jahr 2020

Tabelle 51 stellt das Mengengerüst für das Jahr 2020, inkl. der Verschiebung der Gasmengen aus dem Strom in einen der anderen Sektor (Fokus Wärme, Fokus Verkehr) dar. In Abbildung 3 sind die Auswirkungen der verschobenen Differenzgasmenge aus dem Stromsektor in den Wärme- und Verkehrssektor dargestellt. Dies hat zur Folge, dass der Anteil der Stromproduktion aus erneuerbarem Gas um 2 % reduziert wird. Wird die Differenzgasmenge im Verkehrssektor als Kraftstoff eingesetzt (**Fokus Verkehr**) steigt in diesem der Anteil von erneuerbarem Gas am EEV von 1 % auf 7 % und würde damit über 50 % des nach NREAP prognostizierten EE-Kraftstoffs für das Jahr 2020 decken (Tabelle 49). Der Anteil Wärme aus erneuerbarem Gas am EEV sinkt hierdurch, durch weniger KWK-Wärme, von 2 % auf 1 %. Bei Verschiebung der Differenzgasmenge in den Wärmesektor zur direkten Wärmeerzeugung (**Fokus Wärme**) steigt der Anteil der Wärme aus erneuerbarem Gas am EEV in beiden Szenarien um 0,5 % leicht an (siehe Tabelle 51).

Tabelle 51: Darstellung des im NREAP (2009) für das Jahr 2020 prognostizierten EEV und dessen Deckung durch den in OptiKoBi² analysierten Beitrag aus erneuerbarem Gas, inkl. einer Verschiebung der aus Min- und Max- Szenario resultierenden Differenzgasmengen in den Wärme oder Verkehrssektor [11]

	2020								
	NREAP	Ergebnisse OptiKoBi²				Fokus Wärme		Fokus Verkehr	
	Endenergieverbrauch TWh/a	Min-Szenario		Max-Szenario		Max-Szenario		Max-Szenario	
		Beitrag erneuerbares Gas TWh/a	% von EEV	Beitrag erneuerbares Gas TWh/a	% von EEV	Beitrag erneuerbares Gas TWh/a	% von EEV	Beitrag erneuerbares Gas TWh/a	% von EEV
Wärme (Hs)	1147	14	1.2	21	1.8	46	4.0	14	1.2
Strom (el)	612	22	3.5	36	5.9	22	3.5	22	3.5
Verkehr (Hs)	605	6	0.9	6	0.9	6	0.9	39	6.5
Brutto-Endenergieverbrauch	2460	41	1.7	62	2.5	73	3.0	75	3.0

Jahr 2030

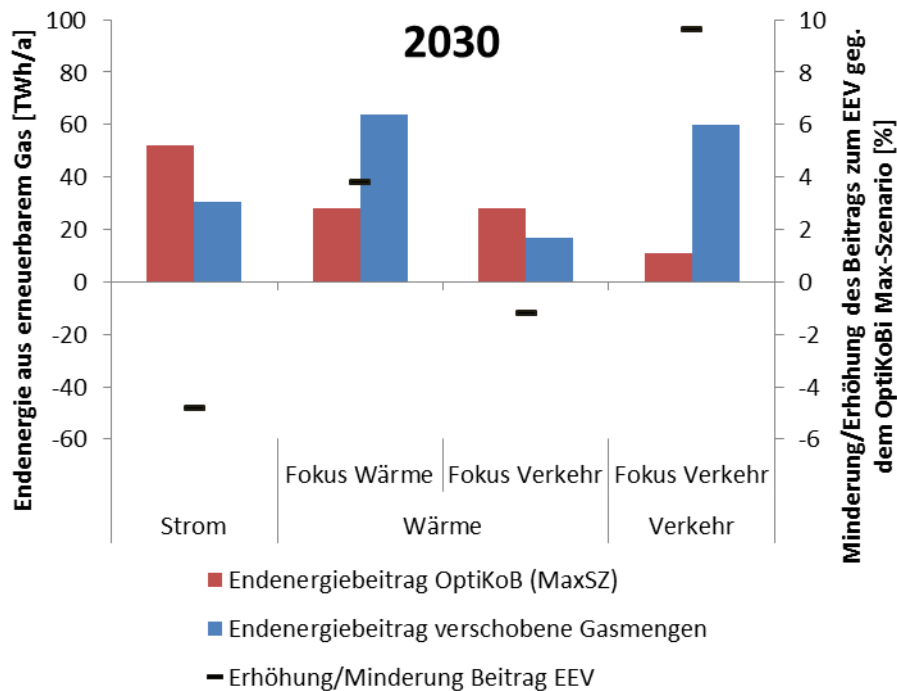


Abbildung 124: Relative Änderung gegenüber, der im Max-Szenario angenommene Beiträge des Einsatzes von erneuerbarem Gas, in den Energiesektoren, bei fokussiertem Einsatz im Verkehrs- oder Wärmesektor, im Jahr 2030

Tabelle 5 stellt das Mengengerüst für das Jahr 2030, inkl. der Verschiebung der Gasmengen aus dem Strom in einen der anderen Sektor (Fokus Wärme, Fokus Verkehr) dar. In Abbildung 124 sind die Auswirkungen der verschobenen Differenzgasmenge aus dem Stromsektor in den Wärme- und Verkehrssektor dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass die Verschiebung der Gasmengen in die andere Sektoren vergleichbare relative Auswirkungen auf den Beitrag von erneuerbarem Gas zur Deckung des EEV hat, wie dies für das Jahr 2020 bereits beschrieben wurde. Der Anteil Strom aus erneuerbarem Gas zur Deckung des EEV sinkt von 12 % auf 7 %. Die stärksten relativen Änderungen des erneuerbaren Gasanteils zur Deckung des EEV treten, wie schon für das Jahr 2020 beobachtet, bei einer Verschiebung der Differenzgasmengen in den Verkehrssektor (**Fokus Verkehr**) auf. Der Einsatz der Differenzgasmenge im Verkehrssektor erhöht den Beitrag am EEV in diesem von 2 % auf 12 %. Der Anteil Wärme aus erneuerbarem Gas am EEV sinkt hierdurch, durch weniger KWK-Wärme, von 2% auf 1%. Wird die Differenzgasmenge in den Wärmesektor (**Fokus Wärme**) zur direkten Wärmeerzeugung verschoben, erhöht sich der Beitrag zur Deckung des EEV in diesem um 2 %. Eine Verschiebung des Anteils von erneuerbarem Gas aus dem Strom in einen der anderen Sektoren hat zur Folge, dass der gesamte Beitrag zur Deckung des EEV um ca. 1 % steigt.

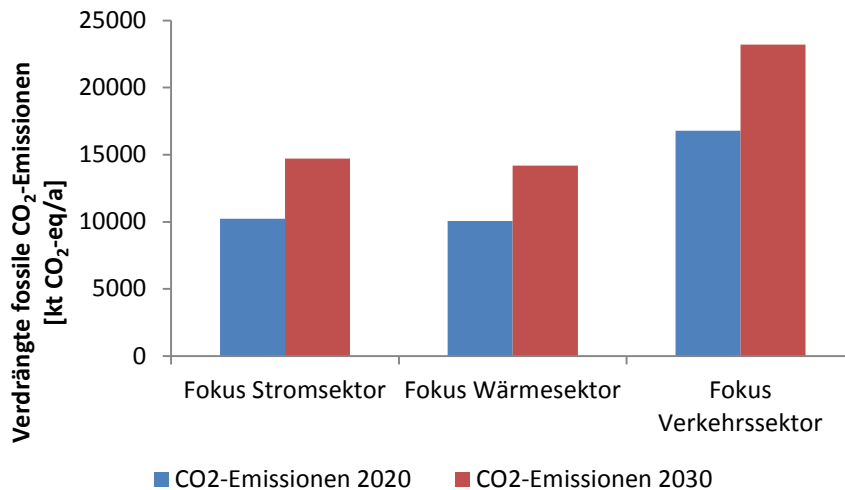
Tabelle 52: Darstellung des, den EE-Ausbaupfaden nach Nitsch et al. (2012) [1], zugrunde gelegten EEV für das Jahr 2030 und dessen Deckung durch EE, Biomasse und Biogase, sowie der in OptiKobi² analysierten erneuerbaren Gasmengen, inkl. einer Verschiebung der aus Min- und Max- Szenario resultierenden Differenzgasmengen in den Wärme oder Verkehrssektor

	2030								
	Leitstudie 2011	Ergebnisse OptiKobi ²				Fokus Wärme		Fokus Verkehr	
	Endenergie- verbrauch TWh/a	Min-Szenario		Max-Szenario		Max-Szenario		Max-Szenario	
		Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas	
	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	
Wärme (Hs)	938	18	1.9	28	3.0	64	6.8	18	1.9
Strom (el)	450	31	6.8	52	11.6	31	6.8	31	6.8
Verkehr (Hs)	507	11	2.2	11	2.2	11	2.2	60	11.8
Brutto-Endenergieverbrauch	1894	60	3.2	91	4.8	105	5.6	109	5.7

Betrachtung der verdrängten CO₂ -Emissionen

Die in diesem Kapitel angestellten Berechnungen beruhen auf den in Kapitel 3.2 gemachten Annahmen. Das methodische Vorgehen entspricht dabei dem des vorangegangenen Kapitels (4.3.1). Der Schwerpunkt der Betrachtung liegt auf den verdrängten fossilen CO₂ -Emissionen, bei einem fokussierten Einsatz der aus Min- und Max-Szenario resultierenden Differenzgasmengen, in einem der Energiesektoren. Diese werden für die Jahre 2020 und 2030 in Abbildung 125 grafisch dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die größten fossilen CO₂ -Emissionen bei einem Einsatz von erneuerbarem Gas als Kraftstoff im Verkehrssektor (Fokus Verkehr) verdrängt werden. Die hohe CO₂ -Verdrängung liegt an den hohen spezifischen CO₂ -Emissionen (pro Energieeinheit) der verdrängten Kraftstoffe Benzin und Diesel und der effizienteren Kraftstoffnutzung von Erdgas. Am wenigsten CO₂ -Emissionen werden beim Einsatz der erneuerbaren Differenzgasmenge im Wärmesektor verdrängt, da die fossile Energieeinheit Wärme (Erdgas, Heizöl) spezifisch geringere CO₂ -Emissionen aufweist. Zum anderen, sind die geringen verdrängten CO₂ -Emissionen eine Folge der reduzierten Abwärmenutzung durch die reduzierte Nutzung von erneuerbarem Gas in KWK.

Die angenommenen CO₂ -Zertifikatpreise im Strombereich von z.B. 34 €/Tonne für das Jahr 2030 sind aus aktueller Sicht sehr hoch. Im Ergebnis führen diese CO₂ -Zertifikatpreise zu geringeren Strommengen aus Braun und Steinkohle im System. Wären die CO₂ -Zertifikatpreise niedriger, z.B. wie aktuell im Jahr 2014 bei ca. 5 €/Tonne, lägen die Strommengen aus diesen Kraftwerken höher. Folglich würde die Erhöhung der Strommengen der Biogaskraftwerke dementsprechend auch höhere CO₂ -Vermeidung realisieren. Durch die Veränderung des angenommenen Wärmenutzungsanteils der produzierten KWK-Wärme passen sich dementsprechend auch die verdrängten fossilen CO₂ -Emissionen an. Die in der Berechnung berücksichtigten verdrängten fossilen CO₂ -Emissionen basieren auf direkte Emissionen und stellt somit ein konservativer Ansatz dar.



.....
 Biomassenutzung im Strom-,
 Wärme- oder Verkehrsbereich

Abbildung 125: Verdrängte fossile CO₂ -Emissionen durch den Einsatz der aus dem Min und Max Szenario resultierenden Differenzgasmenge in einem der Energiesektoren (eigene Darstellung auf Basis der Datenbanken TREMOD und GEMIS).

Auswirkungen der flexiblen Verstromung

Die bisher angestellten Analysen beruhen alle auf der Annahme das, dass erneuerbare Gas im Stromsektor in Grundlast verstromt wird. Die Notwendigkeit bei einer flexiblen Verstromung von erneuerbarem Gas einen Überbau von elektrischen Erzeugungskapazitäten zu realisieren führt zu einer Effizienzsteigerung. Durch den Einsatz von Verstromungsaggregaten mit einer größeren installierten Leistung wird, durch einen höheren elektrischen Konversionswirkungsgrad, das erneuerbare Gas effizienter zur Erzeugung von Strom genutzt (elektrischer Wirkungsgrad steigt, thermischer Wirkungsgrad nimmt leicht ab, siehe Tabelle 1). Unter der Annahme, dass der Wärmebedarf der Wärmesenke bei der flexiblen Verstromung unverändert bleibt, hätte dies zur Folge, dass die anteilig genutzte Abwärme bei flexiblem Betrieb relativ höher ist als im Grundlastbetrieb. Absolut ändert sich an der genutzten Abwärmemenge jedoch nichts. Demzufolge hat ein flexibler Verstromungsbetrieb, durch eine unveränderte KWK-Wärmebereitstellung aus der Verstromung von erneuerbarem Gas und eine bereits festgelegte Gasmenge im Verkehrssektor, keine Auswirkungen auf einen der anderen Energiesektoren. Mit Ausnahme im Strombereich selbst. Hier machen sich die höheren elektrischen Wirkungsgrade und die damit verbundenen höheren Strommengen bemerkbar. Wird hierbei der erhöhte Eigenstrombedarf von flexiblen Biogasanlagen berücksichtigt, erhöht sich der EEV-Anteil im Fokus Strom um max. 1,2 % (bei einer Flexibilität von 1500 VLH).

Auswirkungen der flexiblen Stromproduktion auf den EEV

Der Beitrag von erneuerbarem Gas am EEV, das im Jahr 2020 (Tabelle 53) und 2030 (Tabelle 54) bei fokussiertem Einsatz zur Stromerzeugung zur Grundlastverstromung eingesetzt wird ist gegenüber der flexiblen Verstromung etwas geringer. Sowohl im Jahr 2020 als auch im Jahr 2030 leistet der Einsatz der Differenzgasmenge im Wärme- oder Verkehrssektor einen höheren Beitrag zur Deckung des Endenergieverbrauchs. Mit dem Beitrag am Endenergieverbrauch wird jedoch nur der energetische Anteil berücksichtigt. Es erfolgt keine Beurteilung nach exergetischen Aspekten, nach denen Strom der aus dem Biogas produziert wird eine höhere Wertigkeit besitzt.

Tabelle 53: Vergleich von flexibler und unflexibler Verstromung von erneuerbarem Gas unter Berücksichtigung der Verschiebung der Differenzgasmengen in die Sektoren Wärme oder Verkehr in 2020

	2020									
	NREAP	unflexible Verstromung								
		Ergebnisse OptiKobi ²					Fokus Wärme		Fokus Verkehr	
		Min-Szenario		Max-Szenario			Max-Szenario		Max-Szenario	
Endenergieverbrauch TWh/a	Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas			Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		
	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV
Wärme	1147	14	1	21	2	46	4	14	1	
Strom	612	22	4	36	6	22	4	22	4	
Verkehr	605	6	1	6	1	6	1	39	7	
Brutto-Endenergieverbrauch	2460	41	2	62	3	73	3	75	3	
	flexible Verstromung									
	NREAP	unflexible Verstromung								
		Ergebnisse OptiKobi ²					Fokus Wärme		Fokus Verkehr	
		Min-Szenario		Max-Szenario			Max-Szenario		Max-Szenario	
Endenergieverbrauch TWh/a	Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas			Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		
	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV
Wärme	1147	13	1	21	2	44	4	13	1	
Strom	612	23	4	38	6	23	4	23	4	
Verkehr	605	6	1	6	1	6	1	39	7	
Brutto-Endenergieverbrauch	2460	41	2	64	3	73	3	75	3	

Tabelle 54: Vergleich von flexibler und unflexibler Verstromung von erneuerbarem Gas unter Berücksichtigung der Verschiebung der Differenzgasmengen in die Sektoren Wärme oder Verkehr in 2030

	2030									
	Leitstudie 2011	unflexible Verstromung								
		Ergebnisse OptiKobi ²					Fokus Wärme		Fokus Verkehr	
		Min-Szenario		Max-Szenario			Max-Szenario		Max-Szenario	
Endenergieverbrauch TWh/a	Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas			Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		
	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV
Wärme	938	18	1,9	28	3,0	64	6,8	18	1,9	
Strom	450	31	6,8	52	11,6	31	6,8	31	6,8	
Verkehr	507	11	2,2	11	2,2	11	2,2	60	11,8	
Brutto-Endenergieverbrauch	1894	60	3,2	91	4,8	105	5,6	109	5,7	
	flexible Verstromung									
	Leitstudie 2011	unflexible Verstromung								
		Ergebnisse OptiKobi ²					Fokus Wärme		Fokus Verkehr	
		Min-Szenario		Max-Szenario			Max-Szenario		Max-Szenario	
Endenergieverbrauch TWh/a	Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas			Beitrag erneuerbares Gas		Beitrag erneuerbares Gas		
	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV	TWh/a	% von EEV
Wärme	938	17	1,8	28	2,7	64	6,8	17	1,8	
Strom	450	32	7,1	54	12,1	32	7,1	32	7,1	
Verkehr	507	11	2,2	11	2,2	11	2,2	60	11,8	
Brutto-Endenergieverbrauch	1894	60	3,1	93	4,9	106	5,6	109	5,7	

Auswirkungen auf den Biomasseinsatz und die benötigte Energiepflanzenbaufläche

Eine effizientere Verstromung erfordert jedoch, um die gleichen Strommengen zu produzieren, weniger Biomasseinsatz. Bleibt die Nutzung der Reststoffe unverändert, so reduziert sich die benötigte Anbaufläche von Biogaspflanzen. Dies hat zur Folge, dass im Jahr 2020 bis zu 43 000 Hektar und 2030 bis zu 33 000 Hektar Ackerfläche eingespart und einer alternativen Nutzung zugeführt werden könnten, ohne dass dies die produzierte Strommenge aus erneuerbarem Gas verändern würde. Hierbei sind bereits die zusätzlichen Strommengen berücksichtigt, die benötigt werden um den flexiblen Betrieb aufrecht zu halten.

Auswirkungen auf die verdrängten CO₂-Emissionen

Eine flexible Verstromung hat gegenüber einer Grundlastverstromung eine andere Auswirkung auf den Betrieb des konventionellen Kraftwerkspark (vgl. Kapitel 16). Wohingegen sich das im Jahr 2020 noch nicht wesentlich auf die CO₂-Emissionen des fossilen KW-Parks auswirkt, werden im Jahr 2030 bis zu 4 000 kt CO₂ bei flexibler Verstromung mehr verdrängt als bei einer Grundlastverstromung. Wodurch die gesamte CO₂-Einsparung im Maxszenario auf knapp 19.000 Tonnen in 2030 ansteigt und an die Einsparung im Max Szenario Fokus Verkehr nur noch um 4 000 Tonnen/2030 unterscheidet (vgl. Abbildung 126).

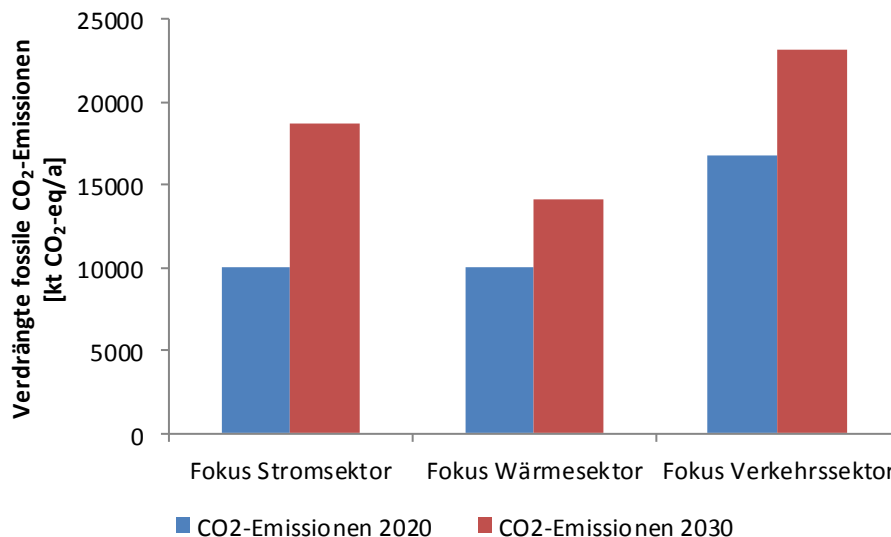


Abbildung 126: Verdrängte fossile CO₂-Emissionen durch den Einsatz der aus dem Min und Max Szenario resultierenden Differenzgasmenge in einem der Energiesektoren; im Stromsektor mit flexibler Verstromung (eigene Darstellung auf Basis der Datenbanken TREMOD und GEMIS)

18.4.4 Fazit

Werden die Strommengen mittels erneuerbarem Gas flexibel erzeugt, können hohe elektrische Wirkungsgrade realisiert werden, so kann der Unterschied bei einem Einsatz von Biomasse unter den Blickwinkel des Endenergieverbrauchs (EEV) in den einzelnen Bereichen Strom(+Wärme) / Wärme / Verkehr reduziert werden.

Im Ergebnis kristallisieren sich das MaxSZ Fokus Strom und MaxSZ Fokus Verkehr aus Sicht des Beitrages der CO₂-Emissionsminderung als vorteilhafteste Nutzungspfade heraus. MaxSZ Fokus Verkehr weist mit den unterstellten Annahmen sogar einen kleinen Vorteil auf, wenngleich es aktuell unklar ist ob im Jahre 2030 der für die unterstellten Energiemengen notwendige Erdgas-KFZ-Park von ca. 2,2 Mio. Fahrzeugen zur Verfügung steht. Aufgrund dessen und auch aufgrund der beschriebenen konservativen Ermittlung der CO₂-Emissionen im konv. Kraftwerksbereich, können die CO₂-Minderungspotentiale im Fokus Strom und Verkehr als vergleichbar angesehen werden. Allerdings um im MaxSZ Fokus Strom ähnliche CO₂-Minderung realisieren zu können wie im Fokus Verkehr gilt es im Stromszenario hohe Flexibilität (mit hohen el. Wirkungsgraden) und eine hohe Wärmenutzung der KWK-Wärme zu realisieren. Die Vorzüglichkeit der Nutzung der Biomasse im Strombereich (und KWK-Wärmebereich) (MaxSZ) erhöht sich, wenn der Zertifikatspreis für CO₂ niedrig ist.

Die Ausarbeitung dient als Abschätzung der Auswirkungen zwischen den verschiedenen Verwertungspfaden von Biomasse. Es ist zu erwarten, dass eine detailliertere Untersuchung zwar genauere Werte liefern könnte, allerdings von der tendenziellen Aussage nichts grundlegend ändert.

19 Zusammenführung der Kosten: BiogasPark vs. konv. Kraftwerkspark

.....
Zusammenführung der Kosten:
BiogasPark vs. konv.
Kraftwerkspark
.....

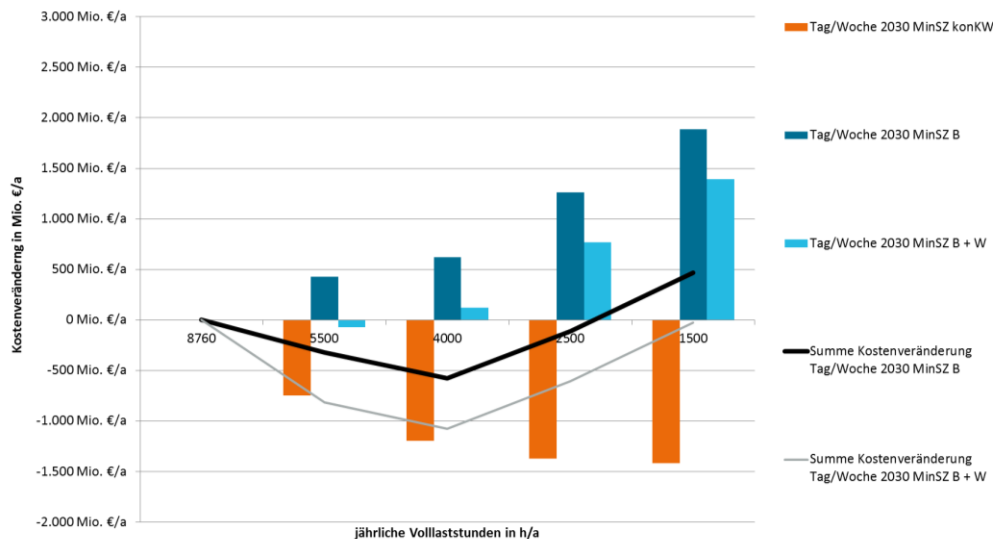
Uwe Holzhammer

Die in den vorangegangenen Kapiteln ermittelten Kosten für die Flexibilisierung der Stromproduktion des BiogasParks stellen den Kostenblock dar, der den Kosteneinsparungen im konv. Kraftwerksbereich gegenüber steht.

In den nachfolgenden Ausführungen werden die Ergebnisse der sehr ausführlichen und detaillierten Untersuchungen zusammengeführt, um zu ermitteln, welche Flexibilität des BiogasParks aus Gesamtkostensicht am günstigsten ist. Auf Basis dieser Ergebnisse können die Kenndaten für den „sinnvollen“ Betrieb des BiogasParks bestimmt werden. Die Abbildung 127 und Abbildung 126 stellt diese Kostenaspekte in einer Graphik für das MinSZ 2030 (Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche) dar. Die blauen Balken innerhalb der Abbildung beschreiben die Kosten für die Flexibilisierung des BiogasParks. Die hellblauen Balken beschreiben die Kosten der Stromproduktion, die eine Erhöhung der Nutzung der gleichzeitig produzierten Wärme um 50 % unterstellen. In diesem Zusammenhang wird angenommen, dass die Umbaumaßnahmen zur Flexibilisierung auch dazu genutzt werden, ein erweitertes Wärmeversorgungskonzept zu etablieren. Die Gesamtkosten, die die Reduzierung der Flexibilisierungskosten durch eine externe Wärmelieferung berücksichtigen, werden mit der grauen Linie gezeigt.

Würde z.B. die Anlage auch im Grundlastfall eine Wärmesenke versorgen und würden sich die Wärmeversorgungsmengen durch die Flexibilisierung nicht ändern, dann würden die Flexibilisierungskosten dadurch nicht beeinflusst. Diesen Sachverhalt stellt die schwarze Linie dar. Sie beschreibt somit das Ergebnis aus Kosten und Einsparungen mit gleichbleibender Wärmenutzung.

Die höchste Einsparung der Gesamtkosten kann im MinSZ 2030 mit 4000 VLH erreicht werden, wie durch die Abbildung 127 im Vergleich mit den nachfolgenden Abbildungen eindrucksvoll gezeigt werden kann. Die Gesamtkosteneinsparung durch die Flexibilisierung des BiogasParks belaufen sich im MinSZ 2030 auf ca. 580 Mio. €/a. Somit steht den Kosten der Flexibilisierung eine umfangreiche Kostenreduktion gegenüber, die bei einer Steigerung der Wärmenutzung gegenüber dem Grundlastfall weiter erhöht werden kann. Würde eine Steigerung der Wärmenutzung um 50 % bezogen auf die produzierte Wärme gegenüber den Grundlastfall gelingen, was allerdings sehr ambitioniert ist, könnte die Einsparung an Gesamtkosten nochmal fast verdoppelt werden.



Zusammenführung der Kosten:
BiogasPark vs. konv.
Kraftwerkspark

Abbildung 127: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche MinSZ 2030 über die Kostenveränderung im BiogasPark (B: Biogas ohne zusätzliche Wärmenutzung bzw. B+W: Biogas inkl. zusätzlicher Wärmenutzung von 50 %) und im konv. Kraftwerkspark (konKW) (50 % Neubaureduktion)

Werden die in Abbildung 128 dargestellten Ergebnisse des Kosten- und Einsparungsvergleichs für das MaxSZ 2030 untersucht, so zeigt sich ebenfalls eine Gesamtkostenersparung mit ca. 465 Mio. €/a auf ähnlicher Höhe. Die maximale Gesamtkostenersparung wird bei gleichen Volllaststunden von 4000 h/a als Zielverhältnis zwischen Leistung und Energieproduktion erzielt. Die Strommengen des BiogasParks scheinen keinen relevanten Einfluss auf die Aussagen zur notwendigen Volllaststundenzahl, zur Erzielung der größtmöglichen Gesamtkostenersparung, zu haben. Im MaxSZ 2030 können durch die Flexibilisierung des BiogasParks laut den Berechnungsergebnissen wie beschrieben knapp 465 Mio. €/a an Gesamtkosten eingespart werden. Interessant ist, dass sich trotz höherer Strommengen im MaxSZ 2030 von 52 TWh_{el} gegenüber 30,5 TWh_{el} im MinSZ die Kosteneinsparung absolut nicht wesentlich vom MinSZ unterscheidet bzw. sogar noch etwas darunter liegt. Dieser Sachverhalt erklärt sich auch gleichzeitig mit den um 21,5 TWh_{el} höheren Strommengen im MaxSZ. Diese zusätzlichen Strommengen verdrängten im Grundlastfall gegenüber dem MinSZ zusätzliche Kraftwerke in der Kraftwerkeinsatzreihenfolge. Der verbleibende konv. Kraftwerkspark der betrieben wird setzt sich somit aus anderen Kraftwerken zusammen als im MinSZ, welcher im Durchschnitt etwas günstiger ist. Durch die Flexibilisierung werden nun Kraftwerkskapazitäten und Strommengen insbesondere aus diesem Portfolio verdrängt. Die durchschnittlich verdrängten Kapazitäten und Strommengen sind spezifisch günstiger als im MinSZ. Aufgrund dessen ist die absolute Einsparung trotz höherer Strommengen entsprechend niedriger.

Offen ist, bei welchem EE-Anteil (und ob) sich dieser Effekt wieder umkehrt, d.h. die Flexibilisierung von größeren Mengen Grundlaststrom (MaxSZ) spezifisch eine höhere Gesamtkostenersparung im Vergleich zu geringeren Strommengen (MinSZ) bringt. Es ist denkbar, dass es ab einem bestimmten EE-Anteil durch die Grundlastproduktion zu einem verstärkten Bedarf an flexiblen Kraftwerken kommt, die in der Stromproduktion teurer sind als unflexiblere Kapazitäten. Diese Untersuchung ist allerdings nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

Der beschriebene Sachverhalt der sinkenden spezifischen Einsparung durch höhere Strommengen wird noch deutlicher durch die Untersuchung der Gesamtkostenersparung unter Berücksichtigung einer zusätzlichen Wärmenutzung. Hier wird von 50 % bezogen auf die produzierte Energie ausgegangen. Das Ergebnis fällt mit über 1,3 Mrd. €/a Gesamtkostenersparung deutlich positiver im MinSZ 2030 aus. Die graue Linie in Abbildung 128 beschreibt wieder diese zusätzliche Wärmenutzung von 50 %

der produzierten Wärme im Vergleich zur Grundlastproduktion. Die spezifische Reduzierung der Biogas-Stromproduktionskosten durch die zusätzliche Wärmenutzung ist unabhängig vom Mengenszenario (MinSZ und MaxSZ). Dadurch führen die höheren Strommengen im MaxSZ im Vergleich zum MinSZ auch zu einer Steigerung der absoluten Einsparung. Dies bestätigt noch einmal eindrucksvoll, dass die Erhöhung der Wärmenutzung einen relevanten Einfluss auf die Gesamteinsparung hat.

.....
 Zusammenführung der Kosten:
 BiogasPark vs. konv.
 Kraftwerkspark

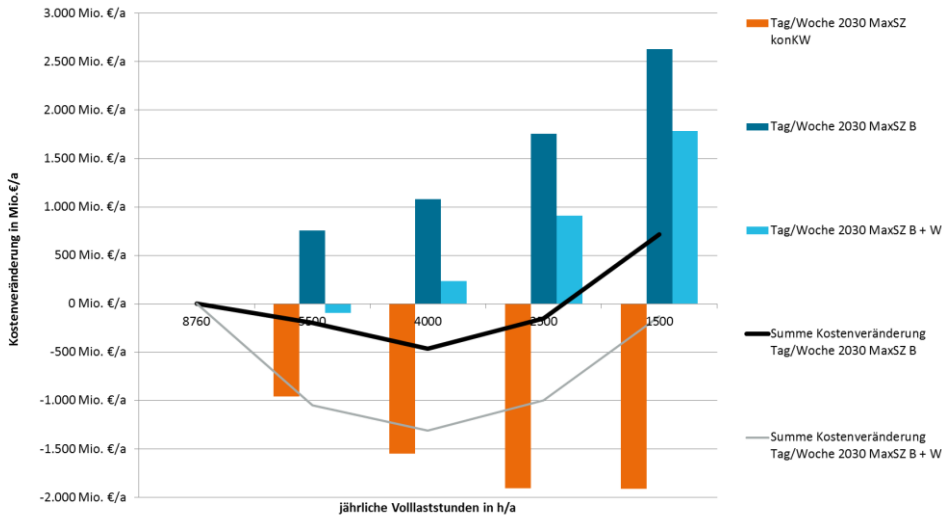


Abbildung 128: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche MaxSZ 2030 über die Kostenveränderung im BiogasPark (B: Biogas ohne zusätzlicher Wärmenutzung bzw. B+W: Biogas inkl. zusätzlicher Wärmenutzung um 50 %) und den konv. Kraftwerkspark (konKW) (50% Neubaureduktion)

Die Ergebnisse für die Bedarfsberücksichtigung Tag für das MinSZ und MaxSZ sind in der Struktur ähnlich und unterstützen das Ergebnis einer Volllaststundenzahl von 4000 h/a eindeutig. Die Gesamteinsparung liegt in einer niedrigeren, aber vergleichbaren Höhe (z.B. MinSZ Tag zu MinSZ Tag/Woche liegt ca. 100 Mio. €/a niedriger). Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Einsparung im Bedarfsberücksichtigungsfall Tag, aufgrund der genutzten Simulationsmethodik, etwas überschätzt wird. Aufgrund dessen sind die höheren Kosteneinsparungen im Vergleich zur Bedarfsberücksichtigung Tag eindeutig bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche zu finden.

Wird unterstellt, dass es zu keiner Reduktion eines Kraftwerksneubaus kommt, d.h. keine Einsparungen der Kapitalgebundenen Kosten im konv. Kraftwerkspark erreicht werden kann, dann stellt sich eine reduzierte Gesamtkosteneinsparung ein. In Abbildung 129 wird beispielhaft das MinSZ 2030 Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche aufgeführt. An dieser Darstellung kann deutlich die Reduktion der Gesamtkosteneinsparung abgelesen werden. Dennoch ist die Einsparung im konv. Kraftwerksbereich bei 4000 h/a mit über 300 Mio. €/a noch deutlich.

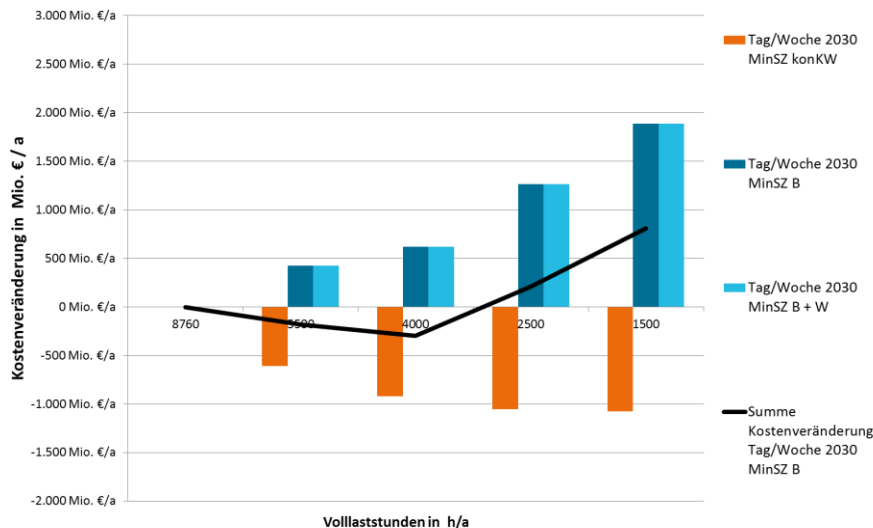


Abbildung 129: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche MinSZ 2030 über die Kostenveränderung im BiogasPark (B: Biogas ohne zusätzlicher Wärmenutzung) und den konv. Kraftwerkspark (konKW) (0% Neubaureduktion)

Wird das MaxSZ 2030 ebenfalls mit den gleichen Annahmen (keinen Neubau von kon. Kraftwerken durch die Flexibilisierung des BiogasParks verhindert zu können) untersucht, so ist das Ergebnis weiter eine Gesamtkosteneinsparung. Diese schrumpft allerdings auf ca. 220 Mio. €/a zusammen. Bei der Bedarfsberücksichtigung Tag stellt sich das auf ähnlichem Niveau dar. Allerdings nähern sich die Einsparungen bei 5500 VLH im Jahr den der 4000 VLH im Jahr an.

Wird den Erzeugungskapazitäten des BiogasParks unterstellt, dass sie in der Lage sind auch saisonale Schwankungen mit sehr geringen Restriktionen auszugleichen, stellt sich ein anders Bild zu den Gesamtkosten dar. Der saisonale Ausgleich von Schwankungen wird mit der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr abgebildet. Die kostengünstigste Lösung für den BiogasPark um diese saisonalen Schwankungen abzubilden ist das Gasnetz als „Biogas“-Speicher zu nutzen. Um dies zu erreichen, muss das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Abbildung 130 zeigt die Gegenüberstellung der Kosten der Stromproduktion mittels Biomethan (M) und der Kosteneinsparung im konv. Kraftwerksbereich. Diese schwarze Linie in der Darstellung beschreibt die Gesamtkosten ohne Berücksichtigung der Wärmelieferung über das BHKW und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten (M). Ebenso wurde ein Vergleich der Kosten inkl. zusätzlicher Wärmenutzung untersucht und mittels der grauen Linie dargestellt. Die zusätzliche Wärmenutzung bedeutet in diesem Zusammenhang den Vergleich der Stromproduktion mittels Biomethan mit 100 % Wärmenutzung (M + W) zur Biogasgrundlaststromproduktion ohne Wärmenutzung. Am Ort der Verstromung mittels Biomethan kann i.d.R. die produzierte Wärme vollständig genutzt werden. Die beiden Linien (schwarz: ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung; grau: mit 100 % Wärmenutzung im Vergleich mit einem BiogasPark ohne jegliche Wärmenutzung) stellen Extremwerte da, die dadurch die Bandbreite der möglichen Gesamtkosten aufzeigen.

Im Ergebnis führt in beiden Fällen (mit und ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung) die Verstromung unter Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr zu Mehrkosten für das Gesamtsystem der Energieversorgung. Die zusätzlichen Mehrkosten ohne Berücksichtigung der Erlöse über die Wärmelieferung belaufen sich zwischen 2,5 Mrd. €/a und 1,8 Mrd. €/a (in Abhängigkeit der Volllaststunden). Wird die beschriebene Wärmenutzung angesetzt, reduzieren sich die Gesamtkosten auf 1,5 Mrd. €/a bzw. 0,9 Mrd. €/a. Dabei wurde mit dem gesamten Biogaspotential eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr umgesetzt. Die wesentlich höheren Einsparungen im konv. Kraftwerksbereich, die durch die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr realisiert werden

kann (im Vergleich zu Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche), liegen dennoch unter den zusätzlichen Kosten für die Aufbereitung, Einspeisung, den Transport und die Speicherung im Erdgasnetz. Die zusätzlichen Kosten für die sehr flexible Leistungsbereitstellung mittels Biomethan liegen somit höher, als die möglichen Einsparungen auf der konventionellen Erzeugungseite.

Interessanterweise ist die Absenkung der Volllaststunden im MinSZ zwischen 5500 VLH und 1500 VLH mit einer relevanten Kostenabsenkung verbunden. Dieser Effekt kann auch im MaxSZ bis 2500 VLH festgestellt werden. Bei einer weiteren Absenkung der Volllaststunden steigen die Gesamtkosten im MaxSZ wieder leicht an.

Die Gesamtkosten liegen im MaxSZ, wie in Abbildung 131 dargestellt, deutlich über denen des MinSZ.

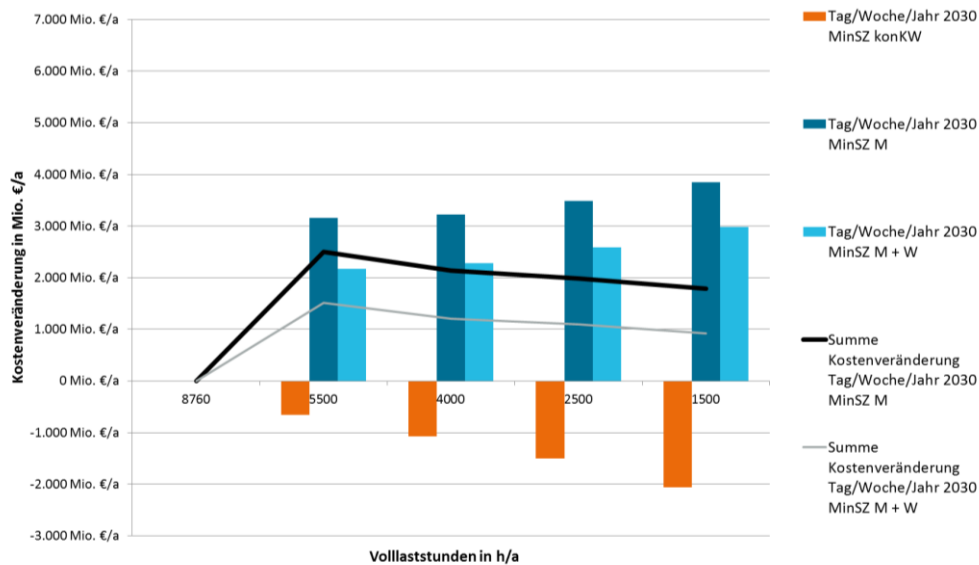


Abbildung 130: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche/Jahr MinSZ 2030 über die Kostenveränderung im BiogasPark (M: (Bio-)Methan ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung bzw. M+W: (Bio-)Methan inkl. vollständige Wärmenutzung, gegenüber Biogas ohne Wärmenutzung) und im konv. Kraftwerkspark (kKW); 50 % Neubaureduktion)

Die zusätzlichen Strommengen, die im MaxSZ, im Vergleich zum MinSZ, in das Energiesystem eingebracht werden, führen also zu einem weiteren Anstieg der zusätzlichen verbleibenden Kosten von z.T. 4,5 Mrd. €/a. Diese sind jedoch stark abhängig von den zusätzlichen Wärmemengen, die in das Energieversorgungssystem eingebracht werden können. Der zusätzliche Wärmeabsatz, der den Anlagen unterstellt ist, führt zu einer signifikanten (Zusatz-)Kostenreduktion von knapp. 20 %. Bei einem steigenden Wert der EE-Wärme würden sich die Zusatzkosten dementsprechend weiter absenken lassen. Die Kostenreduktion der Wärmeversorgung reduziert sich bei der Absenkung der Volllaststunden im MinSZ sowie im MaxSZ leicht. Dies liegt an der Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads in Abhängigkeit der Volllaststunden bzw. der BHKW-Größe. Je niedriger die Volllaststunden, desto stärker steigt der elektrische Wirkungsgrad aufgrund der größeren BHKW-Kapazitäten, die durch die Flexibilisierung zum Einsatz kommen. Allerdings sinkt in diesem Zusammenhang der thermische Wirkungsgrad etwas, auch wenn der Gesamtwirkungsgrad leicht steigt. Im Ergebnis kann dem Energiesystem dann mehr Strom, aber etwas weniger Wärme bereitgestellt werden.

Dieser Effekt nimmt in Zukunft etwas ab, da die Wirkungsgradsteigerungspotentiale durch die Leistungssteigerung im Vergleich mit dem unteren BHKW-Leistungsbereich generell etwas abnimmt.

Bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr stellt sich eine geringere Volllaststundenzahl von 2500 h/a oder kleiner als die mit den geringsten zusätzlichen Kosten her-

aus. Insbesondere im MinSZ sind die verbleibenden zusätzlichen Kosten mit 1500 VLH am geringsten. Für die Biomethantechnologie würde die Empfehlung für die Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr im Jahr 2030 bei 2500 VLH liegen. Anders als die Empfehlung für Biogas-VorOrt-Verstromungsanlagen, welche bei 4000 VLH liegt. Diese Volllaststunden weisen aus Gesamtkostensicht für das Energiesystem „sinnvollsten“ Verhalten auf.

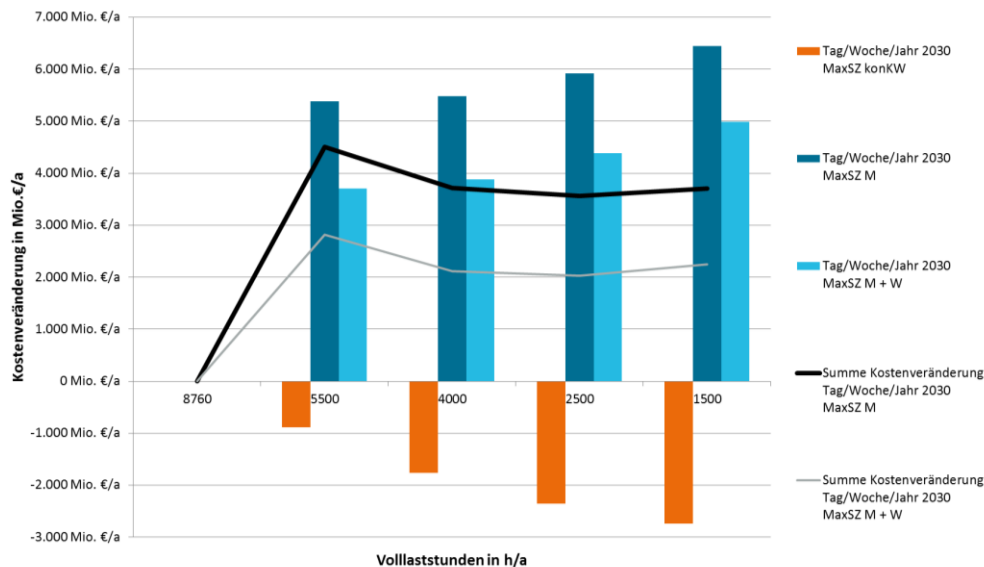


Abbildung 131: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche/Jahr MaxSZ 2030 über die Kostenveränderung im BiogasPark (M: (Bio-)Methan ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung bzw. M+W: (Bio-)Methan inkl. vollständige Wärmenutzung gegenüber Biogas ohne Wärmenutzung) und im konv. Kraftwerkspark (konKW) ; 50 % Neubaurückbau)

Aus Sicht der Gesamtkosten stellt sich die nahezu restriktionsfreie Bereitstellung der elektrischen Kapazität unter Berücksichtigung der saisonalen Schwankungen der Residuallast (Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr) als keine Option dar, insbesondere nicht, wenn es sich um Biogasproduktionsstandorte handelt, an denen die Wärme zu einem relevanten Anteil genutzt werden kann. Im Vergleich mit Anlagenstandorten, die keine Wärme nutzen können, reduzieren sich die verbleibenden Kosten um bis zu 20 %, verbleiben aber dennoch auf sehr hohem Niveau. Allerdings gilt es für die abschließende Bewertung darüber, in welchem Umfang die Stromerzeugung mittels Biomethan zukünftig eine Rolle spielen soll und kann, über die Gesamtkosten hinausgehende Aspekte ebenfalls zu berücksichtigen. Diese Aspekte werden in dem nachfolgenden Kapitel kurz angedeutet, stellen aber im Rahmen dieser Ausarbeitung keinen Schwerpunkt dar.

Aufgrund dessen, dass im Rahmen der Forschungsarbeiten in OptiKoBi² keine Kraftwerkszubauroptimierung vorgenommen wurde, werden zwei sehr unterschiedliche Annahmen untersucht. Die Simulationsergebnisse weisen in Abhängigkeit der Flexibilität des BiogasParks konv. Kraftwerke aus, die zusätzlich nicht mehr betrieben werden. Eine Annahme ist, dass 50 % dieser nicht mehr betriebenen konv. Kraftwerken gar nicht erst gebaut werden. Auf Basis dessen wurden die Gesamtkosten ermittelt. Kann durch die Flexibilisierung der Strommengen des BiogasParks kein Neubau von konv. Kraftwerken verhindert werden, reduzieren sich dementsprechend die Einsparungen der Kosten im konv. Kraftwerksbereich. Dadurch steigen die Gesamtkosten für den Einsatz der Biomethantechnologie nochmals. Abbildung 132 zeigt am Beispiel des MaxSZ 2030 den Verlauf der verbleibenden Kosten gegenüber der Darstellung in Abbildung 131, die von einer Reduktion des Neubaus mit 50 % der - aufgrund der Flexibi-

lisierung - nicht mehr betriebenen konv. Kraftwerkskapazitäten ausgehen. Die Gesamtkosten fallen somit im MaxSZ nicht mehr unter 4 Mrd. €/a (schwarze Linie). Die graue Linie in Abbildung 132 zeigt darüber hinaus wieder die Gesamtkosten, die eine zusätzliche Wärmenutzung von 100 % gegenüber Biogasanlagen aufweisen, die keine Wärmenutzung berücksichtigen. Diese Gesamtkosten (M + W) liegen z.T. um 500 Mio. €/a höher als bei der Auswertung zu der 50% Neubaureduzierung (Abbildung 131).

Zusammenführung der Kosten:
BiogasPark vs. konv.
Kraftwerkspark

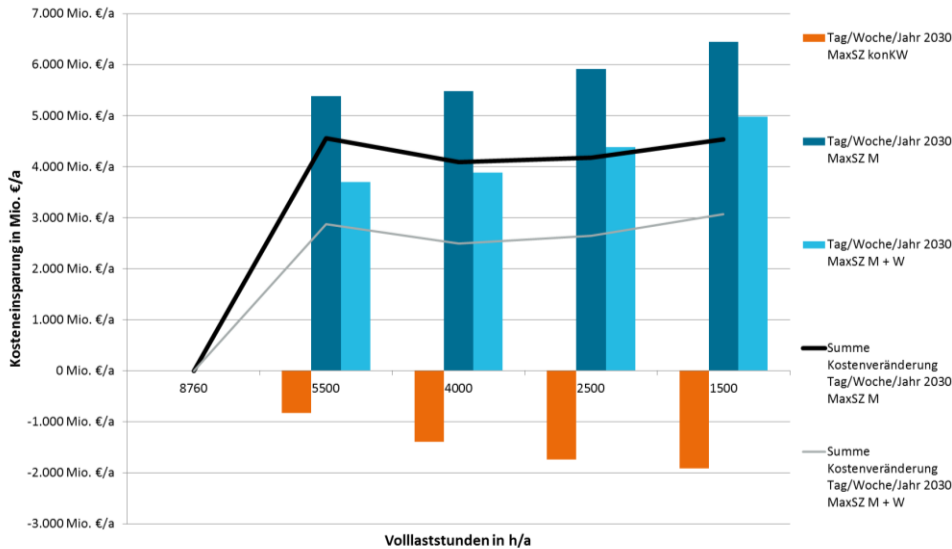


Abbildung 132: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche/Jahr MaxSZ 2030 über die Kostenveränderung im BiogasPark (M: (Bio-) Methan ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung bzw. M+W: (Bio-)Methan inkl. Wärmenutzung gegenüber Biogas ohne Wärmenutzung) und im konv. Kraftwerkspark (konKW) (0% Neubaureduktion)

Die verbleibenden Kosten im MaxSZ (Abbildung 132, 0 % Neubaureduktion) und im MinSZ (ohne Abbildung, 0 % Neubaureduktion) steigen wieder leicht an, wenn die Volllaststunden auf unter 4000 h/a (MaxSZ) und 2500 VLH (MinSZ) abgesenkt werden. Hier zeigt sich der Effekt, dass die produzierten Strommengen für die installierte Kapazität in diesem Szenario zu niedrig sind, deutlich. Manche konv. Kapazitäten mit höheren Kosten müssen in diesen Situationen z.T. dennoch betrieben werden, was zu einer Minderung der Kostenreduktion führt.

Bleiben die Kosteneinsparungen im Bereich der kapitalgebundenen Kosten unberücksichtigt, steigen die Volllaststunden (gegenüber Auswertung mit 50 % Neubaureduktion) die zu den geringsten Gesamtkosten führen und liegen bei ca. 4000 VLH.

Es zeigt sich ein strukturell ähnliches Bild, wenn die Simulationsergebnisse für 2020 mit einem geringeren EE-Anteil näher betrachtet werden, wengleich insgesamt auf niedrigerem Gesamtkostenniveau. Grund hierfür sind die geringeren Strommengen, die im Jahr 2020 durch den BiogasPark bereitgestellt werden. Die folgenden Abbildungen stellen in der gleichen Systematik die Gesamtkosten dar. Auch hier wird zwischen der Berücksichtigung der Wärmenutzung unterschieden.

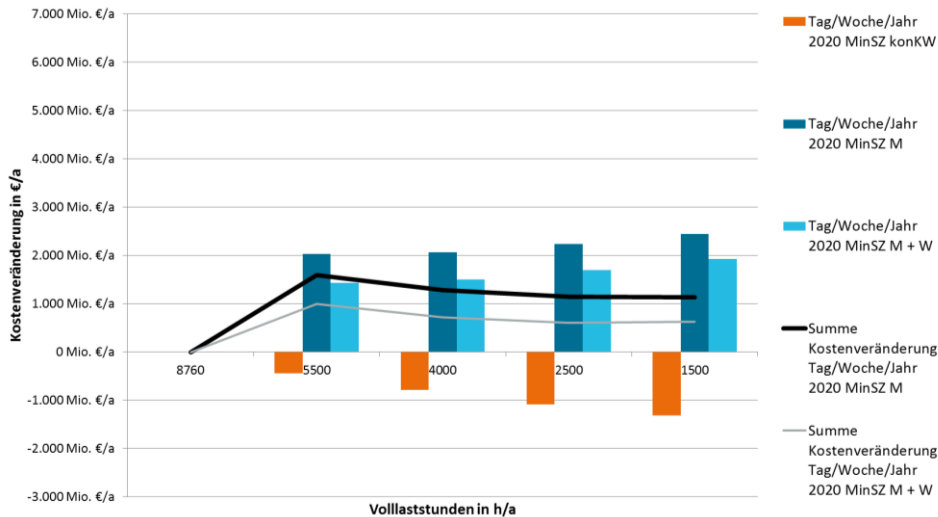


Abbildung 133: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche/Jahr MinSZ 2020 über die Kostenveränderung im BiogasPark (M: (Bio-)Methan ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung bzw. M+W: (Bio-)Methan inkl. vollständige Wärmenutzung, gegenüber Biogas ohne Wärmenutzung) und im konv. Kraftwerkspark (konKW) (50 % Neubaureduktion)

Die verbleibenden Kosten sind auch im Jahr 2020, unabhängig vom Mengenszenario, hoch. Die Möglichkeit zusätzlich Wärme zu nutzen, kann zwar die Zusatzkosten wieder reduzieren, dennoch bleiben sie in relevanter Höhe bestehen.

Wird das MinSZ 2020 mit der Analyse ohne die Berücksichtigung von Einsparungen Kapitalgebundener Kosten im konv. Kraftwerksbereich vorgenommen, steigen die Gesamtkosten an, wie im Vergleich zwischen Abbildung 133 und Abbildung 134 zu erkennen. Dieser Anstieg erfolgt erst relevant ab Volllaststunden von unter 4000 VLH. Die Kosten für Strom aus dem BiogasPark mit der Biomethantechnologie sind mit 5500 VLH nahezu unabhängig davon, ob die Kapitalgebunden Kosten mit berücksichtigt werden. Grund hierfür ist die verhältnismäßig geringe konv. Anlagenleistung, die der flexibilisierte BiogasPark mit 5500 VLH ersetzen kann.

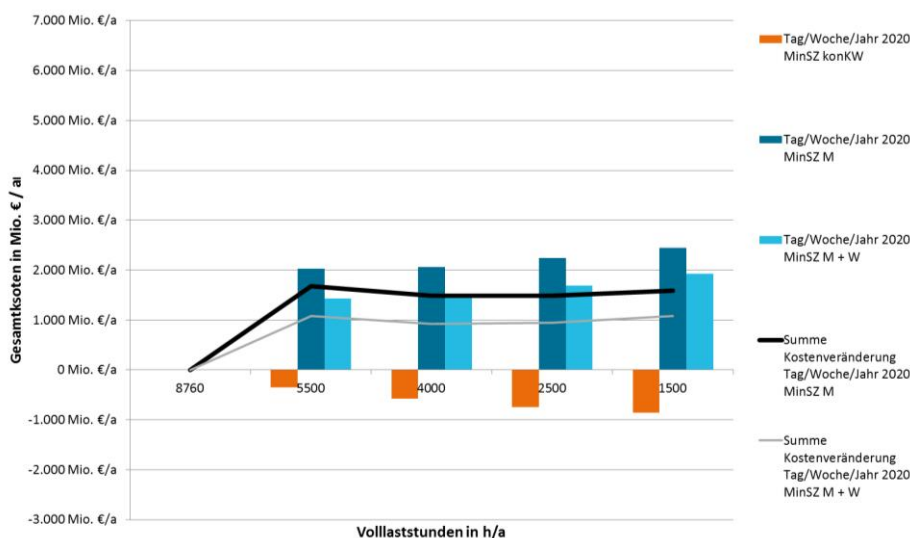


Abbildung 134: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche/Jahr MinSZ 2020 über die Kostenveränderung im BiogasPark (M: (Bio-)Methan ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung bzw. M+W: (Bio-)Methan inkl. vollständige Wärmenutzung, gegenüber Biogas ohne Wärmenutzung) und im konv. Kraftwerkspark (konKW) (0 % Neubaureduktion)

Die nachfolgende Abbildung 135 bezieht sich wieder auf eine Neubaureduktion von 50 % und stellt die Gesamtkosten für das MaxSZ 2020 dar, ebenso differenziert nach Wärmenutzungsvarianten. Wie schon in den vorangegangenen Untersuchungen für 2030 steigen auch im MaxSZ 2020 die Gesamtkosten aufgrund der zusätzlichen Strommengen an (14,2 TWh_{el} zwischen dem MinSZ 2020 und dem MaxSZ 2020).

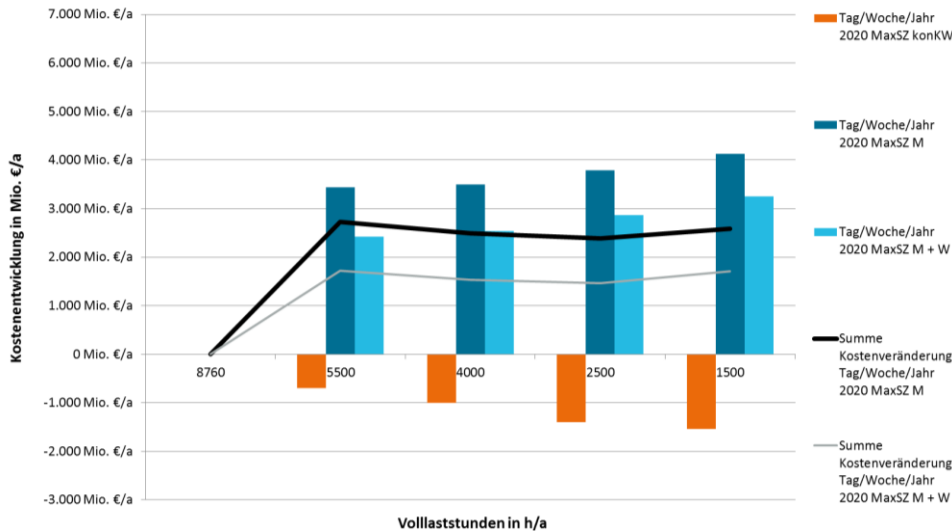


Abbildung 135: Gesamtübersicht Flex Fokus Tag/Woche/Jahr MaxSZ 2020 über die Kostenveränderung im BiogasPark (M: (Bio-)Methan ohne Berücksichtigung der Wärmenutzung bzw. M+W: (Bio-)Methan inkl. vollständige Wärmenutzung, gegenüber Biogas ohne Wärmenutzung) und im konv. Kraftwerkspark (konKW) (50 % Neubaureduktion)

Die Analysen zeigen, dass die Flexibilisierung von Biomethanstrom zu geringeren Gesamtkosten führt als im unflexiblen Fall. Werden die Kosten allerdings mit Biogas-VorOrt-Verstromungsanlagen verglichen, werden relevante Zusatzkosten deutlich. Die geringsten Zusatzkosten stellen sich mit einer Volllaststundenzahl von 2500 h/a ein, wenn davon aufgegangen wird, dass 50 % der nicht mehr betriebenen Kraftwerkskapazitäten als Neubau verhindert werden können. Dies ist eine geringere Volllaststundenzahl für den „sinnvollen“ Betrieb des BiogasParks, als die Ergebnisse für die kostengünstigste flexible Stromproduktion mittels Biogas aufzeigen. Die Frage, ob die verhältnismäßig hochpreisige Stromproduktion mittels Biomethan sich volkswirtschaftlich rechtfertigen lässt, kann im Rahmen dieses Vorhabens nicht abschließend beantwortet werden. Um eine Bewertung dafür vorzunehmen, müssten insbesondere folgende weitergehende Aspekte berücksichtigt werden:

- Welchen zukünftigen Wert hat eine EE-Wärmeversorgung in Ballungszentren (durch Biomethan-BHKW-Anlagen sehr gut möglich, ohne Feinstaubprobleme usw.);
- Bewertung der höheren Auslastung des Erdgasnetzes als vorhandene, sehr gut ausgebaute Infrastruktur;
- Nationale Versorgungssicherheit mit einheimischem „Erd-“Gas erhöhen bzw. auf dem aktuellen Niveau der Förderhöhe der nationalen Erdgasförderung (2013) durch zusätzliche Biomethanmengen sicherstellen;
- Biomethannutzung weist große räumliche Flexibilität auf (durch das Erdgasnetz) und ist somit auch in der Nutzung sehr flexibel;
- Ob Biomethannutzung als Treiber für Erdgas als Treibstoff eine größere Rolle spielen wird;
- Technologieentwicklung für internationale Lösungen der Energieversorgung;

- In wie weit dient die Biomethantechnologie in der Zukunft als CO₂- und Wärmelieferant für Power-to-Gas Technik (PtG)? Die intelligente Verknüpfung der Biomethantechnologie mit der PtG-Technologie lässt relevante Synergien erwarten, die sich positiv auf die Wirkungsgrade der PtG-Technik und der Kostenstruktur der Biomethantechnologie auswirken können.
- Wenn die Biomasse eine höhere energetische Nutzung erfahren soll, als das mit Biogasanlagen möglich ist, die nur mit Einschränkungen die produzierte Wärme nutzen können;
- Vorteil der Dezentralität in Ballungsräumen und der geringere Bedarf Strom zu transportieren.

 Zusammenführung der Kosten:
 BiogasPark vs. konv.
 Kraftwerkspark

Diese und weitere Aspekte können die aufgezeigten Zusatzkosten für die Verstromung von Biomethan, z. B. für Teilmengen des technischen Potentials, rechtfertigen. Aufgrund dessen ist es in Zukunft denkbar, dass sich ein bestimmter Mix aus biomethan- und biogasbetriebenen Erzeugungskapazitäten entwickelt. Die Ergebnisse zeigen, dass ein flexibler Betrieb des BiogasParks mittels Biogas für das Gesamtsystem günstiger ist, als die Grundlaststromproduktion. Der BiogasPark sollte eine Flexibilität von 4000 VLH aufweisen. Des Weiteren kann der zukünftige BiogasPark auch einen gewissen Anteil an Erzeugungskapazitäten beinhalten, die sehr flexibel sind, wodurch dann andere Erzeugungskapazitäten etwas unflexibler sein können, um die gewünschte Flexibilität des gesamten BiogasParks zu erreichen.

Uwe Holzhammer

Im Rahmen der Simulationen für das Vorhaben OptikoBi² wurde untersucht, welche Auswirkung die flexible Stromproduktion mittels Biogas auf das restliche Energiesystem hat. Die Strommengen wurden dem Energiesystem mit unterschiedlicher Flexibilität zur Versorgung der Residuallast zur Verfügung gestellt, um zu untersuchen welchen Einfluss diese auf den restlichen Kraftwerkspark hat. Die Flexibilität des BiogasParks muss anhand von Kenngrößen beschrieben werden. In Abhängigkeit dieser Kenngrößen können die Strommengen dann mit bestimmten Eigenschaften einen Beitrag zur Residuallastdeckung leisten. In den einzelnen Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ wurden für die Jahre 2020 und 2030 unterschiedliche Strommengen unterstellt. Diese werden unabhängig von der unterstellten Flexibilität in ihrer festgelegten Menge zur Residuallastdeckung genutzt. Die Simulation stellt sicher, dass die unterstellten Strommengen am Jahresende produziert werden. Die Strommengen werden, beeinflusst von der unterstellten Flexibilität und der jeweiligen Residuallast im Jahresverlauf, mit entsprechend angepasster Erzeugungsleistung produziert.

Restriktionen, die die flexible Stromproduktion in der Simulation darüber hinaus einschränken würden, finden keine Berücksichtigung. Dadurch kann der maximale Einfluss auf das Stromversorgungssystem, insbesondere auf die konv. Kraftwerke deutlich gemacht werden, aber auch, welches Engagement betrieben werden sollte, um Restriktionen abzubauen.

Nachfolgend wird auf diesen Sachverhalt noch einmal eingegangen. Außerdem werden die zu erwarteten Entwicklungen und möglichen Restriktionen im real flexibilisierten BiogasPark, im Vergleich zu der Simulation, beschrieben und diskutiert.

Generell gilt es zu unterscheiden, ob sich die Betrachtung auf Einzelanlagen oder auf den gesamten BiogasPark bezieht. Um einen BiogasPark mit vielen individuellen Einzelerzeugungsanlagen mit den damit verbundenen standortspezifischen Eigenschaften beschreiben zu können, muss zur Vereinfachung auf eine bestimmte Mittelwertbildung bzw. Standardisierung zurückgegriffen werden. Allein die Anlagengrößen der individuellen Anlagen erstrecken sich von sehr kleinen bis hin zu besonders große Anlagen. Die hohe Anzahl von sehr kleinen Anlagen weisen im Gesamtbild ebenso einen untergeordneten Einfluss auf, wie die wenigen Anlagen mit sehr hohen Leistungen. Das liegt an dem jeweiligen, dann doch kleinen Anteil an der Gesamtleistung [4]. Im Ergebnis scheint eine Fokussierung auf ein repräsentatives Anlagenkonzept zielführend und aus Sicht der Berücksichtigung möglicher Restriktionen auch ausreichend. Wird auf die einzelnen Anlagen geblickt, können diese z.T. starke Restriktionen aufweisen, während andere wiederum für die Anforderungen, die sich aus Sicht der Versorgung der Residuallast ergeben, nahezu restriktionsfrei sind. Wird der Blick auf den gesamten BiogasPark gelenkt, so ist dies wiederum eine Funktion aus dem Zusammenspiel aller Einzelanlagen mit höheren bis hin zu sehr geringen Restriktionen. Wird über den Biogasanlagenpark diskutiert, wird somit das Ergebnisverhalten vieler einzelner Anlagen betrachtet. Werden nun von den ermittelten Kenndaten über das Verhalten des BiogasParks auf die Einzelanlagen geschlossen, so kann dies nur für Standardanlagen die einen gewissen Durchschnitt abbilden gelten. Bei der Einführung der Referenzanlage als Standardanlage handelt es sich um eine notwendige Vereinfachung, hinter der wiederum eine große Bandbreite von standortangepassten Anlagen steht. Allerdings gelten die Aussagen für das Energiesystem nur dann, wenn es gelingt, den BiogasPark (und somit in gewisser Weise jede Einzelanlage) dementsprechend auszustatten. Für dieses Verhalten muss die dafür notwendige Anlagentechnik vorgesehen werden. Weist nun eine Anlage nicht die vollständige technische Ausstattung für die Umsetzung der gesamten geforderten Flexibilität auf, so muss diese durch eine andere Anlage, die mit entsprechend mehr technischem Aufwand höhere Flexibilität bereitstellt, kompensiert werden. In Summe, so wird unterstellt, sind die Kosten und die Flexibilität in etwa vergleichbar, als wären alle

Anlagen mit gleicher Technik und Flexibilität ausgestattet. In den nachfolgenden Kapiteln wird diese Annahme noch näher erläutert und diskutiert.

20.1 Verhältnis: Energie zu Leistung (Volllaststunden)

Das Verhältnis von erzeugter Energie zu installierter Leistung, im Rahmen des Vorhabens regelmäßig mit Volllaststunden bezeichnet, beschreibt die elektrische Über- bzw. Zusatzkapazität im Vergleich zur Durchschnittsleistung im Jahresverlauf. Dieses Kriterium ist auch deshalb im Rahmen des Vorhabens so wichtig, weil die Erzeugungskapazitäten dazu angehalten sind, in Abhängigkeit der unterstellten Mengenszenarien, eine bestimmte Strommenge im Jahresverlauf zu erzeugen. Die Erzeugungseinheit kann auf Phasen mit sehr geringer Residuallast reagieren, wenn dieselbe Strommenge mittels einer höheren Leistung erzeugt wird. Somit kann die Erzeugungsleistung die Erzeugung, der in Stillstandzeiten nicht produzierten Strommengen, in die Phasen mit hoher Nachfrage verschieben. Durch die Erhöhung der installierten Leistung sinken die Volllaststunden also ab. Nur so sind gezielt Stillstandzeiten durch die Erzeugungseinheit und gleichzeitig die Produktion der gleichen Strommengen im Jahresverlauf zu realisieren. Je höher die Über- oder Zusatzkapazität bzw. umso niedriger die Volllaststunden sind, umso längere Stillstandzeiten können realisiert werden (natürlich nur wenn die restliche Anlagentechnik dies auch erlaubt).

Die aktuell angebotenen technischen Lösungen für die Absenkung der Volllaststunden durch die Erhöhung der BHKW-Kapazität sind der Stand der Technik und nahezu restriktionsfrei umzusetzen.

Einschränkungen können sich aus individuellen, am Anlagenstandort vorherrschenden Rahmenbedingungen ergeben. Folgende Beispiele können zu Einschränkungen führen:

- Genehmigungsrechtliche Auflagen (Emissionen: z.B. Schall, Abgas)
- Einschränkungen bezüglich Platzbedarf
- Zu aufwendiger Umbau notwendig, der zu unverhältnismäßig hohe Kosten führt

Die Einschränkungen können dazu führen, dass es an manchen Standort nicht zu der gewünschten Absenkung der Volllaststunden kommt. Aufgrund dessen müssen dann an anderen Standorten geringere Volllaststunden umgesetzt werden, um die gewünschte Volllaststundenzahl im BiogasPark zu erreichen.

Die Simulation zeigt, dass ein flexibilisierter BiogasPark mit 4000 Volllaststunden im Jahr aus Gesamtkostensicht für die Stromversorgung vorteilhaft ist. Aufgrund der vorgestellten Zusammenhänge wird diese Volllaststundenzahl für den gesamten BiogasPark (unabhängig ob Biogas und Biomethan) nur erreicht werden können, indem jede Einzelanlage innerhalb einer Auslegungsbreite realisiert wird. Auf der Basis, dass es zu Anlagen im BiogasPark kommt, die geringere Volllaststunden aufweisen als die angestrebten Volllaststunden des BiogasParks, kann der Zielwert von 4000 h/a ohne Einschränkungen erreicht werden. Die förderrechtlichen Bedingungen müssen deshalb Flexibilitätsbandbreiten zulassen, damit sich dann im Mittel die gewünschte Volllaststundenzahl bzw. das gewünschte Verhältnis zwischen Leistung und Energie im BiogasPark einstellen kann.

20.2 Bedarfsberücksichtigung (Gasmanagement, Wärmemanagement)

Die Bedarfsberücksichtigung ist die nächste wichtige Kennzahl zur Beschreibung der Flexibilität. Weist der BiogasPark oder eine Einzelanlage ein bestimmtes Verhältnis zwischen installierter Leistung und jährlich produzierter Energiemenge auf, so kann, in Abhängigkeit des Gasmanagements auf die Residuallast reagiert werden. Um die ver-

schiede Bedarfsberücksichtigung (Tag, Tag/Woche, Tag/Woche/Jahr) realisieren zu können ist ein darauf angepasstes Gasmanagement umzusetzen. In Abhängigkeit der Wärmenutzungskonzepte und des damit verbundenen Wärmeversorgungsgrades gilt es evtl. auch das Wärmemanagement anzupassen, um restriktionsfrei bzw. mit geringen Restriktionen auf die Residuallast des Strombedarfs reagieren zu können. Die Wärmeversorgungskonzepte weisen im Biogasbereich große Bandbreiten auf. Hierzu werden weiterführende Forschungsaktivitäten empfohlen, welche nicht im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführt wurden.

Das Gasspeichermanagement kann bei Biogasanlagen mittels Gasspeichertechnik und zusätzlich in Kombination mit einer Steuerung der Substratzugabe (Fütterungsmanagement) realisiert werden. Das Fütterungsmanagement kann, stark abhängig von den technischen Ausführungen und den eingesetzten Substraten, innerhalb gewisser Grenzen realisiert werden. Das Fütterungsmanagement muss bei der Gasspeicherauslegung entsprechend berücksichtigt werden und mit dem Gasspeichermanagement und Controlling intelligent kombiniert werden. So können mit geringen Restriktionen und hoher Verfügbarkeit flexible Gasmengen für die gezielte Verstromung bereitstellen werden. Je größer die Gasspeicher und je variabler die Gasproduktion, desto größer sind die Stillstandzeiträume, die mittels der Bedarfsberücksichtigung bei gleichen jährlichen Volllaststunden realisiert werden können. Dadurch können Phasen mit hohen EE-Anteilen an der Lastdeckung besser berücksichtigt werden.

Bedarfsberücksichtigung Tag kann problemlos mit Gasspeichertechnologien realisiert werden. Wird Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche angestrebt, ist das z.T. auch noch mit dem (Biogas-)Gasspeicher realisierbar, kann aber sehr gut mit Fütterungsmanagement flankiert und ergänzt werden, um die notwendigen Gasspeicher zu begrenzen. Dadurch kann der wiederkehrende Effekt der geringeren Residuallast am Wochenende z.B. über das Fütterungsmanagement wöchentlich abgebildet werden. So lassen sich gezielt die benötigten Gasspeicherkapazitäten bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche reduzieren. Über die Simulation werden die maximalen Gasspeichergrößen in Abhängigkeit der Residuallast und der unterstellten Flexibilität ermittelt. Für die Kostenberechnung der Stromerzeugung der Referenzanlagen würde für Tag/Woche ein Fütterungsmanagement unterstellt. Die im Rahmen der Simulation ermittelten Fahrpläne und die damit verbundenen Gasspeichergrößen führen bei einem restriktionsfreien Ansatz zu sehr großen Gasspeicherkapazitäten. Die gesamte Gasspeicherkapazität wird allerdings nur mit einer niedrigen Häufigkeit vollständig genutzt. Aufgrund dessen ist es aus Kostensicht sinnvoll, die Auslegung nicht auf den maximalen Gasspeicherbedarf zu beziehen, sondern gleichzeitig auch eine bestimmte Nutzungshäufigkeit zu berücksichtigen. Diese Herangehensweise bei der Auslegung stellt allerdings im Betrieb eine Restriktion dar. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche für den gesamten BiogasPark aus Gesamtkostensicht vorteilhaft ist. Würde dieser Weg konsequent gegangen, wäre dennoch zu erwarten, dass einige Anlagen, die Biogas produzieren und für die flexible Verstromung nutzen, auch saisonale Schwankungen berücksichtigen würden. Die saisonale Betriebsweise kann bei diesen Anlagen nur durch Beeinflussung der Fütterung über den Wochenverlauf hinaus und zwar über den Jahresverlauf hinweg realisiert werden. Dies deutet sich aktuell, oft getrieben durch den saisonalen Wärmebedarf, schon bei einigen Anlagen an.¹ Diese saisonale Fahrweise kann gleichzeitig auch den Tages- und Wochenbedarf mit in die Fahrplanerstellung einfließen lassen, was dann einer nicht vollständig restriktionsfreien

¹ Vgl. hierzu das aktuelle Forschungsvorhaben „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ zur Untersuchung der Direktvermarktungsoptionen des EEG im Auftrag des BMUB, durchgeführt durch das Fraunhofer IWES, das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) und die Rechtsanwaltskanzlei BBH.

Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr entspricht. Diese Anlagen können längere Zeiträume, während denen der Residuallastbedarf sehr gering ist, berücksichtigen. Diese Betriebsweise ist flexibler als die mit reiner Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche. Dadurch können wiederum andere Anlagen im Portfolio des BiogasParks, die eine zu kleine Gasspeicherkapazität installiert haben, kompensiert werden.

Der Mix an unterschiedlichen Betriebsweisen der einzelnen Anlagen führt im Ergebnis zu dem gewünschten Verhalten des gesamten BiogasParks gegenüber der Residuallast.

Wird verstärkt auf die Biomethantechnologie gesetzt, so können das Erdgasnetz und die Erdgasspeicher als „Biogas“-Speicher dienen. Die Erdgasspeichermöglichkeiten (insbesondere die Kombination zwischen Erdgasspeicher und Erdgasnetz) weisen keine relevanten Restriktionen auf. Die Auslegung bzw. Buchung der Speicherarbeit und Entnahmeleistungen und die sich dadurch einstellende, nahezu restriktionsfreie Nutzung dieser Gasspeicherkapazitäten, stellen keinen wesentlichen zusätzlichen Kostenblock dar. Deshalb können biomethanbetriebene Erzeugungskapazitäten aus Sicht des Gasspeichermanagements die Strommengen stark an der Residuallastnachfrage angepasst zur Verfügung stellen. Diese kann ohne wesentlich höhere Kosten als im unflexiblen Fall erzielt werden. Eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche und darüber hinaus Tag/Woche/Jahr scheint nahezu restriktionsfrei realisierbar zu sein. Sind biomethanbetriebene Erzeugungskapazitäten im BiogasPark, dann können diese mit der höheren Flexibilität wiederum Erzeugungskapazitäten mit geringerer Flexibilität kompensieren. Allerdings weisen die Biomethan-BHKW-Anlagen meist sehr hohe Wärmenutzungsgrade auf (oft ca. 100 %). Dies kann zu aufwendigen Wärmemanagementmaßnahmen führen, um die Stromproduktion nicht durch den Wärmebedarf zu beeinflussen. Mittels Wärmespeicher, optimierter Hydraulik und intelligenter Nutzung von Wärmespeicherkapazitäten kann das z.T. gut gelingen [53]. Dennoch gilt es individuell zu prüfen, ob die Aufwendungen dafür gerechtfertigt sind. An manchen Standorten wird es zu einer negativen Bewertung kommen, wodurch dann auch diese Anlagenkonzepte gewisse Restriktionen aufweisen werden. Auch hier gilt, dass jede Einzelanlage und jeder Einzelstandort aufgrund der vorgestellten Einflussgrößen individuelle Restriktionen mit sich bringt.

Im Ergebnis scheint, durch die Vielfalt der Anlagenkonzepte und der unterschiedlichen Flexibilisierungsmöglichkeiten, die angestrebte Flexibilität des BiogasParks erreichbar. Die Kosten für die Flexibilität sind ähnlich den Anlagenkonzepten unterschiedlich. An manchen Standorten ist durch die Rahmenbedingungen oder die erzielbaren Synergien eine sehr hohe Flexibilität zu geringen Kosten realisierbar, an anderen Standorten ist mit dem gleichen Kostenaufwand nur eine niedrige Flexibilität umzusetzen. Die Anreize sollten so gesetzt werden, dass diese Effekte in der Konzepterstellung mit berücksichtigt werden können. Gelingt dies, kommt es an unterschiedlichen Standorten, je nach festgestellter Opportunität, zur Flexibilisierung in angemessenem Umfang. Dies wird als Basis für die nachfolgenden Aussagen unterstellt. Die ermittelte technische Struktur durch die „Referenz“-Anlage und die damit zusammenhängenden Kosten für die Flexibilität sind auf Grundlage dieser Überlegung hinreichend genau. Die zu erwartenden technischen Restriktionen sind unter diesen Annahmen ebenfalls als gering anzusehen, insbesondere wenn der BiogasPark durch Biomethananlagen ergänzt wird. Es gilt zu beachten, dass die Biomethantechnologie die Gesamtkosteneinsparung in Abhängigkeit der Durchdringung reduzieren kann.

20.3 Technische Kennzahlen BHKW (Reaktionsvermögen)

Als dritten Faktor gilt es der Vollständigkeit halber die Reaktionsfähigkeit zu benennen. Damit ist die technische und organisatorische Fähigkeit, auf sehr kurzfristige Residuallastschwankungen zu reagieren, gemeint. Die Laständerungsgeschwindigkeiten sind insbesondere zukünftig stark durch die fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne (fEE) geprägt. Es werden Laständerungsgeschwindigkeiten durch fEE von bis zu +/- 15

GW/h erwartet [25]. Dies entspräche dem gleichzeitigen (!) Starten von, innerhalb einer Stunde auf Volllast betriebenen, bis zu 30.000 500 kW_{el}-Anlagen (bezogen auf Pinst). Wären diese Anlage flexibilisiert, würde die benötigte Stückzahl dann entsprechend halbiert oder sogar gedrittelt.

Allerdings müssen die Anlagen technisch dazu geeignet sein, dem System in kurzer Zeit die vollständige installierte Leistung zu entnehmen oder diese bereit zu stellen. Jede Einzelanlage muss über diese Fähigkeit mit einer hohen Verlässlichkeit verfügen. Ebenso müssen die gesamten Anlagen über ein zentrales Signal beeinflussbar sein, um in diesen Extremsituationen gleichzeitig reagieren zu können. Viele Studien zu virtuellen Kraftwerken zeigen, dass dies technisch sowie organisatorisch machbar ist¹.

Die technischen Möglichkeiten der BHKW-Technik, auf kurzfristige Laständerungen zu reagieren, ist, wie schon u. a. in Kapitel 10 beschrieben, enorm. Die BHKW-Hersteller beschreiben hier sogar noch weitere Entwicklungsmöglichkeiten, um die Reaktionszeiten zu verbessern und die z.T. aktuellen Einschränkungen durch z.B. Nachlaufzeiten, Mindestbetriebszeiten, insbesondere im Leistungsbereich über 1,5 MW_{el}, weiter stark zu reduzieren. Kleinere Erzeugungsleistungen können gegenüber größeren gewisse Vorteile beim Starten der gesamten Leistung haben werden. Aufgrund dessen können an Standorten, die hohe Leistungen benötigen auch zwei BHKW-Lösungen realisiert werden, um durch das gleichzeitige Starten der Anlagen höhere Lastgradienten realisieren zu können. Allerdings kann diese Auslegung dazu führen, dass ein geringerer elektrischer Wirkungsgrad realisiert wird, als mit einem großen Aggregat, ebenso können die Wartungskosten gegenüber einer größeren Anlage.

Die sich einstellenden Restriktionen im BiogasPark werden als nahezu vernachlässigbar eingeschätzt, wenn die technischen Möglichkeiten genutzt werden. Aufgrund dessen kann für die Jahre 2020 und 2030 von einer sehr guten Reaktionsfähigkeit der Erzeugungsanlagen im BiogasPark ausgegangen werden. Die Simulation hat aufgrund dessen aber auch aufgrund der stundenscharfen Simulation keine technischen Restriktionen bezüglich der Reaktionsfähigkeit für den BiogasPark vorgesehen.

¹ Vgl. dazu insb. die abgeschlossenen Forschungsvorhaben RegModHarz (FKZ 0325090) und Kombikraftwerk 2 (FKZ 0325248A).

21 Anlagenkenndaten für den zukünftigen BiogasPark

Uwe Holzhammer

Die Aufgabe der Simulationen und Berechnungen war es, das für das Energiesystem „sinnvollste“ Verhalten des BiogasParks zu ermitteln. Als Bewertungskriterium wurden die Gesamtkosten der Prozesskette ermittelt und den Kosteneinsparungen im konv. Kraftwerksbereich gegenüber gestellt.

Die Ergebnisse beschreiben den BiogasPark der, mittels bestimmten Volllaststunden im Jahr, also dem Verhältnis zwischen Energie und Leistung, und einer bestimmten Bedarfsberücksichtigung, flexibel auf die Residuallast reagiert. Der BiogasPark stellt in aggregierter Form eine große Anzahl an Erzeugungsleistung, die (Bio-)gas zur Stromproduktion einsetzen, dar. In diesem Portfolio befinden sich Anlagentechniken die Energiepflanzen, organische Reststoffe, Althölzer (BioSNG) und Abwasser (Klärgas) zur (Bio-)Gasproduktion nutzen können und diese anschließend in BHKW-Anlagen verstromen. In Summe muss dieser BiogasPark eine bestimmte Flexibilität aufweisen, um die ermittelten Effekte im Energiesystem zu erzielen. Aufgrund der am Standort verfügbaren Einsatzstoffart und -menge und den spezifischen technischen Gegebenheiten entstehen in der Praxis stark individuelle Anlagen. Im Rahmen dieses Vorhabens wurden deshalb Vereinfachungen vorgenommen. Die gewählte Erzeugungsleistung wurde auf Basis einer Bemessungsleistung von ca.460 kW_{el} festgelegt und die Untersuchungen auf Anlagen die Energiepflanzen (NaWaRo) und organische Reststoffe einsetzen fokussiert.

Die Ergebnisse der Simulation und Berechnungen zeigen, dass der BiogasPark mit seiner Vielzahl an Anlagenkonzepten in Summe aus Gesamtkostensicht 4000 Volllaststunden im Jahr aufweisen sollte. Darüber hinaus sollte dieser BiogasPark in der Lage sein Bedarfsschwankungen (Tag/Woche) in der Fahrplanerstellung zu berücksichtigen.

Aufgrund des beschriebenen Sachverhaltes werden sich sehr unterschiedliche Anlagenkonzepte in der Praxis einstellen. Dennoch werden nachfolgend die Auswirkungen auf die Anlagenkonzepte beschrieben. Als Beispiel der möglichen Anlagen wird eine Referenzanlage, die Energiepflanzen einsetzt, herangezogen und mit einer Reststoffmix-Anlage verglichen. Um die Änderungen im Vergleich zur Grundlasterzeugung aufzuzeigen, werden relative Änderungen dargestellt. Ebenso wird zwischen den zwei technischen Möglichkeiten Biomethan und Biogas entschieden.

21.1 Anlagenkonzept Biogas

Um die als Ergebnis ermittelte Flexibilität zu erreichen, müssen die Anlagenkonzepte entsprechend angepasst werden. Dabei ändern sich die notwendigen Investitionen in die Anlagentechnik ebenso wie die Kosten für den laufenden Betrieb.

Tabelle 55 zeigt die relative Änderung der betriebswirtschaftlichen Kostenpositionen, zum einen für Anlagen die NaWaRo (Energiepflanzen) und zum anderen die den unterstellten organischen Reststoffmix einsetzen, auf. Ebenso zeigt die Tabelle die Veränderung der Gesamtkosten bei 4000 VLH/a und einer Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche im Vergleich zur Grundlasterzeugung. Die NaWaRo-Anlage liegt dabei mit einer Kostensteigerung von 12 % Punkten etwas höher als die Reststoffmix-Anlage. Insbesondere wird dies durch höhere zusätzliche Kapitalkosten verursacht, die mit 32 % einen hohen Einfluss auf die Gesamtkosten haben.

Tabelle 55: relative Veränderung der einzelnen betriebswirtschaftlichen Kostenpositionen im Vergleich zur Grundlaststromproduktion, differenziert zwischen der Referenzanlage für NaWaRo und der Referenzanlage für den Reststoffmix

Tag/Woche, 4000 h/a, MinSZ 2030	NawaRo		org. Reststoffe	
	Gewichtung an den Gesamtkosten	Kostenver- änderung ggü. Grundlast	Gewichtung an den Gesamtkosten	Kostenver- änderung ggü. Grundlast
Kapitalgebundene Kosten	32%	128%	38%	118%
Bedarfsgebundene Kosten	50%	100,4%	41%	103%
Betriebsgebundene Kosten	14%	108%	16%	106%
Sonstige	4%	231%	5%	135%
Gesamtkosten		112%		110%

Wird eine Beispielanlage näher betrachtet, so zeigen sich verschiedene Kennwerte, die den Aufschluss über die notwendigen Veränderungen geben. Die unterstellte Anlage kann ein Fütterungsmanagement realisieren, das z.B. die Gasspeicherkapazitäten, gegenüber einer Betriebsweise ohne Fütterungsmanagement, um ca. 30 % reduziert. Das Fütterungsmanagement wird in diesem Betrachtungsfall insbesondere dafür eingesetzt die Bedarfsschwankungen im Wochenverlauf mit zu berücksichtigen. Dabei ist die Bedarfsreduzierung, d.h. der geringe Bedarf an Residuallast, an Wochenenden und Feiertagen im Fokus. Das Fütterungsmanagement führt dazu, dass an diesen Tagen längere Stillstandzeiten der Stromproduktion realisiert werden können. Dadurch können, wie beschrieben, durch das Fütterungsmanagement, längeren Phasen mit geringer Residuallast berücksichtigt werden. Abbildung 136 zeigt schematisch eine Biogasanlage mit den beschriebenen Eigenschaften.

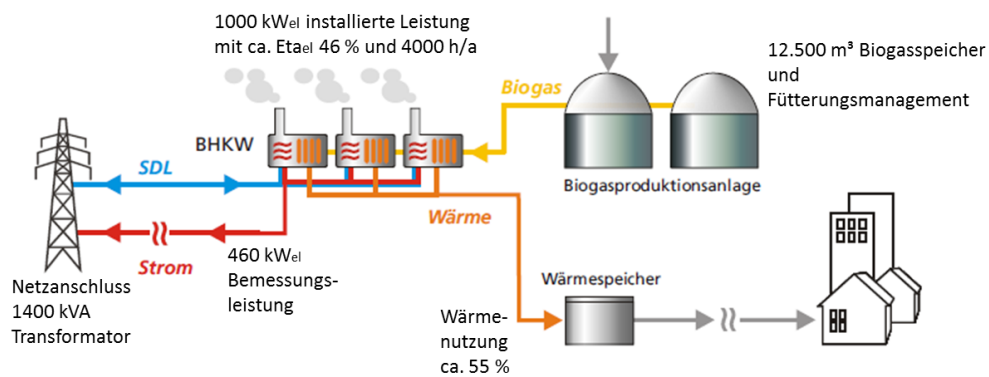


Abbildung 136: Beispiel-Biogasanlage mit 4000 Volllaststunden und einer installierten Leistung von 1000 kW_{el} (MinSZ). Das Gasmanagement (Gasspeicher + Fütterungsmanagement) ist so ausgelegt, dass eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche realisiert werden kann

Tabelle 56 vertieft die Kenndaten, in dem die relative Veränderung zwischen der dem jeweiligen Szenarios zugehörigen Grundlastanlage beschrieben wird.

Die BHKW-Leistung wird im Vergleich zur Grundlaststromproduktion verdoppelt, wobei es, durch die dabei realisierte Wirkungsgradsteigerung, zu einer Reduzierung des Biomassebedarfs kommt. Gleichzeitig müssen höhere Kosten für den Netzanschluss eingeplant werden. Diese sind sehr stark von den Vorortgegebenheiten abhängig. Durch eine intelligente und kosteneffiziente Netzanschlussnutzung (siehe auch Kapitel 22) wird von einer Kostensteigerung von ca. 40 % gegenüber einer Grundlaststromproduktion ausgegangen. Hierbei wird kein wesentlich weiter entfernter Netzanschlusspunkt angenommen, sondern der Transformator wird, entsprechend der Anschlussleis-

tion, größer ausgelegt als im Grundlastfall. Die Volllaststunden werden wie beschrieben auf 4000 h/a reduziert. Interessanterweise unterscheidet sich die Anzahl der notwendigen Starts stark vom Mengenszenario. Im MaxSZ liegen die Starts pro Jahr um über 300 h/a höher als im MinSZ. Allerdings ist der Gasspeicherbedarf gleichzeitig um ein Fünftel niedriger (höhere Startanzahl, geringerer Speicher). Aufgrund dessen steigen die Investitionskosten im MaxSZ um 3 % weniger stark an, als im MinSZ. Die Investitionskosten steigen im MinSZ um 27 %. Die Biogasmenge, die pro Stunde während des Betriebes der BHKW-Anlage benötigt wird, steigt um knapp 100 % und verdoppelt sich somit nahezu. Dies hat Auswirkungen auf die Gasführung, Kühlung, Trocknung, Entschwefelung und Verdichtung. Diese Aspekte müssen konsequent in der Konzeption der Anlage berücksichtigt werden. Dies und andere Einflussgrößen, wie die Kosten für die Genehmigung, begründen die um über 20 % höheren Planungskosten. Es wird angenommen, dass die Wärmeversorgung durch den flexiblen Betrieb weiter im gleichen Umfang realisiert werden kann und es somit keine Änderungen gibt. Auch die Fermentertechnik bleibt, bis auf einige Anpassungen der Steuerung und Regelung, Erweiterung der Messtechnik und Anpassungen der Rührwerke, nahezu unverändert. Die Faulraumbelastung kann durch die etwas geringeren Mengen an benötigtem Substrat leicht reduziert werden, was sich positiv auf die Möglichkeiten des Fütterungsmanagements auswirkt. Durch den flexiblen Betrieb verändert sich das Strombezugsprofil und somit die maximale Strombezugsleistung, was sich, neben den höheren Strombedarf, auf die Kosten für den Strombezug auswirkt und diese erhöht. Die höheren Strommengen begründen sich durch längere Stillstandzeiten und den während dieser Phasen benötigten Strom. Im Grundlastbetrieb sind die Stillstandphasen dementsprechend gering und somit auch der damit verbundene Strombedarf. Ebenso wird das BHKW während dieser Phase mit einer Heizpatrone auf Temperatur gehalten, was ebenfalls zu Strommehrverbrauch führt. Außerdem erhöht sich die für den Anlagenbetrieb notwendige Arbeitszeit um ca. 16 %. Diese Abschätzung begründet sich auf Zusatzarbeiten aufgrund der Flexibilisierung, höhere BHKW-Leistung, aber auch Genehmigungsaufgaben. Die jährlichen Wartungskosten reduzieren sich um ca. 15 % (MinSZ) bzw. 14 % (MaxSZ), aufgrund der etwas geringeren spezifischen Wartungskosten bei größeren Aggregaten. Darüber hinaus führen die geringeren Volllaststunden zu einer höheren Anzahl an Betriebsjahren bis zur großen Revision. Die höhere Startanzahl im MaxSZ führt allerdings wieder zu einer Reduzierung der Einsparung um 1 %. Die gesamten jährlichen Wartungskosten reduzieren sich nur um ca. 2 %, da die höheren Investitionen in Gasspeicher, Trafo und BHKW-Peripherie usw. höhere Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen erfordern, die den positiven Effekt der größeren BHKW-Anlagen wieder auf 2 % bzw. 3% Einsparung kompensieren. Im Ergebnis erhöhen sich die flexibel nach dem Strombedarf bereitgestellten Rohgaskosten um ca. 11 % bzw. 12 % im Vergleich zur Grundlasterzeugung. Die Stromproduktionskosten liegen ca. 12 % bzw. 13 % höher als die einer Grundlasterzeugung.

Tabelle 56: Vergleich von einzelnen Kennwerten einer NaWaRo-Anlage mit 4000 h/a und Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche, differenziert nach MinSZ und MaxSZ 2030

NaWaRo-Anlage		MinSZ 2030	MaxSZ 2030
		Veränderung gegenüber Grundlast	
Tag/Woche, 4000 h/a			
Leistung BHKW-Anlage	Leistung	100%	100%
Biomassebedarf	Energie	-2%	-2%
Volllaststunden im Jahr	h/a	-50%	-50%
Startanzahl im Jahr	Anzahl/a	838	1.167
Gasspeicher (inkl. Fütterungsmanagement)	m ³	475%	370%
Biogasbedarf pro Stunde	Nm ³ /h	96%	96%
Wärmeversorgung im Jahr	kWhth/a	k.Ä.	k.Ä.
Fermentertechnik	€	104%	104%
Investitionskosten	€	28%	25%
Strombezugsleistung	kW	46%	46%
Strombezugsmenge	kWhel	21%	21%
Arbeitszeit	h/a	16%	16%
Wartung und Instandhaltung BHKW (jährlich)	€/a	-15%	-14%
Wartungskosten gesamt (jährlich)	€/a	-2%	-3%
Netzanbindungskosten	€	40%	40%
Planungskosten	€	27%	24%
Rohgaskosten pro Nm ³	€/Nm ³	12%	11%
Stromerzeugungskosten (inkl. Wärmeerlöse)	€/Mwhel	13%	12%

k.Ä. = keine Änderung, Basis ist die jeweilige Grundlastanlage
 positive Werte: Erhöhung um, negative Werte: Absenkung um

Der Einfluss der Mengenszenarien ist mit einem Prozentpunkt Unterschied nicht sehr groß. Dieser kleine Unterschied begründet sich in der etwas kleineren Gasspeicherkapazität, die laut Simulation benötigt wird, und der etwas geringeren Kosten für die BHKW-Technik aufgrund der größeren Nachfrage.

21.2 Anlagenkonzept Biomethan

Wird die Biomethantechnologie als Flexibilisierungstechnik eingesetzt, ergeben sich andere Gegebenheiten. Dies liegt an der Entkopplung von Biogaserzeugung und Verstromung. Die konstruktiven Unterschiede im Vergleich zur unflexiblen Betriebsweise einer Biomethan-BHKW-Anlage beschränken sich auf die Auslegung der BHKW-Anlage selbst. Die benötigten Gasspeicherkapazitäten können in wettbewerblichen Verfahren auf den Erdgasspeichermarkt bezogen werden. Die Erdgasspeicher werden als Dienstleistung den Gashändlern angeboten und stehen somit auch den Biogas bzw. Biomethanmengen grundsätzlich zur Verfügung. Diese können über entsprechende Entgelte bezogen werden.

Auf Grund der Gesamtkostenstruktur, um ca. 30 % höher als bei der Stromproduktion mittels Biogas liegt, ist nicht zu erwarten, dass die Biomethantechnologie zur Stromerzeugung einen überwiegenden Anteil des Biomassepotentials nutzen wird. Dennoch ist vorstellbar, dass die Biomethantechnologie einen Beitrag zur Flexibilisierung des gesamten BiogasParks leistet und dadurch gewisse Anlagenstandorte, die nicht vollständig flexibilisiert werden können, zu kompensieren. Aufgrund dessen wird nachfolgend eine Betrachtung von Biomethan-BHKW-Anlagen, die mit 2500 VLH/a betrieben werden

und eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr realisieren können, durchgeführt. Die Bedarfsberücksichtigungsausweitung von Tag/Woche hat keinen relevanten Einfluss auf die Kosten der Stromproduktion mittels Biomethan. Durch die Absenkung der Volllaststunden auf 2500 h/a können im BiogasPark auch Anlagen mit höheren Volllaststunden akzeptiert werden, um eine vergleichbare Gesamtflexibilität durch den BiogasPark realisieren zu können. Die Kosten für die Reduzierung der Volllaststunden im Biogasbereich von 4000 auf 2500 h/a sind höher als die Absenkung im Biomethanbereich von 4000 h/a auf 2500 h/a.

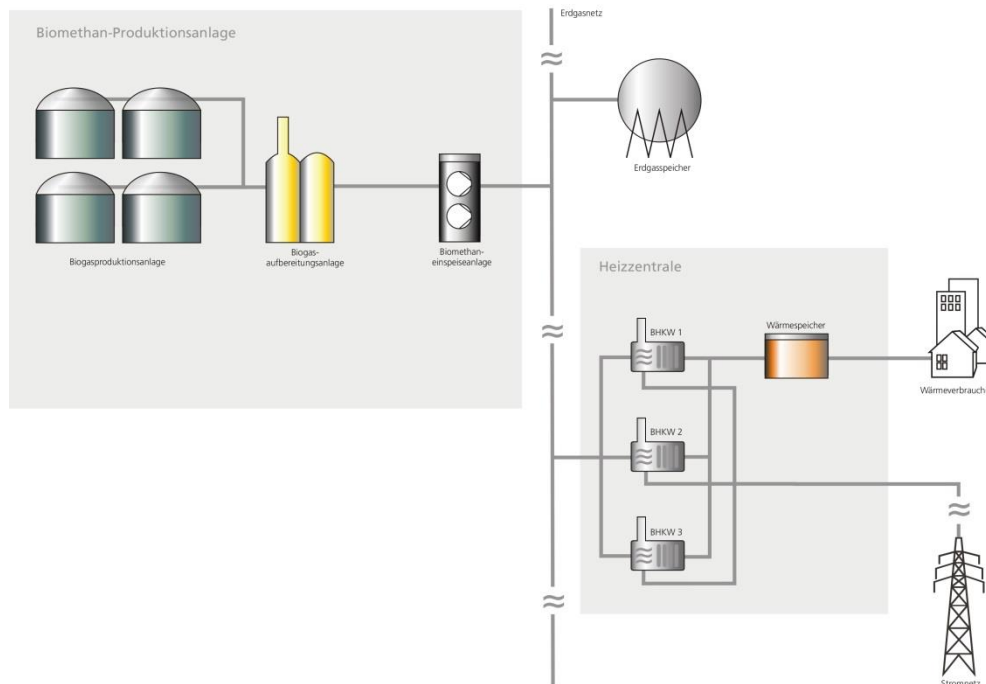


Abbildung 137: Beispiel-Biomethanprozesskette mit einer Biomethan-BHKW-Anlage mit 2500 Volllaststunden und einer installierten Leistung von 1600 kW_{el} (MinSZ); die BHKW-Anlage wird so betrieben, dass eine Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr realisiert werden kann

Mit 2500 VLH und Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr wird nachfolgend eine Darstellung der Betriebskosten für den Strom aus Biomethan vorgenommen, wobei das Biomethan als Bestandteil der bedarfsgebundene Kosten angenommen wird. Aufgrund dessen nehmen die bedarfsgebundene Kosten 86,6 % bei 2500 VLH/a ein, wie in Tabelle 57 abzulesen ist. Der Anteil sinkt etwas, wenn höhere BHKW Leistungen installiert und die Volllaststunden abgesenkt werden. Gleichzeitig steigt der Anteil der kapitalgebundenen Kosten, aufgrund der notwendigen Investitionen. Die sonstigen Kosten spielen mit unter 1 % keine relevante Rolle. Die betriebsgebundenen Kosten sinken im Verhältnis zu den anderen Kostenpositionen leicht, wenngleich sie absolut steigen. Der Unterschied zwischen den Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ ist sehr niedrig. Die in Tabelle 57 dargestellten Zahlen stützen sich auf Analysen der Stromerzeugungskosten für eine Anlage die der in der Simulation ermittelten Residuallast folgt. Die Fahrpläne und die damit verbundene Stromerzeugung sind durch die Simulation ermittelt worden und beeinflussen die damit verbundenen betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten der BHKW-Anlage entsprechend.

Tabelle 57: Relative Aufteilung der Gesamtkosten aus Sicht des Biomethan-BHKW-Betriebes in betriebswirtschaftliche Bestandteile, differenziert nach MinSZ und MaxSZ, in Abhängigkeit der Volllaststunden, bei Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr

Biomethan Tag/Woche/Jahr 2030 MinSZ	5500 [h/a]	4000 [h/a]	2500 [h/a]	1500 [h/a]
Kapitalgebundene Kosten	5,6%	6,4%	7,6%	9,1%
Betriebsgebundene Kosten	5,6%	5,3%	5,0%	4,7%
Bedarfsgebundene Kosten (incl. Biomethan)	88,2%	87,6%	86,6%	85,3%
Sonstige Kosten	0,7%	0,7%	0,8%	0,8%

Biomethan Tag/Woche/Jahr 2030 MaxSZ	5500 [h/a]	4000 [h/a]	2500 [h/a]	1500 [h/a]
Kapitalgebundene Kosten	5,5%	6,2%	7,3%	8,3%
Betriebsgebundene Kosten	5,6%	5,4%	5,1%	4,9%
Bedarfsgebundene Kosten (incl. Biomethan)	88,2%	87,7%	86,9%	86,0%
Sonstige Kosten	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%

Die nachfolgenden, spezifisch ausgewiesenen Kennwerte beziehen sich auf 2500 VLH/a. Herangezogen wurde dabei der Vergleich mit einem Biomethan betriebenen BHKW, welches zwar mit 5500 VLH/a betrieben wird, sich aber nicht von der Residuallast beeinflussen lässt. In der Regel sind diese BHKW-Anlagen stark vom Wärmebedarf am Standort geprägt. Biomethan-BHKW Anlagen, die an das Erdgasnetz angeschlossen sind, weisen in der Regel Volllaststunden in der Höhe von 5500 VLH auf, d.h. diese Betriebsweise kann als Standardauslegung bzw. „Grundlastbetriebsweise“ (als Analogie zur Biogas) angesehen werden und wird deshalb als Vergleichsgröße herangezogen [53]. Dabei sind, im Vergleich zum flexiblen Betrieb mit 5500 VLH, Abweichungen am Speicherbedarf im Erdgasnetz und von Erdgasspeichern, personelle Aufwendungen für den flexiblen Betrieb, Start und Stoppanzahl (Auswirkung auf Wartungskosten, Biomethanbedarf) unterstellt worden. Diese Aspekte sind grundsätzlich relevant für die Betriebskosten. Die jeweiligen unterstellten Kosten stützen sich z.T. auf Abschätzungen und Annahmen und nicht auf Simulationsergebnisse. Dies ist gerechtfertigt, da der Einfluss auf die Unterschiede der Gesamtkosten zwischen Standard- und flexiblem Betrieb bei gleicher Volllaststundenzahl von 5500 h/a sehr gering ist.

Die BHKW-Leistung wird um 120 % gegenüber dem Standardbetrieb erhöht, wobei gleichzeitig die Volllaststunden um 55 % reduziert werden. Die Wirkungsgradsteigerung auf 46,5 % führt zu einer Reduzierung des Biomethanbedarfs um 3 %. Die Startanzahl liegt nach den Simulationsergebnissen bei 858 pro Jahr. Wird das MaxSZ 2030 umgesetzt (Bedarfsberücksichtigung Jahr), so steigen die notwendigen Startvorgänge laut Simulationsergebnissen auf 1253 im Jahr an. Dies ist der markanteste Unterschied zwischen den Mengenszenarien MinSZ und MaxSZ. Für den Standardbetrieb bei 5500 VLH im Jahr wurde durchschnittlich ein Start pro Tag angenommen. Der maximale Biomethanbedarf pro Stunde steigt um 113 % an, was in der Auslegung des Gasnetzanschlusses und den damit verbundenen Kosten berücksichtigt werden muss. Die zu veräußernden Wärmemengen reduzieren sich um ca. 9 %, da zwar der elektrische Wirkungsgrad im Vergleich zur Standardauslegung steigt, aber gleichzeitig der thermische Wirkungsgrad etwas sinkt. Der Gesamtwirkungsgrad steigt leicht an. Dieser Annahme liegt zur Grunde, dass die Wärmesenke auch im flexiblen Betrieb die gleiche Menge abnehmen kann. Andere Untersuchungen bestätigen, dass dies in Abhängigkeit des Profils der Wärmesenke erreichbar ist (z.T. kann sogar mehr Wärme durch die Wärmesenken abgenommen werden, als im Standardbetrieb) [53]. Die Investitionen steigen durch die Flexibilisierung auf 2500 VLH im Jahr um über 50 %, wobei diese im MaxSZ 2030 mit 46 %, aufgrund von höheren BHKW-Stückzahlen und damit verbundenen geringer Kostensteigerungen, etwas weniger steigen. Wird der BHKW-Standort flexibilisiert, gilt es auch darauf zu achten, dass die Bezugsleistung von Strom für den

Anlagebetrieb um ca. 120 % im Vergleich zum Standardbetrieb steigt. Auch der Strombedarf selbst erhöht sich, um ca. 64 %. Die benötigte Arbeitszeit an biomethanbetriebenen BHKW-Standorten ist grundsätzlich gering. Allerdings wurde dennoch ein um ca. 33 % höherer Bedarf für den flexiblen Betrieb vorgesehen, da mehr Absprachen mit Stromhändlern und der eine oder andere zusätzliche Kontrollgang am Standort, aufgrund der gestiegenen Startvorgänge, nötig werden können. Die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sinken um 23 % (MinSZ) bzw. um 20 % (MaxSZ) gegenüber dem Standardbetrieb. Dies wird durch die spezifisch geringeren Wartungskosten durch das größere BHKW, die höhere Betriebsdauer und die kostenintensiveren Instandhaltungsarbeiten begründet. Die etwas geringere Absenkung im MaxSZ kommt durch die höhere Startanzahl zustande, die wiederum die Wartungskosten negativ beeinflusst. Da gleichzeitig höhere Investitionen in die Anlagenperipherie getätigt werden, müssen auch diese instand gehalten werden, was die Kosteneinsparungen im BHKW-Wartungsbereich wieder auf 10 % bzw. 8 % sinken lässt. Die Anbindungskosten an das Strom- und Gasnetz steigen ebenso, wie die Kosten für die hydraulische Integration. Außerdem müssen, auf Grund des größeren BHKWs, Mehrkosten für den Fundamentbau eingerechnet werden. Dies ist besonders für das Unterbinden von Vibrationsübertragung und den damit verbundenen Schallemissionen von Bedeutung, um die diesbezüglichen Genehmigungsanforderungen einzuhalten. Ebenso gilt es die Abgasführung für die größere BHKW-Anlage und den flexiblen Betrieb anzupassen. Die Planungskosten steigen auch dadurch um ca. 50 % an. Die mit Transport (Gasnetzentgelte, Regel- und Ausgleichsenergiekosten), Handel und Speicherung verbundenen Kosten sind von der Strukturierung der Gasentnahme am Ausspeisepunkt abhängig. Durch den flexibleren Betrieb erhöhen sich diese Kosten in Summe um ca. 41 %. Insbesondere die Gasnetzentgelte sind für diese Kostensteigerung verantwortlich. Die Netzentgelte berücksichtigen die maximale Entnahmeleistung im Jahresverlauf, um die Kosten für die Gasnetznutzung zu ermitteln. Im Ergebnis führen diese Kostenveränderungen aufgrund der Flexibilisierung, die eine Absenkung der Volllaststunden/ Erhöhung der installierten Leistung bei gleicher Stromproduktion erforderlich macht, zu einer Kostensteigerung um ca. 7 % bzw. 6 %, gegenüber der Stromproduktionskosten mittels einer mit 5500 VLH/a betriebenen BHKW-Anlage, die nicht der Residuallast folgt.

Tabelle 58: Vergleich von einzelnen Kennwerten einer mit Biomethan betriebenen BHKW-Anlage mit 2500 h/a und Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche/Jahr, differenziert nach MinSZ und MaxSZ 2030

NaWaRo Biomethan (Fokus BHKW-Standort)		MinSZ 2030	MaxSZ 2030
Tag/Woche/Jahr, 25000 h/a		Veränderung gegenüber	
Leistung BHKW-Anlage	Leistung	120%	120%
Biomassebedarf*	Energie	-3%	-3%
Volllaststunden im Jahr	h/a	-55%	-55%
Startanzahl im Jahr**	Anzahl/a	858	1.253
Biomethanbedarf pro Stunde	Nm ³ /h	113%	113%
Wärmeversorgung im Jahr	kWh/a	-9%	-9%
Investitionskosten am BHKW-Standort	€	51%	46%
Strombezugsleistung (BHKW-Standort)	kW	120%	120%
Strombezugsmenge (am BHKW Standort)	kWhel	64%	64%
Arbeitszeit*	h/a	33%	33%
Wartung und Instandhaltung BHKW (jährlich)*	€/a	-23%	-20%
Wartungskosten gesamt (jährlich)*	€/a	-10%	-8%
Anbindungskosten (Strom, Gas, Hydraulik, Abgas usw.)	€	69%	69%
Planungskosten	€	51%	46%
Transport, Handel und Speicherkosten*	€/Nm ³	41%	41%
Stromerzeugungskosten (inkl. Wärmeerlöse)*	€/MWhel	107%	106%

k.Ä. = keine Änderung, Basis ist die jeweilige Grundlastanlage

postive Werte: Erhöhung um, negative Werte: Absenkung um

* Abschätzung zum unflexiblen Betrieb eines BHKW mit 5500 VLH/a

** Absoluter Wert, stellt keine Änderung dar

Der Einfluss der Mengenszenarien ist mit einem Prozentpunkt Unterschied wiederum nicht sehr groß. Der kleine Unterschied begründet sich in der etwas kleineren Gasspeicherkapazität, die laut Simulation und der etwas geringeren Kosten für die BHKW-Technik (aufgrund der größeren Nachfrage), benötigt wird.

22 Netzanschluss des BiogasParks im Verteilnetz

Uwe Holzhammer, Stefan Löther

Folgende Ausführungen sollen einen Beitrag zur Diskussion über die Rolle der bedarfsorientierten Stromproduktion aus Biogas und der Effekt für die Verteilnetze aufzeigen, um sicher zu stellen, dass der Netzanschluss so kosteneffizient wie möglich erfolgt. Aktuell werden noch nicht die technischen Möglichkeiten für einen kosteneffizienten Netzanschluss einer Biogasanlage die sehr flexibel Strom erzeugen kann genutzt. Die Nachfolgenden Ausführungen sollen erste Ideen dazu liefern. Die Kostenkalkulation für die Berechnung der Gesamtkosten im Rahmen von OptiKoBi² sieht einem effizienten Netzanschluss vor. Ebenfalls wird im Kapitel 23 zu den rechtlichen Rahmenbedingungen auf mögliche Gestaltungsoptionen eingegangen.

Die klassischen Biogasanlagen¹ sind so ausgelegt, dass die produzierte Gasleistung in der Lage ist, die installierte Erzeugungskapazität voll auszulasten. Es ist technisch möglich die Biogasanlagen auf die Anforderungen einer flexiblen Stromproduktion umzurüsten bzw. zu erweitern. Die Ergebnisse von OptiKoBi² zeigen auch Vorteile in den Gesamtkosten auf, wenn der BiogasPark vollständig flexibilisiert wird. Um dies erreichen zu können, müssen alle Neuanlagen von vorneherein flexibel ausgestaltet und die Bestandsanlagen umgerüstet werden. Grundsätzlich wird dies mit zusätzlicher Stromerzeugungsleistung (i.d.R. BHKW), erweiterter Gasspeicherkapazität und weitere technische Anpassungen erreicht. Die Erweiterungen der BHKW-Leistung haben Auswirkungen auf die Ausgestaltung des Netzanschlusses.

Die meisten der Biomasseanlagen, die den Strom direkt vermarkten, speisen in das MS-Netz ein. Evtl. Erweiterungen der Einspeiseleistung müssen somit den Vorortgegebenheiten angepasst werden und in enger Abstimmung mit dem Verteilnetzbetreiber erfolgen.

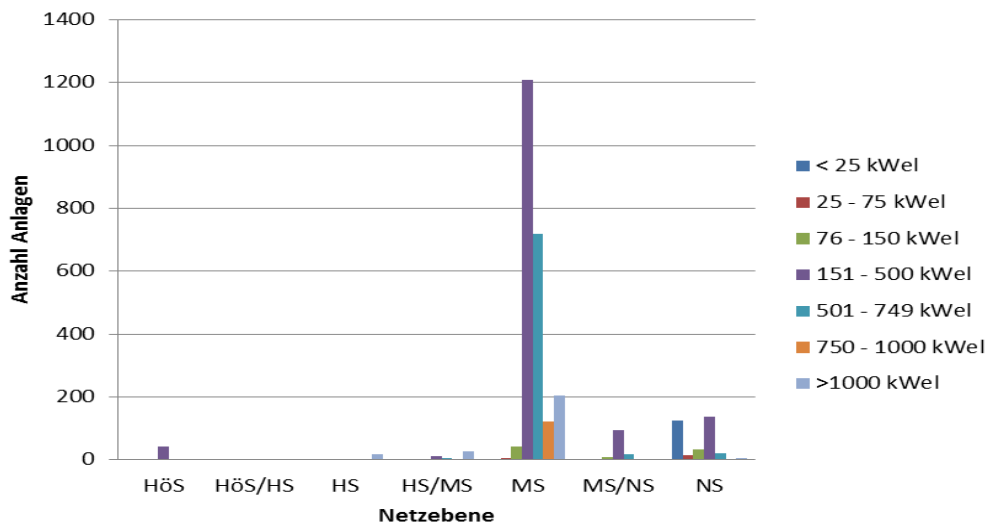


Abbildung 138: Anzahl der Biomasseanlagen an den verschiedenen Netzebenen (eigene Darstellung auf Basis der EEG-Stammdaten, Stand Juli 2013 [5])

¹ Klassische Biogasanlagen (im Verständnis dieses Beitrages) produziert den Strom im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf gleichmäßig und am Ort der Biogasproduktion.

Den Bestandsbiogasanlagen wurde eine bestimmte Einspeisekapazität durch den Netzbetreiber zugesagt. Diese Kapazität wird zur Grundlaststromproduktion genutzt, d.h. die Einspeisekapazität wird in 7500 bis z.T. weit über 8000 h im Jahr ausgeschöpft. Die Kapazitätsszusage ist auf die Vor-Ort-Gegebenheiten angepasst und grundsätzlich begrenzt durch physische Netzausführung, Lasten und zunehmend den erneuerbaren Erzeugungsleistungen (insbesondere PV im Verteilnetz). Wird nun eine bedarfsorientierte Stromproduktion bei gleichbleibender Strommenge (Jahressumme) im Vergleich zum Status Quo angestrebt, so ist eine Erhöhung der BHWK-Leistung und somit auch der Anschlussleistung bzw. der maximalen Einspeisekapazität notwendig.

Eine Erhöhung der Einspeisekapazität (von z.B. 500 kW_{el} auf 1600 kW_{el}) für eine bedarfsorientierte Stromproduktion mittels Biogas ist z.T. aus Sicht der regionalen Netzkapazität aufgrund der aktuellen Netzkapazitätsberechnungsverfahren nicht möglich. Dieser Sachverhalt deutet sich als entwicklungshemmend für die Flexibilisierung von Bestandsbiogasanlagen an, die einen Beitrag zur Bedienung der Residuallast leisten könnten.

Eine Zusage der für den bedarfsorientierten Betrieb der Biogasanlage notwendigen Einspeisekapazität kann bzw. muss im Moment in stark ausgelasteten Stromnetzen aus verschiedenen Gründen durch den Netzbetreiber verwehrt werden.

Immer regelmäßiger ist die PV Anschlussleistung in einzelnen Netzsträngen sehr hoch, so dass eine zusätzliche Kapazität aus Biogas z. T. nicht ohne Netzausbau aufgenommen werden kann. Diese Situation tritt noch früher ein, wenn die Einspeisekapazität, die theoretisch gleichzeitig möglich ist, nahezu ohne Abschlüsse für Gleichzeitigkeitseffekte, addiert wird, um die freie Kapazität zu ermitteln. Der/die Anlagenbetreiber/in erhält dann die Auskunft, dass die nutzbare Netzkapazität für eine Erhöhung der Anschlussleistung bei gleichbleibender Stromproduktion zu gering ist. Daraus folgt:

- Stromnetzausbau ist notwendig (Netzbetreiber ist im Grunde dazu verpflichtet) -> dauert evtl. Jahre. Folge: Verzögerung der Leistungserhöhung zur bedarfsorientierten Stromproduktion.
- Stromnetzausbau ist wirtschaftlich den Netzbetreiber nicht zumutbar -> Zuweisung eines weiter entfernt liegenden Anschlusspunktes: Anlagenbetreiber muss dann unter Umständen über mehrere Kilometer eine eigene Leitung legen, was zusätzliche Verluste, Investitionen, Blindleistungsbedarf usw. zur Folge hat.

Möchte der/die Anlagenbetreiber/in nicht längere Zeit auf die Erweiterung der Netzkapazität warten und stellt sich der zugewiesene, wirtschaftlich zumutbare Netzverknüpfungspunkt für den Anlagenbetreiber in den Investitionen und im Betrieb als zu teuer heraus, so verharrt diese Anlage im Grundlastbetrieb und richtet die Stromproduktion nicht nach dem Strombedarf und somit nicht nach der Residuallast aus. Dies ist durch die vorrangige erneuerbare Stromeinspeisung möglich. Die Grundlaststromproduktion unabhängig vom Bedarf kann dann wiederum negative Auswirkungen auf das gesamte Stromübertragungssystem haben. Das Ergebnis kann für Anlagenbetreiber und auch für den Netzbetreiber unbefriedigend sein.

Werden die Einspeisemengen von PV in Deutschland mit den sich einstellenden Strompreise an der Strombörse EPEX Spot SE verglichen, so kann eine Wechselwirkung festgestellt werden. Die Strompreise reduzieren sich immer mehr in den Phasen hoher PV-Stromproduktion (im Vergleich zu den Jahren zuvor und zunehmend auch im Vergleich zu den restlichen Strompreisen im Tagesverlauf). Dies liegt an dem großen Angebot an PV Strom, das unabhängig von der Nachfrage (sondern nur abhängig von der Sonneneinstrahlung) ist und dessen Einfluss auf die Strompreise an der Strombörse. Die bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas richtet sich nach dem Strompreise aus, so dass die Stromerzeugung in den Zeiten hoher Strompreise erfolgt. In den Zeiten mit

hoher Sonneneinstrahlung, also in den Phasen während die installierte PV-Leistung zu einer hohen Auslastung in das Stromnetz einspeist, hat die Biogasanlage grundsätzlich wenig Anreiz Strom zu produzieren. Durch die bedarfsorientierte Stromproduktion mittels Biogas sinkt der Gleichzeitigkeitsfaktor, d.h. die Wahrscheinlichkeit dass gleichzeitig die angeschlossenen Erzeugungsleistung der PV und der der Biogasanlage im Verteilnetz zusammenfallen. Wird diese systematische Gegebenheit konsequent weiter gedacht, so könnte die Bestimmung und die Berücksichtigung des realen, an den regionalen Gegebenheiten angepassten, Gleichzeitigkeitsfaktor dazu führen, dass:

- unter den gegebenen regionalen physischen Netzbedingungen höhere Anschlussleistungen für EE-Anlagen realisiert werden (ohne zusätzlich das Netz auszubauen)
- die Auslastung der Stromnetze erhöht wird, (im selben Netz höhere Strommengen transportiert werden können)
- die (relevanten) Zusatz-Investitionen bei größerer EE-Anschlussleistung verringert werden
- die Flexibilisierung von Biogasanlagen für die bedarfsorientierte Stromproduktion schneller umgesetzt wird

Zu beachten gilt es, dass die PV-Stromproduktion nicht die einzige Stromnetzrestriktion im Verteilnetz darstellt. In diesen Artikel wird sich auf die PV-Stromproduktion als Einflussgröße für die Bewertung möglicher freier Einspeisekapazitäten fokussiert.

Der neue Ansatz: Festlegung der restriktionsfreien Zeit im Verteilnetz - Chancen und Herausforderungen

Der/die Anlagenbetreiber/in der Biogasanlage, die bedarfsorientiert Strom produzieren soll, beantragt die zusätzliche Einspeisekapazität nur für Zeiten mit geringer PV-Stromproduktion, also ausschließlich in den Phasen, während geringe PV-Strommengen im Netz zu erwarten sind. Die Herausforderung besteht darin, die restriktionsfreien Zeiten festzulegen, um Situationen mit Netzüberlastungen durch zu hohe Stromproduktion gleichzeitig aus PV und Biogas auszuschließen. Parallel dazu gilt es auch die Flexibilität der Stromproduktion und die Regelleistungsbereitstellung durch Biogasanlagen nur so stark wie nötig (und so wenig wie möglich) einzuschränken. Die volle installierte elektrische Leistung sollte sich weitgehend ohne Einschränkungen nach Bedarf ausrichten, die Residuallast optimal bedienen und Regelleistung bereitstellen.

Starre Festlegung der restriktionsfreien Zeit

Die Festlegung der restriktionsfreien Zeiten könnte bedeuten, dass die Biogasanlage z.B. zwischen 10 Uhr und 15 Uhr (Zahlenbeispiel) nur auf das ursprünglich zugewiesene Niveau (z.B. Netzanschlussleistung 500 kW bei Bestandsanlagen) Strom produzieren darf, oder sogar die Stromproduktion völlig einstellt (z.B. bei Neuanlagen). In diesen Zeiten ist dann eine sehr hohe PV Einspeisung möglich. Außerhalb dieser (Restriktions-) Zeiten - also während der restriktionsfreien Zeit - kann somit der/die Biogasanlagenbetreiber/in die Netzkapazitäten, die nicht in relevanten Umfang von PV-Strom benötigt werden, nutzen. Der Strom kann so, in Abhängigkeit nach dessen Bedarf, in weit höherer Leistung bereitgestellt werden. Der/die Anlagenbetreiber/in beantragt somit im Ergebnis nur eine Erhöhung der Anschlussleistung (auf z.B. 1600 kW) zwischen 15 Uhr und 10 Uhr des Folgetages. Diese festgelegten restriktionsfreien Zeiträume können in die Fahrplanerstellung für den Stromhandel integriert und somit berücksichtigt werden. Allerdings werden die festgelegten Zeiten große Sicherheitsaufschläge vorsehen müssen, um die gleichzeitige Stromproduktion in relevanter Höhe aus PV und Biogas im Jahresverlauf ausschließen zu können. Dies wird wiederum dazu führen, dass bestimmte Stromprodukte (und auch Regelleistungsprodukte) durch die Biogasanlage nicht angeboten werden können, obwohl die Nachfrage besteht und obwohl das Stromnetz möglicherweise in diesen Moment aus technischer Sicht dazu in der Lage wäre. Für die

Biogasanlage stellt dies, im Vergleich zu einem Standort ohne Netzrestriktionen, einen Erlösausfall dar.

Monatliche, wöchentliche oder tägliche Anpassung der restriktionsfreien Zeiten

Weitaus effizienter als feste Zeiten für eine höhere Stromeinspeisung über das gesamte Jahr wäre eine monatliche, wöchentliche oder sogar tägliche Anpassung der restriktionsfreien Zeiten - also täglich unterschiedliche Phasen, während deren die Strommengen mit hoher Leistung durch die Biogasanlagen bereitgestellt werden können. Diese Zeiten könnten durch Erfahrungswerte in Abhängigkeit des PV-Ausbaus in den bestimmten Netzstrang erfolgen und müssten regelmäßig überprüft werden. Diese Festlegungen wären in die Fahrplanerstellung und den Handel des Biogasstromes am Spotmarkt (DayAhead und Intraday) gut integrierbar. Dieser Ansatz macht allerdings ebenfalls einen relevanten Sicherheitsaufschlag notwendig, da es sich um Abschätzungen handelt.

Ständige Anpassung der restriktionsfreien Zeiten in Abhängigkeit der Netzsituation

Eine weitere Optimierung aus Netzsicht wäre, wenn die realen Netzrestriktionen in Echtzeit berücksichtigt werden könnten. Um dies zu erreichen, könnte die Spannungsamplitude oder die Spannungsschwankung als Indikator für die Belastung des Stromnetzes herangezogen werden. Wird eine bestimmte Spannung im betrachteten Netzabschnitt z.B. durch sehr hohe PV Einspeisung überschritten, so müsste die Biogasanlagen die Stromproduktion reduzieren. Diese Regelung würde die Netzstabilität unterstützen und zugleich die Netzauslastung weiter erhöhen, wenn dann die geplante Stromproduktion mittels Biogas in andere Zeiten verlagert wird. Erste Untersuchungsergebnisse zeigen, dass dieser Ansatz sehr vielversprechend ist. Darauf wird nachfolgend vertiefender eingegangen:

Die Netzspannung als Indikator für die Netzauslastung

Durch eine geeignete Regelung von Biogasanlagen in Abhängigkeit des lokalen Spannungsniveaus kann eine erhöhte Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Erzeugung sowie eine gegenüber fluktuierenden Erzeugern wie PV- und Windkraftanlagen ausgleichende Anlagenfahrweise erreicht werden. Die Grundidee besteht darin, das Spannungsniveau im Verteilnetz als Indikator für die aktuelle Netzauslastung bzw. die mögliche Einspeisekapazität für die Biogasanlagen zu verwenden [84]. Die Spannungshöhe ist dabei neben der Netzfrequenz und der Auslastung der Betriebsmittel der ausschlaggebende Parameter für den aktuellen Netzzustand. In Verteilnetzen ist die Spannungsbegrenzung vielmals die einschränkende Komponente für einen weiteren Ausbau dezentraler Erzeuger. Allerdings muss darauf geachtet werden, dass die Netzspannung in die betrachteten Sammelleitungen noch keinen ausreichenden Informationen über die Situation der vorgelagerten Netzebenen liefert. Diese gilt es immer ebenfalls mit zu untersuchen.

Das Spannungsband ergibt sich aus den Vorgaben der DIN EN 50160 [85], der BDEW Mittelspannungsrichtlinie [86] und der VDE-AR-N 4105 [87]. Die nachfolgende Abbildung soll die hier verwendete Aufteilung des Spannungsbandes im Verteilnetz verdeutlichen. Die Grenzwerte sind in „per unit“ angegeben, beziehen sich also jeweils auf die Nennspannung des Netzabschnittes.

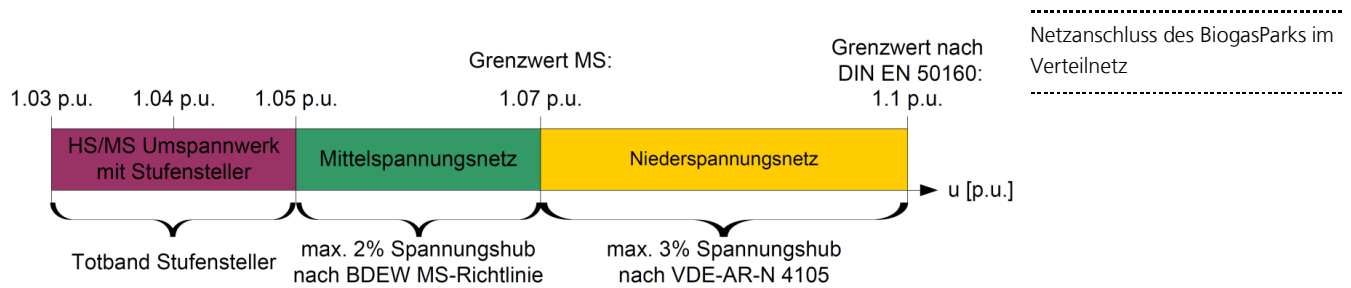


Abbildung 139: Aufteilung des Spannungsbandes in Verteilnetzen, typischerweise beginnend mit der Hochspannungs-Sammelschiene (z.B. 110 kV) im Umspannwerk bis hin zu den Endverbrauchern im Niederspannungsnetz

Der obere Grenzwert wird durch die europäische Norm DIN EN 50160 [85] für Mittel- und Niederspannungsnetze auf Nennspannung +10% an den Verbraucheranschlüssen festgelegt. Der Stufensteller im Umspannwerk zwischen Hochspannungsebene und Mittelspannungsebene wird üblicherweise auf 1.04 p. u. geregelt, um alle Netzstränge mit einer ausreichenden Spannungsreserve zu versorgen. Die Regelung hat dabei normalerweise ein Totband von ca. $\pm 1\%$. Die Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz soll nach der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [87] nicht mehr als 3 % betragen, womit die Spannung im Mittelspannungsnetz auf 1.07 p.u. begrenzt werden sollte¹, damit genügend Spannungsreserve für untergeordnete NS-Netze verbleibt. Somit ergibt sich für das Mittelspannungsnetz ein Spannungsband von 2 %, welches so auch in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [86] festgehalten ist. Da gem. Abbildung 138 Biogasanlagen fast ausschließlich an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, ist der Grenzwert von 1.07 p.u. bzw. der Spannungshub von 2 % als erste Maßgabe für das Spannungstoleranzband an den Anschlusspunkten der BHKWs heranzuziehen. Um die Spannungsgrenzwerte im Verteilnetz einzuhalten, gibt es neben der klassischen Stufenstellerregelung auch die Möglichkeit, die dezentralen Erzeugungseinheiten in die Spannungsregelung einzubeziehen.

So wird in diversen Studien aufgezeigt, dass mittels Wirk- und Blindleistungsregelung die Spannung am Netzanschlusspunkt einer Erzeugungsanlage geregelt werden kann, z.B. mittels PV-Anlagen [88, 89] oder mittels Biogas-BHKWs [84]. Das Ziel dieser Studien war es, das vorgegebene Spannungsband nach Abbildung 139 einzuhalten und trotzdem ein möglichst hohes Maß an regenerativen Erzeugungsanlagen in die bestehenden Verteilnetze integrieren zu können. Nachfolgend wird die Nutzung der Spannung als Indikator für eine bedarfsorientierte Stromproduktion durch Biogasanlagen beschrieben, welche bei einem Überangebot durch andere regenerative Energien wie PV und Windkraft die Anlagenleistung reduziert, und in Zeiten geringer anderer Erzeugung die Anlagenleistung erhöht. Die prinzipielle Regelung des BHKWs kann in beiden Fällen aber gleich bleiben. Abbildung 140 zeigt dieses Prinzip für die Wirkleistungsregelung.

¹ Dies gilt nur, wenn ein MS/NS-Trafo mit dem Übersetzungsverhältnis $\bar{u}=50$ eingesetzt wird. Oftmals werden auch Trafos mit $\bar{u}=52$ eingesetzt, womit die Spannung an der NS-Sammelschiene deutlich gesenkt wird. Trotzdem soll die Spannungsanhebung im NS-Netz maximal 3 % und im MS-Netz maximal 2 % betragen.

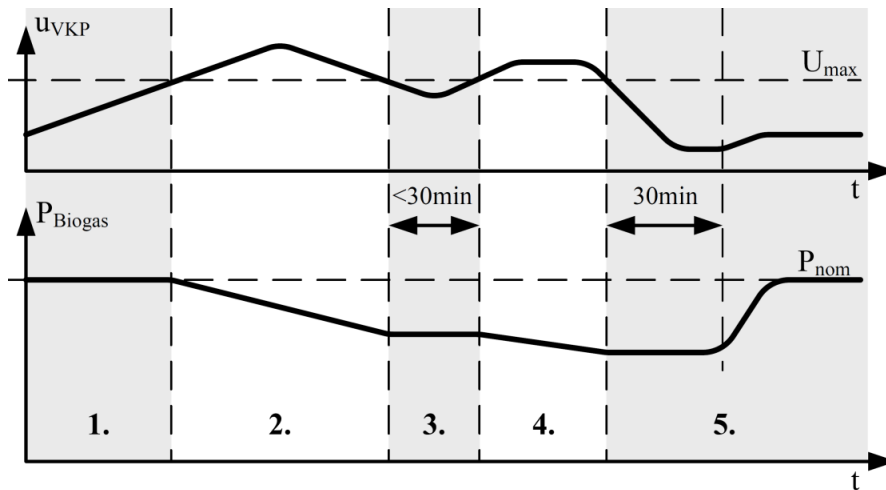


Abbildung 140: Prinzip der Regelung: Bei Überschreiten des Spannungsgrenzwertes U_{\max} wird die Wirkleistung des Biogas-BHKWs reduziert. Wird der Spannungsgrenzwert danach für mindestens 30 Minuten unterschritten, kann die Wirkleistung wieder erhöht werden

Durch die dargestellte Regelung entsteht ein Betrieb des BHKWs, der ausgleichend zur Erzeugung der fluktuierenden Einspeiser wirken kann. In der Mittagszeit wird so beispielsweise das BHKW abgeschaltet, wenn durch eine hohe PV-Einspeisung das Spannungsniveau im Verteilnetz kritisch ist. Dem Anschluss eines neuen BHKWs könnte so entgegen der klassischen statischen Berechnung stattgegeben werden. Die Zeitverzögerung von 30 Minuten ist notwendig, da die BHKWs im Vergleich zu den hochdynamischen PV- und Windkraftanlagen sehr träge sind (typisch 2-3 kW/s Regelungsgeschwindigkeit [84]). Wird die Zeitverzögerung weggelassen, ergeben sich an extremen Tagen etliche Ein- und Ausschaltvorgänge der BHKWs, was unerwünscht ist. Die BHKWs werden dabei üblicherweise im Teillastbetrieb bis beispielsweise minimal 50 % der Nennleistung betrieben, darunter werden sie komplett abgeschaltet.

Zusätzlich zur Wirkleistungsregelung kann auch eine Blindleistungsbereitstellung der in BHKWs ab 100 kW_{el} fast ausschließlich eingesetzten Synchrongeneratoren dazu verwendet werden, um die Spannung im Netz zu senken [84]. Damit kann eine höhere Anlagenleistung in das Netz integriert werden, ohne die Spannungsgrenzwerte zu verletzen [89]. Die Wahl des Spannungsgrenzwertes ist problematisch, da dieser zunächst einmal für jede Anlage individuell festzulegen wäre. Dies liegt daran, dass die Spannung im Verteilnetz nicht, wie die Frequenz ortsunabhängig ist, sondern lokal von den Netzimpedanzen und den Wirk- und Blindleistungsflüssen abhängt. Als Abhilfe für den hohen Aufwand einer individuellen Grenzwertsetzung sind verschiedene Maßnahmen vorstellbar, die in nachfolgenden Arbeiten detailliert diskutiert werden können [84].

Die Herausforderung wird generell sein, unabhängig davon ob mit starr festgelegten Zeiten, monatlichen Anpassungen oder mittels Netzspannung als Indikator, die Netzrestriktionen und die damit verbundenen täglich schwankenden restriktionsfreien Zeiten in der Fahrplanerstellung für die Stromvermarktung ausreichend zu berücksichtigen. Die Stromhändler müssen vor der Vermarktung des Stroms in Abhängigkeit der bedienten Märkte (z.B. Spotmarkt: DayAhead: 24 h vorher, Intraday-Handel: 45 min vorher) die angebotenen Strommengen festlegen. Ebenso muss für die Vermarktung von Regelleistung die Stromproduktion nach einem Fahrplan erfolgen. Aufgrund von kurzfristigen Einschränkungen im Verteilnetz könnte es dazu kommen, dass die angebotenen Strommengen nicht nach Fahrplan produziert werden. Der Stromhändler könnte somit seiner Stromlieferverpflichtung i.d.R. nur über den Bezug von Ausgleichsenergie, die der Übertragungsnetzbetreiber ihm in Rechnung stellt, nachkommen. Die fehlenden Strommengen führen grundsätzlich zu einer Absenkung der Netzfrequenz und machen eine positive Regelleistungsbereitstellung aus Übertragungsnetztsicht notwendig. Über diese, vom Übertragungsnetzbetreiber aktivierten, Maßnahmen der Re-

geleistungsbereitstellung wird die Netzfrequenz innerhalb von Toleranzgrenzen konstant gehalten. Die Kosten hierfür werden durch die Stromhändler (Bilanzkreisverantwortliche) mit Bilanzkreisabweichung in Form von Kosten für die Ausgleichsenergie übernommen.

Um diesem Sachverhalt gerecht zu werden, gilt es dem Stromhändler eine Prognose über die mögliche regionale Netzproblematik in Abhängigkeit der PV zur Verfügung zu stellen. Damit wäre der Stromhändler in der Lage die Einschränkungen in der Stromproduktion rechtzeitig in seiner Fahrplanerstellung mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit zu berücksichtigen. Dadurch könnten wiederum die Kosten für die Ausgleichsenergie und die daraus resultierende Belastung für das Stromübertragungssystem gering gehalten werden.

Fazit

Unabhängig davon, welche Ansätze zur Ermittlung der restriktionsfreien Zeiten verfolgt werden, führt die Berücksichtigung der regionalen Netzsituationen zu einer Erhöhung der Auslastung des vorhandenen Netz(abschnitts), ohne dass Investitionen in das Stromnetz notwendig sind.

- Die vorgeschlagene Option (unabhängig von Ansatz der Ermittlung der Restriktionszeiten) sollte eine weitere Auswahloption zur Realisierung des Netzan schlusses für den Betreiber oder die Betreiberin einer Biogasanlage sein.
- Mittels Wirk- und Blindleistungsregelung kann die Spannung am Anschluss punkt einer Biogasanlage beeinflusst werden. In Netzen mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeuger entsteht so ggf. kein Bedarf für einen Netzausbau, um weitere Biogasanlagenkapazität für die bedarfsorientierte Stromproduktion anzuschließen.
- Die Spannung am Netzanschlusspunkt einer Biogasanlage kann bei geeigneter Verwertung als Indikator für den Netzzustand verwendet werden. Somit kann eine bedarfsorientierte Stromeinspeisung, eine höhere Netzauslastung und eine höhere Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für erneuerbare Energien erreicht werden.
- Gleichzeitig kann weiter die Ausbauverpflichtung für den Netzbetreiber gelten, ist das Netz zu einem späteren Zeitpunkt ausgebaut, können sich die Netzrestriktionszeiten wieder verkürzt oder gänzlich aufgehoben werden.
- Der Netzbetreiber darf nicht, wenn eine dementsprechende Absprache zu Netzrestriktionen mit dem/der Anlagenbetreiber/in vorgenommen wurde, weiter zu Ausgleichszahlungen in den Zeiten der reduzierten Einspeisung verpflichtet sein. Hier gilt es möglicherweise die Rechtslage anzupassen.
- Der Stromhändler muss in die Lage versetzt werden die produzierten Strommengen abzuschätzen und notwendige Anpassungen rechtzeitig in seinen Fahrplan zu integrieren. Dies scheint mittels regionaler PV Prognose möglich.
- Volkswirtschaftlich birgt der Ansatz Chancen, in welcher Höhe sollte noch genauer untersucht werden

Im Rahmen von OptiKoBi² konnten die Ideen nicht ausformuliert werden. Die Ausführungen sollten als Basis für weite Überlegungen dienen. Dazu gehören Stromnetzprüfung, in wie weit dieser Ansatz zu einer höheren Auslastung der Stromnetze führt ebenso dazu wie sich der Ansatz betriebswirtschaftlich für den/die Anlagenbetreiber/in darstellt. Darüber hinaus ist noch offen, welches Kosteneinsparpotential dieser Ansatz aufweist. Kann es sinnvoll sein eine tägliche Prognose der PV und Wind - Strommengen für einen bestimmten Netzabschnitt zu Erstellung um der möglichen Einspeiseleistung für die Biogasanlage geringe Restriktionen bei der Vermarktung des Stroms zu erzielen. Oder ist der Aufwand zu hoch und steht in keinem Verhältnis zu den möglichen Erlösen? Oder ist eine auf die Spannung fokussierte Regelung oder feste vorgegebene Zeiten ausreichend?

23 Ermittlung der rechtlichen Hemmnisse

Simon Schäfer-Stradowsky, Anke Rostankowski, Antje Lange, Hannes Doderer

Das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) wird in diesem rechtswissenschaftlichen Gutachten zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf die aus energiewirtschaftlicher Sicht angestrebte Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan beleuchten und dabei die rechtlichen Hemmnisse detektieren, welche die Praxis davon abhalten könnte, dieser angestrebten flexiblen Fahrweise nachzukommen (dazu unter C.). Unter Einbeziehung der rechtlich relevanten Neuerungen, welche im Zusammenhang mit der gewünschten bedarfsgerechten Fahrweise stehen, werden schließlich Weiterentwicklungspotenziale aufgezeigt um diesen Hemmnisse entgegenzutreten (dazu unter D.).

23.1 Ergebnis

Wie nachstehend ausführlich begutachtet, ergeben sich potenzielle Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biomasseanlagen aus den Rechtsbereichen des Immissionsschutz- und Baurechts, dem Förderrechts nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Stromsteuerrecht.

Hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher Genehmigungen gelten für die einzelnen relevanten Bestandteile einer Biogasanlage verschiedene Schwellen-/Grenzwerte, deren Überschreiten regelmäßig eine Genehmigungsbedürftigkeit nach sich zieht.

Zunächst kann aus immissionsschutzrechtlicher Sicht festgestellt werden, dass durch Erweiterung der Stromerzeugungseinheit durch Zubau/Ausbau von BHKW die Schwelle von 1 MW Feuerungswärmeleistung erreicht werden kann, was regelmäßig zur Genehmigungsbedürftigkeit der Anlage führt.

Die Errichtung bzw. Erweiterung eines Gasspeichers ist ab einem Fassungsvermögen von 3 t immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig. Zudem können sich Pflichten nach der Störfallverordnung ergeben, wenn der Gasspeicher eine relevante Größenordnung erreicht (Grundpflichten Biogas: ab 10 t; Grundpflichten Biomethan: ab 50 t). Gleichwohl stellt die Störfallverordnung wohl keine überhöhten Anforderungen an Anlagenbetreiber, sondern trägt vielmehr dazu bei, dass Biogasanlagenbetreiber bisher ggf. vernachlässigte sicherheitstechnische Investitionen vornehmen.

In materiellrechtlicher Sicht ist – unabhängig von der Frage der Genehmigungsbedürftigkeit – sicherzustellen dass die Umwelt vor schädlichen Umwelteinwirkungen geschützt wird.

Aus den Eruiierungen aus baurechtlicher Sicht kann keine generalisierende Schlussfolgerung gezogen werden. In materiellrechtlicher Hinsicht sind vielmehr die konkrete Größe und der konkrete Standort der Anlage im Wege einer Einzelfallbetrachtung unter Einbeziehung der Umgebung maßgeblich. Hinsichtlich der Genehmigungsfrage – soweit sie nicht schon nach dem BImSchG beantwortet ist – ist eine differenzierende Genehmigungspraxis durch die verschiedenen Bauordnungen der einzelnen Bundesländer festzustellen, die zudem von der jeweiligen Verfahrensart abhängt.

Beim Anlagenbegriffs aus dem EEG ergeben sich insbesondere für Satelliten-BHKW Rechtsunsicherheiten, die sich hemmend auf den Zubau von Generatoren auswirken können. So ist für die Annahme einer einheitlichen Anlage erforderlich, dass sich die gemeinsamen Installationen in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden. Weitestgehend ungeklärt ist jedoch bis zu welche Entfernung diese unmittelbare räumlich Nähe gegeben sein soll.

Soweit es um die EEG-Vergütungsklasse geht, ergibt sich, dass durch Zubau weiterer BHKW die Leistungen der einzelnen Generatoren bzgl. der Leistungsschwelle nach § 27 EEG 2009 zusammengezählt werden. Zieht also der Zubau von BHKW einen

Sprung in einer Vergütungsklasse nach sich, kann dies ein Hemmnis für die Flexibilisierung darstellen.

Ein weiteres Hemmnis ist im Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzanschlusspunktes zu sehen, der die Anlage mit dem Stromnetz verbindet. Bei erhöhter Stromeinspeisung muss unter Umständen ein neuer Netzanschlusspunkt gefunden werden, der diese erhöhte Leistung aufnehmen kann. Im Falle einer Neuerrichtung einer EEG-Anlage hat der BGH geurteilt, dass auch solche Netzanschlusspunkte in Betracht kommen können, die von der Anlage weiter entfernt und damit für den Anlagenbetreiber teurer sind, als der in Luftlinie nächste Netzanschlusspunkt, wenn dies gesamtwirtschaftlich günstiger ist. Ob diese Rechtsprechung auch auf die Anlagenerweiterung bzw. den Zubau übertragbar ist, ist fraglich, sodass insoweit schon Hemmnisse durch Rechtsunsicherheiten bestehen. Wird eine Übertragbarkeit bejaht, ist der Anlagenbetreiber unter Umständen gehemmt, seine Stromerzeugungseinheit zu erweitern, da er insoweit u.U. höhere Netzanschlusskosten zu befürchten hat.

Weiterhin problematisch ist die seit dem EEG 2014 geltende EEG-Umlage auch auf Eigenverbrauch, denn soweit mit der flexiblen Fahrweise der Biogasanlage ein - im Vergleich zum Grundlastbetrieb - erhöhter Eigenverbrauch einhergeht, kann von einem Hemmnis gesprochen werden, soweit ein Anlagenbetreiber im Grundlastbetrieb weniger Strom für die Eigenversorgung aufwenden muss als bei flexibler Fahrweise. Wenn dieser erhöhte Eigenverbrauch zusätzlich mit der anteiligen EEG-Umlage belastet ist, erscheint eine bedarfsgerechte Fahrweise als unattraktiv und ein Verharren im Volllastbetrieb als nicht unwahrscheinlich.

Aus stromsteuerrechtlicher Sicht ist bei Kleinanlagen (unter 2 MW_{el}) die Grenze möglicher Stromsteuerbefreiungen schneller erreicht, wenn die Leistung des BHKW erhöht wird. Da dies auch für virtuelle Kraftwerke gilt, kann ein Hemmnis dergestalt detektiert werden, dass Anlagen die knapp unter den 2 MW_{el} angesiedelt sind weder einen Ausbau der Leistung tätigen, noch sich zu virtuellen Kraftwerken zusammenschließen werden, um im Genuss der Stromsteuerbefreiung zu bleiben.

Im Bereich der Auswahl des Netzanschlusspunktes bei Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz können sich potenzielle Hemmnisse daraus ergeben, dass der Netzbetreiber durch Gewährung von Eigenkapitalverzinsung einen Anreiz hat, die Vollkosten für den Netzanschluss zu erhöhen. Da der Einspeiser 25 % der Netzanschlusskosten - mit einer Deckelung auf 250.000 Euro - zu tragen hat, könnten sich auch für ihn die Netzanschlusskosten anteilig erhöhen, was eine flexible Fahrweise unattraktiv machen könnte.

23.2 Potenziellen rechtlichen Hemmnissen für die Flexibilisierung

Das Gutachten widmet sich in Kapitel I. dem Genehmigungsrecht von Biomasseanlagen unter Würdigung potenzieller Hemmnisse aus den Bereichen Immissionsschutzrecht und Baurecht.

Kapitel II. stellt die Förderungskonzeption des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dar und behandelt mögliche Hemmnisse in Bezug auf das EEG-Förderrecht.

In Kapitel III. werden strom- und energiesteuerrechtliche Thematiken dargestellt und diesbezügliche Hemmnisse aufgezeigt.

Schließlich ist Gegenstand des Kapitel IV. die Belastung von Biomasseanlagen durch Bezug von Strom zum Betrieb der Anlage.

23.2.1 Genehmigungsrecht

Das Genehmigungsrecht unterscheidet regelmäßig zwischen formellen und materiellen Voraussetzungen, wobei die formellen Voraussetzungen die Frage behandeln, ob ein Vorhaben der Genehmigungspflicht unterliegt und die materiellen Voraussetzungen zum Gegenstand haben, ob eine Genehmigung erteilt werden kann.

1. Formell-rechtliche Genehmigungsvoraussetzungen

Das Genehmigungsrecht bildet die maßgebliche Grundlage dafür, ob und wie Anlagen errichtet und betrieben werden können. Je nach Art, Größe und Auswirkungen der Anlage kommen für Biogas- und Biomethananlagen unterschiedliche Genehmigungsverfahren in Betracht.

Im Folgenden werden das immissionsschutzrechtliche und baurechtliche Genehmigungsverfahren, einschließlich des Verfahrens bei Anlagenänderung, dargestellt. Dabei wird insbesondere untersucht, welche Genehmigungen mit Blick auf eine Flexibilisierung von Biogas- und Biomethananlagen erforderlich werden.

Das Genehmigungsrecht ist grundsätzlich zweigliedrig aufgebaut; eine Biogasanlage ist entweder nach Immissionsschutzrecht oder nach Baurecht genehmigungsbedürftig. Überschreitet eine Anlage die maßgeblichen Grenzwerte des Immissionsschutzrechts, ist sie immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig. In diesem Fall ist die Immissionsschutzbehörde für das gesamte Genehmigungsverfahren zuständig und einziger Ansprechpartner für den Anlagenbetreiber; man spricht von der Konzentrationswirkung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens nach § 13 BImSchG¹. Anforderungen auch außerhalb des Immissionsschutzrechts werden im Rahmen eines einzigen Verfahrens durch dieselbe Behörde geprüft. Ist die Anlage nach Baurecht zu genehmigen, sind die Anforderungen aus den einzelnen Fachrechten von den jeweils zuständigen Behörden zu beachten.

a) Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)

Für die Errichtung und den Betrieb, sowie die wesentliche Änderung von Anlagen, kann eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung erforderlich werden. Hintergrund dieses gegenüber der Baugenehmigung umfassenderen Verfahrens sind die Auswirkungen der betroffenen Anlagen auf die Umwelt, denn nicht nur im Rahmen von Betriebsstörungen, sondern auch im funktionierenden Betrieb von Biogasanlagen können erhebliche Emissionen entstehen. Wie beispielsweise bei der Anlieferung, Zwischenlagerung oder Einbringen des Substrats in den Fermenter.

Anlagen im Sinne des Immissionsschutzrechts sind – abweichend von der Definition des EEG – ortsfeste Einrichtungen, ortsveränderliche technische Einrichtungen oder Grundstücke mit einer emittierenden Nutzung, vgl. § 3 Abs. 5 BImSchG.²

Im Folgenden wird zunächst dargestellt, wann neu errichtete Anlagen genehmigungsbedürftig sind und in welchem Verfahren die Genehmigung erteilt wird, anschließend wird auf das Verfahren und die Genehmigungsbedürftigkeit bei Anlagenerweiterungen eingegangen. Schließlich werden für die Flexibilisierung von Biogas- und Biomethananlagen relevante Fallkonstellationen eingehender hinsichtlich ihrer Genehmigungsbedürftigkeit geprüft.

(aa) Neuerrichtung von Anlagen

Einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen „die Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die auf Grund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebs in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu benachteiligen oder erheblich zu belästigen [...]“, § 4 Abs. 1 BImSchG.

¹ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 2. Juli 2013 (BGBl. I S. 1943).

² Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 16.

Die genehmigungsbedürftigen Anlagen sind in der 4. BImSchV¹ im Anhang 1 aufgelistet. Für Biogas- bzw. Biomethananlagen sind insbesondere die folgenden Tatbestände von Bedeutung (Tabelle 59):

Tabelle 59: Übersicht über mögliche Genehmigungstatbestände für Biogas-, Biomethananlagen nach Anhang 1 der 4. BImSchV (keine vollständige Aufzählung)

Anlagenbeschreibung	Vereinfachtes Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung § 19 BImSchG	Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung, § 10 BImSchG
Anlage zur <u>Biogaserzeugung</u> mit einer Produktionskapazität ab 1,2 Mio. Nm ³ Rohgas/Jahr	Nr. 1.15	
Anlage zur <u>Biogasaufbereitung</u> mit einer Verarbeitungskapazität ab 1,2 Mio. Nm ³ Rohgas/Jahr	Nr. 1.16	
Anlagen zur <u>Bioabfallvergärung</u> (außer Gülle, keine gefährlichen Abfälle) mit einer Durchsatzkapazität an Einsatzstoffen von	Nr. 8.6.2.2 10 bis weniger als 50 t/Tag	Nr. 8.6.2.1. 50 t/Tag oder mehr
<u>Gülleanlagen</u> mit einer Durchsatzkapazität von	Nr. 8.6.3.2 weniger als 100 t/Tag, soweit die Produktionskapazität von Rohgas 1,2 Mio. Nm ³ /Jahr oder mehr beträgt	Nr. 8.6.3.1 100 t/Tag oder mehr,
Anlage zur <u>Erzeugung von Strom</u> oder Wärme in einer Verbrennungseinrichtung mit einer Feuerungswärmeleistung von	Nr. 1.2.2.1 10 MW bis weniger als 50 MW	
Anlage zur <u>Erzeugung von Strom</u> oder Wärme <u>soweit Verbrennungsmotor- oder Gasturbinenanlagen</u> mit Feuerungswärmeleistung von	Nr. 1.2.2.2 1 MW bis weniger 10 MW	
Anlage zur Lagerung von brennbaren Gasen (<u>Gasspeicher</u>) mit einem Fassungsvermögen von	Nr. 9.1.1.2 3 bis 30 t	Nr. 9.1.1.1 30 t oder mehr,
Anlage zur (<u>zeitweiligen</u>) Lagerung von <u>Gülle bzw. Gärresten</u> mit einem Fassungsvermögen/ Lagerkapazität von	Nr. 8.13/ Nr. 9.36 6.500 m ³ oder mehr	
<u>Gasfackeln</u> , ausgenommen Notfackeln, die für den nicht bestimmungsgemäßen Betrieb erforderlich sind	Nr. 8.1.3	

Die Genehmigungsbedürftigkeit einer Biogasanlage insgesamt, oder einzelner Teile davon, kann sich sowohl als Haupteinrichtung (Kernanlage) oder als Nebeneinrichtung

¹ Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 973, 3756).

hierzu ergeben. Voraussetzung ist stets, dass die Haupteinrichtung, als auch die Nebeneinrichtungen von einem Betreiber betrieben werden.¹

(1) Genehmigungsbefähigung als Haupteinrichtung

Nach § 1 Abs. 2 Nr. 1 der 4. BImSchV erstreckt sich das Genehmigungserfordernis zunächst auf alle vorgesehenen Anlagenteile und Verfahrensschritte, die zum Betrieb notwendig sind (**Haupteinrichtung**, Kernbestand der Anlage). Die Kernanlage umfasst alle für den betreffenden Prozess unmittelbar eingesetzten Anlagenteile und Verfahrensschritte, wie Reaktionsbehälter, Brenner, Motoren, Rohrleitungen, Pumpen etc. Weiterhin sind die auf diesen Prozess bezogenen Hilfseinrichtungen wie Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen sowie Sicherheitsvorkehrungen, wie Sicherheitsventile und Abschaltvorkehrungen, umfasst.²

Maßgeblich für die konkrete Bestimmung des Umfangs der Haupteinrichtung ist die jeweilige Kennzeichnung der Anlage im Anhang 1 der 4. BImSchV.³ Dabei kommt es darauf an, ob eine Anlage ihrer Zweckbestimmung und technischen Natur nach unter eine der genannten Anlagenarten fällt.⁴ Bei der Auslegung der Tatbestände ist im Zweifel ein weiterer Anlagenumfang zu Grunde zu legen.⁵

Ist eine Leistungsgrenze oder Anlagengröße maßgeblich, ist auf den rechtlich und tatsächlich möglichen Betriebsumfang der Anlage abzustellen, § 1 Abs. 1 Satz 4 der 4. BImSchV. Fallen der rechtlich und tatsächlich mögliche Betriebsumfang unterschiedlich aus, ist die kleinere Leistung oder geringere Größe maßgeblich.⁶

Denkbar ist darüber hinaus das Vorliegen einer gemeinsamen Anlage i.S.v. § 1 Abs. 3 der 4. BImSchV. Dies ist dann der Fall, wenn mehrere Anlagen derselben Art⁷ in einem engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang stehen und zusammen die maßgebenden Leistungsgrenzen oder Anlagengrößen überschreiten. Ein solcher Zusammenhang liegt vor, wenn die Anlagen auf demselben Betriebsgelände liegen, mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sind⁸ und einem vergleichbaren technischen Zweck dienen. Aus dem Grundsatz der Betreiberidentität ergibt sich auch insoweit, dass die Einzelanlagen unter einer gemeinsamen Leitung stehen müssen.⁹ Als gemeinsame Anlagen sind darüber hinaus aber auch gleichartige Anlagen anzusehen, die für sich genommen bereits die fragliche Leistungs- oder Anlagengröße überschreiten, soweit sie in einem engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang stehen und einen gemeinsamen Betreiber haben.¹⁰

(2) Genehmigungsbefähigung als Nebeneinrichtung

Die Genehmigungsbefähigung einer Anlage kann sich aber auch daraus ergeben, dass sie als Nebeneinrichtung einer ihrerseits genehmigungsbedürftigen Hauptanlage anzusehen ist.

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 25, 75, 30.

² BVerwG, NVwZ 2011, 429, Rz. 20; Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 64.

³ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 63.

⁴ Dietlein, in Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 70. Erg. 2013, § 4 BImSchG Rn. 17.

⁵ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 62.

⁶ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 24.

⁷ Es kommt hier insbesondere auf die gleiche Emissionsart an, also etwa vergleichbare Geruchsemissionen, BVerwG, NVwZ 2011, 429 Rz. 17.

⁸ Etwa Förderbänder, Rohrleitungen oder sonstige Versorgungsleitungen, s. Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 29.

⁹ Hansmann, in: Landmann / Rohmer § 1 BImSchG, Rn. 26; OVG Lüneburg, Beschl. v. 2.4.2009, Az.: 12 ME 53/09, Rn. 13 (zitiert nach juris), Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 30.

¹⁰ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 66.

Nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV erstreckt sich das Genehmigungserfordernis auch auf alle vorgesehenen Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen und die von Bedeutung sein können für das Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen, die Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen oder das Entstehen sonstiger Gefahren, erheblicher Nachteile oder erheblicher Belästigungen.

Nebeneinrichtungen kommt im Anlagenkonzept eine untergeordnete, dienende Rolle im Hinblick auf die Haupteinrichtung zu.¹ Diese dienende Rolle ist dann gegeben, wenn der betreffende Anlagenteil oder Verfahrensschritt zwar für die Erfüllung des Anlagenzwecks nicht unmittelbar erforderlich ist, wie das für die Haupteinrichtung charakteristisch ist, er aber gleichwohl auf die Haupteinrichtung ausgerichtet ist.² Auf die Notwendigkeit der Nebeneinrichtung für das Funktionieren der Hauptanlage kommt es nicht an; maßgeblich ist die tatsächliche Einbeziehung in den auf die Hauptanlage bezogenen und von dieser bestimmten Funktionszusammenhang.³ Hat die Haupteinrichtung prägenden Charakter für die ganze Betriebsstätte oder einen Betriebsteil, sind sämtliche Einrichtungen und Verfahrensschritte dieser Betriebsstätte oder des Betriebsteils außerhalb der Haupteinrichtung als Nebeneinrichtung zu qualifizieren.⁴ Die Einordnung als Nebeneinrichtung folgt in diesem Fall aus dem prägenden Charakter der Haupteinrichtung sowie aus dem Umstand, dass der Umfang der Anlage im Zweifel weit abzustecken ist.⁵ Kommt einer Einrichtung hingegen eine selbständige Funktion zu, wie sie auch von einem Fremdunternehmer ausgeübt werden könnte, so hat sie keine untergeordnete Aufgabe im Rahmen des Betriebs einer anderen Anlage, sondern wird als selbständige Anlage betrachtet.⁶ Eine Einrichtung kann weiterhin auch mehreren Anlagen dienen, so dass sie dann Nebeneinrichtung aller dieser Anlagen ist.⁷

Der erforderliche räumliche und betriebliche Zusammenhang wird in Abweichung der Definition der gemeinsamen Anlage (vgl. § 1 Abs. 3 S. 2 der 4. BImSchV) weiter zu fassen sein.⁸ Der räumliche Zusammenhang wird bereits dann gegeben sein, wenn sich die Einrichtung in der weiteren Nachbarschaft befindet, ggf. auch getrennt durch andere Anlagen.⁹ Der betriebstechnische Zusammenhang wird durch gemeinsame technische Einrichtungen hergestellt, auch wenn diese beweglich sind.¹⁰

Weiterhin muss die Nebeneinrichtung von Bedeutung für den Immissions- und Gefahrenschutz (§ 4 Abs. 2 Nr. 2 lit. a-c der 4. BImSchV) sein. Diese Voraussetzung ist erfüllt, wenn sich die Einrichtung auf das Emissions- oder Immissionsverhalten oder auf die technische Sicherheit der Haupteinrichtung auswirken kann oder selbst Emissionen oder andere Gefahren auslöst.¹¹

Ist die Nebeneinrichtung bereits bei isolierter Betrachtung eine genehmigungsbedürftige Anlage, so bedarf es gemäß § 1 Abs. 4 der 4. BImSchV nur einer Genehmigung für Haupt- und Nebeneinrichtung, wobei es auf die soeben dargestellten weiteren Voraus-

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 68; BVerwG, Urt. v. 6.7.1984, Az.: 7 C 71/82, Rn. 10 (zitiert nach juris); BayVGh, Urt. v. 23.11.2006, Az.: 22 BV 06.2223, Rn. 26 (zitiert nach juris).

² BVerwG NVwZ 2011, 429 Rz. 21; Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 68.

³ BVerwG, NVwZ 2011, 429, 431, Rz. 21.

⁴ BayVGh, Urt. v. 23.11.2006, Az.: 22 BV 06.2223, Rn. 26 (zitiert nach juris).

⁵ BayVGh, Urt. v. 23.11.2006, Az.: 22 BV 06.2223, Rn. 26 (zitiert nach juris).

⁶ BVerwG, Urt. v. 6.7.1984, Az.: 7 C 71/82, Rn. 12 (zitiert nach juris); BayVGh, Urt. v. 23.11.2006, Az.: 22 BV 06.2223, Rn. 26 (zitiert nach juris)

⁷ BVerwG, Urt. v. 6.7.1984, Az.: 7 C 71/82, Rn. 12 (zitiert nach juris); Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 70.

⁸ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 73.

⁹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 73.

¹⁰ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 73.

¹¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 74.

setzungen nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV (räumlicher und betrieblicher Zusammenhang, Bedeutung für den Immissions- und Gefahrenschutz) nicht ankommt.¹ Sofern eine Anlage bzw. ein Anlagenteil nicht als Nebeneinrichtung zu qualifizieren, und somit nicht immissionsschutzrechtlich zu genehmigen ist, ist zu prüfen, ob sich die Genehmigungsbedürftigkeit aus anderen Gründen, insbesondere aus dem Baurecht, ergibt.

(3) Verfahren

Das Immissionsschutzrecht sieht zwei Arten von Genehmigungsverfahren vor: Das förmliche Verfahren nach § 10 BImSchG und das vereinfachte Verfahren nach § 19 i.V.m. § 10 BImSchG. Maßgeblich für die Zuordnung der zu genehmigenden Anlage zu einer Verfahrensart ist § 2 i.V.m. Anhang 1 der 4. BImSchV.

Bei Biogasanlagen ist in der Regel das vereinfachte Genehmigungsverfahren einschlägig.² Das vereinfachte Verfahren ist für Anlagen durchzuführen, die im Anhang 1 der 4. BImSchV in Spalte c mit dem Buchstaben V gekennzeichnet sind und soweit keine Umweltverträglichkeitsprüfung³ erforderlich ist, vgl. § 2 Abs. 1 Nr. 2 und Nr. 1 lit. c der 4. BImSchV.

Das aufwändigere, förmliche Verfahren kommt zur Anwendung für Anlagen, die in Spalte c des Anhang 1 der 4. BImSchV mit dem Buchstaben V gekennzeichnet sind und für deren Genehmigung eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, weiterhin für Anlagen, die in Spalte c des Anhangs 1 mit dem Buchstaben G gekennzeichnet sind sowie bei Anlagen, die sich aus in Spalte c des Anhangs 1 mit dem Buchstaben G und dem Buchstaben V gekennzeichneten Anlagen zusammensetzen, vgl. § 2 Abs. 1 Nr. 1 lit. a-c der 4. BImSchV. Hauptunterschied der beiden Verfahrensarten ist, dass nur für das förmliche Verfahren eine Öffentlichkeitsbeteiligung mit öffentlicher Bekanntgabe, Auslegung der Antragsunterlagen und ggf. eines Erörterungstermins⁴ vorgesehen ist. Dementsprechend ist die Verfahrensdauer beim förmlichen Verfahren auf sieben Monate und beim vereinfachten Verfahren auf drei Monate angelegt. Die Verfahrensdauer kann sich jeweils um weitere drei Monate verlängern, wenn dies wegen der Schwierigkeit der Prüfung oder aus Gründen, die dem Antragsteller zuzurechnen sind, erforderlich ist, vgl. § 10 Abs. 6a S. 2 BImSchG.⁵

(4) Verfahrenswirkungen

Unabhängig von der Verfahrensart entfaltet die immissionsschutzrechtliche Genehmigung Konzentrationswirkung, d.h. die Genehmigung schließt andere die Anlage betreffende behördliche Entscheidungen wie z.B. eine Baugenehmigung mit ein, vgl. § 13 BImSchG. Eine wichtige Ausnahme hiervon sind wasserrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen, z. B. zum Einleiten von Abwasser oder Versickern von Oberflächenwasser gemäß § 8 i.V.m. § 10 Wasserhaushaltsgesetz⁶. Nur eine im förmlichen Verfahren er-

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 4 Rn. 67.

² Einschlägig sind insbesondere die Ziffern 1.15 und 1.16 des Anhang 1 der 4. BImSchV: Anlagen zur Erzeugung bzw. Aufbereitung von Biogas mit einer Produktionskapazität von 1,2 Million Normkubikmetern je Jahr Rohgas oder mehr; sowie Ziffer 8.6 für Anlagen, die mit Abfällen beschickt werden in Abhängigkeit von der Durchsatzkapazität der Einsatzstoffe.

³ Maßgeblich hierfür sind die §§ 3a bis 3f Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG).

⁴ § 10 Abs. 6 BImSchG ist als „kann“-Vorschrift formuliert, sodass ein Erörterungstermin nicht zwingend von der Behörde durchzuführen ist.

⁵ Eine Fristverlängerung ist in seltenen Ausnahmefällen auch mehrfach möglich, vgl. Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 10 Rn. 117.

⁶ Wasserhaushaltsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 15. November 2014 (BGBl. I S. 1724).

teilte Genehmigung bewirkt darüber hinaus, dass Einwendungen Dritter gemäß § 10 Abs. 3 S. 5 BImSchG (Präklusionswirkung) und privatrechtliche Abwehransprüche gemäß § 14 BImSchG (privatrechtsgestaltende Wirkung) ausgeschlossen sind. Um auch den Vorhabenträgern, deren Vorhaben nicht unter die Genehmigungspflicht des § 10 BImSchG fällt, diese Wirkungen der förmlichen Genehmigung zugutekommen zu lassen, eröffnet § 19 Abs. 3 BImSchG die Möglichkeit, auf Antrag ein förmliches Verfahren durchzuführen.

(bb) Anlagenänderung und -erweiterung

Im Folgenden werden die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbedürftigkeit und das Verfahren für Änderungen/Erweiterungen von Biogasanlagen erläutert.

(1) Genehmigungsbedürftigkeit

In welchen Fällen Anlagenänderungen einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz bedürfen, regelt § 16 Abs. 1 BImSchG. Genehmigungspflichtig ist eine Änderung, wenn sie wesentlich ist. Dies ist dann der Fall, wenn nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden können und diese für die Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen erheblich sein können, § 16 Abs. 1 S.1 HS. 1 BImSchG. Eine Genehmigung ist stets erforderlich, wenn die Änderung für sich genommen die Leistungsgrenzen oder Anlagengrößen nach der 4. BImSchV erreicht, § 16 Abs. 1 S. 1 HS. 2 BImSchG. Zudem gibt es eine Bagatellgrenze, wonach keine Genehmigung erforderlich ist, wenn die nachteiligen Auswirkungen offensichtlich gering sind und die Erfüllung der Betreiberpflichten sichergestellt ist, § 16 Abs. 1 S. 2 BImSchG.

Die Änderung einer Anlage ist von der Neuerrichtung abzugrenzen, für welche § 4 BImSchG anwendbar ist (siehe oben). Von der Neuerrichtung einer Anlage ist auszugehen, wenn durch die Änderung der Charakter der (Gesamt)Anlage verändert wird.¹ Anlagenerweiterungen dürften regelmäßig als Änderungen einzustufen sein.² Eine Neuerrichtung kann jedoch in einem solchen Fall vorliegen, wenn es zu mehr als einer Verdopplung der Kapazität kommt und der neue Teil gegenüber dem bestehenden Teil völlig dominant ist.³ Eine bloße Änderung liegt hingegen vor, wenn die Erweiterung als Nebeneinrichtung der bisherigen Anlage eingestuft werden kann oder die Änderung nur eine Nebeneinrichtung betrifft.⁴

Bislang nicht genehmigungsbedürftige Anlagen werden genehmigungsbedürftig, wenn durch die Anlagenerweiterung die Grenzwerte der 4. BImSchV erreicht oder überschritten werden, vgl. § 1 Abs. 5 der 4. BImSchV. Für diese Anlagen gilt jedoch nicht das Änderungsverfahren gemäß § 16 BImSchG, sondern die oben beschriebenen Verfahrensarten für Anlagen, die erstmalig genehmigt werden. Maßgeblich für die Bestimmung der Verfahrensart ist somit die 4. BImSchV, wobei für die Einordnung des Vorhabens auf die Gesamtanlage abzustellen ist, § 2 Abs. 4 der 4. BImSchV.

Prüfungsgegenstand der Änderungsgenehmigung sind zunächst diejenigen Anlagenteile, die geändert werden sollen. Darüber hinaus aber auch diejenigen Teile der Anlage, auf die sich die Änderung auswirkt. Demnach entfällt die Bindungswirkung der Ausgangsgenehmigung, soweit die Auswirkungen der Änderung reichen. Es ist somit im jeweiligen Einzelfall zu bestimmen, welche Anlagenteile und Verfahrensschritte immissionsschutzrechtlich zu prüfen sind.

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 16 Rn. 6a.

² Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 16 Rn. 6a.

³ Mit weiteren Nachweisen Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 16 Rn. 6a.

⁴ Mit weiteren Nachweisen Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 16 Rn. 6a.

(2) Verfahren

Wird eine bereits genehmigte Anlage erweitert, hat der Vorhabenträger dies regelmäßig der zuständigen Behörde gegenüber mindestens einen Monat bevor mit der Änderung begonnen werden soll, schriftlich anzuzeigen und die für die Prüfung erforderlichen Unterlagen einzureichen, vgl. § 15 Abs. 1 Satz 1 BImSchG. Anschließend prüft die Behörde innerhalb eines Monats nachdem ihr alle erforderlichen Unterlagen vorgelegt wurden, ob die Änderung einer Genehmigung bedarf.

Die geplante Änderung darf vorgenommen werden, sobald die Behörde dem Vorhabenträger mitgeteilt hat, dass die Änderung keiner Genehmigung bedarf, oder sie sich nicht innerhalb der Monatsfrist gemeldet hat, § 15 Abs. 2 S. 2 BImSchG. Ansonsten ist zunächst die Genehmigung abzuwarten.

Die Verfahrensart der Änderungsgenehmigung ist grundsätzlich die gleiche wie bei der ersten Genehmigung.¹ Wird allerdings durch die Erweiterung eine Leistungsgrenze oder Anlagengröße erreicht, für die das förmliche Verfahren vorgesehen ist, so ist dieses durchzuführen.² Insoweit kommt es für die Zuordnung zu einer Verfahrensart auf die Gesamtanlage an. Ein förmliches Verfahren ist auch durchzuführen, wenn der Vorhabenträger dies wünscht, beispielsweise um in den Genuss der privatrechtsgestaltenden Wirkung der Genehmigung zu kommen, § 16 Abs. 2 S. 4 BImSchG. Andererseits kann die Behörde auf Antrag des Vorhabenträgers von der Öffentlichkeitsbeteiligung absehen, wenn keine erheblichen nachteiligen Auswirkungen hervorgerufen werden, § 16 Abs. 2 S. 1 BImSchG. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn der Anlagenbetreiber Maßnahmen vorsieht, die den nachteiligen Auswirkungen entgegenwirken. Die Verfahrensdauer ohne Öffentlichkeitsbeteiligung beträgt regelmäßig drei Monate und ansonsten sechs Monate, vgl. § 16 Abs. 3 BImSchG.

§ 16 Abs. 4 BImSchG gibt dem Vorhabenträger die Möglichkeit, auch für eine nicht wesentliche Änderung eine Genehmigung zu verlangen. Diese wird regelmäßig im vereinfachten Verfahren erteilt, es sei denn, der Vorhabenträger wünscht die Durchführung des förmlichen Verfahrens. Gegenüber dem bloßen Anzeigeverfahren bringt eine bestandskräftige Genehmigung ein höheres Maß an Rechtssicherheit. Zudem hat sie den Vorteil, dass aufgrund der Konzentrationswirkung die meist doch erforderliche Baugenehmigung mitumfasst ist.

(cc) Auswirkungen auf die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Bei der Flexibilisierung von Biogas- und Biomethananlagen kann sich eine immissionschutzrechtliche Genehmigungsbedürftigkeit aufgrund verschiedener Tatbestände ergeben. Dabei sollen vorliegend die genehmigungsrechtlichen Folgen bereits bestehender Anlagenkonzepte dargestellt werden, die nachträglich zur bedarfsgerechten Stromerzeugung geändert bzw. erweitert werden.

(1) Biogaserzeugung

Bei der Flexibilisierung der Biogasanlagen wird in der Regel die Kapazität des BHKW erhöht und die Stromerzeugung in Zeiten hoher Strompreise verstärkt sowie in Zeiten niedriger Strompreise verringert. Dabei wird die erzeugte Biogasmenge meist konstant bleiben, so dass insoweit keine genehmigungsrechtlichen Konsequenzen zu erwarten sind. Für den Fall, dass sich die jährlich erzeugte Biorohgasmenge oder die tägliche Durchsatzkapazität der Einsatzstoffe gleichwohl erhöht, sind die Grenzwerte der 4.

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 16 Rn. 44.

² Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 16 Rn. 44 mit Verweis auf § 2 Abs. 4 der 4. BImSchV.

BlmSchV zu beachten. Danach sind je nach Einsatzstoff folgende Grenzwerte maßgeblich:

Biogasanlagen, die ausschließlich Gülle oder anteilig Gülle neben sonstiger Biomasse¹, die keinen Abfall darstellt, verwenden, sind ab einer Produktionskapazität von 1,2 Millionen Normkubikmeter Rohgas pro Jahr und einer Durchsatzkapazität von weniger als 100 Tonnen je Tag im vereinfachten Verfahren genehmigungsbedürftig; ab einer Durchsatzkapazität von 100 Tonnen je Tag ist das förmliche Verfahren durchzuführen, vgl. Anhang 1 Nr. 8.6.3.1 und 8.6.3.2 der 4. BlmSchV.²

Biogasanlagen, die nicht gefährliche Abfälle allein oder im Gemisch mit Gülle oder mit sonstiger Biomasse (die kein Abfall ist) mit einer Durchsatzkapazität von 10 bis 50 Tonnen je Tag biologisch behandeln, sind im vereinfachten Verfahren genehmigungsbedürftig; ab einer Durchsatzkapazität von 50 Tonnen je Tag greift das förmliche Verfahren, vgl. Anhang 1 Nr. 8.6.2.1 und 8.6.2.2 der 4. BlmSchV.³

Schließlich sind Biogasanlagen, die ausschließlich Biomasse, aber keine Gülle oder Abfälle als Substrat verwenden ab einer Produktionskapazität von 1,2 Millionen Normkubikmeter Rohgas je Jahr im vereinfachten Verfahren genehmigungsbedürftig, vgl. Anhang 1 Nr. 1.15 der 4. BlmSchV.⁴

Für die Ermittlung der Durchsatzkapazität ist bei Einsatz von Stoffgemischen stets auf das Gemisch abzustellen.⁵

Werden durch die Erhöhung der Durchsatz- oder Produktionskapazität die Grenzwerte überschritten, liegt, wie bereits dargestellt eine wesentliche Änderung vor, wobei sich die Genehmigungspflicht auch auf die Anlagenteile erstreckt, auf die sich die Kapazitätserhöhung auswirkt. Aber auch wenn die Grenzwerte nicht überschritten werden, kann die Erhöhung eine wesentliche Änderung bedeuten - mit der Folge, dass ein Genehmigungserfordernis besteht. Dazu ist der jeweilige Einzelfall zu prüfen.

¹ Gemäß § 2 der Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 10 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) ist Biomasse wie folgt definiert:

(1) Biomasse im Sinne dieser Verordnung sind Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus

Phyto- und Zoomasse stammt. (2) Biomasse im Sinne des Absatzes 1 sind insbesondere:

1. Pflanzen und Pflanzenbestandteile,
2. aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger, deren sämtliche Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 erzeugt wurden,
3. Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft,
4. Bioabfälle im Sinne von § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung,
5. aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte,
6. aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 erzeugte Alkohole, deren Bestandteile, Zwischen-, Folge- und Nebenprodukte aus Biomasse erzeugt wurden.

² vgl. dazu Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg, Biogasanlagenerlass, 20.12.2013, S. 6 f. Nicht der Nr. 8.6.3 des Anhangs 1 der 4. BlmSchV unterfallen jedoch Anlagen, die nur zum Anfahrprozess Gülle benötigen und danach nur noch Biomasse einsetzen, da diese Anlagen nicht darauf ausgerichtet sind, dauerhaft Gülle einzusetzen; vgl. auch BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014; S. 5 f.

³ vgl. dazu Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg, Biogasanlagenerlass, 20.12.2013, S. 6; BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014; S. 5 f.

⁴ Für die Anwendbarkeit der Nr. 1.15 ist es unschädlich, wenn Gülle lediglich zum Anfahren der Anlage eingesetzt wird, vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg, Biogasanlagenerlass, 20.12.2013, S. 5.

⁵ Vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg, Biogasanlagenerlass, 20.12.2013, S. 6 f.

Bei bisher nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen führt das Überschreiten der Grenzwerte zur Genehmigungspflicht der gesamten Anlage und ihrer Nebeneinrichtungen. Maßgeblich für den Genehmigungsumfang im konkreten Fall sind die Tatbestände des Anhang 1 der 4. BImSchV. In der Praxis uneinheitlich wird dabei die Frage beantwortet, was als Nebeneinrichtung zur Anlage zählt. Eine Nebeneinrichtung liegt vor, wenn sie bezogen auf die Haupteinrichtung eine untergeordnete dienende Funktion hat (vgl. dazu bereits oben). Dies ist an Hand des jeweiligen Einzelfalls zu entscheiden. Die bayerische Genehmigungspraxis geht davon aus, dass, soweit nur die Biogaserzeugungsanlage (Fermenter gemäß Nr. 1.15 oder 8.6. Anhang 1 der 4. BImSchV) genehmigungsbedürftig ist, das Gärrestlager als Nebeneinrichtung anzusehen ist, während das BHKW mangels dienender Funktion keiner immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedarf.¹ Demgegenüber werden in Brandenburg im Sinne eines umfassenden Anlagenbegriffs auch BHKW und Gasspeicher zur Biogasanlage gezählt.²

(2) Gasspeicher

Auch wenn sich bei der Flexibilisierung der Biogasanlagen die insgesamt erzeugte Biogasmenge in der Regel nicht erhöhen wird, kann die Errichtung eines (zusätzlichen) Gasspeichers erforderlich werden, um in Zeiten starker Nachfrage nach Strom aus Biogas Reserven bereitstellen zu können. Bei einem Gasspeicher handelt es sich um eine Anlage zur Lagerung von brennbaren Gasen im Sinne der Nr. 9.1.1.2 des Anhang 1 zur 4. BImSchV, die ab einem Fassungsvermögen von 3 Tonnen³ genehmigungsbedürftig ist. Hierbei ist das rechtlich und tatsächlich mögliche Fassungsvermögen des Gasspeichers maßgeblich und nicht die gelagerte Gasmenge (vgl. § 1 Abs. 1 Satz 4 der 4. BImSchV).⁴ Für Biogasanlagen, die bisher nicht genehmigungsbedürftig sind (unterhalb der Schwellenwerte von Nr. 1.15 oder 8.6 Anhang 1 zur 4. BImSchV) bedeutet dies, dass sie als Nebeneinrichtung eines genehmigungsbedürftigen Gaslagers nach Nr. 9.1.1 insgesamt genehmigungsbedürftig werden.⁵

Ein Gaslager im Sinne der Nr. 9.1.1 des Anhang 1 zur 4. BImSchV liegt nicht vor, wenn Bestandteile der Biogasanlage wie Fermenter, Nachgärer oder an das Gaserfassungssystem angeschlossene Gärrestbehälter als Puffer bzw. Zwischenspeicher genutzt werden.⁶ Insoweit sind die Genehmigungstatbestände der Nr. 1.15 oder Nr. 8.6 des Anhang 1 zur 4. BImSchV einschlägig. Soweit sich mit der Gasspeicherung nicht die tägliche Durchsatzkapazität bzw. die jährliche Produktionskapazität der Anlagen ändert und die Anlagen bisher keiner Genehmigung nach dem BImSchG bedurften, führt die Einrichtung von zusätzlicher Gasspeicherkapazität unter Nutzung von Anlagenbestandteilen nicht dazu, dass eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung erforderlich wird. Jedoch ist die tatsächlich in einer Biogasanlage vorhandene Biogasmenge für die Prüfung der Schwellenwerte nach der Störfall-Verordnung relevant (siehe dazu unten, S. 21).

¹ BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014, S. 11.

² Vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Land Brandenburg, Biogasanlagenerlass vom 20.12.2013 und E-Mail dazu von Grütte, vom 12.5.2014.

³ Bis zu einem Fassungsvermögen von 30 Tonnen im vereinfachten Verfahren, darüber hinaus im förmlichen Genehmigungsverfahren.

⁴ Vgl. BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014, S. 10.

⁵ So die Praxis in Brandenburg vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Land Brandenburg, Biogasanlagenerlass vom 20.12.2013, S. 11; In Bayern würde die Biogasanlage wohl ebenfalls als Nebeneinrichtung zum Gaslager angesehen werden, nicht jedoch das BHKW: vgl. BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014, S. 10, 11.

⁶ Vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Land Brandenburg, Biogasanlagenerlass vom 20.12.2013, S. 11; BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014, S. 10: dabei muss der Druck kleiner 0,1 bar betragen.

(3) BHKW

Bei der Erweiterung bzw. Ersetzung des BHKW zur bedarfsgerechten Stromerzeugung erhöht sich dessen Feuerungswärmeleistung, so dass der Grenzwert von 1 MW Feuerungswärmeleistung (Nr. 1.2.2.2 der 4. BImSchV) für die Genehmigungspflicht maßgeblich ist. Wird dieser Grenzwert durch die Anlagenerweiterung überschritten, werden auch die anderen Anlagenteile und Nebeneinrichtungen von der Genehmigungspflicht erfasst, soweit sich die Änderung auf diese auswirkt. Wird der Grenzwert erstmals überschritten, so ist gemäß § 1 Abs. 5 der 4. BImSchV die gesamte Anlage genehmigungsbedürftig. Das Genehmigungserfordernis umfasst dabei die gesamte Biogasanlage (insbes. den Fermenter und das Gärrestlager) als Nebeneinrichtung zum BHKW (§ 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV).¹

(4) Wärmespeicher

Sofern die Biogasanlage über ein Wärmenutzungskonzept verfügt, kann die Flexibilisierung der Anlage auch die Errichtung eines Wärmespeichers erfordern. Wärmespeicher werden grundsätzlich nicht von den Tatbeständen des Anhang 1 der 4. BImSchV erfasst und sind damit immissionsschutzrechtlich nicht genehmigungsbedürftig. Da Wärmespeicher in der Regel keine Luftschadstoffe oder Gerüche emittieren und die Lärmbelastung durch die Biogasanlage nicht erhöhen, sind keine Belange des Immissionsschutzrechts betroffen. Im Einzelfall wird jedoch bei Errichtung eines Wärmespeichers eine Anzeige nach § 15 BImSchG erforderlich sein, um zu prüfen, ob durch das Vorhaben nachteilige Auswirkungen hervorgerufen (§ 16 Abs. 1 BImSchG) werden können, die eine Genehmigungspflicht nach sich ziehen.

(dd) Auswirkungen auf die Flexibilisierung von Biomethananlagen

Bei der Umstellung von Biomethananlagen hin zu einer bedarfsgerechten Stromerzeugung ist lediglich die Erweiterung der Anlagenleistung des BHKW und damit der Grenzwert von 1 MW Feuerungswärmeleistung (Nr. 1.2.2.2 des Anhangs 1 der 4. BImSchV) von Bedeutung. Ein Überschreiten des Grenzwerts löst die Genehmigungsbedürftigkeit der Biomethananlage aus.

Sofern zu dem BHKW ein Wärmespeicher errichtet wird, gilt – wie bereits oben im Rahmen der Flexibilisierung von Biogasanlagen ausgeführt –, dass Wärmespeicher grundsätzlich nicht immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig sind, ihre Errichtung aber der zuständigen Behörde nach § 15 BImSchG angezeigt werden muss.

Auf der Seite der Aufbereitungsanlage wird sich die Flexibilisierung der Stromerzeugung grundsätzlich nicht auswirken. Sollte sich dennoch die Kapazität der Aufbereitungsanlage erhöhen, ist der Grenzwert von 1,2 Million Normkubikmetern je Jahr Rohgas (Nr. 1.16 des Anhangs 1 der 4. BImSchV) zu beachten, der die Genehmigungspflicht auslöst. Hauptzweck einer Anlage nach Nr. 1.16 Anhang 1 zur 4. BImSchV ist die Bereitstellung von aufbereitetem Biogas zum anschließenden Konditionieren und Einspeisen in das Gasnetz. Die Konditionierung (einschließlich der Verdichtung) von Biomethan fällt hingegen nicht unter diesen Tatbestand. Gleichwohl kann die Konditionierungsanlage als Nebeneinrichtung von der Aufbereitungsanlage umfasst sein, wenn Betreiberidentität und ein entsprechender räumlicher Zusammenhang der Ver-

¹ vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg, Biogasanlagen-erlass, v. 20.12.2013, S. 8; BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014, S. 11.

fahrensschritte zur Aufbereitungsanlage gegeben sind.¹ Einspeisender und Gasnetzbetreiber haben insoweit die Möglichkeit, vertraglich den jeweiligen Arbeitsumfang zu regeln und so den konkreten Anlagenumfang festzulegen.² Die gesetzlichen Kostenregelungen nach der GasNZV sind dabei einzuhalten.

Die Biogaseinspeiseanlage (also der Netzanschluss, einschließlich des gasführenden Rohrleitungssystems mit Verdichtern) ist eine Anlage im Sinne von § 49 EnWG³ und hat die dortigen Anforderungen einzuhalten.⁴ Soweit für die Konditionierung ein genehmigungsbedürftiger Flüssiggastank (Nr. 9.1.1 Anhang 1 der 4. BImSchV oder eine Gasfackel (Nr. 8.1.3 Anhang 1 der 4. BImSchV, aber keine Notfackel) erforderlich sind, sind die weiteren Bestandteile der Biogaseinspeiseanlage keine Anlagenteile oder Nebeneinrichtungen des Flüssiggastanks oder der Fackel i.S.v. § 2 Abs. 2 Nr. 1 und 2 der 4. BImSchV.⁵

(ee) Fazit immissionsschutzrechtliche Genehmigung

Führen Flexibilisierungsmaßnahmen bei Biogasanlagen zu einer Erhöhung der Biogaserzeugungsmenge (tägliche Durchsatzkapazität bzw. jährliche Biogasproduktion) kann dies beim erstmaligen Erreichen der entsprechenden Schwellenwerte die Genehmigungsbedürftigkeit der Gesamtanlage zur Folge haben. Bei der Frage, ob auch das BHKW (wenn dies selbst nicht genehmigungsbedürftig ist) als Nebeneinrichtung von der Genehmigung mit umfasst ist, ist eine uneinheitliche Genehmigungspraxis festzustellen. Während beispielsweise in Bayern, das BHKW nicht als Nebeneinrichtung angesehen wird, ist dies in Brandenburg von der Genehmigung umfasst. Bei einer bereits genehmigten Anlage kann eine Änderungsgenehmigung erforderlich sein, wenn es sich um eine wesentliche Änderung handelt. Die Änderung ist jedenfalls gemäß § 15 BImSchG der Genehmigungsbehörde gegenüber anzuzeigen.

Für die Flexibilisierung von Biogasanlagen wird regelmäßig die Erweiterung der Stromerzeugungseinheit durch Zubau von BHKW erforderlich sein. Dies wird beim erstmaligen Überschreiten der dafür maßgeblichen Leistungsschwelle zur immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit der Gesamtanlage führen. Wird eine bereits genehmigte Anlage hinsichtlich der Stromerzeugungseinheit erweitert, so wird sich die Änderungsgenehmigung auf das hinzugebaute BHKW beschränken, wenn sich diese Änderung nicht auf weitere Anlagenteile auswirkt. Bei Biomethananlagen beschränkt sich die Genehmigungspflicht auf das BHKW, da die Aufbereitungsanlage regelmäßig nicht im räumlich/ funktionalen Zusammenhang zur Stromerzeugungseinheit steht und regelmäßig keine Betreiberidentität vorliegen wird.

Die Erweiterung der Gasspeicherkapazität bedarf keiner Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz, soweit bei gleichbleibender Biogaserzeugung (tägliche Durchsatzkapazität bei Abfällen, sonst jährliche Produktionskapazität) Anlagenbestandteile wie Fermenter oder Nachgärer als Puffer genutzt werden. Allerdings wird diese Flexibilisierungsmaßnahme wohl regelmäßig mit einer erhöhten Feuerungswärmeleistung des BHKW einhergehen, sodass im Ergebnis doch eine genehmigungsrechtliche Relevanz besteht. Zudem kann ggf. die Störfall-Verordnung Anwendung finden (dazu

¹ Vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Land Brandenburg, Biogasanlagenerlass vom 20.12.2013, S. 5.

² Vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Land Brandenburg, Biogasanlagenerlass vom 20.12.2013, S. 5.

³ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) in der Fassung der Bekanntmachung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).

⁴ Vgl. BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014, S. 17.

⁵ Vgl. Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Land Brandenburg, Biogasanlagenerlass vom 20.12.2013, S. 6.

unten, S. 21). Ein zusätzlicher Gasspeicher ist ab einem Fassungsvermögen von 3 Tonnen genehmigungsbedürftig.

Sofern zu dem BHKW bei Biogas- oder Biomethananlagen ein Wärmespeicher errichtet wird, ist dieser grundsätzlich nicht immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig. Seine Errichtung ist aber der zuständigen Behörde nach § 15 BImSchG anzuzeigen.

Bei Biomethananlagen wird die Aufbereitungsanlage regelmäßig nicht von Flexibilisierungsmaßnahmen erfasst sein, sodass keine Genehmigungen erforderlich werden. Falls doch eine Erweiterung durchgeführt wird, ist der Schwellenwert von 1,2 Million Normkubikmetern je Jahr Rohgas (Nr. 1.16 des Anhang 1 der 4. BImSchV) zu beachten, der die Genehmigungspflicht auslöst.

b) Baurechtliche Genehmigung

Sind einzelne Anlagenteile der Biogasanlage oder die Anlage insgesamt immissionsschutzrechtlich nicht genehmigungsbedürftig, ist ggf. eine Baugenehmigung zu beantragen. Die baurechtliche Genehmigungsbedürftigkeit richtet sich nach den Bauordnungen der jeweiligen Bundesländer (z.B. Art. 55 ff. Bayerische Bauordnung - BayBO¹). Danach bedürfen die Errichtung, Änderung und Nutzungsänderung von Anlagen der Baugenehmigung, sofern keine Freistellung erfolgt (vgl. Art. 58 BayBO) oder das Vorhaben genehmigungsfrei ist (vgl. Art. 57 BayBO).

Der Prüfungsumfang im Baugenehmigungsverfahren richtet sich ebenfalls nach dem jeweiligen Landesrecht und der dort vorgesehenen konkreten Verfahrensart.² Einige Landesbauordnungen beschränken den Prüfungsumfang der Baubehörde auf materielles Baurecht und auf sonstiges öffentliches Recht, soweit die Baugenehmigung andere nach öffentlich-rechtlichen Vorschriften erforderliche Entscheidungen entfallen lässt oder diese ersetzt (sog. aufgedrängtes öffentliches Recht).³ In einem solchen Fall wird die Baugenehmigung unabhängig von der Einhaltung anderer fachrechtlicher Vorgaben erteilt. In bestimmten Bundesländern entfaltet hingegen auch die Baugenehmigung eine Konzentrationswirkung, so dass die Baugenehmigungsbehörde auch das übrige Fachrecht prüft.⁴

Auch wenn der behördliche Prüfungsumfang eingeschränkt ist oder keine Baugenehmigung erforderlich ist, hat der Bauherr gleichwohl sämtliche öffentlich-rechtlichen Anforderungen, die an die Anlagen gestellt werden, einzuhalten. Insbesondere sind die Bauaufsichtsbehörden berechtigt, die zur Überwachung der Einhaltung der öffentlich-rechtlichen Vorschriften erforderlichen Maßnahmen zu treffen (vgl. Artt. 55 Abs. 2, 54 Abs. 2 Satz 2, 74 ff. BayBO). Zudem hat der Bauherr bzw. Entwurfsverfasser in diesen Fällen eine große Eigenverantwortung hinsichtlich der Einhaltung der nicht von der Genehmigung erfassten öffentlich-rechtlichen Vorschriften.

(aa) Errichtung und Änderung der Biogasanlage

Bei der Neuerrichtung einer Biogasanlage wird regelmäßig davon auszugehen sein, dass sie mit ihren einzelnen Anlagenteilen als Gesamtanlage einer Baugenehmigung

¹ Bayerische Bauordnung (BayBO), in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2007, GVBl 2007, S. 588.

² In den meisten Ländern gibt es vereinfachte und (umfassende) Baugenehmigungsverfahren, wobei der konkrete Prüfungsumfang bei diesen Verfahren zwischen den Ländern variieren kann.

³ Vgl. §§ 64, 72 Abs. 1 Musterbauordnung in der Fassung vom Nov. 2002, zuletzt geändert durch Beschluss der Bauministerkonferenz vom Okt. 2008; Art. 59, 60, 68 Abs. 1 Satz 1 Bayerische Bauordnung (BayBO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2007 (GVBl 2007, S. 588);

⁴ Vgl. z.B. §§ 56, 67 Abs. 1 Brandenburgische Bauordnung (BbgBO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.9.2008 (GVBl.I/08, [Nr. 14], S.226), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 29.11.2010 (GVBl.I/10, Nr. 39).

bedarf. Sofern die Biogasanlage baulich erweitert wird, z.B. ein größerer Fermenter eingesetzt wird, bedarf diese Änderung ebenfalls einer Baugenehmigung. Die Erweiterung kann nicht isoliert betrachtet werden, da eine rechtliche Trennung der Anlage in einen ursprünglichen Teil und einen geänderten Teil wegen der baulichen Einheit grundsätzlich nicht möglich ist.¹ Eine Genehmigungsfreistellung (vgl. Art. 58 BayBO) wird regelmäßig nicht in Betracht kommen.

(bb) Anlagenerweiterung - erhöhte Gasspeicherkapazität

Bei einer flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen kann es erforderlich werden, die Gasspeicherkapazität, bei ansonsten gleichbleibender Biogaserzeugungsmenge, zu erhöhen. Dazu können Anlagenteile der Biogasanlage wie Fermenter, Nachgärer oder Gärrestlager genutzt werden. Sind dazu bauliche Veränderungen an diesen Anlagenteilen erforderlich, unterliegen diese regelmäßig der Baugenehmigungspflicht, wobei die Biogasanlage als Gesamtanlage Gegenstand des Baugenehmigungsverfahrens ist.

Als weitere Möglichkeit könnte ein zusätzlicher Gasspeicher errichtet werden. Insofern könnte dies, je nach anwendbarem Landesrecht, eine genehmigungsfreie Änderung sein. Bestimmte Behälter sind nach den Bauordnungen der Länder genehmigungsfrei, vgl. z.B. § 57 Abs. 1 Nr. 6 BayBO. Für Gasspeicher kommen Behälter für Flüssiggas und für nicht verflüssigte Gase in Betracht.² Von der Genehmigungsfreiheit umfasst sind auch die Leitungen, die als notwendige Teile zu den ortsfesten Behältern gehören.³ Die Genehmigungsfreiheit gilt grundsätzlich nur für selbständige Einzelvorhaben, wobei davon wohl nur auszugehen ist, wenn das neue Vorhaben in keiner (baulichen) Verbindung mit der übrigen Anlage steht.⁴ Eine derartige bauliche Verbindung wird jedoch beim Bau eines zusätzlichen Gasspeichers gegeben sein, da er die in der Biogasanlage erzeugten Gasmengen aufnimmt, damit sie zu einem späteren Zeitpunkt zur Verstromung zur Verfügung stehen. Jedenfalls für die Bayerische Bauordnung wird jedoch vertreten, dass die Genehmigungsfreiheit für derartige Behälter gleichwohl bestehe, sofern der Lagerbehälter und die Feuerstätte technisch trennbar vom Gebäude sind.⁵ Somit kann ggf. eine Genehmigungsfreiheit gegeben sein. Ist dies nicht der Fall wird aufgrund der baulichen Verbindung des Gasspeichers zur Gesamtanlage, eine Änderungsgenehmigung für die gesamte Biogasanlage erforderlich.

(cc) Anlagenerweiterung - zusätzliches BHKW

Soll aufgrund der Flexibilisierung der Biogasanlage ein zusätzliches Blockheizkraftwerk (BHKW) errichtet werden, so kann für dieses in Abhängigkeit von den Bestimmungen der jeweiligen Landesbauordnung eine Baugenehmigung erforderlich werden. Manche Bauordnungen wie z.B. in Bayern und Niedersachsen sehen vor, dass Blockheizkraftwerke als Energieerzeugungsanlagen genehmigungsfrei sind.⁶ Fraglich ist jedoch, ob diese Ausnahmetatbestände greifen, da sie jedenfalls nach der Bayerischen Bauord-

¹ Lechner/ Busse in Simon/ Busse, Bayerische Bauordnung, 114 EL 2013, Art. 57 BayBO, Rn. 37 und Lechner in Simon/ Busse, 87. EL 2007, Art. 63, Rn. 32.

² (ortsfeste) Behälter für Flüssiggas mit einem Fassungsvermögen von weniger als 3 t, für nicht verflüssigte Gase mit einem Rauminhalt bis zu 6 m³: Vgl. Art. 57 Abs. 1 Nr. 6 a BayBO; § 60 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Anhang Nr. 5.3, 5.4 NBauO; § 61 Abs. 1 Nr. 5 a LBauO M-V.

³ Lechner/ Busse in Simon/ Busse, Bayerische Bauordnung, 114 EL 2013, Art. 57 BayBO, Rn.198.

⁴ Lechner/ Busse in Simon/ Busse, Bayerische Bauordnung, 114 EL 2013, Art. 57 BayBO, Rn. 14.

⁵ Lechner/ Busse in Simon/ Busse, Bayerische Bauordnung, 114 EL 2013, Art. 57 BayBO, Rn. 196. Anders ist dies wohl beispielsweise für die Brandenburgische Bauordnung zu beurteilen, wonach die Genehmigungsfreiheit bereits nach dem Gesetzeswortlaut nur für selbständige Einzelvorhaben anwendbar ist, vgl. § 55 Abs. 1, Abs. 5 Nr. 1 BbgBO.

⁶ Art. 57 Abs. 1 Nr. 3c BayBO; § 60 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Anhang Nr. 2.4 NBauO.

nung grundsätzlich nur für selbständige Einzelvorhaben gelten, wobei ein solches nur vorliege, wenn es in keiner (baulichen) Verbindung mit der übrigen Anlage steht.¹ Es ließe sich jedoch argumentieren, dass das BHKW aufgrund der Rohrleitungsverbindung in baulicher Verbindung mit den übrigen Teilen der Biogasanlage steht, jedenfalls dann, wenn auch ein räumlicher Zusammenhang besteht. Bei der Niedersächsischen Bauordnung stellt sich diese Frage hingegen nicht, da § 60 Abs. 1 Satz 1 NBauO vorsieht, dass die betreffenden baulichen Anlagen auch in bauliche Anlagen eingefügt werden können.

(dd) Anlagenerweiterung - zusätzlicher Wärmespeicher

Auch die Errichtung eines zusätzlichen Wärmespeichers, der an ein BHKW gekoppelt wird, wird in Abhängigkeit von den Bestimmungen der Bauordnungen des jeweiligen Bundeslandes regelmäßig baugenehmigungspflichtig sein. Wärmespeicher können als Behälter, die bestimmte Ausmaße nicht überschreiten dürfen, genehmigungsfrei sein.²

(ee) Biomethananlage

Bei Biomethananlagen kommt es bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung grundsätzlich nicht zu einer Änderung der Aufbereitungskapazität, weshalb mit Blick auf die Biogasaufbereitungsanlage keine baulichen Änderungen zu erwarten sind.

Jedoch kann ein zusätzliches Blockheizkraftwerk erforderlich werden. Je nach Landesrecht bedarf dieses einer Baugenehmigung. In manchen Bundesländern wie z.B. Bayern und Niedersachsen sind Blockheizkraftwerke genehmigungsfrei.³ Insoweit dürfte die oben diskutierte Frage, ob es sich um ein selbständiges Einzelvorhaben handelt, anders zu beurteilen sein. Ein räumlicher Zusammenhang des BHKW zur Biogasaufbereitungsanlage besteht regelmäßig nicht, weshalb wohl auch die Verbindung über das Rohrleitungssystem und das Gasversorgungsnetz nicht mehr als bauliche Verbindung gewertet werden kann. Eine bauliche Verbindung kann zu einem anderen BHKW bestehen, da dieses aber ebenfalls nicht genehmigungspflichtig ist, ist auch das hinzugebaute BHKW genehmigungsfrei.

(ff) Fazit Baugenehmigung

Die Frage, ob eine Flexibilisierungsmaßnahme, die nicht bereits immissionsschutzrechtlich relevant ist, einer Baugenehmigung bedarf, ist nach den Bestimmungen der Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes zu beantworten. Regelmäßig sind Änderungen an der Biogasanlage selbst genehmigungsbedürftig, wobei die Änderungsmaßnahme nicht isoliert betrachtet werden kann, sondern die gesamte Anlage Gegenstand der Änderungsgenehmigung ist. Bei der Erweiterung der Anlage um einen zusätzlichen Gasspeicher wird grundsätzlich ebenfalls davon auszugehen sein, dass aufgrund der baulichen Verbindung die gesamte Biogasanlage der Änderungsgenehmigung bedarf. Auch die Erweiterungen um ein weiteres Blockheizkraftwerk oder einen Wärmespei-

¹ Vgl. Lechner/ Busse in Simon/ Busse, Bayerische Bauordnung, 114 EL 2013, Art. 57 BayBO, Rn. 14; vgl. auch BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.1, Stand April 2014, S. 7, 20: Die ohne auf diese Problematik einzugehen auf die Genehmigungsfreiheit hinweisen und klarstellen, dass die Genehmigungspflicht der baulichen Hülle nach den allgemeinen Vorschriften zu beurteilen sei.

² Vgl. z.B. Art. 57 Abs. 1 Nr. 6 c BayBauO (ortsfeste Behälter sonstiger Art mit einem Rauminhalt bis zu 50 m³); § 60 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. Anhang Nr. 5.6 NBauO (Behälter mit weniger als 50 m³ Rauminhalt und max. 3 m Höhe); § 61 Abs. 1 Nr. 5 c LBauO M-V (ortsfeste Behälter sonstiger Art mit einem Brutto-Rauminhalt bis zu 50 m³ und einer Höhe bis zu 3 m).

³ Art. 57 Abs. 1 Nr. 3c BayBO; § 60 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Anhang Nr. 2.4 NBauO.

cher können eine Baugenehmigung erfordern. Insoweit ist jedoch zu prüfen, ob das konkrete Vorhaben ggf. verfahrensfrei ist.

Der Prüfungsumfang im Rahmen des Baugenehmigungsverfahrens differiert in den Bundesländern und hängt darüber hinaus von der anwendbaren Verfahrensart ab. Unabhängig davon, ob ein Verfahren durchzuführen ist und wie der behördliche Prüfungsumfang ausgestaltet ist, haben der Bauherr und die weiteren am Bau Beteiligten (insbes. der Entwurfsverfasser) sämtliche für die Baumaßnahme relevanten öffentlich-rechtlichen Vorschriften einzuhalten.

2. Materie-rechtliche Anforderungen und Betreiberpflichten

Die Materie-rechtlichen Anforderungen und Betreiberpflichten richten sich nach den verschiedenen Fachrechten, wie insbesondere dem Immissionsschutz-, Bau-, Wasser-, Energie-, Naturschutz- oder Abfallrecht. Im Rahmen dieses Projektes werden nicht sämtliche für Biogas- und Biomethananlagen einschlägigen fachrechtlichen Anforderungen dargestellt. Die Untersuchung beschränkt sich insoweit auf einen Überblick zentraler Anforderungen und stellt dar, inwieweit ggf. rechtliche Anforderungen und Pflichten der Flexibilisierung von Anlagen entgegenstehen.

a) Immissionsschutzrechtliche Anforderungen

Das BImSchG unterscheidet nicht nur bei den Genehmigungsvoraussetzungen zwischen genehmigungsbedürftigen und nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen, sondern auch bei Anforderungen, die an den Betreiber in materielle-rechtlicher Hinsicht gestellt werden, §§ 4 ff., §§ 22 ff. BImSchG.

(aa) Genehmigungsbedürftige Anlagen

Gem. § 6 Abs. 1 BImSchG ist eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung zu erteilen, wenn:

- sichergestellt ist, dass die sich aus § 5 BImSchG und einer aufgrund des § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenden Pflichten erfüllt werden (Nr. 1) und
- andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen (Nr. 2).

Liegen diese Voraussetzungen vor, so muss die Genehmigung erteilt werden. Ein Ermessen ist der entscheidenden Behörde nicht eingeräumt (gebundene Entscheidung).¹

(1) Betreiberpflichten nach § 5 BImSchG

Die Betreiberpflichten dienen gem. § 5 Abs. 1 BImSchG der Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt.

§ 5 BImSchG legt dem Betreiber der Anlage hierfür folgende Pflichten auf:

- Schutz- bzw. Abwehrpflicht (§ 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BImSchG)
- Vorsorgepflicht (§ 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 BImSchG)
- Abfallvermeidungs- und entsorgungspflicht (§ 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 BImSchG)
- Pflicht zur sparsamen und effizienten Energieverwendung (§ 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3, S. 4 BImSchG)
- Nachsorgepflicht (§ 5 Abs. 3 BImSchG)

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 6 Rn. 42.

Im Einzelnen sind die Pflichten wie folgt ausgestaltet:

Gem. § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BImSchG sind Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit nicht hervorgerufen werden können. Gem. § 3 Abs. 1 BImSchG sind schädliche Umwelteinwirkungen Immissionen, die nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen. Bei Immissionen handelt es sich, in § 3 Abs. 2 BImSchG normiert, um die von einer Anlage ausgehenden Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlen oder ähnliche Erscheinungen.

Neben diesen Schutz- und Abwehrrpflichten hat der Anlagenbetreiber auch dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen zur Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen zu treffen, § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BImSchG.

Der Unterschied zwischen den Schutz- und den Vorsorgepflichten liegt dabei nicht in einer zeitlichen Komponente (Zukunft/Gegenwart), sondern darin, dass die Vorsorgepflichten dem Entstehen von Umwelteinwirkungen generell vorbeugen sollen, sich also gegen potenziell schädliche Umwelteinwirkungen richtet.¹

Die abfallbezogenen Pflichten sind so ausgestaltet, dass Abfälle vermieden, nicht zu vermeidende Abfälle verwertet und nicht zu verwertende Abfälle ohne Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit beseitigt werden, § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 BImSchG.

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 BImSchG sind Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass Energie sparsam und effizient verwendet wird.

In § 5 Abs. 3 BImSchG sind bestimmte Anforderungen normiert, welche den Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren bei der Stilllegung von Anlagen gewährleisten.

Diese Pflichten sind Dauerpflichten und haben einen dynamischen Charakter. Das bedeutet, dass sie nicht lediglich Genehmigungsvoraussetzungen darstellen, sondern den Betreiber auch verpflichtet, auf wissenschaftliche Erkenntnisfortschritte und die Fortentwicklung des Stands der Technik zu reagieren um ein hohes Schutzniveau für die Umwelt aufrechtzuerhalten.²

Zur Konkretisierung, wann schädliche Umwelteinwirkungen vorliegen, werden die nach § 48 BImSchG erlassenen, „Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft“ (TA Luft³), die „Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ (TA Lärm⁴) und die „Geruchsimmisions-Richtlinie“ (GIRL) herangezogen. Bei der TA-Luft und der TA-Lärm handelt es sich um sogenannte normkonkretisierende Verwaltungsvorschriften. Sie konkretisieren in diesem Zusammenhang insbesondere den unbestimmten Rechtsbegriff der „schädlichen Umwelteinwirkungen“ aus § 3 Abs. 1 BImSchG. Diesen Verwaltungsvorschriften kommt im gerichtlichen Verfahren eine zu beachtende Bindungswirkung zu.⁵

Die Einhaltung dieser, in den Verwaltungsvorschriften normierten Grenzwerte, stellt kein Hemmnis im eigentlichen Sinne für die Flexibilisierung von Biogasanlagen dar. Die Abstandsregelungen sowie Emissions- und Geräuschgrenzwerte sind zu beachten. Maßgeblich ist dabei die umfassende Prüfung des Einzelfalls unter Zugrundelegung der

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 5 Rn. 46.

² Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 6 Rn. 2.

³ Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, In der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Mai 1990 (BGBl. I S. 880), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Juli 2001 (BGBl. I S. 1950).

⁴ Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm, In der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Mai 1990 (BGBl. I S. 721).

⁵ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 48 Rn. 46ff.

örtlichen Gegebenheiten, wie die Gebietstyp nach der BauNVO und der konkrete Abstand zur nächsten Bebauung.

.....
Ermittlung der rechtlichen
Hemmnisse
.....

(2) Auf § 7 BImSchG gestützte Rechtsverordnung (Störfall-Verordnung)

Auf Grundlage des § 7 Abs. 1 BImSchG wurde die „Störfall-Verordnung“ (12. BImSchV¹) erlassen, welche die Betreiberpflichten aus § 5 BImSchG konkretisiert.

Eine bedarfsorientierte Fahrweise von Biogasanlagen hat zur Folge, dass zeitweise mehr Biogas gespeichert werden muss. Aufgrund des erhöhten Speichervolumens von Biogas kann es zur Anwendbarkeit der Störfall-Verordnung (12. BImSchV) auch für Anlagen kommen, die bisher nicht von dieser Verordnung erfasst wurden. Daraus könnten sich Hemmnisse für eine Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse ergeben. Im Folgenden sollen die Voraussetzungen für die Anwendbarkeit der 12. BImSchV und die sich daraus ergebenden Pflichten dargestellt werden.

Voraussetzung für die Anwendbarkeit der Verordnung ist zunächst, dass es sich um einen Betriebsbereich handelt, in dem gefährliche Stoffe vorhanden sind, § 1 Abs. 1 der 12. BImSchV. Eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung wird hingegen nicht vorausgesetzt, so dass die Verordnung sowohl für genehmigungsbedürftige als auch nicht genehmigungsbedürftige Anlagen Anwendung finden kann.

Unter Betriebsbereich im Sinne dieser Verordnung wird dabei der Bereich verstanden, der unter der Aufsicht eines Betreibers steht und eine oder mehrere Anlagen mit gemeinsamer oder verbundener Infrastruktur umfasst, in der/denen gefährliche Stoffe gelagert sind oder die dafür vorgesehen sind, vgl. § 3 Abs. 5a BImSchG.² Der Betriebsbereich wird bestimmt durch das infolge räumlicher Nähe gefährlicher Stoffe erhöhte Risiko eines Störfalls, das in Anlagen und gemeinsamen Infrastruktureinrichtungen unter der Aufsicht eines Betreibers entsteht.³ „Aufsicht“ ist dabei in dem Sinne zu verstehen, dass eine Herrschaft des Betreibers über die Gefahrenquelle erforderlich ist.⁴ Der Begriff des Betreibers ist daher ein entscheidendes Kriterium für das Vorliegen eines Betriebsbereiches. Die Bestimmung des Betreibers kann je nach gesellschafts- und/oder zivilrechtlicher Konstruktion schwierig sein.⁵ Maßgeblich ist dabei eine umfassende Prüfung des Einzelfalls.⁶

Für die Anwendbarkeit der Störfall-Verordnung und der sich daraus ergebenden konkreten Verpflichtungen für die Anlagenbetreiber kommt es weiterhin auf das Vorhandensein bestimmter Mengen gefährlicher Stoffe an. Für die Bestimmung der Mengen ist dabei das maximal mögliche Fassungsvermögen aller Anlagenteile wie des Fermenters, des Nachgärers und des gasdichten Gärrestbehälters jeweils mit Gashaube und

¹ Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Juni 2005 (BGBl. I S. 1598), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3230) geändert worden ist. Die Störfall-Verordnung setzt die Richtlinien 96/82/EG und 2003/105/EG um.

² Zur Auslegung des Begriffs Betriebsbereich siehe die Vollzugshilfe zur Störfall-Verordnung des BMU vom März 2004, <http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/vollzugshilfe-zur-stoerfall-verordnung-vom-maerz-2004/>, abgerufen am 2.5.2014. Die Vollzugshilfe verweist insbes. für den Betreiberbegriff auf Friedenstab, Thomas, et al, Industrieparks und Störfallrecht, UBA-Texte 31/2002, Aug. 2002.

³ Friedenstab, Thomas, et al, Industrieparks und Störfallrecht, UBA-Texte 31/2002, Aug. 2002, S. 70 f.

⁴ Friedenstab, Thomas, et al, Industrieparks und Störfallrecht, UBA-Texte 31/2002, Aug. 2002, S. 62.

⁵ Vgl. dazu Friedenstab, Thomas, et al, Industrieparks und Störfallrecht, UBA-Texte 31/2002, Aug. 2002, S. 70 ff.

⁶ Vgl. dazu Friedenstab, Thomas, et al, Industrieparks und Störfallrecht, UBA-Texte 31/2002, Aug. 2002, S. 89 mit Verweis auf VGH Mannheim, Urteil vom 15.12.1987, Az. 10 S 240/86, juris.

der Rohrleitungen entscheidend. Für die Berechnung der vorhandenen Masse hat das Umweltbundesamt eine Arbeitshilfe erstellt.¹

Die Verordnung knüpft an das Erreichen oder Überschreiten bestimmter Mengen gefährlicher Stoffe unterschiedliche Pflichten der Anlagenbetreiber. Es wird zwischen Grundpflichten (§§ 3 - 8 der 12. BImSchV) und erweiterten Pflichten (§§ 9 - 12 der 12. BImSchV) differenziert.

Für Biogas-/ Biomethananlagen sind die folgenden Mengenschwellen gefährlicher Stoffe relevant:

Nicht aufbereitetes Biogas ist ein hochentzündlicher Stoff gemäß Nr. 8 Anhang 1 der 12. BImSchV.² Ab 10.000 kg ist die Störfall-Verordnung mit den Grundpflichten anwendbar, und ab 50.000 kg gelten darüber hinaus die erweiterten Pflichten.

Bei auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas (Biomethan) handelt es sich um ein hochentzündliches verflüssigtes Gas i. S. d. Nr. 11 Anhang 1 der 12. BImSchV.³ Der Anwendungsbereich der Störfallverordnung mit den Grundpflichten ist ab 50.000 kg eröffnet; die erweiterten Pflichten gelten ab 200.000 kg.

Tabelle 60: Mengenschwellen für gefährliche Stoffe

Gefährliche Stoffe	Mengenschwellen	
	Spalte 4	Spalte 5
Hochentzündlich → Rohbiogas	10.000 kg	50.000 kg
Hochentzündliche verflüssigte Gase (einschließlich Flüssiggas) und Erdgas → Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas nach DVWG 262)	50.000 kg	200.000 kg

Die Grundpflichten der Störfall-Verordnung finden sich in den §§ 3 bis 8 der 12. BImSchV. Gemäß § 3 Abs. 1, 2 der 12. BImSchV hat der Betreiber die nach Art und Ausmaß der möglichen Gefahren erforderlichen Vorkehrungen zu treffen, um Störfälle zu verhindern. Störfälle können insbesondere Brände oder Explosionen größeren Ausmaßes sein, die zu einer ernsthaften Gefahr oder zu Sachschäden größeren Ausmaßes führen, vgl. die Legaldefinition in § 2 Nr. 3 der 12. BImSchV. Dabei hat der Betreiber betriebliche Gefahrenquellen, umgebungsbedingte Gefahrenquellen wie Erdbeben oder Hochwasser und Eingriffe Unbefugter zu berücksichtigen, soweit diese Gefahrenquellen relevant werden können. Die insoweit erforderlichen Vorkehrungen sind rechtlich und in der Praxis überwiegend bereits von anderen Rechtsgebieten erfasst, die

¹ Titel der Arbeitshilfe: Berechnung der vorhandenen Masse von Biogas in Biogasanlagen zur Prüfung der Anwendung der StörfallV. Die Arbeitshilfe kann derzeit nicht auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes abgerufen werden.

² Vgl. Kusche, Der Rechtsrahmen für die Zulassung von Biogasanlagen, S. 98: Biogas ist ein Stoff im Sinne des Gefahrenhinweises R 12 der Richtlinie 67/548/EWG und damit ein „hochentzündlicher Stoff“ im Sinne der Nr. 8 Anhang 1 der 12. BImSchV; Anhang 1 StörfallV: „Hochentzündlich“ nach Nr. 8 der Stoffliste bezeichnet Gase, die bei Normaldruck in Kontakt mit Luft bei Umgebungstemperatur entzündlich sind und die sich in einem gasförmigen oder überkritischen Zustand befinden.

³ Biogas ist hochentzündlich, weil es bei normaler Temperatur und normalem Druck an der Luft entzündlich ist.

ebenfalls Bestimmungen zur Anlagensicherheit beinhalten.¹ Dazu gehören bei Biogasanlagen vor allem das Baurecht, der Brandschutz, der Immissionsschutz, der Arbeitsschutz, der Gewässerschutz und das Abfallrecht.² Wenn demnach die allgemeinen sicherheitstechnischen Anforderungen an Biogasanlagen bei der Projektierung, Errichtung und dem Betrieb der Anlagen beachtet werden, sind auch die Forderungen des Störfallrechts regelmäßig im Wesentlichen erfüllt.³ Die Störfall-Verordnung sieht darüber hinaus vergleichsweise wenige eigene Anforderungen vor.

Insbesondere ist der Betriebsbereich mit ausreichend Warn-, Alarm- und Sicherheitseinrichtungen auszurüsten sowie zuverlässige Messeinrichtungen und Steuer- und Regeleinrichtungen, soweit sicherheitstechnisch geboten, zu installieren, § 4 Nr. 2, 3 der 12. BImSchV. Die Errichtung und der Betrieb der sicherheitsrelevanten Anlagenteile sind ständig zu überwachen und regelmäßig nach dem Stand der Technik zu warten und Vorkehrungen gegen Fehlbedienungen zu treffen, vgl. § 6 Abs. 1 der 12. BImSchV. Viele der insoweit vorzunehmenden Maßnahmen sind bereits in der Betriebssicherheitsverordnung⁴ geregelt.⁵ Relevant sind weiterhin Maßnahmen zum Schutz vor umgebungsbedingten Gefahrenquellen und vor Eingriffen Unbefugter. Zudem hat der Betreiber vor Inbetriebnahme ein schriftliches Konzept zur Verhinderung von Störfällen auszuarbeiten und die Umsetzung desselben sicherzustellen, § 8 der 12. BImSchV. Des Weiteren ergeben sich Mitteilungspflichten gegenüber der zuständigen Behörde im Falle von Änderungen des Betriebsbereichs und beim Eintritt von Störfällen im Sinne der Verordnung, vgl. §§ 8 und 19 der 12. BImSchV. Hierbei bedarf es einer gesonderten Anzeige von Änderungen nicht, wenn die erforderlichen Angaben im Rahmen eines Genehmigungs- oder Anzeigeverfahrens vorgelegt wurden. Neben den Betreiberpflichten ergibt sich ein zusätzlicher Überwachungsaufwand für die Behörden, vgl. § 16 der 12. BImSchV.

Die erweiterten Pflichten ergeben sich aus den §§ 9-12 der 12. BImSchV. Diese umfassen u.a. die Erstellung eines Sicherheitsberichts und eines internen und externen Gefahrenabwehrplans sowie weitere Informationspflichten. Für die meisten Biogasanlagen dürfte das Erreichen der angegebenen Mengenschwellen jedoch unwahrscheinlich und daher von untergeordneter Relevanz sein.⁶

Falls der Anlagenbetreiber einer der Pflichten nach der Störfall-Verordnung vorsätzlich oder fahrlässig nicht nachkommt, kann es sich dabei um eine Ordnungswidrigkeit nach §§ 21 der 12. BImSchV i.V.m. § 62 Abs.1 Nr.2 BImSchG handeln. Nach § 62 Abs. 4 BImSchG kann dies mit einer Geldbuße in Höhe von bis zu fünfzigtausend Euro geahndet werden.

¹ Moczigemba, Vortrag des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie des Freistaates Sachsen zum Thema „Besondere Anforderungen an Biogasanlagen, die dem Störfallrecht unterliegen“, 21.03.2013, Folie 5.

² Moczigemba, Vortrag des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie des Freistaates Sachsen zum Thema „Besondere Anforderungen an Biogasanlagen, die dem Störfallrecht unterliegen“, 21.03.2013, Folie 5.

³ Moczigemba, Vortrag des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie des Freistaates Sachsen zum Thema „Besondere Anforderungen an Biogasanlagen, die dem Störfallrecht unterliegen“, 21.03.2013, Folie 6.

⁴ Betriebssicherheitsverordnung vom 27. September 2002 (BGBl. I S. 3777), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist.

⁵ Moczigemba, Vortrag des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie des Freistaates Sachsen zum Thema „Besondere Anforderungen an Biogasanlagen, die dem Störfallrecht unterliegen“, 21.03.2013, Folie 11.

⁶ Vgl. Moczigemba, Vortrag des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie des Freistaates Sachsen zum Thema „Besondere Anforderungen an Biogasanlagen, die dem Störfallrecht unterliegen“, 21.03.2013, Folie 3: Danach galten in Sachsen zum damaligen Stand für 60 Biogasanlagen die Grundpflichten und für zwei Anlagen die erweiterten Pflichten.

Weitere Informationen zur Störfall-Verordnung hat das Bundesumweltministerium in einer Vollzugshilfe zur Verfügung gestellt.¹

Im Ergebnis kann damit festgehalten werden, dass die Flexibilisierung von Biogasanlagen aufgrund des erhöhten Speichervolumens des Biogases zusätzliche technische und organisatorische Anforderungen für den Anlagenbetrieb mit sich bringen kann, wenn dadurch der Pflichtenkatalog nach der Störfallverordnung greift. Dies bedeutet auch einen zusätzlichen finanziellen Aufwand für die betroffenen Anlagenbetreiber, der ein Hemmnis für die Flexibilisierung von Biogasanlagen darstellen kann.² Gleichwohl stellt die Störfallverordnung keine überhöhten Anforderungen. Vielmehr tragen viele Bestandsanlagen derzeit den sicherheitstechnischen Belangen nicht ausreichend Rechnung.³ Insofern ist es begrüßenswert, wenn durch die Anwendbarkeit der Störfallverordnung Biogasanlagenbetreiber bisher ggf. vernachlässigte sicherheitstechnische Investitionen vornehmen.

Darüber hinaus folgt aus den unterschiedlichen Schwellenwerten für hochentzündliche Gase und hochentzündliche verflüssigte Gase eine Ungleichbehandlung von Biogas und Erdgas. Diese höheren Anforderungen an Biogas können sich möglicherweise auf dem Gasmarkt für Biogas im Vergleich zu Erdgas negativ auswirken. Dies kann ein Hemmnis für den verstärkten Einsatz von Biogas darstellen. Diese Ungleichbehandlung resultiert wahrscheinlich aus einer unterschiedlichen Gefährlichkeit der betreffenden Stoffe.⁴ Der Ausschuss für den anlagenbezogenen Immissionsschutz und Störfallvorsorge (AISV) der Bund-Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz hat sich insbesondere mit der Einordnung von auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas⁵ beschäftigt und festgestellt, dass dieses störfallrechtlich wie Erdgas zu behandeln ist.⁶ Im Übrigen gelten für Biogas die Mengenschwellen für hochentzündliche Gase.

(3) andere öffentlich-rechtliche Vorschriften

Nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG dürfen der Genehmigungserteilung andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes nicht entgegenstehen. Zu diesen anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften (also den nicht schon von § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG umfassten) gehören insbesondere solche des Bau-, Wasser-, Energie-, Naturschutz- oder Abfallrechts. Diese Prüfungspflicht anderer Fachrechte im Rahmen des Immissionsschutzrechts hat sein Bewenden in der Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, § 13 BImSchG (vgl. oben).

(bb) Nicht genehmigungsbedürftige Anlagen

Die Errichtung und der Betrieb nicht genehmigungsbedürftiger Anlagen ist in §§ 22 ff. BImSchG geregelt. In § 22 Abs. 1 BImSchG werden für diese – gegenüber den genehmigungsbedürftigen grundsätzlich ungefährlicheren – Anlagen die Betreiberpflichten festgelegt. Dabei haben sie, in gleicher Weise wie bei § 5 BImSchG, dynamischen Charakter.

Anlagen sind nach § 22 Abs. 1 BImSchG so zu errichten und zu betreiben, dass:

¹http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/vollzugshilfe_stoerfall_vo.pdf.

² Krause, Wirtschaftlichkeit einer bedarfsorientierten Stromproduktion von Biogasanlagen unter Berücksichtigung des Genehmigungsrechts, Masterarbeit, Februar 2013.

³Vgl. Hermann/ Heuer, Sicherheitstechnische Überprüfung von Biogasanlagen, Technische Sicherheit Bd. 2 (2012) Nr. 11/12, S. 30-35, 31.

⁴ Vgl. Hermann/ Heuer, Sicherheitstechnische Überprüfung von Biogasanlagen, Technische Sicherheit Bd. 2 (2012) Nr. 11/12, S. 30-35, 31.

⁵ Dies trifft für Gase zu, die die Anforderungen für die Netzeinspeisung (DVGW 262) erfüllen.

⁶ AISV, Beschl. 118. Sitzung, Februar 2008; Eine Begründung, warum diese Zuordnung besteht, ist nicht bekannt.

- Schädliche Umwelteinwirkungen verhindert werden, die nach dem Stand der Technik vermeidbar sind (Nr. 1),
- Nach dem Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen auf ein Mindestmaß beschränkt werden (Nr. 2) und
- Die beim Betrieb der Anlagen entstehenden Abfälle ordnungsgemäß beseitigt werden können.

Im Unterschied zu den genehmigungsbedürftigen Anlagen ist der Betreiber nur verpflichtet, Maßnahmen zur Abwehr von Gefahren durch schädliche Umwelteinwirkungen (§ 3 Abs. 1 BImSchG) zu treffen. Vorsorgepflichten werden den Betreibern dieser potenziell ungefährlicheren Anlagen nicht auferlegt.¹

Für die Konkretisierung der maßgeblichen Immissionswerte soll auf die TA Luft und TA Lärm zurückgegriffen werden, soweit diese Vorschriften Regelungen in Bezug auf nicht genehmigungsbedürftige Anlagen vorsehen, Nr. 1 Abs. 4 TA Luft; Nr. 4, 5.2 TA Lärm. Gem. 1 Nr. 6 GIRL ist diese für nicht genehmigungsbedürftige Anlagen sinngemäß angewendet werden.

Über § 23 Abs. 1 BImSchG findet auch im Rahmen von nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen die Störfallverordnung (12. BImSchV) Anwendung.

b) Baurechtliche Anforderungen

Hinsichtlich der baurechtlichen Anforderungen wird zwischen Bauplanungsrecht, das flächenbezogene Anforderungen an ein Bauvorhaben stellt und Bauordnungsrecht unterschieden, welches Regelungen zur Gefahrenabwehr enthält.

(aa) Bauplanungsrechtliche Anforderungen

Im Folgenden wird die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Biogasanlagen und Biomethan-BHKW untersucht.

(1) Biogasanlagen

Die bauplanungsrechtlichen Anforderungen richten sich nach dem Standort der Biogasanlage; sie kann im Geltungsbereich eines Bebauungsplans, im unbeplanten Innenbereich oder im Außenbereich errichtet werden. Aufgrund ihrer Emissionen werden Biogasanlagen, sofern kein Bebauungsplan vorliegt, in der Regel im Außenbereich errichtet. Da dieser Bereich grundsätzlich von Bebauung freigehalten werden soll, kommt der Frage nach einer Privilegierung von Biomasseanlagen nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB besondere Bedeutung zu. Die Zulässigkeit eines Vorhabens im Außenbereich setzt zunächst voraus, dass öffentliche Belange nicht entgegenstehen und die ausreichende Erschließung gesichert ist. Zudem müssen Biogasanlagen nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB die folgenden besonderen Anforderungen kumulativ erfüllen:

- energetische Nutzung von Biomasse im Rahmen eines Basisbetriebes, die dem Anschluss eines solchen Betriebs an das öffentliche Versorgungsnetz dient,
- das Vorhaben steht in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit dem Betrieb,
- die Biomasse stammt überwiegend aus dem Betrieb oder überwiegend aus diesem und aus nahe gelegenen land-, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben,
- es wird je Hofstelle oder Betriebsstandort nur eine Anlage betrieben und

¹ Jarass, BImSchG, 10. Auflage, 2013, § 22 Rn. 22.

- die Kapazität einer Anlage zur Erzeugung von Biogas überschreitet nicht 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr, die Feuerungswärmeleistung anderer Anlagen überschreitet nicht 2,0 Megawatt.

Notwendig ist zunächst die energetische Nutzung von Biomasse. Biomasse in diesem Sinn liegt jedenfalls bei Biomasse i.S.d. Biomasseverordnung (BiomasseV)¹ vor, sie kann aber auch andere Einsatzstoffe erfassen, sofern das EEG eine Förderung vorsieht.² Der Begriff der energetischen Nutzung erfasst nicht nur die Verstromung oder Wärmeerzeugung, sondern auch die bloße Umwandlung der Biomasse durch Vergärung, so dass auch die bloße Gaserzeugung privilegiert ist.³

Die Biogasanlage muss im Rahmen eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebs, eines Betriebs der gartenbaulichen Erzeugung oder eines gewerblichen Tierhaltungsbetriebs betrieben werden.⁴ Die Biomasseanlage muss diesem Basisbetrieb dabei rechtlich zugeordnet sein.⁵ Dies ist der Fall, wenn der Betreiber des Basisbetriebs auch (mehrheitlich) Betreiber der Biomasseanlage ist; eine solche Betreiberidentität wird in den verschiedenen Bundesländern unterschiedlich ausgelegt.⁶ Eine ausreichende Verknüpfung fehlt jedenfalls dann, wenn der Betreiber der Biogasanlage keine eigene Fläche bewirtschaftet, sondern lediglich eine Dienstleistung für den Landwirt erbringt.⁷ Es ist aber ausreichend, wenn der Basisbetriebsinhaber maßgeblichen Einfluss auf den Betrieb der Biogasanlage hat.⁸ Die Biomasseanlage braucht dabei aber nicht von untergeordneter Bedeutung im Sinn einer dienenden Funktion in § 35 Abs. 1 Nr. 1 BauGB zu sein, genauso wenig wie eine räumliche Beschränkung auf die Maße einer noch zulässigen „mitgezogenen Nutzung“ i.S.v. § 14 Abs. 1 BauNVO.⁹ Der Basisbetrieb kann ganz oder überwiegend auf die Produktion von Biomasse ausgerichtet sein.¹⁰

¹ Biomasseverordnung vom 21.6.2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 10 des Gesetzes vom 24.2.2012 (BGBl. I S. 212).

² Kruschinski, Biogasanlagen als Rechtsproblem, S. 82.

³ Fachkommission Städtebau der Bauministerkonferenz, Hinweise zur Privilegierung von Biomasseanlagen nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB (Beschluss der Fachkommission Städtebau vom 23. März 2012), S. 6.; a.A. Röhnert, Biomasseanlagen im Spannungsfeld zwischen baurechtlicher Privilegierung und Bauleitplanung, Informationen zur Raumentwicklung 2006, S. 67, 70.

⁴ Dies ist Tatbestandsvoraussetzung, vgl. BVerwG NVwZ 2011, 329, 431 Rn. 22; dagegen noch Mantel ZUR 2008, 578, Mantler BauR 2007, 50ff, Loibl/Rechel UPR 2008, 134.

⁵ Otto, ZfBR 2011, 735, mit Hinweis auf BVerwG, Beschluss vom 21. Dezember 2010 – 7 B 4.10, BauR 2011, 1304.

⁶ ZB Schleswig-Holstein, Erlass des sh. MLUR vom 26. September 2007 (Az. IV 649-512.615.2): Die Betreiberidentität wird auch dann noch als gegeben angesehen, wenn sich landwirtschaftsfremde Investoren mit nicht mehr als insgesamt 25% an der Betreibergesellschaft beteiligen (Kapitalbeteiligung und Stimmengewichtung); Bayern, Biogashandbuch Bayern, Kap. 2.2.1 S. 8: Beim Betrieb der Biogasanlage durch eine Aktiengesellschaft muss der Inhaber des Basisbetriebs mindestens 50% plus eine Aktie halten und zugleich alleinvertretungsberechtigtes Mitglied des Vorstands der Aktiengesellschaft sein, Bayerisches Landesamt für Umwelt; so auch VG Stade, Urteil vom 12.05.2011 - 2 A 130/10.

⁷ OVG Schleswig, Beschluss vom 8. August 2006 – 1 MB 18/06, NordÖR 2007, 41, 42.

⁸ S. z.B. Hinweise des Niedersächsischen Ministeriums für Soziales, Frauen, Familie und Gesundheit (MS) und des Niedersächsischen Ministeriums für den ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (ML) zu der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit von Biomasseanlagen nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB, S. 3.; so auch Fachkommission Städtebau der Bauministerkonferenz, Hinweise zur Privilegierung von Biomasseanlagen nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB (Beschluss der Fachkommission Städtebau vom 23. März 2012), Nr. 2.

⁹ BVerwG NVwZ 2011, 429, 431 Rz. 22; so aber MIR Brandenburg, Zulässigkeit von Biomasseanlagen, November 2008 S. 8, auch VG Mainz, Urteil vom 23. Januar 2007 – 3 K 194/06.MZ, ZUR 2007, 328, 329.

¹⁰ Etwa Energiepflanzen, vgl. BVerwG, Urteil vom 11. Dezember 2008 – 7 C 6.08, zum Begriff der Landwirtschaft in § 201 BauGB.

Der Anschluss an das öffentliche Versorgungsnetz ist keine Privilegierungsvoraussetzung, sondern eine dem Anlagenbetreiber offen stehende Möglichkeit.¹ Dadurch wird die Privilegierung auf Anlagenteile ausgedehnt, die wie ein BHKW das Biogas in Strom und Wärme umwandeln oder wie eine Aufbereitungsanlage das Rohgas auf Erdgasqualität aufbereiten. Erfasst sind auch Infrastrukturanlagen, die dem Anschluss auch über weitere Einrichtungen an das öffentliche Versorgungsnetz dienen.²

Der räumlich-funktionale Zusammenhang mit dem Betrieb erfordert die räumliche Nähe der Biomasseverwertung zu den Schwerpunkten der betrieblichen Abläufe des Basisbetriebs.³ Dies ist dann der Fall, wenn sie nach dem optischen Eindruck Bestandteil des bereits vorhandenen Basisbetriebs ist, also in denkbar geringer Entfernung von den baulichen Hauptanlagen des Basisbetriebs – in der Regel die Hofstelle – errichtet wird.⁴ Unter Beachtung des Gebotes einer größtmöglichen Schonung des Außenbereichs kann z.B. je nach Größe des Basisbetriebs bzw. der Zuliefererbetriebe aber auch ein größerer Abstand zur bewohnten Hofstelle im Hinblick auf mögliche Immissionen der Biogasanlage sachgerecht sein.⁵

Mehr als 50 Prozent der in der Biogasanlage eingesetzten Biomasse muss im Umfeld der Anlage erzeugt werden.⁶ Maßgeblich sind dabei die Gewichts- bzw. Volumenanteile.⁷ Das Tatbestandsmerkmal „nahe gelegen“ bestimmt, dass die Betriebsflächen vorbehaltlich siedlungsstruktureller oder betriebsspezifischer Besonderheiten des Einzelfalls nicht weiter als 15-20 Kilometer von der Biogasanlage entfernt sein dürfen; dabei kommt es auf die Lage derjenigen Betriebsflächen an, auf denen die Biomasse angebaut wird.⁸ Je größer die Fläche des Betriebs und je weitläufiger die vorgefundene Betriebsstruktur, desto größer darf der Belieferungsradius der Biogasanlage gezogen werden.⁹ Biomasse stammt dann „aus“ dem Betrieb, wenn sie im Rahmen der Nutzung tatsächlich anfällt.

Für die hier im Mittelpunkt der Untersuchung stehenden Fälle der Flexibilisierung von Biogasanlagen wird in der Regel das Kriterium der Kapazität der Stromerzeugungsanlage besonders relevant sein. § 35 Abs 1 Nr. 6 lit. d BauGB wurde zuletzt mehrfach zur Förderung der (bedarfsgerechten) Stromerzeugung aus Biomasse geändert. So wurde im Juli 2011 die bis dahin geltende Größenbegrenzung von 0,5 MW_{el} für Biogasanlagen aufgeboben und durch die Voraussetzung ersetzt, dass die Feuerungswärmeleistung der Anlage nicht 2,0 MW und die Kapazität einer Biogaserzeugungsanlage nicht 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr überschreitet.¹⁰ Diese Anforderung erwies sich jedoch als Hemmnis für die Flexibilisierung von Biogasanlagen, die in der Regel eine Leistungserhöhung der Stromerzeugungsanlage erfordert, um die Stromerzeugung in nachfragestarken Zeiten erhöhen zu können und in nachfrageschwachen Zeiten zu verringern. Die Begrenzung auf Anlagen bis 2 MW Feuerungswärmeleistung lässt jedoch eine solche Kapazitätserhöhung für einen Großteil der Anlagen nicht zu. Daher wurde mit Wirkung zum 20. September 2013 die Norm erneut geändert.¹¹ Die Kapazität der Biogaserzeugung ist weiterhin auf 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas

¹ Kruschinski, Biogasanlagen als Rechtsproblem, S. 92.

² BT-Drs. 15/2250, S. 81.

³ Krautzberger, in Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB 10. Auflage § 35 Rn. 38b.

⁴ Otto, ZfBR 2011, S. 736.

⁵ OVG Schleswig, Beschluss vom 8. August 2006 – 1 MB 18/06, NVwZ-RR 2007, 158.

⁶ BVerwGE 132, 372, 378.

⁷ Leitfaden Bbg S. 14.

⁸ BVerwGE 132, 372, 378.

⁹ OVG SH, NordÖR 2007, 41, 42.

¹⁰ Der Gesetzgeber wollte damit einen gewissen Spielraum für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung eröffnen, s. BT-Drs. 17/6076, S. 10.

¹¹ Die Änderung „dient einer weiteren Flexibilisierung des Privilegierungstatbestandes für Biomasseanlagen“, vgl. Begründung zu § 35, BT-Drs. 17/13272, S. 17.

pro Jahr begrenzt; jedoch findet im Fall von Biogasanlagen keine weitere Begrenzung der Feuerungswärmeleistung statt. Die Feuerungswärmeleistung anderer Anlagen (Festbrennstoffe und flüssige Biomasse) darf hingegen 2,0 MW nicht überschreiten. Mit dieser Entkoppelung von Gaserzeugungskapazität und Feuerungswärmeleistung wurde eine wesentliche Hürde der Flexibilisierung von Biogasanlagen im Außenbereich beseitigt: Nunmehr kann die Kapazität der Biogasanlage erhöht werden – wie es auch die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012¹ vorsieht -, ohne dass dies unmittelbar an bauplanungsrechtliche Grenzen stößt. Damit wurde eine wichtige Forderung, die auch Gegenstand dieses Forschungsprojektes war und in die fachliche Diskussion eingebracht wurde, bereits umgesetzt.

Bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen ändert sich die erzeugte Biogasmenge grundsätzlich nicht. Daher wird der Grenzwert von 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr in der Regel nicht durch die Anlagenänderung zur bedarfsgerechten Stromerzeugung überschritten werden. In jedem Fall ist bei der Konzeptionierung entsprechender Anlagenänderungen dieser Grenzwert im Blick zu behalten, da bei einer höheren Biogasmenge die bauplanungsrechtliche Privilegierung für die gesamte Biogasanlage entfällt und die Baugenehmigung widerrufen werden würde. Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Vorhabens wäre in diesem Fall nur über die Aufstellung eines Bebauungsplans zu erreichen.

(2) Biomethan-BHKW

Während eine Biogasanlage (also insbesondere der Fermenter) grundsätzlich vom Privilegierungstatbestand des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB erfasst wird und somit im Außenbereich unter den dort genannten Voraussetzungen zugelassen werden kann, ist dies bei Biomethan-BHKW regelmäßig nicht der Fall.

Schon die Erfüllung der Grundvoraussetzung „energetische Nutzung von Biomasse“ scheint fraglich, da in Biomethan-BHKW aus physikalischer Sicht keine Biomasse eingesetzt wird, sondern aus dem Gasnetz entnommenes Erdgas. Unabhängig von der Frage, ob die Fiktion des § 27c EEG 2009 hier Anwendung finden könnte (mit der Folge, dass das entnommene Gas als Biomethan gilt), sind auch weitere Voraussetzungen des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB nicht gegeben. Insbesondere steht ein Biomethan-BHKW nicht in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit dem land- oder forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieb, aus dem die zur Biogaserzeugung eingesetzte Biomasse stammt (§ 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. a und b BauGB). Eine Privilegierung von Biomethananlagen nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB scheidet damit aus. Da die Regelung für die Stromerzeugung aus Biomasse nach der Rechtsprechung abschließenden Charakter hat², kommt auch eine Anwendung der anderen Privilegierungstatbestände des § 35 Abs. 1 BauGB (insbesondere Nr. 4) nicht in Betracht.³ Eine Genehmigung im Außenbereich ist somit nur unter den engen Voraussetzungen des § 35 Abs. 2, 3 BauGB mög-

¹ Das Gutachten wurde auf Grundlage des EEG 2012 erstellt. Soweit sich nach Inkrafttreten des EEG 2014 relevante Änderungen ergeben haben, wird auf das EEG 2014 hingewiesen.

² Vgl. VG Oldenburg, Urt. v. 5.12.2012, Az.: 5 A 2252/11; OVG Berlin-Brandenburg, Beschl. V. 6.4.2009 – OVG 11 S. 59.08, Rn. 13 (zitiert nach juris); a.A. Fachkommission Städtebau der Bauministerkonferenz, Hinweise zur Privilegierung von Biomasseanlagen nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB, Beschl. v. 23.03.2012, S. 7; Bayerisches Staatsministerium des Innern vom 3.8.2012 Nr. II B 5 – 4112.79 – 004/12, in Simon/ Busse, Bayerische Bauordnung, EL 110, Nov. 2012, 60b. Baurecht, Rn. 6, 7; Loibl/ Rechel, UPR 2008, 134, 139; Mantier, BauR 2007, 50, 62.

³ Der Anwendungsbereich des § 35 Abs. 1 Nr. 4 BauGB könnte eröffnet sein, wenn bei Biomethan-BHKW auf die tatsächliche Gasentnahme (also Erdgas) abgestellt wird, da die Energieerzeugung aus Erdgas nicht von § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB erfasst wird. Aber auch hier erscheint das Vorliegen der Voraussetzungen fraglich, da Biomethananlagen grundsätzlich in der Nähe von Wärmesenken errichtet werden sollen und damit gerade keine nur im Außenbereich umsetzbare besondere Zweckbestimmung aufweisen.

lich. Danach können Vorhaben im Einzelfall zugelassen werden, wenn ihre Ausführung oder Benutzung öffentliche Belange nicht beeinträchtigt und die Erschließung gesichert ist. Eine derartige Baugenehmigung dürfte nur selten erteilt werden.

Im Übrigen wäre eine Zulassung des BHKW im Geltungsbereich eines entsprechenden Bebauungsplans unter den Voraussetzungen des § 30 Abs. 1, 2 BauGB möglich.

Eine Zulassung im unbeplanten Innenbereich ist möglich, wenn sich das BHKW nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der zu überbauenden Grundstücksfläche in das Gebiet einfügt und die Erschließung gesichert ist, § 34 Abs. 1 S. 1 BauGB. Entspricht die Eigenart der näheren Umgebung einem der Baugebiete der Baunutzungsverordnung (BauNVO¹), richtet sich die Zulässigkeit der Art der baulichen Nutzung gemäß § 34 Abs. 2 BauGB ausschließlich nach den Gebietsvorschriften der Baunutzungsverordnung. Insofern kommen neben Gewerbe- und Industriegebieten, insbesondere auch Dorf- und Mischgebiete in Betracht. Darüber hinaus kann in sämtlichen Innenbereichen ein BHKW als Nebenanlage zur Versorgung des Gebietes mit Elektrizität und Wärme gemäß § 14 BauNVO zulässig sein.

Im Ergebnis kann ein Biomethan-BHKW damit grundsätzlich nicht im Außenbereich errichtet werden, sondern muss im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich geplant werden. Damit finden die Grenzwerte des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB keine Anwendung auf Biomethan-BHKW. Diese Anlagen müssen sich bei einer Änderung (insbesondere Erweiterung) zur bedarfsgerechten Stromerzeugung nach den jeweils geltenden Bestimmungen des Bebauungsplans bzw. den Anforderungen der Baunutzungsverordnung an das jeweilige Baugebiet richten. Insofern können keine allgemeingültigen Aussagen zur Zulässigkeit der Anlagenänderung getroffen werden.

(bb) Bauordnungsrechtliche Anforderungen

Die bauordnungsrechtlichen Anforderungen richten sich nach den landesrechtlichen Vorschriften. Dabei sind insbesondere die Vorschriften über Abstandsflächen zu beachten², darüber hinaus auch bestimmte Anforderungen an das Betriebsgrundstück und die Baugestaltung (z.B. das Verunstaltungsverbot).

3. Exkurs: Einsatz von Gasfackeln

Bei Störungen und Wartungen der Biogasanlage bzw. des Stromnetzes kann das produzierte Biogas u.U. nicht wie geplant im BHKW verstromt werden. Da das dann überproduzierte Methan nicht unkontrolliert in die Umwelt abgegeben werden darf, weil es im Vergleich zu CO₂ klimaschädlicher ist, bedarf es zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen welche eine Freisetzung von Biogas verhindern. § 6 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 EEG 2012 gibt den Betreibern diese Pflicht zur Ausstattung mit zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtungen auf. Diese Vorgaben gelten zunächst unmittelbar zwar nur für solche Anlagen, die seit dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind. Auf Altanlagen, also solche die vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind, findet das EEG 2009 Anwendung, welches eine solche Vorgabe nicht erteilt. Durch die Übergangsvorschriften des EEG 2012 in § 66 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012 werden aber auch Altanlagen mit der Pflicht belegt, zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen i.S.d. § 6 Abs.4 S.1 Nr. 2 EEG 2012 bereitzuhalten.

¹ Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung – BauNVO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 1990 (BGBl. I S. 132), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 11. Juni 2013 (BGBl. I S. 1548).

² Etwa im Fall der Errichtung einer Biogasanlage in unmittelbarer Nähe einer Tankstelle, s. OVG Magdeburg, Beschluss vom 1. August 2011 – 2 M 84/11, NVwZ 2012, 119.

Wird vom Anlagenbetreiber diese technische Vorgabe nicht eingehalten, verringert sich der, ihm dem Grunde nach zustehende Vergütungsanspruch gem. § 17 Abs. 1 EEG 2012 auf null.

Die Ausgestaltung dieser Gasverbrauchseinrichtungen ist technologieoffen. Das bedeutet, dass neben sog. Gasfackeln sämtliche anderen Einrichtungen eingesetzt werden können, mit welchen ein Abblasen des Gases unverzüglich verhindert werden kann.¹ Bisher ist unter rechtlichen Gesichtspunkten unklar, welche Gasverbrauchseinrichtungen den Anforderungen des § 6 Abs.4 S.1 Nr. 2 EEG 2012 genügen. Durch die geplante Biogasanlagenverordnung sollen diese Anforderungen spezifiziert werden.

Da die Flexibilisierung von Biogasanlagen regelmäßig mit der Erhöhung der BHKW-Leistung einhergeht, ist darüber nachzudenken, ob beispielsweise ein zusätzlich installiertes BHKW als zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung angesehen werden kann, mit dem bei Störungen kurzfristig mehr Biogas verbrannt werden kann. Im Hinblick auf Störungen oder Wartungen des „Haupt“-BHKW mag diese Lösung überzeugen, jedoch ist ein Gasverbrauch dann nicht möglich, wenn eine Störung des Stromnetzes oder Netzengpässe auftreten. Zur Verhinderung der Freisetzung des Biogases in die Atmosphäre ist daher ein zusätzlich installiertes BHKW nicht geeignet.

Derzeit bei Biogasanlagen gängige Gasverbrauchseinrichtungen stellen Gasfackeln dar, mit denen nicht verwertbares Biogas verbrannt werden kann. Sofern Gasfackeln nur in nicht planbaren Ausnahmefällen zum Einsatz kommen, handelt es sich um sog. Notfackeln. Ist die Fackel nicht nur in Notfällen oder über längere Zeiträume in Betrieb, um beispielsweise Spitzen in der Gasproduktion aufzunehmen, handelt es sich nicht mehr um Noteinrichtungen.² Sie sind dann genehmigungsbedürftig nach Nr.8.1.3 des Anhangs 1 der 4. BImSchV. Anforderungen für den Betrieb solcher Gasfackeln ergeben sich aus Nr. 5.4.8.1a.2.1. bzw. 5.4.8.1a.2.2 der TA Luft. Durch diese Verwaltungsvorschrift wird die immissionsschutzrechtliche Betreiberpflicht aus § 5 Abs. 1 BImSchG konkretisiert.

Werden Biogas-BHKW bedarfsgerecht und nicht unter Volllast betrieben, ergibt sich die abstrakte Gefahr, dass die produzierte Biogasmenge nicht mehr im Verhältnis zu dessen Verbrauch steht und so mehr Gas vorhanden ist, als das BHKW zur Verstromung aufnehmen kann. In solchen Fällen müsste die Biogasanlage mit einer genehmigungsbedürftigen und im Vergleich zu Notfackeln erheblich teureren isolierten Hochtemperaturfackel ausgerüstet werden, was ein Hemmnis der bedarfsgerechten Fahrweise von Biogasanlagen darstellen kann.³ Für die Abgrenzung, ob ein Notbetrieb oder ein bestimmungsgemäßer Gebrauch der Gasfackel vorliegt, schlägt der Fachverband Biogas e.V. eine Differenzierung anhand der jährlichen Betriebszeiten der Gasfackel vor. Bei einem Fackelbetrieb von mehr als 500 h/a soll ein bestimmungsgemäßer Betrieb vorliegen, darunter ein Notfackelbetrieb. Durch einen Betriebsstundenzähler oder durch Dokumentation im Betriebstagebuch sollen die Betriebsstunden erfasst werden.⁴ Zur Vermeidung der Nachrüstspflicht einer Hochtemperaturfackel müssen demnach die Betriebsstunden der Gasfackel gering gehalten werden. Dies sollten Anlagenbetreiber insbesondere durch Planung ausreichend dimensionierter Gasspeichervolumen berücksichtigen.

¹ Altröck, in Altröck/ Oschmann/ Theobald, EEG, 4. Auflage (2013), § 6 Rn. 44.

² Vgl. BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.2.2, Stand März 2011, S. 16.

³ Vgl. C-deg environmental engineering GmbH, Präsentation: Technische Anforderungen an Biogasfackeln in Bezug auf Störfallverordnung und andere rechtliche Vorgaben, Erfahrungsaustausch der § 29a-BImSchG-Sachverständigen am 27.09.2012 in Berlin, Veranstalter: Fachverband Biogas e.V., Folie 4: Die Mehrkosten betragen 2-3 Mal so viel gegenüber automatischen Notfackeln.

⁴ Vgl. Fachverband Biogas e.V., Positionspapier-alternative Gasverbrauchseinrichtungen und Gasfackelanlagen an Biogasanlagen, Stand: 18.06.2013, Internet abrufbar unter:

[http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Positionspapier-des-Fachverband-Biogas-e-V-zur-Auswahl-und-dem-Einsatz-von-alternativen-Gasverbr/\\$file/13-06-18_neu-Positionspapier-Gasfackel_v2.0.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Positionspapier-des-Fachverband-Biogas-e-V-zur-Auswahl-und-dem-Einsatz-von-alternativen-Gasverbr/$file/13-06-18_neu-Positionspapier-Gasfackel_v2.0.pdf) Letzter Aufruf: 11.08.2014.

sichtigen.¹ Wobei Biogasanlagenbetreiber ohnehin daran gelegen sein wird, ihr gesamtes produziertes Biogas zu verstromen. Unerwünschte Nebenprodukte, wie beispielsweise bei der Förderung von Erdöl, fallen bei der Biogaserzeugung grundsätzlich nicht an. Schon deshalb wird ein Anlagenbetreiber tunlichst den bestimmungsgemäßen Gebrauch einer Gasfackel vermeiden, um das wertvolle Biogas für die BHKW einzusetzen. Insofern dürfte die Gasfackel bei Biogasanlagen schon von Seiten der Begriffsbestimmung als „Notfackel“ gelten.

4. Exkurs: Genehmigungssituation bei Biogasaufbereitungs- und Biogaseinspeiseanlagen

In der Praxis besteht die Tendenz Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) und Biogaseinspeiseanlagen (BGEA) so zu konzipieren, dass der Aufwand für Genehmigungen und Betreiberpflichten nach dem Immissionsschutz- und insbesondere Störfallrecht möglichst gering ist, um Anlagen zeit- und kostensparend zu errichten und zu betreiben. Die genehmigungsrechtliche Situation von BGAA und BGEA stellt sich vor diesem Hintergrund wie folgt dar:

Die BGAA ist gemäß Nr. 1.16 Anhang 1 der 4. BImSchV mit einer Verarbeitungskapazität ab 1,2 Million Normkubikmetern je Jahr Rohgas im vereinfachten Verfahren immissionsschutzrechtlich zu genehmigen. Für Anlagen mit einer geringeren Kapazität ist regelmäßig eine Baugenehmigung erforderlich.

Das von Biogasanlagen produzierte Biogas ist regelmäßig qualitativ dem im Erdgasnetz vorhandenen Erdgas unterlegen. Zur Einspeisung ins Erdgasnetz kann daher eine Brennwertanpassung erforderlich sein. Eine Brennwertanpassung im Sinne einer Brennwerterhöhung ist jedoch dann nicht erforderlich, wenn es sich um Einspeisungen in L-Gasnetze handelt. Dem Biogas wird in der BGAA abhängig von dessen Brennwert ein prozentualer Anteil LPG zugesetzt, um eine Angleichung des Brennwertes an das Erdgas zu erreichen. Deshalb wird die BGEA in der Regel zur Anpassung der kalorischen Parameter mit einem LPG-Tank ausgestattet.

Dieser Tank ist von 3 t bis 30 t im vereinfachten Verfahren und ab 30 t im Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung zu genehmigen (Nr. 9.1.1.1 und 9.1.1.2 Anhang 1 der 4. BImSchV). Die Genehmigungen werden, soweit keine Betreiberidentität besteht, in getrennten Verfahren erteilt. Da die BGEA vom Netzbetreiber betrieben wird, besteht regelmäßig keine Betreiberidentität mit dem Anlagenbetreiber der BGAA.

Zusätzliche Betreiberpflichten ergeben sich für Anlagenbetreiber nach der Störfallverordnung und zwar unabhängig davon, ob sie genehmigungsbedürftig sind oder nicht. Ab 10 t Rohbiogas, die sich in der BGAA befinden, findet die Störfallverordnung Anwendung. Ab 50 t Rohbiogas gelten die erweiterten Pflichten. Für den LPG-Tank im Zusammenhang mit der BGEA gelten andere Grenzwerte. Insoweit sind die Pflichten nach der Störfallverordnung erst ab 50 t LPG anwendbar, die erweiterten Pflichten gelten ab 200 t. Für die Frage, ob die Grenzwerte der Störfallverordnung erreicht werden, werden die BGAA und die BGEA getrennt betrachtet, weil und soweit die Betreiber nicht identisch sind.

Zur Vermeidung des Genehmigungsverfahrens mit Öffentlichkeitsbeteiligung dürfte die BGEA einen LPG-Tank von max. 29,9 t beinhalten. Eine Genehmigung im vereinfachten Verfahren ist gleichwohl erforderlich. Die Pflichten nach der Störfallverordnung greifen erst bei einem Tank ab 50 t Flüssiggas. Zur Vermeidung dieser Pflichten und der damit verbundenen Kosten könnten Netzbetreiber LPG-Tanks mit einem Fassungsvermögen unter diesem Grenzwert verwenden, wobei davon ausgegangen werden kann, dass größere Tanks in der Praxis kaum relevant sein dürften. Die Nutzung kleinerer LPG-

¹ Vgl. dazu BayLfU, Biogashandbuch Bayern, Materialienband, Kap. 2.2.2, Stand März 2011, S. 10 mit Verweis auf Nr. 4.3.2 der VDI 3475, Blatt 4.

Tanks könnte jedoch ebenfalls Mehrkosten zur Folge haben, da das LPG häufiger angeliefert werden müsste und ggf. Mengenrabatte nicht genutzt werden. Insgesamt sind diese Mehrkosten im Verhältnis zu den Gesamtkosten des Anlagenaufbaus und -betriebs wahrscheinlich gering, weshalb ein eingehender Kostenvergleich im Rahmen dieses Projektes unterbleibt. Für eine weitergehende Untersuchung der Problematik müsste das Kostendelta zwischen den Mehrkosten aufgrund der Pflichten der Störfallverordnung einerseits und den Mehrkosten aufgrund des Einkaufs von LPG andererseits ermittelt werden.

Die Grenzwerte der Störfallverordnung stellen somit grundsätzlich potenzielle Hemmnisse für den flexiblen Ausbau von Biomasseanlagen dar, da mit erhöhtem Einspeisewunsch von Biogas regelmäßig auch ein erhöhte Bereitstellungsbereitschaft an LPG einhergeht, welches in Tanks gelagert wird, die den Grenzwerten der Störfallverordnung unterliegen können.

Es wäre weiterhin zu prüfen, inwieweit die Anforderungen der Störfallverordnung mit Blick auf das Gefahrenpotential des LPG-Tanks gerechtfertigt sind, um ggf. höhere Grenzwerte festlegen zu können, wobei aufgrund des gefahrenabwehrrechtlichen Charakters der Störfallverordnung zu beachten ist, dass deren ratio nicht dahingehend konterkariert werden darf, dass es zu Grenzwerterhöhungen kommt, die das gefahrenabwehrrechtlich gebotene Maß überschreiten.

Zusätzlich sollten Überlegungen dazu erfolgen, inwieweit generell der LPG-Bedarf zur Anpassung des Brennwertes reduziert werden kann. Als mögliche Alternativen zur Flüssiggaskonditionierung kommen dabei neben einer Zusatzgaseinspeisung die Errichtung von Brennwertbezirken oder die Implementierung von Brennwertrekonstruktionssystemen in Betracht. Eine diesbezügliche Auseinandersetzung kann im Rahmen dieses Gutachtens nicht geleistet werden, es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass als Entscheidungskriterien zwischen diesen Alternativen neben der Kosten und der Systemkomplexität auch die technische Umsetzbarkeit zu beachten ist.

23.2.2 EEG

Biogasanlagen können/konnten wirtschaftlich häufig nur betrieben werden, weil deren Betrieb durch Regelungen aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz gefördert wird. Wie diese Förderung ausgestaltet ist und welche Relevanz die Flexibilisierung von Biogasanlagen im Hinblick auf die Förderungen nach EEG hat, ist Gegenstand des folgenden Abschnitts.

5. Überblick über die wichtigsten EEG-Regelungen nach dem EEG 2012

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz soll, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglicht werden. Die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung sollen verringert und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien soll gefördert werden, vgl. § 1 Abs. 1 EEG 2012.

Um diese Zwecke zu erreichen, verfolgt das EEG das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erhöhen.

Hierfür statuiert das EEG zunächst die Pflicht der Netzbetreiber, Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig anzuschließen (§ 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012) und den aus diesen Anlagen gewonnenen Strom abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen (§ 8 Abs. 1 EEG 2012). Gleichrangig mit dem Strom aus Erneuerbaren Energien ist derjenige Strom abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen, der mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt wurde, § 8 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.

Um dem erwarteten Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien hinsichtlich der Netzkapazität gerecht zu werden, regelt § 9 EEG 2012 die Verpflichtung der Netzbetreiber, ihre Netze jeweils ausreichend auszubauen. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass der – jedenfalls bei Biogasanlagen – grundsätzlich dezentral erzeugte Strom ins Netz aufgenommen und an die Verbraucher transportiert werden kann.

a) EEG-Vergütung

(a) Vergütungspflicht

Der Netzbetreiber hat dem Anlagenbetreiber für den eingespeisten Strom eine gesetzlich festgesetzte Vergütung zu bezahlen, § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012. Dabei handelt es sich um ein gesetzliches Schuldverhältnis, was bedeutet, dass für die Entstehung des Vergütungsanspruchs kein Vertrag zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber erforderlich ist, sondern sich das Schuldverhältnis unmittelbar aus dem Gesetz ableitet, § 4 EEG 2012.

Die Vergütungen sind gem. § 21 Abs. 2 S. 1 EEG 2012 jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen

Die Höhe der Vergütungssätze richtet sich nach der eingesetzten Energieart und ist für Strom aus Biomasse den §§ 27 – 27c EEG 2012 zu entnehmen. Das Vergütungssystem ist degressiv ausgestaltet. Das heißt, dass die Vergütungssätze in Abhängigkeit zum Jahr der Inbetriebnahme der Anlage sinken, vgl. §§ 20, 20a EEG 2012.

(b) Ausgleichsregelungen

Diese, den Netzbetreibern durch Pflichtabnahme und -Vergütung auferlegte Belastung wird zunächst bundesweit ausgeglichen, indem das EEG den dem aufnehmenden Netzbetreiber vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber zur Abnahme und Vergütung des aufgenommenen (EEG-geförderten) Stroms verpflichtet, §§ 8 Abs. 4, 34, 35 EEG 2012. Zwischen den (vier) Übertragungsnetzbetreibern findet dann wiederum ein Ausgleich mit dem Ziel statt, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber so gestellt wird, als habe er EEG-vergüteten Strom entsprechend dem bundesweiten Durchschnitt abgenommen und vergütet, § 36 EEG 2012.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern nach EEG vergütete Strom wird sodann in einem weiteren Schritt nach § 37 Abs. 1 EEG 2012 i.V.m. der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) an der Strombörse als „Graustrom“ vermarktet. Da der Strom aus Erneuerbaren Energien an der Strombörse mit konventionell erzeugtem, grundsätzlich günstigerem, Strom konkurriert, decken die erzielten Erlöse regelmäßig nicht die Kosten des nach EEG vergüteten Stroms. Zum Ausgleich dieser Differenz erhalten Übertragungsnetzbetreiber von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), welche Strom an Letztverbraucher liefern, einen Ausgleich, anteilig des von ihnen gelieferten Stroms in Form der EEG-Umlage, § 37 Abs. 2 EEG 2012. Die EEG-Umlage, welche zu diesem Zeitpunkt noch auf dem Saldokonto der EVU negativ zu Buche schlägt, kann von diesen den Letztverbrauchern gegenüber in der Rechnung ausgewiesen werden, § 53 EEG 2012, mit der Folge, dass letztlich die Letztverbraucher die EEG-Umlage tragen.

b) Direktvermarktung

Gem. § 33a Abs. 1 EEG 2012 können Anlagenbetreiber Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f EEG 2012 an Dritte veräußern (Direktvermarktung). Diese Direktvermarktung erfolgt entweder durch außerbörslichen („over the counter“) Verkauf oder an der Strombörse.¹ Zweck dieser Regelungen ist es, erneuerbare Energien in ein Stromsystem zu integrieren, in dem Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien langfristig auch ohne Förderung bestehen können. Durch Einführung der §§ 33a ff. EEG 2012 sollen

¹ Vgl. BT-Drs. 16/9477, S. 24.

Anlagenbetreiber langsam an den Energiemarkt herangeführt werden, ohne sich gänzlich aller Fördermöglichkeiten des EEG begeben zu müssen.¹

Gemäß der Konzeption des EEG 2012 stellt die Direktvermarktung unter Inanspruchnahme des Marktprämienmodells nach § 33g EEG 2012 das Grundmodell der Direktvermarktung dar.²

Die Höhe der Marktprämie ergibt sich vereinfacht dargestellt nach kalendermonatlicher Berechnung aus der anlagenspezifischen EEG-Vergütung nach § 16 EEG 2012 (s.o.), abzüglich des durchschnittlichen monatlichen Marktpreises. Über den für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wert, der sich nach der EEG-Vergütung gem. § 16 Abs. 1 EEG 2012 richtet, werden sämtliche Regelungen der EEG-Einspeisevergütung in das Marktprämienmodell integriert, §§ 33g Abs. 2 i.V.m. § 33h EEG 2012.³ Hieraus ergibt sich ein Gleichlauf der EEG-Vergütung mit dem Marktprämienmodell hinsichtlich Anspruchsdauer und Degression.

Anreiz geschaffen, in das Marktprämienmodell einzusteigen, wird durch die Möglichkeit, einen Mehrgewinn im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung zu generieren. So ist dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit eröffnet, seinen Strom zu Hochpreiszeiten am Strommarkt zu erzeugen und zu verkaufen und hierdurch höhere Erlöse zu erreichen als dies mit der EEG-Vergütung möglich wäre. Dies ist die „zentrale Lenkungsfunktion“ der Marktprämie, hin zu einer Marktintegration.⁴

Grundsätzlich haben/hatten Anlagenbetreiber die Wahl, ob sie am Marktprämienmodell teilnehmen oder in der fixen Einspeisevergütung verbleiben möchten. Sie müssen gem. § 33d Abs. 1 und 2 EEG 2012 jedoch ihren Wechsel zum Marktprämienmodell bzw. die Rückkehr in das fixe EEG-Vergütungsmodell einen Monat im Voraus beim Netzbetreiber anmelden.

Hinzuweisen ist darauf, dass für Biogasanlagen, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen worden sind und deren installierte Leistung mehr als 750 kW beträgt, gem. § 27 Abs. 3 EEG 2012 keine gesetzliche Einspeisevergütung mehr erhalten. Wollen Anlagenbetreiber solcher Anlagen in den Genuss einer Förderung kommen, müssen sie den Weg über die Direktvermarktungsmöglichkeiten des EEG wählen. Weiterhin gilt für alle Neuanlagen (also nicht nur Biogasanlagen) mit Inkrafttreten des EEG 2014 zum 1.8.2014 eine verpflichtende Direktvermarktung, wenn die installierte Leistung 500 kW übersteigt. Ab dem 1.1.2016 werden auch Anlagen mit einer installierten Leistung von 100 kW zur Direktvermarktung verpflichtet und kommen so nicht mehr in den Genuss der Einspeisevergütung, § 37 EEG 2014. Für Bestandsanlagen gilt diese Verpflichtung zur Direktvermarktung gem. § 100 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2014 nicht. Für die Anlagen, denen für die Berechnung der Marktprämie durch Versagung der EEG-Vergütung die Grundlage des anzulegenden Wertes gem. § 33h EEG 2012 entzogen wurde, werden die EEG-Vergütungswerte nach § 27 Abs. 1 und 2, 27a Abs. 1 oder 27c Abs. 2 EEG 2012 fingiert.⁵

Die Direktvermarktung setzt mithin grundsätzlich den Anreiz, flexibel zu produzieren. Insofern stellt die Ausweitung der verpflichtenden Direktvermarktung grundsätzlich kein Hemmnis dar. Inwieweit sie allerdings dazu führen kann, dass aufgrund der damit verbundenen Unsicherheit bezüglich der Einnahmen aus der Stromproduktion Investitionen in Biomasseanlagen gehindert werden, kann vorliegend nicht überprüft werden.

¹ Altrock/Oschmann, in Altrock/ Oschmann/ Theobald, EEG, 4. Auflage (2013), § 33a Rn. 26.

² Altrock/Oschmann, in Altrock/ Oschmann/ Theobald, EEG, 4. Auflage (2013), §33b Rn. 5.

³ Schomerus/Henkel, Die Marktprämie im EEG 2012, ER 2012, 13,15.

⁴ Wustlich/Müller, Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012, ZNER 2011, 380, 388.

⁵ Wustlich/Müller, Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012, ZNER 2011, 380, 391.

6. Vergütungsdauer und -sätze bei Anlagenerweiterung

Zur Flexibilisierung von Biogasanlagen wird ggf. die Erweiterung der Anlage, insbesondere durch Leistungserhöhung der Stromerzeugungsanlage durch Ersatz des bisherigen BHKW oder Zubau weiterer BHKW erforderlich. Für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anlagenkonzeptionen kommt es dabei entscheidend auf die Höhe und die Dauer des Anspruchs auf die Marktprämie oder die Einspeisevergütung an. Insoweit ist von erheblicher Bedeutung, wann von dem Vorliegen einer oder mehrerer Anlagen im Sinne des EEG auszugehen ist und wann diese Anlage(n) in Betrieb genommen worden sind.

a) Anlagenbegriff

Nach der Legaldefinition des EEG 2009/ 2012¹ ist eine Anlage jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (§ 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009/ 2012).

Relevant ist die Frage nach dem Anlagenbegriff, weil nach früherer Rechtslage umstritten war, ob ein zweites, später zugebautes BHKW eine eigene Anlage darstellt oder ob es sich lediglich um einen Zubau handelt.² Die Interpretation des Anlagenbegriffs hat erhebliche Bedeutung für das Vergütungssystem der Biogasanlage. Würde ein später zugebautes BHKW als eigenständige Anlage angesehen, würde für dieses u.U. ein anderes (aktuelleres) Vergütungssystem gelten. Da die Vergütungssätze im Laufe der Zeit abnehmen (Degression), könnte das erste, schon bestehende BHKW lukrativer sein als das zweite. Soweit es sich bei dem zugebauten BHKW um einen Zubau handelt, wird das BHKW in die schon bestehende „Gesamtbiogasanlage“ integriert und auch das zweite BHKW unterfällt dem älteren Vergütungssystem.

Nunmehr hat sich der BGH in einer Entscheidung vom 23.10.2013 für eine Zwischenlösung entschieden und sich grundsätzlich für ein weites und funktionales Begriffsverständnis ausgesprochen.³ Demgemäß ist unter einer Anlage die Gesamtheit aller funktional zusammengehörenden technisch und baulich notwendigen Einrichtungen zu verstehen.⁴ Dass EEG 2014 behält die weite Begriffsbestimmung zur Anlage bei.⁵

Folglich werden die Leistungen der zugebauten BHKW hinsichtlich der Leistungsstufen addiert, und unterfallen so unter Umständen einer geringeren Vergütungsklasse gem. § 27 EEG 2012.⁶ Sofern der erstrebte Zubau/Austausch damit einen Sprung der Vergütungsklasse nach sich zieht (bis einschließlich 150 kW, 14,3 ct/kWh; bis einschließlich 500 kW, 12,3 ct/kWh; bis einschließlich 5 MW, 11,0 ct/kWh; bis einschließlich 20 MW, 6,9 ct/kWh, vgl. § 27 Abs. 1 S. 1 EEG 2012) kann dies für den Anlagenbetreiber ein Hemmnis der Flexibilisierung darstellen, da er weniger Vergütung für seinen erzeugten Strom erhält.

Keine Auswirkungen hat die Entscheidung für einen weiten Anlagenbegriff jedoch dahingehend, dass das zusätzliche BHKW diejenigen Vergütungssätze erhalten würde, die auch für die in einem früheren Kalenderjahr erstellte Ursprungsanlage maßgeblich sind. Denn hier gelten die Regelungen des § 21 Abs. 1 EEG 2009/2012.⁷ Klargestellt ist mithin, dass zwar alle BHKW hinsichtlich der Leistungsschwellen zusammenzufassen

¹ Dem EEG 2004 liegt hingegen in § 3 Abs. 2 Satz 1 ein enger Anlagenbegriff zugrunde: Danach ist jede selbständige technische Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas eine Anlage.

² Vgl. zum Streitstand u.a. Richter/ Herms, Die Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff im EEG - Vorhang zu und alle Fragen offen, in ER 2014, 3 ff, 3.

³ Vgl. BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, 1. Leitsatz, Rn.36 zitiert nach juris.

⁴ BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12 1. Leitsatz, Rn.36 zitiert nach juris.

⁵ Siehe § 5 Nr. 1, 1. HS EEG 2014.

⁶ BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, Rn. 59.

⁷ BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, Rn. 59.

sind, jedoch jede von diesen eine unterschiedliche Vergütungshöhe und Vergütungs-
dauer haben kann (s.u.)

.....
Ermittlung der rechtlichen
Hemmnisse
.....

b) Satelliten-BHKW und vergütungsrechtliche Anlagenzusammenfassung

Zugleich kann der Entscheidung des BGH vom 23.10.2013 entnommen werden, dass es so genannte Satelliten-BHKW gibt, die nicht bereits eine eigene Anlage i.S.v. § 3 Nr. 1 S. 1 EEG 2009 darstellen. Denn im dritten Leitsatz der Entscheidung heißt es, dass in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander errichtete Blockheizkraftwerke, die an denselben Fermenter angeschlossen sind, in der Regel eine einheitliche Biogasanlage im Sinne der Begriffsbestimmung bilden und nicht erst nach § 19 Abs. 1 EEG 2009 vergütungsrechtlich zu einer fiktiven Anlage zusammenzufassen sind. Weiterhin seien selbständige Anlagen, die bis zu mehreren Kilometern auseinander liegen, nicht schon aufgrund der Errichtung einer gemeinsamen Installation als eine einzige Anlage anzusehen.¹ Dies spricht dafür, dass wohl zumindest ab zwei Kilometern Entfernung zwischen den BHKW von einem Satelliten-BHKW und damit von einer eigenständigen Anlage gesprochen werden könne.² Letztlich ist dem Urteil nicht eindeutig zu entnehmen, wann eine unmittelbare räumliche Nähe vorliegen soll, so dass auch noch bei Entfernungen unter zwei Kilometern eine eigenständige Anlage gegeben sein kann.³ Zudem führt die gemeinsame Nutzung von Installationen (wie eines Fermenters) nur in der Regel zu einer gemeinsamen Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 S. 1 EEG 2009, so dass auch insoweit keine Rechtssicherheit gegeben ist.

Für mehrere Anlagen gilt seit dem 1.1.2012 zudem § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG, wonach mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage gelten, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt. Auch insoweit bleibt das EEG 2014 inhaltlich unverändert.⁴ Diese Regelung ist nicht auf vor dem 1.1.2012 in Betrieb genommene Anlagen anwendbar, da § 66 Abs. 1 EEG 2012 zu entnehmen ist, dass die Vorschriften des EEG 2012 grundsätzlich nicht für vor dem 1.1.2012 in Betrieb genommene Anlagen gelten.⁵ Diese Übergangsbestimmung gilt nach dem EEG 2014 fort, vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 10. Dies bedeutet, dass ein vor 2012 betriebenes Satelliten-BHKW für seine eigene Vergütungsermittlung nicht mit mehreren Anlagen nach § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 zusammengefasst wird, jedoch kann dieses bestehende Satelliten-BHKW für die Vergütungsermittlung von hinzugebauten neuen Satelliten-BHKW als eine von „mehreren Anlagen“ nach § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012⁶ berücksichtigt werden.

c) Inbetriebnahmezeitpunkt und Vergütungsdauer

Die EEG-Vergütung nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 bzw. die Marktprämie nach §§ 33g i.V.m. 33h i.V.m. 16 EEG 2012 wird gem. § 21 Abs. 2 S. 1 EEG 2012 für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres gewährt. Nach § 21 Abs. 2 S. 2 EEG 2012 beginnt diese Frist mit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

¹ BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, Rn. 48.

² Vgl. Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 124.

³ Vgl. Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 124.

⁴ Siehe § 32 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014.

⁵ Vgl. Thomas, Vollprecht, Neubau, Versetzung, Erweiterung, Konzeptänderung und „verbessernde“ Reparatur von EEG-Anlagen oder: Das Anlagenphantom, ZNER 2012, S. 334 ff., 337; Müller, Mehr Effizienz, weniger Boni, ZUR 2012, S. 22 ff., 31.

⁶ bzw. § 32 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014.

Die Inbetriebnahme definiert § 3 Nr. 5 EEG 2012 als die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschafts der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde. Das EEG 2009 knüpfte im Gegensatz dazu an die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage an. Ausweislich der Gesetzesbegründung sollte mit der Änderung des EEG 2012 klargestellt werden - ohne damit die bisherige Gesetzeslage ändern zu wollen - dass als Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Anlage die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators ausschlaggebend sein solle.¹ Dies sei insbesondere für Biogasanlagen relevant, die Biogas vor Ort verstromen und für die daher unklar war, ob auch auf die Inbetriebsetzung der Biogaserzeugungsanlage (Fermenter) abgestellt werden könne.² In der Gesetzesbegründung heißt es weiter, dass wie bisher auf den Inbetriebsetzungszeitpunkt zur Stromerzeugung nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschafts der Anlage selbst - in diesem Fall der Biogasanlage - abzustellen ist, diese müsse also insgesamt im Inbetriebnahmezeitpunkt bereits technisch betriebsbereit sein.³ Das EEG 2014 stellt erneut auf die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage ab, ohne dies weiter zu begründen.⁴ Zudem darf die Inbetriebsetzung nunmehr ausschließlich unter Nutzung erneuerbarer Energien oder Grubengas erfolgen.⁵ Da der Gesetzgeber bereits mit der Anknüpfung an den Generator keine Änderung der Rechtslage bezweckte und das EEG 2014 keine Begründung dazu enthält, warum nunmehr wieder an den Begriff der Anlage für den Inbetriebnahmezeitpunkt angeknüpft werden soll, bezweckt wohl auch die Rückkehr zur alten Begriffswahl keine Änderung der Rechtslage. Somit ist davon auszugehen, dass für die Inbetriebnahme die Anlage insgesamt technisch betriebsbereit sein muss und es auf den Zeitpunkt zur erstmaligen Stromerzeugung ankommt.

In dem bereits erwähnten Urteil zum Anlagenbegriff vom 23.10.2013 hat der BGH im Rahmen eines obiter dictums⁶ unter Heranziehung von § 21 Abs. 1 EEG 2009 die Auffassung vertreten, dass der Vergütungszeitraum für den durch einen hinzugebauten Generator erzeugten Strom gesondert zu laufen beginne.⁷ Daraus folge zugleich, dass der in dem zusätzlichen Generator erzeugte Strom nach den zu diesem Zeitpunkt maßgeblichen degressiven Sätzen zu vergüten sei. Diese Rechtsauffassung hat in der Praxis und in der Literatur zu weiteren Rechtsunsicherheiten, insbesondere hinsichtlich der Bestimmung der Vergütungszeiträume und der anzuwendenden Degression geführt.⁸ Das EEG 2014 nutzt die Neuregelung des § 22 EEG 2014 (bisher § 21 EEG 2009/2012), der Förderbeginn und -dauer regelt, um die dargestellte Problematik jedenfalls mit Blick auf die Vergütungsdauer klarzustellen.⁹ In der Begründung des Gesetzentwurfs wird dazu ausgeführt, dass die gesetzliche Förderdauer für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom gleichermaßen mit der Inbetriebnahme der Anlage, ungeachtet der Inbetriebsetzung der einzelnen stromerzeugenden Generatoren dieser Anlage, beginne. So sei auch für Strom aus Generatoren, die nachträglich zu der Anlage hinzu-

¹ BT-Drs. 17/ 6071, S. 61.

² BT-Drs. 17/ 6071, S. 61.

³ BT-Drs. 17/ 6071, S. 61.

⁴ Vgl. § 5 Nr. 21 EEG 2014.

⁵ Vgl. § 5 Nr. 21 EEG 2014.

⁶ In einer Entscheidung eines Gerichtes geäußerte Rechtsansicht, die die gefällte Entscheidung nicht trägt, sondern nur geäußert wurde, weil sich die Gelegenheit dazu bot.

⁷ BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, Rn. 59 zitiert nach juris.

⁸ Vgl. BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, Rn. 59 zitiert nach juris; Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 124-125; Richter/ Herms, Die Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff im EEG – Vorhang zu und alle Fragen offen, ER 2014, 3 ff., 6.; Bredow/ Herz, Anlagenbegriff und Inbetriebnahme im EEG, ZUR 2014, 139 ff., 142 f.; Wernsmann, Anlagenbegriff des EEG, jurisPR-AgrarR 2014, 1 ff., 3f.

⁹ Vgl. Begründung zu § 22 Gesetzentwurf der Bundesregierung EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 191 f.

gebaut werden und im Sinne des weiten Anlagenbegriffs Teil der Anlage werden, hinsichtlich des Beginns der 20-jährigen Förderdauer auf die bereits zeitlich früher erfolgte Inbetriebnahme der Anlage abzustellen. Hinsichtlich des hinzugebauten Generators derselben Anlage trete somit kein Neubeginn der Förderdauer ein, vielmehr sei diese um den Zeitraum seit der Inbetriebnahme der Anlage verkürzt. Diese Gesetzesauslegung entspräche bereits dem ausdrücklichen Willen des Gesetzgebers zum EEG 2009, der darauf abzielte die Förderdauer für Anlagen zeitlich zu begrenzen.¹

Damit wird für den Vergütungsbeginn auch für diese Altanlagen an die Inbetriebnahme der Anlage und nicht an einzelne Generatoren angeknüpft.² Dies entspräche dem bisherigen „weiten Anlagenbegriff“, dem auch der BGH in seiner Entscheidung gefolgt sei.³ Die Übergangsvorschrift diene ebenfalls lediglich der Klarstellung eines auch bislang anerkannten Verständnisses des Regelungsgehaltes der Vorgängerregelung des § 22 S. 2 EEG 2014.⁴ Bei diesen Anlagen gilt der Inbetriebnahmebegriff vom 31.12.2011 – also das EEG 2009, sodass es unerheblich ist mit welchem Energieträger der Generator erstmalig in Betrieb gesetzt wurde.⁵

d) Inbetriebnahmezeitpunkt und Vergütungssätze

Der BGH geht in seinem Urteil vom 23.10.2013 davon aus, dass aufgrund von § 21 Abs. 1 EEG 2009, für die Bestimmung des Vergütungsbeginns und der -dauer auf die erstmalige Stromerzeugung in dem nachträglich hinzugebauten Generator abzustellen sei und dass daraus zugleich folge, dass sich auch die Vergütungssätze nach diesem Zeitpunkt richten.⁶ Auch diese weitere Schlussfolgerung wird in der Literatur kritisiert.⁷ Gegen diese Gesetzesauslegung spricht der Wortlaut der die Degression regelnden Bestimmungen des EEG 2004 und des EEG 2009.⁸ Sowohl § 20 EEG 2009 als auch § 8 Abs. 5 EEG 2004 stellen für die Degression auf die Inbetriebnahme der Anlage und nicht auf die Inbetriebnahme eines einzelnen Generators ab.⁹ Die Begründung zum EEG-Entwurf vom 8.4.2014 enthält hierzu keine explizite Klarstellung. Aus der Klarstellung zum Beginn und der Dauer der Förderhöhe, wonach auf die Inbetriebsetzung der Anlage abzustellen ist, lässt sich wohl schlussfolgern, dass auch die Degression einheitlich an die Inbetriebnahme der Gesamtanlage anknüpft. So nimmt die Begründung den „weiten Anlagenbegriff“ in Bezug und stellt sowohl für „Vergütungshöhe als auch für die Vergütungsdauer“ auf die Inbetriebnahme der jeweiligen Gesamtanlage ab.¹⁰ Nach den Übergangsbestimmungen im EEG 2014 gelten für Bestandsanlagen grundsätzlich

¹ Vgl. Begründung zu § 22 Gesetzentwurf der Bundesregierung EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 191 f.

² Vgl. Begründung zu § 22 Gesetzentwurf der Bundesregierung EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 276.

³ Vgl. Begründung zu § 22 Gesetzentwurf der Bundesregierung EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 276 f.

⁴ Vgl. Begründung zu § 22 Gesetzentwurf der Bundesregierung EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 276 f.

⁵ Eine Ausnahme hiervon gilt lediglich für bestehende Anlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2014 noch zu keinem Zeitpunkt Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt haben: Insoweit gilt bereits der neue Inbetriebnahmebegriff gemäß § 5 Nr. 21 HS 1 EEG 2014, wonach die Inbetriebsetzung nunmehr ausschließlich unter Nutzung erneuerbarer Energien oder Grubengas erfolgen darf, vgl. § 100 Abs. 2 EEG 2014.

⁶ BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, Rn. 59.

⁷ Vgl. Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 125; Richter/ Herms, Die Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff im EEG – Vorhang zu und alle Fragen offen, ER 2014, 3 ff., 7.; Bredow/ Herz, Anlagenbegriff und Inbetriebnahme im EEG, ZUR 2014, 139 ff., 144 f.

⁸ Vgl. Bredow/ Herz, Anlagenbegriff und Inbetriebnahme im EEG, ZUR 2014, 139 ff., 144; Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 125.

⁹ Vgl. Bredow/ Herz, Anlagenbegriff und Inbetriebnahme im EEG, ZUR 2014, 139 ff., 144; Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 125.

¹⁰ Gesetzentwurf zum EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 276.

weiterhin die bei ihrer Inbetriebnahme ermittelten Fördersätze, vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 10 EEG 2014.¹

Die BGH-Auffassung führt für das zusätzliche BHKW im Grundsatz zu einem eigenen und im Vergleich zur Ursprungsanlage geringeren Vergütungssatz.² Die konkrete Vergütungsberechnung gestaltet sich schwierig und bringt Folgeprobleme mit sich. So stellt sich u.a. die Frage, wie die Strommengen auf die jeweiligen BHKW und die Vergütungsstufen zu verteilen sind.³ Oder wie mit den zum 1.1.2009 eingeführten Änderungen der Vergütungssätze, die auch für Bestandsanlagen galten, umzugehen ist.⁴

e) Fazit

Der BGH folgt im Grundsatz dem weiten und funktionalen Anlagenbegriff, lässt aber zugleich offen, wann gemeinsame Installationen zu einer Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 S. 1 EEG 2009 führen sollen und wann die dafür ebenfalls erforderliche unmittelbare räumliche Nähe vorliegen soll. Daraus ergeben sich Rechtsunsicherheiten hinsichtlich der Frage, wann eine selbständige Anlage (ggf. Satelliten-BHKW) vorliegt und wann bei einer Biogaserzeugungsanlage mit mehreren BHKW von einer gemeinsamen Anlage auszugehen ist. Da die vergütungsrechtliche Zusammenfassung von selbständigen Anlagen nach § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 nicht für Anlagen vor dem 1.1.2012 gilt, ist diese Frage für die Vergütungsermittlung weiterhin bedeutsam. Das Urteil des BGH und die daraufhin erfolgten Klarstellungen im EEG 2014 haben insoweit Klarheit gebracht, als dass der Beginn und die Dauer der Förderung einheitlich an die erstmalige Inbetriebsetzung der Gesamtanlage anknüpfen. Zudem ließe sich aufgrund der Gesetzesbegründung zu dieser Klarstellung und dem Gesetzeswortlaut des EEG 2004/2009 argumentieren, dass für die Vergütungssätze ebenfalls auf die erstmalige Inbetriebsetzung der Ursprungsanlage abzustellen ist. Diese letzte Schlussfolgerung ist jedoch nicht zwingend. Die Ermittlung der Vergütungssätze nach dem Urteil des BGH vom 23.10.2013 gestaltet sich schwierig und ist mit Folgeproblemen verbunden. Hinsichtlich der Bestimmung der Vergütungshöhe bei Zubau eines weiteren BHKW oder Austausch durch ein leistungsstärkeres BHKW⁵ bleiben damit derzeit Rechtsunsicherheiten bestehen, die sich hemmend auf die Flexibilisierung von Biogasanlagen auswirken können.

7. Kapazitätserhöhung und Stromnetzanschluss

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ist in der Regel mit einer Erhöhung der BHKW-Leistung verbunden, ohne jedoch die Jahresdurchschnittsleistung zu ändern. In Zeiten geringer Stromnachfrage und viel Sonnenschein bzw. Wind sollen BHKW zurückgefahren werden und der Strombedarf soll (soweit dies möglich ist) über fluktuierende Energieerzeuger wie PV oder Windkraftanlagen eingespeist werden. In Zeiten hoher Stromnachfrage soll im Vergleich zum derzeitigen Grundlastbetrieb mehr Leistung aus BHKW erzeugt werden. Der dadurch erhöhte Biogasverbrauch wird aus den zu errichtenden Gasspeichern entnommen. Dadurch muss zu diesen Zeiten, in denen die BHKW unter Volllast laufen, die Netzanschlussleistung erhöht werden da zu gewissen Zeiten eine höhere Strommenge eingespeist werden soll.

¹ Gesetzentwurf zum EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 273

² Vgl. Richter/ Herms, Die Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff im EEG – Vorhang zu und alle Fragen offen, ER 2014, 3 ff., 7; Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 125.

³ Vgl. dazu Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 125; Richter/ Herms, Die Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff im EEG – Vorhang zu und alle Fragen offen, ER 2014, 3 ff., 7f.

⁴ Vgl. dazu Bredow/ Herz, Anlagenbegriff und Inbetriebnahme im EEG, ZUR 2014, 139 ff., 145.

⁵ Vgl. dazu Vollprecht, Anmerkung zum BGH, Urt. v. 23.10.2013, Az.: VIII ZR 262/12, EnWZ 2014, 116 ff., 125.

Um den vom BHKW produzierten Strom ins Netz einzuspeisen, muss dieses ans Stromnetz angeschlossen sein. Das EEG 2012 regelt zur Verwirklichung dieses Anschlusses in § 5 eine Anschlusspflicht der Netzbetreiber und in §§ 13 ff. die diesbezügliche Kostenregelung. Gem. § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 ist der Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist.

Relevanz gewinnt die Wahl des Netzverknüpfungspunktes insbesondere wegen der Kosten. Der Netzanschlusspunkt bildet quasi eine „Zäsur“ der Kosten. Der Anlagenbetreiber hat gem. § 13 Abs. 1 EEG 2012 die notwendigen Kosten des Anschlusses von seiner Anlage bis zum Netzverknüpfungspunkt zu tragen und der Netzbetreiber muss sämtliche Kosten ab diesem Punkt übernehmen. Insofern hat der Anlagenbetreiber ein Interesse daran, dass der Netzanschlusspunkt möglichst nah an seiner Anlage liegt, während dem Netzbetreiber daran gelegen ist, dass der Anschluss an einer Stelle mit ausreichender Netzkapazität erfolgt. Denn andernfalls ist er gem. § 5 Abs. 4 i.V.m. § 9 EEG 2012 verpflichtet, unverzüglich seine Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme des Stroms sicherzustellen. Gem. § 14 EEG 2012 trägt der Netzbetreiber die Kosten für diese Kapazitätserweiterung.

Bestehende Biogasanlagen sind in der Regel schon durch einen Netzanschlusspunkt ans Stromnetz angeschlossen. Bei Austausch des bestehenden BHKW um ein leistungsstärkeres, oder Zubau eines weiteren BHKW erhöht sich die elektrische Gesamtleistung der Anlage. Soweit der bestehende Netzverknüpfungspunkt technisch geeignet ist, die zusätzlich erzeugte Energiemenge aufzunehmen, ergibt sich regelmäßig kein Problem. Das aus- oder zugebaute BHKW wird an den schon bestehenden Netzanschlusspunkt (mit-)angeschlossen und der Anlagenbetreiber hat (nur) die u.U. entstehenden Kosten des Leitungsausbaus zwischen Anlage und Netzanschlusspunkt zu tragen, § 13 Abs. 1 EEG 2012. Aus dieser Kostentragungspflicht ergibt sich kein Hemmnis im engeren Sinne für die gewünschte bedarfsgerechte Fahrweise der Biogasanlagen, denn es ist davon auszugehen dass es sich bei diesem schon bestehenden Anschlusspunkt um den gesetzlichen i.S.d. § 5 Abs. 1 EEG 2012 handelt. Nach der gesetzlichen Konzeption der § 13 f. EEG 2012 hat der Anlagenbetreiber die Netzanschlusskosten bis zum Netzanschlusspunkt zu tragen. Auch bei einem Neubau wären diese Kosten dem Anlagenbetreiber entstanden.

Ist der Netzanschluss dagegen nicht geeignet die zusätzlich erzeugte Energiemenge aufzunehmen, weil die Kapazitätsgrenze des Stromnetzes nunmehr überschritten ist, muss ein neuer Anschlusspunkt gefunden werden um die produzierte Strommenge ins Netz einspeisen zu können. Dazu muss entweder - wie wohl regelmäßig bei Austausch des BHKW - ein gänzlich neuer Anschlusspunkt unter Aufgabe des alten, oder ein zweiter Anschlusspunkt - wie regelmäßig bei Zubau eines weiteren BHKW - gefunden werden.

Unklar ist dabei, ob sich die Suche nach diesem neuen Netzanschlusspunkt an § 5 EEG 2012 messen lassen muss, oder ob diese Regelung keine Anwendung findet, da im Wortlaut des § 5 EEG 2012 keine Differenzierung zwischen Neuanlagen und Anlagen-erweiterung/-zubau getroffen wird, sondern lediglich von „Anlagen“ die Rede ist.

Muss sich die Suche nach dem neuen Netzanschlusspunkt an § 5 EEG 2012 messen lassen, hat dies grundsätzlich so zu erfolgen, wie wenn eine neue Anlage errichtet worden wäre, denn die relevanten Voraussetzungen des § 5 Abs. 1 EEG 2012, insbesondere die Geeignetheit der Spannungsebene und die Frage nach einem alternativen Netzanschlusspunkt, der technisch oder wirtschaftlich günstiger ist, stellen sich neu. Die Problematik des oben genannten Interessenkonfliktes zwischen Anlagen- und Netzbetreiber blüht demnach erneut auf.

Da sich bei Überschreitung der Kapazitätsgrenze des Stromnetzes der Verknüpfungspunkt - mit den Worten des Gesetzgebers - im Hinblick auf die Spannungsebene als

nicht (mehr) geeignet erweist¹, liegt der neue Anschlusspunkt entweder an anderer Stelle oder die Netzkapazität muss gem. § 9 EEG 2012 erhöht werden, um den Strom an der Stelle des alten Anschlusspunktes einzuspeisen.

§ 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 verlangt als Regelfall den Netzanschlusspunkt grundsätzlich an derjenigen Stelle, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzesten Entfernung zum Standort der Anlage aufweist. Die Anschlussverpflichtung am Verknüpfungspunkt in kürzester Entfernung zur Anlage besteht jedoch ausnahmsweise dann nicht, wenn gem. Halbsatz 2 ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Aus dieser Formulierung unter Verwendung des Komparativs wird deutlich, dass ein Variantenvergleich erforderlich ist, welche der technisch möglichen Varianten wirtschaftlich günstiger ist. Günstiger i.S. der Norm ist diejenige Netzintegrationslösung, welche die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten verursacht, losgelöst von der Frage der Kostentragungspflicht.²

Bisweilen heftig diskutiert³ wurde die Frage, wie zu verfahren ist, wenn der günstigere Netzanschlusspunkt nicht in einem anderen Netz (also dem eines anderen Netzbetreibers) liegt, sondern im selben. Unter Erweiterung des Wortlauts des § 5 Abs. 1 S. 1 HS 2 EEG 2012 hat der BGH⁴ 2012 geurteilt, dass die Norm so auszulegen sei, dass auch bei alternativen Anschlusspunkten innerhalb desselben Netzes eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung anzustellen ist. Soweit im EEG 2004 nicht zwischen Netzanschlusspunkten desselben oder anderer Netze unterschieden worden sei, habe der Gesetzgeber im EEG 2009 von dieser Konzeption durch Änderung des Wortlauts nicht abweichen wollen. Vielmehr liege nach dem BGH ein „offensichtliches gesetzgeberisches Versehen“ vor, zumal es unter Zugrundelegung der Definition des „Netzes“ in § 3 Nr. 7 EEG 2009/2012 nur ein einziges Netz im Geltungsbereich des EEG gibt.⁵ Eine Differenzierung danach, ob der günstigere Anschlusspunkt im selben oder einem anderen Netz liegt, liefe auch dem Zweck, den volkswirtschaftlich insgesamt günstigsten Anschlusspunkt zu finden, zuwider.⁶

Die Entscheidung des BGH hat zur Folge, dass künftig auch weiter entfernte Netzanschlusspunkte im selben Netz in Betracht kommen können. Die Kosten dieser, von der Anlage weiter entfernten Netzanschlusspunkte, werden in der Regel für Anlagenbetreiber höher sein, als der Netzanschlusspunkt in kürzester Entfernung, § 13 Abs. 1 EEG 2012. Hieraus kann sich ein Hemmnis ergeben, bestehende BHKW durch leistungsstärkere auszutauschen/zu erweitern, wodurch auch der gewünschte Ausbau bedarfsgerechter Stromeinspeisung gehemmt wird.

Zwar hat der Anlagenbetreiber gem. § 5 Abs. 2 EEG 2012 das Recht, „einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen“. Dieses Wahlrecht darf ausweislich der Gesetzesbegründung jedoch nicht rechtsmissbräuchlich sein.⁷ Eine rechtsmissbräuchliche Ausübung des Wahlrechts ist, wie der BGH im selben Urteil entschieden hat⁸, schon dann gegeben, wenn die hierdurch dem Netzbetreiber entstehenden Kosten nicht nur uner-

¹ Geeignet ist eine Spannungsebene, wenn dort der angebotene Strom aus der Erzeugungsanlage entsprechend der Spannung und der Menge des erzeugten Stroms aufgenommen werden kann. Vgl. Clearingstelle EEG, Empfehlung v. 29.9.20122 – 2011/1, Rn. 76; *Altrock*, in *Altrock/ Oschmann/ Theobald*, EEG, 4. Auflage (2013), § 5 Rn. 54.

² BT-Drucks. 16/8145, S. 41.

³ Vgl. zum Streitstand: *Altrock*, in *Altrock/ Oschmann/ Theobald*, EEG, 4. Auflage (2013), § 5 Rn. 60 ff. m.w.N.

⁴ Vgl. BGH, Urt. v. 10.10.2012, Az.: VIII ZR 362/11.

⁵ BGH, Urt. v. 10.10.2012, Az.: VIII ZR 362/11 Rn. 43.

⁶ BGH, Urt. v. 10.10.2012, Az.: VIII ZR 362/11. Rn. 27 ff.

⁷ BT-Drucks. 16/8148, S. 41.

⁸ BGH, Urt. v. 10.10.2012, Az.: VIII ZR 362/11.

heblich über den Kosten eines Anschlusses an dem gesamtwirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt liegen. Denn wenn der Anlagenbetreiber einen Anschlusspunkt wählen könnte, der deutlich höhere Kosten verursacht als der gesamtwirtschaftlich günstigste Punkt, würde ein wirtschaftlich denkender Netzbetreiber seinerseits von seinem (Letzt-)Zuweisungsrecht aus § 5 Abs. 3 EEG 2012 Gebrauch machen und seinerseits den gesamtwirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt wählen.

Zu einer maßgeblichen Grenze, ab wann Rechtsmissbräuchlichkeit vorliegt, hat der BGH jedoch geschwiegen und lediglich geurteilt, dass diese Grenze jedenfalls in dem ihm vorliegenden Fall, mit Mehrkosten von etwa 60 %, erreicht sei.

Insofern bleibt offen, ab wann in zukünftigen Fällen „erhebliche Mehrkosten“ vorliegen, was die Situation für Anlagenbetreiber unkalkulierbar macht und so ein Verharren im Grundlastbetrieb fördert.

Die benannte Rechtsprechung des BGH hatte jedoch die Neuerrichtung einer EEG-Anlage zum Gegenstand. Ob diese Rechtsprechung auch auf Anlagenerweiterungen bzw. den Zubau von BHKW übertragen werden kann ist unklar. Dem Wortlaut des § 5 EEG 2012, der keine Differenzierung zwischen Neuerrichtung und Anlagenerweiterungen bzw. -zubau trifft, kann eine diesbezügliche Entscheidung nicht entnommen werden, sodass Rechtsunsicherheiten hinsichtlich der Wahl des Netzanschlusspunktes bestehen, die sich hemmend auf den Ausbau von Biogasanlagen auswirken können.

Hat die Entscheidung des BGH auch Gültigkeit für die Anlagenerweiterung, besteht ein Hemmnis dahingehend, dass auch weiter entfernte Netzanschlusspunkte als der in Luftlinie nächste Netzanschlusspunkt in Betracht kommen können, mit der Folge erhöhter Kostenlast des Anlagenbetreibers.

Um dieses Hemmnis abzumildern, werden neue Regelungen zum Wahlrecht des Anlagenbetreibers bezüglich des Netzverknüpfungspunktes vorgeschlagen.¹ Der Anlagenbetreiber kann einen Netzverknüpfungspunkt wählen, der für den Netzbetreiber mit einem Netzausbau verbunden ist und zu nicht unerheblichen Mehrkosten gegenüber dem gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt führt, wenn der Netzanschluss an dem gesetzlichen Verknüpfungspunkt für den Anlagenbetreiber mit hohen Netzanschlusskosten verbunden ist und er auf den Netzausbau verzichtet. Für den Anlagenbetreiber kann dies eine wirtschaftlich attraktive Alternative darstellen, wenn er aufgrund von Wind- oder PV-Einspeisungen in Zeiten mit wenig Wind bzw. wenig Sonne aufgrund der Flexibilisierung seiner Anlage freie Kapazitäten nutzen kann und damit keine Restriktionen für ihn bei der Stromerzeugung aufgrund von Netzengpässen entstehen. Zudem können dadurch Netzausbaukosten und eine Erhöhung der Netzentgelte reduziert werden. Der Verzicht soll temporär ausgestaltet werden, um flexibel auf eine geänderte Netzsituation reagieren zu können. Ändert sich die Netzsituation, z.B. durch Zubau von Biomasseanlagen, kann von dem Verzicht Abstand genommen und die Anlage dann an den gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden. Während der Zeit des Verzichts soll kein Anspruch auf Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen bestehen, da dies nicht sachgerecht wäre.

8. Voll- versus Überschusseinspeisung und Flexibilitätsprämie/ -zuschlag

Nach § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 setzte der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie unter anderem voraus, dass „[...] der gesamte in der Anlage erzeugte Strom nach § 33b Nr.

¹ Der Vorschlag wurde im Rahmen des Projektes „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ im Auftrag des Umweltbundesamtes sowie im vorliegenden Projekt entwickelt. Die Rechtsanwältin der Energieerichtskanzlei BBH Jens Vollprecht, Silvia Reichelt und Christian Rühr haben im Rahmen des Projektes „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ den Vorschlag rechtlich geprüft und Vorschläge für die rechtliche Umsetzung erarbeitet, die an dieser Stelle zusammenfassend wiedergegeben werden.

1 oder 3 direkt vermarktet wird [...]“. Daraus wurde teilweise geschlossen, dass ein anteiliger Selbstverbrauch des Stroms am Standort der Anlage nicht möglich sei, sodass eine Überschusseinspeisung zum Verlust der Flexibilitätsprämie führe. Um die Flexibilitätsprämie zu erhalten, müsse daher insbesondere der Strom, der für den Betrieb der Biogasanlage einschließlich des BHKW erforderlich ist, von Dritten bezogen werden. Dieser Strom ist regelmäßig teurer als der selbst produzierte Strom und führt bei manchen Anlagenkonzeptionen, insbesondere bei größeren Anlagen oder Anlagen, die organische Abfälle einsetzen, zu erhöhten Betriebskosten. Zudem ist der Eigenstromverbrauch bei einer bedarfsorientierten Stromproduktion mittels größerer Nennleistung der KWK-Anlagen aus Biogas und Biomethan höher, als bei einem Grundlastbetrieb, sodass auch aus diesem Grund die Betriebskosten steigen.¹ Somit stellte die bisherige Regelung des EEG 2012 ein Hemmnis für die Flexibilisierung von bestimmten Biogasanlagen dar.

Nach dem EEG 2014 gilt für Bestandsanlagen nunmehr die neue Flexibilitätsprämie gemäß § 52 i.V.m. § 54 und Anlage 3. Nach Anlage 3 Abs. 1 Nr. 1 lit. a EEG 2014 ist entgegen des bisherigen Wortlauts Voraussetzung für die Flexibilitätsprämie unter anderem, dass „[...] für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom keine Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird [...]“. Ausweislich der Gesetzesbegründung sollte damit klargestellt werden, dass eine anteilige Eigenverwendung des in der Anlage erzeugten Stroms für den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie unschädlich ist.² Damit hat sich das oben dargestellte Hemmnis mit der Anwendbarkeit des EEG 2014 erledigt.

Neuanlagen können unter den Voraussetzungen des § 52 i.V.m. § 54 EEG 2014 den Flexibilitätszuschlag in Anspruch nehmen. Dieser beträgt für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung von mehr als 100 kW 40 Euro pro kW installierter Leistung und Jahr. § 53 Abs. 2 EEG 2014 verweist auf § 47 Abs. 1 EEG 2014, der die finanzielle Förderung von Biomasseanlagen regelt und eine Förderung nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge vorsieht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50% des Wertes der installierten Leistung entspricht. Das für Bestandsanlagen dargestellte Problem besteht somit beim Flexibilitätszuschlag von vornherein nicht, da ohnehin vorausgesetzt ist, dass nur 50% der Strommengen aus diesen Anlagen gefördert werden können. Dementsprechend fehlt es auch an einer Voraussetzung, wonach der gesamte in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet werden muss. Darüber hinaus besteht der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag nicht nur im Rahmen der Direktvermarktung, sondern auch, wenn die Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird.³

9. EEG-Umlage und Befreiung

Grundsätzlich muss die EEG-Umlage von jedem Elektrizitätsversorgungsunternehmen an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber für die Strommengen gezahlt werden, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher liefert, § 37 Abs. 2 EEG 2012. Diese Kosten wird das stromliefernde Elektrizitätsversorgungsunternehmen üblicherweise an den Letztverbraucher weitergeben. Von der EEG-Umlagepflicht können bestimmte Strommengen und bestimmte Letztverbraucher (teil-)befreit werden.

Der Begriff **Elektrizitätsversorgungsunternehmen** wird im EEG 2012 in § 3 Nr. 2d legaldefiniert. Demnach ist ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen jede natürliche oder

¹ Vgl. Holzhammer, Herr, Nelles, Ausgleich für das große Ganze: Direktvermarktung: Der flexible Betrieb von KWK-Anlagen auf Biogas- und Biomethanbasis hat Auswirkungen auf Betriebskosten, in: Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK) 9/2012, Seite 30: „Überschlägig erhöhen sich der prozentuale Eigenstrombedarf [...] um ca. 5-10%“.

² Vgl. Begründung zum Gesetzentwurf EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 289.

³ Vgl. Begründung Gesetzentwurf zum EEG 2014 vom 8.4.2014, S. 225.

juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert. Letztverbraucher sind dabei natürliche oder juristische Personen, die Strom für den Eigenverbrauch kaufen.¹ Durch diese weite Definition sollen unter anderem Konstellationen umfasst sein, in denen sich verschiedene Gesellschaften eines Konzerns gegenseitig Strom liefern.² Ausgenommen sollen nur Stromverkäufe an Zwischenhändler sein.³

Schließlich verbleibt die Möglichkeit der Begrenzung der EEG-Umlage für **stromintensive Unternehmen** des produzierenden Gewerbes nach den §§ 40, 41 EEG 2012. Diese Regelung wurde in das EEG aufgenommen, um unbillige „Härten“ für die stromintensive Industrie zu vermeiden und die Abwanderung des produzierenden Gewerbes aufgrund zu hoher Stromkosten zu verhindern.⁴ Nach § 3 Nr. 14 EEG 2012 sind Unternehmen des Produzierenden Gewerbes solche Unternehmen, die dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe in entsprechender Anwendung der Abschnitte B und C der Klassifikationen der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes August 2008⁵ zuzuordnen sind. Abschnitt D der Klassifikationen (Energieversorgung) ist nicht mehr von der Definition der Unternehmen des produzierenden Gewerbes umfasst.

Der Gesetzgeber hat durch diese Neuregelung den Anwendungsbereich der Befreiung von der EEG-Umlage bewusst eingeschränkt.⁶ Ziel war es dabei, sogenannte „Contracting-Unternehmen“ aus der Befreiung heraus zu nehmen. In diesem Modell hatten Energieerzeuger teilweise einzelne Erzeugungsanlagen als Tochterunternehmen ausgliedert, die dadurch die Bedingungen für die Befreiung erfüllten.⁷ Energieerzeugungsanlagen sollen deshalb generell nicht mehr als Unternehmen des produzierenden Gewerbes eingestuft werden können.

Daher kann von Biogasanlagen die besondere Ausgleichsregelung nicht in Anspruch genommen werden.

23.2.3 Strom- und Energiesteuerrecht

Wenn Biomethan bzw. -Gas zur Stromerzeugung eingesetzt wird, ergeben sich steuerrechtliche Folgen sowohl auf Seite des eingesetzten Energieträgers, als auch auf Seite des daraus produzierten Stroms. Zunächst werden die relevanten Regelungen des „Output“ (Stromsteuergesetz) dargestellt und die Regelungen über den „Input“ (Energiesteuergesetz) schließen sich an. Zur Veranschaulichung des Unterschieds zwischen Energie- und Stromsteuer dient folgende Abbildung:

¹ Vgl. § 3 Ziff. 25 EnWG und Salje, EEG 2012, 6. Auflage 2012, § 3 Rn. 206.

² BT-Drs. 17/6071, S. 120.

³ Ebenda.

⁴ Kachel in: „Die besondere Ausgleichsregelung im EEG als Instrument zur Entlastung der stromintensiven Industrie“, ZuR, Heft 1, 2012, S. 32.

⁵ Klassifikationen der Wirtschaftszweige, abrufbar unter:

https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/klassifikationenwz2008.pdf?__blob=publicationFile; abgerufen am 20.12.2012.

⁶ Siehe hierzu auch Poppe in: „Begrenzung der EEG-Umlage und Stromnetzentgeltbefreiung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes“, ZNER 2012, Heft 1, S. 49.

⁷ Entwurf des Erfahrungsberichts 2011 zum EEG des BMU, Stand 03.05.2011, S. 158.

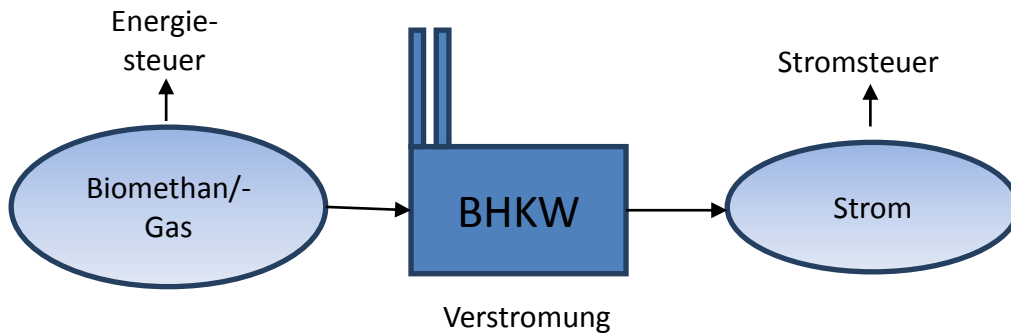


Abbildung 141: Schema Strom- und Energiesteuerrecht

In diesem Abschnitt wird jeweils auf die Steuerentstehungstatbestände eingegangen und im Anschluss auf die Befreiungs-/ -Entlastungstatbestände.

Diese strom- und energiesteuerrechtlichen Befreiungstatbestände adressieren auch virtuelle Kraftwerke.¹ Bei virtuellen Kraftwerken handelt es sich um dezentrale Stromerzeugungseinheiten, die durch eine zentrale Steuerung zu einem Verbund zusammengefasst sind. Durch diese Zusammenfassung zu einem virtuellen Kraftwerk lässt sich die Leistungsabgabe gut den Schwankungen der Nachfrage anpassen. Virtuelle Kraftwerke zielen durch die Kombination mehrerer unterschiedlicher Einzelkraftwerke und Kraftwerksarten auf den Ausgleich der schwankenden Sonnen- und Windkraft und damit auf eine Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien.² Dabei wird vor allem Anlagen, die Strom aus Biogas produzieren, eine am Bedarf orientierte Regelbarkeit zugeschrieben, weshalb diesen Anlagen eine ausschlaggebende Rolle im Rahmen der Zielerreichung von virtuellen Kraftwerken zukommt.³ Im Ergebnis bieten die stromsteuerlichen Regelungen keinen Anreiz für Kleinanlagen ihre Stromerzeugung zentral über virtuelle Kraftwerke steuern zu lassen und sind somit ein potenzielles Hemmnis für die bedarfsgerechte Stromerzeugung.

10. Stromsteuer

Zunächst soll die Entstehung der Stromsteuer beleuchtet werden, um im Anschluss auf Steuererleichterungen einzugehen.

a) Entstehung der Stromsteuer

Für die bezogenen Strommengen kann die Stromsteuer nach dem Stromsteuergesetz (StromStG⁴) zu entrichten sein. Die Stromsteuer entsteht nach § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird, oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt.

¹ Dieser Abschnitt stellt die strom- und energiesteuerrechtlichen Regelungen nur insoweit dar, als sie bedeutsam sind, um Hemmnisse für die bedarfsgerechte Stromerzeugung zu identifizieren.

² Fickers, M. (2009): Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten, in: Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 2009, S. 17.

³ Fickers, M. (2009): Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten, in: Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 2009, S. 17.

⁴ Stromsteuergesetz vom 24.3.1999, BGBl. I S. 378, 2000 I S. 147, zuletzt geändert durch Gesetz vom 5.12.2012, BGBl. I S. 2436.

Ein Versorger ist gemäß § 2 Nr. 2 StromStG derjenige, der Strom leistet. Der Versorgungsbegriff des StromStG ist damit nicht mit dem Versorgungsbegriff des § 3 Nr. 18 EnWG identisch.¹ Der Begriff im StromStG setzt allein die Leistung von Strom voraus.² Die Leistung von Strom wiederum wird als das Verschaffen von Strom aufgrund einer vertraglichen Verpflichtung definiert.³ Davon ist im Fall des Strombezugs für den Betrieb einer Biogasanlage auszugehen. Die Stromentnahme erfolgt dabei auch durch einen Letztverbraucher aus einem Versorgungsnetz, da der Anlagenbetreiber/die Anlagenbetreiberin den Strom für den (eigenen) Verbrauch in der Regel aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnimmt.⁴ Damit unterliegt die Strombeschaffung für den Biogasanlagenbetrieb grundsätzlich der Stromsteuerpflicht.⁵

Bei der Stromsteuer handelt es sich nach § 1 S. 3 StromStG um eine Verbrauchsteuer im Sinne der Abgabenordnung. Die Steuerbeträge werden also nicht – wie etwa im Fall der Mehrwertsteuer – als Prozentsatz des Verkaufspreises berechnet, sondern nach der entnommenen Strommenge bestimmt. So beträgt die Stromsteuer gemäß § 3 StromStG grundsätzlich 20,50 Euro pro Megawattstunde, unabhängig vom Verkaufspreis.

b) Stromsteuererleichterungen

Das StromStG enthält in §§ 9 ff. Erleichterungstatbestände welche wirtschaftspolitisch, sozial und ökologisch motiviert sind. Von den Steuererleichterungen als Oberbegriff werden Steuerbefreiungen und –ermäßigungen, sowie Erlass, Erstattung und Steuervergütung umfasst.

(aa) Steuerbefreiung für Strom aus EE (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG)

§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG gewährt eine Steuerbefreiung für Strom aus Erneuerbaren Energien (§ 2 Nr. 7 StromStG), wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus Erneuerbaren Energieträgern gespeistem Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Sein Anwendungsbereich ist jedoch stark eingeschränkt.

Gemäß § 2 Nr. 7 StromStG ist hiervon Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse (z.B. Abfall- und Restholz, Stroh, Gras, Dung) erzeugt wird, ausgenommen Strom, der aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung über 10 MW erzeugt wird, erfasst. Hinsichtlich des Biomassebegriffs verweist nunmehr § 1b II StromStV auf die BiomasseV.

Der Begriff der Ausschließlichkeit hat in zweierlei Hinsicht Bedeutung: Er ist sowohl Voraussetzung für die Anwendung der Steuerbefreiung, dass der erzeugte Strom ausschließlich aus den genannten erneuerbaren Energien erzeugt wird, als auch, dass der entnommene „grüne“ Strom aus einem Netz stammt, welches ausschließlich mit „grü-

¹ Rodi, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, S. 1286.

² Milewski, in: Möhlenkamp/Milewski (Hrsg.), Kommentar zum StromStG, § 2, Rn. 5.

³ Milewski, in: Möhlenkamp/Milewski (Hrsg.), Kommentar zum StromStG, § 2, Rn. 8.

⁴ Für die Bestimmung des Begriffs Versorgungsnetz kann auf § 3 Nr. 17 EnWG zurückgegriffen werden.

Danach sind Energieversorgungsnetze solche Netze, „die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen.“ Davon abzugrenzen sind Direktleitungen zwischen Stromerzeuger und -verbraucher.

⁵ Die weiteren Tatbestände des § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 sowie S. 2 StromStG, die den Selbstverbrauch betreffen, sind vorliegend nicht einschlägig, da der in der Anlage erzeugte Strom gerade nicht zur Deckung des Eigenstrombedarfs genutzt werden darf.

nem“ Strom gespeist wurde. Sofern eine der Ausschließlichkeitsvoraussetzungen nicht vorliegt, entfällt die Steuerbefreiung, was den Anwendungsbereich der Vorschrift enorm einengt. Zum einen ist es denkbar, dass es bereits bei der Stromproduktion des Einsatzes anderer (z.B. fossiler) Energieträger bedarf, um den „grünen“ Strom herzustellen. Zum anderen ist die Vermischung des „grünen“ Stroms mit herkömmlichem Strom im Versorgungsnetz schädlich für die Anwendung der Steuerbefreiung.

Da der aus Erneuerbaren Energien erzeugte Strom oftmals nicht ausreicht um den Strombedarf des Erzeugers zu decken, hat das BMF die Norm des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG seinem Sinn und Zweck nach so ausgelegt, dass es für die Ausschließlichkeit unschädlich ist, wenn der separat erzeugte Strom aus Erneuerbaren Energien erst innerhalb eines Eigennetzes oder einer Leitung am Ort der Erzeugung mit Strom aus fossilen Energieträgern vermischt wird. Ebenso ist eine zeitliche und mengenmäßig voneinander abgegrenzte Stromgewinnung in einer Anlage unschädlich für die Steuerfreiheit des aus Erneuerbaren Energien gewonnenen Stroms.¹ Nach § 1b Abs. 1 StromStV² wird zudem auf das Erfordernis der Ausschließlichkeit in § 2 Nr. 7 StromStG verzichtet, soweit eine Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse nur durch Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen als den vorgenannten Stoffen technisch möglich ist.

Der Steuerbefreiung kommt derzeit lediglich für den Fall des Eigenverbrauchs Bedeutung zu, da die Stromerzeugungsanlagen für den „Transport“ des grünen Stroms derzeit hauptsächlich auf das bereits vorhandene Versorgungsnetz angewiesen sind, welches auch mit herkömmlichem Strom gespeist wird. Vereinzelt profitieren auch kleinere Gemeinden, sogenannte Ökodörfer, von der Steuerbefreiung, wenn sie über ein eigenes grünes Versorgungsnetz verfügen. Im Kontext der Flexibilisierung von Biogasanlagen stellt diese Steuerbefreiung ein Hemmnis dar, da der eigenverbrauchte Strom nicht für die bedarfsgerechte Stromerzeugung zur Verfügung steht und nicht zur Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien beitragen kann.

(bb) Steuerbefreiung für Strom zur Stromerzeugung (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG)

§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG sieht eine Steuerbefreiung für Strom vor, der zur Stromerzeugung entnommen wird. Ziel dieser Regelung ist, dass nur das Enderzeugnis „Strom“ besteuert werden soll, um eine Doppelbesteuerung zu vermeiden.³ Dabei ist wohl auf die Stromerzeugung im „technischen Sinne“ abzustellen, § 12 Abs. 1 StromStV.⁴ Im technischen Sinne für die Stromerzeugung genutzt wird der Strom, ohne den die Stromerzeugungsanlage technisch nicht ordnungsgemäß betrieben werden kann.⁵ Hiervon wird der für die Stromerzeugungseinheit –BHKW – benötigte Strom erfasst. Der für die Biogaserzeugung genutzte Strom dürfte in der Regel nicht unter diesen Befreiungstatbestand fallen, da dieser Strom nicht unmittelbar der Stromerzeugung dient. So hat das Finanzgericht Hamburg entschieden, dass Strom, der nur mittelbar für die Stromerzeugung genutzt wird, nicht nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG begünstigt ist.⁶ So werde im Fermenter kein Strom, sondern der zur Stromerzeugung benötigte Brennstoff erzeugt. Nach § 12 Abs. 1 Nr. 1 StromStV, der die Regelung des

¹ BMF-Erlass v. 30.11.2001, III A 1 – V 4250 – 27/01.

² Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung - StromStV) vom 31.5.200, BGBl. I S. 794, zuletzt geändert durch Verordnung vom 24.6.2013, BGBl. I S. 2763.

³ BT-Drucks. 14/40, S. 12.

⁴ *Möhlenkamp*, in: Möhlenkamp/Milewski (Hrsg.), Kommentar zum StromStG, § 9, Rn. 9.

⁵ FG Düsseldorf vom 24.3.2010 4 K 2523/09 VSt, EFG 2010, 40; Rev. BFH VII R 73/10.

⁶ FG Hamburg, Beschluss vom 13.7.2010, 4 V 126/10.

Stromsteuergesetzes konkretisiert, wird auch der Strom zur Stromerzeugung entnommen, der in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungseinheit insbesondere zur Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftversorgung, Brennstoffversorgung oder Rauchgasreinigung zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird. Dem FG Hamburg zufolge fällt die Brennstoffherstellung gerade nicht unter solche Anlagen, da ihr Zweck nicht unmittelbar in der Stromerzeugung liegt. Dies werde auch in der beispielhaften Aufzählung des § 12 Abs. 1 Nr. 1 StromStV deutlich, die zwar die Brennstoffversorgung, aber nicht die Brennstoffherstellung erwähnt.

Nach alledem wird wohl der zur Stromerzeugung im BHKW erforderliche Strom von der Stromsteuer befreit, nicht aber der Strom, der zum Betrieb des Fermenters genutzt wird.

Für die Steuerbefreiung des Prozessstroms für den Fermenter ist Voraussetzung, dass dieser Stromfluss getrennt gemessen und erfasst wird. Daher werden in der Praxis mehrere Zähler erforderlich sein, was sich ebenfalls als Hemmnis darstellt.

(cc) Steuerbefreiung für Kleinanlagen (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG)

§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG gewährt für Strom, der in sog. Kleinanlagen (Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW) erzeugt wird, eine Steuerbefreiung zum einen, wenn der dort erzeugte Strom vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a StromStG) oder zum anderen, wenn der dort erzeugte Strom von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.

§ 12b Abs. 2 StromStV¹ nennt weitere Voraussetzungen unter denen Stromerzeugungseinheiten an unterschiedlichen Standorten als eine Anlage i.S.d. § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG gewertet werden und damit die Steuerbefreiung in Anspruch nehmen können. Danach müssen:

- die einzelnen Stromerzeugungseinheiten zum Zweck der Stromerzeugung zentral gesteuert werden und
- der erzeugte Strom muss zumindest teilweise in das Versorgungsnetz eingespeist werden.

Unter einer zentralen Steuerung ist die Verknüpfung mehrerer dezentral installierter Stromerzeugungseinheiten mit dem Ziel, gemeinsam und bedarfsgerecht eine bestimmte Menge Strom zu erzeugen zu verstehen. Hiervon erfasst sind sowohl Steuer- als auch Regelvorgänge, jedoch nicht eine Verknüpfung der Stromerzeugungseinheiten lediglich zum Zweck der Überwachung.² § 12b Abs. 2 StromStV soll letztlich nur Fallgestaltungen erfassen, in denen eine zentrale Steuerung erfolgt, um im Ergebnis die Wirkung eines größeren Kraftwerks zu erzielen. Daher muss sich die zentrale Steuerung auch vorrangig auf die Optimierung der Stromerzeugung richten.

Die genannten Voraussetzungen sind kumulativ zu erfüllen.³ Wird zum Beispiel der erzeugte Strom einer dieser Stromerzeugungseinheiten nicht einmal teilweise in das

¹ Eingefügt durch Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 20.9.2011, BGBl. I 2011, 1890; zuletzt neugefasst durch Zweite Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 24.7.2013, BGBl. I 2013, 2763.

² BMF-Schreiben v. 30.3.2012, III B 6 - V 4250/05/10003 :004 – DOK-Nr. 2012/0258171, S. 3.

³ Nähere Ausführungen zu den einzelnen Voraussetzungen enthält BMF-Schreiben vom 30.3.2012, III B 6 - V 4250/05/10003 :004 – DOK-Nr. 2012/0258171.

Versorgungsnetz eingespeist, wird diese von der Regelung des § 12b Abs. 2 StromStV nicht erfasst. Was jedoch nicht zur Folge hat, dass eine Steuerbefreiung für diese Stromerzeugungseinheit nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ausgeschlossen ist, denn das Nichtvorliegen der Voraussetzungen des § 12b Abs. 2 StromStV bedingt letztlich nur, dass die einzelnen Stromerzeugungseinheiten nicht zu einer Anlage zusammengefasst werden.

Wann eine Entnahme von Strom in räumlichen Zusammenhang zur Anlage bei mehreren Stromerzeugungseinheiten im Sinne des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG erfolgt, stellt § 12b Abs. 2 S. 2 StromStV klar. Hiernach kommt es auf die Stromentnahme im räumlichen Zusammenhang zu der einzelnen Stromerzeugungseinheit, in welcher der Strom erzeugt wurde, an.

Durch die Einfügung des § 12b Abs. 2 StromStV wurde der Anlagenbegriff, welcher ursprünglich auf unmittelbar an einem Standort verbundene Stromerzeugungseinheiten (§ 12b Abs. 1 StromStV) beschränkt war, ausgedehnt und bezieht nunmehr virtuelle Kraftwerke ausdrücklich in die Regelungen zur Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG mit ein. Vor der Erweiterung des Anlagenbegriffs war die betreffende Stromsteuerbefreiung hingegen bereits auf einzelne oder mehrere an einem Ort befindliche Stromerzeugungseinheiten anwendbar, sofern die Summe der elektrischen Nennleistungen, der an einem Standort befindlichen Stromerzeugungseinheiten, 2 MW nicht überschritt (§ 12b Abs. 3 StromStV). Durch die weitergehenden kumulativen Anwendungsvoraussetzungen des § 12b Abs. 2 StromStV a.F. waren bisher nur die wenigsten im Bestand befindlichen virtuellen Anlagen von der Neuerung betroffen¹, denn nach der ursprünglichen Fassung kam es neben den bereits genannten Anwendungsvoraussetzungen auch darauf an, dass der Betreiber zugleich der Eigentümer der einzelnen Stromerzeugungseinheiten war und dieser die ausschließliche Entscheidungsgewalt über die Einheiten besaß. Nach dieser Variante boten sich leicht Gestaltungsmöglichkeiten, die Anwendung des § 12b Abs. 2 StromStV zu umgehen, wie z.B. das Eigentum vom Betreiber der Anlage zu trennen, indem der Eigentümer diese an einen Dritten verpachtete.²

Die Ausweitung des Anlagenbegriffs führt daher für virtuelle Kraftwerke im Endeffekt zu einer Einschränkung der Möglichkeit eine Steuerbefreiung zu erhalten, da durch den Zusammenschluss mehrerer räumlich auseinander liegender Stromerzeugungseinheiten die Nennleistungsgrenze von 2 MW schneller überschritten sein wird. Zugleich haben insbesondere Betreiber von Biogasanlagen mit einer elektrischen Nennleistung unter 2 MW keinen Anreiz sich zum Zwecke der bedarfsgerechten Stromerzeugung an virtuelle Kraftwerke anzuschließen, da sie dadurch nicht mehr die Steuerbefreiung gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG in Anspruch nehmen können.

(dd) Steuerentlastung für Unternehmen, § 9b StromStG

Für den zum Betrieb des Fermenters erforderlichen Strom können andere Steuererleichterungen in Betracht kommen.

Nach § 9b Abs. 1 StromStG können die Strommengen von der Stromsteuer befreit werden, die von einem Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für betriebliche Zwecke entnommen worden sind. Die Steuerentlastung beträgt dann 5,13 Euro für eine Megawattstunde, § 9b Abs. 2 StromStG. Sie kommt allerdings nur für den Strom in Betracht, der nachweislich nach § 3 StromStG besteuert und nicht nach § 9 Abs. 1 StromStG von der Steuer befreit ist und der Entlastungsbetrag die Bagatellgrenze von 250 Euro im Kalenderjahr überschreitet.

¹ Toennieshen, ZfZ 2012, 289.

² Toennieshen, ZfZ 2012, 291.

Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sind in § 2 Nr. 3 StromStG definiert als Unternehmen, die nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige in den Bereichen des Bergbaus, der Gewinnung von Steinen und Erden, des verarbeitenden Gewerbes, der Energie- und Wasserversorgung oder des Baugewerbes tätig sind. Danach werden auch die Unternehmen vom Begriff des produzierenden Gewerbes im Sinne des StromStG erfasst, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern mit Fremdbezug erzeugen.¹

Die Stromentnahme für betriebliche Zwecke setzt voraus, dass es sich um eigene betriebliche Zwecke handelt.² Es entfällt somit die Entnahme zur Weiterleitung an Dritte.³ Bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes soll es nicht darauf ankommen, welcher wirtschaftlichen Tätigkeit des Unternehmens der Stromverbrauch im Einzelnen zuzuordnen ist. Zu den betrieblichen Zwecken gehören abgesehen von den Haupttätigkeiten also auch sog. Neben- und Hilfstätigkeiten.⁴ Entlastungsfähig sind somit grundsätzlich alle Stromentnahmen des Unternehmens, unabhängig davon für welche Tätigkeiten diese entnommen werden.⁵ Hierunter fällt auch die Nutzung des Stroms für den Betrieb des Fermenters, für den somit die Steuerentlastung des § 9b StromStG in Anspruch genommen werden kann.

(ee) Steuererlass, -entlastung oder Vergütung in Sonderfällen (§ 10 StromStG)

Unternehmen des produzierenden Gewerbes können daneben für den für betriebliche Zwecke entnommenen Strom einen Stromsteuererlass, eine Erstattung oder Vergütung erhalten. Dabei ist ein kalenderjährlicher Sockelbetrag von 1.000 € zu entrichten; Steuerermäßigungen nach § 9b werden abgezogen.

Als Ergänzung zu § 9b StromStG fungiert § 10 Abs. 1 StromStG, der den sogenannten „Spitzenausgleich“⁶ regelt. In § 10 Abs. 2 StromStG heißt es hierzu:

(2) Erlassen, erstattet oder vergütet werden für ein Kalenderjahr 90 Prozent der Steuer, jedoch höchstens 90 Prozent des Betrags, um den die Steuer im Kalenderjahr den Unterschiedsbetrag übersteigt zwischen

- 1. dem Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen, der sich für das Unternehmen errechnet, wenn in dem Kalenderjahr, für das der Antrag gestellt wird (Antragsjahr), der Beitragssatz in der allgemeinen Rentenversicherung 20,3 Prozent und in der knappschaftlichen Rentenversicherung 26,9 Prozent betragen hätte, und*
- 2. dem Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen, der sich für das Unternehmen errechnet, wenn im Antragsjahr der Beitragssatz in der allgemeinen Rentenversicherung 19,5 Prozent und in der knappschaftlichen Rentenversicherung 25,9 Prozent betragen hätte.*

¹ Nummer 40.111.3 (Abschnitt E) der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2003, abrufbar unter www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/klassifikationwz2003_erl.pdf?__blob=publicationFile (Stand: September 2013).

² *Friedrich*, in: Friedrich/Meißner/Köthe/Soyk (Hrsg.), Energiesteuern, Kommentar zu EnergieStG/StromStG, 29. Ergänzungslieferung, StromStG § 9b, Rn. 8, in Verweis auf: ders., StromStG § 9, Rn. 64.

³ FG Hamburg, Urteil vom 5.10.2010, Az: 4 K 154/09.

⁴ *Friedrich*, in: Friedrich/Meißner/Köthe/Soyk (Hrsg.), Energiesteuern, Kommentar zu EnergieStG · StromStG, 29. Ergänzungslieferung, StromStG § 9b, Rn. 8, in Verweis auf: ders., StromStG § 9, Rn. 67; *Wundrack*, in: Bongartz (Hrsg.), Energiesteuer, Stromsteuer, Zolltarif, Kommentar zu EnergieStG/StromStG, 6. Ergänzungslieferung, StromStG § 9b, Rn. 41.

⁵ *Möhlenkamp*, in: Möhlenkamp/Milewski (Hrsg.), Kommentar zum StromStG, § 9b, Rn. 2.

⁶ Vgl. BT-Drs. 17/10744, S. 14.

Umfasst sind ausschließlich Unternehmen des Produzierenden Gewerbes. Zudem gilt eine Bagatellgrenze von 1000 Euro im Kalenderjahr, statt der Grenze von 250 Euro in § 9b StromStG. Weiterhin darf zwar eine Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 StromStG vorliegen, jedoch keine nach § 9 Abs. 2 und 3 StromStG.

Zudem müssen die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für eine Stromsteuerbefreiung nach § 10 StromStG seit der Neuregelung des StromStG im Dezember 2012 ab dem Antragsjahr ein Energiemanagementsystem (EMAS, DIN ISO 50001) einführen. Kleinere Unternehmen können dabei von der DIN abweichende Energiemanagementsysteme (alternative Energieeffizienzsyste) verwenden. Außerdem müssen die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes bestimmte Energieeinsparziele erreichen.

Zum 05.08.2013 ist auf Grundlage des § 66b EnergieStG und § 12 StromStG die Spitzenausgleich Effizienzsystemverordnung (SpaEfV¹) in Kraft getreten. Durch diese Verordnung wird geregelt, welche Managementsysteme von Unternehmen zu betreiben sind und welche Anforderungen an den Nachweis bzgl. dieser Managementsysteme zu stellen sind um von der den Steuerentlastungen profitieren zu können. Eine diesbezügliche dezidierte Auseinandersetzung kann im Rahmen dieses Gutachtens jedoch nicht geleistet werden.

c) Zwischenergebnis

Für den entnommenen Eigenstrom von Biogas-/Biomethananlagen ist grundsätzlich die Stromsteuer zu entrichten. Der Anteil des Stroms, der für die Stromerzeugung (BHKW) genutzt wird, kann von der Stromsteuer befreit werden, wenn er getrennt erfasst wird. Für den Anteil des Stroms, der für die Biogaserzeugung und -aufbereitung entnommen wird, kommen die Steuerermäßigungstatbestände nach §§ 9b und 10 StromStG in Betracht.

11. Energiesteuer

Ebenso wie bei der Stromsteuer, wird zunächst der Entstehungstatbestand der Energiesteuer dargestellt bevor auf Steuererleichterungen eingegangen wird.

a) Entstehung der Energiesteuer

Hinsichtlich der Entstehung der Energiesteuer ist zwischen Biogas und dem aufbereiteten Biomethan zu unterscheiden. Für Biogas, das nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG² unter die Energieerzeugnisse aus dem Bereich der gasförmigen Kohlenwasserstoffe der Unterposition 2711 29 der Kombinierten Nomenklatur fällt, entsteht die Energiesteuer gem. § 23 EnergieStG bei der Verwendung als Kraft- oder Heizstoff. Für Biomethan kommen die Regelungen zur Steuerentstehung für Erdgas zur Anwendung.³ Demnach entsteht die Energiesteuer gem. § 38 Abs. 1 EnergieStG durch Entnahme aus dem Leitungsnetz.

b) Energiesteuererleichterungen

Im Energiesteuergesetz sind verschiedene Steuerbegünstigungen vorgesehen. Unter gewissen Umständen ist die Verwendung der Energieerzeugnisse von der Steuer befreit oder von der Steuer entlastet. Bei ersterem entsteht die Steuer überhaupt nicht, bei zweiterem wird die entstandene Steuer erlassen, erstattet oder vergütet.

¹ Spitzenausgleichs-Effizienzsystemverordnung vom 31. Juli 2013 (BGBl. I S. 2858), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 31. Oktober 2014 (BGBl. I S. 1656).

² Energiesteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 18. Juli 2014 (BGBl. I S. 1042).

³ Vgl. Fachverband Biogas e.V., Die Nutzung von Biogas und Biomethan im Kontext des Energiesteuergesetz (EnergieStG), Stand 2014, S. 3.

(aa) § 53 EnergieStG i.V.m. § 9 Abs. 2 EnergieStV¹

§ 53 EnergieStG gewährt für bestimmte Energieerzeugnisse, die zur Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW eingesetzt werden, eine Energiesteuerentlastung in voller Höhe. Die Energiesteuerentlastung des § 53 EnergieStG für Energieerzeugnisse, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, deckt damit in Bezug auf die Stromsteuerbefreiung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG den Bereich der Nennleistung von mehr als 2 MW ab. Auch hier wurde ebenfalls durch § 9 Abs. 2 EnergieStV der Anlagenbegriff ausgeweitet. Als Anlage im Sinne des § 53 EnergieStG gelten auch mehrere Stromerzeugungseinheiten an unterschiedlichen Standorten, wenn sie zum Zweck der Stromerzeugung zentral gesteuert werden und der erzeugte Strom zumindest teilweise in das Versorgungsnetz eingespeist werden soll. Die Voraussetzungen des § 12b Abs. 2 StromStV und des § 9 Abs. 2 EnergieStV sind somit identisch. Sofern also ein virtuelles Kraftwerk wegen Überschreitung der Nennleistungsgrenze von 2 MW die Stromsteuerbefreiung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG nicht mehr in Anspruch nehmen kann, ist nach § 53 EnergieStG nunmehr der Input, also die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse von der Energiesteuer vollständig entlastet. Allerdings umfasst § 53 EnergieStG hauptsächlich fossile Energieerzeugnisse, wobei Biomethan im Rahmen des Energiesteuerrechts wie Erdgas behandelt wird.² § 53 EnergieStG gilt damit insbesondere nicht für Biogas, welches ohne Aufbereitung zu Biomethan, verstromt wird.

(bb) § 53a EnergieStG

Die Bestimmung des § 53a EnergieStG regelt die vollständige Energiesteuerentlastung bei hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wie sie die BHKW der Biogasanlagen regelmäßig darstellen.

Eine vollständige Entlastung von der Energiesteuer wird gewährt, wenn die KWK-Anlage einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% erreicht und die Kriterien einer hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne des Anhangs III der Richtlinie 2004/8/EG nachweisen kann.

Bei KWK-Kleinstanlagen (unter 50 kW_{el}) und KWK-Kleinanlagen (unter 1 MW_{el}) ist Hocheffizienz bereits dann gegeben, wenn die im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme eine Primärenergieeinsparung erzielen. Auf die konkrete Höhe der Einsparung kommt es bei diesen Anlagen dann nicht an. Für KWK-Anlagen, welche eine Leistung über 1 MW_{el} haben, müssen mindestens zehn Prozent Primärenergieeinsparung gegenüber ungekoppelter Erzeugung von Kraft und Wärme gegeben sein.³ Vgl. zum Nachweis der Hocheffizienz § 99b EnergieStV.

Eine vollständige Energiesteuerentlastung dieser Anlagen ist jedoch nur innerhalb des Abschreibungszeitraumes der Hauptbestandteile der Anlage (Gasturbine, Motor, Dampferzeuger, Dampfturbine, Generator und Steuerung) möglich. Werden Hauptbestandteile der Anlage durch neue Hauptbestandteile ersetzt, beginnt eine neue Frist zu verstreichen, sofern die Kosten der Erneuerung mindestens 50 Prozent der Kosten für die Neuerrichtung der Anlage betragen, Vgl. § 53a Abs. 2 EnergieStG.

¹ Verordnung zur Durchführung des Energiesteuergesetzes (Energiesteuer-Durchführungsverordnung - EnergieStV) vom 31. Juli 2006 (BGBl. I S. 1753), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 24. Juli 2013 (BGBl. I S. 2763).

² Vgl. Fachverband Biogas e.V., Die Nutzung von Biogas und Biomethan im Kontext des Energiesteuergesetz (EnergieStG), Stand 2014, S. 3.

³ Friedrich, in: Friedrich/Meißner/Köthe/Soyk (Hrsg.), Energiesteuern, Kommentar zu EnergieStG StromStG, 29. Ergänzungslieferung, EnergieStG § 53a, Rn. 2.

(cc) § 53b EnergieStG

Für KWK-Anlagen, die nicht hocheffizient oder bereits steuerlich abgeschrieben sind, aber dennoch den Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % erreichen, kann nach § 53b EnergieStG noch eine teilweise Steuerentlastung geltend gemacht werden.

Was die Höhe der Entlastung betrifft, so hängt diese vom eingesetzten Brennstoff sowie von der Art der Anlage ab. Zu unterscheiden ist dabei zwischen einem Brennstoffeinsatz zum „Verheizen“ und einem Einsatz in begünstigten Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme nach § 3 EnergieStG. Die Entlastung beträgt für Biomethan 4,42 €/MWh. Im Falle des „Verheizens“ kommt eine Entlastung von 4,96 €/MWh in Betracht, wenn der Anlagenbetreiber ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinn des § 2 Nr. 3 des StromStG ist.

(dd) § 28 EnergieStG

Die Regelung des § 28 EnergieStG befreit bestimmte Biogase, die zum Verheizen oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen nach den §§ 3 und 3a EnergieStG genutzt werden, von der Energiesteuer.

Von der Steuer befreit sind insbesondere nach § 28 S. 1 Nr. 1 EnergieStG die Verwendung von gasförmigen Biokraft- und Bioheizstoffen, unvermischt mit anderen Energieerzeugnissen, und gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen gewonnen werden und bei der Lagerung von Abfällen oder bei der Abwasserreinigung anfallen (z.B. Deponiegas und Klärgas). Die begünstigten Biokraft- und Bioheizstoffe müssen gemäß § 1a S. 1 Nr. 13a EnergieStG ausschließlich aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung bestehen.¹

Die begünstigten Gase müssen unvermischt verwendet werden. Ein Vermischen mit anderen Energieerzeugnissen ist nach § 28 S. 2 EnergieStG nur dann unschädlich für die Steuerbefreiung, wenn dies unmittelbar vor der Verwendung im Betrieb des Verwenders erfolgt. Allerdings ist dann nur der Anteil des begünstigten Gases steuerfrei. Die Einspeisung dieser Gase in ein herkömmliches Leitungsnetz führt hingegen zu einer Vermischung, sodass die Steuerbefreiung entfällt.² Dies betrifft insbesondere Biogas, das zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wurde.

Um die Steuerbefreiung für die Energieerzeugnisse zu erlangen, muss eine Verwendung zu den in § 2 Abs. 3 S. 1 EnergieStG genannten Zwecken erfolgen, d.h. zum Verheizen oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen nach den §§ 3 und 3a EnergieStG.

Begünstigte Anlagen sind nach § 3 Abs. 1 EnergieStG ortsfeste Stromerzeugungsanlagen (Nr. 1), KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von 60 Prozent (Nr. 2) und Anlagen die ausschließlich dem leitungsgebundenen Gastransport oder der Gasspeicherung dienen (Nr. 3).

Nach Auslegung des BMF sind begünstigte Anlagen nach § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnergieStG solche, deren mechanische Energie - unabhängig von ihrer elektrischen Nennleistung - ausschließlich der Stromerzeugung dienen. Es ist unerheblich, ob die beim Betrieb dieser Anlagen zwangsläufig anfallende Wärme genutzt wird. Mit anderen Worten: die Regelung umfasst sowohl reine Stromerzeugungsanlagen als auch die meisten der in Deutschland mittels Motoren oder Gasturbinen betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlage).³ KWK-Anlagen, die nicht vorrangig der Stromerzeugung

¹ Biomasseverordnung v. 21.6.2001, BGBl. I 2001, 1234, die durch die Verordnung vom 9.8.2005, BGBl. I 2005, 2419, geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung.

² Schröer-Schallenberg in: Bongartz (2012), § 28 EnergieStG Rn. 23.

³ BMF-Schreiben v. 21. Januar 2013, III B 6 - V 8245/07/10010 :009 - DOK-Nr. 2013/0043823, S. 3.

gung dienen und somit nicht bereits zu den Stromerzeugungsanlagen nach § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnergieStG zählen, müssen gemäß § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnergieStG einen Jahresnutzungsgrad von 60 Prozent aufweisen, um ebenfalls zu den begünstigten Anlagen zu zählen.

§ 28 S. 1 Nr. 1 EnergieStG gewährt somit eine Steuerbefreiung für den Einsatz von Biogas zur Stromerzeugung (insbes. in BHKW). Insoweit ergänzt die Regelung § 53 EnergieStG, da sie insbesondere Biogas erfasst, das in sog. Kleinanlagen (Nennleistung unter 2 MW) zur Stromerzeugung genutzt wird.

12. Fazit

Die derzeitigen strom- und energiesteuerrechtlichen Regelungen bieten für Betreiber von Biogasanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von unter 2 MW keine Anreize zum Ausbau oder dazu, sich an virtuelle Kraftwerke anzuschließen. Ohne Anschluss an ein virtuelles Kraftwerk kann eine Kleinanlage unter 2 MW elektrischer Nennleistung sowohl von der Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG als auch von der Energiesteuerbefreiung gemäß § 28 S. 1 Nr. 1 EnergieStG profitieren. Schließt sich ein Betreiber einer derartig begünstigten Biogasanlage an ein virtuelles Kraftwerk an, und erhöht sich die Nennleistung auf über 2 MW_{el}, fällt die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG weg. Auch der Steuerbefreiungstatbestand nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG für Strom aus erneuerbaren Energien wird aufgrund seines engen Anwendungsbereichs nicht greifen. Der Wegfall der Stromsteuerbefreiung stellt somit ein Hemmnis für die Umstellung von Biogasanlagen auf eine bedarfsgerechte Stromerzeugung dar, da mit der Flexibilisierung in der Regel eine Erhöhung der elektrischen Leistung einhergeht und so die relevante Schwelle von 2 MW_{el} schneller erreicht ist.

23.2.4 Belastungen durch Strombezug

Anlagen, die der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dienen, benötigen in aller Regel selbst Energie um die Anlage zu betreiben. Bei Biogasanlagen handelt es sich dabei insbesondere um Rührwerke, Einbringtechnik für die Biomasse, Pumpen, Regel- und Messtechnik sowie das BHKW. Bei Biogasanlagen beträgt der Eigenstrombedarf im Durchschnitt 5 - 10 % bezogen auf die Jahresenergiemenge.¹

Zur Erlangung dieses sog. Eigenbedarfs besteht zum einen die Möglichkeit, den benötigten Strom aus der selbst produzierten Strommenge bereitzustellen (Eigenversorgung), oder ihn aus dem öffentlichen Stromnetz zu beziehen. Im letzteren Fall fallen netzbezogene Entgelte und Abgaben an. Dabei handelt es sich neben der EEG-Umlage um Netzentgelte, den KWK-Aufschlag, die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV, Konzessionsabgaben, die Offshore-Haftungsumlage, die Umlage für abschaltbare Lasten (§ 18 AbLaV) und Steuern. Diese Entgelte und Abgaben machen einen nicht unerheblichen Teil des Strompreises aus. Den größten Anteil hat dabei die EEG-Umlage. Diese steht daher im Fokus der vorliegenden Prüfung. Die Befreiungen von der Energie- und Stromsteuer wurden bereits im vorangegangenen Kapitel beleuchtet. Eine mögliche Befreiung von den Netzentgelten müsste gesondert geprüft werden. Sie dürfte zumindest nicht im Falle des Eigenverbrauchs zu zahlen sein, wodurch auch die mit ihr gewälzten Kosten, wie KWK-Umlage, Konzessionsabgabe, Offshore-Haftungsumlage, Umlage für abschaltbare Lasten und die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage nicht anfallen dürften.

¹ Vgl. Holzhammer, Herr, Nelles, Ausgleich für das große Ganze: Direktvermarktung: Der flexible Betrieb von KWK-Anlagen auf Biogas- und Biomethanbasis hat Auswirkungen auf Betriebskosten, in: Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK) 9/2012, Seite 30: „Überschlägig erhöhen sich der prozentuale Eigenstrombedarf [...] um ca. 5-10%“.

Gem. § 33 i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 konnte die Flexibilitätsprämie nur in Anspruch genommen werden, wenn der gesamte in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet wird, eine Eigenversorgung mithin nicht erfolgte. Im Rahmen der Novellierung des EEG in 2014 wurde dieses Hemmnis jedoch beseitigt, da nunmehr § 53 EEG 2014 nicht mehr zur Voraussetzung zur Geltendmachung des Flexibilitätszuschlags macht, dass der gesamte erzeugte Strom direkt vermarktet wird (s.o.).

13. EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Bei der Eigenversorgung fielen diese Belastungen durch Strombezug bisher nicht an, da der Strom nicht aus dem öffentlichen Stromnetz entnommen wird.

Das EEG 2014 hat aber insofern gegenüber Eigenversorgern eine Verschärfung gebracht, als nunmehr gem. §§ 5 Nr. 12 und 61 Abs. 1 EEG 2014 grundsätzlich eine Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage vorgesehen ist. Danach ist grundsätzlich auch für die Eigenversorgung ein Teil der EEG-Umlage zu zahlen. Für Eigenversorgung im Jahr 2014 sind dies 30 %, im Jahr 2016 35 % und ab 2017 40 % der EEG-Umlage.

Eigenversorgung ist nach der Legaldefinition des § 5 Nr. 12 EEG 2014 der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz geleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

§ 61 Abs. 2 EEG 2014 enthält jedoch Ausnahmen von dieser anteiligen EEG-Umlagepflicht. Im Rahmen dieses Gutachtens wichtigster Ausnahmetatbestand ist Nr. 1, wonach Strom in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch). Beispielhaft zählt die Gesetzesbegründung hier die Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Brennstoffversorgung und Rauchgasreinigung auf. Nicht erfasst sind hingegen der Stillstandeigenverbrauch sowie der Stromverbrauch zur Brennstoffgewinnung.¹ Für Biogasanlagen hat dies zur Folge, dass lediglich der Eigenverbrauch, der unmittelbar der Stromerzeugung dient unter die Ausnahmeregelung fällt (BHKW). Der Eigenverbrauch des Fermenters sowie der Einbringtechnik zur Befüllung des Fermenters sind hingegen nicht von der EEG-Umlagepflicht befreit. Hierin liegt zwar eine Belastung von Biogasanlagenbetreibern im Vergleich zur vorherigen Rechtslage nach dem EEG 2012. Ein spezifisches Hemmnis für die bedarfsgerechte Fahrweise von Biogasanlagen ist darin jedoch nicht zu erkennen, da jede unter diese Regelung fallende EEG-Anlage dieses Schicksal teilt. Aufgrund der steigenden EEG-Umlage wird die Eigenversorgung im gewerblichen Bereich immer attraktiver und Eigenversorger reagieren ausweislich der Gesetzesbegründung nicht mehr auf Strompreissignale und vermindern so die Flexibilität des Gesamtsystems. Die damit einhergehende Finanzierungsbelastung, die von den übrigen Verbrauchern zu tragen ist, wird als nicht verursachergerecht bewertet und so die EEG-Umlagepflicht auf die Eigenversorgung gerechtfertigt.² Soweit mit der flexiblen Fahrweise der Biogasanlage ein, im Vergleich zum Grundlastbetrieb, erhöhter Eigenverbrauch einhergeht³, kann aber sehr wohl von einem Hemmnis gesprochen werden. Denn wenn ein Anlagenbetreiber im Grundlastbetrieb weniger Strom für die Eigenversorgung aufwenden muss als bei flexibler Fahrweise, und dieser erhöhte Eigenverbrauch zusätzlich mit der anteiligen EEG-Umlage belastet ist, erscheint eine bedarfsgerechte Fahrweise als unattraktiv und ein Verharren im Volllastbetrieb als wahrscheinlich.

¹ BT-Drucks. 18/1304, 237.

² BT-Drucks. 18/1304, 234.

³ Vgl. Holzhammer/ Herr/ Nelles, Ausgleich für das große Ganze, Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK), Sept. 2012, S. 30 „Überschlägig erhöhen sich der prozentuale Eigenstrombedarf [...] um ca. 5-10%“.

14. Voll- versus Überschusseinspeisung

Das Gesetz legt Anlagenbetreibern jedoch keine Verpflichtung zur Überschusseinspeisung auf, sondern eröffnet die Möglichkeit der Volleinspeisung. In diesem Fall speist der Anlagenbetreiber sämtlichen produzierten Strom ins Netz ein und erhält dafür die EEG-Vergütung. Der Strom für den Betrieb der Anlage (Eigenbedarf) wird dann aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen, mit der Folge, dass netzbezogene Entgelte und Abgaben zu leisten sind. Ein solches Vorgehen wirkt auf den ersten Blick wenig lukrativ, kann für Anlagenbetreiber aber u.U. sogar wirtschaftlich vorteilhaft sein. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn der für den Eigenverbrauch eingekaufte Strom so günstig bezogen werden kann, dass ein Bezug des Stroms trotz der Entgelte und Abgaben durch den erhöhten Prozentsatz der voll eingespeisten (und EEG-vergüteten) Strommenge kompensiert wird. Unter besonders günstigen Voraussetzungen können Anlagenbetreiber dann sogar Mehrerlöse durch eigenen Stromverbrauch generieren, wenn eine Überkompensation vorliegt. Zur Veranschaulichung soll folgendes vereinfachtes Beispiel dienen:

Kann ein Biogasanlagenbetreiber Strom für 25 ct/kWh aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen, erhält er jedoch aufgrund der EEG-Vergütung einschließlich Boni 30 ct/kWh für den produzierten Strom, lässt sich ein Mehrerlös von 5 ct für jede kWh generieren die der Anlagenbetreiber im Vergleich zur Überschusseinspeisung ins Stromnetz einspeist und sich somit einen Stromzukauf erspart.

Soweit diese Voraussetzungen gegeben sind, steht ein erhöhter Eigenbedarf der Biogasanlage einer Flexibilisierung nicht entgegen, da eine Volleinspeisung dann lukrativer ist und deren Durchführung vom Biogasanlagenbetreiber auch zu erwarten ist.

Diesem „Geschäftsmodell“ liegt jedoch die Bedingung zugrunde, dass der Preis für den bezogenen Strom geringer ist als die Einsparung aus der unterlassenen Eigenversorgung. Durch die bedarfsgerechte Stromproduktion von Biogasanlagen kann aber genau dies ins Gegenteil verkehrt werden und der Strompreis für solche Biogasanlagen steigen. Denn grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Verbraucher (Biogasanlagenbetreiber), bei dem die Stromabnahmemenge nicht oder nur sehr wenig schwankt, dem Energieversorger die Möglichkeit der Prognose einräumt und dieser wiederum den Anlagenbetreiber einen günstigen Stromtarif anbieten kann. Wird nun die Biogasanlage bedarfsgerecht gefahren, erfährt auch der Eigenstrombedarf eine schwankende und schlecht prognostizierbare Komponente, welche dazu führen kann, dass der Strompreis für den Anlagenbetreiber höher ausfällt als im Volllastbetrieb.

23.2.5 Gasaufbereitung sowie Gaseinspeisung und -ausspeisung bei Biomethananlagen

15. Überblick

Für den Bereich der Biomethananlagen ist der Rechtsrahmen für die Nutzung der Gasnetzinfrastruktur von großer Bedeutung. Die dabei maßgebliche Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)¹ enthält seit dem Jahr 2008 Regelungen, die die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz verbessern und den Anteil des eingespeisten Biogases erhöhen sollen. Die Gasnetzbetreiber wurden erstmals verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von Biogas vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen und das aus diesen Anlagen angebotene Gas vorrangig abzunehmen und zu transportieren. Im Übrigen gelten die allgemeinen Regelungen des EnWG und der GasNZV für den Anschluss der Anlagen und die Netznutzung. Die Neufassung der GasNZV aus dem Jahr 2010 schaffte für Biogas-Regelungen einen eigenen Teil (§§ 31–37 GasNZV), der weitere Erleichterung für die Einspeisung von Biogas bringen sollte. Neben den Vorschriften der GasNZV wird auch auf die Kosten für den Gasnetzanschluss von Biome-

¹ Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) vom 3.9.2010, BGBl. I S. 1261, zuletzt geändert durch Gesetz vom 25.7.2013, BGBl. I S. 2722.

than-BHKW einzugehen sein, die in der Niederdruckanschluss-Verordnung (NDAV) geregelt sind. Zur genehmigungsrechtlichen Situation von BGEA und BGAA wird auf obigen Exkurs im Kapitel des Genehmigungsrechts verwiesen, der sich auch mit der Erforderlichkeit von zusätzlichen LPG-Tanks auseinandersetzt, die bei der Gaskonditionierung erforderlich sein können.

16. Gasnetzanschluss von Biogasaufbereitungsanlage

Ähnlich wie beim Stromnetzanschluss, ist auf der Seite des Gasnetzanschlusses zu untersuchen, ob die hierfür bestehenden Regelungen potenzielle Hemmnisse zum Ausbau der Gasanlagen darstellen und damit womöglich zur Flexibilisierung der Biogasanlagen beitragen.

a) Regelungen der GasNZV

Betreiber von Gasversorgungsnetzen müssen Anlagen, mit denen Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet wird, vorrangig an die Gasnetze anschließen (§ 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV). § 33 GasNZV enthält sehr detaillierte Vorgaben im Hinblick auf das Netzanschlussverfahren: Unter anderem ist der Netzbetreiber nach Eingang eines vollständigen Anschlussbegehrens verpflichtet, dem Anschlussnehmer innerhalb von zwei Wochen darzulegen, welche Prüfungen zur Vorbereitung einer Entscheidung über das Anschlussbegehren erforderlich sind und welche Kosten diese Prüfungen verursachen werden (§ 33 Abs. 4 Satz 1 GasNZV). Soweit zusätzliche Angaben notwendig sind, hat der Netzbetreiber diese innerhalb von einer Woche nach Eingang des Antrags vom Anschlussnehmer einzufordern (§ 33 Abs. 4 Satz 2 GasNZV). Sobald eine Vorschusszahlung in Höhe von 25 Prozent der von dem Netzbetreiber dargelegten und von dem Anschlusspetenten vollständig zu tragenden Kosten eingegangen ist, muss der Netzbetreiber die für eine Anschlusszusage erforderlichen Prüfungen durchführen. Nach Eingang dieser Vorschusszahlung ist dem Anschlussnehmer das Ergebnis der Prüfungen spätestens innerhalb von drei Monaten mitzuteilen (§ 33 Abs. 5 Satz 4 GasNZV). Der Netzbetreiber ist für die Dauer von drei Monaten an ein positives Prüfungsergebnis gebunden (§ 33 Abs. 6 Satz 1 GasNZV). Zudem ist der Netzbetreiber nach Abschluss des Netzanschlussvertrages verpflichtet, unverzüglich gemeinsam mit dem Anschlussnehmer die Planung des Netzanschlusses durchzuführen (vgl. § 33 Abs. 7 Satz 1 GasNZV).

Netzbetreiber können den Netzanschluss verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist (§ 33 Abs. 8 Satz 1 GasNZV i. V. m. § 17 Abs. 2 Satz 1 EnWG). Ein Netzanschluss kann zwar nicht unter Hinweis darauf verweigert werden, dass Netzengpässe vorliegen, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist (§ 33 Abs. 8 Satz 2 GasNZV). Bei der Verweigerung des Netzanschlusses kann sich der Netzbetreiber jedoch z. B. auf seine technischen Mindestanforderungen berufen, zu deren Veröffentlichung er nach Maßgabe von § 19 Abs. 2, 3 EnWG verpflichtet ist: „Bedingungen für netzverträgliche Gasbeschaffheiten“. Bei der Biogaseinspeisung einzuhaltende Normen sind danach insbesondere das ATV-DVWK-Merkblatt M 363 (Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen) sowie die DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 (Gasbeschaffheiten, Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen der öffentlichen Gasversorgung). Aus den gesetzlichen Vorgaben des § 19 Abs. 2 EnWG folgte bereits: Für den Fall, dass der Brennwert des einzuspeisenden Gases von dem Brennwert abweicht, der im Netz vorherrschend ist, ist das eingespeiste Gas netzverträglich, sofern es die Vorgaben der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 einhält, vgl. § 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV.

Aber auch aus § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV ergibt sich ausdrücklich, dass der Einspeiser von Biogas sicherzustellen hat, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 entsprechen muss. Durch die GasNZV wird auch klargestellt, dass der Anschlussnehmer als Einspeiser die für die Aufbereitung des Gases erforderlichen Kosten zu tragen hat (vgl.

§ 36 Abs. 1 Satz 2 GasNZV). Die Kosten für Odorierung und die Einhaltung der eichrechtlichen Vorgaben des Arbeitsblattes G 685 hingegen hat der Netzbetreiber zu übernehmen (§ 36 Abs. 3 und 4 GasNZV).

In Bezug auf die Netzanschlusskosten ordnet die GasNZV eine Kostenteilung an: Nach § 33 Abs. 1 Satz 2 GasNZV hat der Netzbetreiber die Kosten des Netzanschlusses zu 75 Prozent zu tragen. Der Anschlussnehmer hat demnach lediglich die verbleibenden 25 Prozent der Netzanschlusskosten zu übernehmen (§ 33 Abs. 1 Satz 2 GasNZV). Jedoch sieht § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV vor, dass diese Kosten des Anschlussnehmers bei einem Netzanschluss mit einer Verbindungsleitung von bis zu einem Kilometer Länge auf höchstens 250 000 Euro begrenzt werden. Ist die Verbindungsleitung länger als 10 km, trägt der Anschlussnehmer die entsprechenden Mehrkosten (§ 33 Abs. 1 Satz 4 GasNZV)

b) Kritik an der derzeitigen rechtlichen Ausgestaltung

Die dargestellten Regelungen zur Kostenverteilung des Gasnetzanschlusses führen zu hohen Vollkosten, da nicht der aus gesamtwirtschaftlicher Sicht günstigste Netzanschlusspunkt genutzt wird. Der Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) wählt regelmäßig den zu seiner Biogasanlage nächstgelegenen Erdgasnetzanschluss. Dies wird durch die Kostendeckelung für die Verbindungsleitung von bis zu einem Kilometer in Höhe von max. 250.000 Euro begünstigt. Der Anlagenbetreiber hat insbesondere an weiter entfernt liegenden Anschlusspunkten kein Interesse, da er die insoweit entstehenden Mehrkosten für die Verbindungsleitung zu 25 % selbst tragen müsste.

Der nächstgelegene Anschlusspunkt muss jedoch (z.B. hinsichtlich der Druckstufe und/oder der ganzjährigen Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes) in Bezug auf eine vollkostenoptimierte Biomethaneinspeisung nicht zwangsläufig der günstigste sein. Durch die bisherige Ausgestaltung von GasNZV und GasNEV wurden zwar Hürden für die Umsetzung von Einspeiseanlagen reduziert, jedoch werden nicht ausreichend Ansätze für die kostengünstige vollkostenoptimierte Umsetzung von Biogaseinspeiseprojekten geschaffen. Hinsichtlich einer vollkostenoptimierten Umsetzung von Biogasaufbereitungs- und -einspeiseprojekten sollten insbesondere für den Einspeiser im Rahmen dieser Verordnungen betriebswirtschaftliche Anreize geschaffen werden. In diesem Zusammenhang sind Möglichkeiten zu prüfen, inwieweit bisher dem Netzbetreiber zugeordnete Aufgaben (z.B. Kompression auf Netzdruck) dem Einspeiser zuzuordnen sind. Dies kann jedoch nicht in ausreichender Tiefe im Rahmen dieses Vorhabens untersucht werden und sollte daher in einem separaten Vorhaben weitergehend wissenschaftlich analysiert werden.

Der Netzbetreiber seinerseits kann zwar den Netzanschluss insbesondere für den Fall verweigern, dass ihm die Gewährung des Netzanschlusses aus wirtschaftlichen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes nicht zumutbar ist und er dies nachweist. Zu den Zielen des Energiewirtschaftsgesetzes gehört insbesondere die Gewährleistung einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Gleichwohl hat der Netzbetreiber derzeit kein Interesse daran, den gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt zu realisieren, da seine Kosten für den Netzanschluss gemäß § 20b GasNEV umgelegt werden und letztlich vom Gasverbraucher zu tragen sind. Zu den Biogas-Kosten i.S.d. § 20b GasNEV gehören im Einzelnen folgende Kosten:

- für die Planung und die Herstellung des effizienten Netzanschluss¹ (§ 33 Abs. 1 GasNZV) sowie für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses (§ 33 Abs. 2 GasNZV)
- für die Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität, um eine ganzjährige Einspeisung von Biogas zu gewährleisten (§ 33 Abs. 10, § 34 Abs. 2 GasNZV)
- für die Konditionierung, Odorierung und Messung (§ 36 Abs. 3 und 4 GasNZV,)
- für die vom Netzbetreiber gemäß § 20a GasNEV an den Transportkunden von Biogas zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten
- der Bilanzkreisnetzbetreiber für die gesonderte Bilanzierung von Biogas (§ 35 GasNZV)

Die zu wälzenden Kosten ergeben sich insbesondere aus den folgenden einzelnen Kostenpositionen:²

Kalkulatorische Abschreibungen

+ Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

+ Kalkulatorische Steuern

- Auflösung des passivierten Anschlusskostenbeitrags

+ Vermiedene Netzkosten

+ aufwandsgleiche Kostenpositionen

= Jährlich zu wälzende Kosten (Biogas-Kosten)

Demnach gehören zu den Umlagekosten insbesondere auch Eigenkapital- und Fremdkapitalverzinsung. So können bis zu 40% der Investition über Eigenkapital finanziert werden und mit einem von der BNetzA festgelegten Eigenkapitalzinssatz umgelegt werden. Gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV entscheidet die Regulierungsbehörde über die Höhe der Eigenkapitalzinssätze jeweils für die Dauer einer Regulierungsperiode unter Anwendung von § 7 Abs. 4, 5 GasNEV. Bis zur erstmaligen Festlegung (Zeitraum 2006-2008) galt für Biogaseinspeiseanlagen (BGEA) als Neuanlagen ein Zinssatz von 9,21 % vor Steuern, vgl. § 7 Abs. 6 Satz 3 GasNEV. Im Zeitraum von 2009 bis 2012 galt für Neuanlagen ein Zinssatz von 9,29 %³ vor Steuern und für die derzeitige Regulierungsperiode von 2013 bis 2017 hat die Bundesnetzagentur einen Zinssatz von 9,05 %⁴ vor Steuern für Neuanlagen festgelegt. Die Abschreibung der Investition erfolgt über bis zu 25 Jahre, vgl. Anlage 1 der GasNEV. Der Netzbetreiber erhält auf diese Weise eine sichere Anlagemöglichkeit für sein eingebrachtes Eigenkapital. Im Ergebnis besteht die Gefahr, dass dem Netzbetreiber dadurch ein Anreiz für die Realisierung eines möglichst teuren Netzanschlusspunktes gegeben wird, da er durch die Eigenkapitalverzinsungsmöglichkeiten prozentual mehr Zinsen generieren kann, als dies bei niedrigeren Kosten der Fall wäre. Dies hängt jedoch von unterschiedlichen Faktoren der bilanziellen Aufstellung im Einzelfall ab.

Nach alledem besteht für den Einspeiser ein potenzielles Hemmnis zur Erweiterung seiner BGEA, da der Netzbetreiber, der 75 % der Kosten des Netzanschlusspunktes zu tragen hat, kein Anreiz hat, die Vollkosten gering zu halten. Dadurch steigen – in den

¹ Gemäß § 32 Nr. 2 GasNZV umfasst der Netzanschluss die Herstellung der Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases.

² BDEW/VKU/GEODE, Leitfaden Kostenwälzung Biogas, 28.6.2013, S. 6.

³ BNetzA, Beschl. v. 7.7.2008, Az.: BK4-08-068.

⁴ BNetzA, Beschl. v. 31.10.2011, Az.: BK4-11-304.

Grenzen der Kostendeckelung auf 250.000 Euro – die vom Einspeiser zu tragenden Kostenanteile (25 %) für den Netzanschlusspunkt.

Zur Beseitigung bzw. Abschwächung dieser Fehlanreize könnte zum einen an den Finanzierungsmöglichkeiten der Netzbetreiber für Investitionen angesetzt werden und zum anderen am grundsätzlichen Konzept der Bereitstellung der Gasnetzanschlüsse, in dem die Interessen der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber so miteinander verzahnt werden, dass vollkostenoptimierte Modelle geschaffen werden. Im Vergleich zur derzeitigen Rechtslage bedeutet dies, dass der Anlagenbetreiber als Einspeiser mehr Verantwortung übernimmt, was ggf. seine Kosten erhöht. Diese Belastung des Einspeisers muss im Einzelfall gegen das Interesse an einer volkswirtschaftlichen Kostenoptimierung abgewogen werden.

Konkret könnte der Anreiz zur Eigenkapitalverzinsung abgeschwächt werden, indem die getätigten Investitionen unter Einbeziehung des genutzten Eigenkapitals ohne Berücksichtigung eines Abschreibungszeitraumes umgelegt werden.

Ein wesentlicher Kostentreiber im Rahmen des Netzanschlusses sind die Einrichtungen zur Druckerhöhung, da der Netzbetreiber diese Kosten umlegen kann und zudem das eingesetzte Eigenkapital einer sicheren Verzinsung unterliegt. Es könnte somit womöglich zu einer Optimierung der Vollkosten führen, wenn die Verantwortung für die Druckerhöhung vom Netzbetreiber auf den Anlagenbetreiber verlagert werden würde. Der Anlagenbetreiber wäre dann an einer vollkostenoptimierten Lösung für die Aufgabe der Druckerhöhung interessiert. Es würden hierdurch betriebswirtschaftliche Anreize geschaffen, durch die Harmonisierung der Wahl von Einspeisepunkt (Netzdruckstufen) und Aufbereitungstechnologien (Ausgangsdruck BGAA) vollkostenoptimierter einzuspeisen. Im Rahmen dieses Lösungsansatzes wäre der betriebswirtschaftliche Aufwand des Einspeisers für die Übernahme der Aufgabe der Druckerhöhung gegenzurechnen und der Frage nachzugehen, ob diese betriebswirtschaftlichen Kosten nicht ihrerseits zu einem Hemmnis des Ausbaus führen können.

17. Qualitätsanforderungen

Untersucht wurde weiterhin, ob die spezifischen Qualitätsanforderungen an das einzuspeisende Gas zu einem Hemmnis zum verstärkten Einsatz von Biogas führen können.

a) Überblick

Die GasNZV enthält neben den Anforderungen des EnWG zum Netzanschluss weitere Anforderungen, deren Adressat speziell der Transportkunde ist. Diese Anforderungen betreffen sowohl technische Fragen als auch die Frage der Kompatibilität des einzuspeisenden Gases. Von besonderer Bedeutung sind hier die Anforderungen der Netzbetreiber, die Brennwerte des einzuspeisenden Gases an die Brennwerte des im Gasnetz jeweils befindlichen Grundgases anzupassen (sog. Konditionierung). Diese Anforderungen basieren auf § 36 Abs. 3 GasNZV und dem DVGW-Arbeitsblatt G 685 (Gasabrechnung).

Um den entsprechenden Richtwert einzuhalten, wird von den Netzbetreibern bei der Einspeisung von Biomethan meist die Beimischung von Flüssiggas (LPG) oder Luft an der Einspeisestelle des Biomethans vorgegeben. Da auch der Brennwert des Biogases erheblich von den Brennwerten der Erdgase der Gruppe L und H abweicht, muss auch dieses Gas aufbereitet werden. Alternativ zur Beimischung von Luft oder LPG kommt auch eine sog. Brennwertverfolgung in Betracht, mittels derer die Brennwerte im Gasversorgungsnetz nachgefahren werden können. Der Vorteil eines solchen Systems wäre, dass allenfalls noch eine begrenzte Konditionierung des einzuspeisenden Gases durchgeführt werden müsste.

Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 685 genügt und hat hierfür die Kosten zu tragen (§ 36 Abs. 3 GasNZV). Er ist darüber hinaus für die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich und trägt hierfür ebenfalls die Kosten (§ 36 Abs. 4 GasNZV). Im Übrigen werden die dem Netzbetreiber durch die Einspeisung von

Biogas entstehenden Mehrkosten umgelegt (§ 20b GasNEV), um eine Gleichbehandlung aller Netzbetreiber im Bundesgebiet zu erzielen.

.....
Ermittlung der rechtlichen
Hemmnisse
.....

b) Konditionierung

Hinsichtlich der Konditionierung (Brennwertanpassung) des Biogases sind die derzeitigen Verantwortlichkeiten von Netzbetreibern und Anlagenbetreibern nicht optimal ausgestaltet.

Aus § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV ergibt sich, dass der Einspeiser von Biogas sicherzustellen hat, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 entspricht. Die Kosten zur Erfüllung dieser Anforderungen hat der Anschlussnehmer als Einspeiser zu tragen (vgl. § 36 Abs. 1 Satz 2 GasNZV).¹ Der Netzbetreiber ist hingegen gemäß § 36 Abs. 3 GasNZV dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 685 entspricht. Hierfür trägt der Netzbetreiber die Kosten. Die Arbeitsblätter G 260 und G 262 lassen hinsichtlich der Brennwerte Spannweiten zu, die nach dem Arbeitsblatt G 685 nicht erlaubt sind. Die Anforderungen an den Einspeiser sind somit geringer als die Anforderungen an den Netzbetreiber. Wenn der Einspeiser also Biogas einspeist, dessen Brennwert für ihn noch zulässig ist, aber im untersten Zulässigkeitsbereich liegt, dann ist dieses Gas für den Netzbetreiber nicht mehr zulässig. In diesem Fall muss der Netzbetreiber das Gas konditionieren. Die dem Netzbetreiber entstehenden Kosten werden auf den Endverbraucher umgelegt. Der Netzbetreiber ist jedoch dann berechtigt den Schwankungsbereich des Brennwertes für den Einspeiser einzugrenzen, wenn anderenfalls der Referenzbrennwert nach G 685 nur durch eine unzulässig hohe LPG-Beimischung erreicht werden kann.² Die zulässige Höchstmenge für Butan und Propan, den beiden Bestandteilen von LPG, ergibt sich aus dem Arbeitsblatt G 486 des DVGW. Mit Blick auf die volkswirtschaftlichen Kosten ist diese Letztverantwortlichkeit des Netzbetreibers nicht optimal. Gleichwohl können die geringen Anforderungen an den Anlagenbetreiber auch als Senkung der Hemmschwelle verstanden werden.

Zur Gesamtkostenoptimierung können die schon oben im Rahmen des Abschnitts über den Gasnetzanschluss erwähnten Ansätze der Zusatzgaseinspeisung, der Einrichtung von Brennwertbezirken oder der Implementierung von Brennwertrekonstruktionssystemen herangezogen werden.

c) Mess- und Eichrechtliche Anforderungen

Die mess- und eichrechtlichen Anforderungen bei der Brennwerterfassung führen zu Redundanzen bei der Messung. Zur Vermeidung von wiederholten Messungen ist ein Austausch von Messwerten zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sinnvoll. Dies könnte durch eine entsprechende Verpflichtung in der GasNZV geregelt werden.

In Bezug auf notwendige Messaufgaben im Rahmen der Einspeisung sollte geprüft werden, inwieweit Messwerte, welche durch die Prozessmesstechnik der BGAA regelmäßig erfasst werden, der BGEA zur Verfügung gestellt werden können, um hierdurch den investiven Aufwand für Messtechnik in der BGEA zu reduzieren.

d) Neue Anforderungen an die Gasqualität

Derzeit hat der Anlagenbetreiber nach § 36 Abs. 1 GasNZV auf seine Kosten sicherzustellen, dass das einzuspeisende Biogas die Qualitätsanforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 Stand 2007 einhält. Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Anforderungen nach DVGW-

¹Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007).

² BNetzA Beschluss vom 03.03.2010, Az. BK 09-005, S. 20ff.

Arbeitsblatt G 685 Stand 2007 entspricht. Der DVGW hat die Arbeitsblätter G 260 und G 262 fortgeschrieben und neue Anforderungen an die Gasbeschaffenheit festgelegt. Sollten diese Anforderungen zukünftig für anwendbar erklärt werden – indem der statische Verweis der G 260 und G 262 Stand 2007 in § 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV aufgehoben werden würde – führt das für die Anlagenbetreiber zu Problemen, die sich in erster Linie aus fehlenden oder offenen Definitionen ergeben. Zur Vermeidung wirtschaftlicher Risiken infolge von Rechtsunsicherheiten sind daher hinreichend klar definierte Qualitätsanforderungen erforderlich. Diese Anforderungen sollten jedoch nicht zu weiteren Kostensteigerungen von Aufbereitung und Einspeisung führen.

Zum Teil werden Grenzwerte einzelner Gasbeschaffenheitsparameter noch nicht hinreichend genau spezifiziert. Ein Beispiel hierfür ist die Wendung „Das Gas muss *technisch frei* von Nebel, Staub und Flüssigkeit sein“ (siehe G 262 Ausgabe 09/2011). Es besteht dabei die Gefahr, dass seitens des Netzbetreibers regelmäßig maximale Anforderungen an die Gasbeschaffenheit gestellt werden. Eine Konsequenz daraus wäre, dass der Einspeiser für die Entfernung bestimmter Stoffe separate Reinigungsstufen vorsehen muss (und somit weiteren investiven Aufwand erzeugt), die nicht in jedem Fall notwendig wären.

Die Erweiterung des Regelwerks auf weitere Parameter generiert auch die Notwendigkeit der Analyse und damit den Nachweis der Einhaltung der Grenzwerte dieser Parameter. Bei der potentiell notwendigen Umsetzung dieser Anforderung sollte zwischen technisch möglicher maximaler Messfrequenz und resultierenden Kosten sinnvoll abgewogen werden.

18. Bilanzkreisvertrag und Bilanzausgleich

Voraussetzung für die Ein- und Auspeisung von Gas ist nach den Vorgaben der GasNZV und der KoV III der Abschluss eines Bilanzkreisvertrages, in dem die ein- und ausgaspeisten Mengen erfasst und bei einer Abweichung durch den Bilanzkreisnetzbetreiber ausgeglichen werden (§ 26 GasNZV; §§ 9, 11 Anlage 3 zur KoV III). Der Bilanzkreisvertrag wird mit dem sog. Bilanzkreisnetzbetreiber auf Fernleitungsebene des jeweiligen Marktgebietes abgeschlossen.

Soweit das auf Erdgasqualität aufbereitete Gas aus Biomasse (Biomethan) kontinuierlich über das Jahr erzeugt wird, besteht die Problematik, dass dem biologischen Prozess der Gaserzeugung im Jahresverlauf – in der Regel Band – mehrheitlich ein wärmegeführtes Abnahmeverhalten der Stromerzeugungseinheit gegenübersteht. Eine tägliche Bilanzierung würde danach einem effizienten Netzzugang für Transportkunden von Biogas entgegenstehen. In den Sommermonaten wäre die Einspeisemenge größer als die Abnahme. In der Kälteperiode wäre für den Regelfall der Bezug des Biogases größer als die Einspeisemenge. Bei einer täglichen Bilanzierung würde danach fortlaufend Ausgleichsenergie anfallen. Zur Lösung dieses Problems haben Transportkunden von Biogas nach § 35 Abs. 1 GasNZV einen Anspruch auf den Abschluss eines erweiterten Bilanzausgleiches mit einem Bilanzierungszeitraum von zwölf Monaten mit einem Flexibilitätsrahmen in Höhe von 25 Prozent der kumulierten Einspeisemenge, bezogen auf die Jahresmenge (§ 35 Abs. 3 Satz 1 und 2 GasNZV). Verhält sich die Einspeisung im Rahmen dieses Flexibilitätsrahmens (+/-), werden Kosten nur für die Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens erhoben. Die Abwicklung der Biogasbilanzkreise könnte im Rahmen des bestehenden „Leitfaden Bilanzierung Biogas“ abgesichert werden.¹ Diese Regelung kann als eher flexibilisierungsfördernd angesehen werden, da hier eine günstige Regelung für Biogas geschaffen wurde.

¹ BDEW/ VKU/ GEODE, Leitfaden Bilanzierung Biogas in der Fassung vom 28.6.2013, seit dem 01.10.2013 in Kraft.

19. Methanemissionen bei der Aufbereitung

Der maximal zulässige Wert der Methanemissionen bei der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität beträgt seit dem 30. April 2012 – ebenso wie in Nr. 1 lit. a der Anlage 1 zum EEG – maximal 0,2 Prozent (§ 36 Abs. 1 Satz 4 GasNZV). Der Einspeiser hat durch geeignete Nachweise zu belegen, dass der bei der Aufbereitung des Biogases entstehende Methanemissionswert in der Atmosphäre nicht überschritten wird. Die Kosten für die Einhaltung dieser Qualitätsanforderungen hat der Einspeiser zu tragen. § 36 Abs. 2 GasNZV macht von dieser Regel jedoch eine Ausnahme, soweit eine technische Anpassung der Anlage notwendig wird, weil das Netz auf eine abweichende Gasqualität umgestellt wird. Diese – nicht vom Einspeiser beeinflussbare – Entscheidung des Netzbetreibers beruht zumeist auf wirtschaftlichen Gründen und liegt daher in dessen Einflussosphäre.¹ Hier wäre zu überlegen, ob nicht klarstellend geregelt werden könnte, dass der Netzbetreiber diese zusätzlichen Kosten selbst zu tragen hat, um den Einsatz von Biogas nicht potenziell zu hemmen.

23.3 Weiterentwicklungspotenziale

Wie aufgezeigt, stehen der Flexibilisierung von Biogasanlagen diverse potenzielle Hemmnisse rechtlicher Natur entgegen. Teilweise sind diese schon durch die Novellierung des EEG 2014 beseitigt worden, teilweise besteht noch Handlungsbedarf.

Aus rechtlicher Sicht ergeben sich verschiedene Handlungsmöglichkeiten, den bestehenden Hemmnissen entgegenzutreten. Für den Gasbereich wurden diese bereits in den jeweiligen Kapiteln dargestellt. Änderungsmöglichkeiten auf der Strombezugs- und Stromeinspeiseseite werden dagegen im Folgenden erläutert.

Grundsätzlich sind dabei zwei Wege denkbar. So können einzelne Rechtsnormen, welche im Rahmen der Bestandsaufnahme als Hemmnis detektiert wurden abgeändert werden oder es könnte von den im EEG 2014 veranlagten Verordnungsermächtigungen Gebrauch gemacht werden, um so die Problematik umfassend und einheitlich in einem Regelwerk aufzulösen.

23.3.1 Gesetzesänderung

Es bietet sich beispielsweise hinsichtlich des Stromsteuerrechts an, die relevante Leistungsgrenze von 2 MW_{el} des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG zu erhöhen um mehr Biogasanlagen von der Stromsteuer befreien zu können.

Auch könnte in § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG die doppelten Ausschließlichkeitsvoraussetzung hinsichtlich „grünem“ Strom und „grünem“ Netz teilweise relativiert werden, um eine Stromsteuerbefreiung für bedarfsgerecht betriebene Biogasanlagen zu erlangen.

Die Konkretisierung einer diesbezüglichen Gesetzesänderung, bedarf einer eingehenden Analyse der strom- und energiesteuerlichen Regelungen und einer sorgfältigen Abwägung der widerstreitenden Interessen, die im Rahmen dieses Projektes nicht geleistet werden kann. So ist neben verschiedenen Lenkungszwecken auch die Einnahmeerzielung im Rahmen der Konzeption der steuerlichen Regelungen zu berücksichtigen.

23.3.2 Verordnungsermächtigung

Das EEG 2014 hält darüber hinaus noch weiteres Potenzial bereit, um den Hemmnissen zu begegnen. So ist zum einen eine Verordnungsermächtigung erlassen worden, die es ermöglicht im Wege der Direktvermarktung Strom, der als „Strom aus erneuerbaren Energien“ gekennzeichnet ist zu vermarkten. Weiterhin ist im EEG 2014 veranlagt, die

¹ Verordnungsbegründung, BR-Drs. 312/10, S. 96.

Höhe der Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien durch Ausschreibung zu bestimmen. Zur Integration dieses Ausschreibungsmodells startet zum 1.1.2015 eine Pilotphase für Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Grundlage einer Verordnung. Weitere Verordnungen für andere Erneuerbare Energien, wie Biomasse, werden jedoch erwartet.

Diese Verordnungen bieten das Potenzial, wesentliche detektierte Hemmnisse, welche einer bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biomasse entgegenstehen durch Konkretisierung, Klarstellungen oder Ausnahmen zu minimieren.

Zu beachten ist jedoch die rechtliche Reichweite einer Verordnungsermächtigung. So kommt wohl eine Änderung der stromsteuerrechtlichen Hemmnisse durch Verordnung nicht in Betracht, weil durch bloße Verordnung nicht der konkrete Anwendungsbereich des StromStG verändert werden kann (Gewaltenteilungsprinzip).

Für die weiteren detektierten Hemmnisse, welche größtenteils selbst ihren Ursprung in Rechtsverordnungen oder dem EEG haben, erscheint eine Regelung in einer Rechtsverordnung jedoch möglich und elegant.

Im Folgenden werden die jeweiligen Verordnungen und darauf basierende Modelle kurz dargestellt.

20. Grünstromvermarktungsverordnung

Im EEG 2014 wurde durch die weitgehend verpflichtende Direktvermarktung die feste EEG-Vergütung als Normalfall abgelöst. Gleichzeitig wurde durch Abschaffung des Grünstromprivilegs die Möglichkeit direkt mit Ökostrom zu handeln, eingeschränkt. Aufgrund der Förderung erhoffter Akzeptanz lokal erzeugten Stroms, wurde in § 95 Nr. 6 EEG 2014 eine neue Verordnungsermächtigung aufgenommen, welche die Bundesregierung zum Erlass einer Verordnung ermächtigt, Strom aus der Direktvermarktung als „Strom aus erneuerbaren Energien“ zu kennzeichnen.

Auf Grundlage dieser Verordnungsermächtigung werden derzeit grundsätzlich drei Modelle diskutiert, um neue Möglichkeiten für die Direktvermarktung von Ökostrom einzuführen.

a) Ökostrom-Markt-Modell

Im sog. Ökostrom-Markt-Modell (ÖMM) können Betreiber von EE-Anlagen Lieferverträge mit einem Versorger schließen und diesen direkt, also ohne Umweg über die Strombörse, mit dem produzierten Strom beliefern. Dafür erhalten sie vom Versorger den Marktpreis und von den Netzbetreibern die Marktprämie. Anlagenbetreiber sollen so finanziell gleichgestellt werden wie durch die bisherige Marktprämien-Direktvermarktung.¹

Auf das EEG-Umlagekonto zahlt der Versorger nach dem ÖMM die **volle EEG-Umlage², eine Ökostromabgabe** i.H.v. 0,25 ct/kWh³ sowie eine **Integrationszahlung** (Pönalisierung) von 2 ct/kWh für überschüssige Strommengen, die der Versorger nicht benötigt und demnach an der Strombörse verkaufen muss, wobei diese Zahlungspflicht wegfällt, wenn er den Strom an andere Nutzer des ÖMM verkaufen kann.⁴

Für die über dieses System erworbene Strommenge erhält der Versorger Herkunftsnachweise, wenn er in seinem Portfolio (bezogen auf den gesamten nicht privilegierten

¹ https://www.naturstrom.de/fileadmin/2-Fotos/Pressebilder/oemm/Hintergrundpapier_OEkostrom-Markt-Modell.pdf, S. 1f.

² https://www.naturstrom.de/fileadmin/2-Fotos/Pressebilder/oemm/Hintergrundpapier_OEkostrom-Markt-Modell.pdf, S. 3.

³ https://www.naturstrom.de/fileadmin/2-Fotos/Pressebilder/oemm/Hintergrundpapier_OEkostrom-Markt-Modell.pdf, S. 2.

⁴ https://www.naturstrom.de/fileadmin/2-Fotos/Pressebilder/oemm/Hintergrundpapier_OEkostrom-Markt-Modell.pdf, S. 3.

Letztabsatz in Deutschland) einen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien aus dem Modell verwendet, der mindestens so hoch ist wie der Anteil des Stroms aus „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“, den der Anbieter in der Stromkennzeichnung gem. § 78 EEG 2014 ausweisen darf.¹

Das Modell unterscheidet sich vom bisherigen Grünstromprivileg dadurch, dass es sich anders als beim Grünstromprivileg bei der vorgeschlagenen Regelung nicht um eine Ausnahme vom EEG handelt. Vielmehr ist für die nach dem ÖMM vermarktete Ökostrommenge die volle EEG-Umlage zu zahlen.²

b) Kundenmarktmodell

Beim sog. Kundenmarktmodell soll ebenso wie beim ÖMM eine direkte Beziehung zwischen Anlagenbetreibern und Energieversorgern hergestellt werden. Im Unterschied zum ÖMM gibt es jedoch weit weniger Verbindungen der Geldströme mit dem EEG-System, sodass sich nahezu eine Kopie des EEG-Systems auf Bilanzkreisebene herausbildet.³

Im Kundenmarktmodell schließen EE-Anlagenbetreiber wie auch im ÖMM Lieferverträge mit dem Versorger und beliefern ihn direkt, ohne Umweg über die Strombörse, mit dem produzierten Strom.⁴ Anders ist jedoch, dass sie vom Versorger einen mit ihm ausgehandelten Preis erhalten, jedoch *keine* weitere Förderung vom Netzbetreiber (also durch eine Marktprämie o.ä.) wie im ÖMM und auch keinen Ausgleich von Preisrisiken. Als Absicherung dürfen Anlagenbetreiber jedoch zurück ins EEG-System wechseln.⁵ Auch der Versorger zahlt keine Beträge auf das EEG-Konto, vor allem keine EEG-Umlage wie im ÖMM.⁶

Auch im Kundenmarktmodell erhält der Versorger Herkunftsnachweise für den gesamten nach diesem System erhaltenen Ökostrom, wenn er den von ihm im Rahmen des Systems erworbenen Strom durchschnittlich so vergütet, wie EEG-Strom auch im bundesweiten EEG-System durchschnittlich gefördert wird (aktuell 16,98 ct/kWh)⁷ und wenn der Anteil des Stroms aus diesem System in seinem Portfolio

- wie im ÖMM mindestens so hoch ist wie der prognostizierte Anteil des insgesamt in Deutschland eingespeisten, nach dem EEG förderfähigen Stroms am nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz⁸
- und zusätzlich mindestens einen Anteil fluktuierender Erneuerbaren Energien (Wind onshore, Wind offshore und PV) besitzt wie der prognostizierte Anteil des insgesamt in Deutschland eingespeisten, nach dem EEG förderfähigen Stroms aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien am nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz.⁹

Die Sicherstellung der Kostenneutralität wird dadurch garantiert, dass der Versorger, der das Kundenmarktmodell nutzt, die Differenz zwischen der Einspeisevergütung der ausgewählten Anlage und der mittleren EEG-Vergütung aller deutschen EEG-Anlage an das EEG-Konto zahlt. Wird eine Anlage mit einer Vergütung oberhalb der durchschnitt-

¹ http://www.oekostrom-markt-modell.de/docs/Rechtsgutachten_OeMM.pdf, S. 3f.

² http://www.oekostrom-markt-modell.de/docs/Rechtsgutachten_OeMM.pdf, S. 6f.

³ http://www.izes.de/cms/upload/pdf/3_Energiekongress_Block_2_Hlder.pdf, S. 8.

⁴ http://www.izes.de/cms/upload/pdf/3_Energiekongress_Block_2_Hlder.pdf, S. 8.

⁵ http://www.izes.de/cms/upload/pdf/3_Energiekongress_Block_2_Hlder.pdf, S. 8.

⁶ http://www.izes.de/cms/upload/pdf/3_Energiekongress_Block_2_Hlder.pdf, S. 11.

⁷ http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Veroeffentlichungen/140211_Kundenmarktmodell_CLENS.pdf, S. 7.

⁸ http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Veroeffentlichungen/140211_Kundenmarktmodell_CLENS.pdf, S. 8.

⁹ http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Veroeffentlichungen/140211_Kundenmarktmodell_CLENS.pdf, S. 9.

lichen EEG-Vergütung vermarktet, erhält der Versorger die Differenz. Dadurch ist sichergestellt, dass der Versorger das EEG-Konto durch die „Entnahme“ von Strom aus der EEG-Wälzung auch um die entsprechenden, durchschnittlich dem Wälzungssystem entstehenden Kosten entlastet. Ein Herauspicken von Anlagen mit niedrigen Vergütungssätzen ist dadurch nicht möglich.¹

c) Grünstrom-Marktmodell

Das Grünstrom-Marktmodell (GMM) ist eine Kombination aus dem ÖMM und dem Kundenmarktmodell. Es ist das aktuellste Modell der hier vorgestellten Systeme. Inhaltlich beruht das GMM auf den *Abläufen* des Kundenmarktmodells, beinhaltet jedoch den *Integrationsanreiz* des ÖMM.²

Auch im GMM schließen EE-Anlagenbetreiber Lieferverträge mit dem Versorger, beliefern ihn direkt und erhalten einen ausgehandelten Preis, jedoch keine weitere Förderung vom Netzbetreiber und keinen Ausgleich von Preisrisiken. Anlagenbetreiber dürfen auch hier zurück ins EEG-System wechseln, der Versorger zahlt ebenfalls keine EEG-Umlage an das EEG-Konto.³

Der Versorger erhält auch in diesem Modell Herkunftsnachweise für den gesamten erhaltenen Ökostrom außerhalb des EEG-Systems, wenn er den von ihm im Rahmen des Systems erworbenen Strom durchschnittlich mindestens so vergütet, wie EEG-Strom auch im bundesweiten EEG-System durchschnittlich gefördert wird und wenn der Anteil des Stroms aus diesem System in seinem Portfolio

- wie im ÖMM mindestens so hoch ist wie der prognostizierte Anteil des insgesamt in Deutschland eingespeisten, nach dem EEG förderfähigen Stroms am nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz
- und zusätzlich mindestens einen Anteil fluktuierender Erneuerbaren Energien (Wind onshore, Wind offshore und PV) besitzt wie der prognostizierte Anteil des insgesamt in Deutschland eingespeisten, nach dem EEG förderfähigen Stroms aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien am nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz.⁴

Die Sicherstellung der Kostenneutralität wird dadurch garantiert, dass die Differenz zwischen dem mittleren Vergütungsanspruch des zur Erfüllung der Mindestanteile angerechneten Stroms und dem mittleren Vergütungsanspruch des EEG-Stroms insgesamt zwischen dem EVU und dem zuständigen ÜNB zu verrechnen ist.⁵

Während das Grünstrommarktmodell bislang dem Kundenmarktmodell ähnelt, übernimmt es nun die Idee der Integrationsabgabe aus dem ÖMM. Der Versorger soll für Strommengen, die zur Erfüllung der Mindestanteile angerechnet werden und die auf Viertelstundenbasis den Lastgang der versorgten, nicht privilegierten Letztverbraucher überschreiten, eine Integrationsabgabe (Pönalisierung) in Höhe von 2 ct/kWh an den das EEG-Konto abführen.⁶ Unklar ist jedoch bislang, ob – wie im ÖMM – alternativ

¹ http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Veroeffentlichungen/140211_Kundenmarktmodell_CLENS.pdf, S. 10.

² Aussage von Marcel Keiffenheim, Greenpeace Energy eG

³ Nicht im Internet zugängliche Präsentation von Clean Energy Sourcing mit dem Titel „Grünstrommarktmodell: EEG-Strom in den Wettbewerb um Stromkunden integrieren“. Leipzig, 19. Mai 2014, S. 5.

⁴ Nicht im Internet zugängliche Präsentation von Clean Energy Sourcing mit dem Titel „Grünstrommarktmodell: EEG-Strom in den Wettbewerb um Stromkunden integrieren“. Leipzig, 19. Mai 2014, S. 6.

⁵ Nicht im Internet zugängliche Präsentation von Clean Energy Sourcing mit dem Titel „Grünstrommarktmodell: EEG-Strom in den Wettbewerb um Stromkunden integrieren“. Leipzig, 19. Mai 2014, S. 7.

⁶ Nicht im Internet zugängliche Präsentation von Clean Energy Sourcing mit dem Titel „Grünstrommarktmodell: EEG-Strom in den Wettbewerb um Stromkunden integrieren“. Leipzig, 19. Mai 2014, S. 8.

auch ein Weiterverkauf des Stroms innerhalb des GMM möglich ist, um die Integrationsabgabe zu vermeiden.

Eine Bewertung dieser Direktvermarktungsmodelle ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens, jedoch lässt sich erkennen, dass wirtschaftliche Mehrgewinne erzielt werden können, wenn sich die Stromerzeugung dem Strombedarf anpasst. Hierdurch wird ein Anreiz geschaffen, betreffende Anlagen marktorientiert zu betreiben, also bei großer Nachfrage vermehrt einzuspeisen und hierfür auch hohe Preise für den vermarkteten Strom zu erzielen. Im Rahmen der noch zu schaffenden Vermarktungsverordnung auf Grundlage des § 95 Nr. 6 EEG 2014 könnten die oben aufgezeigten Hemmnisse Beachtung finden und durch spezifische Regelung gemindert werden.

21. Ausschreibungsverordnung

Bis spätestens 2017 sollen Ausschreibungen für Erneuerbare Energien die administrativ festgelegten Vergütungssätze ersetzen, § 2 Abs. 5 S. 1 EEG 2014. Zunächst sollen hierzu Erfahrungen in einem Pilotvorhaben gesammelt werden, vgl. § 2 Abs. 5 S. 2 EEG 2014. Die Ausschreibungen finden daher erst einmal nur für Strom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen statt. Die anhand des Pilotprojekts gewonnenen Erkenntnisse sollen dann auf Ausschreibungen für andere Erneuerbare Energien – wie Biogas – übertragen werden.

Die Bundesregierung erhofft sich vom Instrument der Ausschreibung ein mengensteuerbares Wachstum an Erneuerbaren Energien bei maximaler Kosteneffizienz, indem die Höhe der finanziellen Förderung nicht vorgegeben wird, sondern in Form einer Auktion ermittelt wird und so ein durch die Regeln des Markts bestimmtes Vergütungssystem für Strom aus Erneuerbaren Energien erreicht wird.

Die konkrete finanzielle Förderung einer EE-Anlage ergibt sich aus dem Direktvermarktungsmodell und richtet sich nach der Marktprämie, § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014. Diese wird ermittelt, indem von einem „anzulegenden Wert“ - welcher durch Ausschreibung ermittelt wird - der durchschnittliche Börsenstrompreis abgezogen wird. Dadurch wird der Anlagenbetreiber – bei der Möglichkeit bedarfsgerechter Stromeinspeisung – animiert, den Strom zu Hochpreiszeiten einzuspeisen um in den Genuss einer möglichst hohen Förderung zu kommen.

Zur näheren Ausgestaltung dieses Ausschreibungsmodells hat der Gesetzgeber eine Verordnungsermächtigung in § 88 EEG 2014 aufgenommen. Die hierauf beruhende, sog. „Freiflächenausschreibungsverordnung“ soll zum 1. Januar 2015 in Kraft treten.

Nach dem ersten Referentenentwurf vom 31. Oktober 2014 schreibt die Bundesnetzagentur die finanzielle Förderung und die Höhe für Strom aus Freiflächenanlagen (PV) jeweils zum Monatsersten der Monate April, August und Dezember aus.¹ Das jährliche Ausschreibungsvolumen soll 600 MW - 200 MW je Gebotstermin - betragen.² Die Gebote müssen jedoch einen Mindest- und einen Höchstumfang, von wenigstens 100 KW und maximal 10 MW, einhalten.³ Dadurch soll eine übermäßige Flächeninanspruchnahme und eine gleichmäßige Projektverteilung erreicht werden.⁴ Weitere Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungen ist, dass sich Bieter mit einem konkreten Projekt bewerben müssen - d. h. das Projekt muss mindestens durch einen Aufstellungsbeschluss für einen Bebauungsplan unterlegt sein.⁵ In der Ausschreibung werden einmalige, verdeckte Gebote abgegeben. Die Förderhöhe richtet sich nach dem eigenen Gebot („pay-as-bid“-Verfahren). Ab der dritten Ausschreibungsrunde wird auf das Einheitspreisverfahren („uniform-pricing“) umgestellt. Zusätzlich gilt ein Höchst-

¹ § 3 Referentenentwurf Freiflächenausschreibungsverordnung vom 31. Oktober 2014.

² § 4 Abs. 1 Referentenentwurf Freiflächenausschreibungsverordnung vom 31. Oktober 2014.

³ § 5 Abs. 2 Referentenentwurf Freiflächenausschreibungsverordnung vom 31. Oktober 2014.

⁴ Vgl. Eckpunkte zur Freiflächenausschreibungsverordnung vom 31. Oktober 2014, S. 2.

⁵ Vgl. § 5 Abs. 4 Referentenentwurf Freiflächenausschreibungsverordnung vom 31. Oktober 2014.

preis, der veröffentlicht wird und der sich an der Förderhöhe für Photovoltaik-Dachanlagen mit einer Leistung von 1 MW orientiert.¹

Zeichnet sich ab, dass das Ausschreibungsmodell für Freiflächenanlagen die gewünschten Ziele zu erreichen vermag, kommt ein solches Modell auch für Biogasanlagen in Betracht. In einer diesbezüglichen Verordnung könnte konkret auf die detektierten Hemmnisse eingegangen werden, die einer flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen im Wege stehen.

.....
Ermittlung der rechtlichen
Hemmnisse
.....

¹ § 7 Referentenentwurf Freiflächenausschreibungsverordnung vom 31. Oktober 2014.

24 Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: ENTWICKLUNG DER STROMPRODUKTION AUS BIOGAS IN DEUTSCHLAND IN DEN JAHREN 2000 BIS 2013 [3]	22
ABBILDUNG 2: BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGEN NACH ANLAGENANZAHL UND AUFBEREITUNGSKAPAZITÄT SEIT 2006 [3]	22
ABBILDUNG 3: ENTWICKLUNG DER BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGEN IN DEUTSCHLAND NACH EINSPEISEKAPAZITÄT UND NACH ANLAGENANZAHL [4].....	23
ABBILDUNG 4: ENTWICKLUNG DER DIREKTVERMARKTUNG VON STROM AUS BIOMASSE SEIT DEM JANUAR 2012 (IN ANLEHNUNG AN [5])	24
ABBILDUNG 5: JAHRESVERTEILUNG DER GASMENGEN ZUR SIMULATION DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR AM BEISPIEL 2030 MINSZ.....	39
ABBILDUNG 6: FAKTOREN, DIE DIE FLEXIBILITÄT EINER ERZEUGUNGSKAPAZITÄT IN AUSREICHENDEM MAßE BESCHREIBEN	44
ABBILDUNG 7: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES FÜR DAS ENERGIESYSTEM „SINNVOLLEN VERHALTENS“ DER STROMPRODUKTION AUS BIOGAS UND BIOMETHAN	48
ABBILDUNG 8: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER HAUPT-FAKTOREN, DIE DIE KOSTEN DER FLEXIBLEN STROMPRODUKTION AUS BIOGAS UND BIOMETHAN BEEINFLUSSEN	49
ABBILDUNG 9: DARSTELLUNG DER EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE VERÄNDERUNG DER KOSTEN DES KONV. KRAFTWERKSPARKS BEI EINER FLEXIBLEN STROMPRODUKTION AUS BIOGAS	50
ABBILDUNG 10: DARSTELLUNG DER METHODIK ZUR ERMITTLUNG DER KOSTENVERÄNDERUNG FÜR DAS ENERGIESYSTEM, IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT DES BIOGASPARKS UND DER KOSTENVERÄNDERUNG DES KONV. ERZEUGUNGSPARKS.....	50
ABBILDUNG 11: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG ZUR ERMITTLUNG DES FAHRPLANS FÜR DIE EINZELANLAGE	53
ABBILDUNG 12: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER REFERENZANLAGEN, DIE ENTWICKELT UND UNTERSUCHT WERDEN, UM DANN IM BIOGASPARK BERÜCKSICHTIGT ZU WERDEN	54
ABBILDUNG 13: SCHEMA EINER BIOGASANLAGE ZUR GRUNDLASTSTROMERZEUGUNG [30]	57
ABBILDUNG 14: VORLAGEBEHÄLTER UND SCHUBBODEN MIT AUFLÖSEWALZE UND PRESSSCHNECKE [31].....	59
ABBILDUNG 15: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES EINSCHALIGEN ZELTDACHES [34].....	62
ABBILDUNG 16: SCHNITT EINES DOPPELMEMBRAN-TRAGLUFTSPEICHERS [35].....	63
ABBILDUNG 17: EXTERNER TRAGLUFTKUGELSPEICHER [35].....	64
ABBILDUNG 18: BIOMETHAN-PRODUKTIONSANLAGE, BIOMETHANTRANSPORT IM ERDGASNETZ UND ANSCHLIEßENDE VERWERTUNG IM BHKW	71
ABBILDUNG 19: ÜBERSICHT UND ZU BERÜCKSICHTIGENDE EINFLUSSFAKTOREN ZUR GASSPEICHERAUSLEGUNG BEI DEN BIOGAS-REFERENZANLAGEN [39]	80
ABBILDUNG 20: TÄGLICHES STROMPRODUKTIONSPROFIL FÜR EIN BHKW, DAS DEN STROMBEDARF IM WOCHENVERLAUF BERÜCKSICHTIGT [45].....	85
ABBILDUNG 21: SIMULATION EINER BEDARFSORIENTIERTEN GASBEREITSTELLUNGEN ANHAND EINER GESTEUERTEN GASPRODUKTION UND EINEM OPTIMIERTEM GASSPEICHERMANAGEMENT ZUR BERÜCKSICHTIGUNG DER STROMPREISE IM WOCHENVERLAUF) [45]	86
ABBILDUNG 22: SIMULATIONSERGEBNIS EINER BEDARFSORIENTIERTEN GASBEREITSTELLUNG UND RAUMBELASTUNG IM FERMENTER (BEZOGEN AUF DAS FERMENTERVOLUMEN) [45].....	86
ABBILDUNG 23: MAXIMALE GASSPEICHERFÜLLSTÄNDE DER EINZELNEN SZENARIEN IM JAHR	87
ABBILDUNG 24: MAXIMALE AUSSPEISELEISTUNG DES GASSPEICHERS PRO STUNDE IN DEN JEWEILIGEN SZENARIEN	88
ABBILDUNG 25: SPEZIFISCHE KOSTEN VON INTERNEN TRAGLUFTSPEICHERN (1/3 KUGELSCHNITT) (EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN [35]).....	105
ABBILDUNG 26: SPEZIFISCHE KOSTEN FÜR EXTERNEN TRAGLUFTSPEICHER (3/4 KUGELSCHNITT) (EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN [35]).....	105
ABBILDUNG 27: ÜBERSICHT DER KOSTENSTRUKTUR (JÄHRLICHE ANNUITÄT) AM BEISPIEL EINER BIOGASANLAGE, WELCHE AUSSCHLIEßLICH NAWARO EINSETZT (2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG).....	111

ABBILDUNG 28: BEISPIELHAFT ERMITTELTE STROMERZEUGUNGSKOSTEN EINER BIOGASANLAGE, WELCHE NAWARO EINSETZT (2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG)	112
ABBILDUNG 29: BEISPIELHAFT ERMITTELTE STROMERZEUGUNGSKOSTEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG MÖGLICHER WÄRMEERLÖSE EINER BIOGASANLAGE, WELCHE NAWARO'S EINSETZT (2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG).....	112
ABBILDUNG 30: VERGLEICH DER STROMERZEUGUNGSKOSTEN ZWISCHEN NAWARO UND ORGANISCHEN RESTSTOFFEN (2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG) (OHNE WÄRMEERLÖSE)	113
ABBILDUNG 31: HÄUFIGKEITSVERTEILUNG DER GASSPEICHERNUTZUNG EINER BIOGASANLAGE MIT EINER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON CA. 500 kW _{EL} MIT 2500 VLH UND DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE (MINSZ 2030)	116
ABBILDUNG 32: ERMITTELTE GASSPEICHERKAPAZITÄT FÜR BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE IM JAHRE 2030 (CA. 60% EE) UND ERMITTELTE ABSCHLÄGE FÜR GASSPEICHERGRÖßEN, DIE 90 % DER GASSPEICHERFÜLLSTÄNDE ABBILDEN KÖNNEN	117
ABBILDUNG 33: DIE MITTLERE START- UND STOPP-ANZAHL IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN UND DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG FÜR DIE BEDARFSORIENTIERTE STROMPRODUKTION MITTELS BIOGAS (MINSZ 2030, CA. 60 % EE)	119
ABBILDUNG 34: KOSTEN FÜR DIE FLEXIBILISIERUNG VON RESTSTOFF-MIX-ANLAGEN IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN (BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG, 2013, 500 kW _{EL} INSTALLIERTE LEISTUNG, OHNE WÄRMENUTZUNG).....	119
ABBILDUNG 35: ENTWICKLUNG DER RELATIVEN KOSTENVERÄNDERUNG DER PRODUZIERTEN STROMMENGE MITTELS EINER RESTSTOFF-MIX-ANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN (500 kW _{EL} INSTALLIERTE LEISTUNG, INBETRIEBNAHME (IBN) 2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG)	120
ABBILDUNG 36: RELATIVE VERTEILUNG DER KOSTENKOMPONENTEN EINER RESTSTOFF-MIX-ANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN (500 kW _{EL} INSTALLIERTE LEISTUNG, IBN 2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG)	120
ABBILDUNG 37: SENSITIVITÄT DER INVESTITIONSKOSTEN EINER RESTSTOFF-MIX-ANLAGE AUF DIE STROMERZEUGUNGSKOSTEN, IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN (FOKUS: TAG/WOCHE, MINSZ 2030).....	121
ABBILDUNG 38: RELATIVE VERÄNDERUNG DER STROMERZEUGUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT (VOLLLASTSTUNDEN, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG) EINER RESTSTOFFMIX-ANLAGE (JAHR 2030, MINSZ)	122
ABBILDUNG 39: EINFLUSS DER INVESTITIONSKOSTEN FÜR GASSPEICHER AUF DIE STROMERZEUGUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN FÜR EINE RESTSTOFF-MIX-ANLAGE DIE EINE BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE REALISIERT (MINSZ, 2030)	122
ABBILDUNG 40: VERÄNDERUNG DER RELATIVEN KOSTEN EINER RESTSTOFF-MIX ANLAGE IM VERGLEICH ZU EINER NAWARO-ANLAGE GLEICHER LEISTUNG (MINSZ 2030, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG: TAG/WOCHE)	123
ABBILDUNG 41: BIOMETHANPROZESSKETTE AUFGETEILT IN 6 PROZESSABSCHNITTE (SCHEMATISCHE DARSTELLUNG)	124
ABBILDUNG 42: AUFTeilUNG DER KOSTENBESTANTEILE IN KOSTENARTEN, NAWARO-BIOGASPRODUKTIONSANLAGE (BGA), 2013	124
ABBILDUNG 43: AUFTeilUNG DER KOSTENBESTANTEILE IN KOSTENARTEN, MIX-BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGE (BGAA), 2013	126
ABBILDUNG 44: AUFTeilUNG DER KOSTENPOSITIONEN EINER BIOMETHANEINSPEISEANLAGE (BMEA), 2013	127
ABBILDUNG 45: RELATIVE AUFTeilUNG DER GESAMTKOSTEN DER STROMERZEUGUNG MIT BIOMETHAN IM BHKW NACH DEN KOSTENBESTANDTEILEN (BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG, 2013)	132
ABBILDUNG 46: PROZESSABSCHNITTE DER STROMPRODUKTION MITTELS BIOMETHAN UND DEREN KOSTENPOSITIONEN (2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG) IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN BEI DER BERÜCKSICHTIGUNG VON TAGESSCHWANKUNGEN DER RESIDUALLAST	132
ABBILDUNG 47: STROMERZEUGUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN AM BEISPIEL BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG, DIFFERENZIERT ZWISCHEN ENERGIEPFLANZEN (NAWARO) UND ORGANISCHEN RESTSTOFFE (RESTSTOFFE), MINSZ 2030.....	137

ABBILDUNG 48: STROMERZEUGUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN AM BEISPIEL BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, DIFFERENZIERT ZWISCHEN ENERGIEPFLANZEN (NAWARO) UND ORGANISCHEN RESTSTOFFE (RESTSTOFFE), MINSZ 2030	137
ABBILDUNG 49: STROMERZEUGUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN AM BEISPIEL BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR, DIFFERENZIERT ZWISCHEN ENERGIEPFLANZEN (NAWARO) UND ORGANISCHEN RESTSTOFFE (RESTSTOFFE), MINSZ 2030	138
ABBILDUNG 50: SPEZIFISCHE STROMERZEUGUNGSKOSTEN DER REFERENZANLAGE (B: BIOGAS, M: (BIO)METHAN) IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT, DIFFERENZIERT NACH WÄRMENUTZUNG (W: MIT WÄRMENUTZUNG) AM BEISPIEL DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG	139
ABBILDUNG 51: SPEZIFISCHE STROMERZEUGUNGSKOSTEN DER REFERENZANLAGE (B: BIOGAS, M: (BIO)METHAN) IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT, DIFFERENZIERT NACH WÄRMENUTZUNG (W: MIT WÄRMENUTZUNG) AM BEISPIEL DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE	140
ABBILDUNG 52: SPEZIFISCHE STROMERZEUGUNGSKOSTEN DER REFERENZANLAGE (B: BIOGAS, M: (BIO)METHAN) IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT, DIFFERENZIERT NACH WÄRMENUTZUNG (W: MIT WÄRMENUTZUNG) AM BEISPIEL DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR....	141
ABBILDUNG 53: ENTWICKLUNG DER BIOGASANLAGENLEISTUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER UNTERSTELLEN MÖGLICHEN VOLLASTSTUNDEN IN DEN JAHREN 2020 UND 2030 IM MINSZ (20,3 TWh _{EL2020} , 30,5 TWh _{EL2030}).....	142
ABBILDUNG 54: ENTWICKLUNG DER BIOGASANLAGENLEISTUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER UNTERSTELLEN MÖGLICHEN VOLLASTSTUNDEN IN DEN JAHREN 2020 UND 2030 IM MAXSZ (34,5 TWh _{EL2020} , 52,0 TWh _{EL2030}).....	143
ABBILDUNG 55: ENTWICKLUNG DER KOSTEN FÜR DIE GRUNDLASTSTROMPRODUKTION MITTELS BIOGAS, IN ABHÄNGIGKEIT DER BETRACHTETEN ANKERJAHRE UND DER WÄRMENUTZUNG (INKL. WÄRME; DER STARTWERT DES JEWEILIGEN ANKERJAHRES IST INFLATIONSBEREINIGT)	144
ABBILDUNG 56: ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN STROMPRODUKTIONSKOSTEN FÜR STROM AUS BIOGAS (OHNE WÄRMENUTZUNG) IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT AM BEISPIEL MINSZ 2030 BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE (STARTWERT IST INFLATIONSBEREINIGT).....	144
ABBILDUNG 57: KUMULIERTE KOSTEN DER FLEXIBILISIERUNG DER STROMERZEUGUNG DES BIOGASPARKS AM BEISPIEL BIOGASANLAGEN IM JAHR 2020, UNTERSCHIEDEN NACH DEM MENGENSZENARIEN (MINSZ UND MAXSZ)	146
ABBILDUNG 58: KUMULIERTE KOSTEN DER FLEXIBILISIERUNG DER STROMERZEUGUNG DES BIOGASPARKS AM BEISPIEL BIOMETHAN IM JAHR 2020 (IM VERGLEICH ZUR GRUNDLASTSTROMPRODUKTION, INKL. EINER WÄRMEABSATZSTEIGERUNG UM KNAPP 50 %), UNTERSCHIEDEN NACH DEM MENGENSZENARIEN (MINSZ UND MAXSZ)	146
ABBILDUNG 59: KUMULIERTE KOSTEN DER FLEXIBILISIERUNG DER STROMERZEUGUNG DES BIOGASPARKS AM BEISPIEL BIOGASANLAGEN IM JAHR 2030, UNTERSCHIEDEN NACH DEN MENGENSZENARIEN (MINSZ UND MAXSZ)	147
ABBILDUNG 60: KUMULIERTE KOSTEN DER FLEXIBILISIERUNG DER STROMERZEUGUNG DES BIOGASPARK AM BEISPIEL BIOMETHAN IM JAHR 2030 (IM VERGLEICH ZUR GRUNDLASTSTROMPRODUKTION, INKL. EINER WÄRMEABSATZSTEIGERUNG UM KNAPP 50 %), UNTERSCHIEDEN NACH DEN MENGENSZENARIEN (MINSZ UND MAXSZ)	147
ABBILDUNG 61: KUMULIERTE KOSTEN DER FLEXIBILISIERUNG DER STROMERZEUGUNG DES BIOGASPARK AM BEISPIEL BIOMETHAN IM JAHR 2020 (IM VERGLEICH ZUR GRUNDLASTSTROMPRODUKTION, INKL. EINER WÄRMEABSATZSTEIGERUNG UM KNAPP 50 %), UNTERSCHIEDEN NACH DEN MENGENSZENARIEN (MINSZ UND MAXSZ)	148
ABBILDUNG 62: KUMULIERTE KOSTEN DER FLEXIBILISIERUNG DER STROMERZEUGUNG DES BIOGASPARKS AM BEISPIEL BIOMETHAN IM JAHR 2020 (IM VERGLEICH ZUR GRUNDLASTSTROMPRODUKTION, INKL. EINER WÄRMEABSATZSTEIGERUNG UM KNAPP 100 %), UNTERSCHIEDEN NACH DEN MENGENSZENARIEN (MINSZ UND MAXSZ)	148
ABBILDUNG 63: BIOGASPRODUKTIONSKETTE	149
ABBILDUNG 64: THG-EMISSIONEN DURCH DEN ERHÖHTEN GASSPEICHERBEDARF (IN KG CO ₂ /A) ..	153
ABBILDUNG 65: RELATIVER ANTEIL METHANEMISSIONEN DES GASSPEICHERS IM VERGLEICH ZUR JÄHRLICH PRODUZIERTEN METHANMENGE	154
ABBILDUNG 66: GEMIS-THG-EMISSIONEN IM STROMMIX DER JAHRE 2012, 2020 UND 2030 ..	155
ABBILDUNG 67: EINFLUSS DER STARTZEIT AUF DIE THG-EMISSIONEN AM BEISPIEL DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG 2013.....	156

ABBILDUNG 68: EINFLUSS DER STARTANZAHL AUF DIE THG-EMISSIONEN, DARGESTELLT DURCH DIE BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG, TAG/WOCHE UND TAG/WOCHE/JAHR (MINSZ 2030) ...	157
ABBILDUNG 69: EINFLUSS DES BETRACHTUNGSJAHRES (UND DER VOLLASTSTUNDEN) AUF DIE THG-EMISSIONEN (MINSZ 2020 UND MINSZ 2030)	158
ABBILDUNG 70: THG-EMISSIONEN IN ABHÄNGIGKEIT DER EFFIZIENZÄNDERUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER VOLLASTSTUNDEN UND DER SZENARIEN MINSZ 2020 UND MINSZ 2030 IN VERGLEICH MIT 2013	159
ABBILDUNG 71: THG-EMISSIONSBILANZ IN VERGLEICH ZWISCHEN 2013, 2020 UND 2030 BEI GLEICHER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG UND VARIIERENDER VOLLASTSTUNDEN	160
ABBILDUNG 72: THG-EMISSIONSBILANZ IM VERGLEICH ZWISCHEN BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG, TAG/WOCHE, TAG/WOCHE/JAHR (MINSZ 2030)	160
ABBILDUNG 73: PROZESSKETTE BIOMETHANPRODUKTION	161
ABBILDUNG 74: RELATIVE VERTEILUNG DER KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSLEISTUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN VON 30,5 TWh _{el} STROM DES BIOGASPARKS (MINSZ) BEZOGEN AUF DEN VORHANDENEN / INSTALLIERTEN KRAFTWERKPARK (2030).....	165
ABBILDUNG 75: RELATIVE VERTEILUNG DER KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSLEISTUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN BEI 52 TWh _{el} STROM DES BIOGASPARKS (MAXSZ) BEZOGEN AUF DEN VORHANDENEN / INSTALLIERTEN KRAFTWERKPARK (2030).....	165
ABBILDUNG 76: VERÄNDERUNG DER VOLLASTSTUNDEN JE KONVENTIONELLEN KRAFTWERKTYP, IM MITTEL BEZOGEN AUF EINE ANLAGE UND IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARK (MINSZ, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE)	167
ABBILDUNG 77: VERÄNDERUNG DER VOLLASTSTUNDEN JE KONVENTIONELLEN KRAFTWERKTYP, IM MITTEL BEZOGEN AUF EINE ANLAGE UND IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN DER BIOGASERZEUGUNG (MAXSZ, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE)	168
ABBILDUNG 78: MITTLERE STARTHÄUFIGKEIT DES JEWEILIGEN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKTYP UND GEMITTELT PRO ANLAGE BEI 60 % EE ANTEIL (2030) UND DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, IN ABHÄNGIGKEIT DER UNTERSCHIEDLICHEN VOLLASTSTUNDEN, MINSZ.....	169
ABBILDUNG 79: MITTLERE STARTHÄUFIGKEIT DES JEWEILIGEN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKTYP UND GEMITTELT PRO ANLAGE BEI 60 % EE ANTEIL (2030) UND DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, IN ABHÄNGIGKEIT DER UNTERSCHIEDLICHEN VOLLASTSTUNDEN, MAXSZ.....	170
ABBILDUNG 80: DARSTELLUNG DER STARTHÄUFIGKEIT ALLER KONVENTIONELLEN KRAFTWERKE IM VERGLEICH ZU UNTERSCHIEDLICHER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG UND DEN VOLLASTSTUNDEN DER STROMERZEUGUNG AUS DEM BIOGASPARK (CA. 60 % EE, 2030).....	170
ABBILDUNG 81: STROMÜBERSCHÜSSE (TWh _{el} , LINKS) IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN, DER DAMIT VERBUNDENEN BIOGASPARK-ANLAGENLEISTUNG (GWh _{el} , RECHTS) UND DES ANGENOMMENEN MENGENSZENARIO (MINSZ/MAXSZ), BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE	172
ABBILDUNG 82: REDUZIERUNG DER STROMPRODUKTION MITTELS PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN (PSW) ENTLANG DER ABSENKUNG DER VOLLASTSTUNDEN (UND ERHÖHUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG) DES BIOGASPARK IN ABHÄNGIGKEIT DER MINSZ UND MAXSZ, UNTER DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE.....	173
ABBILDUNG 83: DIE FLEXIBILISIERUNG DER STROMPRODUKTION MITTELS DES BIOGASPARK (DURCH DIE ÄNDERUNG DER VOLLASTSTUNDEN BEI GLEICHBLEIBENDER ENERGIEPRODUKTION UND UNTERSCHIEDLICHER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG) FÜR ZUSÄTZLICH DIREKT NUTZBARE STROMMENGEN UND DIFFERENZIIERT ZWISCHEN MAXSZ UND MINSZ	174
ABBILDUNG 84: ABSOLUTE EINSPARUNG AN CO ₂ -EMISSIONEN, IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN DER BIOGASPARK-STROMERZEUGUNG – IM MAXSZ BEI BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, 2030 (60 % EE)	175
ABBILDUNG 85: PROZENTUALE AUFTEILUNG DER CO ₂ -EMISSIONSMINDERUNG NACH DEN EINZELNEN KRAFTWERKSTYPEN UND DER WÄRMEVERSORGUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN DER BIOGASPARK-STROMPRODUKTION. MAXSZ 2030, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE	176
ABBILDUNG 86: ABSOLUTE EINSPARUNG AN CO ₂ -EMISSIONEN, IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN DER BIOGASPARK-STROMERZEUGUNG – BEI BEDARFSSCHWANKUNG TAG/WOCHE/JAHR – 2030, MAXSZ	176

ABBILDUNG 87: PROZENTUALE AUFTEILUNG DER CO ₂ -EMISSIONSMINDERUNG NACH DEN EINZELNEN KRAFTWERKSTYPEN UND DER WÄRMEVERSORGUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN DER STROMPRODUKTION DES BIOGASPARKS, 2030, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR.....	177
ABBILDUNG 88: VERGLEICH ZWISCHEN MINSZ UND MAXSZ UND DEREN AUSWIRKUNG AUF DIE ABSOLUTEN CO ₂ -EMISSIONEN DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS (INKLUSIVE DER EMISSIONEN DER WÄRMEVERSORGUNG DURCH BACKUP-ERDGASKESSEL), 2030, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE.....	178
ABBILDUNG 89: KUMULIERTE CO ₂ -EMISSIONEN DES KONV. KW-PARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER MINSZ UND MAXSZ DER JAHRE 2020 UND 2030 UNTER EINFLUSS DER VOLLLASTSTUNDEN, BEI BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR.....	178
ABBILDUNG 90: KUMULIERTE CO ₂ -EMISSIONEN ALLER KONV. KRAFTWERKE IN ABHÄNGIGKEIT DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG (TAG, TAG/WOCHE, TAG/WOCHE/JAHR), DES MENGENSZENARIOS (MINSZ, MAXSZ) UND DER VOLLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS.....	179
ABBILDUNG 91: BRENNSTOFFKOSTENDIFFERENZ DES KONV. KRAFTWERKSPARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS BEI DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE (MINSZ) UND DER UNTERSCHIEDLICHEN STARTVORGÄNGE: KALT, WARM UND HEIß (INFLATIONSBEREINIGT ZWISCHEN 2013 BIS 2030).....	183
ABBILDUNG 92: BRENNSTOFFKOSTENDIFFERENZ DES KONV. KRAFTWERKSPARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS BEI DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE (MAXSZ) UND DER UNTERSCHIEDLICHEN STARTVORGÄNGE: KALT, WARM UND HEIß (INFLATIONSBEREINIGT ZWISCHEN 2013 BIS 2030).....	183
ABBILDUNG 93: VERÄNDERUNG DER ABNUTZUNGSKOSTEN DES KONV. KRAFTWERKSPARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS, DIFFERENZIERT ZWISCHEN KALT-, WARM- UND HEIßSTART (MINSZ, TAG/WOCHE, 2030).....	184
ABBILDUNG 94: VERÄNDERUNG DER ABNUTZUNGSKOSTEN DES KONV. KRAFTWERKSPARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS, DIFFERENZIERT ZWISCHEN KALT-, WARM- UND HEIßSTART (MAXSZ, TAG/WOCHE, 2030).....	185
ABBILDUNG 95: ZUSÄTZLICH DIREKT NUTZBARE STROMMENGEN, AUFGRUND DER FLEXIBILISIERUNG DES BIOGASPARKS (STROMMENGEN SIND DIFFERENZIERT NACH DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN FÜR DAS MINSZ 2030 AUSGEWIESEN; DIE FARBIGEN BALKEN BESCHREIBEN DIE VERMIEDENEN ÜBERSCHÜSSE DURCH DEN FLEXIBLEN BIOGASPARK). 186	
ABBILDUNG 96: ZUSÄTZLICH DIREKT NUTZBARE STROMMENGEN, AUFGRUND DER FLEXIBILISIERUNG DES BIOGASPARKS (STROMMENGEN SIND DIFFERENZIERT NACH DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN FÜR DAS MAXSZ 2030 AUSGEWIESEN; DIE FARBIGEN BALKEN BESCHREIBEN DIE VERMIEDENEN ÜBERSCHÜSSE DURCH DEN FLEXIBLEN BIOGASPARK). 186	
ABBILDUNG 97: KOSTENEINSPARUNG AUFGRUND VON DER ERHÖHUNG DER DIREKT NUTZBAREN STROMMENGEN AUS EE DURCH DIE FLEXIBILISIERUNG DES BIOGASPARKS AM BEISPIEL BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, DIFFERENZIERT NACH MINSZ UND MAXSZ (UNTERSTELLTER WERT DES EE-STROMS 6,24 CT/kW _{HEl}).....	187
ABBILDUNG 98: VERÄNDERUNG DER BRENNSTOFFKOSTEN DES KONV. KRAFTWERKSPARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER JÄHRLICHEN VOLLLASTSTUNDEN. VERGLEICH MINSZ UND MAXSZ, 2030, TAG/WOCHE (OHNE CO ₂ -KOSTEN UND BRENNSTOFFKOSTEN BEI ANFAHREN).....	188
ABBILDUNG 99: VERÄNDERUNG DER BRENNSTOFFKOSTEN DES KONV. KRAFTWERKSPARKS IN ABHÄNGIGKEIT DER JÄHRLICHEN VOLLLASTSTUNDEN (VERGLEICH MINSZ UND MAXSZ, 2030, TAG/WOCHE/JAHR) (OHNE CO ₂ -KOSTEN UND BRENNSTOFFKOSTEN BEI ANFAHREN).....	189
ABBILDUNG 100: VERÄNDERUNG DER BRENNSTOFFMENGEN IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN IM BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNGSFALL TAG/WOCHE (VERGLEICH ZWISCHEN DEN MENGENSZENARIEN MINSZ UND MAXSZ FÜR DAS JAHR 2030).....	189
ABBILDUNG 101: VERÄNDERUNG DER BRENNSTOFFMENGEN IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN IM BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNGSFALL TAG/WOCHE/JAHR (VERGLEICH ZWISCHEN DEN MENGENSZENARIEN MINSZ UND MAXSZ FÜR DAS JAHR 2030).....	190
ABBILDUNG 102: VERÄNDERUNG DER BRENNSTOFFKOSTEN IM JAHR 2030, IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS, AUFGESCHLÜSSELT NACH DEN EINZELNEN KONV. KRAFTWERKSTYPEN. MAXSZ 2030 (TAG/WOCHE/JAHR).....	191

ABBILDUNG 103: VERÄNDERUNG DER BRENNSTOFFKOSTEN IM JAHR 2030, IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS, AUFGESCHLÜSSELT NACH DEN EINZELNEN KONV. KRAFTWERKSTYPEN (MINSZ 2030, TAG/WOCHE/JAHR)	191
ABBILDUNG 104: JÄHRLICHE KUMULIERTE BRENNSTOFFKOSTENÄNDERUNG (BETRIEB UND ANFAHREN - WARMSTART) IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN UND DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG DER MENGENSZENARIEN (MINSZ UND MAXSZ) SOWIE DER JAHRE 2020 UND 2030	192
ABBILDUNG 105: STROMMENGEN, DIE NICHT MITTELS STROMSPEICHER (Z.B. PSW) IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT DES BIOGASPARKS ZWISCHENGESPEICHERT WERDEN MÜSSEN (BEISPIEL 2030 MINSZ, DIFFERENZIERT NACH BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG, TAG/WOCHE, TAG/WOCHE/JAHR).....	193
ABBILDUNG 106: STROMMENGEN DIE NICHT MITTELS STROMSPEICHER (Z.B. PSW) IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT DES BIOGASPARKS ZWISCHENGESPEICHERT WERDEN MÜSSEN (BEISPIEL 2030 MAXSZ, DIFFERENZIERT NACH BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG, TAG/WOCHE, TAG/WOCHE/JAHR).....	194
ABBILDUNG 107: STROMMENGEN, DIE NICHT MITTELS STROMSPEICHER (Z.B. PSW) IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN DES BIOGASPARKS ZWISCHENGESPEICHERT WERDEN MÜSSEN (BEISPIEL 2020 MAXSZ UND MINSZ, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR).....	194
ABBILDUNG 108: KOSTENEINSPARUNG DURCH VERMIEDENE STROMSPEICHERUNG BEI BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, DIFFERENZIERT NACH MINSZ UND MAXSZ FÜR DAS JAHR 2030 (STROMSPEICHERKOSTEN: 37 €/MWh _{EL 2013}).....	195
ABBILDUNG 109: VERÄNDERUNGEN DER KOSTEN FÜR CO ₂ -EMISSIONEN.....	197
ABBILDUNG 110: ANALYSE DER SENSITIVITÄT DER ÄNDERUNG DER CO ₂ -EMISSIONSRECHTEPREISE, BEI GLEICHBLEIBENDER KRAFTWERKSEINSATZREIHENFOLGE IM MINSZ 2030 TAG/WOCHE	198
ABBILDUNG 111: KOSTENÄNDERUNGEN FÜR DIE CO ₂ -EMISSIONSRECHTE DES KONV. KRAFTWERKSPARK AUFGRUND DER FLEXIBILISIERUNG DES BIOGASPARK, DIFFERENZIERT NACH DEN JAHREN 2020 UND DEN BIOGASSTROMMENGEN (MINSZ UND MAXSZ).....	199
ABBILDUNG 112: JÄHRLICHE KOSTENEINSPARUNG AUFGRUND VON ZUSÄTZLICH NICHT GENUTZTEN KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN AUF BASIS VON EINGESPARTEN FIXEN BETRIEBSKOSTEN (FÜR FLEX FOKUS TAG/WOCHE, 2030, DIFFERENZIERT NACH MINSZ UND MAXSZ	202
ABBILDUNG 113: JÄHRLICHE KOSTENEINSPARUNG, DIFFERENZIERT NACH DEN EINZELNEN KRAFTWERKSTYPEN, IM VERGLEICH ZUR GRUNDLASTBETRIEBSWEISE DES BIOGASPARKS (MINSZ 2030, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE).....	202
ABBILDUNG 114: JÄHRLICHE KOSTENEINSPARUNG, DIFFERENZIERT NACH DEN EINZELNEN KRAFTWERKSTYPEN, IM VERGLEICH ZUR GRUNDLASTBETRIEBSWEISE DES BIOGASPARKS (MAXSZ 2030, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE).....	203
ABBILDUNG 115: KOSTENEINSPARUNG IM KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSBEREICH (FIXE BETRIEBSKOSTEN) IM JAHR 2030 IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT DES BIOGASPARKS	203
ABBILDUNG 116: JÄHRLICHE KOSTENEINSPARUNG AUFGRUND VON ZUSÄTZLICH NICHT GENUTZTEN KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN AUF BASIS VON EINGESPARTEN FIXEN BETRIEBSKOSTEN UND DER VERMIEDENEN JÄHRLICHEN KAPITALGEBUNDENEN KOSTEN (FÜR FLEX FOKUS TAG/WOCHE, 2030, DIFFERENZIERT NACH MINSZ UND MAXSZ)	204
ABBILDUNG 117: KOSTENEINSPARUNG IM KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSBEREICH (FIXE BETRIEBSKOSTEN UND VERMIEDENE JÄHRLICHE KAPITALGEBUNDENE KOSTEN) IM JAHR 2030 IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT DES BIOGASPARKS.....	205
ABBILDUNG 118: BANDBREITE DER KOSTENEINSPARUNG DURCH DIE FLEXIBILISIERUNG DES BIOGASPARKS IM JAHR 2030 (BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, DIFFERENZIERT ZWISCHEN MINSZ UND MAXSZ UND IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN)	205
ABBILDUNG 119: VERGLEICH JÄHRLICHER KOSTENEINSPARUNG AM MENGENSZENARIO MINSZ, BEI 50 % DER ZUSÄTZLICH NICHT BETRIEBENEN ANLAGENLEISTUNG WIRD EIN NEUBAU DER KRAFTWERKSKAPAZITÄT VERHINDERT	206
ABBILDUNG 120: GESAMTÜBERBLICK ÜBER DIE KOSTENEINSPARUNGEN IM KONV. KRAFTWERKSBEREICH, IN ABHÄNGIGKEIT DER FLEXIBILITÄT DES BIOGASPARKS, DIFFERENZIERT NACH DEN MENGENSZENARIEN MINSZ UND MAXSZ (50% NEUBAUREDUKTION)	207
ABBILDUNG 121: ERNEUERBARE GASMENGEN IN DEN ENERGIESEKTOREN STROM, WÄRME, VERKEHR IM JAHR 2020 MIT UNTERSCHIEDLICH HOHEN ANTEILEN VON ZU BIOMETHAN AUFBEREITETEN ERNEUERBAREM GAS.....	215

ABBILDUNG 122: ERNEUERBARE GASMENGEN IN DEN ENERGIESEKTOREN STROM, WÄRME, VERKEHR IM JAHR 2030 MIT UNTERSCHIEDLICH HOHEN ANTEILEN VON ZU BIOMETHAN AUFBEREITETEN ERNEUERBAREM GAS	216
ABBILDUNG 123: RELATIVE ÄNDERUNG GEGENÜBER, DER IM OPTIKOBI ² MAXSZ ANGENOMMENE BEITRÄGE DES EINSATZES VON ERNEUERBAREM GAS, IN DEN ENERGIESEKTOREN, BEI FOKUSSIERTEM EINSATZ IM VERKEHRS- ODER WÄRMESEKTOR, IM JAHR 2020	218
ABBILDUNG 124: RELATIVE ÄNDERUNG GEGENÜBER, DER IM MAX-SZENARIO ANGENOMMENE BEITRÄGE DES EINSATZES VON ERNEUERBAREM GAS, IN DEN ENERGIESEKTOREN, BEI FOKUSSIERTEM EINSATZ IM VERKEHRS- ODER WÄRMESEKTOR, IM JAHR 2030	219
ABBILDUNG 125: VERDRÄNGTE FOSSILE CO ₂ -EMISSIONEN DURCH DEN EINSATZ DER AUS DEM MIN UND MAX SZENARIO RESULTIERENDEN DIFFERENZGASMENGE IN EINEM DER ENERGIESEKTOREN (EIGENE DARSTELLUNG AUF BASIS DER DATENBANKEN TREMOD UND GEMIS).	221
ABBILDUNG 126: VERDRÄNGTE FOSSILE CO ₂ -EMISSIONEN DURCH DEN EINSATZ DER AUS DEM MIN UND MAX SZENARIO RESULTIERENDEN DIFFERENZGASMENGE IN EINEM DER ENERGIESEKTOREN; IM STROMSEKTOR MIT FLEXIBLER VERSTROMUNG (EIGENE DARSTELLUNG AUF BASIS DER DATENBANKEN TREMOD UND GEMIS)	223
ABBILDUNG 127: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE MINSZ 2030 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (B: BIOGAS OHNE ZUSÄTZLICHE WÄRMENUTZUNG BZW. B+W: BIOGAS INKL. ZUSÄTZLICHER WÄRMENUTZUNG VON 50 %) UND IM KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) (50 % NEUBAUREDUKTION)	225
ABBILDUNG 128: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE MAXSZ 2030 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (B: BIOGAS OHNE ZUSÄTZLICHER WÄRMENUTZUNG BZW. B+W: BIOGAS INKL. ZUSÄTZLICHER WÄRMENUTZUNG UM 50 %) UND DEN KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) (50% NEUBAUREDUKTION)	226
ABBILDUNG 129: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE MINSZ 2030 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (B: BIOGAS OHNE ZUSÄTZLICHER WÄRMENUTZUNG) UND DEN KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) (0% NEUBAUREDUKTION).....	227
ABBILDUNG 130: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE/JAHR MINSZ 2030 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (M: (BIO-)METHAN OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER WÄRMENUTZUNG BZW. M+W: (BIO-)METHAN INKL. VOLLSTÄNDIGE WÄRMENUTZUNG, GEGENÜBER BIOGAS OHNE WÄRMENUTZUNG) UND IM KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW); 50 % NEUBAUREDUKTION)	228
ABBILDUNG 131: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE/JAHR MAXSZ 2030 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (M: (BIO-)METHAN OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER WÄRMENUTZUNG BZW. M+W: (BIO-)METHAN INKL. VOLLSTÄNDIGE WÄRMENUTZUNG GEGENÜBER BIOGAS OHNE WÄRMENUTZUNG) UND IM KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) ; 50 % NEUBAUREDUKTION).....	229
ABBILDUNG 132: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE/JAHR MAXSZ 2030 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (M: (BIO-) METHAN OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER WÄRMENUTZUNG BZW. M+W: (BIO-)METHAN INKL. WÄRMENUTZUNG GEGENÜBER BIOGAS OHNE WÄRMENUTZUNG) UND IM KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) (0% NEUBAUREDUKTION)	230
ABBILDUNG 133: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE/JAHR MINSZ 2020 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (M: (BIO-)METHAN OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER WÄRMENUTZUNG BZW. M+W: (BIO-)METHAN INKL. VOLLSTÄNDIGE WÄRMENUTZUNG, GEGENÜBER BIOGAS OHNE WÄRMENUTZUNG) UND IM KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) (50 % NEUBAUREDUKTION).....	231
ABBILDUNG 134: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE/JAHR MINSZ 2020 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (M: (BIO-)METHAN OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER WÄRMENUTZUNG BZW. M+W: (BIO-)METHAN INKL. VOLLSTÄNDIGE WÄRMENUTZUNG, GEGENÜBER BIOGAS OHNE WÄRMENUTZUNG) UND IM KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) (0 % NEUBAUREDUKTION)	231
ABBILDUNG 135: GESAMTÜBERSICHT FLEX FOKUS TAG/WOCHE/JAHR MAXSZ 2020 ÜBER DIE KOSTENVERÄNDERUNG IM BIOGAS/PARK (M: (BIO-)METHAN OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER WÄRMENUTZUNG BZW. M+W: (BIO-)METHAN INKL. VOLLSTÄNDIGE WÄRMENUTZUNG,	

GEGÜBER BIOGAS OHNE WÄRMENUTZUNG) UND IM KONV. KRAFTWERKSPARK (KONKW) (50 % NEUBAUREDUKTION).....	232
ABBILDUNG 136: BEISPIEL-BIOGASANLAGE MIT 4000 VOLLASTSTUNDEN UND EINER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON 1000 kW _{EL} (MINSZ). DAS GASMANAGEMENT (GASSPEICHER + FÜTTERUNGSMANAGEMENT) IST SO AUSGELEGT, DASS EINE BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE REALISIERT WERDEN KANN.....	240
ABBILDUNG 137: BEISPIEL-BIOMETHANPROZESSKETTE MIT EINER BIOMETHAN-BHKW-ANLAGE MIT 2500 VOLLASTSTUNDEN UND EINER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON 1600 kW _{EL} (MINSZ); DIE BHKW-ANLAGE WIRD SO BETRIEBEN, DASS EINE BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR REALISIERT WERDEN KANN.....	243
ABBILDUNG 138: ANZAHL DER BIOMASSEANLAGEN AN DEN VERSCHIEDENEN NETZEBENEN (EIGENE DARSTELLUNG AUF BASIS DER EEG-STAMMDATEN, STAND JULI 2013 [5])	247
ABBILDUNG 139: AUFTEILUNG DES SPANNUNGSBANDES IN VERTEILNETZEN, TYPISCHERWEISE BEGINNEND MIT DER HOCHSPANNUNGS-SAMMELSCHIENE (Z.B. 110 kV) IM UMSPANNWERK BIS HIN ZU DEN ENDVERBRAUCHERN IM NIEDERSPANNUNGSNETZ	251
ABBILDUNG 140: PRINZIP DER REGELUNG: BEI ÜBERSCHREITEN DES SPANNUNGSGRENZWERTES U _{MAX} WIRD DIE WIRKLEISTUNG DES BIOGAS-BHKWS REDUZIERT. WIRD DER SPANNUNGSGRENZWERT DANACH FÜR MINDESTENS 30 MINUTEN UNTERSCHRITTEN, KANN DIE WIRKLEISTUNG WIEDER ERHÖHT WERDEN.....	252
ABBILDUNG 141: SCHEMA STROM- UND ENERGIESTEUERRECHT	296
ABBILDUNG 142: GRAPHISCHE VERTEILUNG DES BEARBEITUNGSaufwandes DES FORSCHUNGSPROJEKTES, IN ABHÄNGIGKEIT DER ARBEITSPAKETE (AP), DIFFERENZIERT NACH GEPLANTER VERTEILUNG UND REALER VERTEILUNG	FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.

25 Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: ENERGIEGEHALT (H_i) DES VERFÜGBAREN TECHNISCHEN BIOMASSEPOTENZIALS IN DEUTSCHLAND	28
TABELLE 2: ZUSAMMENSETZUNG UND ENERGIEGEHALT (H_i) DES TECHNISCHEN RESTSTOFFPOTENZIALS FÜR DIE BIOGASERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND IM JAHR 2020 UND 2030	29
TABELLE 3: ENERGIEPFLANZENANBAUMIX ZUR BIOGASPRODUKTION IN DEN SZENARIEN MIT DEM	29
TABELLE 4: BIOGASPOTENZIAL AUS DEM ENERGIEPFLANZENBAU IM MINSZ FÜR DIE BETRACHTETEN JAHRE 2020 UND 2030	30
TABELLE 5: ERNEUERBARES GASPOTENZIAL IM MINSZ FÜR DAS JAHR 2020 UND 2030	31
TABELLE 6: BIOGASPOTENZIALE AUS DEM ENERGIEPFLANZENBAU IM MAXSZ FÜR DIE JAHRE 2020 UND 2030	31
TABELLE 7: ERNEUERBARES GASPOTENZIAL IM MAXSZ FÜR DAS JAHR 2020 UND 2030	32
TABELLE 8: ERNEUERBARE GAS IN DEN NUTZUNGSPFADEN STROM, WÄRME UND VERKEHR IM MIN- UND MAXSZ IN DEN JAHREN 2020 UND 2030	33
TABELLE 9: FÜR DEN NUTZUNGSPFAD STROMERZEUGUNG IM MINSZ UND MAXSZ ZUR VERFÜGUNG STEHENDEN ERNEUERBAREN GASMENGEN, AUFGETEILT IN FLEXIBEL UND UNFLEXIBEL ZUR VERFÜGUNG STEHENDE GASMENGE (DARGESTELLT IST DER ENERGIEGEHALT H_i DES GASES)	33
TABELLE 10: ÜBERSICHT ÜBER DIE FLEXIBEL UND UNFLEXIBEL ERZEUGTEN STROMMENGEN IM MIN- UND MAX- SZENARIO IN DEN JAHREN 2020 UND 2030	34
TABELLE 11: NOTWENDIGE INSTALLIERTE ELEKTRISCHE KAPAZITÄTEN, DIE ERNEUERBARES GAS, IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN, ZUR VERSTROMUNG NUTZEN	34
TABELLE 12: STROMMENGE AUS DER SIMULATION DES ENERGIESYSTEMS IM BEISPIELJAHR 2030, DIFFERENZIERT ZWISCHEN MAXSZ UND MINSZ DER STROMMENGEN AUS BIOGAS/BIOMETHAN	41
TABELLE 13: INSTALLIERTER KONVENTIONELLER KRAFTWERKSPARK IM JAHRE 2020 UND 2030 (AUF BASIS DER BMU-LEITSTUDIE 2011 [1])	42
TABELLE 14: RESIDUALLASTSCHWANKUNGEN AUFGRUND UNTERSCHIEDLICHER EINFLUSSGRÖßEN	45
TABELLE 15: DYNAMISCHE KENNWERTE THERMISCHER KONVENTIONELLER KRAFTWERKE (MODIFIZIERT NACH [26])	46
TABELLE 16: STROMMENGEN DES BIOGASARK IN ABHÄNGIGKEIT DES MENGENSZENARIOS UND DEM BETRACHTUNGSJAHR	52
TABELLE 17: DURCHGEFÜHRTE SIMULATION DES BIOGASARKS	52
TABELLE 18: VOLLASTSTUNDEN UND BHKW-LEISTUNG DER VERSCHIEDENEN FLEX-SZENARIEN BEZOGEN AUF DIE REFERENZANLAGE MIT BEMESSUNGSLEISTUNG VON 460 kW _{EL}	52
TABELLE 19: ENERGIEPFLANZENMIX (ENERGETISCH) FÜR DIE REFERENZ-BIOGASANLAGE IM JAHR 2020 UND 2030	58
TABELLE 20: GENAUIGKEIT GEBRÄUCHLICHER GASSPEICHER-FÜLLSTANDMESSSYSTEME	65
TABELLE 21: RELATIVE AUFTeilUNG DER ENERGETISCHEN ANTEILE INNERHALB DER REST- UND AB- FALLSTOFFEN (MINSZ, 2030)	69
TABELLE 22: ENERGIEPFLANZENANBAUMIX FÜR DIE BEISPIELBIOMETHANANLAGE	71
TABELLE 23: VERFAHRENSTECHNISCHE KENNWERTE DER AUFBEREITUNGSTECHNIKEN	72
TABELLE 24: STROMPRODUKTIONSZEITEN: UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES WOCHENVERLAUFS INKL. DES TAGESVERLAUFS (zFLEX), DES TAGESVERLAUFS (sFLEX) UND OHNE FLEXIBILITÄT (oFLEX)	84
TABELLE 25: JÄHRLICHE (NOMINALE) PREISSTIEGERUNGSRATEN ZUR BERÜCKSICHTIGUNG SÄMTLICHER BIOGASANLAGENKOMPONENTEN UND KOSTENGRUPPEN	102
TABELLE 26: ÜBERSICHT DER INVESTITIONSKOSTEN EINZELNER KOSTENPOSITIONEN ZUR ERMITTLUNG DER GESAMTINVESTITIONSKOSTEN IM JAHR 2013 (BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG)	103
TABELLE 27: ÜBERSICHT DER GASSPEICHERVOLUMINA UND KOSTEN FÜR VERSCHIEDENE GASSPEICHERGRÖßEN UND -SYSTEME UND DEREN KOSTEN (INTERNE GASSPEICHER) [35]	104
TABELLE 28: ÜBERSICHT DER ENERGIEERTRÄGE UND KOSTEN FÜR ENERGIEPFLANZEN	108
TABELLE 29: ÜBERSICHT DER KOSTENSTRUKTUR (JÄHRLICHE ANNUITÄT) AM BEISPIEL EINER BIOGASANLAGE, WELCHE AUSSCHLIEßLICH NAWARO'S EINSETZT (2013, BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG)	111
TABELLE 30: DARSTELLUNG DER STROMERZEUGUNGSKOSTEN FÜR ANLAGEN IN GRUNDLASTERZEUGUNG MIT UNTERSCHIEDLICHEN EINSAZSTOFFEN (INKL. DER RESTSTOFF-MIX-	

ANLAGE, DIE IN ABHÄNGIGKEIT DER ENERGETISCHEN VERTEILUNG ALLE ORG. RESTSTOFFE IN SICH VEREINT).....	114
TABELLE 31: UNTERSTELLTE ELEKTRISCHE WIRKUNGSGRAD E IN ABHÄNGIGKEIT DER ELEKTRISCHE LEISTUNG UND DER JAHRE (MODIFIZIERT NACH [36]).....	118
TABELLE 32: SUBSTRATMIX FÜR DIE BIOGASPRODUKTIONSANLAGE (BGA), ANGENOMMEN KOSTEN FREI ANLAGE (BEISPIEL 2030, INKL. PREISSTEIGERUNG).....	124
TABELLE 33: SPEZIFISCHE BIOGASERZEUGUNGSKOSTEN BGA	125
TABELLE 34: KENNDATEN VERSCHIEDENER BIOMETHANAUFBEREITUNGSVERFAHREN (QUELLE: HERSTELLERANGABEN, EIGENE ABSCHÄTZUNG, 2013)	125
TABELLE 35: SPEZIFISCHE GASAUFBEREITUNGSKOSTEN BGAA.....	126
TABELLE 36: SPEZIFISCHE KOSTEN DER BIOMETHANEINSPEISUNG IN DAS ERDGASNETZ (BMEA).....	127
TABELLE 37: KOSTENKOMPONENTEN ZUR NUTZUNG DES ERDGASNETZES ZUM TRANSPORT FÜR BIOMETHAN	128
TABELLE 38: KOSTEN FÜR DIE SPEICHERUNG VON BIOMETHAN IN ERDGASSPEICHER.....	130
TABELLE 39: ZUSAMMENFÜHRUNG ALLER KOSTENBESTANDTEILE FÜR DEN TRANSPORT, STRUKTURIERUNG UND SPEICHERUNG VON BIOMETHAN IM ERDGASNETZ UND ERDGASSPEICHER	130
TABELLE 40: SPEZIFISCHE KOSTEN FÜR DEN BETRIEB VON BHKW, BEZOGEN AUF DEN BRENNWERT DES EINGESETZTEN BIOMETHANS (IBN 2013, INKL. TRAFOVERLUSTE) UND IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN	131
TABELLE 41: RELATIVE GESAMTKOSTENVERÄNDERUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER KOSTEN- UND EFFIZIENZENTWICKLUNG VON 2013 BIS 2030, UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER VOLLASTSTUNDEN BZW. DER INSTALLIERTEN LEISTUNG UND DER MENGENSZENARIEN MINSZ UND MAXSZ.....	133
TABELLE 42: RELATIVE GESAMTKOSTENVERÄNDERUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG	133
TABELLE 43: RELATIVE GESAMTKOSTENVERÄNDERUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER ÄNDERUNG DER VOLLASTSTUNDEN BZW. DER INSTALLIERTEN LEISTUNG BEI GLEICHER STROMPRODUKTION.	134
TABELLE 44: ENERGETISCHE AUFTeilUNG DER SUBSTRATZUSAMMENSETZUNG NACH NAWARO UND ORGANISCHEN RESTSTOFFEN IN ABHÄNGIGKEIT DER SZENARIEN	136
TABELLE 45: REDUZIERUNG DER IN BETRIEB BEFINDLICHEN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSLEISTUNG RELATIV ZUR IN BETRIEB BEFINDLICHEN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSLEISTUNG BEI BIOGAS-PARK-GRUNDLAST (8760 H/A) IN ABHÄNGIGKEIT DES MIN/MAX SZENARIOS, DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG UND DER VOLLASTSTUNDEN.....	166
TABELLE 46: DARSTELLUNG DER RELATIVEN VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN DER IN BETRIEB BEFINDLICHEN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKE IN ABHÄNGIGKEIT DER VLH UND DER BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG, IM VERGLEICH ZU GRUNDLASTSTROMPRODUKTION (8760 H)..	168
TABELLE 47: GRUNDLAGE FÜR DIE KOSTENABSCHÄTZUNG DER FIXEN BETRIEBSKOSTEN UND DER KAPITALGEBUNDEN KOSTEN.....	201
TABELLE 48: ÜBERSICHT DER ALLGEMEINEN ANNAHMEN, DIE BEI DER NUTZUNG DER ANALYSIERTEN ERNEUERBAREN GASMENGEN IN DEN SEKTOREN STROM UND WÄRME ZUGRUNDE GELEGT WURDEN.....	213
TABELLE 49: GEGENÜBERSTELLUNG DER NACH NREAP (2009) PROGNOSTIZIERTEN DECKUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM JAHR 2020 DURCH EE UND DEM BEITRAG DER IN OPTIKOBI ² ANALYSIERTEN ERNEUERBAREN GASMENGEN (ERKLÄRUNG: N. D.: NICHT DEFINIERT). DARGESTELLT IST DER RELATIVE ANTEIL AM EEV	215
TABELLE 50: NACH DEN AUSBAUPFADEN PROGNOSTIZIERTER ENDENERGIEVERBRAUCH UND VORGESEHENER BEITRAG DER ENERGETISCHEN BIOMASSENUTZUNG IN DEN SEKTOREN STROM, WÄRME, VERKEHR NACH NITSCH ET AL. (2012) [97] UND DEN OPTIKOBI ² -SZENARIEN. DARGESTELLT IST DER RELATIVE ANTEIL AM EEV.....	217
TABELLE 51: DARSTELLUNG DES IM NREAP (2009) FÜR DAS JAHR 2020 PROGNOSTIZIERTEN EEV UND DESSEN DECKUNG DURCH DEN IN OPTIKOBI ² ANALYSIERTEN BEITRAG AUS ERNEUERBAREM GAS, INKL. EINER VERSCHIEBUNG DER AUS MIN- UND MAX- SZENARIO RESULTIERENDEN DIFFERENZGASMENGEN IN DEN WÄRME ODER VERKEHRSEKTOR [11].....	218
TABELLE 52: DARSTELLUNG DES, DEN EE-AUSBAUPFADEN NACH NITSCH ET AL. (2012) [97], ZUGRUNDE GELEGTEN EEV FÜR DAS JAHR 2030 UND DESSEN DECKUNG DURCH EE, BIOMASSE	

UND BIOGASE, SOWIE DER IN OPTIKOBI ² ANALYSIERTEN ERNEUERBAREN GASMENGEN, INKL. EINER VERSCHIEBUNG DER AUS MIN- UND MAX- SZENARIO RESULTIERENDEN DIFFERENZGASMENGEN IN DEN WÄRME ODER VERKEHRSEKTOR	220
TABELLE 53: VERGLEICH VON FLEXIBLER UND UNFLEXIBLER VERSTROMUNG VON ERNEUERBAREM GAS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER VERSCHIEBUNG DER DIFFERENZGASMENGEN IN DIE SEKTOREN WÄRME ODER VERKEHR IN 2020	222
TABELLE 54: VERGLEICH VON FLEXIBLER UND UNFLEXIBLER VERSTROMUNG VON ERNEUERBAREM GAS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER VERSCHIEBUNG DER DIFFERENZGASMENGEN IN DIE SEKTOREN WÄRME ODER VERKEHR IN 2030	222
TABELLE 55: RELATIVE VERÄNDERUNG DER EINZELNEN BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHEN KOSTENPOSITIONEN IM VERGLEICH ZUR GRUNDLASTSTROMPRODUKTION, DIFFERENZIERT ZWISCHEN DER REFERENZANLAGE FÜR NAWARO UND DER REFERENZANLAGE FÜR DEN RESTSTOFFMIX	240
TABELLE 56: VERGLEICH VON EINZELNEN KENNWERTEN EINER NAWARO-ANLAGE MIT 4000 H/A UND BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE, DIFFERENZIERT NACH MINSZ UND MAXSZ 2030	242
TABELLE 57: RELATIVE AUFTEILUNG DER GESAMTKOSTEN AUS SICHT DES BIOMETHAN-BHKW-BETRIEBES IN BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE BESTANDTEILE, DIFFERENZIERT NACH MINSZ UND MAXSZ, IN ABHÄNGIGKEIT DER VOLLASTSTUNDEN, BEI BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR	244
TABELLE 58: VERGLEICH VON EINZELNEN KENNWERTEN EINER MIT BIOMETHAN BETRIEBENEN BHKW-ANLAGE MIT 2500 H/A UND BEDARFSBERÜCKSICHTIGUNG TAG/WOCHE/JAHR, DIFFERENZIERT NACH MINSZ UND MAXSZ 2030	245
TABELLE 59: ÜBERSICHT ÜBER MÖGLICHE GENEHMIGUNGSTATBESTÄNDE FÜR BIOGAS-, BIOMETHANANLAGEN NACH ANHANG 1 DER 4. BIMSCHV (KEINE VOLLSTÄNDIGE AUFZÄHLUNG)	257
TABELLE 60: MENGENSCHWELLEN FÜR GEFÄHRLICHE STOFFE	273

26 Abkürzungsverzeichnis

BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMEA	Biomethaneinspeiseanlage
BNetzA	Bundesnetzagentur
DEA	chemische Absorption
DV	Direktvermarktung
DWW	Druckwasserwäsche
DWW	Druckwasserwäsche
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEV	Erneuerbare Energien Versorgung
fEE	fluktuierende erneuerbare Energien
FKZ	Förderkennziffer
GGLP	gemischt-ganzzahlig-lineare Optimierung
GMM	Grünstrom-Markt-Modell
GPS	Ganzpflanzensilage
GuD	Gas- und Dampfkraftwerke
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IBN	Inbetriebnahme
IBN	Inbetriebnahme
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
konv. KW	Konventionelle Kraftwerke
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPG	Liquified Petroleum/Propane Gas
MaxSZ	Maximalszenario
MinSZ	Minimalszenario
MRL	Minutenreserveleistung
MRU	Must-Run-Unit
MS	Mittelspannung
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NS	Niederspannung
ÖMM	Ökostrom-Markt-Modell
PRL	Primärregelleistung
PSA	Druckwechseladsorption
PSA	Druckwechseladsorption (Pressure Swing Adsorption)
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
PV	Photovoltaik
RL	Regelleistung
SDL	Systemdienstleistung
SNG	Synthetic Natural Gas
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
THG	Treibhausgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VHP	virtueller Handelspunkt
VLH	Volllaststunden
VNB	Verteilnetzbetreiber

27 Literatur und Quellenverzeichnis

- [1] Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y., et al. (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010, Berlin
- [2] Holzhammer, U.; Nelles, M.; Scholwin, F. (2013): Stromerzeugung aus Biogas (und Biomethan) Bedeutung in der Zukunft! 22. Biogas Jahrestagung. 30.01.2013, Leipzig
- [3] Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum (DBFZ) (Hg.) (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014, Berlin
- [4] Daniel-Gromke, J.; Denysenko, V.; Sauter, P., et al. (2013): Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht. Förderkennzeichen: 03MAP250. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum (DBFZ), Leipzig
- [5] Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (Marktprämienmodell – MPM). <http://www.netztransparenz.de/de/index.htm>, Zugriff am 27.01.2014
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Bundesministerium für Ernährung, L. u. V. (. (2010): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland. Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung, Berlin
- [7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2014): Energiepflanzen. <http://bioenergie.fnr.de/bioenergie/energiepflanzen>, Zugriff am 18.03.2015
- [8] Thrän, D.; Szarka, N. (2011): Die Rolle der Bioenergie in einer zukünftigen Energieversorgung
- [9] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hg.) (2011): Biogas. Pflanzen, Rohstoffe, Produkte, Gülzow-Prüzen, 7. vollständig überarbeitete Auflage
- [10] Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Text von Bedeutung für den EWR). (2009). <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32009L0028>, Zugriff am 11.03.2015
- [11] Bundesumweltministerium (BMU): Bundesrepublik Deutschland - Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- [12] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hg.) (2009): Biokraftstoffe Basisdaten Deutschland, Gülzow-Prüzen
- [13] Nitsch, J. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben, [Berlin], Langfassung
- [14] Knorr, K.; Kirchner, D.; Zimmermann, B., et al. (2014): Abschlussbericht Kombikraftwerk 2. 0325248A-D. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); SMA Solar Technology; CUBE Engineering GmbH; IEH; Siemens; DWD; Enercon; ÖKOBIT GmbH; Agentur für Erneuerbare Energien; SolarWorld

- [15] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) (2010): Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen. Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung, Bonn
- [16] Kaltschmitt, M.; Lenz, V.; Thrän, D. (2008): Zur energetischen Nutzung von Biomasse in Deutschland – Potenziale, Stand und Perspektiven. http://leibniz-institut.de/archiv/kaltschmitt_25_04_08.pdf
- [17] Schmitz, N.; Henke, J.; Klepper, G. (2009): Biokraftstoffe. Eine vergleichende Analyse. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow, 2. Aufl.
- [18] Döhler, H. (2009): Faustzahlen Biogas, Darmstadt, 2. Aufl.
- [19] Müller-Langer, F. (2009): Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem. Endbericht zum Forschungsvorhaben FZK 22031005, Leipzig
- [20] Witt, J.; Rensberg, N.; Hennig, C., et al. (2011): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse (FZK: 03MAP138), Zwischenbericht März 2011, Leipzig
- [21] Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y., et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010, Berlin
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2011): Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix. Handlungsbedarf und Lösungen für eine beschleunigte Etablierung im Verkehr, Berlin
- [23] Hochloff, P.; Gerhardt, N.; Holzhammer, U., et al. (2013): Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von kleinen Gülle-Biogasanlagen. Kurzfassung. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel
- [24] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V.; Consentec; Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (Hg.) (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Abschlussbericht, Aachen
- [25] Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE) (Hg.) (2012): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. VDE-Studie, Frankfurt/ Main
- [26] Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI) (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung 91.14.01 VDI 2067 - Blatt 1. Berlin, Beuth Verlag GmbH
- [27] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH (2010): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen. GasNZV
- [28] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2013): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung, Gülzow, 6. Aufl.
- [29] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) (2013): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do#anwendung>, Zugriff am 17.10.2013
- [30] PlanET Biogastechnik GmbH (2013): PlanET Biogastechnik GmbH. Planen, Bauen & Service. <http://www.planet-biogas.com/>, Zugriff am 18.03.2015

- [31] Salje, P. (2012): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012. Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) ; vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074) ; in der Fassung von Art. 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28.7.2011 (BGBl. I S. 1634) ; Kommentar, Köln, 6., völlig neu bearb. und erw. Aufl.
- [32] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2008): Gasbeschaffenheit G260
- [33] Bayrisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2007): Biogashandbuch Bayern - Materialienband. Kapitel 1.1-1.5.
<http://www.lfu.bayern.de/abfall/biogashandbuch/index.htm>, Zugriff am 06.06.2014
- [34] Sattler AG (2013). <https://www.sattler-global.com/biogas/de/index.jsp>, Zugriff am 18.03.2015
- [35] Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch (2010): BHKW-Kenndaten 2011. Module, Anbieter, Kosten. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch, Berlin
- [36] Wellinger, A. (Hg.) (2013): The biogas handbook. Science, production and application. Oxford, Woodhead Publ
- [37] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen G262
- [38] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Odorierung G280-1
- [39] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2012, Bonn
- [40] Holzhammer, U.; Lavall, D.; Krause T. (2013): Gasspeicher bedarfsgerecht dimensionieren. Die Gasspeichertechnik und die korrekte Dimensionierung ihrer aktiven Volumina sind im Hinblick auf eine bedarfsorientierte Stromproduktion von großer Bedeutung. Biogas Journal(3), S. 72–75
- [41] Behrens, J. (2012): Flexibilisierung durch Gasspeicherung mit Tragluftfolienabdeckungen. VDI Konferenz - Bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. April 2012, Berlin
- [42] Jacobi H.; et al. (2012): Flexible Biogasproduktion. Ergänzung und Alternative zum Speicherzubau in der Direktvermarktung. Biogas Journal(4), S. 88–93
- [43] H. Fabian Jacobi; Eric Mauky; Marcus Trommler (2012): Flexible Biogasproduktion. 5.11.2012, Berlin
- [44] Kirchner, D.; Holzhammer, U. (2012): Biogasanlagen als Energiespeicher. Jahrestagung des Fachverband Biogas. 11. Januar 2012, Bremen
- [45] EPEX SPOT SE. <http://www.epexspot.com/de/>, Zugriff am 12.03.2015
- [46] Eder, B.; Schulz (2006): Biogaspraxis, Freiburg, 3. Aufl.
- [47] Holzhammer, U.; Hochloff, P. (2011): Steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. Braunschweig, 8./9.06.2011
- [48] Holzhammer, U.; Hochloff, P.: Betriebskonzepte für die bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas. In: DWA Energietage - Biogas
- [49] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2014): Wärmeversorgung durch Biogasanlagen. Pressegrafik Biogas. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
- [50] Statistisches Bundesamt (2013): Preisstatistik (Preisindizes im Überblick). Gesamtwirtschaft & Umwelt - Preise - Statistisches Bundesamt (Destatis). <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Preise>.

- [68] Hahn H.; Schünemeyer, F.: Möglichkeiten der bedarfsorientierten Bereitstellung von Biogas durch eine steuerbare Biogasproduktion - Überblick über den Stand der Technik und zukünftige Möglichkeiten. Novellierung von EEG, BioAbfV und KrWG: Auswirkung auf die Verwertung von Bioabfällen und Flexibilisierung der Stromeinspeisung, S. 275–83
- [69] Häring, G.; Sonnleitner, M.; Wiedemann, L., et al. (2013): Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung. Biogas Forum Bayern, Freising
- [70] Bundesamt für Energie BFE (Hg.) (2011): CH₄-Emissionen bei EPDM-Gasspeichern und deren wirtschaftlichen und ökologischen Folgen. Schlussbericht, Bern
- [71] Paproth, M. (2011): Merkblatt zur Überprüfung der Gasdichtigkeit von Biogastraglufthauben (so genannte Doppelmembran-Biogasspeicher) im Normalbetrieb
- [72] DBI Gas und Umwelttechnik GmbH (Schmitz) (2014)
- [73] Genoese, F. (2012): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation
- [74] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH: Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen - Anhang 1 Teil 2
- [75] Krzikalla, N. (2014): Stromgestehungskosten. Investitionskosten und fixe Betriebskosten geschätzt auf Basis umfangreicher Projekterfahrungen mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Bewertung von Kraftwerken
- [76] Böhme, D.; Nick-Leptin, J. (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin
- [77] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) (Hg.) (2009): Wege in die moderne Energiewirtschaft. Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Teil 2: Wärmeversorgung 2020, Berlin
- [78] Matthias Edel; Axel Blume; Toni Reinholz, et al. (2014): Branchenbarometer Biomethan. Daten, Fakten und Trends zur Biogaseinspeisung. 1/2014, Berlin
- [79] Jentsch, M.; Trost, T.; Sterner, M. (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. Energy Procedia 46, S. 254–61
- [80] Recknagel, H.; Sprenger, E. (2001): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. 01/02, München, Wien, 70. Aufl.
- [81] Carmen e.V. (Hg.) (2012): C.A.R.M.E.N. Merkblatt. Nahwärmenetze und Bioenergieanlagen Ein Beitrag zur effizienten Wärmenutzung und zum Klimaschutz
- [82] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2014): Entwicklung des Erdgasabsatzes im Verkehrssektor. Grafik.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/74012A266166DFE8C12579C90047584B/\\$file/Erdgasabsatz%20im%20Verkehrssektor%20Entwicklung%201998_2013%2012Mai2014_o_jaehrlich_Ki.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/74012A266166DFE8C12579C90047584B/$file/Erdgasabsatz%20im%20Verkehrssektor%20Entwicklung%201998_2013%2012Mai2014_o_jaehrlich_Ki.pdf), Zugriff am 16.03.2015
- [83] Knörr, W. (2012): Aktualisierung des "Daten- und Rechenmodell". Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960 - 2030 ; Endbericht. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), Heidelberg

- [84] Stefan Löther; Thomas Stetz; Martin Braun (2013): Voltage Control Capabilities of Biogas Plants in Parallel Operation. – Technical and Economical Assessment, Grenoble
- [85] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. (2011): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010 DIN EN 50160. Berlin, Beuth Verlag GmbH. www.beuth.de, Zugriff am 20.03.2015
- [86] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
- [87] Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE) (2011): Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105
- [88] Stetz, T.; Marten, F.; Braun, M. (2013): Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany. IEEE Transactions on Sustainable Energy 4(2), S. 534–42
- [89] Stetz, T.; Braun, M.; Nehr Korn, H.-J., et al. (2011): Maßnahmen zur Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen. - Welchen Beitrag können dezentrale Energieerzeugungsanlagen leisten? Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH); E.ON Avacon AG, Netzentwicklung Strom

28 Anhang

28.1 Finanzmathematische Annahmen: Biogas- und Biome- thantechnologie

Leitzins Gesamtkapitalrendite	7%
Inflationsrate	1,6%
	Preissteigerungsrate (nominal)
Biogasanlage (BGA)	
Generalüberholung (BGA)	1,7%
Biogas-Gasspeicher	1,1%
Restliche BGA	0,5%
Substratpreissteigerung (Biomasse)	1,6%
Strompreissteigerung	3,6%
Lohnkosten	1,7%
Wartung und Instandhaltung	1,7%
Vermarktungskosten	1,2%
Versicherung	1,6%
Planungs- und Genehmigungszuschlag	0,0%
Überprüfung durch Umweltgutachter	1,4%
Gemeinkosten	1,6%
Dienstleistung	1,4%
Transport	1,3%
Wärmebereitstellung	3,2%
Rührwerke	0,5%
Baugrundstück (Zinskosten)	0,0%
Erschließungskosten	1,6%
Grundstückswert	1,6%
Biogasaufbereitungsanlage (BGAA)	
Biogasaufbereitungsanlage	2,0%
Abgasmachbehandlung	1,4%
Restliche Anlagenbestandteile	0,5%
Wasserpreissteigerung	1,6%
Strompreissteigerung	3,6%
Lohnkosten	1,7%
Wartung und Instandhaltung	1,7%
Versicherung	1,6%
Wärmebezug	3,2%
Biomethaneinspeiseanlage (BMEA)	
Einbindung	1,6%
Strompreissteigerung	3,6%
Lohnkosten	1,7%
Wartung und Instandhaltung	1,7%
Versicherung	1,6%
Planungs- und Genehmigungszuschlag	0,0%
Einspeiseanlage (Rohrleitungen, Konditionierung ...)	1,4%
Gemeinkosten	1,6%
Dienstleistung	1,4%
Gasdruckregel- Steuerungsanlage	1,6%
Elektroanlage	0,7%
Fernwirkanlagen	0,0%
Netzanschluss, Einspeiseanlage	1,6%
LPG Tankmiete (30t)	1,6%
Flüssiggas	5,0%
Erdgas	4,0%
Betriebsmittel BMEA	4,0%
Odorierung	4,0%
Erdgasnetz	
Preissteigerung Netzentgelte	1,60%
Erdgasspeicher	
Gasspeicherung (Erdgasspeicher)	3,6%
Systemdienstleistung Erdgasspeicherung	1,2%

Quellen: [50, 51], eigene Annahmen

28.2 Finanzmathematische Annahmen: BHKW-Technologie

BHKW 2013	Preissteigerungsrate (nominal)				
		5500 h/a	4000 h/a	2500 h/a	1500 h/a
BHKW	2,00%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
BHKW-Peripherie	1,40%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Generalüberholung	1,70%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Strompreissteigerung	3,60%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Lohnkosten	1,70%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Wartung und Instandhaltung	1,70%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Vermarktungskosten	1,20%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Versicherung	1,60%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Planungs- und Genehmigungszuschlag	0,00%	0%	0%	0%	0%
Überprüfung durch Umweltgutachter	1,40%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Gemeinkosten	1,60%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
BHKW 2020/2030 (Fokus: Preissteigerung bis 2020 und 2030)					
		5500 h/a	4000 h/a	2500 h/a	1500 h/a
BHKW	MinSZ 2020	1,9%	1,8%	1,6%	1,2%
	MinSZ 2030	1,9%	1,8%	1,6%	1,2%
	MaxSZ 2020	1,8%	1,7%	1,3%	0,6%
	MaxSZ 2030	1,8%	1,6%	1,3%	0,6%
BHKW-Peripherie	MinSZ 2020	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
	MinSZ 2030	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
	MaxSZ 2020	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
	MaxSZ 2030	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Generalüberholung	MinSZ 2020	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
	MinSZ 2030	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
	MaxSZ 2020	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
	MaxSZ 2030	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%

Quellen: [50], [51], eigene Annahmen

28.3 Auswertung der verschiedenen Gasspeicherkapazitäten

Anhang

Auswertung verschiedener Gasspeicherkapazitäten					
Anbieter	Speicher	Ausspeicherleistung	Arbeitsgas	Verhältnis von Arbeitsg zu Ausssp.	Preis ct/kWh
		kWh/h pro Packet und Jahr	kWh pro Packet und Jahr		
EON	Epe L-Gas	10.000	5.000.000	500	1,46
	Krummhörn	10.000	5.000.000	500	1,35
	Rönne	10.000	5.000.000	500	1,46
	Epe H-Gas	10.000	7.500.000	750	1,18
	Eschenfelden	10.000	7.500.000	750	1,04
	Hähnlein	10.000	7.500.000	750	1,04
	Sandhausen	10.000	7.500.000	750	1,04
	Etzel EGL	10.000	10.000.000	1.000	0,88
	Etzel ESE	10.000	10.000.000	1.000	0,81
	Kraak	10.000	10.000.000	1.000	0,88
	Reitbrook	10.000	10.000.000	1.000	0,88
	Stockstadt	10.000	10.000.000	1.000	0,83
	Bierwang	10.000	15.000.000	1.500	0,66
	7Fields D	10.000	15.000.000	1.500	0,83
	Breitbrunn	10.000	20.000.000	2.000	0,62
7Fields E	10.000	20.000.000	2.000	0,73	
Envos		4.625	3.700.000	800	0,94
astora	Rheden	3.250	8.750.000	2.692	0,62
	Haidach	5.000	11.000.000	2.200	0,66
	Jemgum	3.300	5.000.000	1.515	1,08
Trianel	Gronau-Epe	116	43.149	371	1,82
Storengy	Harsefeld	27.709	12.100.000	437	1,42
	Uelsen	5.452	12.100.000	2.219	0,59
EWE	jemgum	26.450	69.000.000	2.609	0,73
RWE	EPE H-Gas	36	42.920	1.192	0,70
	Epe L-Gas	36	18.560	516	0,68
	Kalle	36	14.500	403	0,68
	Xanten	36	32.480	902	0,68
	Staßfurt	36	47.560	1.321	0,68
Gas Union	Reckrod	24	25.520	1.063	0,93
SWM Infrastruktur GmbH		122.430	122.430.000	1.000	0,40
Gesamt	27	Ø spezifischen Kosten der Gasspeicherung			0,91
		Ø spezifischen Kosten der Gasspeicher mit einem Arbeitsgas zu Ausspeiseleistungsverhältnis von ca. 500:1			1,18

28.4 Ergänzung in eigener Sache

Unser besonderer Dank gilt den vielen Unternehmen und Institutionen die die Bearbeitung des Vorhabens begleitet haben. Nachfolgend findet sich eine Auswahl an Unternehmen, die das Vorhaben OptiKobi² in Form von fundierten Gesprächen, einschlägigen Erfahrungswerten und z.T. mit wichtigen Daten unterstützt haben:

Danpower GmbH	Charlottenstr. 40	14467 Potsdam
Städtische Werke Aktiengesellschaft	Königstor 3 - 13	34117 Kassel
Malmberg Bioerdgastech GmbH	Simon-Hoffmann-Str.3	06217 Merseburg
ENE'tene't GmbH	Weserstraße 9	41836 Hückelhoven
Avacon AG	Schillerstraße 3,	38350 Helmstedt
MT-Energie GmbH	Ludwig-Elsbett-Straße 1	27404 Zeven
Agraferm Technologies AG	Färberstraße 7	85276 Pfaffenhofen an der Ilm
ÖkoBit GmbH	Jean-Monnet-Str. 12	54343 Föhren
UTS Biogastechnik GmbH	Zeppelinstr. 8	85399 Hallbergmoos
Bioconstrukt	Wellingstraße 66	49328 Melle
Bosch KWK Systeme	Justus-Kilian-Straße 29-33	35457 Lollar
2G Energy AG	Benzstrasse 3	48619 Heek
Schnell Motoren AG	Hugo-Schrott-Straße 6	88279 Amtzell
Clean Energy Sourcing GmbH	Katharinenstraße 6	04109 Leipzig
E.ON Mitte Wärme GmbH	Monteverdistraße 2	34131 Kassel
EnviTec Energy	Industriering 10a	49393 Lohne
HGC Hamburg Gas Consult GmbH	Heidenkampsweg 101	20097 Hamburg
CeH4 technologies GmbH	Ochshäuser Straße 45	34123 Kassel
BayWa r.e. Bioenergie GmbH	Blumenstraße 16	93055 Regensburg
eeB	Mühlstr. 33	35686 Donsbach/Dillenburg
MAN Truck & Bus AG	Vogelweiherstrasse 33	90441 Nürnberg
MWM / Caterpillar Energy Solutions GmbH	Carl-Benz-Straße 1	68167 Mannheim
RegPower GmbH	Lisztstr. 10	93053 Regensburg
Alensys Engineering GmbH	Gewerbegebiet zum Wasserwerk 12	15537 Erkner

und viele mehr (bitte um Nachsicht, dass die Liste nicht vollständig ist).