



Gemeinsames Arbeitspapier:

## **Flexibilisierung der erneuerbaren Stromerzeugung aus Biomasse- KWK-Anlagen**

**Eine technische, ökonomische und rechtliche Analyse**

Erstellt im

**Kopernikus-Projekt „Systemintegration“: Energiewende-Navigationssystem (ENavi)**

GEFÖRDERT VOM



**Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung**

**KOPERNIKUS  
ENavi >>> PROJEKTE  
Die Zukunft unserer Energie**

Autoren:

Philipp Jahnke  
Tim Scherwath

Becker Büttner Held Consulting AG  
Magazinstr. 15-16  
10179 Berlin

Joschka Selinger  
Denise Held  
Simon Schäfer-Stradowsky

IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und  
Mobilität e.V.  
Magazinstr. 15-16  
10179 Berlin

Michael Teigeler  
Peter Erb

Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH  
Kurfürsten-Anlage 42-50  
69115 Heidelberg

Virena Schmeink

Im Auftrag der Stadtwerke Heidelberg Energie  
GmbH

Benjamin Grosse  
Johannes Kochems  
Rinus Heizmann  
Yannick Werner  
Flora von Mikulicz-Radecki  
Arian Hohgräve  
Simon Byrtus  
Joachim Müller-Kirchenbauer

TU Berlin | FH 5-3  
Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement  
Fraunhoferstr. 33-36  
10587 Berlin

Das vorliegende Papier stellt die gemeinsamen Forschungsaktivitäten im Kopernikus-Projekt ENavi seitens der Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC), des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM), des Fachgebiets Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin (TUB E&R) sowie der Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH (SWH) dar. Das vorliegende Papier wurde gemeinschaftlich von BBHC, IKEM, TUB E&R und SWH erstellt<sup>1</sup>.

DOI: 10.5281/zenodo.4304039

---

<sup>1</sup> Aufzählung in alphabetischer Reihenfolge

## INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis.....	iii
Tabellenverzeichnis.....	v
Management Summary .....	1
1 Einleitung.....	3
2 Biomasse-KWK und Beiträge zur Flexibilisierung des Energiesystems.....	5
2.1 Abgrenzung des Begriffs Biomasse-KWK.....	5
2.2 Potenzielle Beiträge eines flexiblen Einsatzes von Biomasse-KWK für das Energiesystem.....	7
2.2.1 Beitrag zur Dekarbonisierung .....	9
2.2.2 Beitrag zur Stromnetzstabilisierung .....	10
3 Methodisches Vorgehen.....	11
3.1 Vorgehen der juristischen Analysen zur Aufarbeitung des Rechtsrahmens .....	11
3.2 Vorgehen und Datenquellen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit im aktuellen Rechtsrahmen.....	11
3.2.1 Erstellung eines Wärmeabnahmeszenarios.....	12
3.2.2 Modellierung des Anlagenbetriebs.....	14
3.2.3 Bestimmung einzelökonomischer Auswirkungen der Anlagenflexibilisierung	16
3.2.4 Abweichungen und Grenzen im Bewertungsmodell für Holzheizkraftwerke	20
3.3 Vorgehen zur Ableitung von Handlungsempfehlungen .....	21
4 Aktueller Regulatorischer Rahmen und Wirtschaftlichkeit.....	23
4.1 Aktueller Rechtsrahmen für Biomasse-KWK.....	23
4.1.1 Vergütung der Stromerzeugung durch Biomasse-KWK nach dem KWKG	23
4.1.2 Vergütung der Stromerzeugung durch Biomasse-KWK nach dem EEG ...	25
4.1.3 Systematik der Förderregime und Folgen für die Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen.....	33
4.2 Wirtschaftlichkeit.....	33
4.2.1 Fallstudie: Betrachtete Anlagen und Flexibilisierungsoptionen.....	34
4.2.2 Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsbewertung .....	36
4.2.3 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Basisfall .....	40
4.3 Kritische Würdigung der Wirtschaftlichkeitsbewertung.....	43
4.4 Identifikation von Hemmnissen und grundlegender Ansatzpunkte .....	44
4.4.1 Hemmnisse und Ansatzpunkte aus der ökonomischen Analyse .....	44
4.4.2 Hemmnisse und Ansatzpunkte aus der Analyse des KWKG.....	45

4.4.3	Hemmnisse und Ansatzpunkte aus der Analyse des EEG .....	46
4.4.4	Übergreifende Aspekte und Ansatzpunkte.....	47
5	Ableitung von Handlungsempfehlungen und Anpassung des Rechtsrahmens .....	50
5.1.1	Anhebung des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie und/oder des Förderdeckels zur Begrenzung der Flexibilitätsprämie.....	51
5.1.2	Förderung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen bzw. erneuerbaren Energien.....	55
5.1.3	Festlegung der Förderhöchstdauer anhand von Volllaststunden statt Jahren	58
5.1.4	Fokussierung des Regelungsrahmens für Biomasse-KWK-Anlagen in einem Gesetz	59
6	Fazit und Ausblick .....	62
	Literaturverzeichnis .....	64
	Anhang A: Ergänzende Informationen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung .....	68
	Detaillierte Angaben zu den Eingangsdaten der Wirtschaftlichkeitsbewertung.....	68
	Detaillierte Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung .....	70

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biomasseanlagen (in TWh).....	8
Abbildung 2:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Biomasseanlagen (in MW)	9
Abbildung 3:	Normierter Wärmelastgang und Jahresdauerlinie eines Fernwärmenetzes .....	13
Abbildung 4:	Merit Order der Wärmebereitstellung und abgeleitete Kostenfunktion in einem Modell-Fernwärmenetz.....	14
Abbildung 5:	Zahlungsströme und Weiterreichung der Kosten im Marktprämienmodell.....	28
Abbildung 6:	Zahlungen im Marktprämienmodell aus Anlagenbetreiberperspektive sowie Vermarktungschance und -risiko .....	29
Abbildung 7:	Überblick über die bislang durchgeführten Biomasseausschreibungen .....	30
Abbildung 8:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungs-szenarien eines 750 kWel Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2014; Wärmeabnahmeszenario: Fernwärme. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet.....	38
Abbildung 9:	Zusammenhang zwischen Residuallast und EPEX Spot DA-Preisen für den Zeitraum 2016-2019.....	53
Abbildung 10:	Preisdauerlinie des Day-ahead-Markts der EPEX Spot für 2017 (DE/AT).....	59
Abbildung 11:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 1200 kWel Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2019; Wärmeabnahmeszenario: Fernwärme. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet.....	71
Abbildung 12:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 100 kWel Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2016; Wärmeabnahmeszenario: Objektversorgung. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet.....	72
Abbildung 13:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 50 kWel Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2012; Wärmeabnahmeszenario: Objektversorgung. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet .....	73
Abbildung 14:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 150 kWel Biogas-BHKW; Inbetriebnahme: 2010; Wärmeabnahmeszenario: Objektversorgung. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet .....	74
Abbildung 15:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 500 kWel Biogas-BHKW; Inbetriebnahme: 2012; Wärmeabnahmeszenario:	

Fernwärme. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet ..... 75

Abbildung 16: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Anlagenflexibilisierung eines 3200 kWel HHKW; Wärmeabnahmeszenario: Fernwärme mit und ohne Wärmespeicher. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet.....77

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Parameter der Kostenfunktion für spezifische BHKW-Investitionsausgaben .....	17
Tabelle 2:	Modell zur Berechnung der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten zur Bestimmung des Kalkulationszinssatzes.....	19
Tabelle 3:	Kodierungsschema für die im Folgenden verwendeten Anlagenbezeichnungen .....	34
Tabelle 4:	Anlagenkennzahlen und Betriebsparameter der betrachteten Biomethan-BHKW .....	35
Tabelle 5:	Anlagenkennzahlen und Betriebsparameter der betrachteten Biogas-BHKW .....	35
Tabelle 6:	Anlagenkennzahlen und Betriebsparameter des betrachteten HHKW .....	36
Tabelle 7:	Annuitäten und Kapitalwerte der verschiedenen Kraftwerke unter verschiedenen Flexibilisierungsoptionen .....	36
Tabelle 8:	Installationskosten für BHKW als Anteil der Investitionskosten .....	68
Tabelle 9:	Parameter der Kostenfunktion für spezifische BHKW-Instandhaltungskosten inklusive Generalüberholung.....	69

## MANAGEMENT SUMMARY

Die im Zusammenhang mit den Klimazielen der Bundesregierung angestrebte Transformation der Energieerzeugung erfordert es, die fluktuierende Einspeisung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen durch Flexibilitätsoptionen auszugleichen. Zu diesen Flexibilitätsoptionen zählen neben flexiblen Verbrauchern, Speichern und Netzen (für einen räumlichen Ausgleich) auch flexible steuerbare Stromerzeuger. Gegenwärtig wird die stromerzeugungsseitige Flexibilität zu einem großen Teil durch konventionell betriebene Erzeugungsanlagen gestellt, die jedoch zur Zielerreichung von 95 % Treibhausgas (THG)-Reduktion durch erneuerbare Erzeugung abgelöst werden müssen. Eine etablierte Möglichkeit der steuerbaren erneuerbaren Stromerzeugung stellen Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen dar. Sie bieten technische Eigenschaften, mit denen sie einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung sowie zur Stromnetzstabilisierung leisten können.

Die KWK-Technologie weist mit der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme einen sehr hohen Brennstoffausnutzungsgrad des eingesetzten Energieträgers auf und stellt damit eine ressourcenschonende Erzeugung dar. Biomasse-KWK-Anlagen leisten damit einen Beitrag zur Strom- als auch Wärmeversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien. Ferner können Biomasse-KWK-Anlagen durch eine flexible Betriebsstrategie zur Deckung positiver Residuallasten und somit zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien beitragen. Ebenso können flexible Biomasseanlagen insbesondere für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve und damit der Stromnetzstabilisierung dienlich eingesetzt werden.

Ziel dieses Arbeitspapiers ist es, die Anreizwirkung des gegenwärtigen, rechtlichen Rahmens zu analysieren und zu untersuchen, unter welchen Bedingungen Biomasse-KWK-Anlagen auf Verteilnetzebene flexibel eingesetzt werden können bzw. sollten. Hieraus leitet sich die Forschungsfrage ab, wie sich eine Flexibilisierung von (ausgewählten) Biomasseanlagen im derzeitigen rechtlichen Rahmen (einzel-)ökonomisch bewerten lässt und wie Handlungsempfehlungen in Bezug auf eine Flexibilisierung sowie Anpassungen des Rechtsrahmens ausgestaltet werden könnten.

Zur Darstellung des gegenwärtigen Rechtsrahmens werden die einschlägigen Rechtsnormen ermittelt und untersucht. Für den Anwendungsbereich der Biomasse-KWK werden die jeweiligen Regelungsinhalte dargestellt. Es werden regulatorische Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen identifiziert und darauf aufbauend, grundlegende Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens diskutiert.

In einer ökonomischen Analyse erfolgt die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsmaßnahmen in diesem Rechtsrahmen. Mithilfe der Kapitalwertmethode werden investive und organisatorische Flexibilisierungsmöglichkeiten für Biomasse-KWK-Bestands- und -Neuanlagen bewertet. Die Basis bildet eine detaillierte Modellierung des Anlagenbetriebs für aktuelle und flexible Betriebsstrategien sowie eine Berücksichtigung der Flexibilisierungsart (Wechsel zu einer stromgeführten Betriebsweise, Erweiterung der Anlagenleistung bzw. Speicherkapazitäten). Die neue Betriebsstrategie und Anlagenkonfiguration wird anhand des Differenzkostenansatzes jeweils mit der Ausgangssituation verglichen. Ein Vergleich von Technologien untereinander ist durch einen

Vergleich spezifischer Kapitalwerte (Kapitalwerte je  $kW_{el}$ ) angelegt. Mit einer Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss verschiedener unsicherer Parameter untersucht.

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung unterschiedlicher Flexibilisierungsmaßnahmen für verschiedene Biomasse-KWK-Anlagen erfolgt im Rahmen einer Fallstudie. Die Grundlage bilden Biomethan-BHKW sowie ein Holzheizkraftwerk (HHKW) der Stadtwerke Heidelberg. Die Anlagen sind teils in ein Fernwärmenetz eingebunden, dezentrale BHKW werden in der Objektversorgung eingesetzt. Für eine umfassende Betrachtung der Technologien zur Biomasseverstromung werden darüber hinaus auch modellhaft Biogas-BHKW betrachtet.

Im Ergebnis zeigt sich, dass der Rechtsrahmen für die Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen durch die Möglichkeit bestimmt wird, die Förderung für die Stromerzeugung nach dem EEG 2017 zu erhalten. Die Förderungsmöglichkeiten aus dem KWKG spielen in der Praxis eine untergeordnete Rolle. Der Gesetzgeber hat im EEG 2017 verschiedene Anreize für die Flexibilisierung von Biomasse-, insbesondere Biogasanlagen, angelegt, wie die Begrenzung der Höchstbemessungsleistung und der förderfähigen Strommenge. Für Bestandsanlagen soll mit der Flexibilitätsprämie für eine Überbauung der Anlagen, für neue Anlagen soll durch einen Flexibilitätszuschlag, der für zusätzlich installierte Leistung gewährt wird, ein finanzieller Anreiz gesetzt werden.

Grundsätzlich ist die gesetzliche Systematik für die Förderung flexibler Biomasse-KWK-Anlagen wegen der zahlreichen punktuellen Regelungen in verschiedenen Gesetzen wenig kohärent. Biomasse-KWK unterscheidet sich wegen der Regelbarkeit der Anlagen grundsätzlich von den fluktuierenden erneuerbaren Energien, die ebenfalls über das EEG 2017 gefördert werden. Dieses Papier wirft insofern die Frage auf, ob eine gesonderte Regelung der Rechtsrahmen von Biomasse-KWK (ggf. in Anlehnung an das KWKG) einerseits und fluktuierender erneuerbarer Energien andererseits sinnvoll erscheint.

In der Analyse der Wirtschaftlichkeit zeigt sich, dass Anreize zur Flexibilisierung von bestimmten Biomasse-Bestands-KWK-Anlagen existieren, jedoch technologie- und altersabhängige Unterschiede vorliegen. Die Flexibilitätsprämie aus dem EEG 2017 (bzw. Vorgängerfassungen) setzt für Biomethananlagen die größten Anreize zur Flexibilisierung mittels Überbauung. Für Biogasanlagen mit teilflexiblem Ausgangsbetrieb sowie für Holzheizkraftwerke ergeben sich keine hinreichenden Anreize zur Flexibilisierung. Der Flexibilitätszuschlag setzt kaum wirksame Flexibilisierungsanreize. Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund des Förderdeckels eine Flexibilisierung von Bestandsanlagen bis November 2020 erfolgen muss, um noch einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie geltend machen zu können.

Eine Sensitivitätsanalyse für den Basisfall untersucht die Kapitalwerte der betrachteten Anlagenflexibilisierungen bei Variation der Parameter Kalkulationszins (WACC), Inflationsrate, Steigerungsrate der Spotmarkterlöse, BHKW-Investitionskosten, Wartungskosten und Flexibilitätsprämie. Es zeigt sich, dass für die investive Anlagenflexibilisierung die BHKW-Investitionskosten sowie die Flexibilitätsprämie den mit Abstand größten Effekt aufweisen.

In Bezug auf die Rolle von Biomasse im zukünftigen Energiesystem sowie die Flexibilisierungsnotwendigkeit und  $CO_2$ -(Verdrängungs-)Bilanz derselbigen ergeben sich weiterführende Forschungsfragen.

# 1 EINLEITUNG

Mit dem Klimaabkommen von Paris hat sich die Weltgemeinschaft das Ziel gesetzt, die Erderwärmung bis Ende des 21. Jahrhunderts auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber vorindustriellem Niveau zu begrenzen. Zur Erfüllung des Abkommens hat die Bundesregierung im November 2016 den Klimaschutzplan 2050 für Deutschland beschlossen.<sup>2</sup> Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2050 um 80 bis 95 % reduziert werden (im Vgl. zu 1990).<sup>3</sup> Ebenso soll der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch in Deutschland auf mindestens 80 % im Jahr 2050 steigen.<sup>4</sup> Die Erreichung dieser Ziele bringt einen grundlegenden Wandel in der Struktur der Energieerzeugung mit sich.

Die Transformation der Energieerzeugung erfordert es, die fluktuierende Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen durch Flexibilitätsoptionen auszugleichen. Zu diesen Flexibilitätsoptionen zählen neben flexiblen Verbrauchern, Speichern und (für einen räumlichen Ausgleich) Netzen auch flexible steuerbare Stromerzeuger. Gegenwärtig wird die stromerzeugungsseitige Flexibilität zu einem großen Teil durch konventionell betriebene Erzeugungsanlagen gestellt, die jedoch zur Zielerreichung von 95 % Treibhausgas (THG) Reduktion durch erneuerbare Erzeugung abgelöst werden müssen. Eine etablierte Möglichkeit der steuerbaren erneuerbaren Stromerzeugung stellen Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) -Anlagen dar, die in diesem Papier im Fokus stehen.

Um Flexibilität aus Biomasse-KWK zu nutzen, müssen zunächst technische Voraussetzungen, wie Mess- und Steuerungstechnik sowie Puffer- und Speicherkapazitäten, bestehen. Gleichermäßen ist auch ein rechtlicher Rahmen notwendig, welcher Anreize setzt bestehende Flexibilität so einzusetzen, dass sie der Integration von erneuerbaren Energien dient.

Dies ist auch eine der Zielsetzungen im Forschungsvorhaben ENavi: Dort gilt es unter anderem Handlungsoptionen aufzuzeigen, wie erneuerbare Energien und neue Technologien in das Energiesystem integriert werden können. Dem steht die aktuelle Ausgangssituation gegenüber, in der die Stromerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen wenig Flexibilität zur Integration der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne bereitstellt.

Ziel dieses Arbeitspapiers ist es, die Anreizwirkung des gegenwärtigen, rechtlichen Rahmens zu analysieren und zu untersuchen, unter welchen Bedingungen Biomasse-KWK-Anlagen auf Verteilnetzebene flexibel eingesetzt werden können bzw. sollten. Diesbezüglich sollen bestehende Hemmnisse sowie Handlungsempfehlungen zur Anpassung des Rechtsrahmens herausgearbeitet werden, die auf die Forschungshypothese abzielen, dass die Flexibilitätsbeiträge aus Biomasse zu gering sind und insofern ein Anpassungsbedarf zur Hebung weiterer Flexibilitätspotenziale gegeben ist. Hieraus leitet sich die Forschungsfrage ab, wie sich eine Flexibilisierung von (ausgewählten) Biomasseanlagen im derzeitigen rechtlichen Rahmen (einzel-)ökonomisch bewerten lässt und wie Handlungsempfehlungen in

---

<sup>2</sup> BMU (2016)

<sup>3</sup> Vgl. Bundesregierung (2010), S. 4

<sup>4</sup> Vgl. EEG 2017 S. § 1 Abs. 2 Ziff. 3

Bezug auf eine Flexibilisierung sowie Anpassungen des Rechtsrahmens ausgestaltet werden könnten.

## 2 BIOMASSE-KWK UND BEITRÄGE ZUR FLEXIBILISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS

Nachfolgend soll zunächst der Begriff Biomasse sowie derjenige der Biomasse-KWK konkretisiert werden, bevor potenzielle Systembeiträge von selbigen und einer flexibilisierten Betriebsstrategie dieser dargelegt werden.

### 2.1 Abgrenzung des Begriffs Biomasse-KWK

Es existiert keine gesetzesübergreifende einheitliche Definition des Rechtsbegriffs Biomasse. Der Begriff Biomasse wird in verschiedenen Vorschriften für unterschiedliche Stoffe und Stoffgruppen verwendet.

Die zentrale Definition von Biomasse auf europäischer Ebene findet sich in Artikel 2 UAbs. 2 lit. e der **Erneuerbare-Energien-Richtlinie**<sup>5</sup>. Danach umfasst Biomasse „den biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten“. Dem entspricht die Gesetzesbegründung für das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009**. Danach umfasst der Begriff Biomasse „biogene Energieträger in festem, flüssigem und gasförmigem Aggregatzustand“. Es handelt sich allgemein um biologisch abbaubare Erzeugnisse, Rückstände und Abfälle pflanzlichen und tierischen Ursprungs aus der Landwirtschaft, der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige“<sup>6</sup>. Damit soll der Begriff der Biomasse entsprechend der Zielsetzung des EEG und dem allgemeinen Sprachgebrauch zur Abgrenzung gegenüber fossilen Energieträgern wie Öl, Kohle, Gas und Torf verwendet werden<sup>7</sup>.

Die **Biomasseverordnung**<sup>8</sup> (BiomasseV) regelt gemäß § 1 für den Anwendungsbereich der Zahlungsbestimmungen des EEG 2017 (§§ 42 – 44 EEG 2017) den Begriff der Biomasse. Die Subsumtion unter diese Definition ist damit für den Erhalt der Förderung nach dem EEG ausschlaggebend. Die BiomasseV geht grundsätzlich von einem weiten naturwissenschaftlichen Begriff aus und enthält in § 2 eine nicht abschließende Auflistung anerkannter Biomasse. § 3 BiomasseV enthält demgegenüber eine abschließende Negativliste. Wegen der beschränkten Verordnungsermächtigung gilt die Definition jedoch nur für die §§ 42 – 44 EEG 2017, nicht für § 3 Nr. 21 EEG 2017<sup>9</sup>.

Nach § 2 Abs. 1 BiomasseV ist Biomasse als „Energieträger aus Phyto- und Zoomasse“, d.h. Masse pflanzlichen und tierischen Ursprungs definiert. Nach § 2 Abs. 2 BiomasseV sind als Biomasse u.a. anzusehen: Pflanzen und Pflanzenbestandteile, aus Pflanzen und Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger, Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft, Bioabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung, aus Biomasse durch

---

<sup>5</sup> Richtlinie 2009/28/EG

<sup>6</sup> Deutscher Bundestag (2008), S. 39

<sup>7</sup> Ebd

<sup>8</sup> Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist

<sup>9</sup> Greb, K.; Boewe, M. (Hrsg.) (2018), § 3 Nr. 21, Rn. 25

Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas sowie aus Biomasse erzeugte Alkohole. Gem. § 2 Abs. 3 Biomasse sind zudem Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung sowie durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas, Biomasse. § 3 BiomasseV schränkt den Anwendungsbereich ein, indem elf Stoffe aufgezählt und vom Anwendungsbereich ausgenommen werden (u.a. Torf, Papier, Pappe, Textilien). § 4 weist die technischen Verfahren aus, die derzeit für die Erzeugung von Strom aus Biomasse rechtlich anerkannt sind. Der Biomasse-Begriff der BiomasseV ist enger als der der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie. Dies wird etwa durch den Ausschluss von Papier und Pappe gem. § 3 Nr. 5 BiomasseV deutlich.

Das **EEG 2017** enthält folglich zwei unterschiedliche Biomassebegriffe; die des § 3 Nr. 21 EEG 2017 und den der BiomasseV für den Anwendungsbereich der §§ 42-44 EEG 2017. Dass die BiomasseV eine engere Begriffsbestimmung verwendet führt dazu, dass die Gruppe der Stoffe, die durch das EEG 2017 vergütungsfähig sind, kleiner ist als die Gruppe der Stoffe der Biomasse, für deren Verstromung gem. §§ 8 Abs. 1 i.V.m. 3 Nr. 21 EEG 2017 ein Anspruch auf vorrangige Einspeisung besteht.

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (**EnWG**) enthält mit § 3 Nr. 10c EnWG eine selbstständige Bestimmung des Biogasbegriffs. Biogas ist demnach „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas, sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen i. S. d. Erneuerbare-Energien-Richtlinie stammen.“. Nach der Definition des EnWG genießen Wasserstoff und synthetisches Methan aus erneuerbaren Energien mithin dieselben Privilegierungen wie Biogas.

Zu den Erneuerbaren Energien nach dem EEG 2017 zählen ausdrücklich auch Biogas und Biomethan. Biogas ist nach § 3 Nr. 10 EEG 2017 „jedes Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird“. Nach § 3 Nr. 13 EEG 2017 ist Biomethan „jedes Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist“. Voraussetzung ist also die Durchführung einer Aufbereitung und die Einspeisung in das Erdgasnetz. Die Definition entspricht inhaltlich der Legaldefinition in Nr. II.1 Buchst. c der Anlage zum **EEWärmeG**<sup>10</sup>

Anders als das EnWG fasst das EEG 2017 Wasserstoff und synthetisches Methan nicht unter den Begriff „Biogas“, sondern enthält eine eigene Definition der „Speichergase“ in § 3 Nr. 42 EEG 2017. Danach ist Speichergas „jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“. Diese Definition ist einerseits weiter gefasst als die des EnWG, da sie nicht auf Wasserstoff und synthetisches Methan beschränkt ist, andererseits enger als die des EnWG hinsichtlich der ausschließlichen Gewinnung der Speichergase aus erneuerbaren Energien zum Zweck der Zwischenspeicherung.

---

<sup>10</sup> Deutscher Bundestag (2011), S. 60.

Mit Blick auf die Analyse der Anreizwirkung des aktuellen regulatorischen Rahmens lehnt sich dieses Arbeitspapier grundsätzlich an die Begriffsdefinition der BiomasseV an, die den Anwendungsbereich der Zahlungsbestimmungen des EEG 2017 (§§ 42 – 44 EEG 2017) regelt.

Im deutschen Energiesystem wird Biomasse überwiegend in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als Brennstoff eingesetzt. (Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse ist in Abbildung 1 ersichtlich). Die Kraft-Wärme-Kopplung weist gegenüber der isolierten Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse einen höheren Brennstoffausnutzungsgrad auf<sup>11</sup>. Die Anlagen können technisch beispielsweise als Blockheizkraftwerke (BHKW) ausgeführt werden, was die typische Ausführung für Anlagen mit kleineren Leistungen mit gasförmigen (oder flüssigen) Biomasse-Brennstoffen darstellt. Hierbei treibt ein Verbrennungsmotor einen Generator zur Stromerzeugung an, während aus dem Kühlwasser und den Motorabgasen Nutzwärme auf einem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau gewonnen wird. Die Strom- und Wärmeerzeugung erfolgt hierbei stets gekoppelt in einem festen Verhältnis<sup>12</sup>.

Größere KWK-Anlagen mit festen Biomasse-Brennstoffen (oder auch mit Biomasse-Zuführung) werden meist als Heizkraftwerke (HKW) ausgeführt. In Dampfturbinen-Heizkraftwerken wird in einem Kessel Hochdruckdampf erzeugt, der eine Turbine mit angeschlossenem Generator zur Stromerzeugung antreibt. Der warme Abdampf wird zur Wärmeauskopplung verwendet, etwa zur Versorgung eines Fernwärmenetzes. In Gegendruckturbinenanlagen (GT) sind Strom- und Wärmeerzeugung dabei starr aneinandergeschlossen. Bei Entnahme-Kondensationsturbinenanlagen (EKT) kann ein Teil des Dampfes geregelt aus der Hochdruckdampfturbine entnommen und zum Wärmeverbraucher geleitet werden, während der restliche Dampf einer Kondensationsturbine zur Stromerzeugung zugeführt wird. Diese Anlagen sind flexibler einsetzbar, da sie sowohl gekoppelten als auch ungekoppelten Strom erzeugen können<sup>13</sup>. Möglich ist auch eine Ausführung als Heizkraftwerk auf Basis des Gasturbinenprozess unter Einsatz eines gasförmigen Biomasse-Brennstoffs (Biogas bzw. Biomethan, d.h. auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas). Hierbei wird der Brennstoff in einer Turbine zur Stromerzeugung verbrannt und das heiße Turbinenabgas in einem Abhitzekegel zur Produktion von Dampf verwendet. Ein Bypass der Abgase um den Abhitzekegel ermöglicht eine zeitweise ungekoppelte Stromerzeugung. Wird mit dem erzeugten Dampf eine nachgeschaltete Dampfturbine betrieben, ist vom Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) die Rede, was zu einer wesentlichen Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades führt<sup>14</sup>.

## 2.2 Potenzielle Beiträge eines flexiblen Einsatzes von Biomasse-KWK für das Energiesystem

Mit der Steuerbarkeit der Fahrweise von Biomasse-KWK-Anlagen und der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme bieten diese Anlagen technische Eigenschaften, die für die Integration der Erneuerbaren Energien einen wesentlichen Beitrag leisten könnten. Unter

---

<sup>11</sup> Konstantin (2017), S. 267

<sup>12</sup> Konstantin (2017), S. 270f; Schaumann /Schmitz (2010), S. 55f

<sup>13</sup> Konstantin (2017), S. 275f; Schaumann /Schmitz (2010), S. 131–135

<sup>14</sup> Konstantin (2017), S. 273f, 278; Schaumann /Schmitz (2010), S. 93–96

einer flexiblen Betriebsstrategie von Biomasse-KWK-Anlagen wird in diesem Papier der Wechsel von einer weitgehend wärmegeführten zu einer stromgeführten Betriebsstrategie verstanden. Ein rein wärmegeführter Betrieb richtet die Produktionsstrategie nach dem zu deckenden Wärmelastgang aus. Strom wird hier als Nebenprodukt preisunabhängig bereitgestellt. Ein rein stromgeführter Betrieb berücksichtigt dagegen Preisentwicklungen der Stromgroßhandelsmärkte (im Wesentlichen des Day-ahead-Markts) und richtet die Stromproduktion an diesen aus. Für die Deckung des Wärmebedarfs sind ggf. weitere Anlagenkomponenten (Wärme-, Gasspeicher) erforderlich<sup>15</sup>.

Zur Einordnung eines möglichen Beitrags der Flexibilität aus Biomasse-KWK für das Energiesystem ist nachfolgend die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasseanlagen (in TWh) in den Jahren 2000 bis 2018 visualisiert:

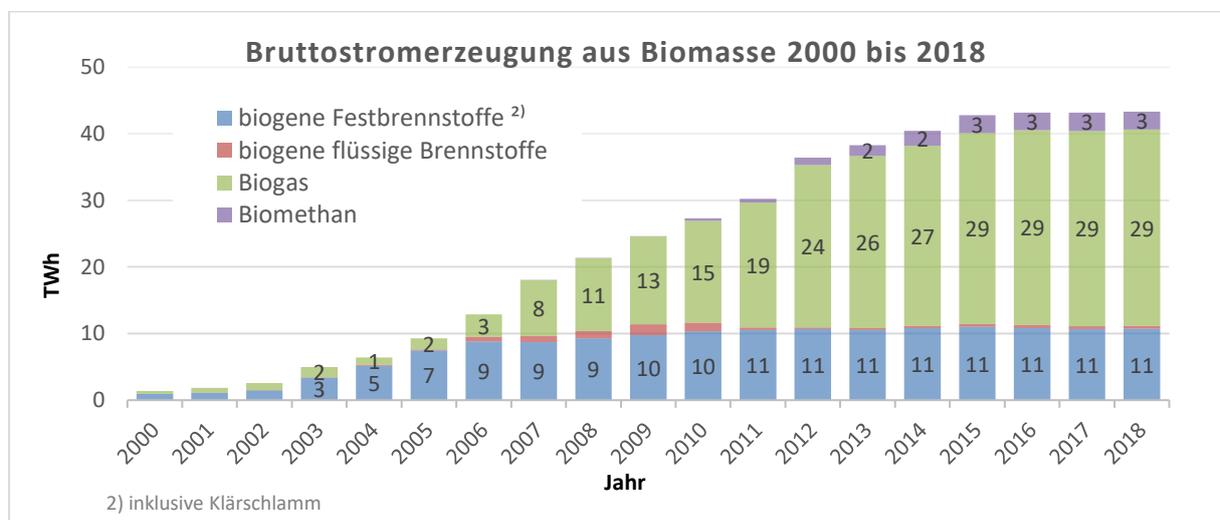


Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biomasseanlagen (in TWh)

Quelle: BMWi (2019a): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2019)

Ergänzend ist des Weiteren die Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Biomasseanlagen im Zeitraum 2000 bis 2018 dargestellt:

<sup>15</sup> Peek und Diels (2015), S. 87-92

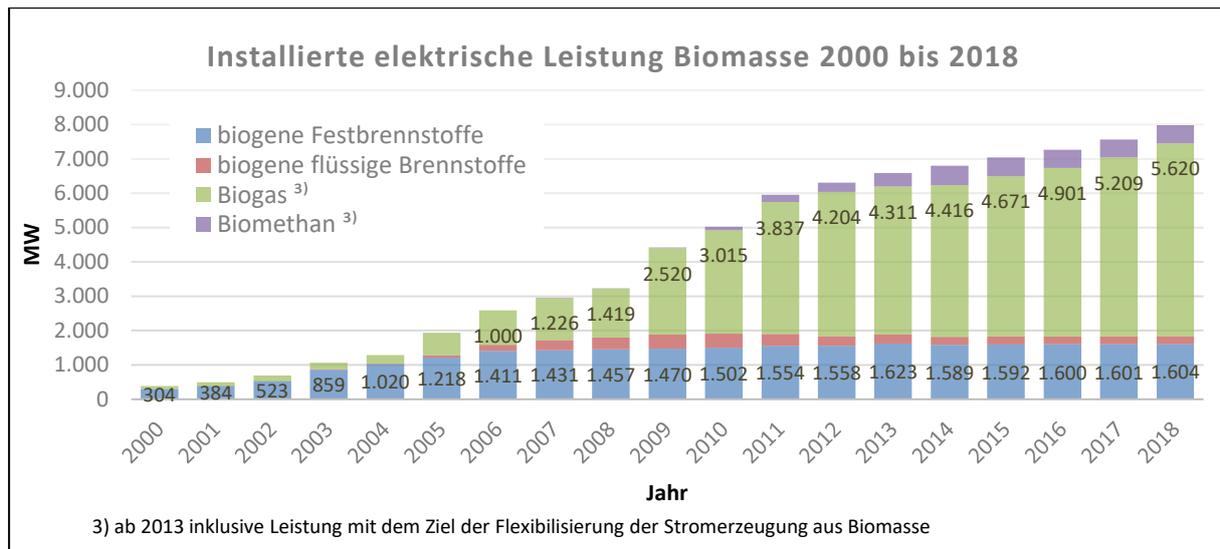


Abbildung 2: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Biomasseanlagen (in MW)

Quelle: BMWi (2019a): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2019)

### 2.2.1 Beitrag zur Dekarbonisierung

Der Einsatz von Biomasse-KWK-Anlagen unterstützt durch die Kombination der effizienten KWK-Technologie und des Einsatzes von erneuerbaren Brennstoffen die Dekarbonisierung des Energiesystems und die Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien:

Die KWK-Technologie weist mit der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme einen sehr hohen Brennstoffausnutzungsgrad des eingesetzten Energieträgers auf und stellt damit eine ressourcenschonende Erzeugung dar. Biomasse-KWK-Anlagen leisten damit einen Beitrag zur Strom- als auch Wärmeversorgung auf Basis von Erneuerbaren Energien. Ferner können Biomasse-KWK-Anlagen durch flexible Betriebsstrategie zur Deckung positiver Residuallasten und somit zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien beitragen.

Durch Nutzung des erneuerbaren Energieträgers Biomasse werden wiederum konventionelle Erzeugungsalternativen substituiert. Einschränkend sei hier bereits auf das limitierte und bereits weit ausgeschöpfte energetische Biomassepotenzial<sup>16</sup> sowie bestehende Nutzungskonkurrenzen auch innerhalb einer energetischen Biomasseverwendung verwiesen<sup>17</sup>. Biomasse-KWK-Anlagen können also – in gewissem Umfang – zur Verdrängung konventioneller Kraftwerke beitragen. Eine Flexibilisierung der Betriebsstrategie gewinnt

<sup>16</sup> Eine Abschätzung des deutschen Biomasse-Forschungszentrums geht davon aus, dass das technische Potenzial aus Abfall- und Reststoffen etwa zu 70 % ausgenutzt ist (DBFZ o.J.). Das gesamte langfristige Biogaspotenzial Deutschlands wird auf etwa 285 bis 500 PJ/a quantifiziert (Scholwin et al. 2014a, S. 5; Erler et al. 2013, S. 317; DLR et al. 2012, S. 84), sodass dieses ebenfalls weitgehend ausgeschöpft ist. Limitierend auf das Potenzial wirken sich insbesondere ein restriktiver Umgang mit Anbaubiomasse in Form von Energiepflanzen sowie eine Fokussierung auf Rest- und Abfallstoffe aus

<sup>17</sup> Aktuelle Studien gehen davon aus, dass ein Biomasseinsatz insbesondere zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen notwendig wird, wo hohe Temperaturniveaus benötigt werden und aus heutiger Betrachtungsperspektive keine bzw. wenige alternative Bereitstellungsmöglichkeiten existieren (vgl. z.B. Prognos und BCG 2018, S. 10)

insbesondere für steigende Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien und sinkende konventionelle Erzeugungsanteile an Relevanz, um flexibel zur Deckung der Residuallast und zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien beizutragen.

### 2.2.2 Beitrag zur Stromnetzstabilisierung

Für den stabilen Betrieb der Stromnetze ist der kontinuierliche Ausgleich von Stromverbrauch und Stromerzeugung erforderlich. Um das zu erreichen, ist die Vorhaltung von Regelleistung erforderlich, die im Bedarfsfall abgerufen werden kann, um zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sowie zur Rückführung der Netzfrequenz in ein enges Toleranzband um 50 Hertz beizutragen. Mit Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve lassen sich drei Regelqualitäten unterscheiden, wobei flexible Biomasseanlagen insbesondere für Sekundärregelleistung und Minutenreserve infrage kommen und auch bereits – aufgrund der Mindestleistungen in den Regelleistungsprodukt designs überwiegend durch Einbindung in Anlagenpools – eingesetzt werden. Voraussetzung für die Einbindung in Regelleistungsportfolien ist, dass Steuerungssignale des Vermarkters flexibel umgesetzt werden können<sup>18</sup>.

Eine flexible Betriebsstrategie von Biomasse-KWK-Anlagen kann zudem je nach den Netzgegebenheiten sowie in begrenztem Umfang dazu beitragen, regional vorhandenen Netzengpässen vorzubeugen und somit den Bedarf an Einspeisemanagement für erneuerbare Energien zu reduzieren. Eine Quantifizierung des Umfangs dieses Effekts bedürfte weiterführender Untersuchungen. Im Zuge einer Erweiterung des Erbringerspektrums für Redispatch mit der NABEG-Novelle (sog. „Redispatch 2.0“) können nunmehr auch Anlagen mit unter 100 kW Nennleistung für Redispatch herangezogen werden und somit auch (flexible) Biomasseanlagen.

---

<sup>18</sup> vgl. zu diesem Abschnitt etwa Consentec 2014, S. 8-14

### 3 METHODISCHES VORGEHEN

Aufbauend auf der Begriffsabgrenzung und grundsätzlichen Einordnung des Systembeitrags von Biomasse-KWK sowie deren Flexibilisierung soll nachfolgend dargelegt werden, wie zur Beantwortung der eingangs formulierten Forschungsfrage vorgegangen wird. Hierbei sind mehrere Analyseschritte vonnöten:

1. Im Zuge von juristischen Analysen wird der aktuelle Rechtsrahmen für Biomasse-KWK analysiert
2. In einer einzelökonomischen Analyse werden Flexibilisierungsstrategien für Biomasse-KWK-Anlagen in Hinblick auf deren Wirtschaftlichkeit im aktuellen rechtlichen Rahmen bewertet
3. Anknüpfend an die beiden Analyseschritte werden Hemmnisse und grundlegende Ansatzpunkte auf Basis der juristischen und einzelökonomischen Untersuchungen identifiziert und zu Handlungsempfehlungen kondensiert, für die wiederum eine juristische Bewertung in Bezug auf Anpassungen des Rechtsrahmens erfolgt

#### 3.1 Vorgehen der juristischen Analysen zur Aufarbeitung des Rechtsrahmens

Zur Darstellung des Rechtsrahmens werden die einschlägigen Rechtsnormen ermittelt und mit rechtswissenschaftlichen Methoden untersucht. Anhand der so ermittelten Rechtslage erfolgt im Wege juristischer Auslegung und Subsumtion eine Abgrenzung des Anwendungsbereichs für Biomasse-KWK. Im nächsten Schritt werden die Normen des so eingegrenzten Anwendungsbereichs systematisch aufbereitet und die jeweiligen Regelungsinhalte dargestellt. Auf Basis des so ermittelten Rechtsrahmens und unter Heranziehung der einschlägigen Fachliteratur werden regulatorische Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen identifiziert und analysiert. Ausgehend von dieser Analyse werden grundlegende Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens zur Verbesserung der Wettbewerbsposition von Biomasse-KWK-Flexibilisierung abgeleitet, die sich in den bestehenden Rechtsrahmen einfügen und mit höherrangigem Recht vereinbar sind.

#### 3.2 Vorgehen und Datenquellen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit im aktuellen Rechtsrahmen<sup>19</sup>

Mithilfe der Kapitalwertmethode werden investive und organisatorische Flexibilisierungsmöglichkeiten für Biomasse-KWK-Bestands- und Neuanlagen einer betriebswirtschaftlichen Bewertung unterzogen. Hierzu wird zunächst ein Ansatz zur detaillierten Modellierung des Anlagenbetriebs für aktuelle und flexible Betriebsstrategien entwickelt. Im nächsten Schritt erfolgt eine Berücksichtigung der Flexibilisierungsart. Untersucht werden eine organisatorische Flexibilisierung, d.h. der Wechsel zu einer stromgeführten Betriebsweise, die sich an Day-Ahead-Preisen orientiert, und investive

---

<sup>19</sup> Die nachfolgenden Ausführungen beruhen im Wesentlichen auf Heizmann (2019, S. 32-54) und sind teilweise wortgleich übernommen worden. Detaillierte Ergänzungen finden sich in Anhang A: Ergänzende Informationen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung

Flexibilisierungsmaßnahmen in Form einer Erweiterung der Verstromungskapazität der Anlage bzw. einer Erweiterung von Gas- und Wärmespeicherkapazitäten.

Für die Bewertung der ökonomischen Auswirkungen wird ein Differenzkostenansatz gewählt, mithilfe dessen die neue Betriebsstrategie und Anlagenkonfiguration mit der, mit Ausnahme von Biogas, als weitgehend unflexibel angenommenen Ausgangssituation verglichen werden können<sup>20</sup>. Der Ansatz dient also dazu, die Wirtschaftlichkeit einer gegebenen Technologie- bzw. Anlagenkonfiguration zu beurteilen. Ein Vergleich zwischen den Technologien ist aufgrund veränderter Ausgangssituationen und abweichender technologischer Gegebenheiten nur bedingt möglich. Für den Fall begrenzter Investitionsmittel ist der Vergleich spezifischer Kapitalwerte (Kapitalwerte je kW<sub>e</sub>) im zusammenfassenden Teilkapitel der Wirtschaftlichkeitsanalyse eine geeignete Bewertungsgrundlage. Für den Differenzkostenansatz wird angenommen, dass die jährlich erzeugte Strommenge und damit die Bemessungsleistung der Anlagen nach der Flexibilisierung dem Stand vor der Flexibilisierung entsprechen. Mit einer Sensitivitätsanalyse wird die Sensitivität verschiedener unsicherer Einflussparameter untersucht.

Zunächst wird die Flexibilisierung von biomethangefeuerten und rohbiogasgefeuerten BHKW untersucht. Heizkraftwerke (HKW) zur Verstromung fester Biomasse werden aus zwei Gründen gesondert und nicht in der gleichen Weise berücksichtigt. Zum einen erscheint aufgrund fehlender regulatorischer Anreize zur Investition in zusätzliche Verstromungskapazität eine Flexibilisierung a priori regelmäßig nicht wirtschaftlich<sup>21</sup>. Zum anderen unterscheidet sich das technische System eines Heizkraftwerks zur Verbrennung fester Biomasse deutlich von den im Bewertungsmodell dargestellten gasgefeuerten BHKW. Aus den genannten Gründen wird eine vereinfachte Methodik zur Bewertung von Flexibilisierungsoptionen für Holzheizkraftwerken (HHKW) angewendet, welche am Ende des Kapitels dargelegt ist.

### 3.2.1 Erstellung eines Wärmeabnahmeszenarios

Als Basis für die Modellierung des Anlagenbetriebs werden zunächst Wärmeabnahmeszenarios, zur Abbildung des realen Wärmeabsatzes und -erlöses der betrachteten BHKW, erstellt. Es lagen keine hinreichenden Daten aus dem Realbetrieb der hier betrachteten Anlagen vor. Für das Fernwärmelastprofil wird daher ein öffentlich verfügbarer realer Fernwärmelastgang der Stadtwerke Flensburg aus dem Jahr 2016 in stündlicher Auflösung sowie mit durchmischter Abnehmerstruktur herangezogen<sup>22</sup>. Abbildung 33 zeigt den normierten Lastgang im Verlauf eines Jahres sowie die geordnete Jahresdauerlinie der Wärmelast.

---

<sup>20</sup> Es werden also nur die Mehrerlöse und Mehrkosten der Flexibilisierungsmaßnahme im Vergleich zum Status quo betrachtet. Diese Betrachtungsweise stellt die aus Betreibersicht relevante Perspektive dar (Dotzauer et. al. (2018), S. 10)

<sup>21</sup> Vgl. Steindamm /Hoffstede (2016), S. 151

<sup>22</sup> Vgl. Stadtwerke Flensburg GmbH (2019)

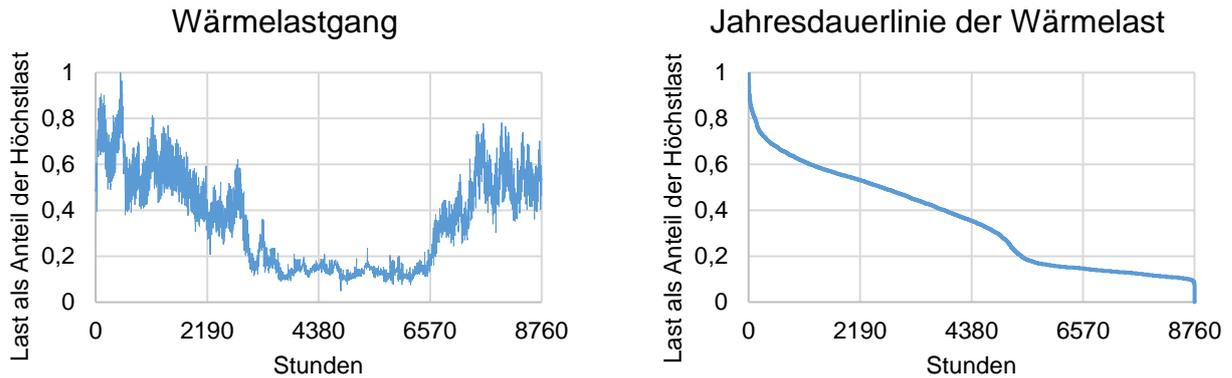


Abbildung 3: Normierter Wärmelastgang und Jahresdauerlinie eines Fernwärmenetzes

Quelle: Darstellung auf Basis von Stadtwerke Flensburg GmbH (2018)

Ausgehend von dem so erzeugten Wärmelastprofil werden unterschiedliche Wärmeabgabefälle betrachtet, in denen die erzeugte Wärme entweder in ein Fernwärmenetz eingespeist wird oder eine Objektversorgung erfolgt. Für beide Fälle wird das gleiche normierte Wärmelastprofil zugrunde gelegt. Es wird angenommen, dass das Wärmenetz – auch durch die im Netz vorhandenen Wärmespeicherkapazitäten – über eine hinreichend große Kapazität verfügt, um die erzeugte Wärme des BHKW jederzeit aufnehmen zu können<sup>23</sup>. Wärmespeicherkapazitäten können dagegen im Fall der Objektversorgung notwendig sein und werden für diesen Fall entsprechend berücksichtigt. Die beiden Fälle und dessen Erlösstruktur werden im Folgenden näher erläutert.

### Wärmeabgabefall „Wärmenetz“

Die Erlöse aus der Einspeisung in das Wärmenetz werden als variabel und abhängig von der Wärmelast betrachtet. Dazu wird eine synthetische Kostenkurve basierend auf den Wärmegrenzkosten der unterschiedlichen Erzeuger im Netz erstellt, im Folgenden als Merit-Order des Fernwärmenetzes bezeichnet. Die Erlöse aus der Netzeinspeisung entsprechen in diesem Fall den vermiedenen Betriebskosten der verdrängten Erzeuger, die für ein Modellnetz durch Müllverbrennungs-Abwärme, eine KWK-Anlage und einen erdgasbetriebenen Spitzenlastkessel gegeben sind<sup>24</sup>. Anhand dieser Erzeugungsstruktur, dem Anteil der Erzeuger an der insgesamt bereitgestellten Wärmemenge und den Grenzkosten der Erzeuger, wird die Merit-Order der Fernwärmebereitstellung und eine Kostenfunktion synthetisiert, durch die die Granularität der Abschätzung erhöht wird. Die Grenzkosten der Wärmeerzeugung werden dabei aus den Brennstoffkosten, dem Preis der benötigten CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie, im Fall der KWK-Anlage, der Stromgutschrift berechnet. Abbildung 44 zeigt den beispielhaften Verlauf der Merit-Order des Modellnetzes, den Verlauf der abgeleiteten Kostenkurve sowie die Funktion

<sup>23</sup> Vgl. AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (2013), S. 25. Die hier aufgeführten Fernwärmenetze weisen durchschnittlich eine Jahreshöchstlast von mehreren hundert MW auf. Ein BHKW mit einer typischen Leistung unter 2 MW entspricht damit weniger als 1 % der angeschlossenen Erzeugungskapazität und kann auch in Zeiten niedriger Last zur Bereitstellung von Brauchwasser einspeisen

<sup>24</sup> Vgl. Ebd., 132ff, 278–282. Die Autoren modellieren ein Fernwärmenetz, welches den Durchschnitt der in Deutschland betriebenen Fernwärmenetze abbildet

der Kostenkurve. Mittels dieser Funktion kann aus einem normierten Wärmelastgang eine Wärmepreiszeitreihe berechnet werden.

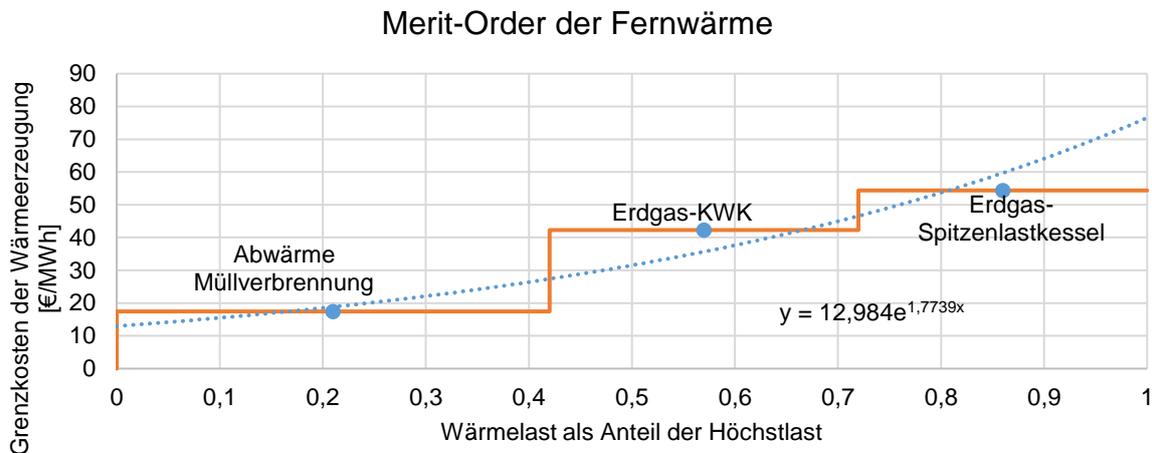


Abbildung 4: Merit Order der Wärmebereitstellung und abgeleitete Kostenfunktion in einem Modell-Fernwärmenetz

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGFW (2013)

### Wärmeabgabefall „Objektversorgung“

Der Fall „Objektversorgung“ modelliert beispielhaft die Versorgung eines Gebäudes. In diesem Szenario decken das BHKW und ein ausreichend groß dimensionierter, bereits vorhandener, Erdgas-Spitzenlastkessel den gesamten Wärmebedarf des Objekts, dessen Verlauf dem normierten Fernwärmelastgang entspricht. Die Annahme eines Spitzenlastkessels, der die Jahreshöchstlast decken kann, ergibt sich aus der Redundanzanforderung. Es wird angenommen, dass das Objekt über keine nennenswerte Wärmespeicherkapazität verfügt. Der Wärmebedarf wird normiert, sodass die effektive thermische Leistung des BHKW im Status quo 20 % der thermischen Höchstlast beträgt<sup>25</sup>.

### 3.2.2 Modellierung des Anlagenbetriebs

Im Status quo werden folgende Betriebsstrategien zugrunde gelegt:

- Für Biomethan wird – soweit nicht anderweitig angegeben – ein wärmegeführter Betrieb angenommen. Hierbei wird das BHKW angefangen in den Stunden mit der höchsten Wärmelast bei Nennleistung betrieben bis die thermische Jahresarbeit in Summe erreicht ist. Anhand der Merit-Order der Fernwärme werden die Erlöse aus der Fernwärmebereitstellung bestimmt
- Im Wärmeabgabefall Objektversorgung wird das BHKW in Stunden mit einer Wärmelast, die die thermische Nennleistung übersteigt, bei Nennlast betrieben. Liegt die Wärmelast zwischen thermischer Minimalleistung und Nennleistung, deckt das BHKW den gesamten Wärmebedarf bis wiederum die thermische Jahresarbeit erreicht ist. Der Referenzerlös berechnet sich aus den Kosten für Abdeckung der restlichen Wärmelast durch einen Spitzenlastkessel

<sup>25</sup> Vgl. Schellong (2016), S. 279

- Biogas-BHKW existieren bislang nicht im Portfolio der Stadtwerke, stellen jedoch den größten Teil der Biomasse-KWK-Anlagen dar (Abbildung 1). In der Regel werden diese kontinuierlich betrieben, wobei im Rahmen der Direktvermarktung in begrenztem Rahmen auf Preissignale der Strombörse (Day-Ahead-Markt) reagiert wird<sup>26</sup>. Es wird vereinfachend angenommen, dass das BHKW bei elektrischer Nennleistung betrieben wird, solange der Day-Ahead-Börsenstrompreis über dem jährlichen Medianpreis liegt. Bei einem Börsenstrompreis unter dem Medianpreis entspricht die elektrische Leistung des BHKW der Bemessungsleistung abzüglich der Differenz von Bemessungsleistung und Nennleistung, sodass die Jahresarbeit genau erreicht wird. Strommarkterlöse werden stündlich als Produkt der Börsenstrompreise und der erzeugten Arbeit berechnet. Die Wärmeerlöse ergeben sich analog zu Biomethan aus der Merit-Order der Fernwärme

Die Modellierung einer flexiblen Betriebsstrategie wird wie folgt vorgenommen:

- Eingangs wird die Art der Flexibilisierung definiert, wobei folgende Optionen untersucht werden: Zunächst wird eine nicht-investive, am Day-Ahead-Markt für Strom orientierte Optimierung des Anlagenbetriebs untersucht. Ferner wird eine Erweiterung der Stromerzeugungskapazität untersucht, wobei Überbauungsgrade von 2, 3, 4 und 5 untersucht werden. Ein Überbauungsgrad von 2 entspricht hierbei einer Verdopplung der Stromerzeugungskapazität gegenüber dem Ausgangsniveau. Die Stromerzeugungsmenge wird jeweils konstant gehalten, um einen Differenzkostenansatz ansetzen zu können
- Es werden Anlagenfahrpläne für den flexiblen Betrieb erstellt. Der Anlagenbetrieb wird für ein Jahr basierend auf acht Typtagen anhand einer historischen Preiszeitreihe für den Day-Ahead-Markt an der EPEX Spot aus dem Jahr 2017 simuliert. Die Optimierung des Anlageneinsatzes erfolgt in stündlicher Auflösung und entspricht somit einer Vermarktung am Day-Ahead-Markt, wie sie für viele Biomasse-BHKW in der Direktvermarktung üblich ist<sup>27</sup>

Aus Gründen der Modellkomplexität werden für die Modellierung repräsentative Typtage gewählt. Die Auswahl dieser Typtage erfolgt anhand der vier Jahreszeiten, wobei jeweils ein Werktag und ein Wochenendtag berücksichtigt wird und die Tage so gewählt werden, dass im Mittel der mittlere Day-Ahead-Preis realisiert und Preis-Spreads (in Form der Standardabweichung der Preise) näherungsweise abgebildet werden. Für die Modellierung wird ein Gesamtjahr durch anhand ihrer Häufigkeit gewichteten Typtage abgebildet, um letztlich Jahressummen, etwa die der Spotmarkterlöse, der erzeugten elektrischen Arbeit oder der Gasverbräuche berechnen zu können. Um repräsentative Tage für den Wärmebedarf jeder Jahreszeit zu erhalten, werden die zwei in der Mitte der meteorologischen Jahreszeiten gelegenen Wochen betrachtet und für jede Stunde der Wochentage und Wochenendtage die durchschnittliche Wärmelast berechnet. Im Falle von Feiertagen wurden die entsprechenden

---

<sup>26</sup> Vgl. Thrän (2015), S. 11

<sup>27</sup> Vgl. next-kraftwerke.de (2019)

Tage von angrenzenden Tagen ersetzt. Der Wärmelastgang wird ebenfalls anhand der Mittelwerte des ganzen Jahres bereinigt.

Der Einsatz der BHKW wird als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (mixed-integer linear program - MILP) mit dem Ziel einer Maximierung der zusätzlichen Gewinne in Form von Spotmarkterlösen abzüglich zusätzlicher Startkosten sowie abzüglich annuitätischer Kosten einer erforderlichen Gasspeichererweiterung formuliert. Die Anlagenkapazitäten sind hierbei exogen vorgegeben, Zubauentscheidungen – mit Ausnahme der Wahl einer sinnvollen Gasspeicherkapazität – sind nicht Bestandteil des Optimierungsproblems. Die Methodik orientiert sich mit Anpassungen und Erweiterungen im Wesentlichen an *Hochloff und Braun (2014)*. Es erfolgt eine detaillierte techno-ökonomische Modellierung des betrachteten Systems. Hierbei werden Anlagenbetriebszustände sowie Startentscheidungen durch Binärvariablen abgebildet. Für die Auslastung der Anlage werden Leistungsgrenzen vorgegeben, für Speicher werden intertemporale Restriktionen zu Speicherfüllständen und -gradienten eingefügt. Bei Teillastzuständen werden auftretende Wirkungsgradveränderungen berücksichtigt. Durch Berücksichtigung der annuitätischen Kosten in der Zielfunktion kann ein gewinnoptimaler Zubau an Gasspeicherkapazitäten bestimmt werden. Die Kapazität eines bei der Objektversorgung ggf. erforderlichen Wärmespeichers wird dagegen ex post anhand der Wärmebedarfe in einem vereinfachten Ansatz bestimmt.

### 3.2.3 Bestimmung einzelökonomischer Auswirkungen der Anlagenflexibilisierung

Nach Erstellung flexibler Anlagenfahrpläne und Bestimmung der Speichererweiterungen werden die Differenzkosten und -erlöse des Flexibilisierungsprojekts errechnet. Ferner sind weitere Eingangsdaten zu Preisentwicklungen, Kapitalstruktur und Verzinsung zu definieren. Diese Daten werden in eine dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung überführt. Die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen wird anhand ihres Kapitalwerts bewertet, wobei eine Anlagenflexibilisierung bei positivem Kapitalwert als ökonomisch vorteilhaft (gegenüber dem Status quo) angesehen wird. Die Annuitätenmethode wird zur Ergebnisdarstellung genutzt, um den Anteil der einzelnen Kosten- und Erlöspositionen am Gesamtergebnis abzubilden. Dazu werden die Barwerte aller Kosten- und Erlöspositionen als Annuität berechnet und visualisiert. Die zentralen Eingangsdaten und Annahmen sind nachfolgend dargelegt.

#### *Kostenpositionen*

Auf Kostenseite werden kapitalgebundene Kosten für investive Maßnahmen (Zubau zusätzlicher BHKW-Kapazität oder Erweiterungen der Gas- und Wärmespeicherkapazität) auf Basis von Kostenfunktionen berechnet. Betriebsgebundene Kosten werden ebenfalls anhand von Kostenfunktionen und der erzeugten Strommenge bestimmt. Verbrauchsgebundene Mehrkosten ergeben sich aus dem veränderten Anlagenbetrieb, etwa aus der zunehmenden Takthäufigkeit. Sonstige Kosten für zusätzlichen Versicherungs- oder Verwaltungsaufwand sowie Kosten für Unvorhergesehenes werden anteilig aus den Investitionskosten berechnet.

Die Investitionsausgaben für BHKW wurden aus Kostenfunktionen bestimmt, die basierend auf Herstellerangaben regelmäßig von der *ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.* - erhoben werden. Die BHKW-Investitionskosten beinhalten neben den Modulkosten noch Kosten für Steuerungs- und Fernüberwachungsinfrastruktur, Schmierölver- und -entsorgung, Katalysator, Schalldämpfung sowie Be- und Entlüftung. Die Kostenfunktionen haben die allgemeine Form  $k^{BHKW} = a * P^b$  und geben die spezifischen Kosten in  $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$  als Funktion der elektrischen Leistung an. Tabelle 1 gibt für Biogas- und Biomethan- bzw. Erdgas-BHKW die Werte für die Parameter  $a$  und  $b$  an.

Tabelle 1: Parameter der Kostenfunktion für spezifische BHKW-Investitionsausgaben

Leistungsklasse P [kW]	Biogas		Erdgas	
	$a_B$	$b_B$	$a_E$	$b_E$
< 100	10267	-0,497	5438	-0,351
100 – 1000	4276	-0,325	4907	-0,352
> 1000	1000,1	-0,117	460,89	-0,015

Quelle: ASUE (2014), S. 11

Die zusätzlich anfallenden Ausgaben für die Installation der Komponenten sowie Ausgaben für die Erweiterung der Gasspeicherkapazität und für Kurzzeitwärmespeicher als weitere kapitalgebundene Kostenpositionen sind in Anhang A: Ergänzende Informationen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung dargestellt.

Bei den betriebsgebundenen Kostenpositionen sind in erster Linie zusätzliche Kosten für Wartung und Instandhaltung anzuführen, die ebenfalls in Anhang A: Ergänzende Informationen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung aufgeschlüsselt sind. In Bezug auf die Brennstoffbezugskosten ergeben sich wegen der Annahme einer gleichbleibenden Stromerzeugungsmenge keine Veränderungen mit Ausnahme von geringfügigen zusätzlichen Kosten durch vermehrten Teillastbetrieb infolge von Wirkungsgradverlusten, der ebenfalls zu leicht erhöhtem Verschleiß und Schmierölmehrverbrauch führt. Im Modell wurden diese Kostenpositionen als Startkosten pro Takt berücksichtigt. Die Startkosten wurden mit 10 € pro MW und Start angenommen<sup>28</sup>. Bei Biogasanlagen anfallende Mehrkosten, welche gegebenenfalls mit Maßnahmen des Fütterungsmanagements einhergehen, werden nicht bei der Berechnung der Kosten berücksichtigt, da keine seriöse Abschätzung über ihre Höhe zu treffen ist. Sonstige Kosten sind in Anhang A: Ergänzende Informationen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung dargelegt.

### Erlöspositionen

Erlösseitig ergeben sich Differenzerlöse aus den Spotmarkterlösen für Elektrizität und den Erlösen für die Wärmebereitstellung. Kapazitätszahlungen für die Vorhaltung zusätzlicher Verstromungskapazität regelt das EEG, einen Investitionszuschuss für Wärmespeicher das

<sup>28</sup> Vgl. Welteke-Fabricius (2018a), S. 52; Hochloff /Braun (2014), S. 130

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Weitere Erlöse bringen Effizienzgewinne des neu zugebauten BHKW sowie die geringere Auslastung des Bestands-BHKW.

Der Differenzerlös für Elektrizität entspricht der Differenz zwischen den im flexiblen Betrieb erwirtschafteten Spotmarkterlösen und den Spotmarkterlösen des Status quo. Die Differenzerlöse für die Wärmebereitstellung ergeben sich für den Fernwärmeabsatzfall jeweils aus der synthetischen Merit-Order des Fernwärmenetzes. Bei der Objektversorgung wird die Differenz der Brennstoffkosten des Spitzenlastkessels betrachtet, der den verbleibenden Wärmebedarf deckt. Für den erdgasbetriebenen Heißwasser-Spitzenlastkessel wird ein mittlerer Jahresnutzungsgrad<sup>29</sup> von 0,85 und ein Erdgaspreis<sup>30</sup> von 0,044  $\frac{\text{€}}{\text{kWh}_{HS}}$  angenommen.

Für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazität haben Anlagenbetreiber Anspruch auf Zahlung der Flexibilitätsprämie oder des Flexibilitätszuschlags nach dem EEG (s. Kapitel 4.1.2). Für Anlagen, die nach August 2014 erstmalig in Betrieb genommen wurden, besteht nach § 50a EEG 2017 ein Anspruch auf Flexibilitätszuschlag i.H.v. 40 € pro Kilowatt installierter elektrischer Gesamtleistung. Für den Differenzansatz wird nur der zusätzliche Teil des Flexibilitätszuschlags für das neu zugebaute BHKW berücksichtigt.

Die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor August 2014 in Cent pro kWh<sub>el</sub> berechnet sich gemäß Anlage 3 zu § 50b EEG 2017 nach (1) mit  $P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{Kor} - P_{Bem})$ , wobei für Biomethan ein Korrekturfaktor  $f_{Kor} = 1,1$  und für Biogas ein Wert  $f_{Kor} = 1,6$  gilt.

$$\text{Flexibilitätsprämie} = \frac{P_{Zusatz} * 130 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 100 \frac{\text{Cent}}{\text{€}}}{P_{Bem} * 8760 \text{ h}} \quad (1)$$

Neu errichtete oder umgerüstete Wärmespeicher werden nach dem KWKG mit einem Investitionszuschlag gefördert (siehe Kapitel 4.1.3) Der Zuschlag beträgt 250 € pro Kubikmeter Wasseräquivalent, ab 50 m<sup>3</sup> jedoch maximal 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten. Die Zuschlagshöhe ist zudem auf 10 Millionen € begrenzt<sup>31</sup>. Weitere erlösseitige Auswirkungen neben den benannten zentralen Elementen sind in Anhang A: Ergänzende Informationen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung dargelegt.

### Weitere Eingangsdaten

Der kalkulatorische Zinssatz wird nach der Methode der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (weighted average cost of capital – WACC) des Anlagenbetreibers bestimmt. Tabelle 2 zeigt das zum Einsatz kommende Modell zur Berechnung der WACC<sup>32</sup>.

<sup>29</sup> Vgl. Ebd., 309

<sup>30</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2018), S. 337. für Gewerbekunden mit einer jährlichen Abnahmemenge bis 116 MWh

<sup>31</sup> Vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2017), S. 5f

<sup>32</sup> Vgl. Konstantin (2017), S. 18

Tabelle 2: Modell zur Berechnung der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten zur Bestimmung des Kalkulationszinssatzes

Position	Eigenkapital	Fremdkapital
Kapitalanteile <sup>33</sup>	35,00 %	65,00 %
EK-Rendite <sup>34</sup> /FK-Zinssatz <sup>35</sup>	6,00 %	2,45 %
Investitions-Risikoaufschlag <sup>36</sup>	6,00 %	1,00 %
Unternehmensbesteuerung gesamt 29,83 % <sup>37</sup>	2,551 %	0,00 %
Kapitalkosten vor Steuern	<b>14,55 %</b>	<b>3,45 %</b>
<b>Gewichteter Mittelwert (WACC) nominal</b>	<b>7,34 %</b>	

Quelle: Eigene Darstellung nach Konstantin (2017), S. 18

Für inflationsbehaftete Positionen wie Gaspreise, Dienstleistungen und Personalaufwendungen wird aufgrund historischer Daten eine jährliche Preissteigerung von 1,5 % angenommen<sup>38</sup>. Die Spotmarktmehrerlöse für Elektrizität hingegen sind abhängig von den Schwankungen des Strompreises, nicht von seiner absoluten Höhe. Die Entwicklung der Spotmarktmehrerlöse wird anhand von Strompreisszenarien des Fachgebiets Energie- und Ressourcenmanagement der Technischen Universität Berlin für das Jahr 2035 bestimmt<sup>39</sup>. Dabei werden die Standardabweichung der Strompreiszeitreihen für 2035 bestimmt und der Zuwachs zum Jahr 2016, dem Basisjahr der Studie, berechnet. Da es sich bei solch langfristigen Prognosen um sehr sensitive Annahmen handelt, werden nur die Szenarien in die Berechnung einbezogen, welche die Zunahme der Preisspreads konservativ einschätzen. Damit wird das Risiko in der Kalkulation der zukünftigen Mehrerlöse begrenzt, um die Kapitalkosten der Risikoübernahme durch regelmäßig risikoaverse private Wirtschaftssubjekte gering zu halten<sup>40</sup>. Die jährliche Zunahme der Spotmarktmehrerlöse wurde demnach mit 2,4 % angenommen. Eine Erlöspotenzialanalyse für Flexibilisierungsprojekte für Biogasanlagen kommt zu einem vergleichbaren Ergebnis<sup>41</sup>.

Die Betrachtungsdauer für die Flexibilisierungsmaßnahmen wird mit  $n = 20$  Jahren angenommen und entspricht damit der EEG-Förderdauer für Neuanlagen sowie dem maximalen Anspruch auf Zahlung des Flexibilitätszuschlags. Für den Fall, dass die erste EEG-Förderung der Bestandsanlagen im Laufe des betrachteten Zeitraums endet, wird ein Weiterbetrieb der Anlagen mit gleicher Bemessungsleistung unterstellt. Eine etwaige Anschlussförderung nach dem EEG, wie derzeit in § 39f vorgesehen, lässt sich für die Zukunft nicht seriös vorhersagen. Da die Höhe der Förderung im gewählten Differenzansatz nicht maßgeblich ist, wird eine Anschlussförderung angenommen, die hinreichende Anreize zum

<sup>33</sup> Vgl. PwC PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (2018), S. 31

<sup>34</sup> Vgl. Angabe des betrachteten EVU

<sup>35</sup> Vgl. PwC PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (2018), S. 24

<sup>36</sup> Vgl. Konstantin (2017), S. 18

<sup>37</sup> Vgl. Bundesministerium der Finanzen (2018), S. 16

<sup>38</sup> Vgl. Statistisches Bundesamt (2019)

<sup>39</sup> Vgl. Eigene Berechnungen nach TU Berlin E&R (2017)

<sup>40</sup> Für eine ausführliche institutionsökonomische Erläuterung vgl. Beckers et. al. (2008), S. 21f

<sup>41</sup> Die Untersuchung legt ebenfalls Preisschwankungen von Prognosen für die Entwicklung der stündlichen Strompreise bis 2035 zugrunde. Vgl. Welteke-Fabricius (2018a), S. 26f

Weiterbetrieb der Anlage bietet. Etwaige Liquidationserlöse für die BHKW werden dementsprechend nicht in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt.

### *Sensitivitätsanalyse*

Neben dem Kalkulationszinssatz, der Inflationsrate und der Steigungsrate der Spotmarktmehrerlöse, deren Entwicklungen für die Laufzeit der Investition nur mit großer Unsicherheit prognostiziert werden können, wird auch für die BHKW-Investitionskosten eine Sensitivitätsberechnung durchgeführt. Da deren Höhe aus Kostenfunktionen und nicht anhand eines realen Herstellerangebots bestimmt wird, kann der reale Wert von den Modellabnahmen abweichen. Zudem wird der Einfluss der Wartungskosten untersucht, da die der Kostenfunktion zugrundeliegenden Werte sehr breit gestreut sind. Zuletzt wird die Auswirkung einer Änderung der Höhe der Zahlungen für Flexibilität aus dem EEG betrachtet. Die Eingangsparameter werden auf einer Bandbreite von -50 % bis + 50 % in Schritten von 10 % variiert und jeweils der zugehörige Kapitalwert der Anlagenflexibilisierung bestimmt.

### 3.2.4 Abweichungen und Grenzen im Bewertungsmodell für Holzheizkraftwerke

Wie zu Beginn des Kapitels 3 erwähnt, wird bei Holzheizkraftwerken eine gesonderte Methode zur Bewertung der Flexibilisierungsoptionen herangezogen. Als wesentlicher Unterschied zur Flexibilisierung von BHKW wird der Zubau von Verstromungskapazität nicht betrachtet, da sich dieser aufgrund der komplexeren Technologie und mangelnder regulatorischer Anreize laut der einschlägigen Literatur nicht wirtschaftlich realisieren lässt<sup>42</sup>. Weiterhin berücksichtigt das Modell keine Kraftwerke mit variabler Stromkennzahl, da diese aufgrund der mehrdimensionalen Kraftwerkseinsatzplanung eines anderen Modellierungsansatzes bedürfen. Betrachtet werden nur Dampfturbinen-HHKW mit Gegendruckturbinen. Das trägere Laständerungsverhalten von HHKW bleibt unberücksichtigt. Der Genauigkeitsverlust wird jedoch durch die stündliche Auflösung der Modellierung als vernachlässigbar eingeschätzt.

Als Wärmeabnahmeszenario wird die Einbindung in ein kleines Fernwärmenetz angenommen. Die thermische Nennlast des HHKW entspricht dabei 20 % der Netzhöchstlast. Zur Erhöhung der Flexibilität kann ein Wärmespeicher eingesetzt werden. Der Betrieb des Wärmespeichers ist jedoch nicht Teil der Fahrplanoptimierung. Der Speicher wird geladen, wenn die Wärmeerzeugung des HHKW die thermische Last des Wärmenetzes übersteigt und entladen, wenn das HHKW nicht in Betrieb ist.

Durch die Möglichkeit, die Elektrizitätserzeugung durch eine Dampfumleitung um die Turbine sehr schnell auf 10 % der Nennleistung herunterzufahren, sind Dampfturbinen-HKW zur Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung (SRL) gut geeignet. Um das Erlöspotenzial aus der Bereitstellung negativer SRL grob abzuschätzen, bedarf es aber zunächst einer zugrunde gelegten Gebotsstrategie. Die gewählte Strategie setzt sich aus einem hinreichend niedrigen Leistungspreis und einem hohen Arbeitspreis zusammen. Damit soll in jeder Ausschreibung

---

<sup>42</sup> Vgl. Hoffstede et. al. (2018), S. 38

ein Zuschlag für die Rückhaltung negativer SRL erreicht und gleichzeitig ein tatsächlicher Abruf verhindert werden. Dadurch wird der Fahrplan der Anlage nicht durch Aktivität am Regelleistungsmarkt beeinträchtigt und die Erlöse lassen sich unabhängig voneinander berechnen.

Nach der Fahrplanoptimierung für jeden Typtag, in dem die Anlage ohne Unterbrechung betrieben wird, ist folglich eine erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung für negative SRL unterstellt. Die bereitgestellte negative SRL entspricht dabei der Differenz zwischen der geringsten elektrischen Leistung des Typtages und der minimalen elektrischen Leistung der Anlage im Turbinenbypassbetrieb. Die Höhe des Leistungspreises wird für jede Ausschreibung und damit auch für jeden Typtag mit 5,50 €/MW beziffert. Dieser Preis entspricht dem Mittelwert der jeweils niedrigsten Gebote aller Ausschreibungen von negativer SRL im Jahr 2017<sup>43 44</sup>.

Die hier gewählte Gebotsstrategie vereinfacht die Erlösberechnung am Regelleistungsmarkt und stellt eine konservative Schätzung dar. Im Realbetrieb würden sich die Arbeitspreisgebote wohl nach den zu erwartenden Gewinnen am Spotmarkt richten, wodurch höhere Gesamtgewinne resultieren könnten und ein tatsächlicher Abruf betriebswirtschaftlich sinnvoll sein könnte. Weiterhin sei erwähnt, dass sich regulatorische Rahmenbedingungen auf den Regelleistungsmärkten stetig ändern und Erlöse aus Regelleistung für kommende Jahre nur schwer zu beziffern sind.

Anhand von Kostenschätzung und der Umrüstung einer Pilotanlage<sup>45</sup> wurden Investitionskosten in Höhe von 2000 €/MW<sub>Gesamt</sub> für die Anpassung der Regelungstechnik angenommen, um einen Turbinenbypassbetrieb des HHKW zu ermöglichen.

Der maximale Teillastanteil von HHKW wird mit 60 % angenommen, bedingt durch die kesselseitige Restriktion<sup>46</sup>. Als Brennstoff wird Landschaftspflegeholz mit einem Energiegehalt von 5 MW/t<sup>47</sup> und Kosten von 59 €/t<sup>48</sup> bezogen auf die Trockenmasse angenommen. Infolge längerer Anfahrzeiten und des damit verbundenen Brennstoffverbrauchs ist mit höheren Startkosten zu rechnen, die analog zu ebenfalls auf dem Dampfkraftprozess basierenden Braunkohlekraftwerken mit 50 €/MW angenommen werden<sup>49</sup>. Alle weiteren Parameter werden analog zur Modellierung von BHKW angenommen.

### 3.3 Vorgehen zur Ableitung von Handlungsempfehlungen

Basierend auf der juristischen sowie der ökonomischen Analysen und den bereits identifizierten Hemmnissen und Handlungsoptionen werden schließlich

---

<sup>43</sup> Im Jahr 2017 wurde SRL noch wöchentlich ausgeschrieben. Der Durchschnitt des jeweils niedrigsten Gebots beträgt ca. 38 €/MW pro Woche. Die Erlösrechnung basiert allerdings auf Tagen, weshalb dieser Preis nochmal auf den Preis pro Tag (5,50 €/MW) umgewandelt wurde

<sup>44</sup> Vgl. Regelleistung.net (2017)

<sup>45</sup> Vgl. Hoffstede et. al. (2016), S. 39, 86

<sup>46</sup> Vgl. Ebd., 35

<sup>47</sup> Vgl. o.V. (2016), S. 20

<sup>48</sup> Vgl. Hoffstede et. al. (2016), S. 22

<sup>49</sup> Vgl. Dubucq (2018), S. 87

Handlungsempfehlungen abgeleitet. Hierbei wird das Spektrum an juristischen Handlungsoptionen durch Vorschläge aus der ökonomischen Literatur erweitert. Die Handlungsoptionen werden diskutiert und zu Handlungsempfehlungen kondensiert. Als Prämissen für die Bildung von Handlungsempfehlungen wird einerseits gefordert, dass diese aus energiesystemischer Sicht grundsätzlich passfähig sind. Zum anderen müssen die Handlungsempfehlungen zur Behebung derjenigen einzelwirtschaftlichen Hemmnisse führen, die zu Anreizwirkungen führen, welche wiederum konform mit einem zukünftig dekarbonisierten Energiesystem sind. Die Handlungsempfehlungen werden in Bezug auf die Kriterien Dekarbonisierungsbeitrag, Beitrag zur Integration von FEE, Kosteneffizienz sowie Investitionssicherheit diskutiert. Bei jeweils vorteilhafter Einschätzung ergibt sich eine Legitimation der entsprechenden Handlungsempfehlung. Für die entwickelten Handlungsempfehlungen wird ein Ausblick zur potenziellen Anpassung des Rechtsrahmens gegeben.

## 4 AKTUELLER REGULATORISCHER RAHMEN UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

### 4.1 Aktueller Rechtsrahmen für Biomasse-KWK

Der rechtliche Rahmen für KWK-Anlagen wird maßgeblich durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgegeben. Das KWKG regelt die Stromerzeugung durch KWK-Anlagen, unabhängig vom Einsatzstoff. Kohlebetriebene KWK-Anlagen wurden mit der KWKG-Novelle 2016 aus dem Anwendungsbereich der Förderung des KWKG ausgenommen, vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 KWKG. Auf Biomasse-KWK-Anlagen findet zusätzlich das EEG Anwendung, da Biomasseanlagen gem. § 3 Nr. 21 dem EEG unterfallen. Für Biogasanlagen gilt gem. § 39h EEG 2017 zudem der sog. „Maisdeckel“. Danach darf in Biogasanlagen nur bis zu 50 % Getreide und Mais eingesetzt werden, wobei dieser Anteil bis 2022 auf 44 % sinkt, § 39h Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017.

Beide Gesetze enthalten Vergütungsmechanismen für die Stromerzeugung durch Biomasse-KWK-Anlagen. Anlagenbetreiber können wählen, ob sie die Förderung auf Grundlage des KWKG oder des EEG in Anspruch nehmen, die Förderung darf nicht kumuliert erfolgen, § 1 Abs. 3 KWKG.

#### 4.1.1 Vergütung der Stromerzeugung durch Biomasse-KWK nach dem KWKG

Das KWKG knüpft an die Steigerung der Energieeffizienz durch gleichzeitige Nutzbarmachung der eingesetzten Energie als elektrische Energie und Nutzwärme, vgl. § 1 Abs. 1 und § 2 Nr. 13 KWKG an. Gem. § 6 Abs. 1 Nr. 2 KWKG unterfallen Anlagen der Biomasse-KWK dem Anwendungsbereich des KWKG.

Gem. § 3 Abs. 1 KWKG hat der Anlagenbetreiber einen Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Anschluss und Abnahme des in der KWK-Anlage erzeugten Stroms, § 3 Abs. 1 KWKG. Die Regelungen des EEG 2017 gelten insoweit entsprechend, vgl. § 3 Abs. 1 S. 2 KWKG. Der Anspruch aus § 3 Abs. 1 KWKG ist an den in der KWK-Anlage erzeugten Strom geknüpft; ein entsprechender Anspruch für die Vergütung der erzeugten Wärme existiert nicht. Der Anspruch besteht nach § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 KWKG zudem nur für hocheffiziente KWK-Anlagen. Hocheffizient ist eine Anlage gem. § 2 Nr. 8a KWKG, wenn sie den Voraussetzungen der EU-Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU entspricht. Danach muss die Anlage gegenüber der getrennten Bereitstellung von Strom und Wärme mindestens 10 % Primärenergieeinsparung erzielen.

Mit der KWKG-Novelle 2016 wurde das Vergütungssystem für den in KWK-Anlagen erzeugten Strom grundsätzlich umgestellt. Um eine Förderung nach dem KWKG in Anspruch zu nehmen, müssen die Betreiber von KWK-Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 100 kW grundsätzlich den erzeugten Strom entweder direkt vermarkten oder selbst verbrauchen, § 4 Abs. 1 KWKG. Gem. § 8d Abs. 1 KWKG kann die KWKG-Förderung bei Anlagen, deren Strom direkt vermarktet wird, auch für den Eigenverbrauch gewährt werden. Die Förderung des Eigenverbrauchs stellt einen wesentlichen Unterschied zur Förderung nach dem EEG 2017 dar. Dem Eigenverbrauch (eines Teils) des erzeugten Stroms nach dem EEG 2017 stehen regelmäßig die §§ 27a, 52 Abs. 1 S. 1 Nr. 4, S. 2 EEG 2017 entgegen. Danach ist der

Eigenverbrauch ausgeschlossen bei Anlagen, die Zahlungen nach dem EEG 2017 in Anspruch nehmen und deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt wurde. Wird hiergegen verstoßen, verringert sich der anzulegende Wert für das gesamte Kalenderjahr auf null. Es besteht entsprechend für diesen Zeitraum kein Zahlungsanspruch nach dem EEG 2017. Dies ist nach der Systematik des EEG 2017 für neu zu errichtende Anlagen der Regelfall (s.u.).

Auch ist der Begriff der Direktvermarktung im KWKG weiter gefasst als im EEG 2017. Um eine Förderung nach dem KWKG in Anspruch zu nehmen, muss der Strom nämlich – im Gegensatz zum EEG 2017 – nicht in das Netz eingespeist werden, sondern lediglich an einen Dritten geliefert werden. Dritter in diesem Sinne können auch Letztverbraucher sein, § 4 Abs. 1 Satz 2, 3. KWKG.

Kleinere Anlagen bis 100 Kilowatt können gem. § 4 Abs. 2 KWKG vom Netzbetreiber weiterhin die **kaufmännische Abnahme** des erzeugten KWK-Stroms verlangen. Kaufmännische Abnahme bedeutet dabei nach § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG Ankauf zum üblichen Preis<sup>50</sup>.

Für KWK-Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 100 kW gilt grundsätzlich die Pflicht zur Direktvermarktung des erzeugten Stroms, sofern der Strom nicht selbst verbraucht wird, § 4 Abs. 1 Satz 1 KWKG. Zusätzlich zu dem Börsenstrompreis, den der KWK-Anlagenbetreiber durch die Direktvermarktung des KWK-Stroms erzielt, erhält er einen Zuschlag für den KWK-Strom nach §§ 5ff. KWKG. Die **Höhe des Zuschlags** wird unterschiedlich ermittelt:

Neue und modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis einschließlich 1 MW und mehr als 50 MW oder nachgerüstete KWK-Anlagen haben nach § 5 Abs. 1 KWKG einen Anspruch auf Zuschlagszahlung für den KWK-Strom nach den §§ 6 bis 8 KWKG. Die Höhe des Zuschlags ist gesetzlich festgelegt, richtet sich nach der Leistung und beträgt zwischen 3,1 Cent/kWh und 8 Cent/kWh, vgl. § 7 Abs. 1 KWKG. Für Anlagen kleiner 50 kW beträgt der Zuschlag nach § 7 Abs. 3a Nr. 1 KWKG 16 Cent/kWh.

Bei neuen und modernisierten Anlagen im Segment von mehr als 1 MW bis einschließlich 50 MW elektrischer Leistung wird die Höhe des Zuschlags durch ein Ausschreibungsverfahren ermittelt, § 5 Abs. 2, § 8a KWKG i.V.m. KWK-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV). Gem. § 5 KWKAusV beträgt der Höchstwert des Zuschlags 7,0 Cent/kWh für KWK-Anlagen bzw. 12,0 Cent/kWh für innovative KWK-Systeme.

Nach § 3 Abs. 1 KWKAusV beträgt das Ausschreibungsvolumen zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Dezember jeweils 100 MW installierte KWK-Leistung.

Ein Sonderfall sind sog. Innovative KWK-Systeme. Unabhängig von der elektrischen Leistung besteht für Innovative KWK-Systeme ein separater Anspruch auf Förderung, der höher als die Förderung gem. §§ 6 – 8 und 8a KWKG ausfallen kann. Hierfür ist ein gesondertes Ausschreibungsverfahren vorgesehen, §§ 5 Abs. 2, 8b KWKG i.V.m. KWKAusV. Nach der Legaldefinition von § 2 Nr. 9a KWKG handelt es sich hierbei um besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln. Diese offene Definition wird durch die KWKAusV konkretisiert. Danach ist

---

<sup>50</sup> Der übliche Preis nach Satz 1 ist der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal, § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG

Voraussetzung für die Teilnahme an Ausschreibungen, dass das Innovative KWK-System die in § 24 KWKAusV genannten Merkmale erfüllt. Danach muss es sich u.a. um eine neue oder modernisierte KWK-Anlage handeln (§ 24 Abs.1 Nr. 1 KWKAusV), die über fabrikneue und ausreichend dimensionierte Komponenten zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme (§ 24 Abs. 1 Nr. 2 KWKAusV) und einen elektrischen Wärmeerzeuger verfügt (§ 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusV). Die einzelnen Komponenten des KWK-Systems müssen gemeinsam geregelt und gesteuert werden, § 24 Abs.1 Nr. 4 KWKAusV.

Das innovative KWK-System muss zudem in der Lage sein, die Wärmeleistung, die aus dem KWK-Prozess maximal ausgekoppelt werden kann, zu mindestens 30 Prozent mit dem elektrischen Wärmeerzeuger (Power to Heat) zu erzeugen, § 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusV.

Die **Förderdauer** bemisst sich nach **Vollbenutzungsstunden**. Gem. § 8 Abs. 1 und 2 KWKG beträgt die Förderdauer 30.000 Vollbenutzungsstunden. Ab dem Kalenderjahr 2021 wird der Zuschlag für bis zu 5.000, ab 2023 für bis zu 4.000 und ab 2025 für bis zu 3.5000 Vollbenutzungsstunden pro Kalenderjahr bezahlt. Die Vollbenutzungsstunden für Anlagen kleiner 50 kW wurden mit der KWKG Novelle aus August 2020 von 60.000 auf 30.000 reduziert. Im Gegenzug wurde die Förderung von 8 auf 16 Cent/kWh erhöht. Bestehende KWK-Anlagen erhalten gem. § 13 Abs. 4 KWKG die Förderung über einen Zeitraum von 16.000 Vollbenutzungsstunden, für jedes abgelaufene Kalenderjahr ab dem 1. Januar 2017 verringert sich die Dauer der Zuschlagzahlung um die tatsächlich erreichte Anzahl der Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlage, mindestens aber um 4.000 Vollbenutzungsstunden.

Insgesamt sind die Anreize für **eine flexible Fahrweise** von Biomasse-KWK-Anlagen unter der Förderung nach dem KWKG gering. Die Pflicht zur Direktvermarktung<sup>51</sup> allein stellt einen begrenzten Flexibilisierungsanreiz dar, da die Zuschläge für KWK-Strom unabhängig vom Börsenstrompreis bemessen werden und somit nur ein Teil der Erlöse durch die Vermarktungsstrategie beeinflussbar ist. Daher besteht für Anlagenbetreiber nur ein begrenzter Anreiz, den Betrieb der Anlagen in Abhängigkeit der Börsenstrompreise zu flexibilisieren. Für Bestandsanlagen besteht zudem durch die Verringerung der Vollbenutzungsstunden ein Anreiz für den Betrieb mit mindestens 4.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Seit der neusten Novelle des KWKG aus August 2020 sehen die §§ 7a bis 7e KWKG zudem verschiedene Boni, beispielsweise für innovative erneuerbare Wärme oder einen Südbonus vor.

#### 4.1.2 Vergütung der Stromerzeugung durch Biomasse-KWK nach dem EEG

Biomasse-KWK-Anlagen können alternativ zu den §§ 5ff. KWKG eine Förderung für den KWK-Strom nach § 19 **EEG 2017** in Anspruch nehmen. § 1 Abs. 3 KWKG stellt jedoch klar, dass in diesem Fall keine zusätzliche Förderung durch das KWKG möglich ist.

§ 19 Abs. 1 EEG verpflichtet die Netzbetreiber zu einer Vergütung des in der EE-Anlage erzeugten Stroms. Die Zahlungsansprüche sind die Marktprämie nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20

---

<sup>51</sup> Eine Direktvermarktung im Sinne des § 4 Abs. 1 KWKG liegt abweichend vom EEG 2017 bei einer Lieferung des Stroms an Dritte, welche auch Letztverbraucher sein können, vor

EEG 2017 und die Einspeisevergütung nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017<sup>52</sup>. Darüber hinaus besteht für den EE-Anlagenbetreiber die Möglichkeit, den EE-Strom ohne Inanspruchnahme der Zahlungsansprüche außerhalb des EEG zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung, § 21a EEG 2017). Im Falle der sonstigen Direktvermarktung kann daher auch eine teilweise Eigenversorgung erfolgen. Dies gilt jedoch nicht, sobald der Strom auch nur teilweise gefördert direktvermarktet werden soll. In diesem Fall steht § 27a EEG der (teilweisen) Eigenversorgung entgegen.

Im Regelfall wird EE-Strom über die geförderte Direktvermarktung in Form der Marktprämie veräußert. Der Vorrang der Direktvermarktung ist in § 2 Abs. 2 EEG 2017 verankert. Die Einspeisevergütung ist bereits seit dem EEG 2014 der Ausnahmefall.

Der Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber auf Einspeisevergütung besteht gemäß §§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 unter folgenden Voraussetzungen: Der Anlagenbetreiber muss den Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung (vgl. § 3 Nr. 35 EEG 2017) einspeisen; bei der Anlage muss es sich entweder um eine Anlage handeln, deren installierte Leistung nicht mehr als 100 Kilowatt (Kleinanlagen) beträgt (§ 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017), oder bei Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt der Fall der sog. Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017) vorliegen. Die Ausfallvergütung kann von Anlagenbetreibern für den begrenzten Zeitraum von maximal drei aufeinanderfolgenden und insgesamt maximal sechs Kalendermonaten pro Kalenderjahr geltend gemacht werden, wenn die Strommengen nicht direktvermarktet werden.

Die Höhe der Einspeisevergütung entspricht gemäß § 53 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 dem jeweiligen anzulegenden Wert<sup>53</sup> abzüglich 0,2 Cent/kWh für Strom aus Biomasseanlagen. Abweichend davon besteht bei Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ein Anspruch in Höhe der um 20 % verringerten anzulegenden Werte (§ 53 Satz 2 EEG 2017). Insofern handelt es sich bei der Ausfallvergütung um einen Sicherungsmechanismus und nicht um eine betriebswirtschaftlich anzustrebende Vermarktungsform.

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 am 01.08.2014 besteht der Anspruch auf Einspeisevergütung nur für Strom aus Anlagen mit höchstens 500 kW installierter Leistung und Inbetriebnahme vor dem 01.01.2016. Für Anlagen, die nach dem 31.12.2015 in Betrieb gehen, besteht der Anspruch auf Einspeisevergütung nur bis zu einer installierten Leistung von 100 kW.

Der Regelfall ist aktuell die geförderte Direktvermarktung. In diesem Fall erhalten die Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine Marktprämie. Grundsätzlich sind Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt, die nach dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden und die die Voraussetzungen des § 21 EEG 2017 nicht erfüllen, zur Direktvermarktung

---

<sup>52</sup> Der Mieterstromzuschlag nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG 2017 kommt für Biomasse-KWK nicht in Betracht, da dieser nur für Solaranlagen gilt

<sup>53</sup>Der anzulegende Wert ist die die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie, der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags. Abhängig von der Größe der Anlage wird er von der Bundesnetzagentur im Rahmen einer Ausschreibung nach § 22 in Verbindung mit den §§ 28 bis 39j ermittelt oder durch die §§ 40 bis 49 gesetzlich bestimmt, vgl. § 3 Nr. 3 EEG 2017

(durch den Anlagenbetreiber selbst oder durch einen Dritten, sog. Direktvermarkter) verpflichtet, vgl. §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, § 100 Abs. 1 EEG 2017.

Um die Marktprämie in Anspruch nehmen zu können, müssen die Voraussetzungen von § 20 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 EEG 2017 kumulativ vorliegen:

- Nr. 1: Der Strom muss direkt vermarktet werden, d.h. an Dritte veräußert werden und dabei durch das Netz durchgeleitet werden (vgl. § 3 Nr. 16 EEG 2017)
- Nr. 2: Der Anlagenbetreiber überlässt dem Netzbetreiber das Recht, den Strom als „aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen
- Nr. 3: Die Anlage muss fernsteuerbar sein (vgl. § 20 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 EEG 2017)
- Nr. 4: Der Strom muss in einem „sortenreinen“ Bilanzkreis bilanziert werden ((EEG-)Marktprämienbilanzkreis), d. h. in einem Bilanzkreis, in dem grundsätzlich nur direkt vermarkteter Strom eingestellt wird. Hintergrund hierfür ist, dass der Strom mit der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung physisch „grau“ würde. Die Förderung „grauer“ Strommengen soll durch die Bilanzierung in einem sortenreinen Bilanzkreis vermieden werden.

Die Marktprämie ist ein Zuschuss für den Anlagenbetreiber (bzw. Direktvermarkter) zum durch die Direktvermarktung erzielbaren Strompreis. Die Höhe der Marktprämie wird seit dem EEG 2017 von der Bundesnetzagentur durch Ausschreibungen ermittelt, § 22 Abs. 1 EEG 2017; für die jeweiligen Anlagentypen gelten Bagatellgrenzen. So sind **Biomasseanlagen** mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt von der Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen, vgl. § 22 Abs. 4 S. 2 EEG 2017 i.V.m. § 22 Abs. 2 S. 2 und 3 S. 2 EEG 2017. Der anzulegende Wert wird in diesem Fall weiterhin gesetzlich nach §§ 46ff. EEG 2017 und nicht wettbewerblich festgelegt.

Im Ausschreibungsverfahren bieten die Anlagenbetreiber in Cent pro kWh auf den sog. „anzulegenden Wert“. Dieser bildet somit die Rechengrundlage für die Ermittlung der Marktprämie. Die **Marktprämie** errechnet sich gemäß § 23a EEG i.V.m Anlage 1 EEG 2017 aus der Differenz zwischen dem wettbewerblich ermittelten oder gesetzlich bestimmten **anzulegenden Wert** und dem jeweiligen (energieträgerspezifischen) **Monatsmarktwert**. Dieser bestimmt sich nach Anlage 1 Ziff. 2 EEG 2017 für Wind und Solarenergie in jedem Monat als das mit der jeweiligen Einspeiseleistung gewichtete arithmetische Mittel der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse für die Preiszone Deutschland. Für Biomasse und alle anderen Energieträger entspricht der Monatsmarktwert dem durchschnittlichen Börsenstrompreis aller Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland eines jeden Monats und wird daher energieträgerunabhängig berechnet.

Die Marktprämie für Biomasse wird somit monatlich ex post anhand der durchschnittlichen Börsenerlöse ermittelt. Die grundsätzlichen Zahlungsflüsse im Modell der geförderten Direktvermarktung nach Marktprämienmodell sind in nachfolgender Abbildung 5 dargestellt.

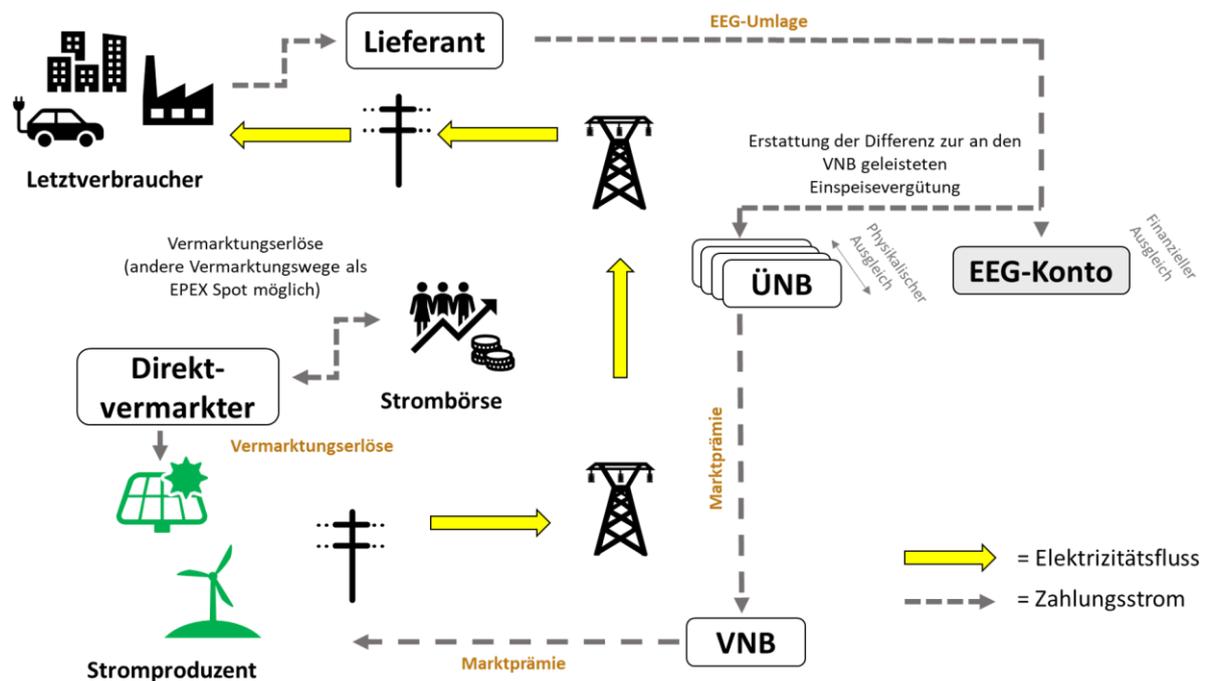


Abbildung 5: Zahlungsströme und Weiterreichung der Kosten im Marktprämienmodell

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf § 20 sowie §§ 56 - 62 EEG 2017

Das Marktprämienmodell birgt für Biomasseanlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter Vermarktungschancen (und -risiken): Anlagenbetreiber können ihren Erlös über den jeweiligen anzulegenden Wert hinaus steigern, indem sie im Mittel einen Börsenerlös oberhalb des energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts erzielen. Da dieser für Biomasseanlagen dem Monatsmittel des Börsenstrompreises für Stundenkontrakte entspricht, kann für deren Betreiber grundsätzlich ein Anreiz bestehen in Zeiten hoher Börsenstrompreise, unabhängig von der Menge des insgesamt eingespeisten Stroms aus Biomasseanlagen, Strom zu erzeugen.

Nachfolgende Abbildung 6 visualisiert die Zusammensetzung der Zahlungen im Marktprämienmodell aus Anlagenbetreiber- bzw. Direktvermarkterperspektive und stellt resultierende Vermarktungschancen und -risiken grundsätzlich dar.

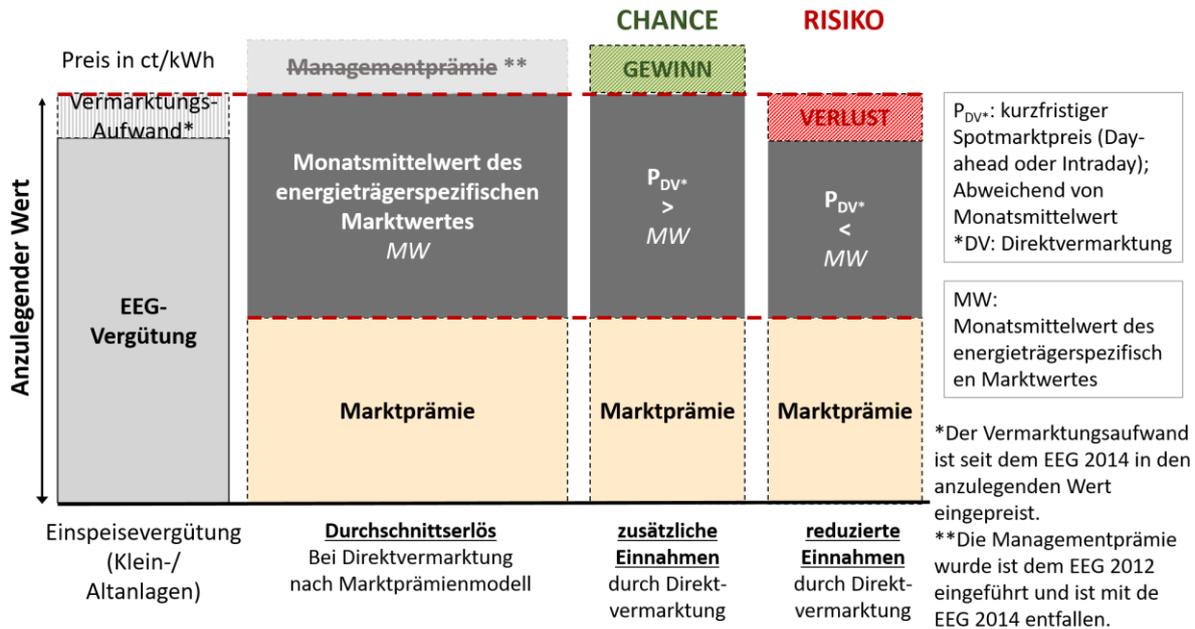


Abbildung 6: Zahlungen im Marktprämienmodell aus Anlagenbetreiberperspektive sowie Vermarktungschance und -risiko

Quelle: Eigene Darstellung nach EEG 2017 (sowie EEG 2012, EEG 2014)<sup>54</sup>

In Bezug auf die grundsätzliche Wettbewerbssituation von Biomasseanlagen zeigt sich zudem, dass der Wettbewerbsdruck bei den Ausschreibungen für Biomasse-Strom gering ist. So waren alle bisherigen Biomasseausschreibungen deutlich unterzeichnet (Abbildung 7). Der durchschnittliche Zuschlagswert für Biomasseanlagen bei der zweiten Ausschreibungsrunde (Gebotstermin am 1. September 2018) lag mit 14,73 ct/kWh<sup>55</sup>, weit über dem durchschnittlichen Börsenstrompreis für das Jahr 2018 i.H.v. 5,24 ct/kWh<sup>56</sup>. Der Anteil des Börsenpreises am anzulegenden Wert ist somit relativ gering. Die (Zusatz-)Erlöse aus einer flexiblen Vermarktung fallen folglich gegenüber den Zahlungen aus den anzulegenden Werten weniger stark ins Gewicht, sodass die beschriebene Anreizwirkung aktuell nur sehr gering ausfällt. Dies lässt sich anhand eines Rechenbeispiels verdeutlichen: Der Monatsmarktwert für Juni 2019 lag bei 3,252 ct/kWh der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert vom 1. April 2019 bei 12,34 ct/kWh. Damit macht der Börsenwert nur rund 26 % des anzulegenden Wertes aus. Ein Vermarktungserfolg von 1 €/MWh bzw. 0,1 ct/kWh entspricht einem Anteil von unter einem Prozent (0,8 %).

Ein größerer Anreiz durch einen steigenden Wettbewerbsdruck ist mittelfristig auch nicht zu erwarten: Bei der Ausschreibungsrunde zum 1. November 2018 standen einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 225.807 kW Gebote von 88.958 kW gegenüber. Von 79 erfolgreichen Geboten entfielen zudem 66 auf Bestandsanlagen<sup>57</sup>. In der Ausschreibung

<sup>54</sup> Aus Sicht des Direktvermarkters ist der Monatsmarktwert ex ante nicht bekannt, weshalb die Einsatzentscheidung aufgrund des erwarteten Monatsmarktwerts zu treffen ist. Insofern entsteht ein zusätzliches Prognoserisiko, das nicht abgebildet ist. Bei dem im Schema dargestellten Vergleich handelt es sich somit um eine ex post-Betrachtung

<sup>55</sup> BMWi (2019b)

<sup>56</sup> Ebd

<sup>57</sup> Ebd

vom 1. April 2019 erreichte die Gebotsmenge mit 27.328 kW nur 21 % der ausgeschriebenen Menge von 133.293 kW und nur 19 Gebote wurden bezuschlagt<sup>58</sup>.

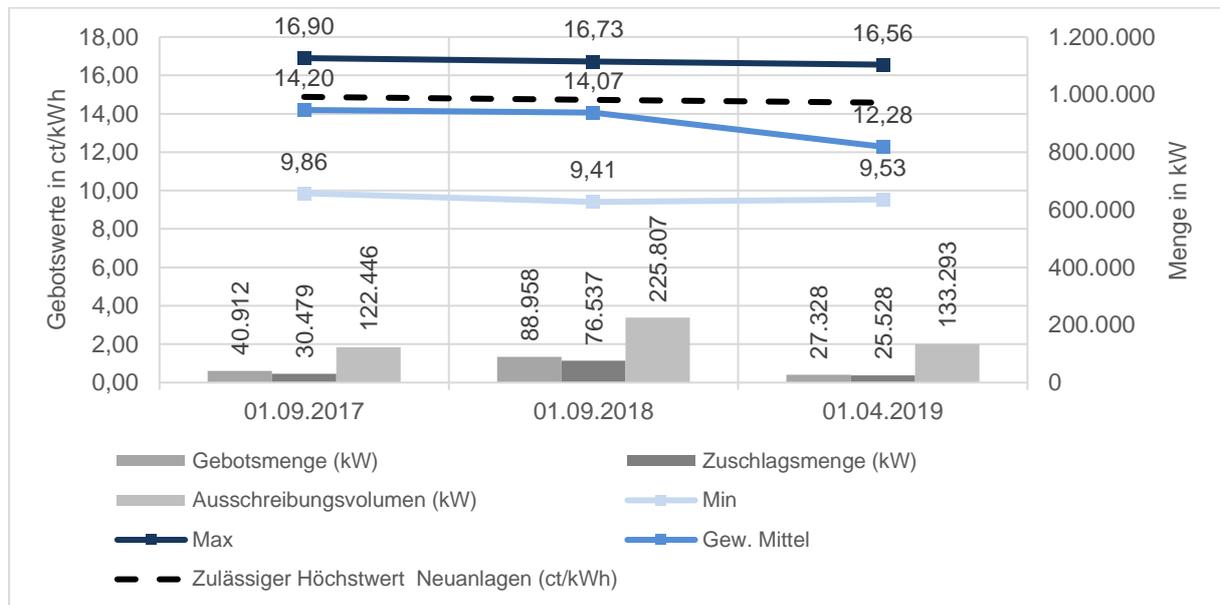


Abbildung 7: Überblick über die bislang durchgeführten Biomasseausschreibungen

Datenquelle: Bundesnetzagentur (2019a)

Die allgemeinen Ausschreibungsbedingungen ergeben sich aus §§ 28 ff. EEG 2017. In den Gebotsverfahren bieten die Anlagenbetreiber auf den anzulegenden Wert in Cent pro kWh. Darüber hinaus gibt es konkretisierende spartenspezifische Ausschreibungsbedingungen für die jeweiligen Energieträger. Für Biomasseanlagen gelten die §§ 39-39h EEG 2017. Der anzulegende Wert darf gem. § 39f Abs. 5 Nr. 3 EEG 2017 einen Maximalwert von 16,9 Ct/kWh (2017) nicht überschreiten, der jährlich um 1 % abgesenkt wird.

Die Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine für die jeweiligen Ausschreibungen sind in § 28 EEG 2017 festgelegt. So sind für Biomasseanlagen zu den jährlichen Ausschreibungsterminen am 1. April und 1. November in den Jahren 2017 - 2019 jeweils 150 Megawatt und in den Jahren 2020 – 2022 jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung ausgeschrieben, § 28 Abs. 3 Nr. 1 und 2 EEG 2017.

Die **Förderdauer** beträgt gem. § 25 EEG 2017 grundsätzlich 20 Jahre. Bei Biomasseanlagen wird durch die Begrenzung der (Höchst-)Bemessungsleistung bzw. die Begrenzung der förderfähigen Strommenge eine Limitierung der geförderten Vollbenutzungsstunden erreicht. Dies gilt jedoch nur für neue Anlagen und Anlagen, die nach dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden.

Für **Biomasseanlagen, die an der Ausschreibung teilnehmen**, gilt eine Begrenzung der Förderung durch die **Höchstbemessungsleistung**. Der Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 verringert sich gem. § 39h Abs. 2 EEG 2017 für jede Kilowattstunde, um die in einem Kalenderjahr die Höchstbemessungsleistung der Anlage überschritten wird, in der Veräußerungsform der Marktpremie auf null und in den Veräußerungsformen einer

<sup>58</sup> Bundesnetzagentur (2019c)

Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert. Die Höchstbemessungsleistung liegt bei Biogas 50 % unter der bezuschlagten Gebotsmenge und bei fester Biomasse 20 % unter der bezuschlagten Gebotsmenge, § 39h Abs. 2 S. 2 Nr. 1, Nr. 2 EEG 2017.

Für **Biogasanlagen außerhalb der Ausschreibung**, die nach dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, und neue Biogasanlagen gilt zudem die mit dem EEG 2014 eingeführte Begrenzung der förderfähigen Strommenge auf eine Bemessungsleistung der Anlage, die 50 % des Wertes der installierten Leistung entspricht (**§ 44b Abs. 1 EEG 2017**), fort. Vor diesem Hintergrund sollen Biogasanlagen zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebs angehalten werden. Hierfür können – je nach Inbetriebnahmedatum und bei Erfüllen der erforderlichen Voraussetzungen – eine zusätzliche Förderung durch die Flexibilitätsprämie oder den Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen werden.

**Biogasanlagen**, die nach dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, und neue Biogasanlagen können zudem gem. §§ 50, 50a EEG 2017 den sog. **Flexibilitätszuschlag**. i.H.v. 40 € jährlich je kW installierter Leistung erhalten, wenn der anzulegende Wert durch Ausschreibungen ermittelt oder bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW gesetzlich festgelegt wurde.

Für Biogas-Bestandsanlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt gem. § 50b EEG 2017 die mit dem EEG 2012 eingeführte **Flexibilitätsprämie**. Gem. § 50b EEG 2017 erhalten Bestandsanlagen 130 € jährlich pro kW flexibel bereitgestellter zusätzlicher Leistung. Gem. Anl. 3 I Nr. 4 zum EEG 2017 wird die Flexibilitätsprämie für die Dauer von zehn Jahren gezahlt. Diese Regelung gilt bis zu einem Leistungszubau von 500 % der Bemessungsleistung, eine stärkere Überbauung wird nicht (mehr) mit der Flexibilitätsprämie vergütet und die Prämie entfällt ganz. Die Anspruchsvoraussetzungen und die Berechnung der Flexibilitätsprämie sind in Anlage 3 zum EEG 2017 festgelegt. Für Strommengen, die zu einer Erhöhung der Bemessungsleistung über die Höchstbemessungsleistung der Anlage führen, besteht (höchstens) ein Anspruch auf die Flexibilitätsprämie zuzüglich der erwirtschafteten Börsenerlöse, jedoch verringert sich die Marktprämie auf null. Da die Marktprämie sehr hoch im Verhältnis zu den Börsenerlösen und der Flexibilitätsprämie ist, ist nicht davon auszugehen, dass Anlagenbetreiber ihre erzeugten Strommengen über die zur Bestimmung der Höchstbemessungsleistung angesetzten Stunden hinaus steigern.

Hierzu ein Rechenbeispiel:

Ein Anlagenbetreiber betreibt eine Bestandsanlage mit einer installierten Leistung von 500 kW und erweitert diese um zusätzliche Leistung von 250 kW. Somit ergibt sich eine installierte Gesamtleistung der Anlage von 750 kW. Für die Flexibilitätsprämie maßgeblich ist nach Anlage 3 (zu § 50b) EEG 2017 nun wiederum eine hieraus errechnete Zusatzleistung  $P_{Zusatz}$ , für die ein Korrekturfaktor  $f_{Kor}$  zu berücksichtigen ist, der für Biogas-Anlagen 1,1 beträgt. Ferner ist hierbei die Bemessungsleistung als Quotient zwischen Stromerzeugungsmenge pro Jahr und Anzahl der Jahresstunden anzusetzen, für die angenommen wird, dass sie mit 50 % der installierten Leistung (entspricht einer Vollbenutzungszahl von 4.380 Stunden pro Jahr) dem Höchstwert nach § 44b Abs. 1 EEG 2017 entspricht und konstant gehalten wird:

$$P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{Kor} \cdot P_{Bem}) = 750 \text{ kW} - (1,1 \cdot 375 \text{ kW}) = 337,5 \text{ kW}$$

Die Flexibilitätsprämie wird basierend auf dieser Zusatzleistung gemäß Anlage 3 (zu § 50b) EEG 2017 mit der nachfolgenden Formel berechnet, wobei die Kapazitätskomponente  $KK$  130 €/kW beträgt:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \cdot KK \cdot 100 \frac{ct}{\text{€}}}{P_{Bem} \cdot 8760 h} = \frac{337,5 kW \cdot 130 \frac{\text{€}}{kW} \cdot 100 \frac{ct}{\text{€}}}{375 kW \cdot 8760 h} \approx 1,3356 \frac{ct}{kWh}$$

Für eine jährlich erzeugte Strommenge in Höhe von 3.285 MWh ergibt sich somit folgender Erlös aus der Flexibilitätsprämie, welche auf die direkt vermarktete und tatsächlich eingespeiste Strommenge gezahlt wird:

$$\text{Erlöse}_{FP} = FP \cdot W_{el} = 1,3356 \frac{ct}{kWh} \cdot 3.285.000 kWh \approx 43.875 \text{ €}$$

Der Anspruch auf Flexibilitätsprämie ist gesetzlich gedeckelt: Gem. Anlage 3 I. 5. EEG 2017 entfällt der Anspruch, wenn die nach dem 1. August 2014 zusätzlich installierte Leistung der bestehenden Biogas- und Biomethananlagen einen kumulierten Wert von 1.000 MW erreicht hat. Der Förderdeckel betrug zunächst 1.350 MW<sub>el</sub>. Um etwaigen Investitionsunsicherheiten vor Erreichen des Deckels zu begegnen, hat der Gesetzgeber mit dem Energiesammelgesetz (EnSaG)<sup>59</sup> den Deckel auf 1.000 MW<sub>el</sub> Zusatzleistung abgesenkt und zugleich eine Übergangsfrist von 15 Monaten nach Erreichen des Deckels eingeführt<sup>60</sup>. Damit können alle Anlagenerweiterungen die Flexibilitätsprämie erhalten, wenn sie spätestens 16 Monate nach der verkündeten Erreichung des Deckels in Betrieb gehen. Eine Begrenzung der Förderung auf eine bestimmte zugebaute Leistung gibt es in dieser Zeit somit nicht. Der Gesetzgeber rechnet damit, dass am Ende dieser Zeit in etwa das gesamte Fördervolumen von 1.350 MW<sub>el</sub> erreicht wird<sup>61</sup>. Nach den Angaben der Bundesnetzagentur basierend auf Meldungen im Marktstammdatenregister wurde dieser Förderdeckel im Juli 2019 erreicht, sodass die Übergangsfrist für Zahlungen der Flexibilitätsprämie noch bis einschließlich November 2020 läuft<sup>62</sup>. Anlagen die später in Betrieb genommen werden haben folglich keinen Anspruch mehr auf Zahlung der Flexibilitätsprämie.

Der starke Anstieg des Zubaus zeigt zum einen, dass die Flexibilitätsprämie bislang einen merklichen Anreiz für die Installation zusätzlicher Leistung bei Bestandsanlagen dargestellt hat, zum anderen, dass der Förderdeckel ein Entwicklungshindernis darstellt, mit dessen Ausschöpfung ein wirksamer Anreiz für Biomasse Bestandsanlagen gänzlich entfällt.

Nicht gesetzlich vorgesehen ist indes die Vorlage eines Nachweises über die im Jahresverlauf eingebrachte Flexibilität.

Schließlich kann der EE-Strom durch den Anlagenbetreiber auch gem. § 21a EEG **sonstig direktvermarktet werden**, d.h. ohne Zahlungen nach dem EEG 2017 in Anspruch zu nehmen. Für die außerhalb des EEG vermarkteten Strommengen können **Herkunftsnachweise** nach

<sup>59</sup> Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17. Dezember 2018, BGBl. I Nr. 47, S. 2522

<sup>60</sup> Art. 1 Nr. 51 EnSaG

<sup>61</sup> Referentenentwurf zum EnSaG (2018)

<sup>62</sup> Bundesnetzagentur (2019b)

§ 79 EEG 2017 erworben werden, die es dem Anlagenbetreiber ermöglichen sollen, am Markt Mehrerlöse für den eingespeisten EE-Strom zu erwirtschaften.

Ein Herkunftsnachweis ist ein elektronisches Dokument, das dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, § 3 Nr. 29 EEG 2017.

Ein weiteres Flexibilisierungsinstrument könnte die Umwandlung von überschüssigem Strom aus Biomasse-KWK-Anlagen Wärme, also eine **Power-to-Heat-Technologie**, darstellen. Ob dies für den jeweiligen Anlagenbetreiber in Betracht kommt, hängt vom Einsatzzweck der Anlage im Einzelfall ab.

#### 4.1.3 Systematik der Förderregime und Folgen für die Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen

Für welche Förderung sich Betreiber von Biomasse-KWK-Anlagen entscheiden, wird maßgeblich davon abhängen, wie hoch die jeweilige Förderung ausfällt. Dies muss für den Einzelfall ermittelt werden. Derzeit dürfte regelmäßig die Förderung nach dem EEG 2017 attraktiver sein. So ist die maximale Förderung durch Direktvermarktung nach dem EEG höher als die maximale Förderung nach dem KWKG. Gem. § 39b Abs. 1 EEG beträgt der Höchstsatz der Marktprämie im Jahr 2017 14,88 Cent/kWh, hinzu kommen Flexibilitätszuschlag und Flexibilitätsprämie nach §§ 50a, 50b EEG 2017 bei Biogasanlagen. Demgegenüber sind die festen Zuschläge nach dem KWKG (bis zu 8 Cent/kWh) und auch die Höchstwerte im Ausschreibungsverfahren (7 Cent/kWh für KWK-Anlagen und 12 Cent/kWh für innovative KWK-Systeme) deutlich geringer. Hinzu kommt, dass die Förderdauer des EEG 2017 von 20 Jahren, die maximale Förderdauer nach dem KWKG von 60.000 Vollbenutzungsstunden im Regelfall deutlich übersteigt. Die in Jahren bemessene Förderdauer des EEG bietet anders als das KWKG einen Anreiz zur Maximierung der Stromproduktion je Jahr. Die Begrenzung der Volllaststunden im KWKG hingegen reizt über die Förderdauer betrachtet eine Erzeugung mit möglichst hohem Marktwert an.

Die Möglichkeit, Förderung für Stromerzeugung auch bei Eigenverbrauch zu erhalten und den Strom unter geringeren Voraussetzungen gefördert selbst zu vermarkten, können im Einzelfall Anreize für Betreiber von Biomasse-KWK-Anlagen darstellen, die Förderung nach dem KWKG der EEG 2017-Förderung vorzuziehen. Insofern ist eine Abwägung mit der Höhe der erzielbaren Förderung vorzunehmen. Neben der Höhe der Förderung wird die Entscheidung, welches Förderungsregime in Anspruch genommen werden soll, zudem maßgeblich durch weitere Faktoren wie die Anlagengröße, die Frage, ob der Strom teilweise zum Eigenverbrauch genutzt wird und sonstige Transaktionskosten (bspw. die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren) beeinflusst.

## 4.2 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen einer Fallstudie soll die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Flexibilisierungsmaßnahmen für verschiedene Biomasse-KWK-Anlagen bewertet werden. Zu

Beginn werden die betrachteten Anlagen und Flexibilisierungsoptionen der Fallstudie erläutert, bevor Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung dargelegt werden.

#### 4.2.1 Fallstudie: Betrachtete Anlagen und Flexibilisierungsoptionen

Die Grundlage bilden Biomethan-BHKW aus dem Portfolio der Stadtwerke Heidelberg sowie ein HHKW. Die Anlagen sind teils in ein Fernwärmenetz eingebunden, dezentrale BHKW werden in der Objektversorgung eingesetzt. Für eine umfassende Betrachtung der Technologien zur Biomasseverstromung werden darüber hinaus auch modellhaft Biogas-BHKW betrachtet, welche mit rund 60 % einen Großteil der in Deutschland installierten Biomassekapazität darstellen<sup>63</sup>. Den Anlagenkennzahlen und Betriebsparametern der betrachteten Biomethan-BHKW und des HHKW liegen Angaben der Stadtwerke Heidelberg zugrunde. Die Biogas-BHKW werden so gewählt, dass repräsentative Charakteristika des deutschen Biogasanlagenbestandes abgebildet werden. Für die betrachteten Biomasse-KWK-Anlagen werden anhand des eingesetzten Brennstoffs, der Art der Wärmebereitstellung und der elektrischen Leistung sowie dem Grad der Leistungsüberbauung nach dem in Tabelle 3 dargestellten Schema im Folgenden verwendete Kurzbezeichnungen (Codes) eingeführt.

Tabelle 3: Kodierungsschema für die im Folgenden verwendeten Anlagenbezeichnungen

Kodierungsschema	AA_BB_123_1				
<b>Code-Element</b>	<b>Ausprägungen</b>				
Genutzter Brennstoff (Stellen AA)	Biomethan (BM)	Biogas (BG)		Holz (H)	
Art der Wärmeauskoppelung (Stellen BB)	Fernwärmenetz (FW)		Objektversorgung (OV)		
Leistungsabgabe in $kW_{el}$ (Stellen 123)	Diskrete Werte (z. B. 50, 150, ...)				
Grad der Leistungsüberbauung (Stelle 1)	1	2	3	4	MaxFlex (5)

Das BHKW-Portfolio der Stadtwerke Heidelberg umfasst vier Biomethan-BHKW mit einer elektrischen Gesamtleistung von  $3.000 kW_{el}$ , zwei Erdgas-BHKW mit einer elektrischen Gesamtleistung von  $1.500 kW_{el}$  sowie diverse dezentrale, teils biomethangefeuerte BHKW mit einer elektrischen Gesamtleistung von  $523 kW_{el}$ . Im Rahmen dieser Arbeit werden eines der vier zentralen Biomethan-BHKW mit einer elektrischen Leistung von  $750 kW_{el}$  als Referenzanlage sowie modellhaft zwei der dezentralen Biomethan-BHKW betrachtet<sup>64</sup>. Um die Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsmaßnahmen bei Neuanlagen zu untersuchen, wird darüber hinaus ein neu zu errichtendes Biomethan-BHKW betrachtet. Die

<sup>63</sup> Eigene Berechnung nach Hoffstede et. al. (2018), S. 14

<sup>64</sup> Die realen Anlagendaten des zentralen BHKW wurden von den Stadtwerken zur Verfügung gestellt. Da zu den dezentralen BHKW keine detaillierten Kennzahlen vorliegen, werden diese anhand der Parameter für Anlagen der vergleichbaren Leistungsklasse unter  $100 kW_{el}$ , welche mit 36 % einen großen Teil der insgesamt in Deutschland installierten Biomethan-BHKW ausmacht, angenommen. Vgl. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2014), S. 28f; Hoffstede et. al. (2018), S. 33–34

Bemessungsleistung und damit die jährlich erzeugte elektrische Arbeit entspricht dabei aus Gründen der Vergleichbarkeit der des bestehenden zentral-BHKW. Die weiteren Parameter entsprechen dem aktuellen Stand der Technik.

Tabelle 4: Anlagenkennzahlen und Betriebsparameter der betrachteten Biomethan-BHKW

Parameter	Biomethan-BHKW			
$P^{el}[kW_{el}]$	750	1200	100	50
$P^{th}[kW_{th}]$	820	1300	130	78
$\eta^{el}[\%]$	38	42	33	27
$\eta^{th}[\%]$	40	45	47	51
VBH	8000	4380	7500	7500
Inbetriebnahme	2014 <sup>65</sup>	2019	2016	2012
Betriebsweise	Wärmegeführt			
Wärmeabnahme	Fernwärme		Objektversorgung	
Code	BM_FW_750	BM_FW_1200	BM_OV_100	BM_OV_50

Quellen: Angaben des Betreibers (2019), ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2014)

Neben den Anlagen des betrachteten EVU werden im Rahmen dieser Arbeit weiterhin BHKW zur vor-Ort Verstromung von Rohbiogas betrachtet. Da mehr als die Hälfte der installierten Biogaskapazität der Leistungsklasse 150 – 500  $kW_{el}$  zuzuordnen ist, werden zwei Anlagen dieser Größenordnung gewählt.

Tabelle 5: Anlagenkennzahlen und Betriebsparameter der betrachteten Biogas-BHKW

Parameter	Biogas-BHKW	
$P^{el}[kW_{el}]$	150	500
$P^{th}[kW_{th}]$	175	510
$\eta^{el}[\%]$	32	36
$\eta^{th}[\%]$	44	42
VBH	7500	8000
Inbetriebnahme	2010	2012
Betriebsweise	Kontinuierlich	

<sup>65</sup> Die Inbetriebnahme des zentralen BHKW erfolgte im Oktober 2014 und damit nach Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014. Aufgrund der Übergangsbestimmungen des §100 Abs. 3 EEG 2014 unterliegt das BHKW jedoch nicht (wie auch am realen Betrieb mit 7500 VBH ersichtlich) der Begrenzung der Bemessungsleistung auf 50 %. Vgl. Pressemitteilung MWM Caterpillar Energy Solutions GmbH (2019)

Wärmeabnahme	Objektversorgung	Fernwärme
Code	BG_OV_150	BG_FW_500

Quelle: ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2014)

Zur ökonomischen Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen für Heizkraftwerke zur Verbrennung fester Biomasse wird das Holzheizkraftwerk des betrachteten kommunalen EVU untersucht. Es handelt sich dabei um ein Holzheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von  $3.200 \text{ kW}_{el}$  und einer thermischen Leistung von  $10.700 \text{ kW}_{th}$ . Der Kessel des Heizkraftwerks wird größtenteils mit Landschaftspflegematerial gefeuert. Der erzeugte Dampf wird in einer zweistufigen Gegendruckturbine zur Stromerzeugung entspannt. Der Abdampf gibt seine Wärme in einem Heizkondensator an das Fernwärmenetz ab<sup>66</sup>.

Tabelle 6: Anlagenkennzahlen und Betriebsparameter des betrachteten HHKW

Parameter	Holzheizkraftwerk	
$P^{el} [\text{kW}_{el}]$	3200	
$P^{th} [\text{kW}_{th}]$	10700	
$\eta^{el} [\%]$	18	
$\eta^{th} [\%]$	60	
VBH	7500	
Inbetriebnahme	2013	
Betriebsweise	Wärmegeführt	
Wärmeabnahme	Fernwärme ohne Wärmespeicher	Fernwärme mit Wärmespeicher
Code	H_FW_3200	H_WS_3200

Quelle: Angaben des Betreibers (2019)

#### 4.2.2 Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsbewertung

Tabelle 7 zeigt eine Ergebnisübersicht über die Kapitalwerte und Annuitäten, welche sich aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für verschiedene Flexibilisierungsoptionen ergeben haben. Hierbei werden sieben verschiedene Biomasse-KWK-Anlagen betrachtet und verglichen.

Tabelle 7: Annuitäten und Kapitalwerte der verschiedenen Kraftwerke unter verschiedenen Flexibilisierungsoptionen

Flexibilisierungsoption		1	2	3	4	MaxFlex
<b>BHKW_FW_750</b>	Annuität	-13.093 €	-7.895 €	23.191 €	23.381 €	26.748 €
	Kapitalwert	-134.190 €	-80.917 €	237.684 €	239.636 €	274.142 €

<sup>66</sup> Angaben des Betreibers (2019)

<b>BM_FW_1200</b>	Annuität	-33.158 €	-77.189 €	-	-	-85.782 €
	Kapitalwert	-339.832 €	-791.107 €	-	-	-879.183 €
<b>BM_OV_100</b>	Annuität	1.739 €	2.351 €	-1.696 €	-	-954 €
	Kapitalwert	17.824 €	24.100 €	-17.382 €	-	-9.782 €
<b>BM_OV_50</b>	Annuität	-405 €	-3.067 €	-4.828 €	-	-6.846 €
	Kapitalwert	-4.148 €	-31.432 €	-49.481 €	-	-70.162 €
<b>BG_OV_150</b>	Annuität	-13.262 €	-10.358 €	-15.794 €	-	-21.122 €
	Kapitalwert	-135.921 €	-106.164 €	-161.871 €	-	-216.482 €
<b>BG_FW_500</b>	Annuität	-	-2.246 €	-1.734 €	-	-21.676 €
	Kapitalwert	-	-23.022 €	-17.768 €	-	-222.161 €
<b>H_FW/WS_3200</b>	Annuität	-91.294 €	-80.674 €	-	-	-
	Kapitalwert	-935.677 €	-826.828 €	-	-	-

### **BM\_FW\_750 (Bestandsanlage)**

Exemplarisch wird in Abbildung 8 die detaillierte Ergebniszusammensetzung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für verschiedene Flexibilisierungsoptionen des zentralen Biomethan-BHKW im Portfolio des betrachteten Stadtwerks gezeigt. Analoge detaillierte Darstellungen für die weiteren betrachteten Biomasse-Anlagen finden sich im Anhang. Die Umstellung des Anlagenbetriebs auf eine stromgeführte Fahrweise ohne eine Investition in zusätzliche Verstromungskapazität weist einen negativen Kapitalwert auf und ist damit unter den gegebenen Rahmenbedingungen ökonomisch nicht vorteilhaft. Die Zunahme der Spotmarkterlöse übersteigt die geringeren Erlöse aus der Fernwärmebereitstellung zwar leicht, doch höhere Betriebskosten infolge der gestiegenen Takthäufigkeit sowie ein höherer Gasverbrauch durch längeren Teillastbetrieb machen die nicht investive Flexibilisierung unwirtschaftlich.

Auch die investive Anlagenflexibilisierung mit doppelter Überbauung weist eine leichte Verschlechterung der Ertragslage auf. Die Varianten mit höherem Kapazitätszubau hingegen erweisen sich als ökonomisch vorteilhaft. Den höchsten Kapitalwert der betrachteten Szenarien erzielt die Variante der maximalen Anlagenflexibilisierung durch fünffache Überbauung gefolgt von der Variante mit vierfacher Überbauung. Die Mehrerlöse in der Variante mit Kapazitätszubau ergeben sich zum größten Teil aus der Flexibilitätsprämie. Limitierend ist darauf hinzuweisen, dass angesichts des Erreichens des Förderdeckels von 1.000 MW für die Flexibilitätsprämie (s. Kapitel 4.1.2) eine Realisierung der Überbauung bis Ende November 2020 erfolgt sein müsste und bei späterer Realisierung kein Anreiz zur Überbauung der Anlage besteht, da in diesem Fall keine Flexibilitätsprämie mehr ausgezahlt wird. Dazu kommen gestiegene Einnahmen aus dem Stromverkauf sowie Kosteneinsparungen durch den Einsatz neuer, effizienterer Verstromungsaggregate und die Laufzeitverlängerung des Bestands-BHKW. Die Mehrkosten entfallen zu einem großen Teil auf die

Investitionskosten des zusätzlichen BHKW. Trotz des bisher wärmegeführten Betriebs haben die sinkenden Erlöse aus der Fernwärmebereitstellung keinen entscheidenden Effekt.

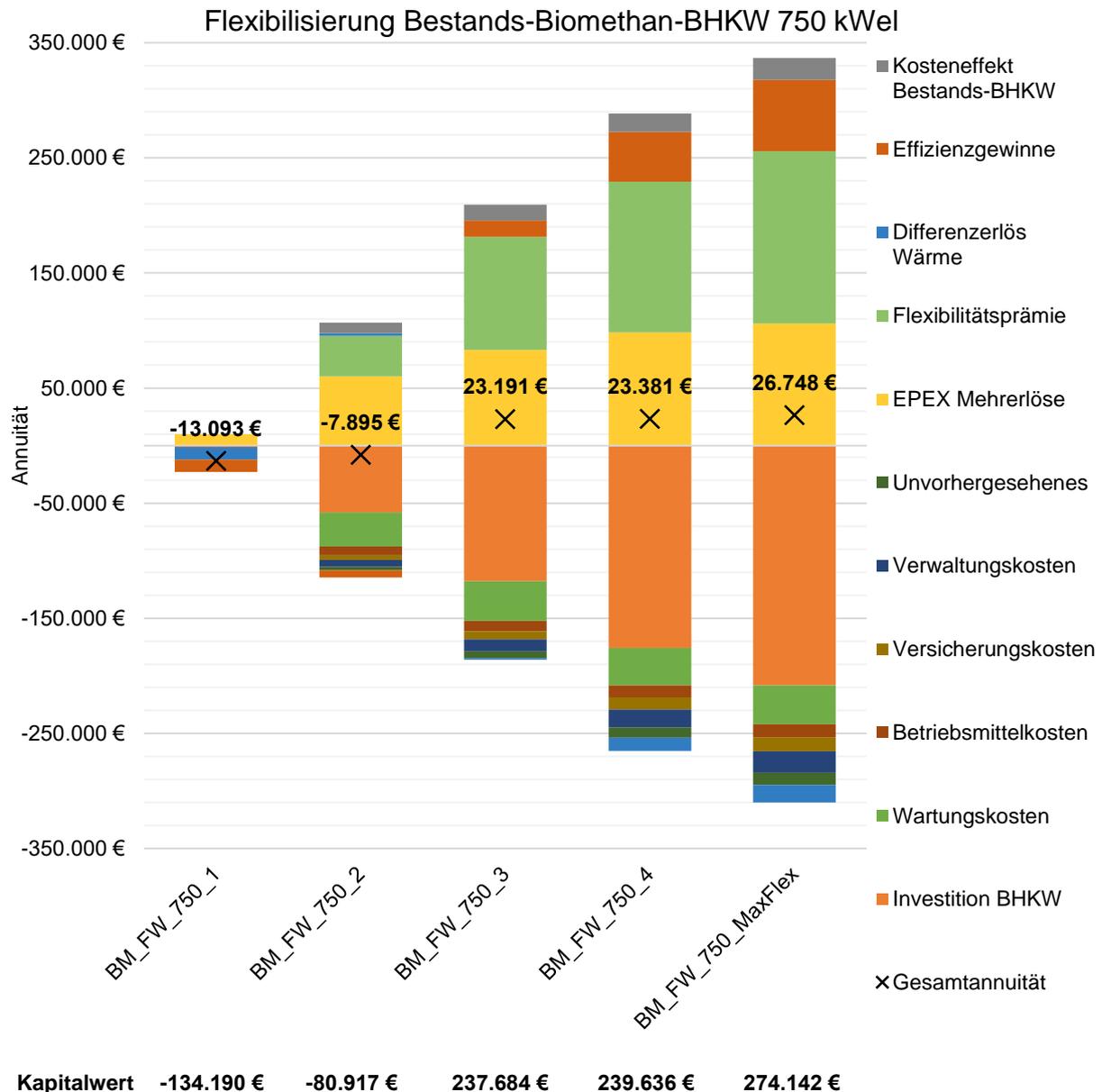


Abbildung 8: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 750 kW<sub>el</sub> Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2014; Wärmeabnahmeszenario: Fernwärme. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet

Quelle: Eigene Berechnungen

### Überblick über die weiteren betrachteten Biomasse-KWK-Anlagen

Die zusätzliche Flexibilisierung eines neuen BHKW (BM\_FW\_1200), hier im Beispiel eines nach EEG-Vorgaben bereits doppelt überbauten Biomethan-BHKW, erweist sich in keinem betrachteten Szenario als ökonomisch vorteilhaft. Die nicht investive Flexibilisierung realisiert zu geringe Strommehrerlöse, um die sinkenden Wärmeerlöse zu kompensieren. Auch die Varianten mit deutlichem Leistungszubau weisen hohe negative Kapitalwerte auf. Zum einen

können die zusätzlichen Erlöse aus der Elektrizitätsbereitstellung und der zusätzliche Flexibilitätszuschlag die BHKW-Investitionskosten nicht refinanzieren. Zum anderen verhindern deutlich sinkende Wärmeerlöse eine wirtschaftliche Flexibilisierung. Da das zusätzliche BHKW keine höheren Wirkungsgrade aufweist als das ebenfalls neue Bestands-BHKW, können zudem keine nennenswerten Effizienzgewinne erzielt werden. Für die weitere Flexibilisierung relativ neuer, insbesondere nach Inkrafttreten des EEG 2017 in Betrieb genommener BHKW, existieren derzeit somit keine ausreichenden ökonomischen Anreize.

Für das größere und neuere der in der Objektversorgung eingesetzten Biomethan-BHKW (BM\_OV\_100) ergibt sich für zwei der betrachteten Fälle, die nicht investive Anlagenflexibilisierung sowie eine Verdopplung der Stromerzeugungskapazität, jeweils ein leicht positiver Kapitalwert. Die Zusatzerlöse stammen dabei jedoch zu einem relevanten Teil aus vermiedenen Kosten für den Betrieb des Spitzenlastkessels, bedingt durch die Installation eines Wärmespeichers. Die Ergebnisse sind damit stark abhängig von der Annahme, dass im Status quo keine Wärmespeicherkapazität zur Verfügung steht.

Für das kleinere, ältere Objektversorgungs-Biomethan-BHKW (BM\_OV\_50) lassen sich durch keine der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen die Erträge steigern. Der negative Effekt wächst mit zunehmendem Leistungszubau. Auch in diesem Fall ergibt sich für die investiven Flexibilisierungsmaßnahmen trotz des stromgeführten Betriebs zunächst ein höherer Wärmeerlös durch den Einsatz eines Wärmespeichers. Auch können durch einen deutlichen Kapazitätszubau hohe Effizienzgewinne erwirtschaften lassen. Die relativ hohen BHKW-Investitionskosten, bedingt durch höhere spezifische Investitionskosten in kleineren Leistungsklassen, werden jedoch in keiner Variante kompensiert. Die nicht-investive Flexibilisierung weist nur einen minimal negativen Kapitalwert auf, ist dementsprechend jedoch ebenfalls nicht ökonomisch vorteilhaft. Die höheren Strombörsenerlöse kompensieren nicht die Effizienzverluste und die Investitionskosten des Wärmespeichers.

Die Flexibilisierung des kleineren Biogas-BHKW (BG\_OV\_150) weist in jeder betrachteten Variante stark negative Kapitalwerte auf. Der Effekt nimmt mit steigendem Überbauungsgrad zu. Für alle betrachteten Varianten gilt, dass Flexibilitätsprämie und Mehrerlöse aus der bedarfsgerechten Stromerzeugung zwar die Investitionskosten des neuen BHKW decken, nicht jedoch die weiteren im Zuge der Flexibilisierung anfallenden Mehrkosten, wie die Investition in Gas- und Wärmespeicherkapazität oder zusätzliche Betriebs- und Wartungskosten. Limitierend muss zudem darauf hingewiesen werden, dass angesichts des Erreichens des Förderdeckels für die Flexibilitätsprämie der Anreiz zur Anlagenüberbauung nur noch bei Realisierung selbiger bis Ende November 2020 entsteht.

Auch die Flexibilisierung des größeren Biogas-BHKW (BG\_FW\_500) weist in keinem betrachteten Szenario eine Verbesserung der Ertragslage auf. Die Kosten der Flexibilisierungsmaßnahmen können von den Mehreinnahmen in keinem Fall gedeckt werden, wobei besonders die Variante des maximalen Kapazitätszubaues einen hohen negativen Kapitalwert erzielt. Trotz des stromgeführten Betriebs kann in allen Varianten mit Einspeisung in ein Wärmenetz der Wärmeerlös gesteigert werden. Darüber hinaus ergibt sich zwischen den Wärmeabnahmeszenarien erlös- und kostenseitig kein Unterschied. Die relativ beste, jedoch absolut deutlich unwirtschaftliche Flexibilisierungsoption ist die dreifache Überbauung der Erzeugungsleistung. Unter den Rahmenbedingungen des Modells ist damit für keine der

betrachteten Biogasanlagen ein ausreichender Anreiz zur Flexibilisierung gegeben. Falls eine Realisierung bis Ende 2020 nicht durchgeführt wird, was die ermittelten Kapitalwerte nicht nahelegen, verschlechtert sich durch Wegfallen der Flexibilitätsprämie wegen Erreichen des Förderdeckels die wirtschaftliche Situation weiter.

Die untersuchte Flexibilisierung des Holzheizkraftwerks (H\_FW/WS\_3200) lässt sich in den betrachteten Szenarien nicht wirtschaftlich darstellen. Beide Varianten weisen stark negative Kapitalwerte auf. Infolge der bedarfsgerechten Stromerzeugung treten deutliche Mindereinnahmen bei der Fernwärmebereitstellung auf, obwohl die Wärmerestriktion der flexiblen Verstromung enge Grenzen setzt. Die Mehrerlöse aus der Elektrizitätsvermarktung können geringere Fernwärmeerlöse nicht kompensieren. Stark erhöhte Betriebskosten ergeben sich aus der höheren Takthäufigkeit des stromorientierten Betriebs aufgrund des hohen Brennstoffverbrauchs in den Anfahrvorgängen.

Der Einsatz eines Wärmespeichers verbessert die Ertragslage im Vergleich zum Szenario ohne Wärmespeicher deutlich. Durch den Einsatz eines Wärmespeichers lassen sich deutlich höhere Mehrerlöse am Spotmarkt erzielen, da das Lastverschiebungspotenzial größer wird. Zudem fallen die Verluste bei den Wärmeerlösen geringer aus. Die Startkosten steigen im Szenario mit Wärmespeicher weniger stark an, da weniger An- und Abfahrvorgänge nötig sind. Auch können geringfügig höhere Effizienzgewinne infolge des höheren Volllastanteils erzielt werden. Trotz der erheblichen positiven Auswirkungen des Wärmespeichereinsatzes bleibt die Anlagenflexibilisierung ökonomisch nicht vorteilhaft.

Die Vermarktungschancen aus der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung sind positiv einzuschätzen. Die Erlöse übersteigen die notwendigen Investitionen in Steuerungstechnik, allerdings nur sehr geringfügig. Die dabei zugrunde gelegte Gebotsstrategie auf dem Regelleistungsmarkt wurde im Modell konservativ ausgelegt, sodass im Realbetrieb höhere Erlöse aus negativer Regelleistung möglich sein könnten. Im Gegensatz zur bedarfsgerechten Stromerzeugung stellt somit die zusätzliche Bereitstellung negativer Regelleistung eine ökonomisch vorteilhafte Flexibilisierungsoption für HHKW dar.

#### 4.2.3 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Basisfall

Abbildung zeigt die Kapitalwerte der betrachteten Anlagenflexibilisierungen bei Variation der Parameter Kalkulationszins (WACC), Inflationsrate, Steigungsrate der Spotmarkterlöse, BHKW-Investitionskosten, Wartungskosten und Flexibilitätsprämie auf einem Intervall von - 50 % bis +50 %.

Die nicht-investive Anlagenflexibilisierung unterscheidet sich dabei deutlich von den anderen Varianten. Da kein Kapital durch eine Investition gebunden ist, korreliert der Kapitalwert positiv mit dem Kalkulationszins, während sich die Inflationsrate negativ auswirkt.

Für die investive Anlagenflexibilisierung weisen die **BHKW-Investitionskosten** sowie die **Flexibilitätsprämie** den mit Abstand größten Effekt auf. Ab einer Erhöhung der Investitionskosten um ca. 15 % werden die als ökonomisch vorteilhaft eingeschätzten Flexibilisierungsvarianten unwirtschaftlich. Die genaue Kenntnis der Investitionskosten ist damit für die Investitionsentscheidung unerlässlich. Bei einer Erhöhung der Flexibilitätsprämie

um ca. 20 % wird die bislang unwirtschaftliche Variante der doppelten Überbauung ökonomisch vorteilhaft. Durch die Erhöhung der Flexibilitätsprämie könnte also ein verstärkter Anreiz zur Flexibilisierung gegeben werden.

Der Kapitalwert der Flexibilisierungsmaßnahmen korreliert positiv mit der Steigung der **Strommehrerlöse**. Für die Wirtschaftlichkeit der Anlagenflexibilisierung mit hohem Überbauungsgrad ist der Effekt jedoch nicht entscheidend. So reduziert sich der Kapitalwert um ca. 30 %, wenn die Strommehrerlöse nur halb so stark zunehmen wie angenommen.

Negative Auswirkungen auf den Kapitalwert weisen eine Steigerung der **Inflationsrate** sowie der **Wartungskosten** auf (und vice versa), wobei sich der Effekt mit zunehmendem Überbauungsgrad abschwächt.

Der negative Effekt eines steigenden Kalkulationszinssatzes hingegen nimmt mit steigendem Überbauungsgrad zu.

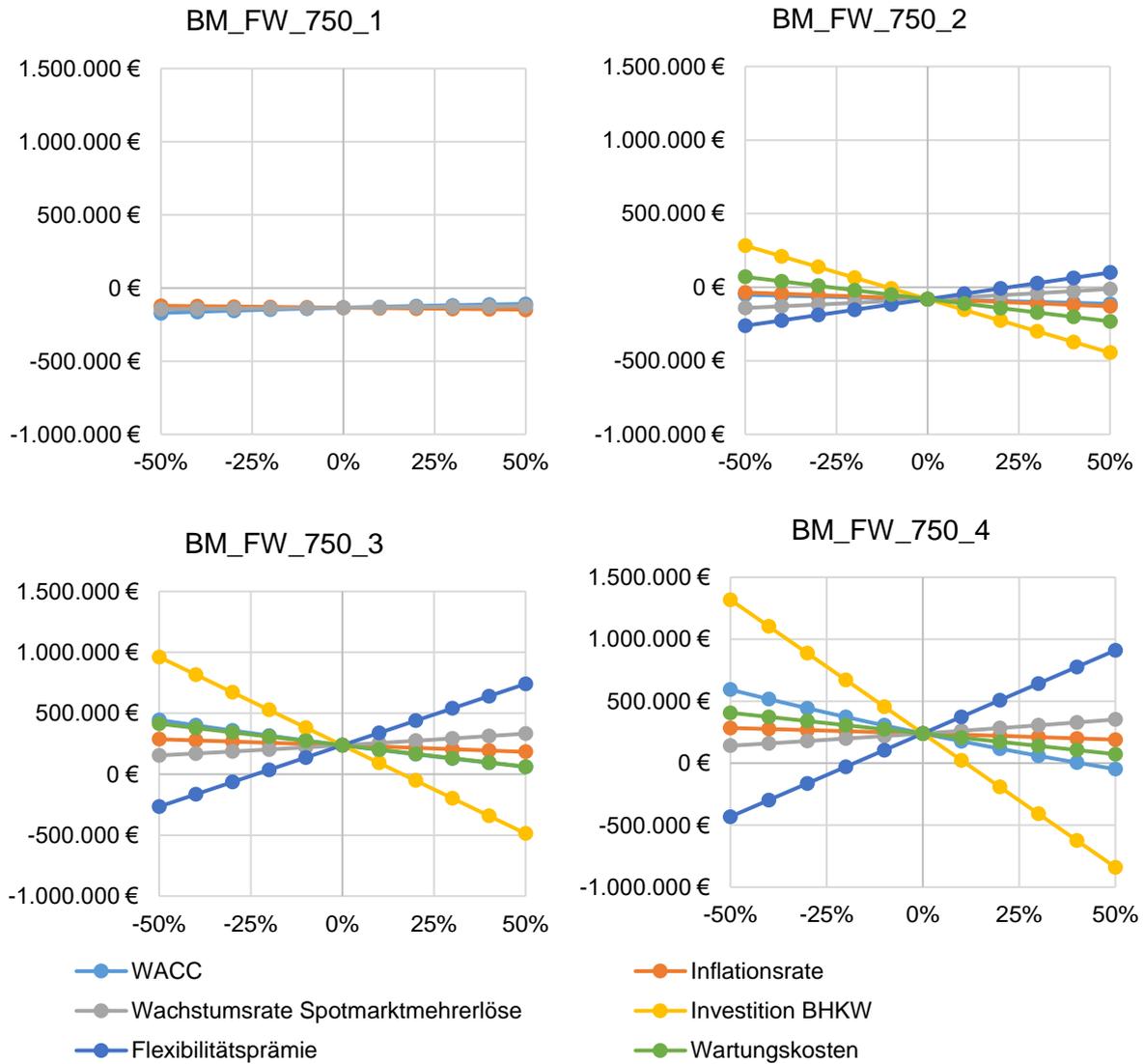


Abbildung 8: Auswirkungen der Variation ausgewählter Eingangsparameter auf den Kapitalwert für verschiedene Flexibilisierungsvarianten der Referenzanlage

Quelle: Eigene Berechnungen

### Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse verschiedener Optionen zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen kommt zu einem geteilten Ergebnis.

- Eine Anlagenflexibilisierung durch fünffache Leistungsüberbauung (MaxFlex) kann für größere Biomethan-BHKW im Bestand nach dem gewählten Beispiel einen spezifischen Kapitalwert von 365,50 €/kW erzielen. Mehrerlöse entstehen vor allem aus der Zahlung der Flexibilitätsprämie sowie aus Spotmarkterlösen
- Neue Biomethan-BHKW erhalten den Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2017. Der Neubau lohnt sich nach der vorangegangenen Rechnung nicht, da die hier betrachtete Anlage bei maximaler Flexibilisierung einen negativen spezifischen Kapitalwert von -732,65 €/kW aufweist. Auch bei nicht investiver Flexibilisierung sowie geringeren

Überbauungsgraden treten aufgrund niedrigerer Wärmeerlöse bzw. hohen Investitionsausgaben negative Kapitalwerte auf

- Bei den bestehenden Biomethan-BHKWs in der Objektversorgung ergibt sich ein spezifischer Kapitalwert bei maximalem Leistungszubau von -97,82 €/kW bzw. -1.403,24 €/kW. Für das kleinere der BHKW erweisen sich alle betrachteten Flexibilisierungsvarianten als unwirtschaftlich. Beim größeren BHKW in der Objektversorgung entsteht bei nicht investiver Flexibilisierung bzw. doppelter Überbauung ein positiver Kapitalwert. Die spezifischen Kapitalwerte für diese Varianten fallen mit 178,34 €/kW bzw. 241,00 €/kW deutlich geringer aus als beim Bestands-Biomethan-BHKW in der Fernwärmeversorgung. In den restlichen Varianten schlagen vor allem hohe Investitionsausgaben durch
- Die Kosten für die Flexibilitätsmaßnahmen führen auch bei den betrachteten Biogasanlagen zu einem negativen spezifischen Kapitalwert. Dieser beläuft sich bei der größeren Anlage mit maximalen Überbauungsgrad auf -444,32 €/kW
- Der spezifische Kapitalwert des betrachteten Holzheizkraftwerks liegt bei -258,38 €/kW für die Variante mit doppelter Überbauung. Auch eine nicht investive Flexibilisierung ist unrentabel

Aufgrund relativ geringer Schwankungen des Strombörsenpreises lassen sich – bei konstant gehaltener Stromerzeugungsmenge - derzeit nur begrenzte Mehrerlöse aus der bedarfsgerechten Stromerzeugung erzielen. Diese reichen bei Weitem nicht aus, um die für eine Anlagenflexibilisierung notwendigen Investitionen oder die wärmeseitigen Verluste zu refinanzieren. Die Wirtschaftlichkeit einer Anlagenflexibilisierung ist demnach stark von regulatorischen Anreizen, wie der Flexibilitätsprämie des EEG, abhängig.

#### 4.3 Kritische Würdigung der Wirtschaftlichkeitsbewertung

Aufgrund der langfristigen Auswirkungen einer Anlagenflexibilisierung umfasst der Betrachtungszeitraum der angewandten Methodik 20 Jahre. Über diesen langen Zeitraum sind sensible Annahmen des Modells allerdings mit großer Unsicherheit behaftet. Zu nennen sind hier die Entwicklung der Spotmarktpreise für Elektrizität, die Preisentwicklung auf dem Markt für Regelleistung, die Annahme regulatorischer Anreize zum Weiterbetrieb der Anlagen, die Entwicklung des Zinsniveaus und der Brennstoffpreise. Ferner sind für einige Parameter Annahmen zu treffen. Ein Teil dieser (parametrischen) Unsicherheiten wird in dieser Arbeit durch eine Sensitivitätsanalyse adressiert. Über den Bearbeitungszeitraum dieser Analyse wurde der Förderdeckel für die Flexibilitätsprämie i. H. v. 1.000 MW zusätzlich installierter Leistung erreicht, sodass nach Ende November 2020 keine Flexibilitätsprämie mehr ausgezahlt wird. Insofern zeigen sich hier die regulatorischen Unsicherheiten und es handelt sich für die betroffenen Anlagenkonstellationen um hypothetische Betrachtungen, sofern eine Realisierung nicht im genannten Zeitraum möglich ist. Die sich in diesem Fall einstellenden Kapitalwerte für die betroffenen Anlagen liegen aufgrund des Wegfalls des zentralen Anreizes zur Anlagenflexibilisierung somit deutlich unter den ausgewiesenen Werten.

Aus Gründen der Modellkomplexität wird der Anlagenbetrieb für ein Jahr anhand von acht Typtagen modelliert. Während auf diese Weise die Rechenzeiten des Modells stark reduziert werden, können relevante Faktoren der Flexibilisierung, wie langfristige Lastverschiebungen, nicht berücksichtigt werden. Neben dem Ausgleich langfristiger Residuallastschwankungen wird das Potenzial der Bioenergie zur Netzentlastung, zum Ausgleich der Netzfrequenz und zur Erbringung anderer Systemdienstleistungen mit Ausnahme der Bereitstellung von SRL durch HHKW außer Acht gelassen (s. zu den weiteren Beiträgen der Biomasse Kapitel 2.2).

Insbesondere für Biogas-BHKW sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung im Vergleich zu den Ergebnissen einschlägiger Forschungsarbeiten deutlich negativer<sup>67</sup>. So kann der in dieser Arbeit verwendeten Modellrechnung zufolge für keine der betrachteten Biogasanlagen eine ökonomisch vorteilhafte Anlagenflexibilisierung realisiert werden. Dies lässt mit konservativen Annahmen bezüglich der Kosten und Erlösen im Rahmen dieser Arbeit begründen. Der Vergleich zu den genannten Studien zeigt erwartungsgemäß deutliche Unterschiede hinsichtlich relevanter Annahmen. So wurden von den Autoren nur die reinen Investitionskosten für zusätzliche BHKW angesetzt, nicht aber zusätzliche anfallende Kosten für Transport, Installation und Einbindung. Diese verteuern die Anschaffung neuer Verstromungsaggregate jedoch regelmäßig um mehr als 50 %, was sich, wie im Rahmen der Sensitivitätsanalyse aufgezeigt, deutlich auf die Wirtschaftlichkeit eines Flexibilisierungsprojekts auswirkt.

#### 4.4 Identifikation von Hemmnissen und grundlegender Ansatzpunkte

In Bezug auf Hemmnisse einer Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen lassen sich hindernde Aspekte aus der ökonomischen Analyse (der Fallbeispiele), grundlegende in KWKG sowie EEG angelegte Hemmnisse aus rechtlicher Perspektive sowie übergeordnete Hemmnisse unterscheiden. Diese Punkte werden im Folgenden thematisiert.

##### 4.4.1 Hemmnisse und Ansatzpunkte aus der ökonomischen Analyse

Die ökonomische Untersuchung zeigt, dass bei den betrachteten Fallbeispielen nur einzelne Fälle der Flexibilisierung einen positiven (Differenz-)Kapitalwert aufzeigen. Hierbei handelt es sich zum einen um eine Biomethan-Bestandsanlage (750 kW, IBN Okt. 2014, ohne Begrenzung der Bemessungsleistung aufgrund der Übergangsregelung nach § 100 Abs. 3 EEG 2014), für die die drei- bis fünffache Überbauung einen positiven Kapitalwert aufzeigt. Die Mehrerlöse dieser Varianten des Kapazitätszubaues ergeben sich zum größten Teil aus der Flexibilitätsprämie. Zum anderen handelt es sich um ein in der Objektversorgung eingesetztes Biomethan-BHKW (100 kW, IBN 2016). Hierfür ergibt sich für die ein- und zweifache Überbauung ein leicht positiver Kapitalwert. In diesem Fall ergeben sich die Zusatzerlöse neben den Flexibilitätszuschlagszahlungen aus der Installation eines Wärmespeichers und der

---

<sup>67</sup> Vgl. insbesondere Dotzauer et. al. (2018); Lauer et. al. (2017); Lauer et. al. (2016). Die Autoren des DBFZ untersuchen diverse Szenarien der Anlagenflexibilisierung für verschiedene Biogasanlagen anhand einer zu der in dieser Arbeit verwendeten vergleichbaren Methodik

dadurch vermiedenen Kosten für den Betrieb eines Spitzenlastkessels. Dieses Ergebnis basiert damit auf der Annahme, dass in der Ausgangssituation kein Wärmespeicher existiert.

Von den sieben verschiedenen betrachteten Referenzanlagen mit jeweils verschiedenen Flexibilisierungsvarianten zeigen lediglich zwei Fälle einen positiven Kapitalwert auf. Es handelt sich bei den gewählten Referenzanlagen nicht um eine repräsentative Anlagenauswahl. Dennoch legt die Analyse die Vermutung nahe, dass der bestehende regulatorische Rahmen aus ökonomischer Sicht in vielen Fällen keinen wirksamen Anreiz zur Anlagenflexibilisierung aufweist.

Die Sensitivitätsanalyse für die o. g. Biomethan-Bestandsanlage zeigt, dass die BHKW-Investitionskosten sowie die Flexibilitätsprämie die wesentlichen Hebel für die Wirtschaftlichkeit darstellen. Da die Höhe der Investitionsausgaben aus Betreibersicht lediglich durch einen Investitionskostenzuschuss adressierbar wäre, der hier als neues Instrument nicht weiter betrachtet werden soll, ergeben sich als mögliche Ansatzpunkte die Höhe der Flexibilitätsprämie sowie grundsätzlich auch alternative Förderungen von Arbeit und/oder Leistung.

#### 4.4.2 Hemmnisse und Ansatzpunkte aus der Analyse des KWKG

Das Vergütungssystem des KWKG setzt nur geringe Anreize für die Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen, da die Zuschläge für direktvermarkteten KWK-Strom unabhängig vom Börsenstrompreis bemessen werden. Wie in Kapitel 4.1.1 erläutert, besteht für Anlagenbetreiber nur ein begrenzter Anreiz, den Betrieb der Anlagen in Abhängigkeit der Börsenstrompreise zu flexibilisieren. Die Förderdauer bemisst sich anhand eines Kontingents an Vollbenutzungsstunden, die für Bestandsanlagen jährlich um mindestens 4.000 Vollbenutzungsstunden reduziert werden. Dies setzt für Bestandsanlagen daher weiterhin Anreize für eine Auslastung der Anlage in dieser Höhe und damit nur begrenzt für eine flexible Fahrweise. Die Dauer entspricht in etwa der Höhe der förderfähigen Benutzungsstunden nach dem EEG 2017 (4.380 h/a).

Der KWKG-Förderung kommt bei Biomasse-Anlagen wegen der Möglichkeit, die Förderung des EEG in Anspruch zu nehmen, praktische nur geringe Bedeutung zu. Bislang haben Betreiber von Biomasse-KWK-Anlagen selten Anreiz, ihren erzeugten Strom nach der Fördersystematik des KWKG vergüten zu lassen, da die Höhe der erzielbaren Förderung aus der Marktprämie des EEG die aus den Zuschlagszahlungen des KWKG deutlich übersteigt. Vor der Novellierung 2014 bot auch die Fördersystematik des EEG keinen nennenswerten Anreiz zum flexiblen Betrieb von Biomasseanlagen, da die maximale Förderhöhe durch einen kontinuierlichen Betrieb mit hohen Volllaststunden erreicht wurde. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint die Begrenzung der Förderungshöchstdauer nach Volllaststunden, wie im KWKG vorgesehen, geeigneter, um vorhandene Flexibilitätspotenziale der energetischen Biomasse zu heben, vorausgesetzt, es findet keine zu starke jährliche Reduzierung der Volllaststunden losgelöst von der tatsächlichen Fahrweise der Anlage statt. Insofern kommt es zu dem unerwünschten Effekt, dass die EEG-Förderung von Bestandsanlagen Flexibilisierungsanreize des KWKG hemmt. Dadurch bleiben

Flexibilisierungsanreize des KWKG auf Anlagen, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, beschränkt.

Da sich die Charakteristika der Stromerzeugung aus Biomasse als steuerbare erneuerbare Energiequelle deutlich von denen der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) unterscheiden, könnte sich eine Förderung in einem eigenen Gesetz oder im Rahmen eines weiterentwickelten KWKG als zielführend erweisen<sup>68</sup>.

Als mögliche Ansatzpunkte zeigen sich damit die Ausgestaltung der Förderdauer in Volllaststunden (statt Jahren) sowie die Fokussierung des Förderrahmens für Biomasse-KWK in einem Gesetz.

#### 4.4.3 Hemmnisse und Ansatzpunkte aus der Analyse des EEG

Die juristische Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass mit Flexibilitätsprämie der Gesetzgeber wirksamen Anreiz zur Flexibilisierung setzt, der durch die förderungsfähige Bemessungsleistung ergänzt wird. Anknüpfend an die ökonomische Analyse sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass jedoch je nach Einzelfall auch die kumulierten Anreize keine hinreichende Förderung für die Flexibilisierung einer Anlage darstellen (vgl. Kapitel 4.2.2). Ebenso zeigt auch die juristische Analyse im Einzelnen bestimmte Hemmnisse auf.

#### **Bestandsanlagen**

Für Bestandsanlagen setzt die Flexibilitätsprämie zwar vergleichsweise starke Anreize, doch selbst in diesem Fall sind die regulatorischen Anreize nur in einzelnen Anlagenkonfigurationen hinreichend, um eine Flexibilisierung wirtschaftlich realisieren zu können. Ferner erlischt der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie nach Erreichen des Förderdeckels von 1.000 MW mit Ablauf von November 2020, sodass für später erfolgende Leistungszubauten kein regulatorischer Anreiz mehr besteht.

Bei Bestandsanlagen wirkt sich zudem flexibilitätshemmend aus, dass die Begrenzung der Bemessungsleistung nicht bzw. nur in geringem Umfang für Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt. Die Regelung des § 101 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 gilt nur für Biogasanlagen und bewirkt zudem lediglich eine Begrenzung der förderfähigen Stromerzeugung auf die Höchstbemessungsleistung. § 101 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 bestimmt für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014, dass sich ab 1. August 2014 der Vergütungsanspruch für jede Kilowattstunde Strom, um die in einem Kalenderjahr die Höchstbemessungsleistung der Anlage überschritten wird, auf den Monatsmarktwert (§ 101 Abs. 1 EEG 2017 und EEG 2014) verringert. Die Höchstbemessungsleistung ist hierbei die höchste Bemessungsleistung der Anlage vor dem 1. Januar 2014 oder der um 5 Prozent verringerte Wert der am 31. Juli 2014 installierten Leistung der Anlage, § 101 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.

---

<sup>68</sup> Vgl. hierzu Leprich et. al. (2013), S. 85–90. Die Autoren schlagen eine Erweiterung des KWKG vor, um eine zielgerichtete und ihrem Potenzial als Flexibilitätsoption im Stromsystem entsprechende Fördersystematik für die Stromerzeugung aus Biomasse zu ermöglichen

Dies wird nur zum Teil durch die Flexibilitätsprämie kompensiert. Zudem ist der Anwendungsbereich dieser Mechanismen auf Biogasanlagen beschränkt. Für alle anderen Formen der Biomasse läuft dieser Anreiz leer, sodass für die übrigen Biomasse-Anlagen auch nach dem EEG 2017 kein Anreiz zur Flexibilisierung besteht. Dabei sei an dieser Stelle auf den mit rund 75 % hohen Anteil von Biogas (inklusive Biomethan) an den Biomasse-KWK-Anlagen hingewiesen (vgl. Abbildung 1, Kapitel 2.2, Seite 8).

Durch die auf 20 Jahre angelegte Förderdauer des EEG 2017 entsteht ein deutlicher Anreiz, Bestandsanlagen mit einer hohen Benutzungsstundenzahl zu betreiben und dadurch die Förderung zu maximieren, da für diese Anlagen die Begrenzung der (Höchst-) Bemessungsleistung bzw. die Begrenzung der förderfähigen Strommenge nicht gilt.

### **Neuanlagen**

Für neue Anlagen und Anlagen, die nach dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt mit dem Flexibilitätszuschlag ein grundsätzlich effektiver Flexibilisierungsmechanismus, der durch die Begrenzung der förderungsfähigen Bemessungsleistung ergänzt wird (vgl. Kapitel 4.2.2). Für diese Anlagen gilt entweder eine Begrenzung der Höchstbemessungsleistung (§ 39h EEG 2017 für Anlagen, die an der Ausschreibung teilnehmen) oder eine Begrenzung der förderfähigen Strommenge (§ 44b EEG 2018 für Anlagen außerhalb der Ausschreibung). Durch diese Begrenzungen wird die Zahl der geförderten Vollbenutzungsstunden auf 4.380h/a reduziert. Diese Regelung setzt nur einen sehr geringen Flexibilisierungsanreiz, der in seiner Wirksamkeit mit dem von Bestandsanlagen, die nach dem KWKG gefördert werden und deren Kontingent in jedem Jahr um mindestens 4.000 Vollbenutzungsstunden reduziert wird, vergleichbar ist.

Ein Hemmnis ergibt sich aus der Bemessung der Förderdauer in Jahren. Denn wie oben dargestellt, ist die Förderung nach dem EEG, die eine 20jährige Förderdauer vorsieht, attraktiver als die nach Vollbenutzungsstunden bemessene KWKG-Förderung.

Einen möglichen Ansatzpunkt stellt damit insbesondere die Höhe des Flexibilitätszuschlags (Neuanlagen), ggf. auch die Höhe der Flexibilitätsprämie (Bestandsanlagen) dar. Ergänzend für Bestandsanlagen kommt eine Anhebung des Förderdeckels in Betracht. Durch eine Umstellung der Förderdauer für Biomasseanlagen auf Vollbenutzungsstunden auch im Rahmen des EEG kann zusätzliche Flexibilität angereizt werden.

#### **4.4.4 Übergreifende Aspekte und Ansatzpunkte**

##### **Wärmespeicher**

Mit Hinblick auf eine effiziente Biomassenutzung, gilt es, auch die erzeugte Wärme möglichst vollständig zu verwerten. Eine effiziente Wärmenutzung, z. B. durch Einsatz eines Wärmespeichers, kann zudem zur Anlagenflexibilisierung beitragen. Je stärker das Lasterzeugungsprofil einer flexibel stromgeführten BHKW vom Wärmeverbrauchsprofil abweicht, desto eher ist der Einsatz eines Wärmespeichers erforderlich. Der Betrieb von Wärmespeichern kann nach §§ 22, 23 KWKG gefördert werden. Voraussetzung für die

Förderung ist nach § 22 Abs. 1 Nr.2 KWKG u. a., dass die Wärme des Wärmespeichers überwiegend aus KWK-Anlagen oder innovativen KWK-Systemen, einschließlich derer Komponenten zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme oder strombasierter Wärme stammt. Nicht erforderlich ist, dass die einspeisende KWK-Anlage selbst der Förderung nach dem KWKG unterliegt, da § 1 Abs. 3 KWKG nur die Doppelvergütung von Strom verhindert. Damit kann auch eingespeiste Wärme aus KWK-Anlagen, die nach dem EEG 2017 gefördert werden, was bei Biomasse-KWK-Anlagen wie oben dargestellt regelmäßig der Fall ist, der geforderten Einspeisequote zugerechnet werden.

### Erneuerbare Energien in der Wärmeerzeugung

Daneben besteht keine (direkte) Förderung für den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor wie beim Einsatz im Stromsektor. Eine solche stellt aber grundsätzlich einen Ansatzpunkt zur Förderung von Biomasse-KWK ausgerichtet auf den gegebenen Wärmebedarf dar. Überwiegend sind die Fördertatbestände nicht auf die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung beschränkt (etwa KWKG-Förderung, s.o.; Verringerung der EEG-Umlage für hocheffiziente KWK-Anlage zur Eigenversorgung mit Strom, §§ 61, 61b Nr. 2 EEG 2017; Energiesteuerentlastung für gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme, § 53a StromStG). Eine bereits bestehende Ausnahme ist die Förderung sog. innovativer KWK-Systeme, die einen hohen Anteil von Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien voraussetzen (30 % der ausgekoppelten Wärmeleistung muss mit einem mit der Anlage verbundenen elektrischen Wärmeerzeuger erzeugt werden können, § 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusV; s. o.) und dem Bonus für innovative erneuerbare Wärme nach § 7a KWKG.

### Sektorkopplung

Ein weiteres Flexibilisierungsinstrument könnte die Umwandlung von überschüssigem erneuerbarem Strom in Wärme, also eine **Power-to-Heat-Technologie**, darstellen, welche die Anlagenkonfiguration ergänzen und verbleibende Wärmebedarfe decken könnte. Bei negativer Residuallast oder Netzengpässen könnte der erzeugte Strom durch einen elektrischen Wärmeerzeuger oder eine Wärmepumpe zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Insoweit kann eine Biomasse-KWK-Anlage in Verbindung mit einem Wärmeerzeuger auch bei Hochlastzeiten einen Beitrag zur Stabilisierung des Gesamtsystems leisten.

Die rechtlichen Anreize im bestehenden Rechtsrahmen zur Integration von Power-to-Heat-Anlagen sind indes gering. Neben der oben genannten Förderungsmöglichkeit von KWK-Anlagen mit einem Wärmeerzeuger als innovatives KWK-System und dem Bonus für innovative erneuerbare Wärme bestehen im Rechtsrahmen keine direkten Privilegierungen. Rechtlich wird die Nutzung von überschüssigem Strom als Wärmebereitstellungsoption nicht gegenüber dem sonstigen Letztverbrauch von Strom privilegiert<sup>69</sup>. Diesbezüglich sei auf das gesonderte Arbeitspapier „Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen als

---

<sup>69</sup> Vgl. IKEM Positionspapier (2018)

Wärmebereitstellungsoption<sup>70</sup> verwiesen, dass ebenfalls im Rahmen des ENavi-Projektes erarbeitet wurde.

---

<sup>70</sup> Vgl. BBHC, IKEM, TU Berlin E&R, SW Heidelberg, Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen als Wärmebereitstellungsoption (2019)

## 5 ABLEITUNG VON HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN UND ANPASSUNG DES RECHTSRAHMENS

Aus der vorangegangenen ökonomischen und juristischen Analyse der Hemmnisse und Ansatzpunkte haben sich folgende Handlungsoptionen herauskristallisiert:

- Anhebung des Flexibilitätszuschlags, ggf. der Flexibilitätsprämie und/oder des Förderdeckels zur Begrenzung der Flexibilitätsprämie
- Förderung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen bzw. erneuerbaren Energien
- Festlegung der Förderhöchstdauer anhand von Volllaststunden statt Jahren
- Fokussierung des Regelungsrahmens für Biomasse-KWK-Anlagen in einem Gesetz

Ausgerichtet auf die Forschungsfrage, wie die Flexibilisierungsanreize im derzeitigen Rechtsrahmen zu bewerten sind und wie eine Anpassung des Rechtsrahmens eine stärkere Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen anreizen könnte, werden diese Handlungsoptionen im Folgenden diskutiert. Des Weiteren wird herausgearbeitet, ob Handlungsempfehlungen abgeleitet werden können. Als Kriterium für die Bildung von Empfehlungen wird herangezogen, dass diese aus energiesystemischer Sicht grundsätzlich passfähig sind. Eine Passfähigkeit besteht, wenn die aus einer jeweiligen Handlungsempfehlung resultierende Anreizwirkung mit den Anforderungen an ein zukünftiges Energiesystem übereinstimmt. Darüber hinaus müssen die Handlungsempfehlungen einzelwirtschaftliche Hemmnisse zur Erreichung eines dekarbonisierten Energiesystems beheben. Diese Kriterien sind darauf ausgerichtet, die in der Einleitung dargestellten Ziele der Bundesregierung (Dekarbonisierung) sowie des Projektes ENavi (Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem) zu unterstützen.

Vor dem Hintergrund dieser übergeordneten Ziele erscheint es unterdessen sinnvoll, zu diskutieren, ob die in diesem Paper angestrebte flexible, spotmarktorientierte Fahrweise von Biomasse-KWK Anlagen zum jetzigen Zeitpunkt der Systemtransformation tatsächlich geeignet ist, die Erreichung der politischen Ziele zu unterstützen.

Da in Zeiten niedriger Strombörsenpreise meist (Braun-)Kohlekraftwerke die grenzpreissetzende Erzeugungstechnologie darstellen, führt eine Verringerung der Einspeisung von Strom aus Biomasse zu einer ökologisch unvorteilhaften höheren Einspeisung von Strom aus fossilen Energieträgern und einer Preissteigerung am Day-Ahead-Markt. Wird hingegen in Hochpreiszeiten vermehrt Strom aus Biomasse eingespeist, werden zumeist Gaskraftwerke aus der Merit-Order verdrängt. In Summe kann die bedarfsgerechte Fahrweise von Biomasse-KWK-Anlagen demnach in einer höheren Auslastung und steigenden Deckungsbeiträgen für unflexible, emissionsintensive fossile Kraftwerke resultieren<sup>71</sup>. Auch die Vermeidung negativer Spotmarktpreise als Ziel der Biomasseverstromung kann die Flexibilisierungsanreize für konventionelle Erzeuger verringern<sup>72</sup>. Hier ist eine Abwägung zwischen den Auswirkungen negativer Spotmarktpreise bzgl. der Abregelung von FEE und der Höhe der EEG-Umlage einerseits und ihrer Lenkungswirkung für die konventionelle Erzeugung andererseits zu treffen.

---

<sup>71</sup> Vgl. Hauser et. al. (2014), S. 30–33

<sup>72</sup> Vgl. Ebd., 33–36

Es besteht dementsprechend weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Ziele und des Zeitpunkts für die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse. Spezifisch sei die Frage genannt, ob ein stromgeführter Betrieb erst ab einem höheren EE-Anteil gesamtsystemisch vorteilhaft ist und ob größere Anstrengungen zur Anlagenflexibilisierung im Sinne der Erbringung von Systemdienstleistungen durch Bioenergie notwendig sind.

Als ein weiterer Punkt seien an dieser Stelle die ökologischen Auswirkungen der bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biomasse genannt. Neben den potenziell ökologisch negativen Auswirkungen des flexiblen Betriebs durch eine Erhöhung der Auslastung von Braunkohle - zulasten von Gaskraftwerken - ist auch die ökologische Dimension des flexiblen Anlagenbetriebs selbst zu untersuchen. Insbesondere im Teillastbetrieb erhöht sich der Ausstoß von Kohlenwasserstoffen im Abgas von BHKW deutlich, was sich negativ auf die Treibhausgasbilanz des erzeugten Stroms auswirkt<sup>73</sup>. Andererseits verringert die Verstromung in neuen BHKW mit höheren Wirkungsgraden und damit geringerem Brennstoffeinsatz den CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Elektrizitätserzeugung. Aktuelle Studien deuten auf insgesamt niedrigere Treibhausgasemissionen infolge einer Anlagenflexibilisierung hin<sup>74</sup>, weiterführende Forschungsanstrengungen sind jedoch wünschenswert. Zudem gilt es die Frage weitergehend zu untersuchen, in welchen Sektoren die Bioenergie den wichtigsten Beitrag zur vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems leisten kann (bspw. in der Energieversorgung vs. Industrie) und wie ihr Einsatz vor dem Hintergrund eventueller Nutzungskonkurrenzen nachhaltig erfolgen kann<sup>75</sup>. An dieser Stelle erscheint auch die Differenzierung zwischen Biomasse aus landwirtschaftlichem Anbau und Biomasse aus Reststoffen relevant. Dies könnte in der Ausarbeitung einer Roadmap für Biomasse münden, die den energiesystemisch zu empfehlenden Einsatz von Biomasse im Zeitverlauf darlegt. Auf dieser Basis ließen sich flankierende politische Steuerungsinstrumente entwickeln, die den Biomasseeinsatz gezielt in die identifizierten Sektoren und Anwendungen lenken könnten.

Zum einen besteht somit weiterer Forschungsbedarf, wann eine Flexibilisierung von Biomasse-Anlagen sinnvoll erscheint. Zum anderen zeigen die vorangegangenen Analysen, dass, sobald eine Flexibilisierung als energiesystemisch vorteilhaft betrachtet wird, Handlungsbedarf hinsichtlich des rechtlichen Rahmens für Biomasse-KWK besteht. Im Folgenden wird demzufolge die Diskussion der Handlungsoptionen unter der Annahme einer (umgehend) anzustrebenden Flexibilisierung erarbeitet.

### 5.1.1 Anhebung des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie und/oder des Förderdeckels zur Begrenzung der Flexibilitätsprämie

Die vorangegangenen Analysen führen zu der Einschätzung, dass Flexibilitätszuschlag bzw. Flexibilitätsprämie grundsätzlich effektive Instrumente darstellen, aber in seiner aktuellen Höhe nicht ausreichend ökonomischen Anreiz bieten. Die Ausschöpfung des Förderdeckels der Flexibilitätsprämie in Höhe von 1.000 MW im Juli 2019 (zzgl. 15-monatiger Übergangsfrist) stellt ein zusätzliches Hemmnis dar. Da eine Anhebung der Flexibilitätsprämie ihre

---

<sup>73</sup> Vgl. Häring et. al. (2013), S. 18

<sup>74</sup> Vgl. beispielsweise Lauer et. al. (2017), S. 75

<sup>75</sup> Für den Vorschlag einer langfristigen, sektorenübergreifenden Bioenergiestrategie vgl. Thrän et. al. (2015a)

Anreizwirkung nur entfalten kann, wenn gleichzeitig der Förderdeckel angehoben oder aufgehoben wird, werden diese beiden Anpassungen gemeinsam diskutiert. In der folgenden Diskussion wird hinsichtlich der Anhebung der Flexibilitätsprämie demnach die gleichzeitige Anhebung oder Aufhebung des Förderdeckels als gegeben zu Grunde gelegt.

### **Dekarbonisierung**

Als weiteres Kriterium zur Bewertung der Handlungsoption wird der Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems herangezogen. Der Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien (in Verbindung mit Ausstieg aus fossiler Erzeugung) in Form der Erhöhung der installierten Leistung (MW) und der erzeugten Arbeit (MWh) führt somit zu einer positiven Bewertung der Handlungsoption.

Der Flexibilitätszuschlag sowie die Flexibilitätsprämie bieten grundsätzlich einen Anreiz zur Installation zusätzlicher Leistung bei bestehenden Biogas- und Biomethan-Anlagen. Eine Erhöhung der Prämie verstärkt diesen Anreiz. Aufgezeigt wurde dies exemplarisch durch die Sensitivitätsanalyse der ökonomischen Analyse: Bei einer Erhöhung der Flexibilitätsprämie um ca. 20 % wird die bislang unwirtschaftliche Variante der doppelten Überbauung der Referenzanlage ökonomisch vorteilhaft. Dabei handelt es sich um eine Biomethan-Bestandsanlage (750 kW<sub>eI</sub>). Gleichzeitig beinhaltet das Konstrukt des Flexibilitätszuschlags sowie der Flexibilitätsprämie die Begrenzung der Bemessungsleistung und damit die Begrenzung der erzeugten Arbeit. Bei flexibler Fahrweise (der erweiterten Anlage) darf die „alte“ durchschnittliche Leistung nicht überschritten werden. Zudem gilt eine Deckelung der Höchstbemessungsleistung auf 50 % der installierten Leistung. Dieser Mechanismus bewirkt, dass die erzeugte Arbeit nicht zunimmt. Während der Anreiz zum Leistungsausbau hinsichtlich des Beitrags zur Dekarbonisierung als positiv zu bewerten ist, führt der Effekt auf die produzierten kWh zu einer neutralen Einschätzung.

### **Integration FEE**

Neben dem Beitrag zur Dekarbonisierung soll ebenso die Auswirkung auf die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) betrachtet werden. Die Integration der FEE wird durch Biomasse-KWK unterstützt, indem diese ihre Fahrweise an der Residuallast ausrichten. Diese Ausrichtung erfolgt über die Spotmarktpreise: Bei einer geringen Residuallast (u. a. durch eine hohe Einspeisung von FEE), ist der Spotmarktpreis regelmäßig niedrig und umgekehrt.

Den Zusammenhang zwischen Residuallast und Spotmarktpreisen zeigt die nachfolgende Grafik:

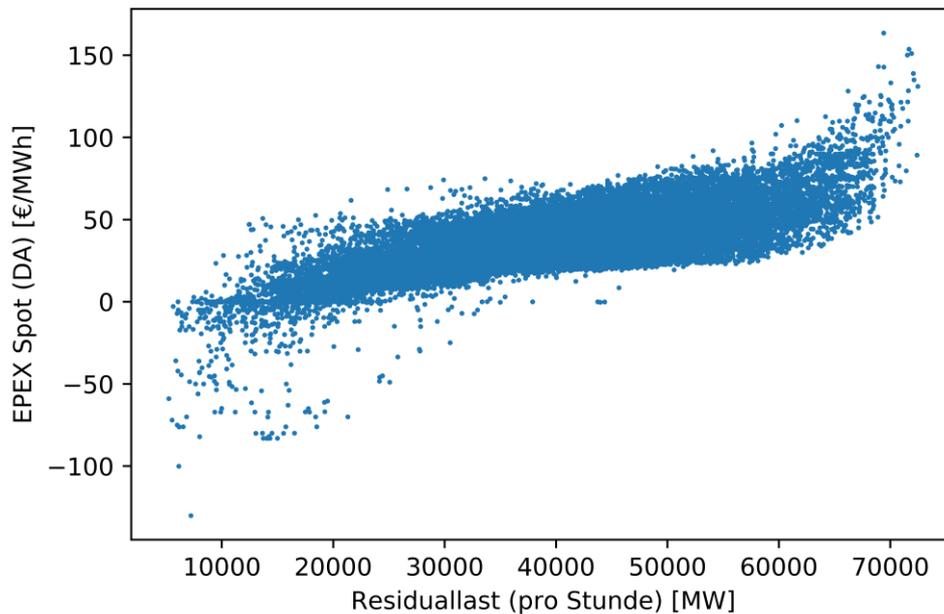


Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Residuallast und EPEX Spot DA-Preisen für den Zeitraum 2016-2019

Quelle: Zusammenstellung auf Basis von Daten der OPSD basierend auf Daten von EPEX Spot sowie ENTSO-E

Über die Deckelung der Höchstbemessungsleistung wird wie oben aufgeführt vermieden, dass die erzeugte Arbeit durch die Überbauung der Anlage erhöht wird. Stattdessen besteht der ökonomische Anreiz, die installierte Leistung vollständig oder teilweise in Stunden mit hohen Spotmarktpreisen einzusetzen. Dies spiegelt sich in den Spotmarktmehrerlösen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Referenzanlagen mit den verschiedenen Flexibilisierungsoptionen wider. Durch einen verstärkten Anreiz der Anlagenüberbauung, die eine Anhebung der Flexibilitätsprämie bewirkt, erhöht sich auch die dargestellte flexible, spotmarktpreis-orientierte Fahrweise.

Diese flexible Fahrweise leistet damit eine Unterstützung mit Blick auf die Integration von Wind- und PV-Anlagen. Gleichzeitig hat die stromgeführte Fahrweise die oben dargestellten Einfluss auf die Merit-Order des bestehenden Anlagenparks und führt gegenwärtig zu einer Verdrängung von Gas-Kraftwerken in Hochpreiszeiten und einer Reduktion von Erzeugungsangebot in Niedrigpreiszeiten zugunsten von kohlebasierter Erzeugung. Es besteht damit der bereits weiter oben skizzierte Zielkonflikt. Unter der hier zugrunde liegenden Annahme einer (umgehend) anzustrebenden Flexibilisierung, ist damit die Erhöhung des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie für die Integration von FEE als positiv zu bewerten.

### Kosteneffizienz

Neben den energiewirtschaftlichen Kriterien soll die Anhebung des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie auch hinsichtlich der Kosteneffizienz des Förderinstruments erörtert werden. Zum einen sollte ein Förderinstrument möglichst geringe Förderkosten aufweisen.

Eine Beurteilung könnte auf Basis eines Vergleichs von Flexibilitätszuschlag / Flexibilitätsprämie mit anderen Instrumenten, die die gleichen Anreizwirkungen aufweisen, erfolgen. Eine solche Analyse würde den Rahmen dieses Papiers jedoch deutlich übersteigen.

Hinsichtlich der Ziele Dekarbonisierung und Integration von FEE, stellt sich die Frage nach der „richtigen“ Höhe des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie, die einerseits die gewünschten Anzeizeffekte darstellt, andererseits möglichst geringe Kosten des Förderinstruments gewährleistet. Dieser Aspekt umfasst auch, dass Mitnahme-Effekte, also die Förderung von Anlagenflexibilisierungen, die auch ohne Förderung realisiert worden wären, vermieden werden. Die in dieser Analyse zugrunde gelegten Referenzanlagen geben kein repräsentatives Bild der gesamten Anlagen wieder, so dass eine Handlungsempfehlung auf Basis der Sensitivitätsanalyse nicht sinnvoll abzuleiten ist. Es empfiehlt sich daher, diese Frage weiter zu erforschen. Unmittelbar im Zusammenhang damit steht auch die optimale Förderdauer der Flexibilitätsprämie. Es erscheint eine Überprüfung ratsam, ob die Anreizwirkung durch eine Anhebung der (gegenwärtigen) Dauer von 10 Jahren kosteneffizient erhöht werden kann.

Grundsätzlich sind Förderungen, die auf einem marktbasierten Mechanismus beruhen in Bezug auf ökonomische Effizienz, positiv zu bewerten. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob eine Ausschreibung des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie eine ökonomisch vorteilhaftere Variante darstellt. Dabei ist in Bezug auf Kosteneffizienz gleichwohl der administrative Aufwand einer Ausschreibung zu berücksichtigen.

### **Investitionssicherheit**

Während der Flexibilitätszuschlag für eine Förderdauer von 20 Jahren gezahlt wird, ist die Flexibilitätsprämie gegenwärtig auf die Dauer von zehn Jahren festgelegt. Die wirtschaftliche Anreizwirkung einer Erhöhung von Flexibilitätszuschlag / Flexibilitätsprämie hängt unmittelbar mit der Dauer der Prämienzahlung zusammen. Weiterer Forschungsbedarf zur „richtigen“ Höhe (und Dauer) wurde oben bereits skizziert. Da Höhe und Dauer von Flexibilitätszuschlag / Flexibilitätsprämie zu Beginn des Planungs-, Realisierungs- und Amortisationszeitraums bietet die Regelung einen stabilen Rechtsrahmen und damit grundsätzlich die erforderliche **Investitionssicherheit**. Bei Änderungen zu Lasten von Anlagenbetreibern sind Übergangsregelungen zum Bestandsschutz laufender Anlagen/Projekte erforderlich.

Eine Einschränkung der Investitionssicherheit stellt dagegen eine Anhebung bzw. Neudefinition des Förderdeckels dar. Dieser wurde durch Festlegung der 15-monatigen Übergangszeit nach Erreichen des Förderdeckels in Höhe von 1.000 MW wirksam begegnet. Gleichwohl verbleibt kurz vor Erreichen des Deckels weiterhin eine hemmende Wirkung bestehen. Dem steht jedoch gegenüber, dass die Anhebung des Förderdeckels gegenüber einer vollständigen Aufhebung die Möglichkeit bietet, bei Erreichen des (neu definierten) Deckels eine Überprüfung des Förderinstruments vorzunehmen. Hierbei ist zu prüfen, inwieweit die angestrebten Ziele (zu gegebenen Förderkosten) erreicht wurden. Die

Fortführung einer entsprechenden Regelung, insbesondere aber eine unbefristete Geltung der Flexibilitätsprämie sind hinsichtlich der Investitionssicherheit als positiv zu bewerten.

### **Gesamteinschätzung**

Insgesamt zeigt die Diskussion damit eine tendenziell positive Bewertung der Anhebung von Flexibilitätszuschlag / Flexibilitätsprämie, gleichzeitig besteht zum einen Forschungsbedarf, in welcher Phase der Energiewende die Flexibilisierung von Biomasse-KWK zielführend ist und zum anderen zur Höhe und Dauer der Prämienzahlungen (einschließlich der Option der Ausschreibung der Prämie).

### **Alternative:** Kombination aus Arbeits- und Leistungsvergütung

Ein alternatives Förderregime für die Stromerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen könnte in einer Kombination aus fixer Kapazitätsprämie und einer Marktprämie gegeben sein. Durch die Marktprämie würde eine Reduktion der für die Gebotsabgabe maßgeblichen Grenzkosten erzielt und eine Einreihung in der Merit-Order vor fossilen Kraftwerken gewährleistet. Durch die Kapazitätsprämie in Kombination mit den Wärmeerlösen entstünden die benötigten Refinanzierungsbeiträge<sup>76</sup>. Ein solches System wäre zu parametrieren und hinsichtlich der systemischen Wirkungen weiter zu analysieren.

#### 5.1.2 Förderung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen bzw. erneuerbaren Energien

Gegenwärtig besteht wie in Kapitel 4.4.4 dargestellt keine unmittelbare Förderung für den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor vergleichbar zum Stromsektor. Die bestehende Förderung von Wärmeenergie setzt in der Regel nicht die Verwendung von erneuerbaren Energien voraus. Eine Ausnahme ist die Förderung innovativer KWK-Systeme und dem Bonus für innovativer erneuerbare Wärme, die einen Anteil von Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien voraussetzen. Gleichzeitig beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien am Wärmesektor knapp 14 Prozent (2018)<sup>77</sup> und liegt damit im Vergleich zum Stromsektor relativ niedrig. Über die Notwendigkeit einer Wärmewende besteht in Forschung und Praxis Konsens.

Eine Förderung der Wärmeenergie durch Biomasse-KWK-Anlagen bzw. aus erneuerbaren Energien könnte in Form einer fixen Förderung je erzeugter kWh Wärme ausgestaltet werden. Erforderlich wäre dazu eine Festlegung, welche Anlagen grundsätzlich förderfähig sind. Auch wird mitunter über einen Einspeisevorrang von „grüner Wärme“ diskutiert, ebenfalls äquivalent zum EEG. Eine Alternative könnte bspw. ein Wärmebonus ausschließlich für Biomasse-KWK-Anlagen darstellen. Gleichwohl stellt die alleinige Förderung von erneuerbarer Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen andere erneuerbare Wärmeenergieerzeugungsformen schlechter. Entsprechend erscheint eine technologieoffene Förderung verschiedener auf erneuerbaren Energien basierender Wärmeenergieerzeugungstechnologien sinnvoller. Eine genaue Ausgestaltung wäre noch zu erarbeiten. Sicher jedoch scheint, dass die Unterstützung für

---

<sup>76</sup> Vgl. zu diesem Vorschlag Leprich et. al. (2013), S. 85-90

<sup>77</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2019)

Wärme auf Basis von erneuerbaren Energien parallel zur bestehenden Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien bestehen würde. Auszugestalten wäre ebenso, wie die Kosten dieser Förderung umgelegt werden. Unabhängig von einer Ausgestaltung im Einzelnen, soll diese Option im Rahmen dieses Arbeitspapiers hinsichtlich der Kriterien Dekarbonisierung, Integration von erneuerbaren Energien, Kosteneffizienz und Investitionssicherheit betrachtet werden.

### **Dekarbonisierung**

Die Förderung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen bzw. erneuerbaren Energien würde voraussichtlich die Erzeugung „grüner Wärme“ anreizen und andere Formen der Wärmeerzeugung verdrängen und damit positiv zur Dekarbonisierung beitragen. Dabei könnte die Ausgestaltung so gewählt werden, dass im Wesentlichen fossile Wärmeerzeugung ersetzt werden. Die Effekte müssten abhängig von einer Ausgestaltung im Einzelnen jedoch untersucht werden. Dies sollte differenziert nach Wärmeerzeugung, die in ein Fernwärmenetz einspeist und Wärmeerzeugung in einem Objekt bzw. Quartier erfolgen, da in den beiden Segmenten sehr unterschiedliche Ausgangssituationen existieren.

Da eine Förderung der Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen parallel zur stromseitigen EEG-Förderung bestünde, sollte allerdings betrachtet werden, ob die Wärmaförderung eine höhere oder zielgerichtetere Effektivität aufweist als eine entsprechende Erhöhung der bestehenden stromseitigen Förderung. Denn auch eine Erhöhung der zulässigen Höchstwerte des anzulegenden Werts in den Ausschreibungen (bzw. der Einspeisevergütung) bzw. der Flexibilitätsprämie sowie des Flexibilitätszuschlags führen zu einer erhöhten Wärmeerzeugung durch Biomasse-KWK-Anlagen.

### **Integration FEE**

Hinsichtlich der Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien wird hier die Ausrichtung der Stromerzeugung an der Residuallast im Netz betrachtet. Ein Zusammenhang zwischen der Förderung „grüner Wärme“ und der Strom-Residuallast besteht ausschließlich für Biomasse-KWK-Anlagen. Wenn die Fahrweise von Biomasse-KWK-Anlagen am Strompreis und damit an der Residuallast (wie weiter oben aufgezeigt) orientiert wird, unterstützt dies grundsätzlich die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien. An dieser Stelle sei ebenfalls auf den Zielkonflikt hinsichtlich der kurzfristigen Effekte auf die Merit-Order hingewiesen (vgl. weiter oben). Ob und wie sich eine Wärmaförderung auf die strompreisorientierte Fahrweise von Biomasse-KWK auswirkt, hängt von der Einbindung von Wärmespeichern ab. Sofern ausreichend Wärmespeicherkapazitäten verfügbar sind, wäre die Erzeugung der Wärme zeitlich unabhängig vom Lastverlauf des Wärmebedarfs. In diesem Fall kann man davon ausgehen, dass eine Wärmaförderung keine Auswirkung auf die Integration von FEE hat. Existieren dagegen keine Wärmespeicherkapazitäten, bestünde ein Anreiz die Anlagen wärmebedarfsorientiert zu fahren und damit in der Struktur abweichend von der Struktur der Strom-Residuallast. In diesem Fall würde eine Wärmaförderung sich negativ auf die Integration von FEE auswirken. Dieser negative Anreizeffekt könnte durch eine Kopplung an die Verfügbarkeit von Wärmespeicherkapazitäten reduziert bzw. aufgelöst werden. Wie

die Förderung „grüner Wärme“ hinsichtlich der Integration von FEE zu beurteilen ist, hängt folglich stark von der Ausgestaltung der Förderung selbst und der jeweiligen Ausgangssituation ab, so dass in Rahmen dieser Arbeit weder eine positive noch negative Einschätzung getroffen werden kann.

### **Kosteneffizienz**

Die gleichzeitige Förderung von Strom und Wärme auf Basis von erneuerbaren Energien erhöht die Komplexität der Wirkungsweise der Förderung. Ebenso können gegenläufige Anreizeffekte entstehen, wie oben am Beispiel der wärmebedarfs- vs. strompreis-orientierter Fahrweise von Biomasse-KWK-Anlagen aufgezeigt. Dies erschwert es für den Gesetzgeber, die Förderinstrumente in der Art auszugestalten, dass sie die gewünschten Anreizeffekte kosteneffizient erreichen und Fehlanreize vermieden werden. Die Förderung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen bzw. erneuerbaren Energien erfordert zum einen die Ausgestaltung des zielführenden Förderregimes, zum anderen auch die Umsetzung der Förderung in der Praxis. Dies bringt (voraussichtlich) auch eine Nachweisführung über die förderfähige Wärmeerzeugungsmenge und entsprechenden administrativen Aufwand mit sich. Dabei wären auch Voraussetzungen der bestehenden Messinfrastruktur im Wärmesektor zu berücksichtigen. In der Regel besteht keine Messung von Viertelstundenwerten vergleichbar zum Stromsektor. Wärmedaten werden gegenwärtig häufiger als Tages- oder Monatswerte erfasst. Darüber hinaus wäre auszuarbeiten, ob eine entsprechende Förderung als Doppelförderung konzipiert wird oder ein Doppelförderungsverbot mit entsprechender Nachweisführung gelten sollte. Dies würde wiederum administrativen Aufwand in der Umsetzung mit sich bringen. Zudem sollte aus Sicht der Kosteneffizienz sichergestellt sein, dass für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse keine Refinanzierung über die Energiegestehungskosten hinaus erfolgt. Hinsichtlich der Ausgestaltung des Instruments schließt sich unmittelbar die Frage an, wie strom- und wärmeseitige Zahlungen aufzuteilen sind, sofern sie kumulativ erfolgen.

### **Investitionssicherheit**

Eine Förderung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen bzw. erneuerbaren Energien kann in der Form ausgestaltet werden, dass sie Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber gewährleistet. Dabei sind insbesondere hinreichend lange Förderzeiträume und Bestandsschutz als Anforderungen zu nennen. Eine Bewertung im Einzelnen hängt dabei von der konkreten Fördersystematik ab und kann daher in diesem Rahmen nicht beantwortet werden.

### **Gesamteinschätzung**

Insgesamt zeigt die Diskussion damit eine tendenziell positive Bewertung hinsichtlich des Beitrags zur Dekarbonisierung. Die Kriterien Integration FEE sowie Investitionssicherheit führen aufgrund der starken Abhängigkeit von der Ausgestaltung des Instruments im Einzelnen hier weder zu einer positiven noch einer negativen Bewertung. Auch die Bewertung

hinsichtlich der Kosteneffizienz hängt stark von der konkreten Ausgestaltung der Förderung ab. Die weiter oben aufgeführten Aspekte legen jedoch den Schluss nahe, dass die positiven Effekte einer Wärmaförderung auf die Dekarbonisierung (in Relation zu den Effekten einer ausschließlich stromseitigen Förderung) nicht in einem positiven Verhältnis zu dem administrativen Mehraufwand stehen.

### 5.1.3 Festlegung der Förderhöchstdauer anhand von Volllaststunden statt Jahren

Im Rahmen der Förderung von Biomasse-KWK-Anlagen nach dem EEG besteht durch die Begrenzung der Benutzungsstunden (Höchstbemessungsleistung) für Neuanlagen sowie Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014, die die Flexibilitätsprämie erhalten, ein ökonomischer Anreiz zur flexiblen, spotmarktpreisorientierten Fahrweise. Diese Regelungen gelten in Verbindung mit der Höchstförderdauer von 20 Jahren hinsichtlich des anzulegenden Werts und von 10 Jahren hinsichtlich der Flexibilitätsprämie. Für die genannten Fälle besteht darüber ein Anreiz, die Anlagen mit 4.380 Volllaststunden pro Jahr zu fahren. Über einen Zeitraum von 20 Jahren summiert sich dies zu einer (geförderten) Gesamtdauer von 87.600 Volllaststunden.

Aus den vorangegangenen Analysen stellt sich die Frage, ob durch die Festlegung der Förderhöchstdauer in Form einer maximalen (geförderten) Gesamtvolllaststundenzahl der Anreiz zur flexiblen Fahrweise verstärkt werden kann. Auf den ersten Blick erscheint die Begrenzung der Förderungshöchstdauer nach Volllaststunden, wie im KWKG vorgesehen, geeigneter, um vorhandene Flexibilitätpotenziale der energetischen Biomasse zu heben. Hier ist zu differenzieren zwischen einer Förderhöchstdauer in Verbindung mit einer oder ohne einer Höchstbemessungsleistung.

Eine Festlegung der Förderhöchstdauer unter Beibehaltung der bestehenden Höchstbemessungsleistung würde sich unmittelbar auf den Kapitalwert einer Anlageninvestition über den Betrachtungshorizont auswirken: eine Reduktion negativ, eine Erweiterung der Förderhöchstdauer positiv wegen jeweils geänderter Finanzierungsdauer in Jahren. Eine Auswirkung auf die unterjährige Fahrweise ist dagegen nicht ersichtlich.

Dagegen stellt sich der Sachverhalt bei einer Festlegung der Förderhöchstdauer ohne Höchstbemessungsleistung angelehnt an das KWKG anders dar. Eine solche Regelung böte Anlagenbetreibern die Option eine Anlage innerhalb eines Jahres mit einer Benutzungsstundenzahl ober- oder unterhalb von 4.380 Volllaststunden zu fahren. Für eine erste Diskussion soll anhand einer Zeitreihe von Spotmarktpreisen eines Jahres erfolgen: Werden die Preise für die einzelnen (Viertel-)Stunden des Jahres der Höhe nach sortiert, wird deutlich, dass wenige Stunden im Jahr sehr hohe oder sehr niedriger Preise gelten. In den deutlich meisten Stunden des Jahres liegen die Preise im Bereich zwischen 10 und 70 €/MWh. Diese Vergütungssystematik könnte voraussichtlich den Anreiz bieten, die Anlagen mehr als 4380 h/a laufen zu lassen. Anlagenbetreiber hätten die Möglichkeit und voraussichtlich einen Anreiz, die Förderhöchstdauer in den ersten Jahren mit einer möglichst hohen Benutzungsstundenzahl pro Jahr voll auszuschöpfen, um mittel- und langfristige Preisrisiken zu reduzieren sowie einer Entwertung zukünftiger Gewinne durch den Zeitwert des Geldes zu

begegnen. Ein risikoaffiner Betreiber könnte sich dagegen dafür entscheiden, späterer Gewinne zu realisieren, wenn er tendenziell steigende Preise prognostiziert.

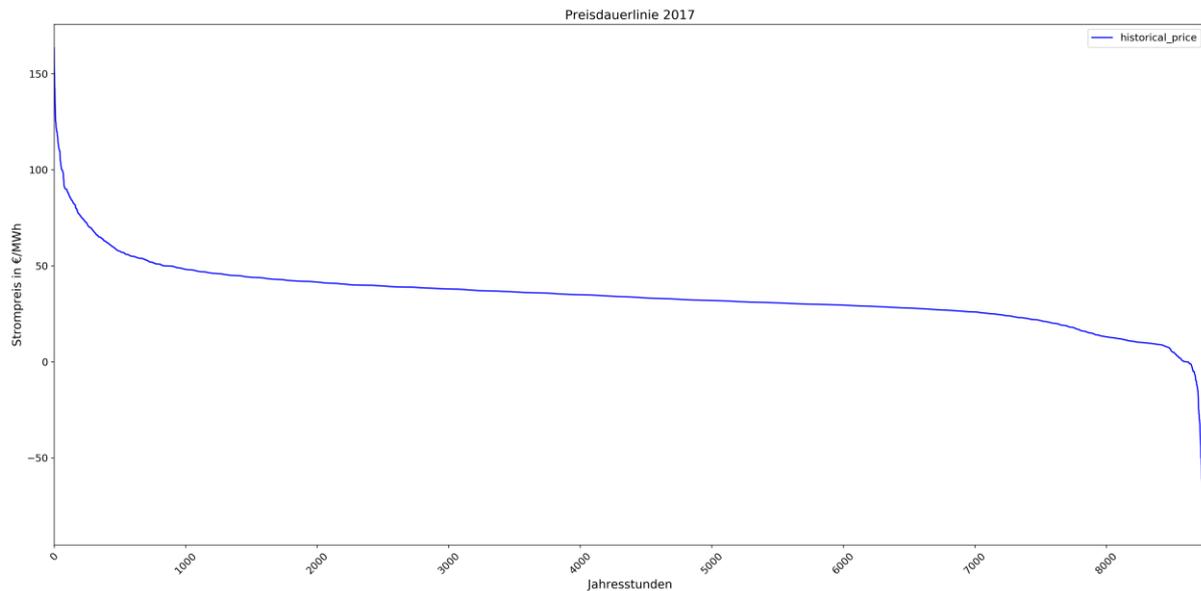


Abbildung 10: Preisdauerlinie des Day-ahead-Markts der EPEX Spot für 2017 (DE/AT)

Quelle: EPEX Spot (o.J.): Stündliche Preise des Day-ahead-Markts für die Preiszone DE/AT im Jahr 2017

Bei der gegenwärtigen Preiszusammensetzung scheint damit die Kombination von Höchstbemessungsleistung und der Förderhöchstdauer von 20 Jahren (bezogen auf den anzulegenden Wert bei Neuanlagen) einen stärkeren Anreiz zu bieten, Biomasse-KWK-Anlagen preis- und damit Residuallast-orientiert zu betreiben. Diese Überlegungen lassen jedoch eine mögliche und zu erwartende Veränderung der Preiszusammensetzung in den nächsten Jahrzehnten außer Betracht. Ebenso bleiben Liquiditätsflüsse der Investitionsplanung unberücksichtigt. Es besteht damit weiterer Forschungsbedarf (ggf. in einer vergleichenden Analyse der Instrumente), dies gilt ebenso hinsichtlich der Kriterien Dekarbonisierung, Kosteneffizienz und Investitionssicherheit.

#### 5.1.4 Fokussierung des Regelungsrahmens für Biomasse-KWK-Anlagen in einem Gesetz

Wie in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich dargestellt, wird der rechtliche Rahmen für KWK-Anlagen im Wesentlichen durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgegeben, die unterschiedlichen Vergütungsmechanismen für die Stromerzeugung durch Biomasse-KWK-Anlagen umfassen. Anlagenbetreiber haben Wahlfreiheit, ob sie die Förderung auf Grundlage des KWKG oder des EEG in Anspruch nehmen (Kumulierungsverbot), gleichwohl gelten in vielen Fällen für die Anlagen sowohl Regelungen des EEG als auch des KWKG gleichzeitig, wie etwa bei der Förderung von Wärmespeichern oder Wärmenetzen. Dies hat dazu geführt, dass der Rechtsrahmen unübersichtlich ist und die Folgen für die Rechtsanwender nur schwer absehbar sind.

Des Weiteren führt diese Rechtslage dazu, dass die EEG-Förderung von Bestandsanlagen (ohne Flexibilitätsprämie) Flexibilisierungsanreize des KWKG hemmt. Denn die Begrenzung der Förderungshöchstdauer nach Volllaststunden, wie im KWKG vorgesehen, erscheint grundsätzlich geeigneter, um vorhandene Flexibilitätspotenziale der energetischen Biomasse zu heben als Regelungen für Bestandsanlagen (ohne Flexibilitätsprämie) aus dem Vergütungsmodell des EEG 2012 (und früher).

Vor diesem Hintergrund soll die Handlungsoption der Fokussierung des Regelungsrahmens für Biomasse-KWK-Anlagen in einem Gesetz im Folgenden diskutiert werden. Hierfür sind die oben verwendeten Kriterien zur Einordnung einzelner Förderinstrumente nicht geeignet. Stattdessen wird eine offene Abwägung verschiedener Argumente vorgenommen.

Eine Fokussierung der Biomasse-KWK-Förderung in einem Gesetzestext bietet den Vorteil einer höheren Übersichtlichkeit, welche Regelungen auf spezifische Fälle anzuwenden sind und damit eine erleichterte Rechtsanwendung sowie Rechtsfolgenabschätzung. Gleichwohl wäre in diesem Fall noch zu untersuchen, ob durch eine einheitliche Regelung alle Anlagen, die bisher durch die zwei Vergütungssysteme abgedeckt sind, auch zukünftig förderfähig sind oder ggf. gezielt für bestimmte Neuanlagen die Förderung entfällt.

Einen anderen Aspekt stellt die Trennung des Förderrahmens in je einen Rahmen für fluktuierende erneuerbare Energien (FEE) und für steuerbare erneuerbare Energien dar. Solange das grundlegende Instrument zur Förderung von FEE und steuerbaren erneuerbaren Energien in Form von Marktprämienmodell mit Ausschreibung des anzulegenden Wertes für den Großteil der Anlagen einer fixen Förderdauer von 20 Jahren gleichartig ist, spräche dies gegen eine Trennung der Gesetzestexte. Die einheitlichen Regeln des EEG 2017 werden indes dem Charakter von Biomasse-KWK nicht immer gerecht. Der Gesetzgeber hat versucht, dem durch (punktuelle) Sonderregeln für die Stromerzeugung aus Biomasse (Flexibilitätsprämie, Flexibilitätszuschlag, Übergangsregelungen, Ausschreibungen etc.) zu begegnen. Da sich die Charakteristika der Stromerzeugung aus Biomasse als steuerbare erneuerbare Energiequelle von denen der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) unterscheiden, könnte sich eine Förderung in einem eigenen Gesetz oder im Rahmen eines weiterentwickelten KWKG als zielführend erweisen<sup>78</sup>. Vom Grundsatz her scheint eine Förderung für Biomasse-Anlagen im KWKG oder angelehnt an das KWKG schlüssiger, da diese systemisch eine zu regelbaren (fossilen) Kraftwerken vergleichbare Funktion zur Deckung der Residuallast sowie zur Erbringung von Systemdienstleistungen einnehmen können. Ebenso ergeben sich regelmäßig Berührungspunkte hinsichtlich der Förderung von Wärmespeichern sowie auch der Förderung von Wärme- (und Kälte-) Netzen.

Die Differenzierung des Förderrahmens für FEE und steuerbare erneuerbare Energien erscheint also insbesondere dann zielführend, wenn die Förderinstrumente differenziert ausgestaltet werden sollen. Damit stellt sich die Frage, ob zum gegenwärtigen Zeitpunkt bzw. Entwicklungsstand der Energiewende eine weiter differenzierte Förderung von FEE und steuerbaren erneuerbaren Energien zielführender ist als die bestehende Fördersystematik.

---

<sup>78</sup> Vgl. hierzu Leprich et. al. (2013), S. 85–90. Die Autoren schlagen eine Erweiterung des KWKG vor, um eine zielgerichtete und ihrem Potenzial als Flexibilitätsoption im Stromsystem entsprechende Fördersystematik für die Stromerzeugung aus Biomasse zu ermöglichen

Hier könnte eine vergleichende Analyse verschiedener Instrumente der Biomasse-Förderung in einer gesonderten Studie Aufschluss geben.

## 6 FAZIT UND AUSBLICK

### Rechtsrahmen

Der Rechtsrahmen für die Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Anlagen wird durch die Möglichkeit bestimmt, die Förderung für die Stromerzeugung nach dem EEG 2017 zu erhalten. Die Förderungsmöglichkeiten aus dem KWKG spielen daneben keine bedeutende Rolle. Der Gesetzgeber hat im EEG 2017 verschiedene Anreize für die Flexibilisierung von Biomasse-, insbesondere Biogasanlagen angelegt. Dabei stellen die Begrenzung der Höchstbemessungsleistung und der förderfähigen Strommenge wirksame Flexibilisierungsanreize dar. Für Bestandsanlagen gibt es mit der Flexibilitätsprämie zudem finanzielle Anreize für eine Überbauung der Anlagen, für neue Anlagen soll dies durch einen Flexibilitätszuschlag, der für zusätzlich installierte Leistung gewährt wird, angereizt werden. Die Flexibilitätsprämie ist auf einen Zubau von insgesamt 1.000 MW gesetzlich gedeckelt. Grundsätzlich ist die gesetzliche Systematik für die Förderung flexibler Biomasse-KWK-Anlagen wegen der zahlreichen punktuellen Regelungen in verschiedenen Gesetzen wenig kohärent. Biomasse-KWK unterscheidet sich wegen der Regelbarkeit der Anlagen grundsätzlich von den fluktuierenden Erneuerbaren Energien, die ebenfalls über das EEG 2017 gefördert werden. Insofern könnte eine (gesonderte) Förderung von Biomasse-KWK im KWKG oder in Anlehnung an das KWKG die Rechtsanwendung deutlich erleichtern und zur Übersichtlichkeit des Rechtsrahmens beitragen.

### Ökonomisch

In der Analyse der Wirtschaftlichkeit konnte gezeigt werden, dass Anreize zur Flexibilisierung von bestimmten Biomasse-Bestands-KWK-Anlagen existieren, jedoch technologie- und altersabhängige Unterschiede vorliegen. Die Flexibilitätsprämie aus dem EEG 2017 (bzw. Vorgängerfassungen) setzt für Biomethan-Anlagen die größten Anreize zur Flexibilisierung mittels Überbauung. Für Biogas-Anlagen mit teilflexiblem Ausgangsbetrieb sowie für Holzheizkraftwerke ergeben sich keine hinreichenden Anreize zur Flexibilisierung. Der Flexibilitätszuschlag setzt kaum wirksame Flexibilisierungsanreize. Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund des Förderdeckels eine Flexibilisierung von Bestandsanlagen bis November 2020 erfolgen muss, um noch einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie geltend machen zu können.

In Bezug auf die Rolle von Biomasse im zukünftigen Energiesystem sowie die Flexibilisierungsnotwendigkeit und CO<sub>2</sub>-(Verdrängungs-)Bilanz derselbigen ergeben sich weiterführende Forschungsfragen, die den Umfang dieses Papiers überschreiten.

### Handlungsempfehlungen

Aus der Analyse der Handlungsoptionen und der Diskussion der Handlungsempfehlungen ergibt sich ein differenziertes Bild. Eine klare Handlungsempfehlung kann nicht ausgesprochen werden, es erscheinen jedoch die Optionen „Anhebung des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie und/oder des Förderdeckels zur Begrenzung der Flexibilitätsprämie“ und „Fokussierung des Regelungsrahmens für Biomasse-KWK-Anlagen in einem Gesetz“ als

vorteilhaft hinsichtlich der angewendeten Bewertungskriterien. Es besteht aber weiterer Forschungsbedarf, insbesondere hinsichtlich der Frage, ob Flexibilisierung von Biomasse-KWK-Bestandsanlagen aus systemischer bzw. politischer Sicht als erforderlich und zielführend bewertet wird. Sofern dies gegeben erscheint, kann dies durch die Beibehaltung oder Schaffung von Flexibilisierungsanreizen ähnlich zu der Flexibilitätsprämie nach EEG 2017 (und Vorgängerregelungen) adressiert werden. Es empfiehlt sich zudem eine (implizite oder explizite) Deckelung der Betriebsstunden pro Jahr oder bezogen auf die Anlagenlebensdauer, um einen Flexibilisierungseffekt anzureizen.

## LITERATURVERZEICHNIS

**AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (Hg.) (2013):**

Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien: Endbericht, Frankfurt am Main, ISBN: 978-3-89999-038-6

**BBHC, IKEM, TU Berlin E&R, SW Heidelberg (2019):** Gemeinsames Arbeitspapier: Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen als Wärmebereitstellungsoption (in Verbindung mit einem Wärmespeicher), Erstellt im Kopernikus-Projekt „Systemintegration“: Energiewende-Navigationssystem (ENavi)

**BDEW (2020):** **Installierte Leistung und Erzeugung 2019**, Stand 03/2020, **Online verfügbar unter:** [https://www.bdew.de/media/documents/Kapazitaet\\_und\\_Erzeugung\\_D\\_2019\\_o\\_jaehrlich\\_Ba\\_online\\_17032020.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Kapazitaet_und_Erzeugung_D_2019_o_jaehrlich_Ba_online_17032020.pdf), Abruf am 21.5.2020

**Beckers, T. et. al. (2008):** Rationalität und Ausgestaltung privater Finanzierung in PPP-Projekten, *Studie im Auftrag der Initiative Finanzstandort Deutschland (IFD)*

**BMU (2016):** Klimaschutzplan 2050. Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016, Berlin

**BMU (o.J.):** Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/> . Abruf am 09.03.2019

**BMWi (2019a):** Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2019)

**BMWi (2019b):** Nationale Ausschreibungen und Ergebnisse für Biomasseanlagen, URL: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms\\_docId=577136](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577136), Zugriff: 12.12.2019

**Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2017):** Merkblatt Wärme- und Kältespeicher, Eschborn

**Bundesministerium der Finanzen (2018):** Die wichtigsten Steuern im internationalen Vergleich 2017, Berlin

**Bundesnetzagentur (2018):** Monitoringbericht

**Bundesnetzagentur (2019a):** Beendete Ausschreibungen. Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen. Online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html). Abruf am 09.11.2019

**Bundesnetzagentur (2019b):** Förderdeckel für zusätzlich installierte Biomasseanlagen erreicht, Pressemitteilung vom 31.08.2019. Online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190831\\_Biomassedeckel.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190831_Biomassedeckel.html), Abruf am 09.11.2019

**Bundesnetzagentur (2019c):** Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge für Biomasseausschreibungen vom 1. April 2019, Online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin\\_01\\_04\\_2019/gebotsstermin\\_0104\\_2019\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_04_2019/gebotsstermin_0104_2019_node.html), Abruf am 12.12.2019

**Bundesregierung (2010):** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010, Berlin

**Consentec (2014):** Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Auftraggeber: 50Hertz Transmission GmbH), Aachen

**DBFZ (o.J.):** Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen und deren aktuelle Nutzung - Status quo in Deutschland, <https://www.dbfz.de/fileadmin/bioenergie/daten/content/grafiken/Biomassepotenziale.jpg>, Abruf am 11.09.2017

**DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012):** Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart, Kassel, Teltow

**Deutscher Bundestag (2008):** Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. 16/8148

**Deutscher Bundestag (2011):** Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. 17/6071

**Dotzauer, M. et. al. (2018):** Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen, Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), Leipzig

**Erlor, R.; Hüttenrauch, J.; Schuhmann, E.; Graf, F.; Köppel, W.; Kiefer, J. et al. (2013):** Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas). Abschlussbericht. Hg. v. DVGW Deutscher Verein Gas- und Wasserfaches e. V. DBI GTI; DVGW-EBI; TZW; Fraunhofer UMSICHT. Bonn

**Erneuerbare-Energien-Gesetz** vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist

**Greb, K.; Boewe, M. (Hrsg.) (2018):** Beck'scher Online-Kommentar zum EEG. 7. Edition. Stand. 01.08.2018

**Häring, G. et. al. (2015):** BioStrom - Steuerbare Stromerzeugung: Abschlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Hauser, E. et. al. (2014):** Beitrag der Bioenergie zur Energiewende: Endbericht, IZES gGmbH, Saarbrücken

**Heizmann, R. (2019):** Modellierung von Flexibilisierungsmöglichkeiten und Geschäftsmodellen für Biomasse-BHKW. Wirtschaftlichkeitsanalyse von Optionen zur

bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung, Freie wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des Grades eines Master of Science am Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin

**Hochloff, P.; Braun, M. (2014):** Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets, in: *Biomass and Bioenergy* 65, S. 125–135, DOI: 10.1016/j.biombioe.2013.12.012

**Hoffstede, U. et. al. (2016):** FLEXHKW. Flexibilisierung des Betriebs von Heizkraftwerken: Endbericht, Fraunhofer IWES, Kassel

**IKEM Positionspapier (2018):** Power-to-Heat – Eine Chance für die Energiewende, IKEM Positionspapier, aktualisierte Fassung 2018, abrufbar unter: [https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/20180306\\_IKEM\\_Positionspapier\\_Power-to-Heat.pdf](https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/20180306_IKEM_Positionspapier_Power-to-Heat.pdf)

**Konstantin, P. (2017):** Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg, Berlin, Springer View. 4., aktualisierte Auflage, ISBN: 978-3-662-49823-1

**Lauer, M. et. al. (2017):** Flexible power generation scenarios for biogas plants operated in Germany: impacts on economic viability and GHG emissions: Flexible power generation scenarios for biogas plants, in: *International Journal of Energy Research* 41 (1), S. 63–80, DOI: 10.1002/er.3592

**Leprich, U. et. al. (2013):** Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes: Endbericht, Studie im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung gGmbH, IZES gGmbH, Saarbrücken

**MWM Caterpillar Energy Solutions GmbH (2019):** BHKW verbessert Umweltbilanz von Heidelberg, URL: <https://www.mwm.net/mwm-kwk-bhkw/presse/pressemitteilungen/bhkw-verbessert-umweltbilanz-von-heidelberg/>, Zugriff: 07.05.2019

**next-kraftwerke.de (2019):** Biogas: Direktvermarktung & Regelenergievermarktung, URL: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromproduzenten/biogas#biogas-boe>, Zugriff: 19.03.2019

**Peek, M.; Diels, R. (2015):** Strommarktdesign der Zukunft, hrsg. v. UBA, Dessau-Roßlau (Climate Change 20/2015)

**Prognos; BCG (2018):** Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des BDI, München, Berlin, Hamburg, Basel

**Referentenentwurf zum EnSaG (2018):** Entwurf vom 31.10.2018, URL: [https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2018/11/Referentenentwurf\\_Energiesammelgesetz.pdf](https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2018/11/Referentenentwurf_Energiesammelgesetz.pdf), Zugriff: 12.12.19

**Regelleistung.net (2017):** RESULT\_OVERVIEW\_aFRR\_2017, URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/yearfiles>, Zugriff: 12.12.2019

**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)

**PwC PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (2018):** Krise abgesagt? Finanzierungsverhältnisse kommunaler Versorger und Konzerne, Frankfurt am Main

**Schellong, W. (2016):** Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen, Springer Berlin, Heidelberg, ISBN: 978-3-662-48527-9, URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-49463-9>, Zugriff: 12.11.2018

**Stadtwerke Flensburg GmbH (2019):** District heating network data for the city of Flensburg from 2014-2016, URL: <https://zenodo.org/record/2554082>, Zugriff: 11.04.2019

**Steindamm, T. ; Hoffstede, U. (2016):** FlexHKW: Stromgeführter Betrieb von WKK-Anlagen mit Wärmespeicher, in: Nussbaumer, Thomas (Hg.): *14. Holzenergie-Symposium: Verwendungsoptionen und neue Entwicklungen*, Zürich, S. 133–152

**Scholwin, F.; Grope, J.; Schüch, A.; Daniel-Gronke, J.; Trommler, M.; Brosowski, A. (2014a):** Potenziale der Biogasgewinnung und -nutzung. Dossier. Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & energie; Universität Rostock; DBFZ. Weimar, Rostock

**Statistisches Bundesamt (2019):** Verbraucherpreisindex für Deutschland, URL: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Konjunkturindikatoren/Basisdaten/vpi001j.html>, Zugriff: 24.04.2019

**Thrän, D. (Hg.) (2015):** Smart bioenergy, Springer, Cham, ISBN: 978-3-319-16192-1

**Thrän, D. et. al. (2015a):** Meilensteine 2030: Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie: Endbericht, in *Energetische Biomassenutzung*

**TU Berlin E&R (2017):** Infrastrukturelle Sektorenkopplung – Wirtschaftliche und regulatorische Perspektive. Kurzgutachten des Fachgebiets Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin im Auftrag von BDEW & DVGW, Berlin

**Umweltbundesamt (2019),** Pressemitteilung „Bilanz 2018: Anteil erneuerbarer Energien steigt auf 16,6 Prozent“. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2018-anteil-erneuerbarer-energien-steigt-auf>. Abruf am 23.5.2020

**Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse** vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist

**Welteke-Fabricius, U. (2018a):** Flexibilisierung von Biogasanlagen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

## ANHANG A: ERGÄNZENDE INFORMATIONEN ZUR WIRTSCHAFTLICHKEITSBEWERTUNG

### Detaillierte Angaben zu den Eingangsdaten der Wirtschaftlichkeitsbewertung<sup>79</sup>

Zusätzlich zu den in Kapitel 3.2 dargelegten Investitionsausgaben fallen weitere Ausgaben für die Installation des BHKW an. Dazu zählen Kosten für Transport, Aufstellung, Montage, Inbetriebnahme, Probetrieb und Abnahme. Darüber hinaus werden Kosten für die Anbindung des BHKW an die Brennstoffversorgung und Abgasleitung sowie die Einbindung in das Strom- und Wärmeverteilnetz fällig. Diese Kostenpositionen können als prozentualer Anteil der Investitionskosten bestimmt werden und sind in Tabelle 8 angegeben.

Tabelle 8: Installationskosten für BHKW als Anteil der Investitionskosten

Leistungsklasse	Zusatzkosten BHKW in Prozent der Modulkosten	
	P [kW]	Transport bis Abnahme
< 350	6	45
350 – 500	6	54
500 – 750	6	60
750 – 1000	7	67
> 1000	19	76

Quelle: ASUE (2014), S. 14

Ist eine Erweiterung der Biogasspeicherkapazität Teil der Flexibilisierungsmaßnahme, wird diese als Erweiterung des bisherigen Gasspeichers angenommen. Dafür wird die bereits vorhandene Speichermembran gegen einen integrierte Doppelmembrangasspeicher des optimalen Gesamtspeichervolumens eingetauscht. Die Investitionskosten inklusive des Transports, der Montage und der Einbindung als Funktion des Gasspeichervolumens  $V^{GS}$  beschreibt (2)<sup>80</sup>.

$$I^{GS} = 2889 * V^{GS^{0,376}} \quad (2)$$

Bei den betrachteten Kurzzeitwärmespeichern handelt es sich um drucklos betriebene Warmwasser-Pufferspeicher. Für kleine Volumina bis einschließlich 20 m<sup>3</sup> gilt (3)<sup>81</sup>, für sehr große Volumina ab 10.000 m<sup>3</sup> (5)<sup>82</sup>. Die Kosten für Wärmespeicher, die außerhalb der Gültigkeitsbereiche der in der Literatur genannten Kostenfunktionen für kleine und sehr große

<sup>79</sup> Die Ausführungen beruhen auf Heizmann (2019, S. 45-50) und sind teilweise wortgleich übernommen worden

<sup>80</sup> Vgl. Barchmann et. al. (2016), S. 243

<sup>81</sup> Vgl. Lucas et. al. (2002), S. 350

<sup>82</sup> Vgl. Eigene Berechnungen nach Schulz /Brandstätter (2013), S. 24

Wärmespeicher liegen, werden linear approximiert (4). In Abhängigkeit des Wärmespeichervolumens  $V^{WS}$  gilt:

$$I^{WS} = 18,179 * (V^{WS} * 1000)^{0,6347} \quad (3)$$

$$I^{WS} = 365,78 * V^{WS} + 2444,5 \quad (4)$$

$$I^{WS} = 3072,6 * V^{WS^{0,769}} \quad (5)$$

Für zusätzliche BHKW-Kapazitäten fallen Instandhaltungskosten an, die sich nach der erzeugten elektrischen Arbeit richten<sup>83</sup>. Die Instandhaltung umfasst die Inspektion, Wartung und Instandsetzung der Verschleißteile sowie eine Generalüberholung des Motors nach 30.000 bis 60.000 Betriebsstunden. Die Kostenfunktion der Form  $k^{Wartung} = c * P^d$  gibt die spezifischen Instandhaltungskosten in €/kWh als Funktion der elektrischen Leistung an. Tabelle 9 gibt für Biogas- und Erdgas-BHKW die Werte für die Parameter  $c$  und  $d$  an. Um Synergien mit der Instandhaltung des Bestands-BHKW zu berücksichtigen, etwa bei der Anfahrt externer Servicepartner, werden in der Wirtschaftlichkeitsrechnung pauschal nur 90 % der ermittelten Instandhaltungskosten angesetzt.

Tabelle 9: Parameter der Kostenfunktion für spezifische BHKW-Instandhaltungskosten inklusive Generalüberholung

Leistungsklasse	Biogas		Erdgas	
	$c_B$	$d_B$	$c_E$	$d_E$
P [kW]				
< 100	16,1	-0,431	6,6626	-0,25
100 – 1000	6,869	-0,287	6,2728	-0,283
> 1000	19,396	-0,411	8,6275	-0,317

Quelle: ASUE (2014), S. 15f

Für die Versicherungskosten des zusätzlichen Verstromungsaggregats werden jährlich 1 % der BHKW-Investitionssumme angenommen<sup>84</sup>. Zusätzliche Verwaltungskosten für den Betrieb des zusätzlichen BHKW bewegen sich zwischen 1 – 2 % und werden mit jährlich 1,5 % der BHKW-Investitionssumme berechnet<sup>85</sup>. Für unvorhergesehene Kosten während der Umsetzung des Flexibilisierungsprojekts werden pauschal einmalig 5 % der BHKW-Investitionssumme angesetzt.

<sup>83</sup> Vgl. Welteke-Fabricius (2018a), S. 53

<sup>84</sup> Vgl. Schaumann /Schmitz (2010), S. 315. geben eine Bandbreite von 0,25 bis 0,8 % an. Nach Rücksprache mit einem Experten für BHKW-Versicherung (Telefonat am 21.03.2019 mit Herr Werner Hahn, <https://www.versicherungen-werner-hahn.de/bhkw-versicherung.html>) wurde dies jedoch als zu niedrig angesehen und auf 1 % korrigiert

<sup>85</sup> Vgl. Ebd

Die zentralen (Differenz-)Erlösbestandteile sind in Kapitel 3.2 dargestellt. Neben diesen ergeben sich weitere erlösseitige Auswirkungen der Anlagenflexibilisierung, die nachfolgend dargestellt sind:

Zusätzliche Erlöspotentiale ergeben sich aus Effizienzgewinnen durch den Einsatz eines neuen BHKW: Größere und neuere Verstromungsaggregate haben regelmäßig höhere Wirkungsgrade als das Bestands-BHKW. Mit gleichem Brennstoffeinsatz kann damit mehr Strom erzeugt werden. Da im Differenzansatz die erzeugte elektrische Arbeit konstant bleibt, wird der Effizienzgewinn des neuen BHKW als Brennstoffeinsparungen gegenüber dem Status quo betrachtet. Zur Quantifizierung der Effizienzgewinne werden dabei Brennstoffkosten von  $0,073 \frac{\text{€}}{\text{kWh}_{HS}}$  für Biomethan<sup>86</sup> und  $0,05 \frac{\text{€}}{\text{kWh}_{HS}}$  für Rohbiogas angenommen.

Erreicht das Bestands-BHKW das Ende seiner Lebensdauer, wird es im Modell durch ein neues Aggregat mit der gleichen elektrischen Leistung ersetzt. Dessen höhere Wirkungsgrade gegenüber dem Bestands-BHKW werden im Modell durch einen geringeren Gasverbrauch im Status quo ab dem Zeitpunkt der Reinvestition abgebildet. Vereinfachend berechnet sich der Status-Quo-Gasverbrauch nach der Reinvestition aus dem bisherigen Gasverbrauch multipliziert mit dem Verhältnis von neuem und altem elektrischem Wirkungsgrad. Für den Teil der elektrischen Arbeit, welcher das Bestands-BHKW im flexiblen Betrieb erzeugt, sinkt auch in diesem Fall der Gasverbrauch analog, sobald das alte Aggregat ausgetauscht wird.

Der flexible Betrieb hat darüber hinaus auch Auswirkungen auf die Laufzeit des Bestands-BHKW: Die Lebensdauer der BHKW bestimmt sich im Modell nicht kalendarisch, sondern nach einer definierten Anzahl von Betriebsstunden. Für alle BHKW wird dabei eine Laufleistung von 75.000 h angenommen<sup>87</sup>. Durch die geringere Auslastung infolge der Flexibilisierung muss das bestehende BHKW dementsprechend später ausgetauscht werden. Das längere Reinvestitionsintervall schlägt sich in einem geringeren Barwert der Reinvestition nieder. Basierend auf der verbliebenen Restlaufzeit des Verstromungsaggregats wird sowohl für den Status quo als auch für den flexiblen Betrieb der Reinvestitionszeitpunkt berechnet und die Differenz der Barwerte beider Investitionen als Kosteneffekt des Bestands-BHKW in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt.

## Detaillierte Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung

### BM\_FW\_1200 (Neubau)

Die in Abbildung 11 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellte zusätzliche Flexibilisierung eines neuen BHKW, hier im Beispiel eines nach EEG-Vorgaben bereits doppelt überbauten Biomethan-BHKW, erweist sich in keinem betrachteten Szenario als ökonomisch vorteilhaft. Die nicht investive Flexibilisierung realisiert zu geringe Strommehrerlöse, um die sinkenden Wärmeerlöse zu kompensieren. Auch die Varianten mit deutlichem Leistungszubau weisen hohe negative Kapitalwerte auf. Zum einen können die zusätzlichen Erlöse aus der Elektrizitätsbereitstellung und der zusätzliche Flexibilitätszuschlag

<sup>86</sup> Eigene Berechnung nach DENA Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013), S. 20; Daniel-Gromke et. al. (2013), S. 140

<sup>87</sup> Vgl. Dotzauer et. al. (2018), S. 9

die BHKW-Investitionskosten nicht refinanzieren. Zum anderen verhindern deutlich sinkende Wärmeerlöse eine wirtschaftliche Flexibilisierung. Da das zusätzliche BHKW keine höheren Wirkungsgrade aufweist als das ebenfalls neue Bestands-BHKW, können zudem keine nennenswerten Effizienzgewinne erzielt werden. Für die weitere Flexibilisierung relativ neuer, insbesondere nach Inkrafttreten des EEG 2017 in Betrieb genommener BHKW, existieren derzeit somit keine ausreichenden ökonomischen Anreize.

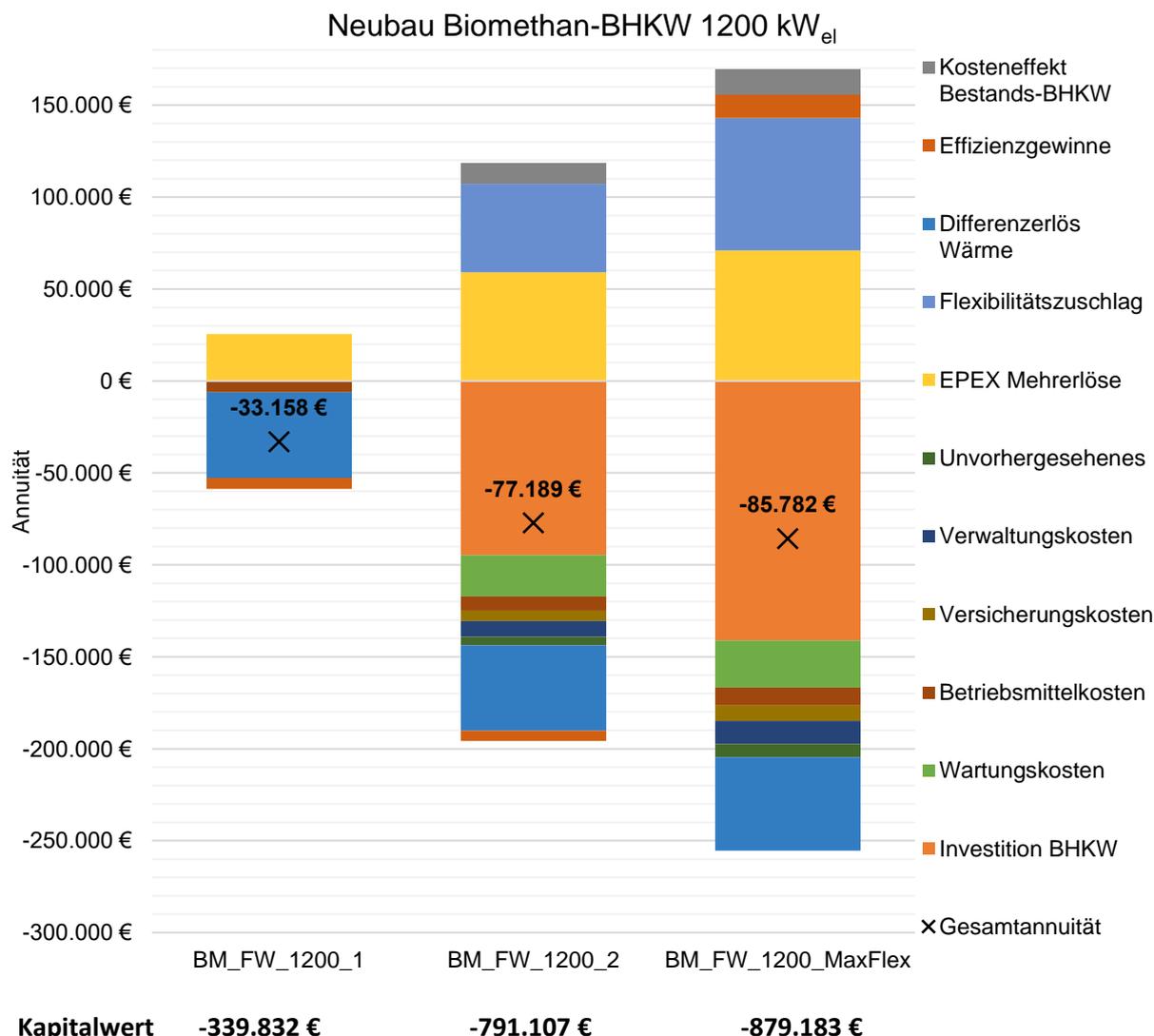


Abbildung 11: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 1200 kW<sub>el</sub> Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2019; Wärmeabnahmeszenario: Fernwärme. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet

Quelle: Eigene Berechnungen

### BM\_OV\_100 (Bestandsanlage)

Für das größere und neuere der in der Objektversorgung eingesetzte Biomethan-BHKW ergibt sich für zwei der betrachteten Fälle, die nicht investive Anlagenflexibilisierung sowie eine Verdopplung der Stromerzeugungskapazität, jeweils ein leicht positiver Kapitalwert. Die Zusatzerlöse stammen dabei jedoch zu einem relevanten Teil aus vermiedenen Kosten für den Betrieb des Spitzenlastkessels, bedingt durch die Installation eines Wärmespeichers. Die

Ergebnisse sind damit stark abhängig von der Annahme, dass im Status quo keine Wärmespeicherkapazität zur Verfügung steht.

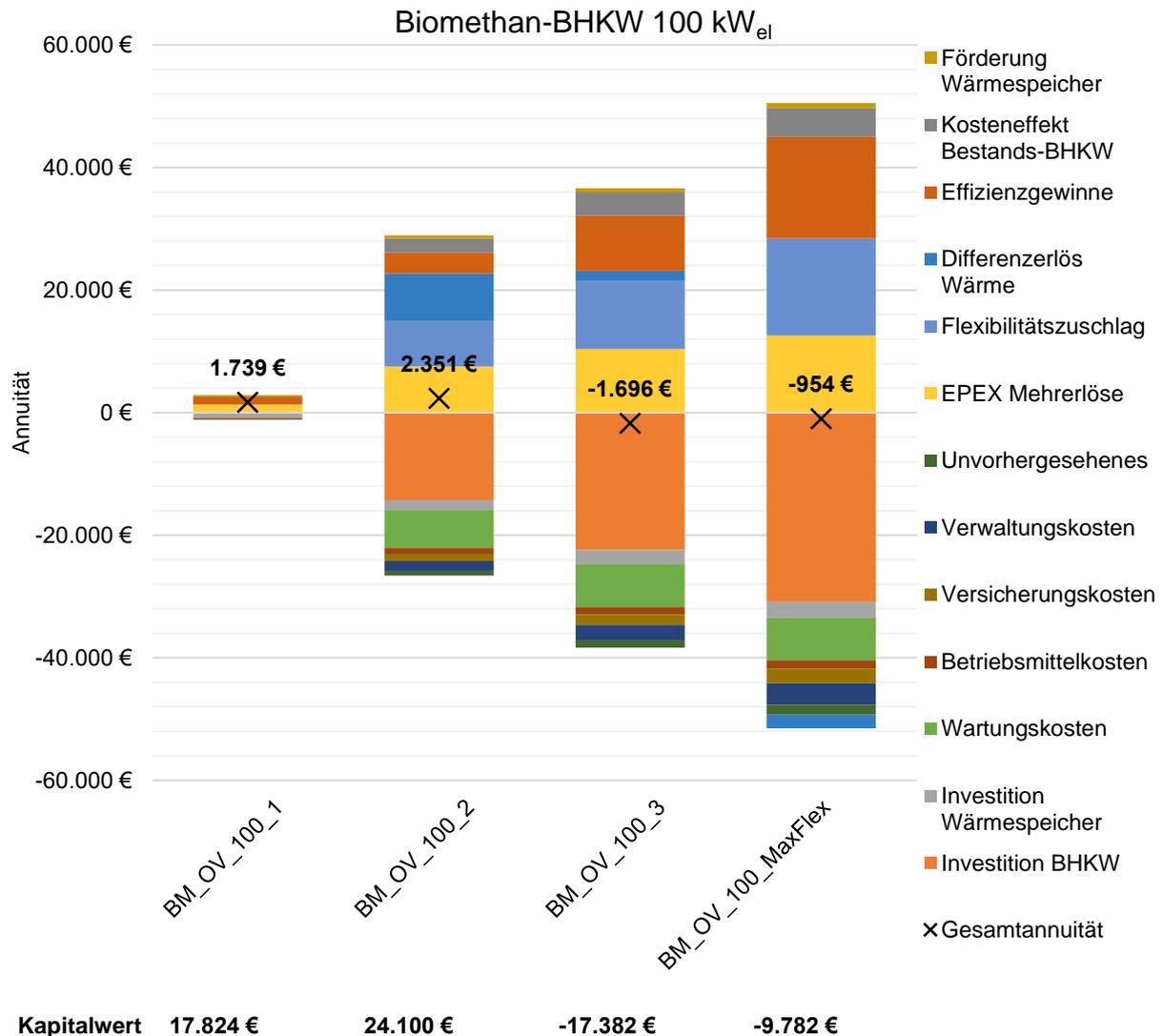


Abbildung 12: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 100 kW<sub>el</sub> Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2016; Wärmeabnahmeszenario: Objektversorgung. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet

Quelle: Eigene Berechnungen

### BM\_OV\_50 (Bestandsanlage)

Für das kleinere, ältere Objektversorgungs-Biomethan-BHKW lassen sich durch keine der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen die Erträge steigern. Der negative Effekt wächst mit zunehmendem Leistungszubau. Auch in diesem Fall ergibt sich für die investiven Flexibilisierungsmaßnahmen trotz des stromgeführten Betriebs zunächst ein höherer Wärmeerlös durch den Einsatz eines Wärmespeichers. Auch können durch einen deutlichen Kapazitätszubau hohe Effizienzgewinne erwirtschaften lassen. Die relativ hohen BHKW-Investitionskosten, bedingt durch höhere spezifische Investitionskosten in kleineren Leistungsklassen, werden jedoch in keiner Variante kompensiert. Die nicht-investive Flexibilisierung weist nur einen minimal negativen Kapitalwert auf, ist dementsprechend

jedoch ebenfalls nicht ökonomisch vorteilhaft. Die höheren Strombörsenerlöse kompensieren nicht die Effizienzverluste und die Investitionskosten des Wärmespeichers.

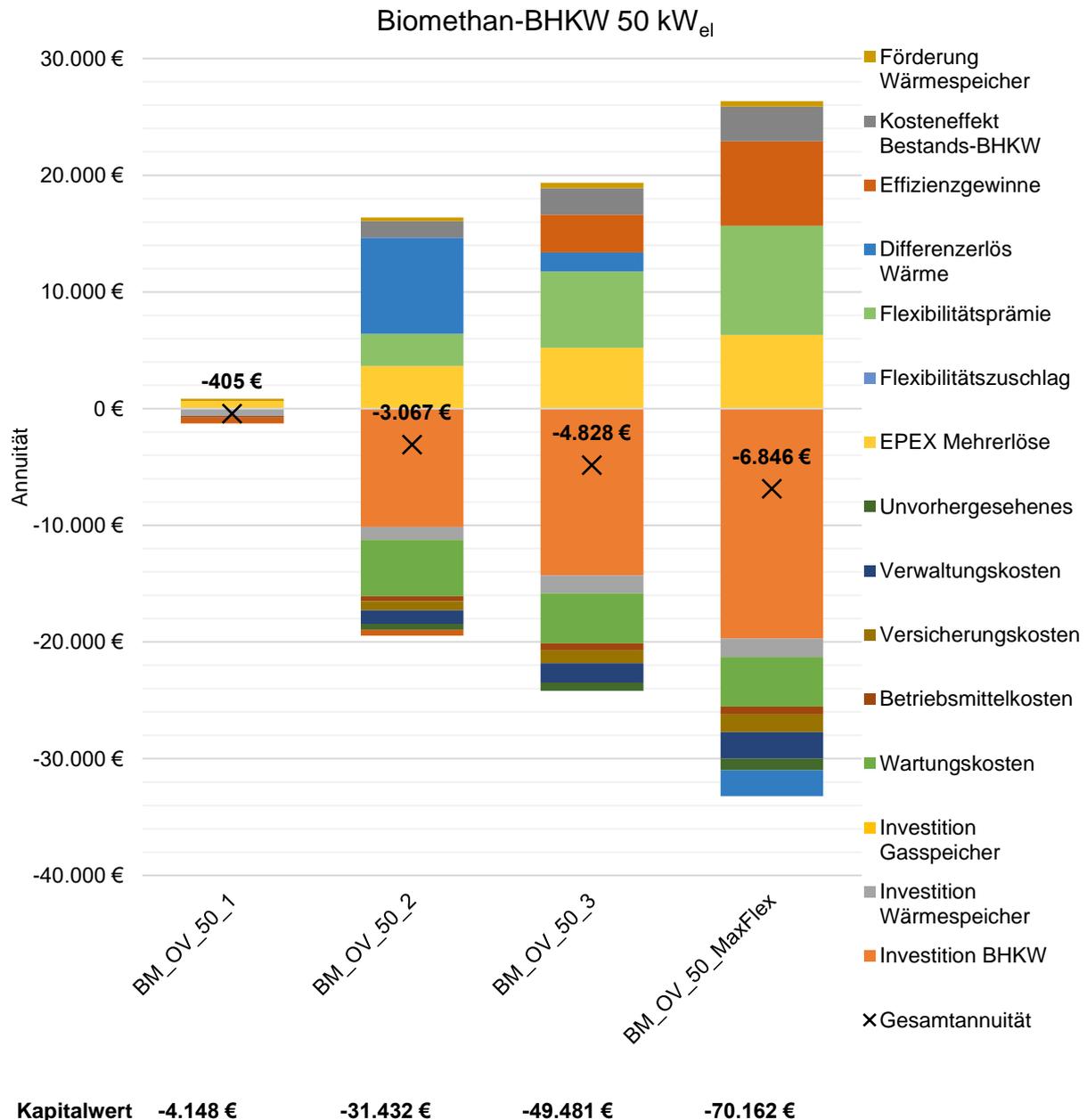


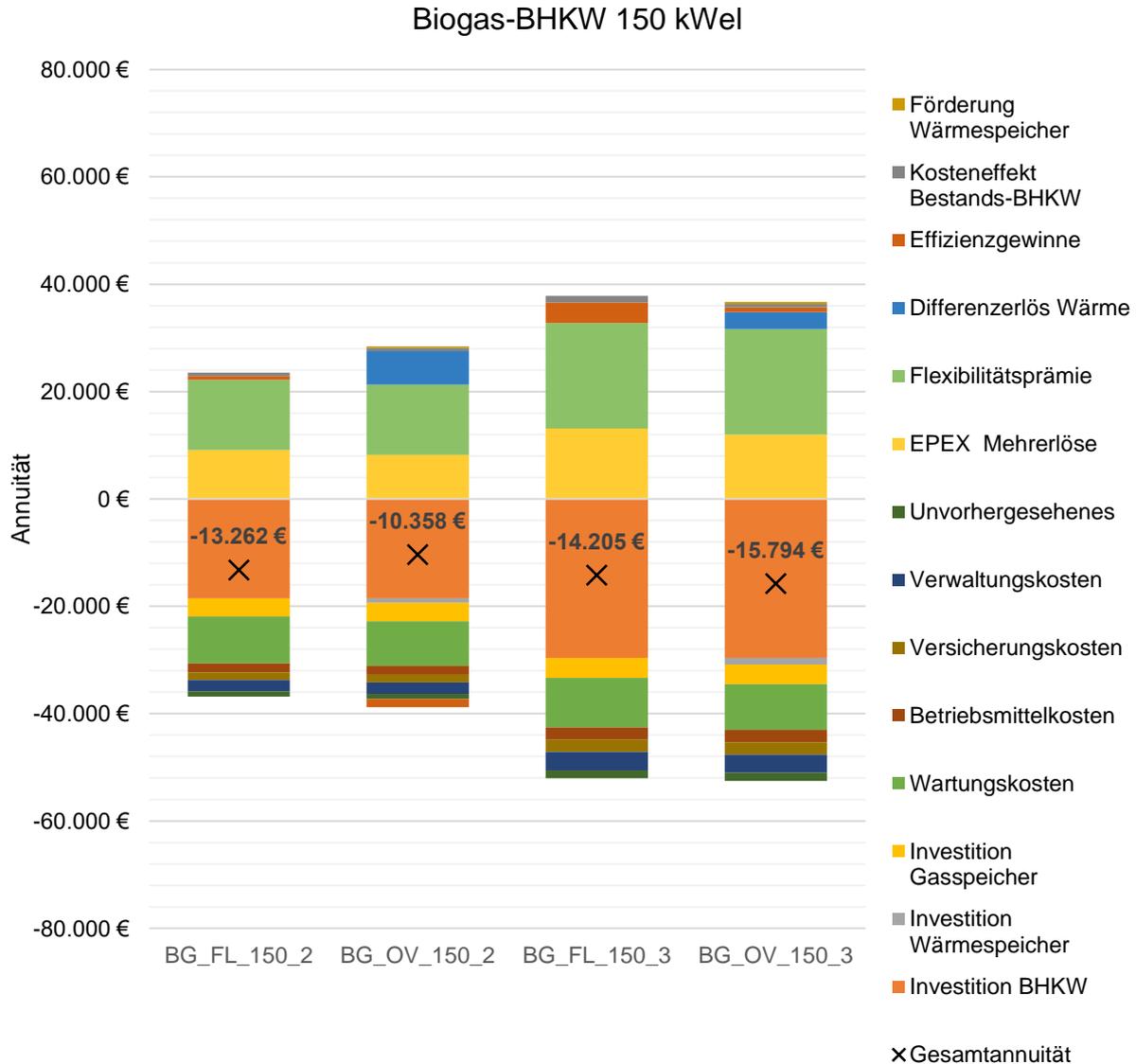
Abbildung 13: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 50 kW<sub>el</sub> Biomethan-BHKW; Inbetriebnahme: 2012; Wärmeabnahmeszenario: Objektversorgung. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet

Quelle: Eigene Berechnungen

### BG\_OV\_150 (Referenzanlage Bestand)

Die Flexibilisierung des kleineren Biogas-BHKW weist in jeder betrachteten Variante stark negative Kapitalwerte auf. Der Effekt nimmt mit steigendem Überbauungsgrad zu. Für alle betrachteten Varianten gilt, dass Flexibilitätsprämie und Mehrerlöse aus der bedarfsgerechten Stromerzeugung zwar die Investitionskosten des neuen BHKW decken, nicht jedoch die weiteren im Zuge der Flexibilisierung anfallenden Mehrkosten, wie die

Investition in Gas- und Wärmespeicherkapazität oder zusätzliche Betriebs- und Wartungskosten. Limitierend muss zudem darauf hingewiesen werden, dass angesichts des Erreichens des Förderdeckels für die Flexibilitätsprämie der Anreiz zur Anlagenüberbauung nur noch bei Realisierung selbiger bis Ende November 2020 entsteht.



**Kapitalwert**    **-135.921 €**    **-106.164 €**    **-161.871 €**    **-216.482 €**

Abbildung 14: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 150 kW<sub>el</sub> Biogas-BHKW; Inbetriebnahme: 2010; Wärmeabnahmeszenario: Objektversorgung. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet

Quelle: Eigene Berechnungen

### BG\_FW\_500 (Referenzanlage Bestand)

Auch die Flexibilisierung des größeren Biogas-BHKW weist in keinem betrachteten Szenario eine Verbesserung der Ertragslage auf. Die Kosten der Flexibilisierungsmaßnahmen können von den Mehreinnahmen in keinem Fall gedeckt werden, wobei besonders die Variante des

maximalen Kapazitätzubaues einen hohen negativen Kapitalwert erzielt. Trotz des stromgeführten Betriebs kann in allen Varianten mit Einspeisung in ein Wärmenetz der Wärmeerlös gesteigert werden. Darüber hinaus ergibt sich zwischen den Wärmeabnahmeszenarien erlös- und kostenseitig kein Unterschied. Die relativ beste, jedoch absolut deutlich unwirtschaftliche Flexibilisierungsoption ist die dreifache Überbauung der Erzeugungsleistung. Unter den Rahmenbedingungen des Modells ist damit für keine der betrachteten Biogasanlagen ein ausreichender Anreiz zur Flexibilisierung gegeben. Falls eine Realisierung bis Ende 2020 nicht durchgeführt wird, was die ermittelten Kapitalwerte nicht nahelegen, verschlechtert sich durch Wegfallen der Flexibilitätsprämie wegen Erreichen des Förderdeckels die wirtschaftliche Situation weiter.

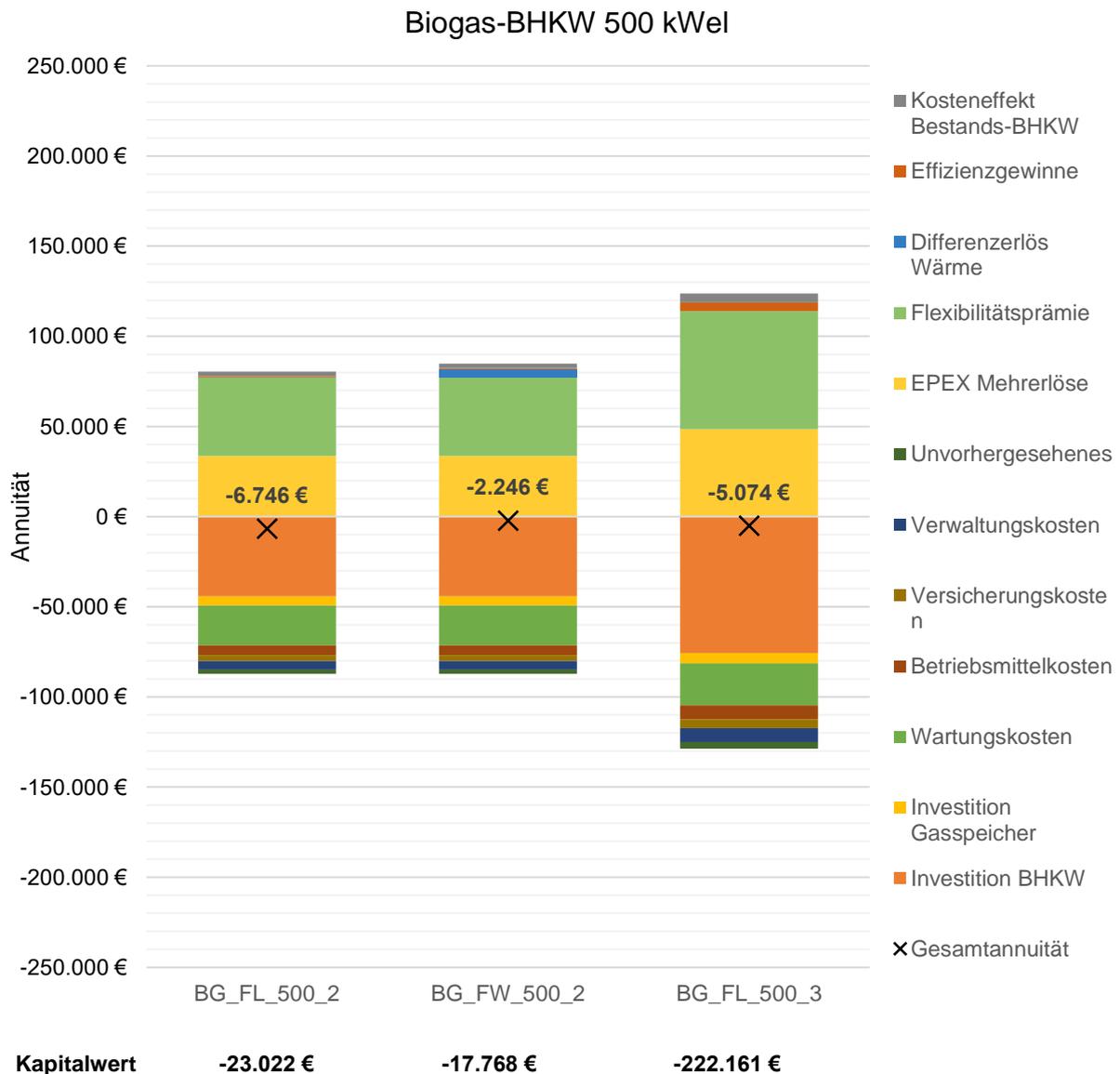


Abbildung 15: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Anlagenflexibilisierungsszenarien eines 500 kW<sub>el</sub> Biogas-BHKW; Inbetriebnahme: 2012; Wärmeabnahmeszenario: Fernwärme. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet

Quelle: Eigene Berechnungen

### **H\_FW/WS\_3200 (Bestandsanlage)**

Die untersuchte Flexibilisierung des Holzheizkraftwerks lässt sich in den betrachteten Szenarien nicht wirtschaftlich darstellen. Beide Varianten weisen stark negative Kapitalwerte auf. Infolge der bedarfsgerechten Stromerzeugung treten deutliche Mindereinnahmen bei der Fernwärmebereitstellung auf, obwohl die Wärmerestriktion der flexiblen Verstromung enge Grenzen setzt. Die Mehrerlöse aus der Elektrizitätsvermarktung können geringere Fernwärmeerlöse nicht kompensieren. Stark erhöhte Betriebskosten ergeben sich aus der höheren Takthäufigkeit des stromorientierten Betriebs aufgrund des hohen Brennstoffverbrauchs in den Anfahrvorgängen.

Der Einsatz eines Wärmespeichers verbessert die Ertragslage im Vergleich zum Szenario ohne Wärmespeicher deutlich. Durch den Einsatz eines Wärmespeichers lassen sich deutlich höhere Mehrerlöse am Spotmarkt erzielen, da das Lastverschiebungspotenzial größer wird. Zudem fallen die Verluste bei den Wärmeerlösen geringer aus. Die Startkosten steigen im Szenario mit Wärmespeicher weniger stark an, da weniger An- und Abfahrvorgänge nötig sind. Auch können geringfügig höhere Effizienzgewinne infolge des höheren Volllastanteils erzielt werden. Trotz der erheblichen positiven Auswirkungen des Wärmespeichereinsatzes bleibt die Anlagenflexibilisierung ökonomisch nicht vorteilhaft.

Die Vermarktungschancen aus der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung sind positiv einzuschätzen. Die Erlöse übersteigen die notwendigen Investitionen in Steuerungstechnik, allerdings nur sehr geringfügig. Die dabei zugrunde gelegte Gebotsstrategie auf dem Regelleistungsmarkt wurde im Modell konservativ ausgelegt, sodass im Realbetrieb höhere Erlöse aus negativer Regelleistung möglich sein könnten. Im Gegensatz zur bedarfsgerechten Stromerzeugung stellt somit die zusätzliche Bereitstellung negativer Regelleistung eine ökonomisch vorteilhafte Flexibilisierungsoption für HHKW dar.

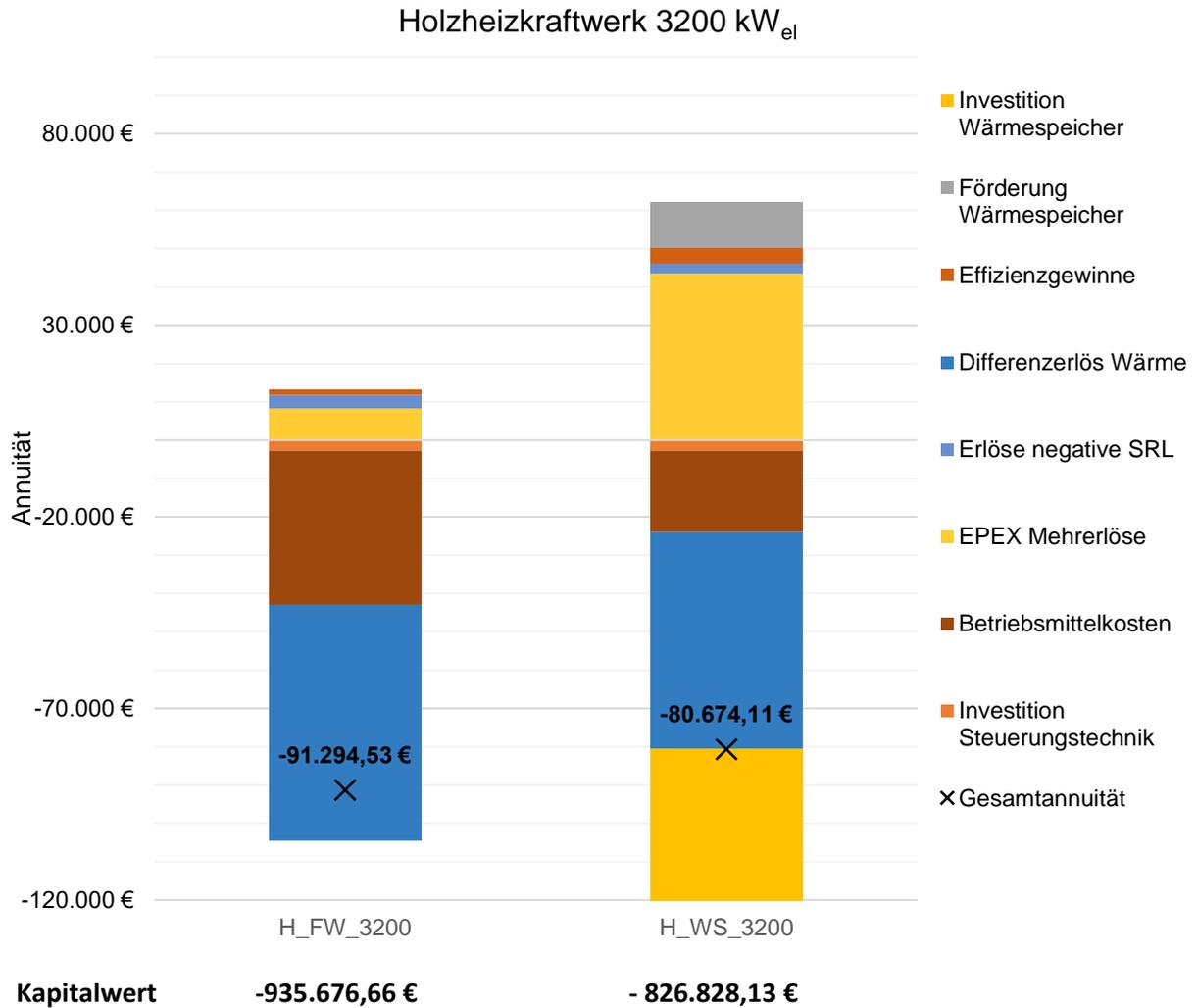


Abbildung 16: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Anlagenflexibilisierung eines 3200 kW<sub>el</sub> HHKW; Wärmeabnahmeszenario: Fernwärme mit und ohne Wärmespeicher. Annuitäten und Kapitalwerte als relative Werte gegenüber dem Status quo auf ganze Euro gerundet

Quelle: Eigene Berechnungen