

Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan

Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument

29. April 2011

Dr. Kurt Rohrig, Patrick Hochloff, Uwe Holzhammer, Florian Schlögl
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Dr. Wieland Lehnert
Becker Büttner Held (BBH)

Dr. Knud Rehfeldt
Deutsche Windguard

Dr. Jochen Diekmann
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin)

Prof. Dr. Lutz Hofmann
Leibniz Universität Hannover

Bericht zum Projekt „Weiterentwicklung und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des Integrations-Bonus nach § 64 Abs. 1.6 EEG“

im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Präambel.....	3
1 Einführung.....	3
2 Rahmenbedingungen für das Förderinstrument	3
3 Ausgestaltung der Kapazitätskomponente	7
4 Betriebswirtschaftliche Auswirkung auf die Gesamtanlage	13
4.1 Höhe des leistungsspezifischen Vergütungssatzes.....	14
4.2 Einfluss der Marktpreisspreizung.....	17
5 Kapazitätskomponente für biogasbetriebene Anlagen.....	19
5.1 Kapazitätskomponente in Abhängigkeit der Volllaststunden	19
5.2 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Volllaststunden	22
5.2.1 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Verfügbarkeit.....	22
5.2.2 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit des Biogas-Produktionsniveaus.....	25
5.2.3 Einfluss des Gasspeichers auf die Kosten	29
5.2.4 Einfluss des Wärmespeichers auf die Kosten	30
6 Kapazitätskomponente für biomethanbetriebene Anlagen	33
6.1 Kapazitätskomponente in Abhängigkeit der Volllaststunden	34
6.2 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Volllaststunden	38
6.2.1 Wirtschaftlichkeit bei Erzeugung nur in Peak-Zeiten	38
6.2.2 Wirtschaftlichkeit bei erhöhter Energieproduktion.....	41
7 Gesetzliche Rahmenbedingungen	48
7.1 Abstimmung mit der EEG Novelle	48
7.1.1 Anlagenbegriff	48
7.1.2 Inbetriebnahmebegriff	51
7.1.3 Direktvermarktung und Marktprämie	52
7.1.4 Doppelvermarktung.....	52
7.2 Abstimmung mit dem Genehmigungsrecht.....	53
7.2.1 BauGB	53
7.2.2 BImSchG	54
Quellenverzeichnis	55
Anhang Kosten der Anlagenerweiterung	57
Kosten der Anlagenerweiterung: Investitionskosten.....	57
Kosten der Anlagenerweiterung: Betriebskosten.....	60

Präambel

Das Konsortium aus Becker Büttner Held (BBH), Deutsche Windguard, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Leibniz Universität Hannover und das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) entwickelte im Auftrag und nach den Anforderungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ein Instrument zur Förderung der Technik für eine bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Auf Basis vorhergehender Aktivitäten, die auch die Erforschung von Herausforderungen und Lösungen für das optimierte Zusammenspiel der verschiedenen Erneuerbaren Energien im zukünftigen Energieversorgungssystem thematisieren, können die Mitglieder des Konsortiums auf weit reichende Erfahrungen zurückgreifen.

1 Einführung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 reizt mit der Vergütungsstruktur im Fall von Biomasse grundsätzlich eine kontinuierliche (Grundlast-) Stromerzeugung an. Die derzeit installierten Anlagen bieten keine, bzw. nur sehr eingeschränkte Möglichkeiten, zu unterschiedlichen Zeiten bedarfsorientiert mehr oder weniger Strom zu produzieren (vgl. exemplarische Anlagen Abbildung 1 und Abbildung 3). Für die Integration der Erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem ist es jedoch erforderlich, dass die Stromproduktion aus Biomasse zukünftig bedarfsorientiert erfolgt (vgl. exemplarische Anlagen Abbildung 2 und Abbildung 4). Eine nach dem Bedarf steuerbare Stromproduktion aus Biomasse, und hierbei vor allem aus Biogas und Biomethan, ermöglicht perspektivisch die Nutzung größerer Mengen an fluktuierendem Wind- und PV-Strom. Sie kann tendenziell auch zur Netzentlastung beitragen. Die Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien wird bedarfsorientierter. Das EEG 2012 soll hierzu – wie bereits im Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 angekündigt – Anreize setzen. Der Anreiz soll im Rahmen der Regelungen im EEG durch eine Kapazitätskomponente für zusätzlich bereitgestellte und nur bei Bedarf genutzte Erzeugungsleistungen erfolgen und eng mit einer Direktvermarktung von EEG-Strom verknüpft werden.

2 Rahmenbedingungen für das Förderinstrument

Die Förderung der bedarfsorientierten Stromproduktion konzentriert sich zunächst auf die Stromproduktion aus gasförmiger Biomasse (Biogas und Biomethan), da diese den räumlich und zeitlich am flexibelsten einsetzbaren Energieträger darstellt. Es wird empfohlen, einen Anreizmechanismus für eine bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan zu verankern, der auf den folgenden Rahmenbedingungen aufbauen sollte:

- Im Rahmen des Förderinstrumentes sollen biogas- und biomethanbetriebene Anlagen um die technischen Komponenten erweitert werden, die eine bedarfsorientierte Stromerzeugung ermöglichen (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2 bzw. Abbildung 3 und Abbildung 4). Mit der technischen Anlagenerweiterung soll eine bedarfsorientierte Verlagerung der Stromerzeugung von ungefähr 12 Stunden ermöglicht werden.
- Die Nutzung dieses Förderinstrumentes soll eine Option für Anlagenbetreiber darstellen, keine Verpflichtung.

- Das Förderinstrument soll mit einer eigenverantwortlichen Vermarktung der Stromerzeugung („Direktvermarktung“) außerhalb der bisherigen EEG-Festvergütung verknüpft werden. Der Anreiz zur Vermarktung kann über eine gleitende Marktprämie oder über sonstige Förderinstrumente zur Marktteilnahme realisiert werden. Eine zusätzliche Bereitstellung von Regelenergie soll technisch möglich, aber nicht verpflichtend eingeführt werden.
- Durch den bedarfsorientierten Betrieb und die Teilnahme am Strommarkt können tägliche Strompreisunterschiede ausgenutzt werden. Die dadurch entstehenden Zusatzerlöse sollen zur Kostendeckung der Anlagenerweiterung beitragen.
- Die verbleibenden Kosten der Anlagenerweiterung, die durch Zusatzerlöse am Markt nicht gedeckt werden können, sollen gefördert werden. Die Höhe der Förderung soll so gewählt werden, dass sie zusammen mit den erwarteten zusätzlichen Markterlösen die Kosten deckt, die durch die zusätzlichen Anlagenkomponenten und deren Betrieb entstehen.
- Das Förderinstrument soll für Neuanlagen im EEG 2012 verankert werden. Zugleich soll im EEG 2012 eine Verordnungsermächtigung geschaffen werden, um diesen Anreizmechanismus auch auf Bestandsanlagen oder gegebenenfalls auch auf andere Biomassearten anzuwenden.
- Das Förderinstrument soll vornehmlich Anlagen mit einer Bemessungsleistung¹ von 500 kW adressieren. Eine Begrenzung auf eine bestimmte Anlagengröße soll für eine höhere Flexibilität des Instruments aber nicht vorgesehen werden.
- Es soll eine sinnvolle Wärmenutzung als Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Förderinstruments zur bedarfsorientierten Betriebsweise vorgeschrieben werden (Biogas: 40 %, Biomethan 100 %)².

¹ Durchschnittliche Leistung auf Basis der in einem Jahr produzierten Energie
(Bemessungsleistung [kW_{e1}]= erzeugte Energie [kWh_{e1}]/ 8760 h)

² Der Prozentsatz sollte analog zum EEG 2012 gewählt werden, um die Regelungsvielfalt auf ein notwendiges Maß zu beschränken.

Beispiel Biogasanlage: bisherige Auslegung nach EEG Festvergütung

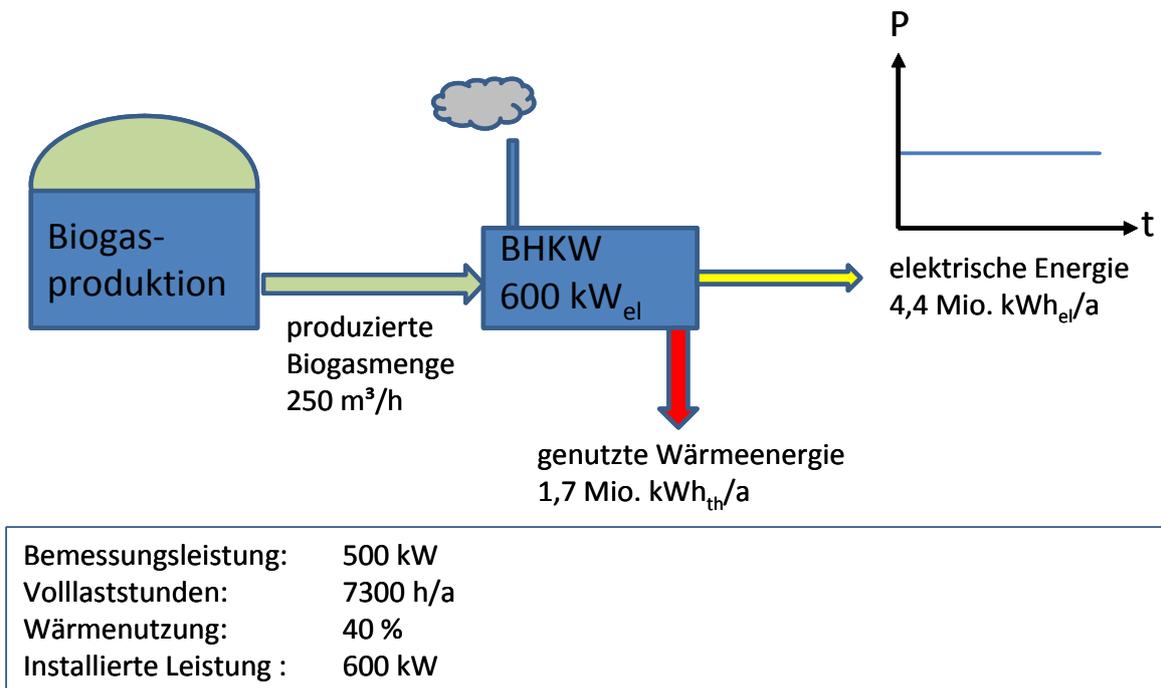


Abbildung 1: Exemplarische Darstellung einer Biogasanlage nach heutiger Auslegung

Beispiel Biogasanlage: Auslegung einschließlich Kapazitätskomponente

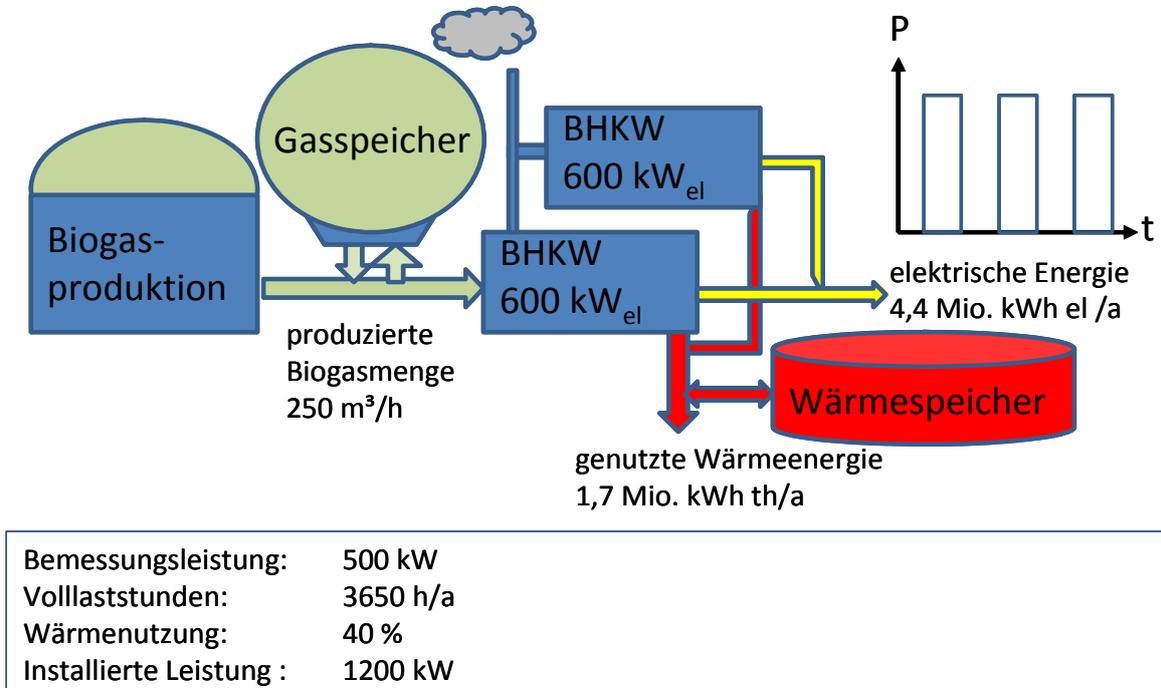
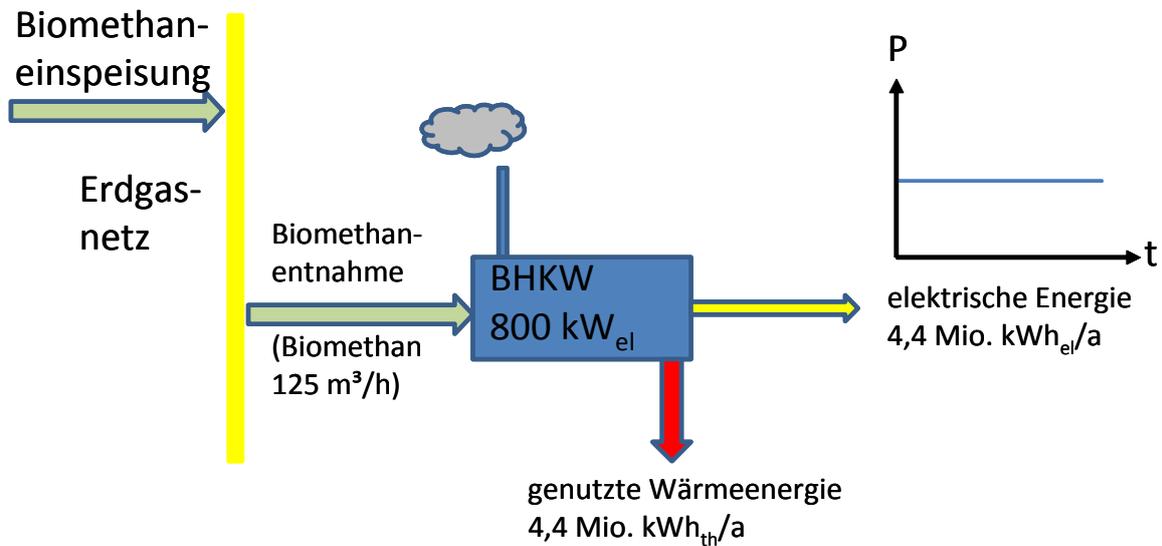


Abbildung 2: Exemplarische Darstellung einer Biogasanlage nach Auslegung mit der Kapazitätskomponente

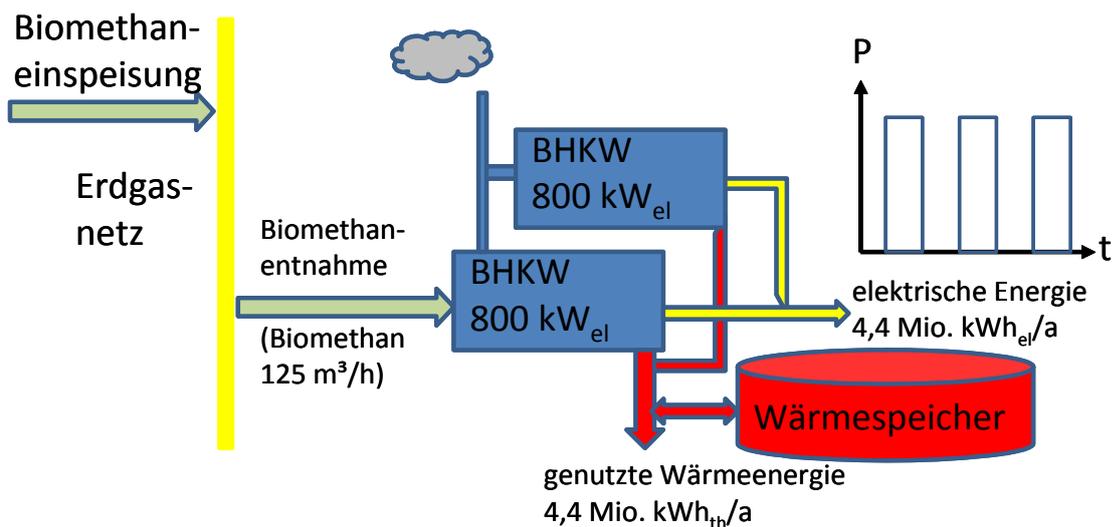
Beispiel Biomethananlage: bisherige Auslegung nach EEG Festvergütung



Bemessungsleistung:	500 kW
Volllaststunden:	5500 h/a
Wärmenutzung:	100 %
Installierte Leistung :	800 kW

Abbildung 3: Exemplarische Darstellung einer biomethanbetriebenen Anlage nach heutiger Auslegung

Beispiel Biomethananlage: Auslegung einschließlich Kapazitätskomponente



Bemessungsleistung:	500 kW
Volllaststunden:	2750 h/a
Wärmenutzung:	100 %
Installierte Leistung :	1600 kW

Abbildung 4: Exemplarische Darstellung einer biomethanbetriebenen Anlage nach Auslegung mit der Kapazitätskomponente

3 Ausgestaltung der Kapazitätskomponente

Das Instrument: Die Wertsteigerung des produzierten Stroms und die Kapazitätskomponente

Eine steuerbare Stromerzeugung aus Biogas oder Biomethan wird durch zusätzliche Markterlöse und durch Einnahmen aus einer Kapazitätskomponente für die zusätzlich bereitgestellte Leistung ermöglicht. Dieses Instrument soll als Option zunächst für Neuanlagen nutzbar sein, die Biogas oder Biomethan verstromen.

Die zusätzlichen Markterlöse ergeben sich durch die gezielte Stromproduktion in Hochpreiszeiten. Die Mehreinnahmen aus einer Direktvermarktung mit Marktprämie oder anderer Direktvermarktungswege reichen allerdings nicht aus, um die notwendigen Investitionen zu finanzieren. Deshalb ist es erforderlich, eine zweite Einnahmequelle für den Anlagenbetreiber in Form einer Kapazitätskomponente in der Vergütungsstruktur zu schaffen. Die Kapazitätskomponente bietet in ihrer Höhe den Anlagenbetreibern die Möglichkeit, in zusätzliche elektrische Leistung und die notwendige Infrastruktur (Gasspeicher, Wärmespeicher, Informations- und Kommunikationstechnik usw.) zu investieren. Die Kapazitätskomponente stellt eine planbare Einnahme über den Zeitraum von 10 Jahren in Abhängigkeit der Betriebsweise der Anlage dar und ist somit eine solide Grundlage für Investitionen. Es ist zu erwarten, dass diese Rahmenbedingungen als eine gute Basis für Investoren aus den unterschiedlichen Bereichen geeignet sind (Landwirtschaft, Mittelstand ebenso wie aus dem kommunalen Umfeld) und dadurch eine hohe Innovationskraft und Verbreitung entfaltet werden kann.

Die Kapazitätskomponente

Wenn die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind, kann die Zusatzkapazität einer Anlage mit der Kapazitätskomponente gefördert werden. Die Definition der Zusatzkapazität basiert auf der jährlich ex post ermittelten Bemessungsleistung im Sinne des § 18 Absatz 2 EEG (durchschnittliche Jahresleistung) und der installierten Leistung der jeweiligen Anlage. Monatliche Abschlagszahlungen auf Basis einer prognostizierten Bemessungsleistung können wie bei den EEG-Vergütungssätzen im Voraus definiert werden. Ebenfalls wie bei der EEG-Vergütung muss eine Jahresendabrechnung auf Basis der tatsächlichen Bemessungsleistung erfolgen. Für die Zusatzkapazität, die mit der Kapazitätskomponente gefördert wird, sind zusätzlich Grenzen definiert. Die anrechenbare Zusatzkapazität wird mit einem leistungsspezifischen Fördersatz verrechnet. Dieser Betrag wird auf die im entsprechenden Abrechnungszeitraum erzeugte Energie umgelegt. Die Entscheidung über die Nutzung der Kapazitätskomponente kann den Regelungen nach § 17 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 EEG bzw. entsprechenden Regelungen einer Marktprämie angepasst werden. Für die Abrechnung der Kapazitätskomponente muss trotzdem die Bemessungsleistung entsprechend §18 Absatz 2 EEG herangezogen werden.

Anspruchsvoraussetzung der Kapazitätskomponente

Der Anspruch auf die Kapazitätskomponente besteht, wenn

- der Strom vollständig direkt vermarktet wird,
- die Stromproduktion mit einer sinnvollen Wärmenutzung kombiniert ist (Biogas 40%, Biomethan 100 %) und
- durch einen Umweltgutachter oder einen vergleichbaren Sachverständigen die Fähigkeit der Anlage zur steuerbaren und bedarfsorientierten Stromproduktion in Form eines Gutachtens nachgewiesen wurde.

Definition der Zusatzkapazität

Die Zusatzkapazität einer Anlage ist die bereitgestellte Leistung, die über die derzeit übliche installierte elektrische Leistung hinausgeht. Die derzeit übliche installierte Leistung wird ausgehend von der Bemessungsleistung einer Anlage mit festen Faktoren angenähert:

- Strom aus Biogas: die Zusatzkapazität ergibt sich aus der Differenz der installierten Leistung und der 1,1-fachen Bemessungsleistung. Die 1,1-fache Bemessungsleistung entspricht der Leistung einer mit 7964 Volllaststunden pro Jahr betriebenen Anlage ohne Zusatzkapazität.³
- Strom aus Biomethan: die Zusatzkapazität ergibt sich aus der Differenz der installierten Leistung und der 1,6-fachen Bemessungsleistung. Die 1,6-fache Bemessungsleistung entspricht der Leistung einer mit Biomethan und mit 5475 Volllaststunden pro Jahr betriebenen Anlage ohne Zusatzkapazität.⁴

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{inst}} - f \cdot P_{\text{Bem}} \quad \text{mit} \quad \begin{cases} f = 1,1 & \text{bei Biogas} \\ f = 1,6 & \text{bei Biomethan} \end{cases} \quad (1)$$

Tabelle 1: Definition der Formelzeichen

P_{inst}	Installierte elektrische Leistung lt. Hersteller (Typenschild) in kW
P_{Bem}	Bemessungsleistung nach § 18 Abs. 2 EEG, entspricht der durchschnittlichen Jahresleistung in kW $P_{\text{Bem}} = \frac{\text{ingespeiste Strommenge [kWh/a]}}{8760\text{h/a}}$
P_{Zusatz}	Zusatzkapazität ist die zusätzliche installierte elektrische Leistung in kW
f	Der Faktor berücksichtigt die Verfügbarkeit von Stromerzeugungseinheiten aufgrund von Servicearbeiten sowie deren unterschiedliche Auslastung abhängig vom Einsatzkonzept (z. B. wärmegeführte biomethanbetriebene Anlagen bzw. stromgeführte biogasbetriebene Anlagen)

Grenzen der anrechenbaren Zusatzkapazität

Für die Zusatzkapazität, die mit der Kapazitätskomponente gefördert wird, gelten folgende Grenzen:

- Die Kapazitätskomponente wird nur gewährt, wenn die Bemessungsleistung mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung beträgt. Damit wird eine Mindestauslastung der Anlage gewährleistet, um eine Förderung von nicht genutzter Kapazität auszuschließen.

$$\text{wenn } P_{\text{Bem}} < 0,2 \cdot P_{\text{inst}}, \text{ dann } P_{\text{Zusatz}} = 0 \quad (2)$$

- Die zusätzlich vorgehaltene Leistung (Zusatzkapazität) muss mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung betragen. Damit werden eine Mindestgröße der Zusatzkapazität und eine effektive bedarfsorientierte Verlagerung gewährleistet, die im Rahmen der Kapazitätskomponente gefördert wird.

$$\text{wenn } P_{\text{Zusatz}} < 0,2 \cdot P_{\text{inst}}, \text{ dann } P_{\text{Zusatz}} = 0 \quad (3)$$

³ 1,1 = 8760 / 7964; Biogasanlagen erzielen im Durchschnitt 7000 bis 8000 Volllaststunden pro Jahr

⁴ 1,6 = 8760 / 5475; für Biomethananlagen können im Durchschnitt 5000 bis 6000 Volllaststunden pro Jahr angenommen werden [Matthes 2011]

- Als Zusatzkapazität ist höchstens die halbe installierte Leistung anrechenbar. Dadurch wird die maximale Zusatzkapazität und somit die Höhe der Vergütung durch die Kapazitätskomponente in Abhängigkeit der installierten Anlage festgelegt.

$$\text{wenn } P_{\text{Zusatz}} > 0,5 \cdot P_{\text{inst}}, \text{ dann } P_{\text{Zusatz}} = 0,5 \cdot P_{\text{inst}} \quad (4)$$

Berechnung der Kapazitätskomponente

- Der Erlös aus der Kapazitätskomponente berechnet sich aus der Zusatzkapazität multipliziert mit dem leistungsbezogenen Vergütungssatz.
- Der leistungsbezogene Vergütungssatz beträgt 140 Euro pro kW und Jahr bei Anlagen, die Strom aus Biogas erzeugen, und 120 Euro pro kW und Jahr bei Anlagen, die Strom aus Biomethan erzeugen.^{5 6}

$$\text{Erlös}[\text{€} / a] = P_{\text{Zusatz}} [kW] \cdot \begin{cases} 140 \text{ €} / kW / a \text{ bei Biogas} \\ 120 \text{ €} / kW / a \text{ bei Biomethan} \end{cases} \quad (5)$$

- Der Erlös aus der Kapazitätskomponente wird jährlich ermittelt und hat eine Laufzeit von höchstens 10 Kalenderjahren zuzüglich des Jahres der erstmaligen Geltendmachung.
- Die Vergütung durch die Kapazitätskomponente wird pro erzeugte Energieeinheit (kWh) ausgezahlt. Der ermittelte absolute Erlös [€a] wird somit auf die erzeugte Energiemenge (kWh) umgelegt und wie die EEG-Vergütung durch den Stromnetzbetreiber ausgezahlt. Eine monatliche Abschlagszahlung auf der Grundlage der Bemessungsleistung der Anlage ist möglich.

$$\text{Vergütung} [\text{€} / kWh] = \frac{\text{Erlös}[\text{€} / a]}{P_{\text{Bem}} [kW] \cdot 8760 \text{ h} / a} \quad (6)$$

Abbildung 5 zeigt die Zusatzkapazität einer biogas- und einer biomethanbetriebene Anlage mit einer installierten Leistung von jeweils 1000 kW in Abhängigkeit von der durchschnittlichen jährlichen Leistung (Bemessungsleistung). Die nach Gleichung (1) berechnete Zusatzkapazität ist als gestrichelte Linie dargestellt. Die anrechenbare Zusatzkapazität, welche mit den Gleichungen (2), (3) und (4) begrenzt wird, ist als durchgezogene Linie dargestellt. Der jährliche Erlös aus der Kapazitätskomponente für die Zusatzkapazität entsprechend Gleichung (5) ist in Abbildung 6 dargestellt. Mit der Umrechnung auf die jährliche erzeugte Energie entsprechend Gleichung (6) ergibt sich eine Vergütung pro erzeugte Einheit el. Energie, die in Abbildung 7 in Abhängigkeit der Bemessungsleistung dargestellt ist.

⁵ Die Werte für die Vergütungssätze basieren auf den Kostenannahmen und den erwarteten Markterlösen. Eine abschließende Festlegung der Vergütungssätze muss ggf. vor der Einführung erfolgen.

⁶ Eine Degression ist für die Funktionsweise des Systems der Kapazitätskomponente nicht entscheidend. Es sollte hierbei die ohnehin wirkende reale Degression berücksichtigt werden. Aus Sicht der Autoren kann auf eine weitere Degression verzichtet werden.

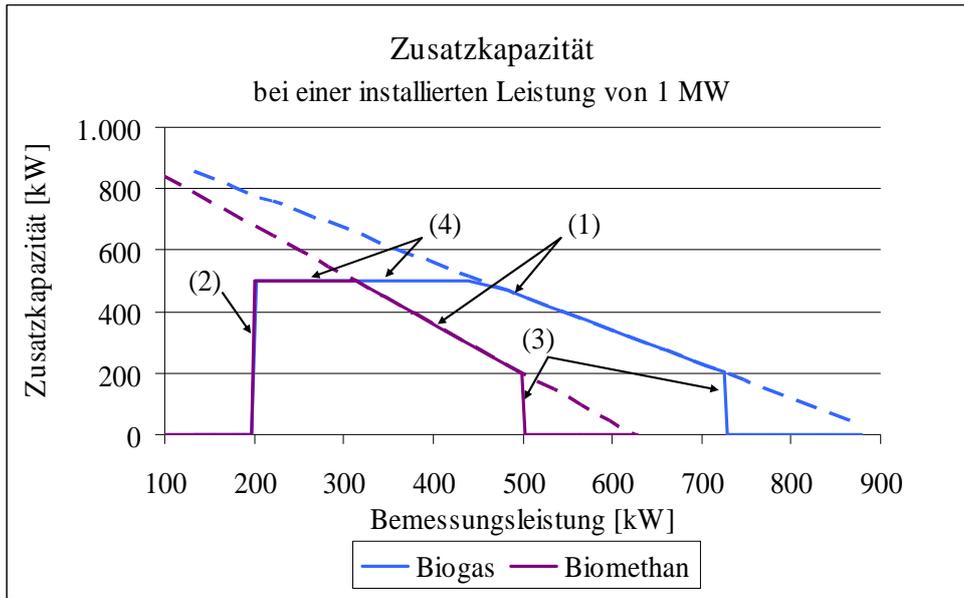


Abbildung 5: Zusatzkapazität nach Gleichung (1) (gestrichelte Linie) und anrechenbare Zusatzkapazität mit den Gleichungen (2), (3) und (4) (durchgezogene Linie) einer biogas- und einer biomethanbetriebenen Anlage mit je 1000 kW installierter elektrischer Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung

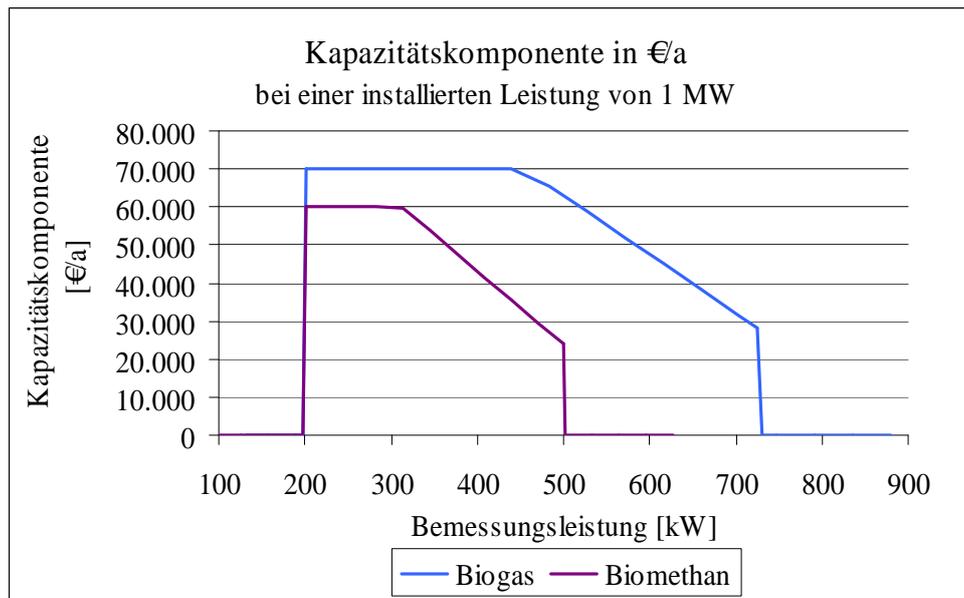


Abbildung 6: Jährlicher Erlös aus der Kapazitätskomponente für die anrechenbare Zusatzkapazität einer biogas- und einer biomethanbetriebenen Anlage mit je 1000 kW installierter elektrischer Leistung

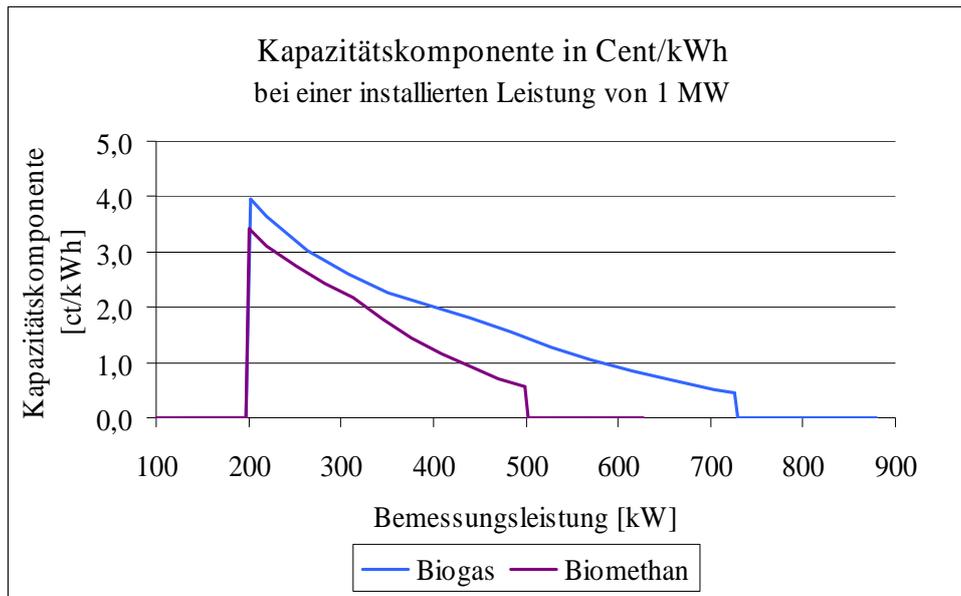


Abbildung 7: Vergütung aus der Kapazitätskomponente für die anrechenbare Zusatzkapazität einer biogas- und einer biomethanbetriebenen Anlage mit je 1000 kW installierter elektrischer Leistung

Die Wertsteigerung des produzierten Stroms

Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit dieses Instrumentes sind zusätzliche Markterlöse, die bei der Vermarktung durch den preisorientierten Betrieb der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan generiert werden. Durch zusätzliche Anlagenkomponenten werden die technischen Voraussetzungen geschaffen, gezielt zu den Zeiten mit hohem Strombedarf (hohen Strompreisen) den Strom zu erzeugen. Durch die höheren Strompreise werden höhere Erlöse am Markt (im Folgenden Zusatzerlöse genannt) gegenüber einer kontinuierlichen Stromerzeugung erzielt. Die Kapazitätskomponente und die am Markt erzielbaren Zusatzerlöse sollen insgesamt die notwendigen Mehrinvestitionen für die steuerbare, bedarfsorientierte Strombereitstellung abdecken.

Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie

Ein Marktprämienmodell ist bei geeigneter Ausgestaltung kompatibel mit dem Konzept der Kapazitätskomponente. Die Vergütung entsprechend dem Marktprämienmodell gleicht insbesondere die Differenz zwischen den durchschnittlich erzielbaren Markterlösen und der EEG-Vergütung aus. Der Profilmfaktor zur Berechnung der Marktprämie bildet das Verhältnis zwischen dem durchschnittlichen Erzeugungsprofil eines Energieträgers und dem Marktpreisprofil in Bezug auf den Phelix-Base-Preis ab. Der Profilmfaktor muss daher zumindest für Anlagen, die die Kapazitätskomponente nutzen, fix sein, damit ein Anreiz zur Verlagerung der Erzeugung besteht. Für Biomasseanlagen wurde ein Profilmfaktor mit dem Wert 1 vorgeschlagen. Damit können zusätzliche Erlöse durch den preisorientierten Betrieb generiert werden. Diese Mehreinnahmen werden zusammen mit der Kapazitätskomponente zur Deckung der Mehrkosten der flexiblen Biomasseanlagen benötigt. Ein Profilmfaktor über 1 reduziert die möglichen Markterlöse und erhöht somit die notwendige Höhe der Kapazitätskomponente um in Summe den gleichen Anreiz für eine bedarfsorientierte Strombereitstellung zu schaffen.

Die Marktprämie stellt ohne Kapazitätskomponente keine ausreichenden Investitionsanreize zur Erweiterung von biogas- und biomethanbetriebenen Stromerzeugungsanlagen zur zeitlichen Verlagerung der Stromerzeugung dar. Die Kapazitätskomponente hat deshalb den Zweck, die Mehraufwendungen durch eine Anlagenerweiterung für die steuerbare Stromproduktion abzudecken.

Andere Direktvermarktung

Grundsätzlich ist das Modell der Kapazitätskomponente mit allen Formen der Direktvermarktung kombinierbar. Es wird derzeit geprüft, ob die Vergütung der Kapazitätskomponente mit den diskutierten Formen der Direktvermarktung rechtlich vereinbar ist (vgl. Kapitel 7).

4 Betriebswirtschaftliche Auswirkung auf die Gesamtanlage

Die eigentliche Stromproduktion aus Biogas (ähnlich bei Biomethan) macht Investitionen in die Biogaserzeugung (Beschicker, Fermenter, Fahrsilo, Gärrestlager, Grundstück, Zufahrtswege usw.) und die Verwertung (BHKW für die Bemessungsleistung) notwendig. Bei einer Vor-Ort-Anlage mit einer Bemessungsleistung von 500 kW sind das in etwa 2,2 Mio. €⁷ Die Refinanzierung dieser Investitionen muss über die Einnahmen durch das EEG (bzw. durch das Marktprämien-Äquivalent) und Wärmeerlöse erfolgen. Daraus ergibt sich die Grundvoraussetzung, dass die Stromproduktion aus Biogas (ebenso aus Biomethan) generell (unter Berücksichtigung der Förderung durch das EEG) wirtschaftlich sein sollte, um eine Investition in die steuerbare Stromerzeugung umsetzen zu können. Die Bemessungsleistung ist die Auslegungsleistung für den wirtschaftlichen Betrieb der Stromerzeugungsanlagen selbst. Durch die Vergütungsstruktur im EEG stellen sich bestimmte Anlagengrößen mit entsprechender Bemessungsleistung als am wirtschaftlichsten heraus. Die Anlagen werden erlösoptimiert bzw. vergütungsoptimiert konzipiert. Im Moment existieren mehrheitlich Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 150 kW und von 500 kW⁸. Die Produktion von mehr elektrischer Energie über einer Bemessungsleistung von 500 kW ist in der Regel nicht oder weniger wirtschaftlich. Wenn die Vergütungsstruktur des aktuellen EEG in der Novelle 2012 beibehalten wird, ist damit zu rechnen, dass die Bemessungsleistung und die installierte Leistung von Neuanlagen weiterhin jeweils auf gleichem Niveau ausgelegt werden.

Die Kapazitätskomponente fördert in Kombination mit der Wertsteigerung der erzeugten Strommengen zusätzliche Investitionen für die steuerbare Stromerzeugung. Die Investitionen beinhalten u. a. zusätzliche Erzeugungskapazitäten (BHKW), Steuerungstechnik, Wärmespeicher inkl. Anschluss, ggf. Gasspeicher usw. (vgl. Abschnitt 4.1). Diese Investitionen sind ausschließlich für die Erweiterung der Anlage für eine steuerbare, bedarfsorientierte Betriebsweise notwendig, nicht für die Stromproduktion der Anlage selbst. Zusätzlich ist mit einer Erhöhung der Betriebskosten, z. B. für den zusätzlichen Wartungsaufwand, zu rechnen. Bei einer Vor-Ort-Verstromungsanlage entspricht die Bemessungsleistung von 500 kW einer Anlage mit 600 kW installierter Leistung und 7300 Volllaststunden pro Jahr. Die zusätzlichen Investitionskosten belaufen sich auf ca. 680.000 € für die Anlagenerweiterung inklusive eines zusätzlichen BHKW mit 600 kW. Bei diesem Beispiel ist für den Kapitaldienst und die Betriebskosten ein jährlicher Cashflow von ca. 120.000 € bei einer Gesamtkapitalrendite von 8 % notwendig. Bei biomethanbetriebenen Anlagen entspricht die Bemessungsleistung von 500 kW einer Anlage mit 800 kW installierter Leistung und rund 5500 Volllaststunden pro Jahr. Die zusätzlichen Investitionskosten belaufen sich auf ca. 740.000 € für die Anlagenerweiterung inklusive eines zusätzlichen BHKW mit 800 kW. Für diese Anlagen ist entsprechend ein jährlicher Cashflow von ca. 140.000 € notwendig.

Die höheren Kosten der Anlagenerweiterung bei biomethanbetriebenen gegenüber den biogasbetriebenen Anlagen sind mit der notwendigen größeren installierten Anlagenleistung und damit höheren Abschreibungskosten zu begründen. Die biomethanbetriebenen Anlagen sind bei gleicher Bemessungsleistung größer als die biogasbetriebenen Anlagen, da die jährliche Auslastung (Volllaststunden) im Vergleich geringer ist. Das liegt an der Anforderung, die Stromproduktion wärmegeführt zu betreiben (100 % Wärmenutzung).

⁷ Überschlägig ermittelt auf Grundlage von [FNR 2009]: Installierte Leistung 550 kW mit 4000 €/kW Gesamtinvestitionsvolumen

⁸ Einschätzung auf Grundlage von [DBFZ 2010]: 2009 lagen nur 11 % des Anlagenzubaus über 500 kW

4.1 Höhe des leistungsspezifischen Vergütungssatzes

Mit der Vergütungsstruktur des aktuellen EEG und der Kapazitätskomponente würden sich voraussichtlich Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 1200 kW (biogasbetrieben) bzw. 1600 kW (biomethanbetrieben) und einer Bemessungsleistung von je ca. 500 kW bilden. Die vorgeschlagenen Höhen der leistungsspezifischen Vergütungssätze mit 120 €/kW für biomethan- und 140 €/kW für biogasbetriebene Anlagen sind angepasst an die erwarteten Zusatzerlöse am Markt, sodass die Zusatzerlöse am Markt und die Kapazitätskomponente zusammen kostendeckend für Anlagen mit rund 500 kW Bemessungsleistung sind. Als Zusatzerlös am Markt wurde eine Verlagerung der Energieerzeugung aus den 12 Off-Peak-Stunden in die 12 Peak-Stunden bei einer durchschnittlichen Preisdifferenz von 19,43 €/MWh angenommen (vgl. Kapitel 4.2). In Abbildung 8 sind die jährlichen Kosten den jährlichen Einnahmen und in Abbildung 9 die spezifischen Kosten den spezifischen Einnahmen pro kWh für drei Klassen der Bemessungsleistung (Jahresdurchschnittsleistung) gegenübergestellt. Die Einnahmen setzen sich aus den Zusatzerlösen am Markt und den Erlösen aus der Kapazitätskomponente zusammen. Die Kosten setzen sich aus den Kapitalkosten für das zusätzliche BHKW, den Wärmespeicher, ggf. den Gasspeicher und die Peripherie-Installationen sowie aus den sonstigen Kosten zusammen. Die sonstigen Kosten beinhalten Genehmigung, Aufstellraum, Versicherung, Personal, Instandsetzung und zusätzlichen Wartungsaufwand sowie ggf. erhöhter Leistungspreis der Gasnetzentgelte. Die Peripherie-Installationen beinhalten den vergrößerten Stromnetzanschluss, ggf. den vergrößerten Gasnetzanschluss, und die Anlagensteuerung. Weitere Peripherie-Installationen (hydraulische Anbindung des Wärmespeichers usw.) sind direkt dem BHKW oder den Speichern zugeordnet. Alle Kostenannahmen sind im Anhang aufgeführt.

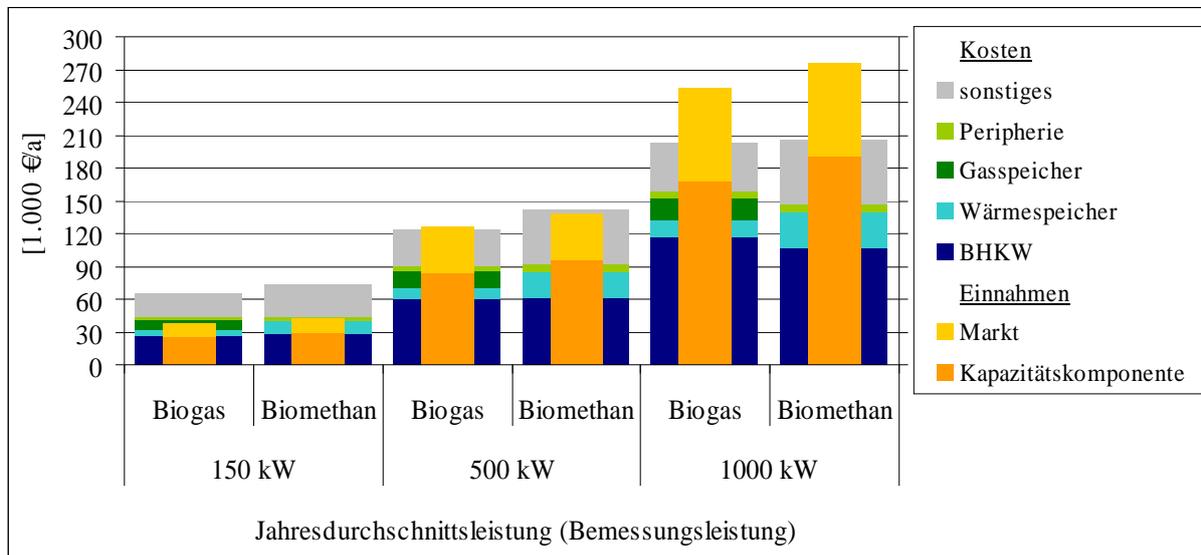


Abbildung 8: Jährliche Kosten der Anlagenerweiterung, Erlöse aus der Kapazitätskomponente mit einem einheitlichen leistungsspezifischen Vergütungssatz und Zusatzerlöse am Markt

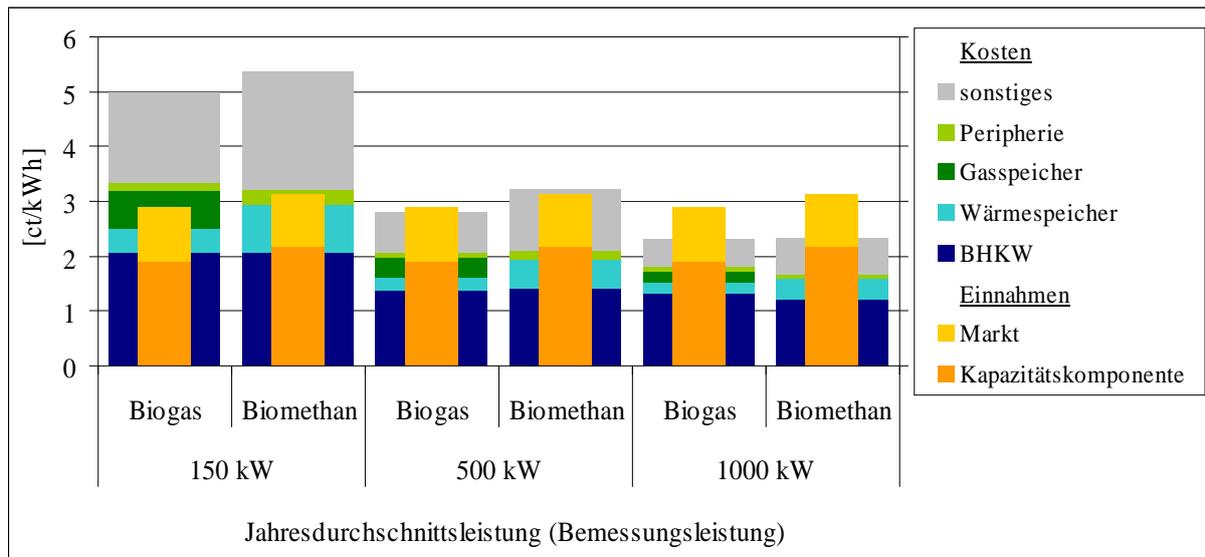


Abbildung 9: Spezifische Kosten der Anlagenerweiterung, Vergütung aus der Kapazitätskomponente mit einem einheitlichen leistungsspezifischen Vergütungssatz und spezifische Zusatzerlöse am Markt

Kleinere Anlagen können die vorgeschlagene Kapazitätskomponente voraussichtlich nicht auskömmlich nutzen, da die Einnahmen aus der Kapazitätskomponente und den zusätzlichen Markterlösen nicht ausreichen, um die Kosten der Anlagenerweiterung zu kompensieren (Abbildung 8 und Abbildung 9). Wenn Stromerzeugungsanlagen mit einer Bemessungsleistung von 150 kW für die bedarfsorientierte Stromproduktion wirtschaftlich betrieben werden sollen, müsste der leistungsspezifische Vergütungssatz der Kapazitätskomponente 300 €/kW/a für Biogas und 230 €/kW/a für Biomethan betragen (Abbildung 10 und Abbildung 11).

Bei größeren Anlagen übertreffen die Einnahmen die Kosten (Abbildung 8 und Abbildung 9). Wegen der bislang geringeren Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion bei Anlagen mit mehr als 500 kW Bemessungsleistung ist jedoch nicht zu erwarten, dass der Anreiz groß genug ist Anlagen in dieser Größenklasse umzusetzen. Bei ggf. neuen Vergütungssätzen in der EEG-Novelle 2012 muss dieser Sachverhalt erneut geprüft werden. Sollte die Vergütungsstruktur im Rahmen der EEG-Novelle 2012 so ausgestaltet werden, dass Stromerzeugungsanlagen mit einer Bemessungsleistung von über 500 kW die gleichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vorfinden wie Anlagen mit 500 kW, dann muss der leistungsspezifische Vergütungssatz größenabhängig abgestuft werden. Eine mögliche Abstufung des durchschnittlichen Vergütungssatz sollte dann 90 €/kW/a für Biogas und 75 €/kW/a für Biomethan bei Anlagen mit 1000 kW Bemessungsleistung betragen (Abbildung 10 und Abbildung 11).

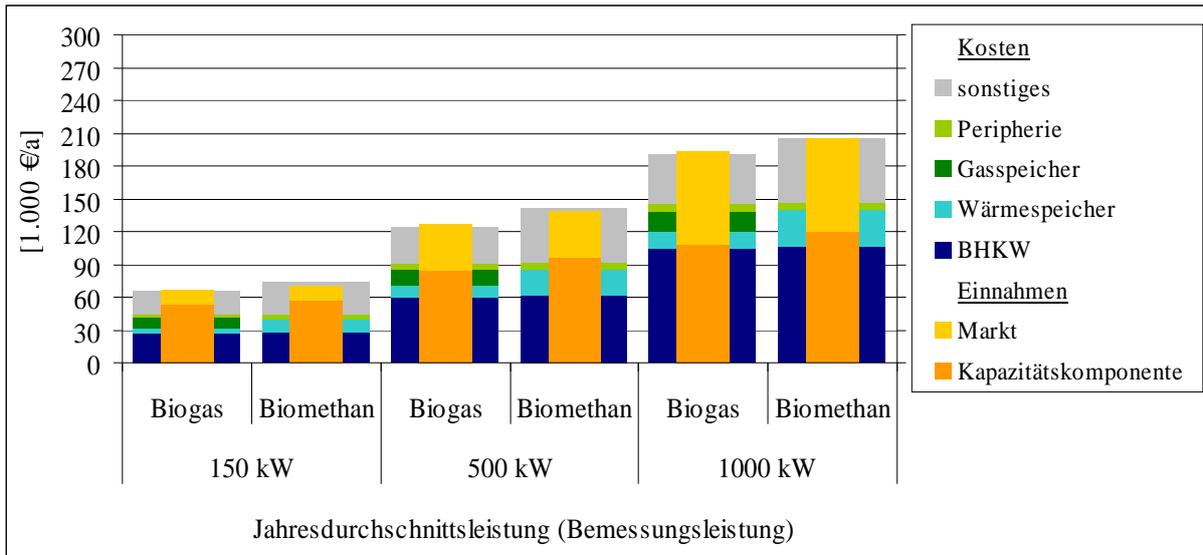


Abbildung 10: Jährliche Kosten der Anlagenerweiterung, Erlöse aus der Kapazitätskomponente mit größenabhängigem, leistungsspezifischen Vergütungssatz und Zusatzerlöse am Markt

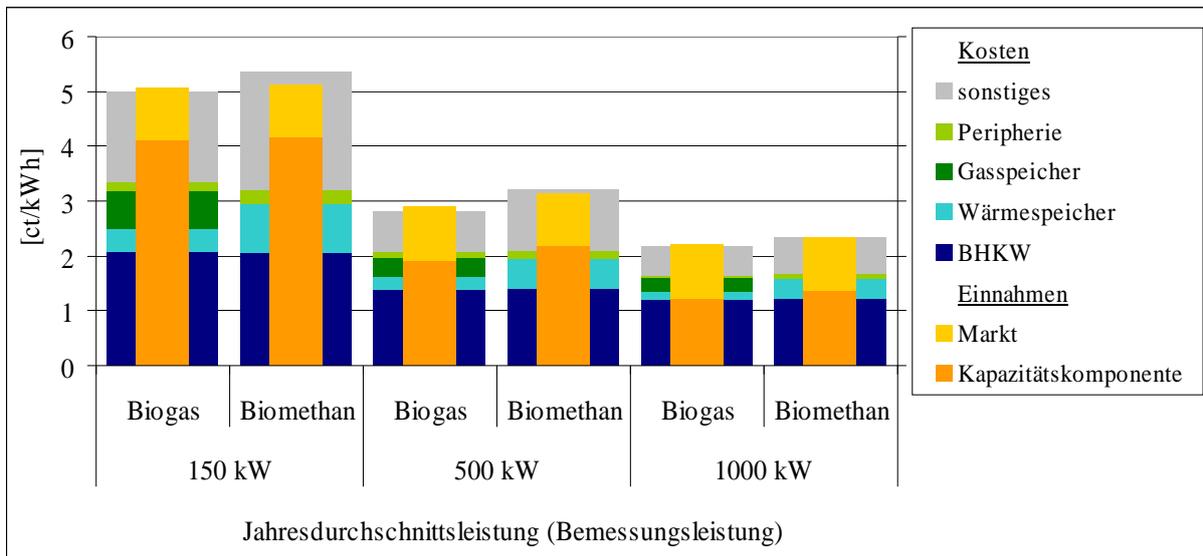


Abbildung 11: Spezifische Kosten der Anlagenerweiterung, Vergütung aus der Kapazitätskomponente mit größenabhängigem, leistungsspezifischen Vergütungssatz und spezifische Zusatzerlöse am Markt

4.2 Einfluss der Marktpreispreizung

Die durchschnittliche Preisdifferenz eines Jahres zwischen den täglichen 12 Peak- und den 12 Off-Peak-Stunden (Peak-Offpeak-Spread) ist die zugrunde gelegte Erwartung an die zusätzlichen Markterlöse, die durch den bedarfsorientierten Betrieb generiert werden sollen. Diese Differenz lag im Vortageshandel (Dayahead-Spot) im Jahr 2007 bei 21,52 €/MWh, im Jahr 2008 bei 27,34 €/MWh, im Jahr 2009 bei 15,94 €/MWh und im Jahr 2010 bei 12,93 €/MWh (Abbildung 12). Es wurde der Durchschnittswert von 19,43 €/MWh der Jahre 2007 bis 2010 in den Berechnungen benutzt.

Die Preisdifferenz hat sich am Spotmarkt somit in den letzten Jahren tendenziell vermindert. Dagegen weisen die Futures-Preise auch für künftige Jahre beträchtliche Differenzen auf (Abbildung 13).

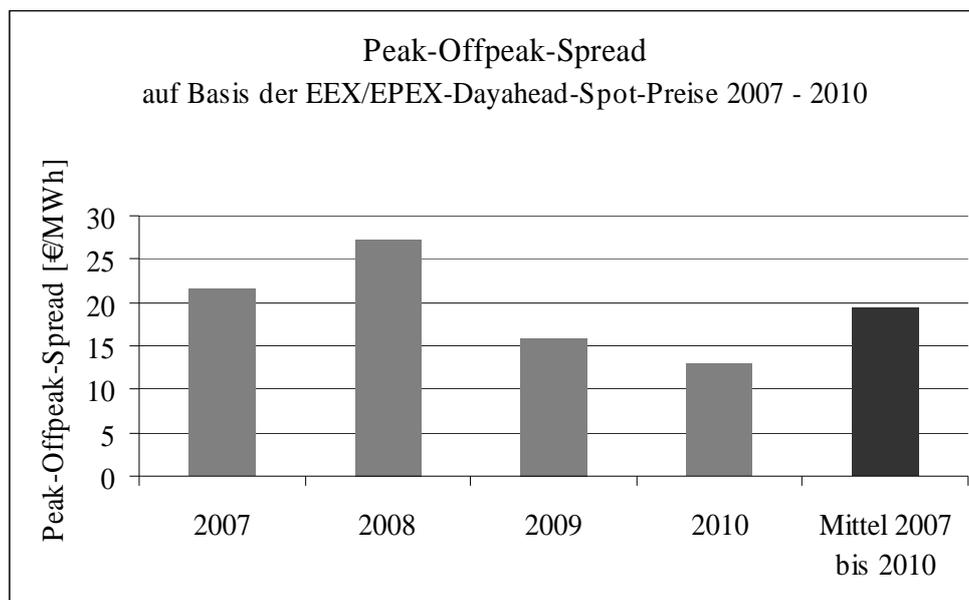


Abbildung 12: Peak-Offpeak-Spread im EEX- bzw. EPEX-Dayahead-Spot-Handel der Jahre 2007 bis 2010 und Mittelwert der Jahre 2007 bis 2010

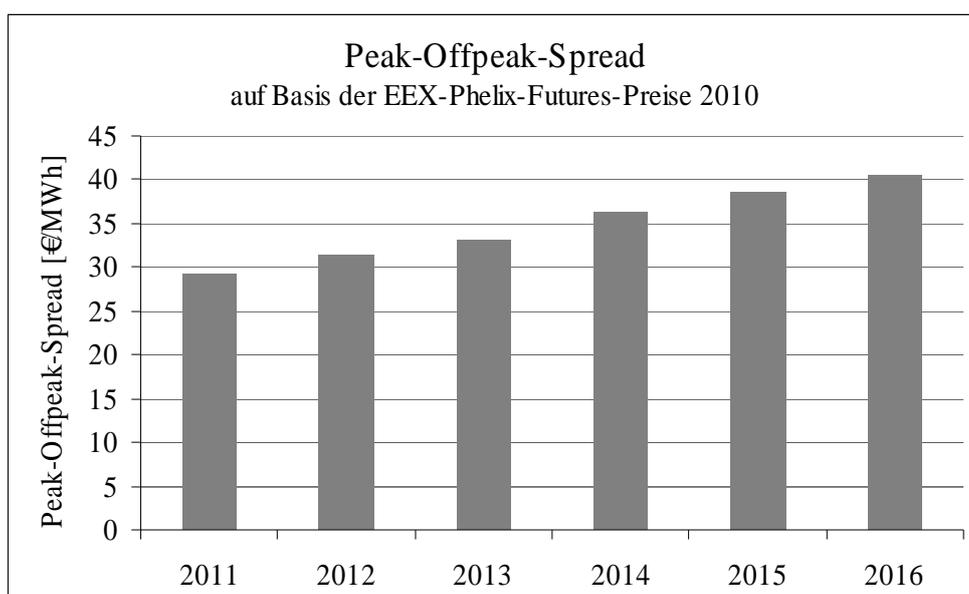


Abbildung 13: Peak-Off-Spread auf Basis der Phelix-Year-Futures 2011 bis 2016 im EEX-Handel 2010

Die tatsächliche mittlere Preisdifferenz eines Jahres beeinflusst die jährlichen Zusatzerlöse am Markt. Da die Zusatzerlöse am Markt mit einer Preisdifferenz von 19,43 €/MWh so einkalkuliert sind, dass sie zusammen mit der Kapazitätskomponente gerade die Kosten für die Anlagenerweiterung decken, entstehen bei einer Veränderung der mittleren Preisdifferenz Überschüsse oder Fehlbeträge.

Wenn eine deutlich andere mittlere Preisdifferenz über den gesamten Förderzeitraum erwartet wird, müsste der leistungsspezifische Fördersatz entsprechend Abbildung 14 angepasst werden. In Abbildung 14 ist der leistungsspezifische Fördersatz einer biogas- und einer biomethanbetriebenen Anlage mit je 500 kW Bemessungsleistung in Abhängigkeit von der mittleren Preisdifferenz dargestellt.

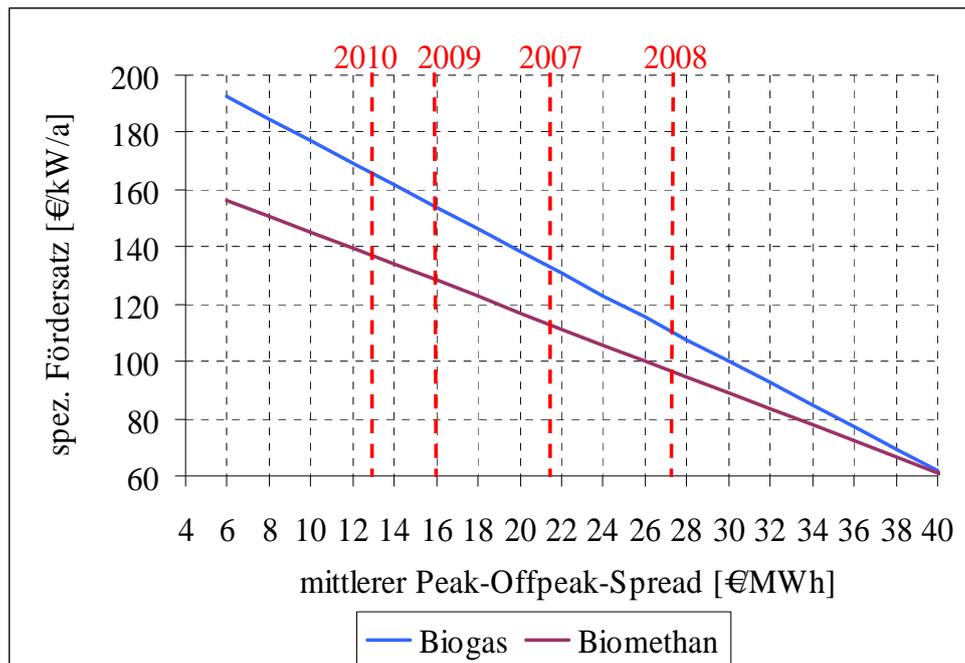


Abbildung 14: Leistungsspezifischer Fördersatz in Abhängigkeit des mittleren Peak-Offpeak-Spread

Schlussfolgerung

Die Höhe des notwendigen Fördersatzes der Kapazitätskomponente hängt im Zusammenwirken mit der Direktvermarktung deutlich von der Erwartung ab, wie stark der Strompreis durchschnittlich im Tagesverlauf schwankt. Als Indikator hierfür kann die mittlere Preisdifferenz von Strom am Tag (Peak) und Strom in der Nacht (Off-Peak) verwendet werden, die im Zeitraum 2007 bis 2010 bei 19,43 €/MWh lag. Für einen Investor, der die Kapazitätskomponente in Anspruch nehmen will, besteht allerdings das Risiko, dass die Preisdifferenz künftig niedriger, und die Chance, dass sie auch höher liegen könnte.

5 Kapazitätskomponente für biogasbetriebene Anlagen

Anlagen, die vor Ort das erzeugte Biogas verstromen, werden bislang entsprechend der Gaserzeugung ausgelegt (vgl. Abbildung 1). Das heißt, dass die installierte BHKW-Kapazität das kontinuierlich erzeugte Biogas unmittelbar verstromen kann. Die Gaserzeugung wird, soweit technisch möglich, das ganze Jahr konstant auf einem hohen Niveau gehalten. Geringe Gasspeicherkapazitäten dienen als Puffer, um Fluktuationen der Gaserzeugung auszugleichen und das BHKW mit einem konstanten Gasstrom zu versorgen, aber auch um kurze Ausfallzeiten des BHKW zu kompensieren. Bisher ist es das Ziel, einen durchgehend konstanten Betrieb bzw. eine möglichst hohe Auslastung der installierten BHKW-Kapazität zu realisieren, um mit minimalen Investitionskosten einen maximalen Stromertrag und somit maximale EEG-Vergütung zu erwirtschaften. Die Anzahl der Volllaststunden wird in der Regel nur durch Anlagenausfälle, Reparatur- und Wartungsarbeiten, also durch die Verfügbarkeit gemindert. Die Anlagenverfügbarkeit beinhaltet u. a. auch Schwankungen des biologischen Prozesses der Biogaserzeugung. Im Ergebnis liegt die erzielbare Anzahl der Volllaststunden im Durchschnitt bei 7800 h/a [DBFZ 2010].

Wenn die Abwärme einer biogasbetriebenen Anlage genutzt wird, wirkt sich das Bedarfsprofil der Wärmesenke in der Regel nicht auf die Stromerzeugung bzw. den Betrieb des BHKW aus. Die Anlage wird nicht wärmegeführt betrieben, da keine Verpflichtung besteht, die anfallende Wärme vollständig zu nutzen, und die Einnahmen aus der Stromproduktion um das 3- bis 4-fache höher sind als aus der Wärmeproduktion. Aus Mangel an Wärmeabnehmern im ländlichen Raum ist es darüber hinaus oft nicht möglich die gesamte Wärme zu nutzen. Die Volllaststunden einer biogasbetriebenen Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung sind damit nicht vom Wärmeprofil, sondern nur von der Verfügbarkeit der Gesamtanlage abhängig.

Da die BHKW-Kapazität einer biogasbetriebenen Anlage mit 7000 bis 8000 Volllaststunden im Jahr weitestgehend ausgenutzt wird, sind keine Überkapazitäten verfügbar, mit denen eine flexible Betriebsweise möglich wäre.

Mit dem Instrument der Kapazitätskomponente soll die BHKW-Kapazität verdoppelt werden (vgl. Abbildung 2). Dadurch kann die gleiche Strommenge mit doppelter Leistung in der Hälfte der Zeit bereitgestellt werden. Diese Leistung kann bedarfsorientiert eingesetzt werden. Um die Verstromung des kontinuierlich erzeugten Biogases bedarfsorientiert zu verlagern, könnte es z. B. in Zeiten mit niedrigem Strombedarf (bzw. niedrigen Marktpreisen) in Gasspeichern zwischengelagert werden. In Zeiten mit hohem Strombedarf (bzw. hohen Marktpreisen) soll das gespeicherte Biogas zusammen mit dem kontinuierlich erzeugten Biogas durch die verdoppelten BHKW-Kapazitäten verstromt werden.

Durch die Verdoppelung der installierten elektrischen Leistung (BHKW-Kapazität) in Bezug auf die Biogaserzeugung wird die Anzahl der jährlichen Volllaststunden halbiert. Die Höhe des Erlöses bzw. der Vergütung aus der Kapazitätskomponente ist abhängig von den Volllaststunden. Dieser Zusammenhang wird anhand von beispielhaften Anlagengrößen im Folgenden aufgezeigt. Des Weiteren wird untersucht, welchen Einfluss die Kosten für die Gasspeicherkapazität sowie die Wärmenutzung (KWK-Anteil) auf die Wirtschaftlichkeit haben.

5.1 Kapazitätskomponente in Abhängigkeit der Volllaststunden

Die Berechnung der Zusatzkapazität zur Ermittlung der Vergütung aus der Kapazitätskomponente ist nach Gleichung (1) abhängig von der Bemessungsleistung. Die Bemessungsleistung ist mit der Definition nach EEG § 18 das Verhältnis aus der in einem Kalenderjahr erzeugten elektrischen Energie und der Anzahl der Stunden des Kalenderjahres.

Die Definition der Bemessungsleistung ist damit unabhängig von der installierten Leistung einer Anlage.

Im folgenden Beispiel wird von einer Biogaserzeugung ausgegangen, deren vollständige Verstromung zu einer Bemessungsleistung von 500 kW führt. Wenn dieses Biogas z.B. in einer Anlage mit 600 kW installierter Leistung verstromt wird, beträgt die Anzahl der Volllaststunden 7300 h/a. Wenn das Biogas hingegen in einer Anlage mit auf 1200 kW verdoppelter Leistung verstromt wird, beträgt die Anzahl der Volllaststunden 3650 h/a.

In Abbildung 15 ist die Zusatzkapazität der Anlage mit 600 kW und einer Anlage mit 1200 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung dargestellt. Die gestrichelte Linie ist die Zusatzkapazität nach Gleichung (1) und die durchgezogene Linie ist die anrechenbare Zusatzkapazität unter Berücksichtigung der Gleichungen (2), (3) und (4). Die Anlage mit 600 kW installierter Leistung hat bei einer Bemessungsleistung von 500 kW nach Gleichung (1) eine Zusatzkapazität von 50 kW. Mit der Grenze nach Gleichung (3) für die mindeste anrechenbare Zusatzkapazität wird sie auf Null korrigiert.

Die Anlage mit der auf 1200 kW verdoppelten installierten Leistung hat bei einer Bemessungsleistung von 500 kW nach Gleichung (1) eine Zusatzkapazität von 650 kW. Da nach Gleichung (4) höchstens die halbe installierte Leistung als Zusatzkapazität mit der Kapazitätskomponente gefördert werden kann, beträgt die anrechenbare Zusatzkapazität 600 kW.

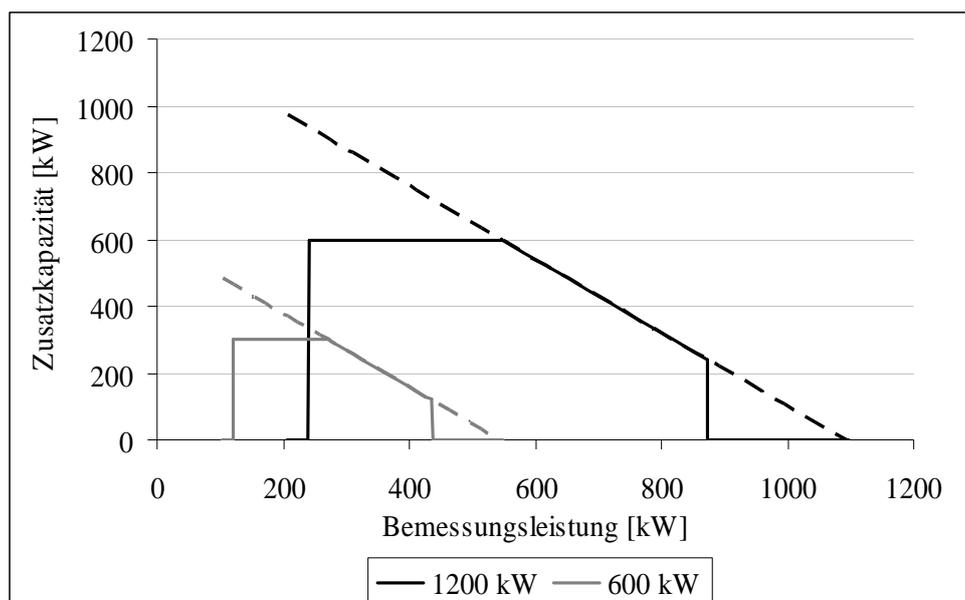


Abbildung 15: Zusatzkapazität nach Gleichung (1) und anrechenbare Zusatzkapazität mit Gleichung (2), (3) und (4) einer Anlage mit 600 kW und einer biogasbetriebenen Anlage mit 1200 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung

In Abbildung 16 ist der jährliche Erlös und die spezifische Vergütung aus der Kapazitätskomponente einer Anlage mit 600 kW und einer Anlage mit 1200 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung dargestellt. Bei dem Beispiel einer Anlage mit 600 kW installierter Leistung und 500 kW Bemessungsleistung wird keine Kapazitätskomponente ausgezahlt. Um eine Vergütung durch die Kapazitätskomponente zu erhalten, müsste die jährliche Stromproduktion (also die Bemessungsleistung) stark reduziert werden. Dazu besteht jedoch kein Anreiz, da sich die absoluten Stromerlöse (EEG bzw. Äquivalent der gleitenden Marktprämie) reduzieren und somit die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion gemindert wird.

Wird die produzierte Strommenge nicht verändert, dann muss die installierte Leistung auf 1200 kW verdoppelt werden, um bei einer Bemessungsleistung von 500 kW für die 600 kW

anrechenbare Zusatzkapazität eine Kapazitätskomponente in Höhe von 84.000 €a bzw. 1,9 ct/kWh zu erhalten.

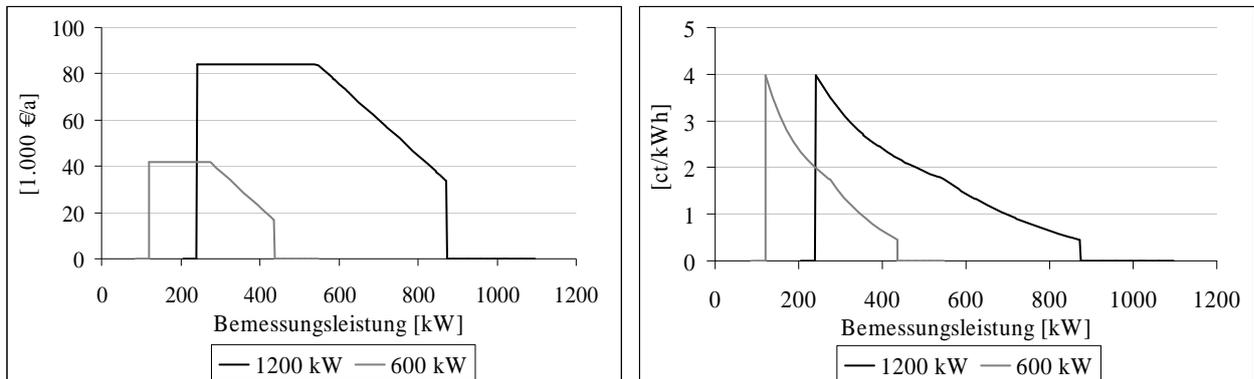


Abbildung 16: Jährlicher Erlös (links) und spezifische Vergütung (rechts) aus der Kapazitätskomponente für eine biogasbetriebene Anlage mit 600 kW und mit 1200 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung

Durch Umstellung der Gleichung (2) kann die Untersuchung in Abhängigkeit der Volllaststunden der Gesamtanlage durchgeführt werden. Dabei ergibt sich für die beiden Anlagen mit 600 kW und mit 1200 kW installierter Leistung, dass die Anzahl der Volllaststunden größer sein muss als ca. 1750 h/a um die Kapazitätskomponente zu beziehen. Die Obergrenze der zulässigen Volllaststunden für den Bezug einer Vergütung aus der Kapazitätskomponente ergibt sich durch die Umstellung der Gleichung (3) mit (1) und beträgt ca. 6370 h/a. Ab ca. 4000 h/a verringert sich die absolute jährliche Vergütung mit zunehmender Anzahl an Volllaststunden. Der jährliche Erlös und die spezifische Vergütung aus der Kapazitätskomponente für die Anlage mit 600 kW und mit 1200 kW installierter Leistung sind in Abbildung 17 in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden dargestellt. Die spezifische Vergütung pro kWh in Abhängigkeit der Volllaststunden für eine Anlage mit 600 kW und eine Anlage mit 1200 kW ist deckungsgleich.

Die Anlage mit 600 kW installierter Leistung hat bei einer Bemessungsleistung von 500 kW im Jahr 7300 Volllaststunden und liegt damit über der Obergrenze der Volllaststunden, die zum Bezug der Vergütung aus der Kapazitätskomponente berechtigen. Durch Verdoppelung der installierten Leistung auf 1200 kW wird bei 500 kW Bemessungsleistung die Anzahl der Volllaststunden auf 3650 h/a halbiert und die ermittelte Zusatzkapazität von 600 kW (vgl. Abbildung 16) kann mit 84.000 €a bzw. 1,9 ct/kWh gefördert werden.

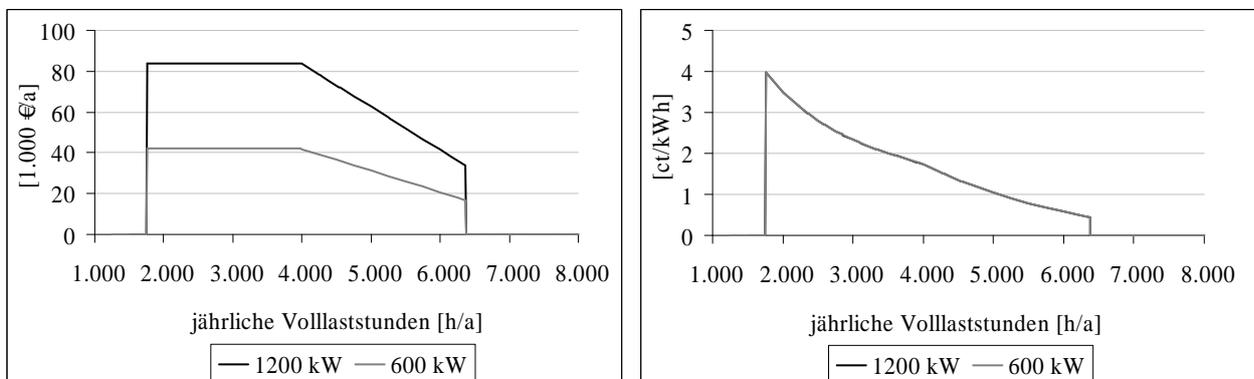


Abbildung 17: Jährlicher Erlös (links) und spezifische Vergütung (rechts) aus der Kapazitätskomponente für eine biogasbetriebene Anlage mit 600 kW und mit 1200 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Volllaststunden pro Jahr

5.2 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Volllaststunden

Es stellt sich die Frage, ob die Kapazitätskomponente zusammen mit den Zusatzerlösen am Strommarkt ausreicht, um die zusätzlich installierte BHKW-Kapazität zu finanzieren und wie sich die Anzahl der Volllaststunden auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Die Anzahl der Volllaststunden ergibt sich aus der Verfügbarkeit der Anlage (beeinflusst durch Wartung, Instandsetzung, Reparaturarbeiten usw.) und der Auslastung infolge der Betriebsweise. Die angestrebte Auslastung von Biogasverstromungsanlagen liegt bei 100 %. Im Ergebnis ergibt sich aus der Verfügbarkeit und der Auslastung eine durchschnittliche Volllaststundenzahl bei biogasbetriebenen BHKW von 7800 h im Jahr [DBFZ 2010]. In den folgenden beiden Unterabschnitten wurden beide Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagenerweiterung getrennt betrachtet:

Die erste Betrachtung geht von einer zusätzlichen installierten Leistung von 600 kW bei einer gesamten installierten Leistung von 1200 kW aus. Es wird die jährliche Verfügbarkeit der Stromerzeugung variiert, die als eine Bandbreite der jährlichen Volllaststunden betrachtet wird.

In der zweiten Betrachtung wird von einer Anlage mit 1200 kW installierter Leistung mit unterschiedlichen Betriebsweisen bzw. unterschiedlicher Auslastungen ausgegangen. Die betrachteten Änderungen der Volllaststunden sind dann auf unterschiedliche Höhen der Biogasproduktion und den damit verbundenen unterschiedlichen Größen der zusätzlich installierten Leistungen zurückzuführen. Die Betriebsweise (Auslastung) wurde entsprechend der Biogasproduktion und der zusätzlichen Leistung angepasst.

5.2.1 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Verfügbarkeit

Im Folgenden wird untersucht, ob durch unterschiedliche Verfügbarkeiten der Anlagen Vor- oder Nachteile bei dem Bezug der Kapazitätskomponente entstehen können. Dazu wird die Verfügbarkeit variiert und der Einfluss auf die Kosten der Anlagenerweiterung, die Zusatzerlöse am Markt und die Vergütung aus der Kapazitätskomponente ermittelt.

Ausgangspunkt ist eine Anlage nach bisheriger Auslegung mit einer installierten Leistung von 600 kW ohne zusätzlich installierte Leistung, einer kontinuierlichen Biogasproduktion mit einem elektrischen Äquivalent von 600 kW und einer Gasspeicherkapazität von 2 Stunden. Für diese Anlage wird angenommen, dass sie unabhängig von der jeweiligen Verfügbarkeit wirtschaftlich ausgelegt wäre.

Um die Kapazitätskomponente zu nutzen wird an der gleichen Biogasquelle eine Anlage mit auf 1200 kW verdoppelter installierter Leistung geplant. Die zusätzlich installierte Leistung beträgt damit 600 kW, die Anzahl der Volllaststunden wird halbiert, die Bemessungsleistung bleibt gleich.

In Abbildung 18 sind die jährlichen Kosten und die spezifischen Kosten für die Anlagenerweiterung in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden (für unterschiedliche Verfügbarkeiten) der gesamten installierten Leistung (1200 kW) dargestellt. Die durchgezogene Linie zeigt die Kosten einer Anlagenkonfiguration mit zwei BHKW mit je 600 kW von denen ein BHKW die zusätzliche Leistung von 600 kW darstellt. Die gestrichelte Linie zeigt die Kosten der Anlagenerweiterung, wenn die 600 kW zusätzlich installierte Leistung in einer Anlagenkonfiguration mit nur einem einzelnen BHKW mit 1200 kW installierter Leistung umgesetzt wird. Die Kosten für die zusätzliche Leistung sind bei einem einzelnen BHKW mit insgesamt 1200 kW wegen des degressiven leistungsspezifischen Kostenanstiegs der BHKW niedriger als bei zwei BHKW mit je 600 kW. Die jährlichen Kosten der Anlagenerweiterung steigen stufenweise mit zunehmender Anzahl an Volllaststunden an, da durch eine zunehmende Auslastung die Lebensdauer und damit die Abschreibungszeit auf volle Kalenderjahre verkürzt werden. Es wird ein Ausschnitt von 3000 h/a bis 4380 h/a betrachtet, da bei gleicher Verfügbarkeit die Anzahl der Volllaststunden

mit der Verdoppelung der Leistung halbiert wird. Die Anzahl an Volllaststunden von 3000 h/a entspricht bei einer Anlage mit 600 kW installierter Leistung (ohne zusätzlich installierter Leistung) 6000 h/a und beschreibt damit einen unteren Grenzwert der Verfügbarkeit von ca. 68 % bei kontinuierlicher Verstromung der Biogasproduktion. Entsprechend steht 4380 h/a für einen oberen (theoretischen) Grenzwert der Verfügbarkeit mit 8760 h/a, was einer Verfügbarkeit von 100 % entspricht. Beide angenommenen Werte für die Verfügbarkeit sind theoretische Annahmen, da eine Biogasverstromungsanlage mit 68% Verfügbarkeit i. d. R. nicht wirtschaftlich zu betreiben ist und eine Verfügbarkeit von 100 % wiederum nicht erreichbar ist.

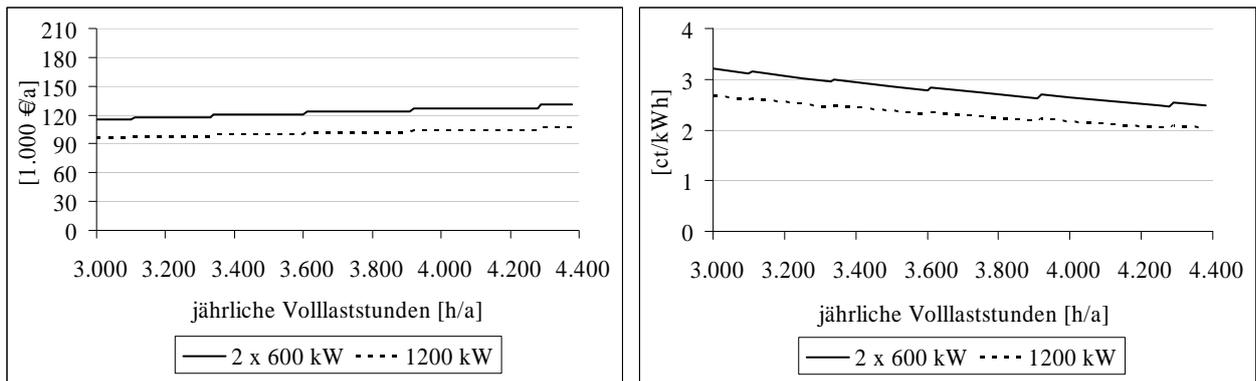


Abbildung 18: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung mit 600 kW zusätzlich installierter Leistung als einzelnes BHKW (2 x 600 kW) und als Teil eines BHKW mit 1200 kW in Abhängigkeit von den jährlichen Volllaststunden

Für die Zusatzerlöse am Strommarkt wird von einer Verlagerung der Verstromung des kontinuierlich erzeugten Biogases von den 12 Off-Peak-Stunden in die 12 Peak-Stunden bei einer durchschnittlichen Preisdifferenz von 19,42 €/MWh ausgegangen. In Abbildung 19 sind die jährlichen Zusatzerlöse und die spezifischen Zusatzerlöse pro kWh in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden (Anlagenverfügbarkeit) dargestellt. Die Variation der Volllaststunden ergibt sich aus der Verfügbarkeit der Anlage. Es wurde unabhängig von der zeitlichen Verteilung der Anlagenausfälle im Jahr davon ausgegangen, dass die spezifischen Zusatzerlöse pro kWh in Abhängigkeit der Verfügbarkeit gleich bleiben (Abbildung 19 rechts). Die jährlichen Zusatzerlöse (Abbildung 19 links) steigen damit linear mit zunehmender Verfügbarkeit.

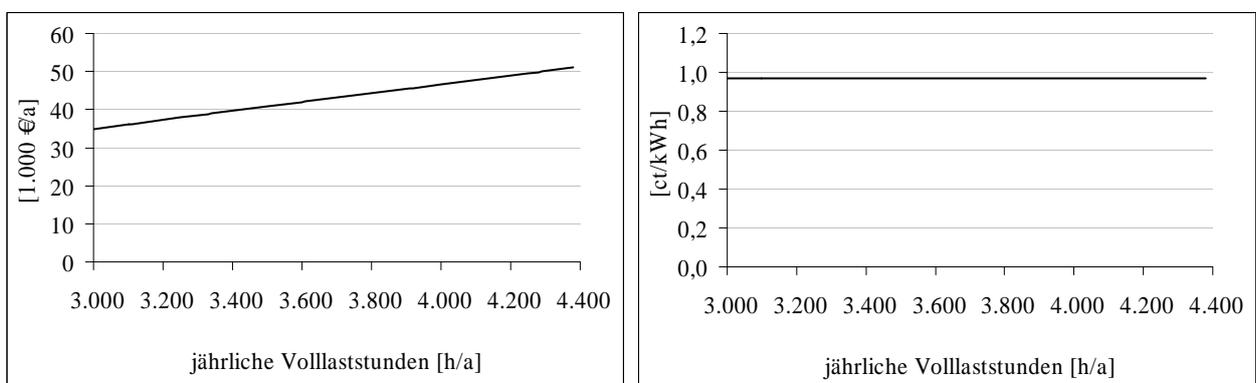


Abbildung 19: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Zusatzerlöse durch Verlagerung der Erzeugung von den Off-Peak-Stunden in die Peak-Stunden bei einer Preisdifferenz von 19,43 €/MWh in Abhängigkeit von den jährlichen Volllaststunden (Anlagenverfügbarkeit)

Die restlichen Kosten beschreiben die Kosten für die Anlagenerweiterung aus Abbildung 18 abzüglich der Einnahmen aus der Kapazitätskomponente aus Abbildung 17 und abzüglich den

Zusatzerlösen am Markt aus Abbildung 19. In Abbildung 20 sind diese restlichen Kosten in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden für die Anlagenkonfiguration mit zwei BHKW mit jeweils 600 kW und für die Anlagenkonfiguration mit einem BHKW mit 1200 kW installierter Leistung dargestellt. Negative restliche Kosten bedeuten zusätzliche Einnahmen. In einem Bereich der jährlichen Volllaststunden zwischen 3000 und 4000 h/a liegen die jährlichen restlichen Kosten für die Anlagenerweiterung zwischen ca. -1.000 und ca. -4.000 €a, wenn die Anlage mit zwei BHKW realisiert wurde. In diesem Bereich werden die steigenden Kosten der Anlagenerweiterung durch die steigenden Markteinnahmen mit zunehmenden Volllaststunden kompensiert, die Erlöse aus der Kapazitätskomponente sind konstant. Ab 4000 Volllaststunden sinkt die Kapazitätskomponente mit zunehmenden Volllaststunden und die restlichen Kosten steigen an.

Bezogen auf die jährliche Energieerzeugung liegen die zusätzlichen Kosten in einem Bereich von ca. - 0,1 ct/kWh.

Wenn die zusätzliche Leistung in einer Anlagenkonstellation mit einem einzelnen BHKW mit 1200 kW umgesetzt wurde, sind die restlichen Kosten um ca. 20.000 €a niedriger.

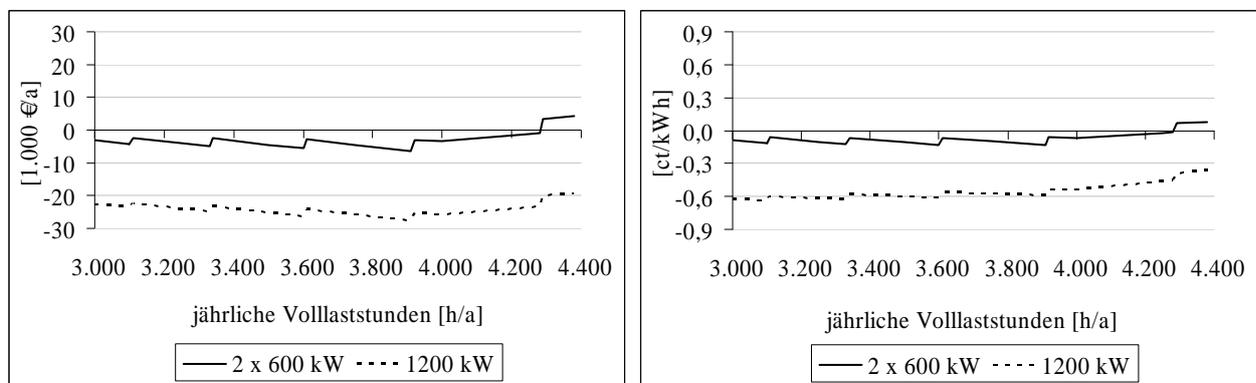


Abbildung 20: Jährliche (links) und spezifische (spezifische) restliche Kosten in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden bei zwei BHKW mit jeweils 600 kW und bei einem BHKW mit 1200 kW installierter Leistung

Schlussfolgerung

Durch unterschiedliche Verfügbarkeiten entstehen beim Bezug der Kapazitätskomponente keine signifikanten Vor- oder Nachteile. Die höheren restlichen Kosten bis zu 0,1 ct/kWh ab 4000 Volllaststunden sind zu vernachlässigen, da der Bereich der Verfügbarkeit in der Regel nicht erreicht wird. Ein Anreiz für eine hohe Verfügbarkeit bleibt – wie bisher – durch die höhere Stromproduktion und die Erlöse (EEG bzw. Äquivalent der gleitenden Marktprämie) bestehen und wird nicht durch die Kapazitätskomponente unterlaufen.

Ein Kostenvorteil ergibt sich, wenn anstatt zwei BHKW mit 600 kW nur ein BHKW mit 1200 kW Nennleistung finanziert werden muss. Der Vorteil liegt, umgerechnet auf die jährliche Stromproduktion, bei ca. 0,5 ct/kWh. Der Kostenvorteil wird jedoch voraussichtlich durch die Anlagenverfügbarkeit gemindert, da mit zwei BHKW eine größere Verfügbarkeit der Stromerzeugung erreicht werden kann. Der getaktete Betrieb ist bislang bei Biogas-BHKW nicht vorgesehen und könnte mehr Ausfälle zur Folge haben. Bei zwei BHKW kann das kontinuierlich erzeugte Biogas weiterhin verstromt werden, wenn eines der beiden BHKW ausfällt. Dadurch können die gesamten Erträge der Stromproduktion gesteigert werden.

5.2.2 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit des Biogas-Produktionsniveaus

Im Folgenden werden die Kosten und Einnahmen untersucht, wenn der Anlagenbetreiber gezielt eine höhere oder niedrigere Biogasproduktion plant oder bei einer bereits installierten Anlage nachträglich verändert. Die zusätzliche Leistung einer Anlage mit insgesamt 1200 kW installierter Leistung ist dann abhängig vom Niveau der kontinuierlichen Gaserzeugung bzw. von dem elektrischen Äquivalent der Gaserzeugung. Zum Beispiel, wenn der Anlagenbetreiber eine Biogasproduktion mit einem elektrischen Äquivalent von 400 kW plant, beträgt bei insgesamt 1200 kW installierter Leistung die zusätzlich installierte Leistung 800 kW (vgl. Abbildung 21).

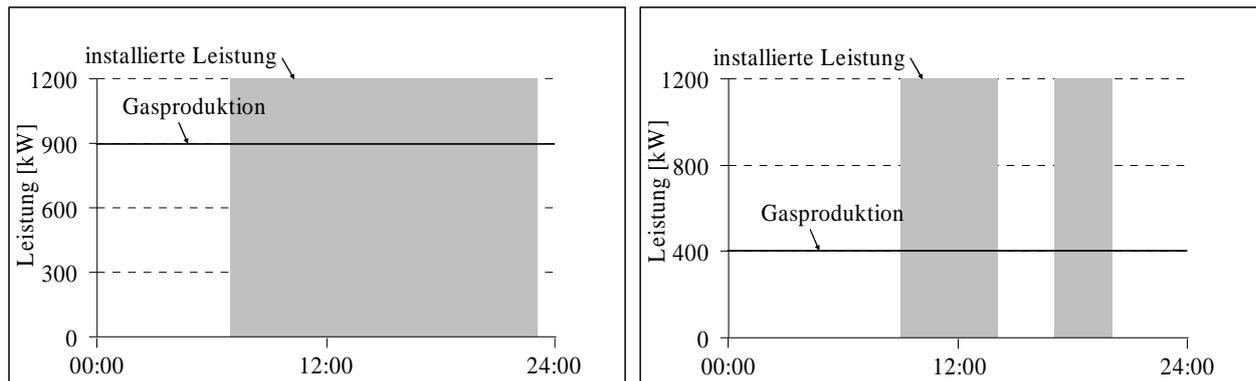


Abbildung 21: Exemplarische Stromerzeugung (graue Fläche) einer biogasbetriebenen Anlage mit 1200 kW inst. Leistung bei einem el. Äquivalent der Gasproduktion von 900 kW (links) und 400 kW (rechts)

Mit einer höheren oder niedrigeren zusätzlich installierten Leistung als das elektrische Äquivalent der Gasproduktion ist eine angepasste Betriebsweise zur Ausnutzung der täglichen Strompreisdifferenzen wirtschaftlicher als eine Verlagerung um 12 Stunden. Bei einem Betrieb mit einer konstanten Verlagerung von 12 Stunden würde bei einem veränderten Leistungsverhältnis die Anlage unnötig in Teillast betrieben werden bzw. die installierte Leistung könnte nicht ausgenutzt werden.

Mit hoher zusätzlicher Leistung im Vergleich zur Gasproduktionskapazität bietet sich z. B. die Verstromung des gespeicherten Gases in den wenigen Stunden mit den höchsten Preisen an (vgl. Abbildung 21 rechts). Gleichzeitig muss über einen längeren Zeitraum das Gas gespeichert werden, um es in den Stunden mit den höchsten Preisen zu verstromen. Der Wärmespeicher muss in diesen Fall so ausgelegt sein, dass er in den wenigen Erzeugungstunden beladen und in den Stunden, in denen das BHKW nicht betrieben wird, entladen werden kann.

Umgekehrt bietet es sich mit geringer zusätzlicher Leistung an, das BHKW in den wenigen Stunden mit den niedrigsten Preisen abzuschalten und das Biogas in dieser Zeit zu speichern, bzw. den Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher zu bedienen (vgl. Abbildung 21 links).

In Abhängigkeit des Verhältnisses von Gasproduktion zu installierter Leistung kann die Gas- und Wärmespeicherkapazität entsprechend angepasst werden. Je niedriger die kontinuierliche Gasproduktion bzw. je höher die zusätzliche Leistung ist, desto länger kann das Biogas zwischengespeichert bzw. der Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher bedient werden. In Abbildung 22 ist die betrachtete Speicherkapazität für Gas- und Wärmespeicher für nachfolgende Untersuchungen in Abhängigkeit der zusätzlich installierten Leistung dargestellt. Bei der Angabe der Speicherkapazität in Stunden kann der Gas- und der Wärmespeicher gleich behandelt werden, da von einem konstanten Wärmebedarf ausgegangen wird. Mit zunehmender zusätzlicher Leistung steigt die Speicherkapazität, wenn sie in Stunden der Biogaserzeugung angegeben wird (Abbildung 22 links). Die installierte

Speicherkapazität ist am größten, wenn die zusätzliche Leistung halb so groß ist wie die installierte Leistung (Abbildung 22 rechts).

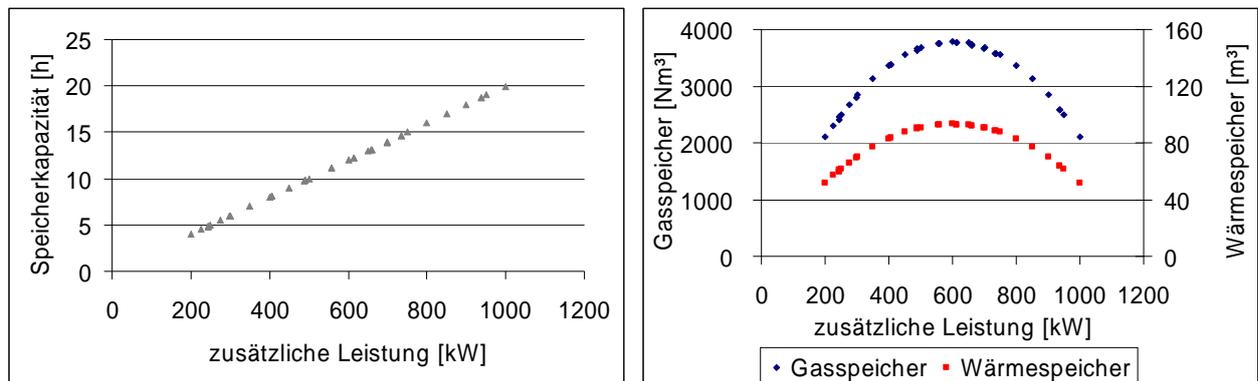


Abbildung 22: An zusätzliche Leistung angepasste Gas- und Wärmespeicherkapazität in Stunden bezogen auf die Gasproduktion (links) und in Kubikmeter (rechts)

Es werden zunächst die Kosten der Anlagenerweiterung (inklusive angepasste Speicherkapazität) betrachtet. Die Kosten der Anlagenerweiterung sind in Abbildung 23 in Abhängigkeit der zusätzlich installierten Leistung dargestellt. Die durchgezogene Linie stellt die Kosten dar, wenn die zusätzliche Kapazität als zweites BHKW realisiert wird. Die gestrichelte Linie stellt die zusätzlichen Kosten für die zusätzliche Leistung dar, wenn ein BHKW mit 1200 kW installiert wird. Der Anstieg der Kosten ist mit zunehmender Leistung degressiv, wegen der degressiven leistungsabhängigen Kostenfunktion für BHKW. Der Kostenanstieg sinkt mehrfach stufenartig, da mit zunehmender zusätzlicher Leistung die jährliche Energieproduktion und somit die Betriebszeit abnimmt. Das führt zu einer höheren Lebensdauer der BHKW und damit zu einer längeren Abschreibungszeit über volle Kalenderjahre. Durch die sinkende jährliche Energieerzeugung steigen die spezifischen Kosten pro kWh mit steigender zusätzlicher Leistung exponentiell an.

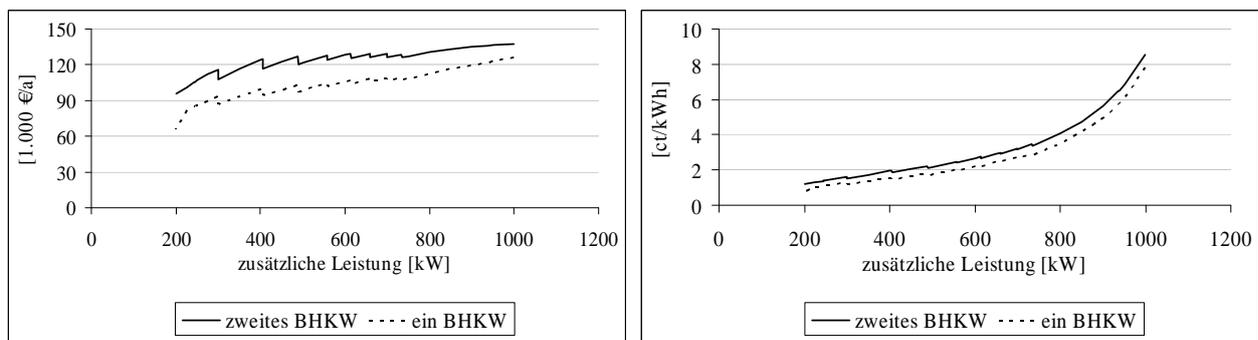


Abbildung 23: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung (inklusive Speicherkapazitäten) in Abhängigkeit der zusätzlichen Leistung als Kosten eines zweiten BHKW und als zusätzliche Kosten für die zusätzliche Leistung bei einem einzelnen BHKW

In Abbildung 24 werden die Kosten der zusätzlichen Leistung aus Abbildung 23 in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden dargestellt. Die jährlichen Volllaststunden ergeben sich aus dem Verhältnis des elektrischen Äquivalents der Gasproduktion zur installierten Leistung und der Verfügbarkeit. Es wurde hier eine Verfügbarkeit von 91 % (8000 h/a) gewählt; der Einfluss der Verfügbarkeit wurde im vorherigen Abschnitt betrachtet.

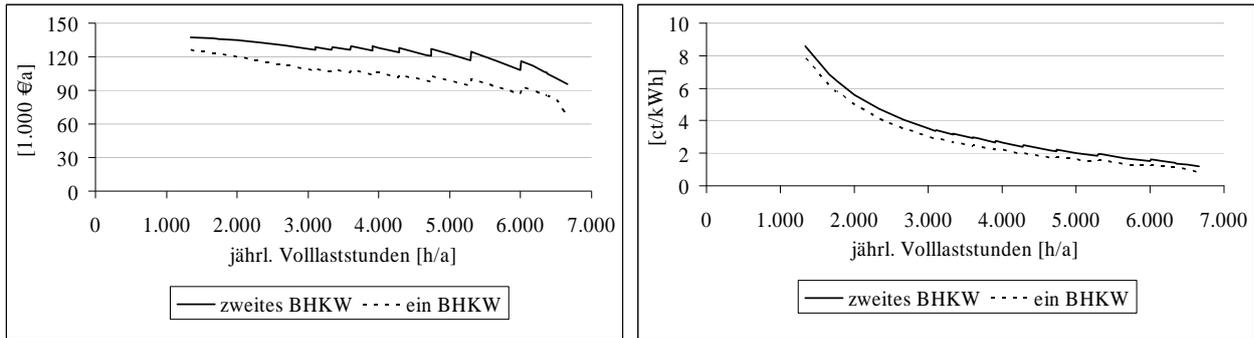


Abbildung 24: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung (inklusive Speicherkapazitäten) bei 91 % Verfügbarkeit in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden als Kosten eines zweiten BHKW und als zusätzliche Kosten für die zusätzliche Leistung bei einem einzelnen BHKW

Des Weiteren werden die Zusatzerlöse am Markt infolge der Verlagerung der Erzeugung ermittelt. Für die Preise der einzelnen Stunden wurden die Mittelwerte der Stundenkontrakte im Day-Ahead-Handel der Jahre 2007 bis 2010 verwendet (Abbildung 25 links). In Abbildung 25 (rechts) sind die mittleren Preisdifferenzen für die verlagerte Stromerzeugung entsprechend der angepassten Betriebsweise in Abhängigkeit der zusätzlich installierten Leistung dargestellt.

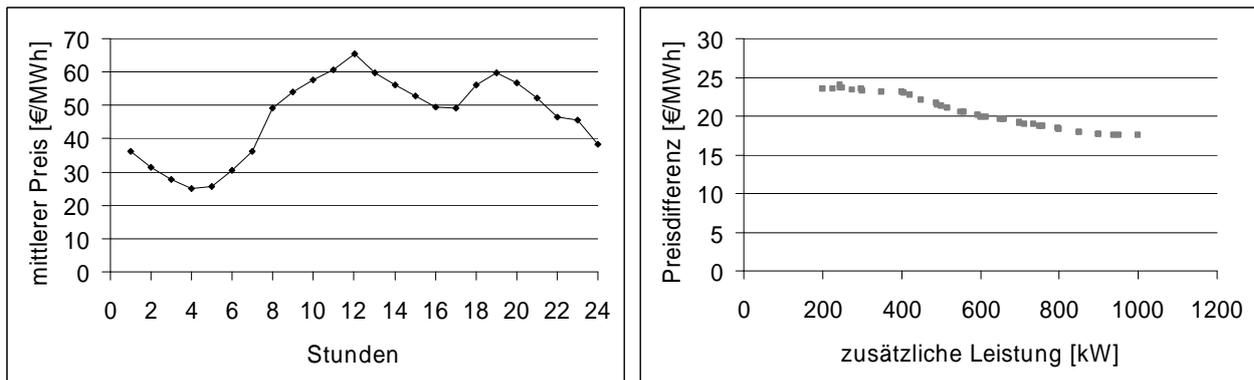


Abbildung 25: Mittleres tägliches Preisprofil der EEX/EPEX-Stundenkontrakte im Day-Ahead-Handel der Jahre 2007 bis 2010 (links) und mittlere Preisdifferenz der Stunden entsprechend der angepassten Betriebsweise in Abhängigkeit der zusätzlichen Leistung

In Abbildung 26 sind die Zusatzerlöse am Markt in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden (incl. Anlagenverfügbarkeit von 91 %) dargestellt. Die durchgezogene Linie stellt die jährlichen Zusatzerlöse (links) bzw. spezifischen Zusatzerlöse (rechts) am Markt dar, wenn die Preisspitzen und Preistäler bei der Verlagerung der Erzeugung maximal ausgenutzt werden.

Bei weniger Volllaststunden als 4000 h/a wird die Verstromung des gespeicherten und des kontinuierlich erzeugten Biogases mit hoher zusätzlicher Leistung in die Stunden mit den höchsten Preisspitzen konzentriert. Dadurch werden höhere spezifische Zusatzerlöse erzielt, da die erzielte Preisdifferenz mit abnehmenden Volllaststunden auf eine abnehmende Stromerzeugung verteilt wird. Die absoluten jährlichen Zusatzerlöse sinken jedoch mit abnehmenden jährlichen Volllaststunden, da insgesamt weniger Energie produziert wird, die verlagert werden kann.

Bei höheren Volllaststunden als 4000 h/a wird das Speichern des kontinuierlich erzeugten Biogases in die Stunden mit den niedrigsten Preisen konzentriert. Die Verstromung findet in den restlichen Stunden des Tages statt. Die jährlichen Zusatzerlöse steigen mit zunehmenden Volllaststunden bis zu einem Maximum in dem Bereich zwischen 4700 h/a und 5300 h/a an, da die mittlere Preisdifferenz für den verlagerten Strom ansteigt. Die spezifischen

Zusatzerlöse sinken mit zunehmenden Volllaststunden, da der Anteil der insgesamt erzeugten Energie, der verlagert werden kann, abnimmt. Bei mehr als 5300 h/a nehmen mit zunehmenden Volllaststunden auch die jährlichen Erlöse ab, da die nutzbare Preisdifferenz zwischen den Stunden mit abnehmender zusätzlicher Leistung nicht mehr weiter ansteigt (vgl. Abbildung 25).

Zum Vergleich ist mit einer gestrichelten Linie der Zusatzerlös durch die Verlagerung aus den 12 Off-Peak-Stunden in die 12 Peak-Stunden bei einer durchschnittlichen Preisdifferenz von 19,43 €/MWh dargestellt. Auf diese Weise werden jedoch die Preisunterschiede innerhalb der Off-Peak-Zeit bzw. innerhalb der Peak-Zeit nicht ausgenutzt.

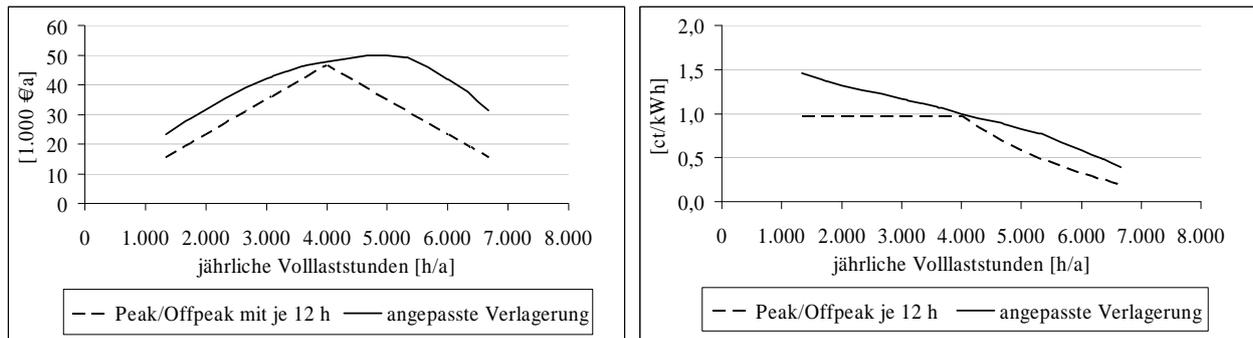


Abbildung 26: Jährlich (links) und spezifische (rechts) Zusatzerlöse am Markt in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden bei maximaler Ausnutzung der Preisspitzen und -täler und bei Verlagerung um 12 Stunden von Off-Peak-Zeiten in Peak-Zeiten jeweils für 91 % Anlagenverfügbarkeit

In Abbildung 27 sind die restlichen Kosten in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden dargestellt. Die restlichen Kosten sind die Kosten der Anlagenerweiterung aus Abbildung 24 abzüglich der Kapazitätskomponente aus Abbildung 17 und abzüglich der Zusatzerlöse am Markt entsprechend der angepassten Betriebsweise aus Abbildung 26.

Die jährlichen restlichen Kosten für ein zweites BHKW sind im Bereich zwischen ca. 3000 und ca. 4300 Volllaststunden mit rund 1.000 €/a bis -5.000 €/a am kleinsten. Wenn die zusätzliche Leistung in einer Anlagenkonstellation mit einem einzelnen BHKW mit 1200 kW realisiert wurde, sind die restlichen Kosten in diesem Bereich um rund 20.000 €/a niedriger als bei zwei BHKW mit je 600 kW.

Mit zunehmenden Volllaststunden steigen die restlichen Kosten wegen der sinkenden Kapazitätskomponente und den verkürzten Abschreibungszeiten an, obwohl die Zusatzerlöse am Markt zunächst zunehmen. Bei 6380 h/a steigen die restlichen Kosten sprunghaft an, da die Kapazitätskomponente ab dieser Volllaststundenzahl nicht mehr ausgezahlt wird.

Mit abnehmenden Volllaststunden steigen die restlichen Kosten an, da die Kapazitätskomponente konstant bleibt, die Kosten der Anlagenerweiterung nur geringfügig sinken und die Zusatzerlöse am Markt abnehmen. Bei ca. 1730 Volllaststunden Jahr steigen die restlichen Kosten sprunghaft an, da für niedrigere Volllaststunden die Kapazitätskomponente nicht mehr gezahlt wird.

Die spezifischen restlichen Kosten betragen zwischen 3000 h/a und 5300 h/a ca. 0,2 ct/kWh oder weniger. Wenn die zusätzliche Leistung in einer Anlagenkonstellation mit einem einzelnen BHKW realisiert wurde, liegen die spezifischen restlichen Kosten in diesem Bereich der Volllaststunden zwischen 0,1 ct/kWh und -0,5 ct/kWh.

Für weniger als 1730 und mehr als 6380 Volllaststunden pro Jahr (Bereich ohne Kapazitätskomponente) steigen die spezifischen restlichen Kosten ebenfalls mit einem Sprung an. Bei mehr als 6380 h/a betragen die restlichen Kosten jedoch nur 1,0 ct/kWh wegen der hohen Stromerzeugung, auf die die jährlichen restlichen Kosten verteilt werden können.

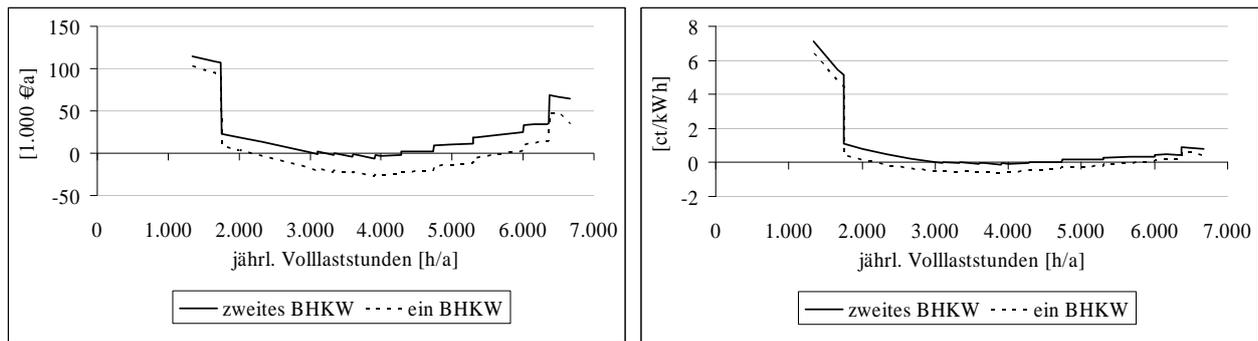


Abbildung 27: Jährliche (links) und spezifische (rechts) restliche Kosten in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden für ein zweites BHKW und für zusätzliche Leistung bei einem einzelnen BHKW jeweils für 91 % Anlagenverfügbarkeit

Schlussfolgerung

Die geringsten restlichen Kosten liegen in einem Bereich zwischen ca. 3000 und ca. 4300 Volllaststunden pro Jahr. Über diesen Bereich der Volllaststunden hinaus ist der Anstieg der restlichen Kosten gering, solange die Kapazitätskomponente bei der jeweiligen Anzahl an Volllaststunden noch bezogen werden kann. Durch die Kapazitätskomponente entstehen damit keine signifikanten Vor- oder Nachteile bei unterschiedlichen Anlagenauslegungen. Ein Investor kann damit für die optimale Auslegung einer Anlage und deren Betrieb andere Faktoren stärker mitberücksichtigen ohne durch die Kapazitätskomponente zu sehr eingeschränkt zu werden.

Die geringen restlichen Kosten bei hohen Volllaststunden könnten einen Anreiz für eine möglichst hohe Gasproduktion bei niedriger zusätzlicher Leistung suggerieren, da damit die Stromproduktion gesteigert wird. Die restlichen Kosten beziehen sich aber nur auf die Anlagenerweiterung für einen bedarfsorientierten Betrieb, jedoch nicht auf die Kosten für eine Erhöhung der Gasproduktion. Der Anreiz für eine höhere Gasproduktion ergibt sich demnach nur wie bisher aus der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit größerer Anlagen im Zusammenhang der EEG-Vergütung bzw. dem Äquivalent aus der Vermarktung mit einer gleitenden Marktprämie. Die Zahlung aus der Kapazitätskomponente sinkt mit der Reduktion der zusätzlichen Leistung, sodass keine BHKW-Kapazität mit der Kapazitätskomponente quer finanziert werden kann.

5.2.3 Einfluss des Gasspeichers auf die Kosten

In Abschnitt 5.2.1 wurde davon ausgegangen, dass bereits ein Gasspeicher mit einer Speicherkapazität von 2 Stunden für das kontinuierlich produzierte Biogas in einer Anlage nach bisheriger Auslegung ohne Anlagenerweiterung vorhanden ist. Das entspricht der heutigen Auslegung von Biogasanlagen; es gibt aber auch Anlagen mit größeren Gasspeichern, die sich durch die EEG-Vergütung finanzieren lassen. In Abschnitt 5.2.2 wurde kein vorhandener Gasspeicher vorausgesetzt, da die gesamte Speichergröße an die jeweilige Betriebsweise angepasst wurde. Bei den restlichen Kosten müsste berücksichtigt werden, dass bereits ein Speicher über die EEG-Vergütung bzw. das Äquivalent der Vermarktung mit gleitender Marktprämie finanziert werden kann und dass die Größe des Gasspeichers voraussichtlich nicht direkt an die Betriebsweise angepasst wird. Es wird daher im Folgenden der Einfluss der Größe des Gasspeichers auf die Kosten aufgezeigt.

In Abbildung 28 sind die jährlichen Kosten (links) und die spezifischen Kosten (rechts) für verschiedene Anlagengrößen in kW in Abhängigkeit der Kapazität in Stunden zur Speicherung der Biogasproduktion dargestellt. Die Anlagengrößen beziehen sich auf das elektrische Äquivalent der Gasproduktion bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 %. Die Variation der Speicherkapazität in Stunden beschränkt sich auf den Bereich der

Speichergröße (480 Nm³ bis 5360 Nm³), für den die Kosten bekannt sind. Die jährlichen Kosten für Gasspeicher liegen in einem Bereich zwischen rund 7.500 €/a und rund 22.000 €/a. Umgerechnet auf die jährliche Energieerzeugung bei einer Anlagenverfügbarkeit von 91 % liegen die Kosten insgesamt zwischen 0,09 ct/kWh und 0,83 ct/kWh.

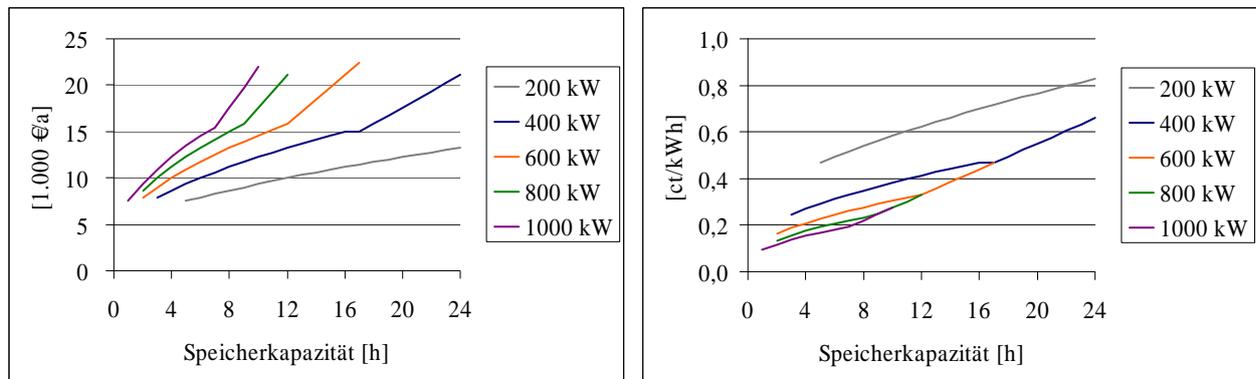


Abbildung 28: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten für Gasspeicher in Abhängigkeit der Speicherkapazität in Stunden bezogen auf die Gasproduktion für elektrische Äquivalente der Gasproduktion zwischen 200 kW und 1000 kW und einem Wirkungsgrad von 38 %

Schlussfolgerung

Wenn aus oben genannten Gründen bei Investitionen im Rahmen der Kapazitätskomponente von der angenommenen zusätzlich erforderlichen Gasspeicherkapazität abgewichen wird, haben die dadurch erhöhten oder reduzierten Kosten einen sehr geringen Einfluss auf die Finanzierbarkeit der Anlage. Eine Abweichung, die sich über die gesamte betrachtete Bandbreite der Speicherkapazität erstreckt, ist zudem weniger wahrscheinlich. So ist z. B. nicht zu erwarten, dass bei einer Anlage mit 1000 kW Biogasproduktion als elektrisches Äquivalent und einer installierten elektrischen Leistung von 1200 kW in einen Gasspeicher investiert wird, der über 10 Stunden das produzierte Biogas aufnehmen kann, wenn das gespeicherte Gas innerhalb eines 24-Stunden-Zyklus gespeichert und verstromt werden soll. Für Abweichungen der Gasspeicher im Bereich von wenigen Stunden Speicherkapazität liegen die Kostenunterschiede im Bereich von weniger als 1.000 €/a bzw. Hundertstel Cent pro kWh.

5.2.4 Einfluss des Wärmespeichers auf die Kosten

In Abschnitt 5.2.2 wurde wie beim Gasspeicher von einer an die Betriebsweise angepassten Wärmespeicherkapazität ausgegangen. Voraussichtlich wird die Größe des Wärmespeichers ebenfalls nicht unmittelbar an die Betriebsweise angepasst sein, sondern z. B. um eine paar zusätzliche Stunden Speicherkapazität aufweisen, um mehr Freiraum bei der Betriebsweise zu gewinnen. Im Folgenden wird daher der Einfluss der Größe des Wärmespeichers auf die Kosten aufgezeigt.

In Abbildung 29 sind die jährlichen Kosten (links) und die spezifischen Kosten (rechts) für verschiedene Leistungsklassen in kW in Abhängigkeit der Speicherkapazität in Stunden dargestellt. Die verschiedenen Leistungsklassen beziehen sich auf das elektrische Äquivalent der überschüssigen Wärme, die gespeichert werden soll, und entsprechen somit der zusätzlich installierten Leistung. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 38 % und der thermische Wirkungsgrad 43 %.

Die Kosten der Wärmespeicher liegen in einem Bereich zwischen rund 1.000 €/a und rund 23.000 €/a. Umgerechnet auf die jährlich erzeugte Energiemenge bei einer Anlagenverfügbarkeit von 91 % liegen die Kosten zwischen 0,04 ct/kWh und 0,51 ct/kWh.

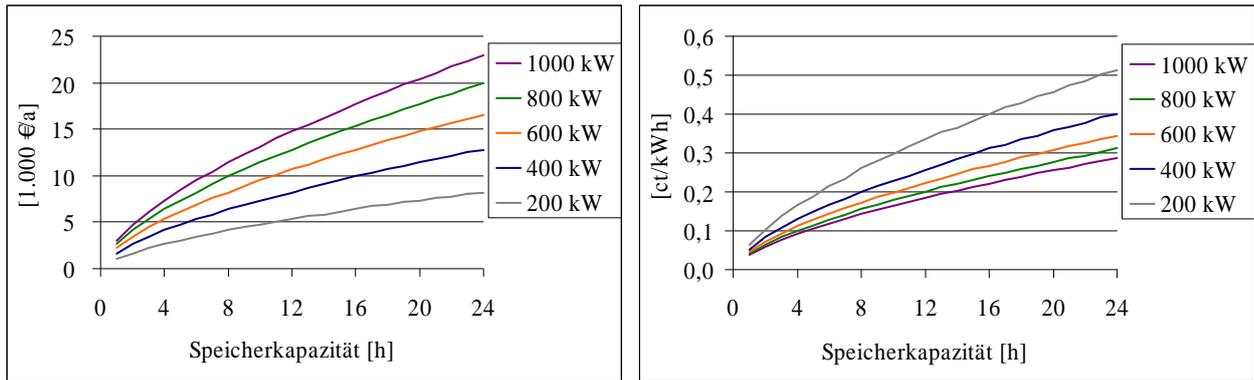


Abbildung 29: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten für Wärmespeicher in Abhängigkeit der Speicherkapazität in Stunden für die Leistungsklassen zwischen 200 kW und 1000 kW der zu speichernden Wärme als elektrisches Äquivalent (el. Wirkungsgrad 38%, th. Wirkungsgrad von 43%)

Des Weiteren wurde davon ausgegangen, dass 40 % der anfallenden Wärme genutzt werden (KWK-Anteil). Für biogasbetriebene Anlagen, die mit einem höheren KWK-Anteil ausgelegt werden, bedeutet das, dass der Wärmespeicher größer ausgelegt werden müsste. Es wird daher der Einfluss des KWK-Anteils auf die Kosten für Wärmespeicher aufgezeigt. In Abbildung 30 sind die jährlichen Kosten (links) und die spezifischen Kosten (rechts) für verschiedene Leistungsklassen mit einer Speicherkapazität von 12 Stunden in Abhängigkeit des KWK-Anteils dargestellt. Die verschiedenen Leistungsklassen beziehen sich hier ebenfalls auf das elektrische Äquivalent des zu speichernden Wärmeüberschusses bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 43 % und entsprechen damit der zusätzlich installierten Leistung. Die jährlichen Kosten liegen zwischen 5.000 €a und 26.000 €a. Umgerechnet auf die jährliche Energieerzeugung bei einer Verfügbarkeit von 91 % betragen die spezifischen Kosten zwischen 0,18 ct/kWh und 0,60 ct/kWh.

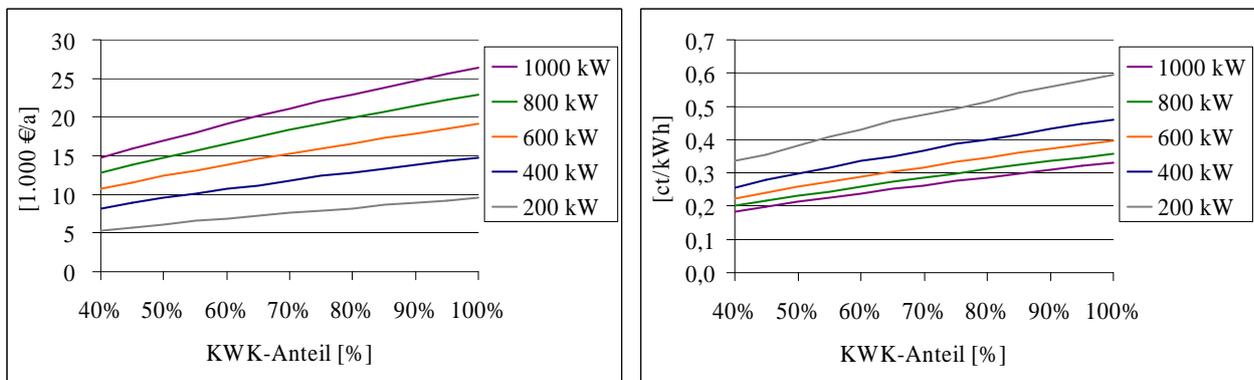


Abbildung 30: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten für Wärmespeicher in Abhängigkeit des KWK-Anteils für 12 Stunden Speicherkapazität der Leistungsklassen zwischen 200 kW und 1000 kW der zu speichernden Wärme als elektrisches Äquivalent (el. Wirkungsgrad 38%, th. Wirkungsgrad von 43%)

Schlussfolgerung

Wenn zur Steigerung der Flexibilität der Wärmespeicher um wenige Stunden Speicherkapazität größer ausgelegt wird als in Abschnitt 5.2.2 angenommen, dann steigen die Kosten um wenige 1.000 €a bzw. Hundertstel Cent pro kWh. Diese Beträge haben einen sehr geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage.

Je nach Standort und Wärmesenke könnte der Anteil der Wärmenutzung signifikant höher sein als mit 40 % angenommen. Das führt zu Mehrkosten für den Wärmespeicher von mehreren 1.000 €a bzw. Zehntel Cent pro kWh. Je nach Wärmenutzungskonzept könnte die

Wärmeabnahme ebenfalls flexibel gestaltet werden, was wiederum zu einer Reduktion der Wärmespeicherkosten führen würde.

6 Kapazitätskomponente für biomethanbetriebene Anlagen

Anlagen, die als Biomethan aufbereitetes Biogas verstromen, beziehen das Biomethan über das Erdgasnetz und versorgen mit der gleichzeitig produzierten Wärme eine Wärmesenke (vgl. Abbildung 3). Die gesamte nutzbare Abwärme des BHKW muss zur Wärmeversorgung, also für die Deckung des Bedarfs einer Wärmesenke verwendet werden. Biomethanbetriebene Anlagen werden daher individuell entsprechend der Wärmesenke ausgelegt. Je größer das BHKW ausgelegt wird, umso geringer sind die erzielbaren Volllaststunden, allerdings sinken gleichzeitig die Investitionskosten pro kW. Es bedarf einer umfangreichen und individuell angepassten betriebswirtschaftlichen Betrachtung, um die wirtschaftlichste Anlagenkonfiguration zu ermitteln. Neben den BHKW werden zudem Erdgasheizkessel eingesetzt, um den gesamten Wärmebedarf der jeweiligen Wärmesenke auch in Spitzenzeiten zu decken. Die Erdgaskessel kommen zum Einsatz, wenn der Wärmebedarf niedriger ist als die Mindestlast des BHKW im Teillastbetrieb, oder, wenn der Wärmebedarf höher ist als die Wärmeleistung des BHKW (zusätzlich zum BHKW). Die Strom- und Wärmeerzeugung des BHKW wird, solange eine Wärmeabnahme stattfindet, auf einem konstanten Niveau gehalten. Dafür werden auch oft Wärmespeicher mit kleinen Speicherkapazitäten genutzt, um die Volllaststunden der BHKW zu erhöhen.

Die erzielbare Anzahl der Volllaststunden eines biomethanbetriebenen BHKW ist weniger von der Verfügbarkeit (ca. 96 %) als vom Wärmebedarf der Wärmesenke und der damit erzielbaren Auslastung abhängig. Die Größe des BHKW an einer Wärmesenke wird so gewählt, dass mit einer bestimmten Anzahl an Volllaststunden die Wirtschaftlichkeit der Anlage erzielt wird. Als Anzahl an Volllaststunden pro Jahr, mit denen ein biomethanbetriebenes BHKW wirtschaftlich wird, können 5000 h/a bis 6000 h/a angenommen werden [Matthes 2011]. Unter anderem bei industriellen Wärmeabnehmern sind auch bis zu 7000 Volllaststunden pro Jahr möglich. Die Kapazitätskomponente geht bei jährlichen Volllaststundenzahlen von 5500 h/a von einem wirtschaftlichen Betrieb eines Biomethan-BHKW aus.

Rein rechnerisch steht wesentlich mehr installierte Leistung bereit als im Jahresdurchschnitt zur Stromerzeugung gebraucht wird. Da die Anlage aber nur in Betrieb genommen werden kann, wenn ein entsprechend hoher Wärmebedarf besteht (wärmegeführt), und sie eine bestimmte Anzahl an Volllaststunden erreichen muss, um wirtschaftlich zu sein, ist eine flexible Betriebsweise entsprechend der Strompreise nur sehr eingeschränkt möglich.

Mit dem Instrument der Kapazitätskomponente soll die BHKW-Kapazität an einer Wärmesenke gegenüber der bisherigen Auslegung verdoppelt werden (vgl. Abbildung 4). Zudem sollen Wärmespeicher mit ca. 6 Stunden Speicherkapazität für die gesamte thermische Leistung der BHKW installiert werden. Dadurch kann die gleiche Menge Strom und Wärme erzeugt werden, aber die Betriebszeit der BHKW ist entkoppelt vom Wärmebedarf.

Durch die Verdoppelung der installierten elektrischen Leistung (BHKW-Kapazität) wird bei gleicher Energieerzeugung die Anzahl der jährlichen Volllaststunden halbiert. Die mögliche Energieerzeugung ist aber auch abhängig vom Wärmebedarf. Durch die Erhöhung der installierten Leistung und durch die zusätzlichen Wärmespeicherkapazitäten ist technisch eine ganz andere Energieerzeugung als nach bisheriger Auslegung möglich. Im Folgenden wird daher zunächst gezeigt, wie die Höhe der Vergütung durch die Kapazitätskomponente von den Volllaststunden abhängig ist. Anschließend werden die möglichen Betriebsweisen untersucht und die sich daraus ergebenden Zusatzerlöse am Markt ermittelt, um daraus abzuleiten, ob Mitnahmeeffekte aus dem Bezug der Kapazitätskomponente entstehen können.

Die Betriebsweisen eines BHKW, das unter Beachtung der Kapazitätskomponente ausgelegt ist, wurden mit Hilfe eines typischen Wärmebedarfsprofils untersucht. Der exemplarischen

Wärmesenke wurde das bundesweite mittlere Wärmeprofil mit Tagesmittelwerten aus der Leitstudie 2010 (Abbildung 31) zu Grunde gelegt [DLR 2010]. Das Profil der Wärmesenke wurde mit der Methode der Heizgradtage (VDI 3807) ermittelt. Als Datenbasis wurden die Temperaturwerte in 2 Meter Höhe von 2007 bis 2009 für ganz Deutschland verwendet und entsprechend der Bevölkerungsdichte gewichtet. Es wurden ein durchschnittlicher Heizwärmebedarf von 120 kWh/m²/a und eine Heizgrenze von 17,5 °C im Tagesmittel angenommen. Der Anteil von Warmwasser und Niedertemperaturprozesswärme (Bandlast) beträgt 17 % des gesamten Wärmeverbrauchs eines Jahres.

Die in den folgenden Beispielen simulierte BHKW-Erzeugung orientiert sich an den Tagesmittelwerten des Wärmebedarfs. Mit einer optimierten hydraulischen Einbindung und begrenzten Wärmespeicherkapazitäten können Schwankungen des Wärmebedarfs im Tagesverlauf ausgeglichen werden. Im Rahmen der folgenden Untersuchungen kann daher der Wärmebedarf als konstant im Tagesverlauf betrachtet werden.

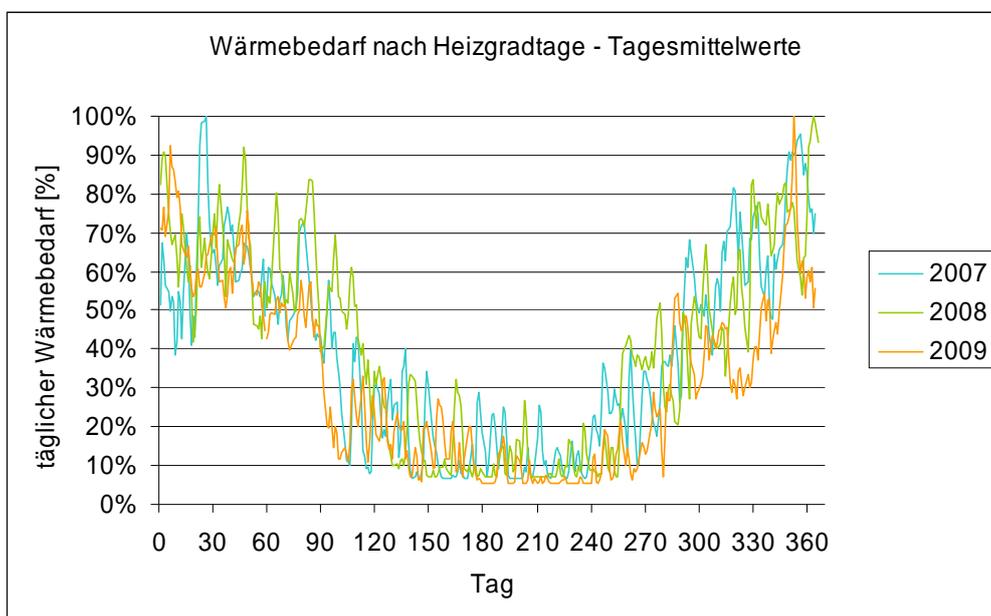


Abbildung 31: Tagesmittelwerte des Wärmebedarfs (Heizgradtage) der Jahre 2007 bis 2009 relativ zum tagesmittleren Spitzenwärmebedarf

6.1 Kapazitätskomponente in Abhängigkeit der Volllaststunden

Die Berechnung der Zusatzkapazität zur Ermittlung der Vergütung aus der Kapazitätskomponente ist nach Gleichung (1) abhängig von der Bemessungsleistung. Die Bemessungsleistung ist mit der Definition nach EEG § 18 das Verhältnis aus der in einem Kalenderjahr erzeugten elektrischen Energie und der Anzahl der Stunden des Kalenderjahres. Die Definition der Bemessungsleistung ist damit nur mittelbar abhängig von der installierten Leistung einer Anlage.

Im folgenden Beispiel wird von einer Anlage ausgegangen, die entsprechend dem Profil der Wärmesenke aus Abbildung 31 eine Bemessungsleistung von ungefähr 500 kW bei einer Anzahl an Volllaststunden von ungefähr 5500 h/a erzielen kann. Es wird ein täglich konstanter Betrieb entsprechend den Tagesmittelwerten des Wärmeprofiles und eine Mindestlast von 70 % der installierten Leistung im Teillastbetrieb angenommen. Das BHKW wird mit einer installierten elektrischen und thermischen Leistung von je 800 kW gewählt. Das Wärmeprofil wird so gewählt, dass der tagesmittlere Spitzenwärmebedarf bei 2800 kW liegt. Damit erzielt das BHKW im Durchschnitt der drei Jahre eine Bemessungsleistung von

ca. 510 kW und ca. 5580 Volllaststunden pro Jahr. Die Betriebsweise des BHKW ist für den Ausschnitt vom 1. bis 14. April 2007 in Abbildung 32 dargestellt. Es kann in den ersten 11 Tagen mit voller Leistung Strom und Wärme erzeugen. Am 12. Tag wird es in Teillast betrieben und an den Tagen 13 und 14 ist der Wärmebedarf unterhalb der Mindestlast.

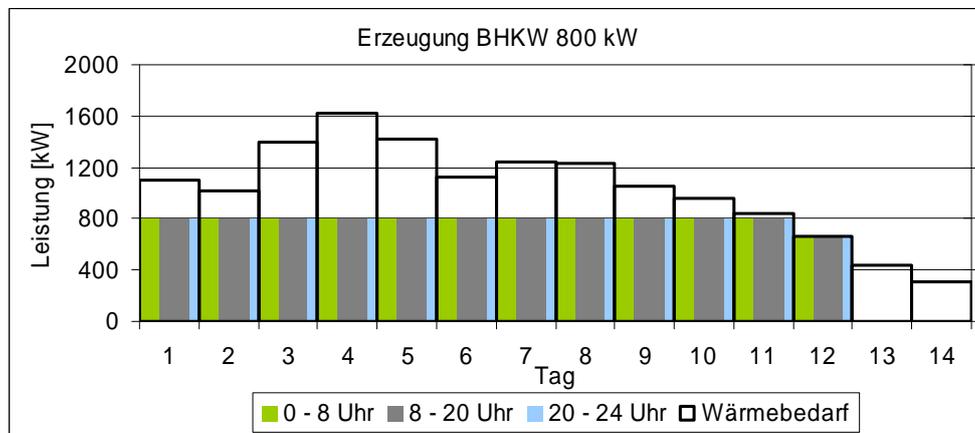


Abbildung 32: Erzeugung einer Anlage mit 800 kW BHKW-Kapazität und Wärmebedarf vom 1. bis zum 14. April 2007 der Beispielwärmesenke

In Abbildung 33 ist die Zusatzkapazität einer biomethanbetriebenen Anlage mit 800 kW und einer Anlage mit 1600 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung dargestellt. Die gestrichelte Linie ist die Zusatzkapazität nach Gleichung (1) und die durchgezogene Linie ist die anrechenbare Zusatzkapazität unter Berücksichtigung der Gleichungen (2), (3) und (4). Die Anlage mit 800 kW hat bei der Bemessungsleistung von 510 kW keine Zusatzkapazität nach Gleichung (1).

Wenn nun die installierte Leistung auf 1600 kW verdoppelt wird und die jährliche Energieerzeugung gleich bleibt, dann beträgt die Bemessungsleistung immer noch 510 kW und nach Gleichung (1) die Zusatzkapazität ca. 785 kW.

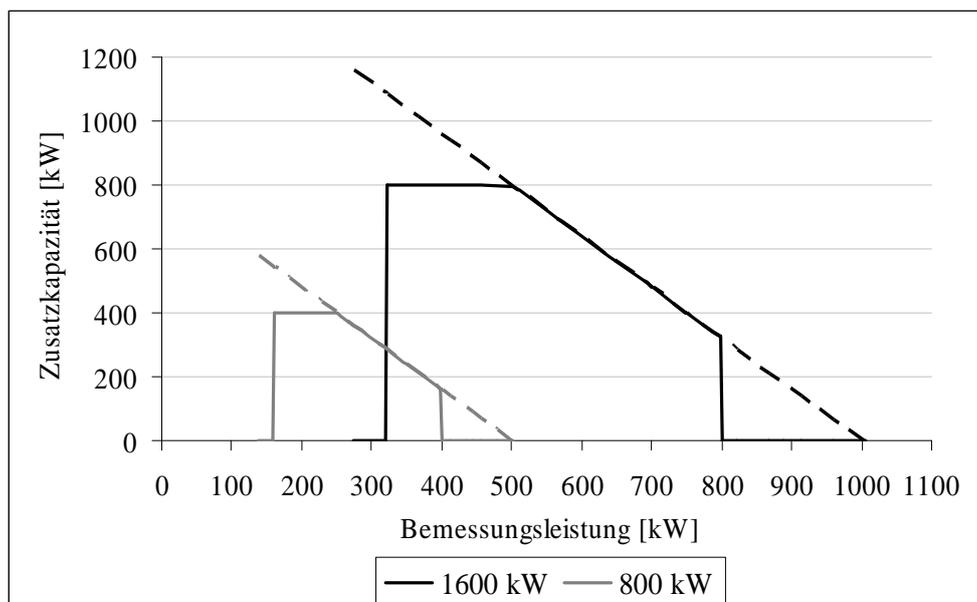


Abbildung 33: Zusatzkapazität nach Gleichung (1) und anrechenbare Zusatzkapazität mit Gleichung (2), (3) und (4) einer Anlage mit 600 kW und einer biomethanbetriebenen Anlage mit 1200 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung

In Abbildung 34 ist der jährliche Erlös (links) und der spezifische Erlös (rechts) einer biomethanbetriebenen Anlage mit 800 kW und mit 1600 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung dargestellt. Bei dem Beispiel einer Anlage mit 800 kW installierter Leistung und 510 kW Bemessungsleistung wird keine Kapazitätskomponente ausgezahlt. Die Anlage mit der auf 1600 kW verdoppelten installierten Leistung erhält bei einer Bemessungsleistung von 510 kW für die 785 kW anrechenbare Zusatzkapazität eine Kapazitätskomponente in Höhe von rund 94.000 €/a bzw. 2,1 ct/kWh.

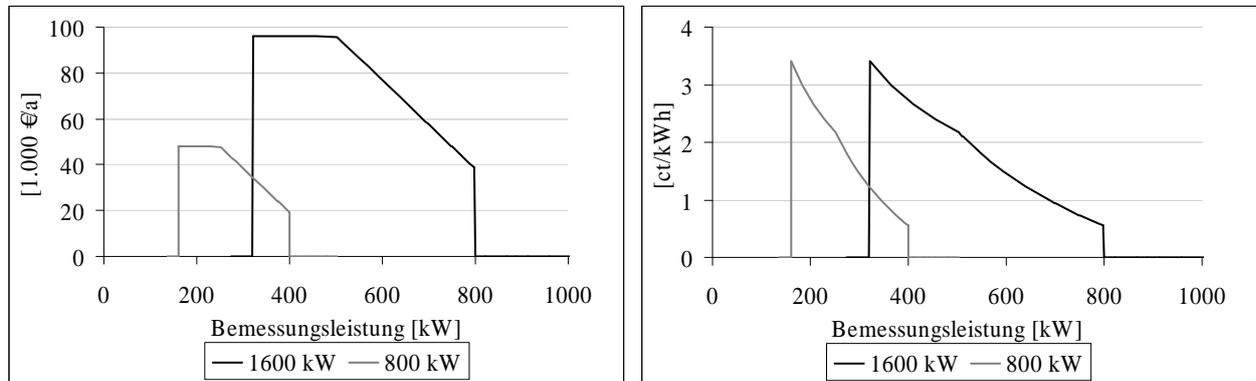


Abbildung 34: Jährlicher Erlös (links) und spezifische Vergütung (rechts) aus der Kapazitätskomponente für eine biomethanbetriebene Anlage mit 800 kW und mit 1600 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der Bemessungsleistung

Durch Umstellung der Gleichung (2) kann die Untersuchung in Abhängigkeit der Volllaststunden der Gesamtanlage durchgeführt werden. Dabei ergibt sich, dass die Anzahl der Volllaststunden wie bei biogasbetriebenen Anlagen größer sein muss als ca. 1750 h/a, um die Kapazitätskomponente zu beziehen. Die Obergrenze der zulässigen Volllaststunden für den Bezug einer Vergütung aus der Kapazitätskomponente ergibt sich durch die Umstellung der Gleichung (3) mit (1) und beträgt ca. 4370 h/a. Ab ca. 2750 h/a verringert sich die absolute jährliche Vergütung pro Jahr mit zunehmender Anzahl an Volllaststunden. Der jährliche Erlös und die spezifische Vergütung aus der Kapazitätskomponente der Anlage mit 800 kW und mit 1600 kW installierter Leistung ist in Abbildung 35 in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden dargestellt. Die spezifische Vergütung pro kWh in Abhängigkeit der Volllaststunden ist für eine Anlage mit 800 kW und eine Anlage mit 1600 kW deckungsgleich.

Die Anlage mit 800 kW installierter Leistung hat bei einer Bemessungsleistung von 510 kW im Jahr 5580 Volllaststunden und liegt damit über der Obergrenze der Volllaststunden, die zum Bezug der Vergütung aus der Kapazitätskomponente berechtigen. Durch Verdoppelung der installierten Leistung auf 1600 kW wird bei 510 kW Bemessungsleistung die Anzahl der Volllaststunden auf 2790 h/a halbiert und die ermittelte Zusatzkapazität von 785 kW (vgl. Abbildung 33) kann mit rund 94.000 €/a bzw. 2,1 ct/kWh gefördert werden.

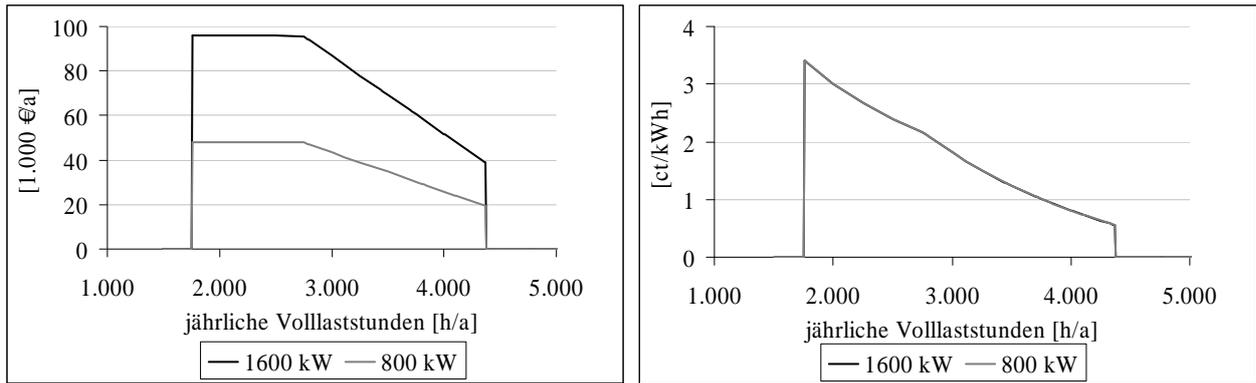


Abbildung 35: Jährlicher Erlös (links) und spezifische Vergütung (rechts) aus der Kapazitätskomponente für eine biomethanbetriebene Anlage mit 800 kW und mit 1600 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden

Prinzipiell sind auch Ausnahmefälle möglich, wenn z. B. eine Anlage an einem Standort bzw. an einer Wärmesenke auf 4000 Volllaststunden auch ohne Kapazitätskomponente wirtschaftlich ausgelegt wird. Eine derart ausgelegte Anlage könnte dann eine zusätzliche Vergütung von ca. 0,75 ct/kWh durch die Kapazitätskomponente beziehen. Um solche Fälle mit 4000 Volllaststunden gezielt auszuschließen, könnte die Untergrenze der Zusatzkapazität von 20 % auf z. B. 30 % der installierten Leistung angehoben werden. Die Obergrenze der Volllaststundenzahl sinkt dann auf rund 3830 h/a (Abbildung 36). Eine weitere Einschränkung für die Nutzung der Kapazitätskomponente wird jedoch nicht für notwendig bzw. wenig sinnvoll erachtet, da wirtschaftliche Standorte mit diesen geringen Volllaststunden Einzelfälle darstellen. Eine Anhebung der Grenze für die mindeste Zusatzkapazität bzw. für die maximalen Volllaststunden würde eine Einschränkung für Investoren an Standorten mit sehr hohen Volllaststunden darstellen, da sie dann trotz verdoppelter Leistung für einen flexiblen Betrieb nicht mehr von der Kapazitätskomponente profitieren könnten.

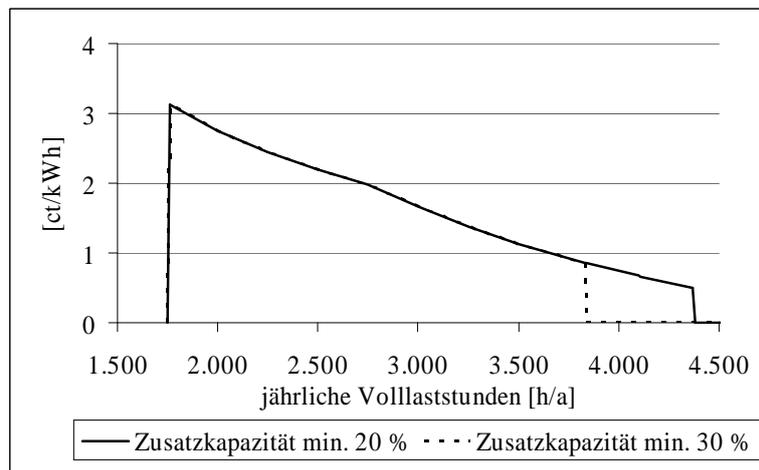


Abbildung 36: Spezifische Vergütung der Kapazitätskomponente in Abhängigkeit der Volllaststunden pro Jahr und Verschiebung der Grenze für die mindeste Zusatzkapazität von 20 % auf 30 % der installierten Leistung

6.2 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Volllaststunden

Im vorhergehenden Abschnitt wurde angenommen, dass bei Verdoppelung der BHKW-Kapazität auf 1600 kW die Bemessungsleistung mit 510 kW gleich bleibt bzw. die Anzahl der Volllaststunden von ca. 5580 h/a auf 2790 h/a halbiert wird. Auf diesen Fall wurde die Kapazitätskomponente ausgelegt. Da jedoch die Erzeugung insbesondere vom Wärmeprofil abhängig ist, werden im Folgenden die möglichen Volllaststunden einer Anlage mit 1600 kW installierter Leistung an der Beispielwärmesenke ermittelt. Daraufhin kann erst geprüft werden, ob die Anlagenerweiterung wirtschaftlich ist.

Zur Ermittlung der Volllaststunden werden zwei mögliche Betriebsweisen unterschieden. Im ersten Fall wird davon ausgegangen, dass mit dem BHKW entsprechend der Auslegung der Kapazitätskomponente nur in den Peak-Zeiten Strom und Wärme erzeugt wird. Im zweiten Fall wird davon ausgegangen, dass das BHKW sowohl in den Peak-Zeiten als auch in den Off-Peak-Zeiten betrieben wird und somit die verdoppelte BHKW-Kapazität dazu nutzt insgesamt mehr Strom und Wärme zu erzeugen.

Diese im Folgenden betrachteten Betriebsweisen stellen zwei mögliche Szenarien dar. Der Anlagenbetreiber hat eine Vielzahl von Möglichkeiten und kann sich daraus die für den jeweiligen Standort optimale Betriebsweise ermitteln. Im Folgenden soll geprüft werden, wann die Kapazitätskomponente zusammen mit den zusätzlichen Markterlösen kostendeckend ist und ob Mitnahmeeffekte entstehen können.

6.2.1 Wirtschaftlichkeit bei Erzeugung nur in Peak-Zeiten

Die Kapazitätskomponente wurde so ausgelegt, dass sie bei einer Halbierung der Volllaststunden durch Verdoppelung der installierten Leistung und einer Verlagerung der Erzeugung aus Off-Peak-Zeiten in Peak-Zeiten die Kosten für die Anlagenerweiterung deckt. Im Folgenden wird geprüft, ob bei der entsprechenden Betriebsweise durch Abweichung der Volllaststunden bedingt durch das Wärmelastprofil dem Anlagenbetreiber Vor- oder Nachteile entstehen können.

Am Beispiel der Wärmesenke aus Abbildung 31 mit einer tagesmittleren Spitzenlast von 2800 kW wurde vereinfachend ein konstanter Betrieb eines BHKW mit 1600 kW installierter Leistung und von zwei BHKW mit jeweils 800 kW installierter Leistung angenommen, um die mindeste erzielbare Anzahl an Volllaststunden zu ermitteln, wenn die BHKW nur in Peak-Zeiten Strom und Wärme erzeugen. Es wurde in diesem Beispiel von einer Mindestlast von 70 % der installierten Leistung im Teillastbetrieb ausgegangen und von einer thermischen Leistung in Höhe der elektrischen Leistung. Das BHKW mit 1600 kW installierter Leistung kann im Durchschnitt der drei Jahre mindestens 2800 Volllaststunden erreichen. Die zwei BHKW mit jeweils 800 kW installierter Leistung erzielen im Durchschnitt der drei Jahre mindestens 3120 Volllaststunden pro Jahr. Der Unterschied ergibt sich aus der höheren Flexibilität der zwei BHKW mit 800 kW gegenüber einem BHKW mit 1600 kW. Zum Beispiel ist für den Zeitraum vom 1. bis zum 14. April 2007 in Abbildung 37 die Erzeugung des BHKW mit 1600 kW installierter Leistung und in Abbildung 38 die Erzeugung der zwei BHKW mit jeweils 800 kW installierter Leistung dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass bei sehr niedrigem Wärmebedarf die Anlage mit zwei BHKW mit je 800 kW eher und damit im gesamten Jahr mehr Strom und Wärme erzeugen kann als ein BHKW mit 1600 kW.

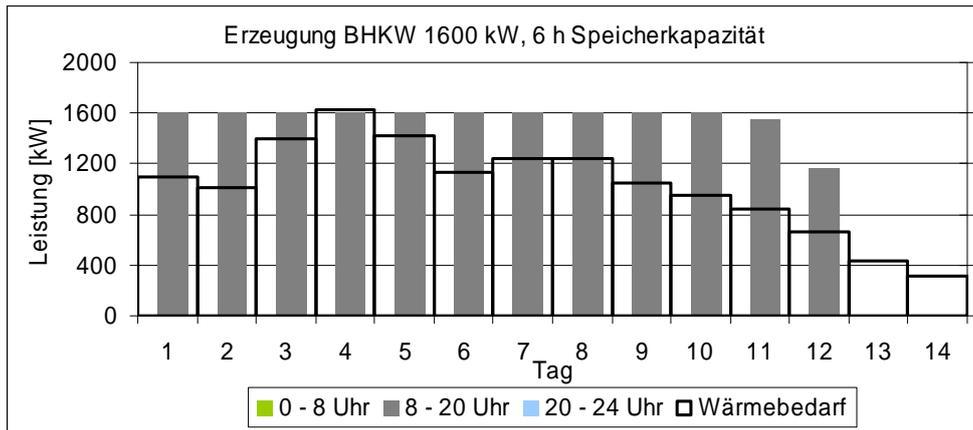


Abbildung 37: Exemplarische Erzeugung einer Anlage mit 1600 kW BHKW-Kapazität und 6 Stunden Speicherkapazität an einer Wärmesenke

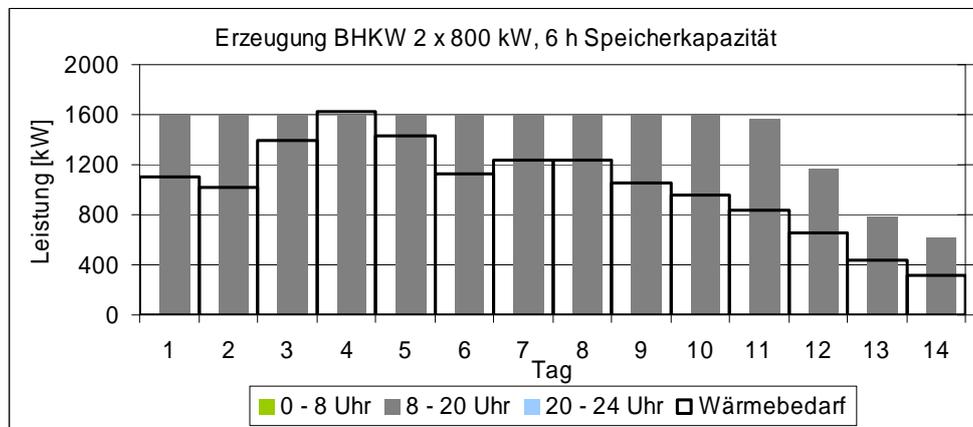


Abbildung 38: Exemplarische Erzeugung einer Anlage mit 2 Mal 800 kW BHKW-Kapazität und 6 Stunden Speicherkapazität an einer Wärmesenke

Der Einfluss der Volllaststunden auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage wird anhand der Kosten bewertet, die verbleiben, wenn von den Kosten der Anlagenerweiterung die Zusatzerlöse am Markt und Erlöse aus der Kapazitätskomponente abgezogen werden. Dazu werden zunächst die Kosten der Anlagenerweiterung in Abhängigkeit der Volllaststunden betrachtet. Es wird bei der Ermittlung der zusätzlichen Kapazität und deren Kosten unterschieden, ob die Anlage mit insgesamt 1600 kW installierter Leistung mit zwei BHKW mit je 800 kW oder mit einem BHKW mit 1600 kW realisiert wird. Für den Bereich von 1500 bis 5500 Volllaststunden pro Jahr sind die jährlichen Kosten (links) und die spezifischen Kosten (rechts) der Anlagenerweiterung in Abbildung 39 dargestellt. Von 1500 bis 3450 Volllaststunden pro Jahr sind die Kosten konstant, da die Auslastung der BHKW so gering ist, dass die Lebensdauer mindestens 15 Jahre betragen würde. Mit weiter zunehmenden Volllaststunden steigen die Kosten stufenweise an, weil sich die Lebensdauer und damit die Abschreibungszeit über volle Kalenderjahre verkürzt.

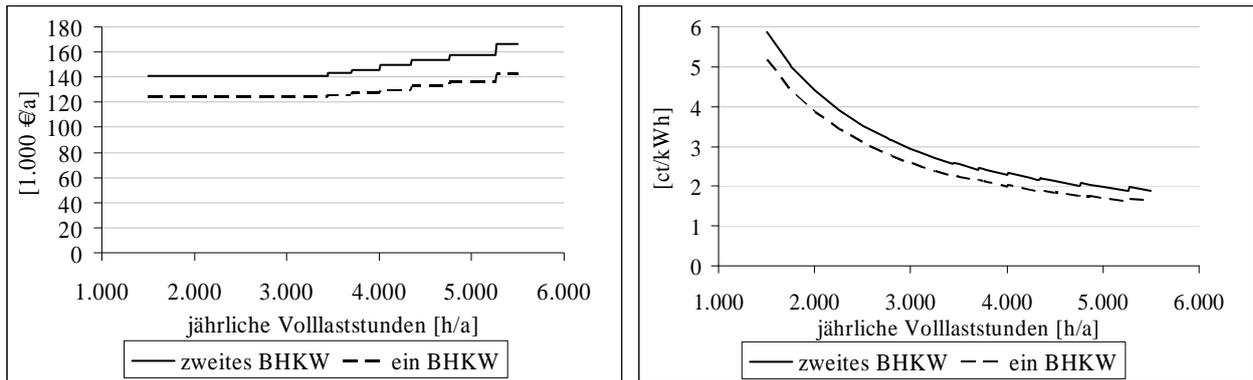


Abbildung 39: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung mit 800 kW zusätzlich installierter Leistung als einzelnes BHKW und als Teil eines BHKW mit 1600 kW in Abhängigkeit von den jährlichen Volllaststunden

In Abbildung 40 sind die jährlichen Zusatzerlöse (links) und die spezifischen Zusatzerlöse (rechts) am Markt in Abhängigkeit der Volllaststunden dargestellt. Mit der hier vorausgesetzten Betriebsweise, eine konstante Erzeugung während den 12 Peak-Stunden und keine Erzeugung während den 12 Off-Peak-Stunden, betragen die Zusatzerlöse am Markt ca. 1 ct/kWh.

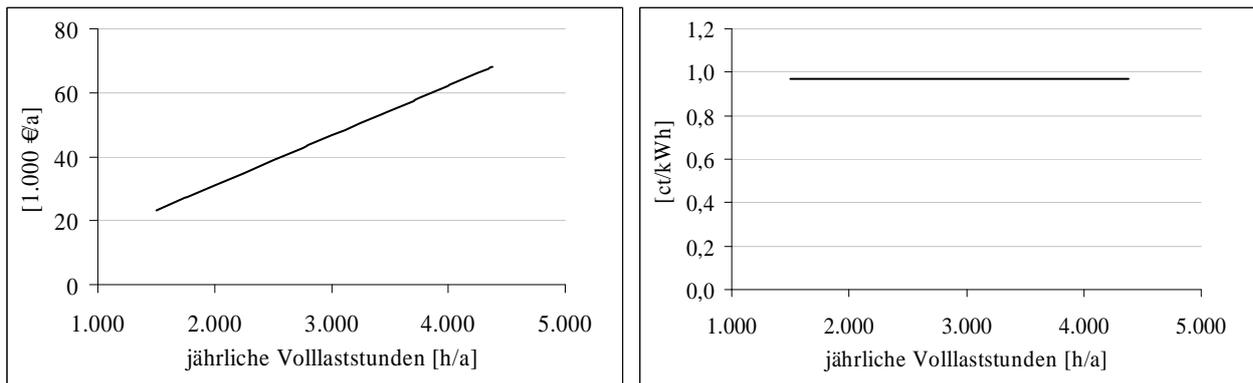


Abbildung 40: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Zusatzerlöse bei konstanter Erzeugung in den 12 Peak-Stunden bei Peak-Offpeak-Spread von 19,43 €/MWh in Abhängigkeit von den jährlichen Volllaststunden

In Abbildung 41 sind die Kosten der Anlagenerweiterung aus Abbildung 39 abzüglich der Erlöse aus der Kapazitätskomponente aus Abbildung 35 und abzüglich der Zusatzerlöse am Markt aus Abbildung 40 dargestellt. Das Minimum der restlichen Kosten liegt bei 2750 Volllaststunden pro Jahr. Für ein zweites BHKW verbleiben keine Kosten bei 2750 h/a. Ausgehend vom Minimum steigen die restlichen Kosten mit zunehmenden Volllaststunden bis auf rund 44.000 €a bzw. 0,6 ct/kWh bei 4370 h/a an. Bei mehr als 4370 Volllaststunden pro Jahr wird die Kapazitätskomponente nicht mehr ausgezahlt, sodass die Kosten sprunghaft ansteigen. Mit vom Minimum ausgehenden abnehmenden Volllaststunden steigen die restlichen Kosten auf rund 15.000 €a bzw. 0,5 ct/kWh bei 1760 Volllaststunden pro Jahr an. Für weniger als 1760 Volllaststunden pro Jahr wird die Kapazitätskomponente nicht mehr gezahlt, sodass die Kosten ebenfalls sprunghaft ansteigen.

Wenn die zusätzliche BHKW-Kapazität von 800 kW in einer Anlagenkonstellation mit nur einem BHKW mit 1600 kW realisiert wurde, liegen die restlichen Kosten um 17.000 €a bis 20.000 €a bzw. um 0,3 ct/kWh bis 0,7 ct/kWh niedriger.

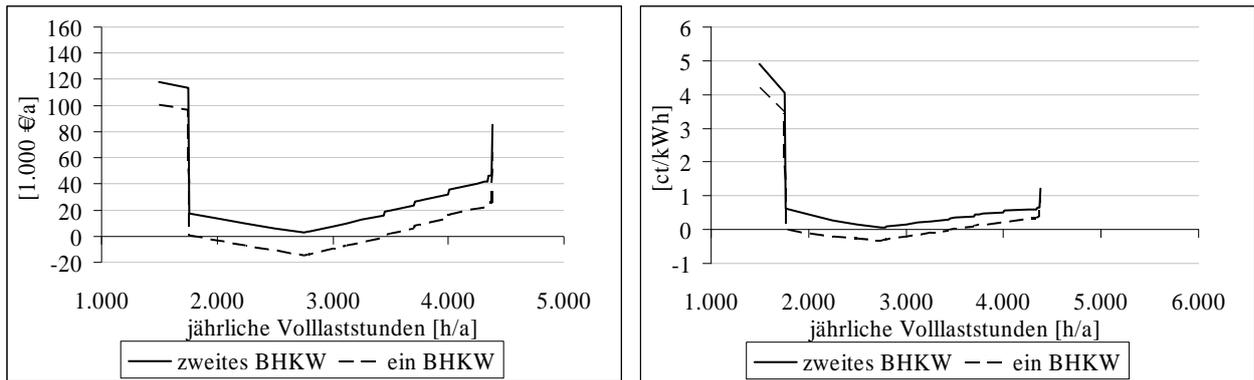


Abbildung 41: Jährliche (links) und spezifische (rechts) restliche Kosten der Anlagenerweiterung mit 800 kW zusätzlich installierter Leistung als einzelnes BHKW und als Teil eines BHKW mit 1600 kW in Abhängigkeit von den jährlichen Volllaststunden

Schlussfolgerung

Die restlichen Kosten zeigen, dass die Kapazitätskomponente für eine Anlagenerweiterung einschließlich einer zusätzlichen BHKW-Kapazität von 800 kW kostendeckend ist, wenn die Anzahl der Volllaststunden 2750 beträgt. An dem Beispiel der Anlage mit zwei Mal 800 kW installierter Leistung, die an der Beispielwärmesenke mindestens 3120 Volllaststunden pro Jahr erreichen kann, würden die restlichen Kosten 7.000 €/a bzw. 0,1 ct/kWh bei 3120 h/a betragen. Diese restlichen Kosten sind sehr niedrig, sodass die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht beeinträchtigt wäre. Erstens können durch eine bessere Ausnutzung der Spitzenpreise an Tagen mit niedrigem Wärmebedarf die Zusatzerlöse am Markt gesteigert werden. Zweitens werden durch die zusätzliche Stromerzeugung insgesamt die Stromgestehungskosten gesenkt, da die Fixkosten der Anlagenkomponenten, die nicht zur Anlagenerweiterung gehören, ebenfalls auf mehr erzeugte Energie verteilt werden können.

Da durch die verdoppelte BHKW-Kapazität die Energieerzeugung und damit die Volllaststunden erhöht werden können, wird damit aber auch die notwendige Zusatzkapazität kleiner. Durch die Berechnung der Zusatzkapazität nach Gleichung (1) wird das berücksichtigt. Im folgenden Abschnitt, der gezielt auf die Erhöhung der Erzeugung eingeht, werden auch die damit sinkenden Kosten der Anlagenerweiterung betrachtet.

Für Anlagen, die die zusätzliche BHKW-Kapazität in einem einzelnen BHKW realisieren, ergibt sich ein Vorteil bei den Investitionskosten, da ein BHKW mit 1600 kW günstiger ist als zwei BHKW mit jeweils 800 kW. Der Kostenvorteil gegenüber zwei BHKW wird aber voraussichtlich gemindert, da die Verfügbarkeit und Flexibilität der Anlage niedriger ist.

6.2.2 Wirtschaftlichkeit bei erhöhter Energieproduktion

Das Instrument der Kapazitätskomponente zielt auf eine Anlagenerweiterung, die eine Verlagerung der Energieproduktion von 12 Stunden mit niedrigen Preisen in 12 Stunden mit hohen Preisen ermöglicht. Bei biomethanbetriebenen Anlagen mit erhöhter installierter Leistung und darüber hinaus mit Wärmespeichern besteht jedoch allein durch die Beschaffung von mehr Biomethan die Möglichkeit die zusätzliche BHKW-Kapazität zu nutzen um insgesamt mehr Strom und Wärme zu erzeugen, wenn die Wärmeabnahme gesichert ist. Dadurch können die Stromgestehungskosten gesenkt und die Erlöse aus der Stromproduktion insgesamt gesteigert werden. Anhand der in Abschnitt 6.2.1 berechneten restlichen Kosten (Abbildung 41) ist zu erkennen, dass damit die Kosten steigen und so negative Effekte bezüglich der Finanzierung der Anlagenerweiterung entstehen könnten. Die zusätzlichen Stromerlöse aus der Erhöhung der Volllaststunden müssen jedoch zur Finanzierung der Anlage angerechnet werden. Rein rechnerisch ergibt sich dadurch mit der steigenden

Stromproduktion eine sinkende zusätzlich installierte Leistung, die über die Kapazitätskomponente und die zusätzlichen Markterlöse finanziert werden müsste. Dieser Umstand wird mit der Gleichung (1) zur Feststellung der Zusatzkapazität berücksichtigt. Gleichzeitig werden aber auch die zusätzlichen Markterlöse verändert, da nicht mehr die Hälfte der Stromerzeugung aus den Off-Peak-Zeiten in die Peak-Zeiten verlagert wird.

Im Folgenden wird untersucht, inwieweit das Instrument Kapazitätskomponente bei einer erhöhten Stromproduktion kostendeckend sein kann und ob Mitnahmeeffekte entstehen können. Die mindesten Zusatzerlöse, die bei einer erhöhten Stromproduktion am Markt erzielbar wären, werden anhand von zwei Beispielen ermittelt. An der Wärmesenke aus Abbildung 31 mit einer tagesmittleren Spitzenlast von 2800 kW wird mit einer vereinfachten Betriebsweise eine mindeste erzielbare Erzeugung einmal für ein BHKW mit 1600 kW installierter Leistung und einmal für zwei BHKW mit je 800 kW dargestellt. Die thermische Leistung der BHKW ist gleich der elektrischen Leistung. Die Mindestleistung der BHKW beträgt 70 % der installierten Leistung im Teillastbetrieb. Die Anlage verfügt jeweils über einen Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 6 Stunden bezogen auf die gesamte thermische Leistung. Für die Erzeugung wird angenommen, dass während den 12 Peak-Stunden konstant Strom und Wärme erzeugt wird. Die überschüssige erzeugte Wärme, die über den Wärmebedarf hinausgeht, wird gespeichert. In den anschließenden 12 Off-Peak-Stunden wird der Wärmespeicher wieder vollständig entladen und der restliche Wärmebedarf durch die BHKW erzeugt.

Die Anlage mit einem BHKW mit 1600 kW installierter Leistung erreicht im Durchschnitt der drei Jahre 4310 Volllaststunden pro Jahr. Da die Energieerzeugung nicht mehr ausschließlich in Peak-Zeiten erfolgt, wird nicht mehr die Hälfte der jährlich erzeugten Energie von Off-Peak-Zeiten in Peak-Zeiten verlagert, sondern nur noch rund 15 % (der jährlich erzeugten Energie). Die Anlage mit zwei BHKW mit jeweils 800 kW installierter Leistung erreicht im Durchschnitt der drei Jahre 4860 Volllaststunden pro Jahr. Die von Off-Peak-Zeiten in Peak-Zeiten verlagerte Energie beträgt dann rund 14 %. Der Vergleich der beiden folgenden Abbildungen zeigt, warum die Anlage mit zwei BHKW mehr Energie erzeugen kann und die Verlagerung von Off-Peak-Zeiten in Peak-Zeiten kleiner ist. Für den Ausschnitt vom 1. bis zum 14. April 2007 ist die Erzeugung des BHKW mit 1600 kW in Abbildung 42 und der zwei BHKW mit je 800 kW in Abbildung 43 dargestellt. An Tagen mit geringem Wärmebedarf kann die Anlage mit zwei BHKW mit je 800 kW in Off-Peak-Zeiten eher und damit über das gesamte Jahr mehr Strom- und Wärme erzeugen als ein BHKW mit 1600 kW. Gleichzeitig wird der Unterschied der Stromerzeugung zwischen Off-Peak und Peak-Zeiten und damit die verlagerte Energie reduziert. Nur der Unterschied der Stromerzeugung im Verlauf eines Abrechnungszeitraums der gleitenden Marktprämie und die damit erzielten höheren Strompreise im Vergleich zum Base-Load-Preis des Abrechnungszeitraums ermöglichen Zusatzerlöse am Markt, die zur Deckung der Kosten der Anlagenerweiterung aufgewendet werden können. Die für diese Betriebsweise ermittelten Zusatzerlöse am Markt sind bei einem mittleren Preisunterschied von 19,43 €/MWh rund 19.850 €/a für die Anlage mit einem BHKW mit 1600 kW und rund 21.160 €/a für die Anlage mit zwei BHKW mit je 800 kW installierter Leistung.

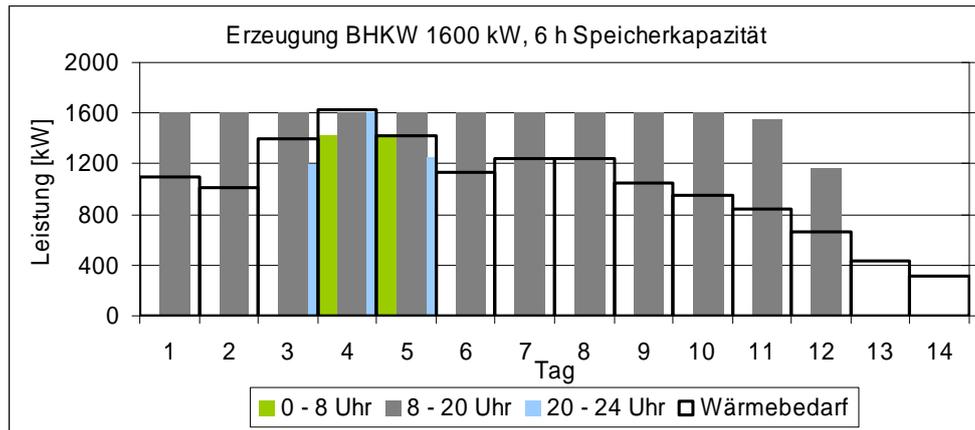


Abbildung 42: Exemplarische Erzeugung einer Anlage mit 1600 kW BHKW-Kapazität und 6 Stunden Speicherkapazität an einer Beispielwärmesenke

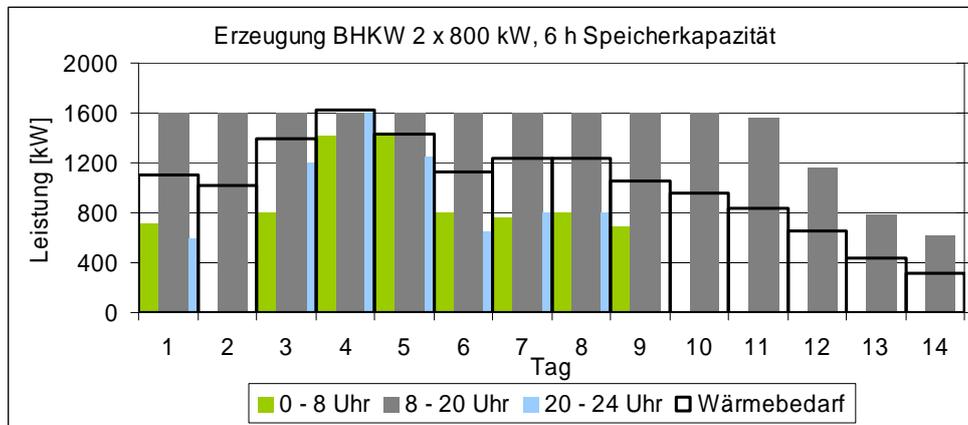


Abbildung 43: Exemplarische Erzeugung einer Anlage mit 2 Mal 800 kW BHKW-Kapazität und 6 Stunden Speicherkapazität an einer Wärmesenke

Die Anzahl der Volllaststunden, mit denen biomethanbetriebene BHKW wirtschaftlich sind, unterliegt einer großen Bandbreite. In Abhängigkeit des Standorts (Wärmesenke) ergibt sich eine Anlagengröße und eine jährliche Energieproduktion bzw. Anzahl an Volllaststunden, mit denen die Anlage wirtschaftlich wird. Für eine Anlage mit 1600 kW an diesem Standort (dieser Wärmesenke) ergibt sich je nach Betriebsweise eine jährliche Energieproduktion bzw. eine Anzahl an Volllaststunden, die höher oder aber auch niedriger sein kann als bei der Anlagengröße, die ohne den Anreiz der Kapazitätskomponente installiert worden wäre (z. B. 800 kW). Mit den Stromerlösen (EEG bzw. Äquivalent der gleitenden Marktprämie) entsprechend der Energieproduktion kann damit ein größerer oder kleinerer Anteil der gesamten BHKW-Kapazität finanziert werden. Die verbleibende Differenz des aus den Stromerlösen finanzierten Anlagenanteils zur gesamten installierten Leistung, ist die zusätzlich installierte Leistung. Rechnerisch ergibt sich damit eine bestimmte BHKW-Größe für die Stromproduktion und eine BHKW-Größe als zusätzliche Leistung für den bedarfsorientierten Betrieb, wohl wissend, dass die gesamte BHKW-Kapazität notwendig ist, um die entsprechende Volllaststundenzahl zu erreichen.

In Abbildung 44 ist die zusätzlich installierte Leistung in Abhängigkeit der Energieproduktion (Volllaststunden) der gesamten Anlage für drei Fälle dargestellt. Die drei Fälle unterscheiden, ob 5000 h/a, 5500 h/a oder 6000 h/a notwendig wären, um die Anlage zu finanzieren. Die zusätzliche installierte Leistung ist dann in Abhängigkeit der jeweiligen Energieproduktion bzw. der Anzahl der Volllaststunden für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anteil der Anlage, der nicht mehr über die Stromerlöse finanziert werden kann. Bei der Ermittlung der

Kapazitätskomponente wird davon ausgegangen, dass im Durchschnitt ca. 5500 Volllaststunden für den wirtschaftlichen Betrieb einer biomethanbetriebenen Anlage benötigt werden, sodass die zusätzlich installierte Leistung für 5500 h/a (schwarze gestrichelte Linie) der Zusatzkapazität nach Gleichung (1) entspricht.

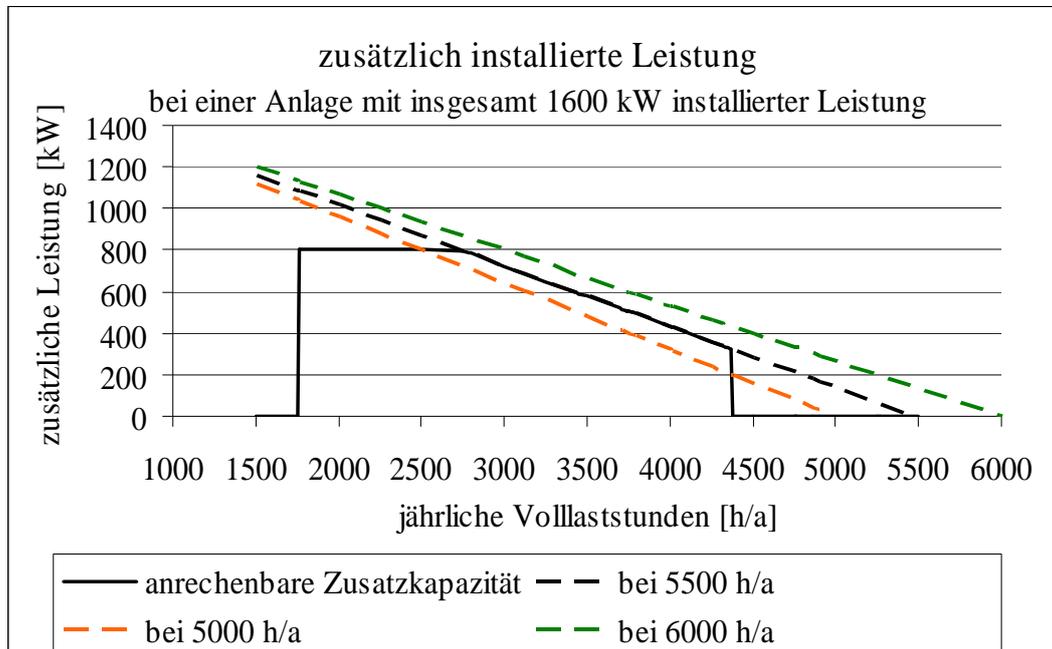


Abbildung 44: Zusätzlich installierte Leistung einer Anlage mit 1600 kW in Abhängigkeit von der Energieproduktion (jährliche Volllaststunden) der Anlage

In Abbildung 45 sind die jährlichen Kosten (links) und die spezifischen Kosten (rechts) der Anlagenerweiterung für eine Anlage mit einem BHKW mit 1600 kW und für eine Anlage mit zwei BHKW mit je 800 kW in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden dargestellt. Bei der Definition zur Berechnung der Zusatzkapazität nach Gleichung (1) wurde vorausgesetzt, dass eine Anlage im Durchschnitt mit ca. 5500 Volllaststunden wirtschaftlich ist. Daher wird diese Anzahl an Volllaststunden zur Wirtschaftlichkeit isoliert betrachtet.

Die Bandbreite der Kosten der Anlagenerweiterung entsprechend der höheren oder niedrigeren zusätzlich installierten Leistung ist in Abbildung 46 in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden der Anlage mit insgesamt 1600 kW dargestellt. Die grünen Linien stellen die Kosten der Anlagenerweiterung dar, wenn die BHKW-Kapazität mit 6000 h/a aus den Stromerlösen wirtschaftlich wäre. Die orange-farbenen Linien stellen die Kosten der Anlagenerweiterung dar, wenn die BHKW-Kapazität mit 5000 h/a aus den Stromerlösen wirtschaftlich wäre.

Je weniger Volllaststunden notwendig sind, um die Anlage (bzw. rechnerisch den Anlagenteil zur Stromproduktion) zu finanzieren (Wechsel auf unterhalb liegende Linie in Abbildung 46), desto geringer sind bei gleicher Energieproduktion die Kosten der Anlagenerweiterung wegen der kleineren zusätzlichen Leistung (vgl. Abbildung 44).

Mit zunehmender Energieproduktion bzw. zunehmenden jährlichen Volllaststunden (entlang einer Linie), die mit einer Anlage mit 1600 kW erbracht werden, steigen die Stromerlöse und damit der Anteil der Gesamtanlage, der aus den Stromerlösen finanziert werden kann. Dementsprechend sinken die zusätzlich installierte Leistung und damit insgesamt die Kosten für die Anlagenerweiterung.

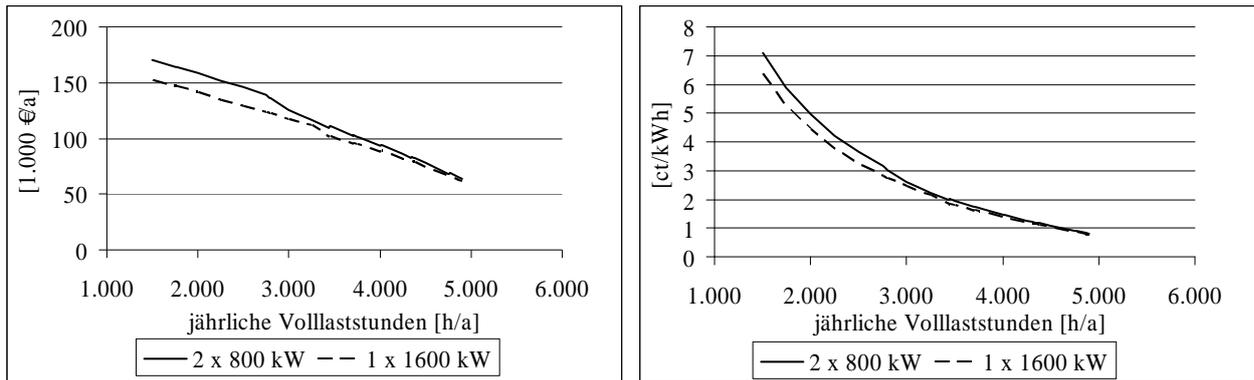


Abbildung 45: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung bei einer Anlage mit zwei BHKW mit je 800 kW und eine Anlage mit einem BHKW mit 1600 kW installierter Leistung in Abhängigkeit von den jährlichen Volllaststunden (Wirtschaftlichkeit bei 5500 h/a)

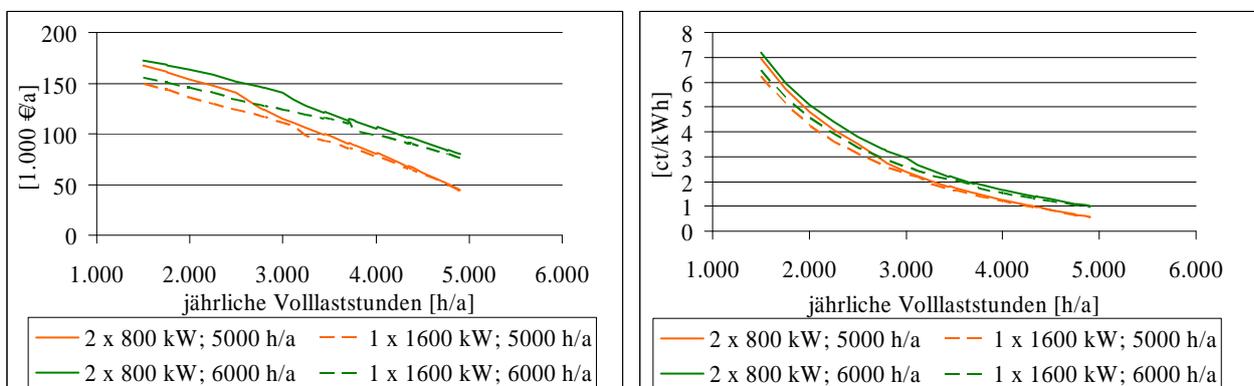


Abbildung 46: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung bei einer Anlage mit zwei BHKW mit je 800 kW und eine Anlage mit einem BHKW mit 1600 kW installierter Leistung in Abhängigkeit von den jährlichen Volllaststunden (Wirtschaftlichkeit bei 5000 h/a und 6000 h/a)

Die Kosten der Anlagenerweiterung aus Abbildung 45 abzüglich der Erlöse aus der Kapazitätskomponente aus Abbildung 35 sind in Abbildung 47 dargestellt. Diese verbleibenden Kosten müssen durch die Zusatzerlöse am Markt erwirtschaftet werden, damit die Anlagenerweiterung wirtschaftlich ist.

Für die 5000 und 6000 Volllaststunden pro Jahr, mit denen die Stromproduktion aus biomethanbetriebenen Anlagen wirtschaftlich wird, sind die Kosten der Anlagenerweiterung aus Abbildung 46 abzüglich der Einnahmen aus der Kapazitätskomponente aus Abbildung 35 in Abbildung 48 dargestellt. Je weniger Volllaststunden notwendig sind, um den Anlagenteil für die Stromproduktion zu finanzieren, desto geringer sind bei einer bestimmten Energieproduktion (ein Wert auf der Abszisse) die erforderlichen Zusatzerlöse zur Finanzierung der Anlagenerweiterung bzw. des Anlagenteils für die bedarfsorientierte Erzeugung. Das liegt an der geringeren zusätzlich installierten Leistung und den damit verbundenen Kosten, da bei einer bestimmten Energieproduktion die Stromerlöse (EEG oder Äquivalent mit gleitender Marktprämie) bei einer Anlage mit weniger notwendigen Volllaststunden (5000 h/a) einen größeren Anteil der Gesamtanlage finanzieren als wenn mehr Volllaststunden (6000 h/a) notwendig wären.

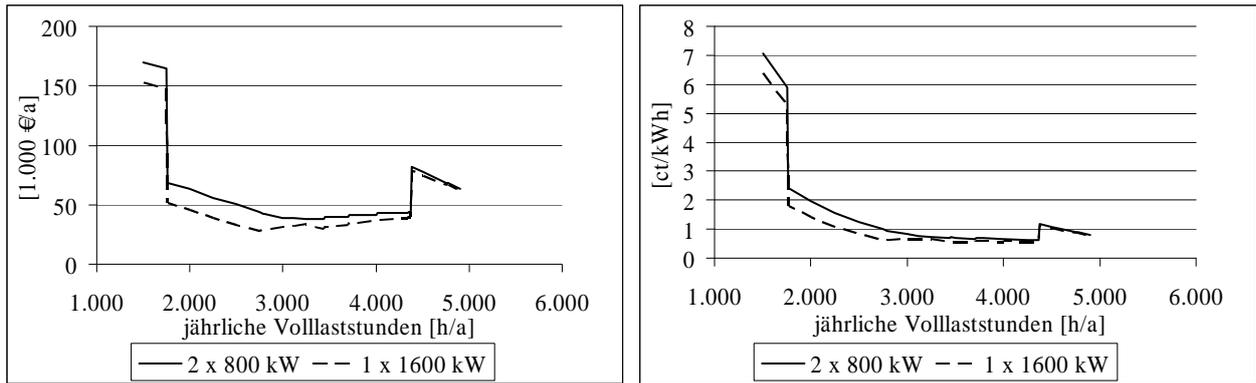


Abbildung 47: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung abzüglich der Kapazitätskomponente für eine biomethanbetriebene Anlage mit 1600 kW und mit zwei Mal 800 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden (Wirtschaftlichkeit bei 5500 h/a)

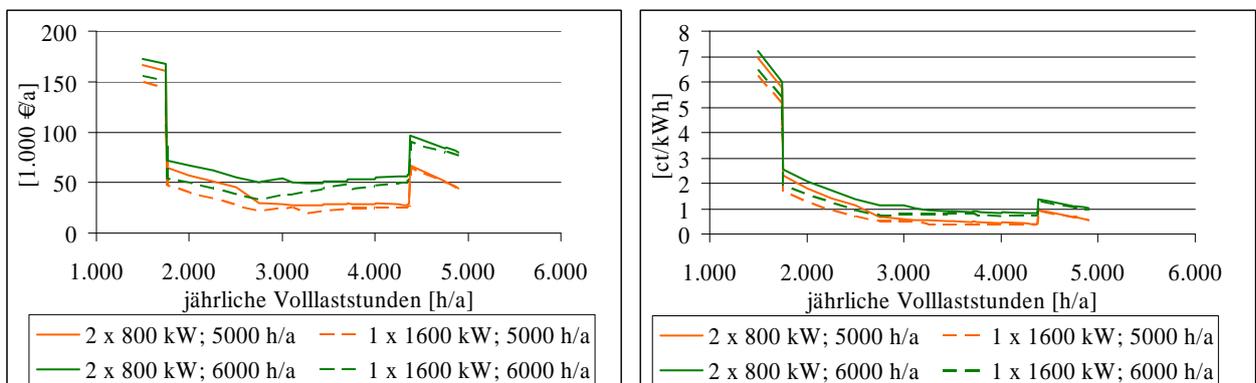


Abbildung 48: Jährliche (links) und spezifische (rechts) Kosten der Anlagenerweiterung abzüglich der Kapazitätskomponente für eine biomethanbetriebene Anlage mit 1600 kW und mit 2x800 kW installierter Leistung in Abhängigkeit der jährlichen Volllaststunden (Wirtschaftlichkeit bei 5000 h/a und 6000 h/a)

Bei der im Beispiel angenommenen Betriebsweise wurden für die Anlage mit einem 1600 kW-BHKW Zusatzerlöse am Markt in Höhe von rund 19.850 €/a bzw. 0,29 ct/kWh ermittelt. Damit können die Kosten der Anlagenerweiterung abzüglich der Kapazitätskomponente nicht vollständig gedeckt werden. Es verbleiben Kosten in Höhe zwischen rund 6.000 €/a und rund 30.000 €/a bzw. zwischen rund 0,1 ct/kWh und 0,4 ct/kWh. Für die Anlage mit zwei BHKW mit je 800 kW wurden in dem Beispiel Zusatzerlöse in Höhe von 21.160 €/a bzw. 0,27 ct/kWh ermittelt. Bei der ermittelten Anzahl an Volllaststunden in Höhe von 4860 h/a wird auch keine Kapazitätskomponente mehr gezahlt und es verbleiben Kosten in Höhe zwischen 25.000 €/a und rund 60.000 €/a bzw. zwischen 0,3 ct/kWh und 0,8 ct/kWh.

Schlussfolgerung

Der Einsatz von zwei BHKW mit je 800 kW bietet mehr Flexibilität als ein BHKW mit 1600 kW. Dadurch kann insgesamt mehr Strom und Wärme produziert werden, allerdings sind auch die Investitionskosten höher. Mit zunehmender Erzeugung sinken rechnerisch die zusätzlich installierte Leistung und damit auch die Kosten für die Anlagenerweiterung zur bedarfsorientierten Stromproduktion. Die nach Gleichung (1) berechnete Zusatzkapazität und damit die Erlöse aus der Kapazitätskomponente sinken in angemessener Weise mit, sodass das Instrument Kapazitätskomponente nicht zu Mitnahmeeffekten führt.

Mit zunehmender Energieproduktion sinkt gleichzeitig der Anteil der verlagerten Energie. Eine ausreichende Finanzierung allein aus dem Preisunterschied zwischen Peak- und Off-Peak ist mit zunehmender Stromerzeugung nicht mehr gegeben. Die Preisunterschiede im Tagesverlauf müssen im Rahmen einer optimierten Betriebsweise besser genutzt werden, um

höhere Zusatzerlöse als bei der Nutzung von Peak-/Off-Peak-Preisdifferenzen am Markt zu erzielen. Damit könnte die Anlagenerweiterung auch bei erhöhter Stromerzeugung finanziert werden. Dazu ist jedoch ein höherer Aufwand notwendig, z. B. für Preisprognosen und für Software, die die Planung des BHKW-Einsatzes und das Speichermanagement übernimmt. Da die erforderlichen Zusatzerlöse am Strommarkt (die Differenz zwischen Kosten der Anlagenerweiterung und Einnahmen der Kapazitätskomponente), die für die vollständige Refinanzierung der zusätzlichen Kapazität notwendig sind, über einen Bereich von ca. 2750 bis 4370 Volllaststunden pro Jahr annähernd gleich sind, hat der Anlagenbetreiber in diesem Bereich die Chance, die optimale Betriebsstrategie für den Standort zu ermitteln. Die Kapazitätskomponente beeinflusst die Betriebsentscheidung weder negativ noch positiv.

Je weniger Volllaststunden für den wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind, desto geringer ist die zusätzliche Leistung, die mit den Erlösen aus der Kapazitätskomponente und den Zusatzerlösen am Strommarkt finanziert werden muss. Die Bandbreite der Volllaststunden zwischen 5000 h/a und 6000 h/a, mit denen eine Anlage wirtschaftlich wird, führt zu einem Unterschied von rund +/- 12.000 €/a bzw. rund +/- 0,2 ct/kWh der erforderlichen Zusatzerlöse im Vergleich zu den in Gleichung (1) vorausgesetzten 5500 h/a. Dieser Unterschied ist im Wesentlichen von den individuellen Gegebenheiten am Standort (Wärmesenke, Wärmepreis, Investitionskosten usw.) abhängig. Die Kapazitätskomponente setzt deshalb mit der Annahme, dass die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion mit mittleren 5500 h/a erreicht wird, keine Fehlanreize. Einen Vorteil haben Standorte, an denen bereits mit geringeren Volllaststunden ein wirtschaftlicher Betrieb realisierbar wäre (z. B. wegen höheren Wärmepreisen oder günstigeren BHKW-Kosten).

Insgesamt bleiben den Investoren und den Anlagenbetreibern weiterhin große Freiräume die Anlage nach individuellen betriebswirtschaftlichen Kriterien an einer gegebenen Wärmesenke auszulegen und zu betreiben. Die Kapazitätskomponente führt in diesem Rahmen nicht zu einem systematischen Fehlanreiz.

7 Gesetzliche Rahmenbedingungen

7.1 Abstimmung mit der EEG Novelle

7.1.1 Anlagenbegriff

Die Kapazitätskomponente reizt die Errichtung eines zusätzlichen BHKW für bestehende Anlagen oder bei Neuanlagen an. Dabei soll die Kapazitätskomponente die Zusatzinvestitionen aus der Anlagenerweiterung abdecken. Die Höhe der sonstigen Vergütung soll durch den Zubau des BHKW jedoch grundsätzlich nicht verändert werden.

Eine Änderung der Grundvergütung und des Nawaro-Bonus könnte sich jedoch daraus ergeben, dass das zusätzliche BHKW als eine zusätzliche Anlage im Sinne des EEG angesehen wird. Die Höhe der Grundvergütung und – jedenfalls zum gegenwärtigen Zeitpunkt – auch des Nawaro-Bonus⁹ sind leistungsabhängig und hängen damit davon ab, als wieviele Einzelanlagen eine Biomasseanlage angesehen wird. Wenn sich durch den Zubau des BHKW die sonstige EEG-Vergütung erhöhen würde, würde dies unbeabsichtigte Zusatzanreize für die Anlagenerweiterung setzen. Im Folgenden ist deshalb zu prüfen, welche Auswirkungen die durch die Kapazitätskomponente angereizte Anlagenerweiterung auf die sonstige leistungsabhängige Vergütung hat.¹⁰

7.1.1.1 Errichtung von Neuanlagen

7.1.1.1.1 Errichtung eines BHKW neben bestehender Biogasanlage

Bei der Errichtung von Neuanlagen, die von Anfang an für die Wahrnehmung der Kapazitätskomponente ausgelegt sind, dürfte ein Anlagenbetreiber grundsätzlich nur ein großes BHKW errichten. Damit handelt es sich immer um eine Anlage.

Es ist jedoch auch denkbar, dass der Anlagenbetreiber mehrere BHKW errichtet. Vor allem aber werden bei einer späteren Anlagenerweiterung in der Regel mehrere BHKW vorliegen, nämlich das ursprüngliche BHKW und das neu errichtete BHKW. Dabei stellt sich das Problem, wie viele Anlagen nach dem EEG vorliegen.

Ausgangspunkt der Anlagendefinition im EEG ist § 3 Nr. 1 EEG. Als Anlage gilt danach jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Aufgrund dieser Definition spricht viel dafür, dass mehrere BHKW grundsätzlich mehrere Anlagen sind. Dies soll nach Auffassung der Clearingstelle EEG grundsätzlich auch dann gelten, wenn die BHKW einen gemeinsamen Fermenter nutzen.¹¹ In der Rechtsprechung wird dies allerdings teilweise anders beurteilt.¹² Danach sollen mehrere BHKW als eine Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG gelten, wenn die BHKW einen gemeinsamen Fermenter nutzen.

Folgt man der Clearingstelle, kommt eine Verklammerung der BHKW zu einer Anlage nur nach § 19 Abs. 1 EEG in Betracht. Da davon auszugehen ist, dass die BHKW grundsätzlich auf demselben Grundstück oder in unmittelbarer räumlicher Nähe liegen, scheidet eine

⁹ Es wird allerdings gegenwärtig diskutiert, ob der leistungsabhängige Nawaro-Bonus durch eine leistungsunabhängige Rohstoffvergütung ersetzt wird.

¹⁰ Eine unmittelbare Bedeutung für die Kapazitätskomponente hat der Anlagenbegriff nur dann, wenn sich auch die Kapazitätskomponente in Abhängigkeit von der zugebauten Kapazität unterscheidet.

¹¹ Entscheidung der Clearingstelle vom 01.07.2010 (2009/12)

¹² OLG Brandenburg, Urteil vom 16.09.2010, Az. 12 U 79/10.

Verklammerung demnach nur aus, wenn zwischen der Errichtung der BHKW mehr als zwölf Kalendermonate liegen. Folgt man hingegen der Rechtsprechung, liegt immer eine Anlage vor, unabhängig von dem Zeitraum zwischen der Errichtung der einzelnen BHKW.

Da mit allen Ansichten bei einer Inbetriebnahme innerhalb von zwölf Kalendermonaten eine Verklammerung der BHKW gegeben ist, stellt sich für Neuanlagen die Frage nach dem Vorliegen mehrerer Anlagen demnach frühestens ab dem 01.01.2013 und dann auch nur in den wenigen Fällen, in denen Neuanlagen mehr als 12 Monate nach der Errichtung des BHKW erweitert werden. In diesen Fällen lässt sich aus dem jetzigen EEG unter Berücksichtigung der Rechtsprechung kein eindeutiges Ergebnis zur Verklammerung der BHKW ableiten. Es erscheint aber nicht ausgeschlossen, dass dann zwei Anlagen angenommen werden.

Für die Zwecke der Kapazitätskomponente erscheint es aber zweckmäßig, in diesen Fällen immer nur eine Anlage anzunehmen, da durch die Anlagenerweiterung keine Erhöhung der anderen Vergütungsbestandteile erreicht werden soll. Um dieses Ziel zu erreichen, müsste man den Anlagenbegriff im EEG entsprechend anpassen bzw. klarstellen. Die Einführung einer entsprechenden Sonderregelung für den Anlagenbegriff im Rahmen der Kapazitätskomponente erscheint dagegen aus unserer Sicht nicht sinnvoll und wird nicht empfohlen. Stattdessen sollten die rechtlichen Unsicherheiten beim Anlagenbegriff durch eine allgemeine Klarstellung im EEG erfolgen.

7.1.1.1.2 Satelliten BHKW

Bei der Errichtung eines zusätzlichen BHKW als Satelliten-BHKW in Ergänzung zu einer – ab dem 01.01.2012 errichteten – Neuanlage würden wohl nach vorherrschender Auffassung zwei Anlagen vorliegen, auch wenn die BHKW denselben Fermenter nutzen. Bei der anschließenden Frage der Verklammerung nach § 19 Abs. 1 EEG wäre dann zu prüfen, ob sich die Anlagen in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden. Dies dürfte nach unserer Auffassung bei den üblicherweise mit dem Begriff „Satelliten-BHKW“ umschriebenen Konstellationen regelmäßig nicht der Fall sein. Unabhängig von der Inbetriebnahme innerhalb von zwölf Monaten würden also zwei Anlagen vorliegen.

Ob nach der Rechtsprechung auch bei einem Satelliten-BHKW immer von einer Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG auszugehen ist, ist unseres Erachtens offen, aber wohl nicht überwiegend wahrscheinlich. Wenn dies nicht der Fall ist, lägen zwei Anlagen vor, sofern sich die Anlagen nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden. Die Behandlung als zwei Anlagen könnte aber hier auch gerechtfertigt sein, da nicht unerhebliche Investitionen in eine Gasleitung zur Verbindung des neuen BHKW mit dem Fermenter erforderlich sind.

7.1.1.1.3 Errichtung eines zusätzlichen BHKW neben einer Biomethananlage

Bei der Errichtung eines zusätzlichen BHKW neben einem bestehenden Biomethan-BHKW dürfte auch mit der Auffassung des OLG Brandenburg kaum noch davon auszugehen sein, dass die beiden BHKW eine Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 sind, selbst wenn beide BHKW über das Gasnetz das Gas virtuell aus dem gleichen Fermenter beziehen. Insgesamt spricht also bei mehreren Biomethan-BHKW sehr viel mehr dafür, dass mehrere Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG vorliegen. Dann kommt eine Verklammerung nur nach § 19 Abs. 1 EEG in Betracht, so dass bei einer Inbetriebnahme innerhalb von mehr als 12 Kalendermonaten mehrere Anlagen vorliegen. Das Vorliegen mehrerer Anlagen kommt für Neuanlagen frühestens ab dem 01.01.2013 in Frage.

7.1.1.2 Altanlagen

Für Altanlagen stellen sich die dargestellten Probleme der Anlagenverklammerung in ganz ähnlicher Weise. Von einer umfassenden Prüfung wurde allerdings zunächst abgesehen, da der Fokus der Kapazitätskomponente auf Neuanlagen liegt. Gleichwohl sei darauf hingewiesen, dass die Relevanz des Anlagenbegriffs für Altanlagen erheblich höher liegt, da das 12-Monats-Kriterium in § 19 EEG in der Regel nicht erfüllt sein wird und demgemäß bei Annahme mehrerer Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG eine Verklammerung nach § 19 EEG vielfach nicht in Betracht kommt.

7.1.1.3 Zwischenergebnis

- Bei einem neu errichteten BHKW neben einer bestehenden Biomasseanlage spricht viel dafür, dass es sich insgesamt um eine Anlage handelt. Bei einer Inbetriebnahme mehr als 12 Monate nach dem ersten BHKW erscheint es aber auch nicht ausgeschlossen, dass zwei Anlagen vorliegen. Das Problem stellt sich bei Inkrafttreten der Neuregelung Anfang 2012 für Neuanlagen frühestens ab dem 01.01.2013.
- Bei einem als Satelliten-BHKW errichteten zweiten BHKW spricht viel dafür, dass generell zwei Anlagen vorliegen, und zwar unabhängig davon, ob die BHKW mit einem Abstand von mehr oder weniger als zwölf Kalendermonaten in Betrieb gegangen sind.
- Bei einer Biomethananlage ist wohl davon auszugehen, dass ein neues BHKW eine zweite Anlage ist, allerdings eine Verklammerung vorliegt, wenn das BHKW innerhalb von zwölf Kalendermonaten nach dem ersten BHKW in Betrieb gegangen ist. Das Problem stellt sich bei Inkrafttreten der Neuregelung Anfang 2012 für Neuanlagen frühestens ab dem 01.01.2013.

Für die Kapazitätskomponente erscheinen die Konstellationen, in denen zwei Anlagen vorliegen, grundsätzlich problematisch. Denn dann kommt es allein durch die Errichtung eines zweiten BHKW zu einer Erhöhung der Grundvergütung bei gleich bleibender Stromerzeugung. Würde hingegen nur eine Anlage vorliegen, würde sich bei gleich bleibender Stromerzeugungsmenge die Grundvergütung nicht ändern. Denn die für die Ermittlung der Vergütung relevante Bemessungsleistung, die allein auf Grundlage der tatsächlich erzeugten Strommenge ermittelt wird, würde sich nicht ändern.

Aus der genannten Rechtslage ergeben sich für die Kapazitätskomponente verschiedene Handlungsoptionen:

- Die Effekte aus der Anlagenverklammerung könnten ohne weitere Anpassungen hingenommen werden. Dadurch würde allerdings die Anreizwirkung der Kapazitätskomponente erheblich verringert und stattdessen ein Anreiz zu Konstellationen gesetzt werden, in denen sich allein auf Grundlage der erhöhten Grundvergütung zusätzliche Einnahmen generieren lassen. Dies erscheint grundsätzlich problematisch. Allenfalls die Behandlung eines Satelliten-BHKW als weitere Anlage könnte gerechtfertigt sein, da in diesem Fall zusätzliche Investitionen in die Gasleitung anfallen.
- Eine Änderung des Anlagenbegriffs nur im Rahmen der Kapazitätskomponente erscheint nicht zweckmäßig. Sinnvoll wären hingegen generelle Überlegungen für eine Anpassung des Anlagenbegriffs im EEG, die auch die hier vorliegenden Konstellationen mit erfassen würden. Im Bereich des Anlagenbegriffs existiert nach wie vor eine Rechtsunsicherheit.

7.1.2 Inbetriebnahmebegriff

Durch die Kapazitätskomponente wird die Errichtung eines zusätzlichen BHKW und zusätzlicher Speichereinrichtungen angereizt. Dadurch stellt sich im Hinblick auf die Gesamtanlage und auf die neu errichteten Komponenten die Frage nach dem Inbetriebnahmezeitpunkt für die gesamte Anlage. Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist relevant für die Frage der Degression der Vergütungssätze sowie für den Beginn des Vergütungszeitraums und hat damit ebenfalls nicht unerhebliche Auswirkungen auf die Vergütungshöhe.

7.1.2.1 Degression

Die Degression für die EEG-Vergütung im Allgemeinen bestimmt sich gemäß § 20 EEG nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Dabei ist wohl auf den Anlagenbegriff des § 3 Nr. 1 EEG (nicht des § 19 EEG) abzustellen.

Für neu errichtete BHKW neben bestehenden Biomasseanlagen ist, wenn man mit der erwähnten Rechtsprechung des OLG Brandenburg davon ausgeht, dass mehrere BHKW als eine Anlage nach § 3 Nr. 1 EEG gelten, davon auszugehen, dass es wohl auch nur einen Inbetriebnahmezeitpunkt gibt. Dabei spricht rechtlich viel dafür, dass das Inbetriebnahmejahr des älteren BHKW relevant ist.

Wenn man mit den Argumenten der Clearingstelle EEG hingegen davon ausgeht, dass es sich bei mehreren BHKW um mehrere Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG handelt, würde sich die Degression nach dem jeweiligen BHKW richten. Zu demselben Ergebnis würde man gelangen, wenn man in entsprechender Anwendung des § 21 EEG vertritt, dass sich die Degression jeweils nach dem entsprechenden Generator richtet. Dann würden für die verschiedenen BHKW unterschiedliche Degressionssätze und demgemäß unterschiedliche Vergütungssätze gelten.

Für Satelliten-BHKW und Biomethan-BHKW ist unseres Erachtens davon auszugehen, dass zwei Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG vorliegen. Damit liegen auch zwei Inbetriebnahmezeitpunkte und damit zwei verschiedene Vergütungssätze vor.

7.1.2.2 Vergütungsbeginn

Der Vergütungsbeginn des 20-jährigen Vergütungszeitraums richtet sich gemäß § 21 EEG grundsätzlich nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Generators. Für ein später errichtetes BHKW richtet sich der Beginn des Vergütungszeitraums also nach dem Inbetriebnahmedatum dieses BHKW. Damit können sich die Vergütungszeiträume verschiedener BHKW voneinander unterscheiden. Sofern man davon ausgeht, dass mehrere BHKW unter gewissen Umständen als eine Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG gelten, könnte dies allerdings dazu führen, dass innerhalb einer Anlage verschiedene Vergütungszeiträume gelten.

7.1.2.3 Inbetriebnahmezeitpunkt für Kapazitätskomponente

Im Rahmen der Kapazitätskomponente könnte es fachlich sinnvoll sein, wenn der Beginn der Vergütung durch die Kapazitätskomponente unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt der verschiedenen BHKW gewählt wird. Dieser Ansatz kann damit begründet werden, dass die Kosten für die nicht zur Stromerzeugung genutzten Kapazitäten in jedem Jahr die gleichen Kosten verursachen (bilanzielle Betrachtung durch die Annuitäten-Methode). Für die allgemeine EEG-Vergütung wäre die Festlegung des Inbetriebnahmezeitpunkts für die Ermittlung der Vergütungshöhe und -dauer davon unberührt. Es wäre zu prüfen, ob dies vor

dem Hintergrund einer höheren Komplexität der Regelung und der Auswirkungen auf den allgemeinen Inbetriebnahmezeitpunkt zweckmäßig wäre.

7.1.2.4 Zwischenergebnis

Bei der Errichtung eines zusätzlichen BHKW neben einer bestehenden Biomasseanlage ist es unsicher, ob sich der Vergütungssatz für das neue BHKW auf das Inbetriebnahmejahr des neuen BHKW oder des alten BHKW bezieht. Bei der Errichtung eines zusätzlichen BHKW als Satelliten-BHKW oder eines zusätzlichen Biomethan-BHKW dürfte hingegen davon auszugehen sein, dass sich der Vergütungssatz nach der Inbetriebnahme des jeweiligen BHKW richtet.

Für den Beginn der 20-jährigen Vergütungsdauer ist nach § 21 EEG auf die Inbetriebnahme des Generators und damit auf den Inbetriebnahmezeitpunkt des jeweiligen BHKW abzustellen.

Grundsätzlich erscheint es aus unserer Sicht zweckmäßig, für Degression und Vergütungsdauer auf das jeweilige BHKW abzustellen. Denn für die Kosten eines BHKW macht es keinen Unterschied, ob es alleinstehend errichtet wird oder ob es neben einem bestehenden BHKW errichtet wird, das zufällig um einen bestimmten Zeitraum älter ist. Allerdings kann sich durch das Abstellen auf die Inbetriebnahme des neuen BHKW gegebenenfalls bei der Neuerrichtung eines BHKW bei gleichbleibender Stromerzeugung eine Änderung der Grundvergütung ergeben, die positive oder negative Anreize für die Anlagenerweiterung setzen kann.

7.1.3 Direktvermarktung und Marktprämie

Die Kapazitätskomponente soll nur dann beansprucht werden können, wenn der Strom aus den Biomasseanlagen direkt vermarktet wird. Die Direktvermarktung ist nach dem EEG gegenwärtig nur zulässig, wenn mindestens einen Kalendermonat der Strom ganz oder zu einem dauerhaft festen Anteil direkt vermarktet wird. Die allgemeinen Voraussetzungen der Direktvermarktung oder gegebenenfalls der Marktprämie sind auch von Biomasseanlagen einzuhalten, die die Kapazitätskomponente wahrnehmen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Höhe der Marktprämie nach den gleichen Parametern bestimmt wird wie die Höhe der EEG-Vergütung. Dies bedeutet, dass die Vergütung für den Strom aus der Biomasseanlage auch von der Anwendung des Anlagenbegriffs und des Inbetriebnahmezeitpunkts abhängt. Aus diesem Grund haben die vergütungsrechtlichen Regelungen des EEG zu Anlagenbegriff und Inbetriebnahmebegriff auch unmittelbare Auswirkungen auf die Vergütung für Biomasseanlagen in der Direktvermarktung.

7.1.4 Doppelvermarktung

Die Kapazitätskomponente kann geltend gemacht werden, wenn der Strom auf dem Strommarkt vermarktet wird. Dabei besteht grundsätzlich die Möglichkeit, den in der Biomasseanlage erzeugten Strom auch als Grünstrom zu vermarkten. Fraglich ist jedoch, ob ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot in § 56 EEG vorliegt, wenn gleichzeitig die Kapazitätskomponente wahrgenommen und der Strom als Grünstrom vermarktet wird.

Nach § 56 EEG dürfen EEG-Anlagenbetreiber, die eine gesetzliche Vergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien in Anspruch nehmen, keine Nachweise (Herkunftsnachweise oder

sonstige Grünstromzertifikate) für Strom aus EEG-Anlagen weitergeben. Damit wird eine Vermarktung als „Grünstrom“ verhindert. Bei der Kapazitätskomponente könnte man zwar unter Umständen argumentieren, dass diese keine Vergütung „für Strom aus Erneuerbaren Energien“ darstellt, da sie nicht unmittelbar für Strom gezahlt wird, sondern faktisch für eine Leistungserhöhung der Anlage und nicht für eine Strommenge. Diese Auslegung erscheint jedoch sehr fraglich. Denn Anlagen bekommen die Kapazitätskomponente nach dem vorliegenden Konzept tatsächlich für eine bestimmte Strommenge ausgezahlt. Zudem ist es Sinn und Zweck des § 56 EEG zu verhindern, dass Anlagenbetreiber, die nach dem EEG gefördert werden, nicht noch den zusätzlichen Vorteil erhalten, den Strom als Grünstrom zu vermarkten.

Eine Vermarktung von direkt vermarktetem Strom als Grünstrom unter Inanspruchnahme der Kapazitätskomponente kann deshalb rechtssicher nur bei einer Änderung der nach § 56 EEG geltenden Rechtslage erreicht werden. Dazu könnte der Anwendungsbereich des § 56 so eingeschränkt werden, dass die Vorschrift bei Inanspruchnahme der Kapazitätskomponente nicht gilt.

Diese Überlegungen gelten grundsätzlich auch für Anlagenbetreiber, die den Strom unter Inanspruchnahme der Marktprämie vermarkten. Bei der Vermarktung mit der Marktprämie stellt sich jedoch noch zusätzlich die Frage, inwieweit allgemein mit der Marktprämie geförderter Strom überhaupt als Grünstrom vermarktet werden darf. Dies ist eine Frage der Ausgestaltung der Marktprämie und ist im Rahmen des Projekts zum EEG-Erfahrungsbericht untersucht worden.

7.2 Abstimmung mit dem Genehmigungsrecht

7.2.1 BauGB

Im für die Genehmigung einer Biomasseanlage zentralen Baurecht enthält § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB eine Privilegierung für Biomasseanlagen im Außenbereich. Danach sind Biomasseanlagen, deren installierte elektrische Leistung 0,5 MW nicht überschreitet, regelmäßig bauplanungsrechtlich zulässig, während Anlagen mit einer höheren installierten elektrischen Leistung nur ausnahmsweise im Einzelfall zugelassen werden können.

Die Kapazitätskomponente will anreizen, dass bei gleichbleibender Stromerzeugung die installierte Leistung erhöht wird und damit erheblich über der tatsächlichen Jahresdurchschnittsleistung der Anlage liegt. Für die zahlreichen Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung im Bereich knapp unter 500 kW bedeutet dies, dass bei einer Erhöhung der installierten Leistung über die Kapazitätskomponente die bauplanungsrechtliche Privilegierung entfällt, obwohl die Jahresdurchschnittsleistung bzw. die jährlich erzeugte Strommenge gleich bleibt. Nur in wenigen Fällen dürfte eine Baugenehmigung auch nach Wegfall der Privilegierung – auf Grundlage von § 35 Abs. 2, 3 BauGB – erteilt werden können. Dies bedeutet, dass die Anlagen bis 500 kW im Außenbereich, die etwa 70 % der Biomasseanlagen ausmachen, die Kapazitätskomponente faktisch in vielen Fällen nicht wahrnehmen können.

Um die Kapazitätskomponente für bestehende Anlagen mit einer installierten Leistung bis 500 kW zu öffnen, müsste demgemäß § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB geändert werden. Hierfür wäre denkbar, den Bezug auf die installierte Leistung durch einen Bezug auf die tatsächliche Jahresdurchschnittsleistung zu ersetzen. Außerdem könnte nur die Verwendung einer

bestimmten Menge von Biomasse entsprechend der Jahresdurchschnittsleistung von 0,5 MW zugelassen werden.

Mit dem Bezug auf eine bestimmte Biomassenmenge würde die bestehende Vorschrift in § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB stärker geändert, da ein Leistungsbezug völlig entfallen würde. Außerdem würde dies komplexe Berechnungen erfordern, die im Einzelfall missbrauchsanfällig sein könnten. Deshalb wird dieser Vorschlag insgesamt als weniger sinnvoll erachtet.

Daher erscheint es zweckmäßiger, den Begriff der installierten Leistung durch einen Bezug auf die Jahresdurchschnittsleistung zu ersetzen. Konkret könnte die bestehende Vorschrift in § 35 Abs. 1 Nr. 6 d) BauGB etwa durch die Voraussetzung ersetzt werden, dass „die Jahresdurchschnittsleistung (Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres) 0,5 MW nicht überschreitet“. Unter Berücksichtigung des Sinns und Zwecks der Leistungsbeschränkung in § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB erscheint eine solche Änderung auch unproblematisch, da die Anlagen insgesamt nicht mehr Strom erzeugen und damit auch insgesamt keine höheren Belastungen für die Umgebung mit sich bringen. Die Errichtung eines zusätzlichen BHKW löst auch – insbesondere im Vergleich zur Errichtung einer neuen Biogaserzeugungsanlage – kaum zusätzlichen Flächenbedarf aus.

Durch einen Bezug auf die Jahresdurchschnittsleistung würde die Baugenehmigung zwar von der tatsächlichen Stromerzeugung abhängen, und damit von einer Tatsache, die sich im Verlauf des Betriebs der Anlage ändert. Dies dürfte jedoch unproblematisch sein, da sich eine Reihe der Voraussetzungen in § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB auf betriebsbezogene Voraussetzungen bezieht, wie etwa die Herkunft der Biomasse. Eine Kontrolle über die Einhaltung der Voraussetzungen könnte die Behörde durch eine entsprechende Nebenbestimmung zur Genehmigung sicherstellen, wonach der Anlagenbetreiber etwa die Jahresleistung an die Behörde mitteilt oder gegebenenfalls entsprechende Belege darüber vom Netz-/Messstellenbetreiber über die eingespeisten Strommengen vorlegt.

7.2.2 BImSchG

Im Rahmen des BImSchG spielt die Leistung der Anlage insbesondere im Rahmen der Genehmigungsbedürftigkeit eine Rolle. Biomasseanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung ab 1 MW sind nach BImSchG zu genehmigen, während Biomasseanlagen mit einer Leistung darunter nach den einzelnen Fachgesetzen, insbesondere dem BauGB, genehmigt werden. Durch die Erhöhung der installierten elektrischen Leistung einer Anlage zur Wahrnehmung der Kapazitätskomponente dürfte sich in der Regel auch die Feuerungswärmeleistung erhöhen. Es wäre zu prüfen, ob und inwieweit dadurch ein gesetzlicher Anpassungsbedarf besteht.

Quellenverzeichnis

- [ASUE 2005] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): BHKW-Kenndaten 2005, 2005
- [ASUE 2011] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): BHKW-Kenndaten 2011, 2011
- [BImSchV] Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, 8. Juni 2005
- [Bine 2005] Fisch, Bodmann, Kühl, et al., WÄRMESPEICHER - Bine-Informationspaket, 4. Auflage, TÜV-Verlag, 2005
- [DBFZ 2010] Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) Leipzig: Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht März 2010
- [DLR 2010] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“, Dezember 2010
- [FAL 2005] Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2005
- [FNR 2005] Leipziger Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE), Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, hrsg. v. der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2005
- [FNR 2009] Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI) / Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik: Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich, hrsg. v. der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2009
- [GasNZV 2008] Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierung und der Stromnetzentgeltverordnung, 8. April 2008
- [Hubenst. 1989] Hubensteiner, et al.: Schutztechnik in elektrischen Netzen, Berlin VDE-Verlag 1989
- [IBU 2009] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Informationszentrum für betrieblichen Umweltschutz (IBU): [<http://www.umweltschutz-bw.de/?lvl=427>]; Stand:März 2009

- [IE 2008] Leipziger Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Stromerzeugung aus Biomasse, 2008
- [ISET 2009] ISET e.V., et al.: Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009, Juli 2009
- [IUTA 2002] Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V. (IUTA): PREISATLAS - Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung, Duisburg, 2002
- [Jung 2008] Jung, Müller: Teillast oder Takten? - Effizientes Lastmanagement für Blockheizkraftwerke von Biogasanlagen, BWK 60, Nr. 6, 2008
- [KTBL 2007] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL): Faustzahlen Biogas, hrsg. v. KTBL, FNR Darmstadt, 2007
- [Matthes 2011] Matthes, Ziesing: Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen Band 3: Analyse der Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen, Januar 2011
- [Pfeiffer 2009] Pfeiffer Elektromotoren GmbH: Drehstromtransformatoren DTS und MKD, <http://www.elektromotoren.at/tab1201.php>; Stand: März 2009
- [Sattler 2008] Sattler AG: Richtpreise für 3/4-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher 2008, unveröffentlichte Angaben - E-Mail von Georg Feldbacher vom 10.09.08

Anhang Kosten der Anlagenerweiterung

Folgende Kostenannahmen stammen aus dem Abschlussbericht zur Entwicklung des Kombikraftwerksbonus [ISET 2009] und wurden teilweise angepasst.

Kosten der Anlagenerweiterung: Investitionskosten

Kostenannahmen für BHKW:

Als Konversionsaggregate für Biogas und Biomethan wird von Gas-Otto-Motoren ausgegangen. Zur Berechnung der BHKW-Investitionskosten wurden die Kostenfunktionen nach [ASUE 2005] verwendet. Die Kostenfunktionen unterscheiden Biogas-BHKW und Erdgas-BHKW (für Biomethan). Die angenommenen Kosten der einzelnen Anlage berücksichtigen insbesondere den Motor, Schalldämpfer, Katalysator, Schmierölversorgung, Schaltschrank, Be- und Entlüftung, Transport und Montage und die Inbetriebnahme. Die Preise pro Anlage werden um rund 40 % bei Anlagen kleiner 1000 kW und um rund 50 % bei Anlagen größer 1000 kW nach oben korrigiert. Die ggf. notwendigen Lärmschutzmaßnahmen, die Abgasführung und die Planungskosten nach HOAI sind mitberücksichtigt. Als Standzeit der Biogas-BHKW werden 45.000 Volllaststunden bis zur Generalüberholung angenommen. Bei Biomethan-BHKW werden 50.000 Volllaststunden bis zur Generalüberholung angenommen. Die Wartungsverträge von Biomethan-BHKW sind bereits auf einen wärmegeführten Taktbetrieb ausgelegt, so dass davon auszugehen ist, dass sich durch einen netzgeführten Taktbetrieb die Standzeiten nicht weiter verkürzen.

Begründung der Kostenannahmen für BHKW:

Als Konversionsaggregate für Biogas werden Gas-Otto-Motoren, Zündstrahl-Motoren und Mikrogasturbinen eingesetzt. Da Gas-Otto-Motoren den größten Teil der installierten Anlagenleistung ausmachen [IE 2008], wird für die Berechnungen von diesem BHKW-Typ ausgegangen.

Im Rahmen des Projekts „Kombikraftwerksbonus“ [ISET 2009] wurde mit den Erfahrungen aus der Praxis des Projektpartners BET GmbH ein Korrekturfaktor für die Kostenfunktion nach [ASUE 2005] ermittelt, sodass bei Anlagen kleiner 1000 kW rund 40 % und bei Anlagen größer 1000 kW rund 50 % zusätzlich zu den Preisen aus der Kostenfunktion kalkuliert wurden. Die ermittelten BHKW-Preise fanden auch in diesem Projekt im Austausch mit Mitarbeitern des BMU Zustimmung.

Die neue Kostenfunktion nach [ASUE 2011] sollte die bisherigen Annahmen auf Basis der bisherigen Kostenfunktion nach [ASUE 2005] ersetzen. Die berechneten BHKW-Preise nach der neuen Kostenfunktion nach [ASUE 2011] liegen für Anlagen kleiner 500 kW etwa auf gleicher Höhe wie nach der alten Kostenfunktion nach [ASUE 2005], für Anlagen größer 500 kW ist der Preisanstieg deutlich geringer (vgl. Abbildung 49). Für größere Anlagen neigt die Kostenfunktion dazu, die Kosten zu unterschätzen. Die Kostenfunktion für Erdgas-BHKW tendiert bei größeren Anlagen in Richtung der niedrigsten Stützpunkte. Die Kostenfunktion für Biogas-BHKW liegt unterhalb der Stützpunkte für größere Anlagen. Aus diesen Gründen werden für die Ermittlung der BHKW-Preise die Kostenfunktionen nach [ASUE 2005] mit den aus der Praxis erfahrenen Korrekturfaktoren weiterverwendet.

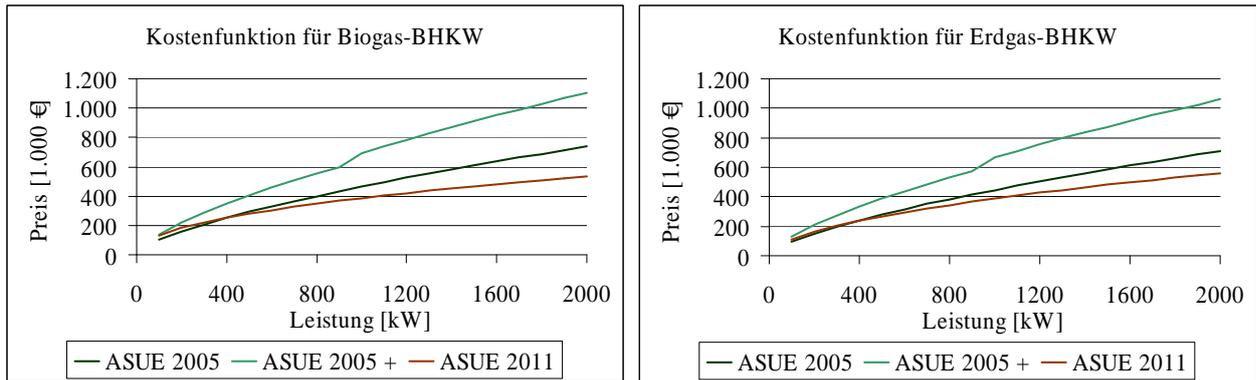


Abbildung 49: Vergleich der BHKW-Preise entsprechend den Kostenfunktionen „ASUE 2005“ nach [ASUE 2005], „ASUE 2005 +“ mit Korrekturfaktoren aus Praxiserfahrung und „ASUE 2011“ nach [ASUE 2011] für Biogas- und Erdgas-BHKW

Die Angaben zu Standzeiten von BHKW variieren bei den einzelnen Herstellern. Zudem ist die Lebensdauer stark von der Gasqualität abhängig¹³. Als mittlerer Wert werden 45.000 Betriebsstunden angenommen bis eine Generalüberholung des Motors notwendig ist.¹⁴ Zur Lebensdauer von BHKW bei Taktbetrieb sind keine verlässlichen Angaben zu finden [Jung]. Einerseits führt die wechselnde thermische Belastung zu einer Verringerung der Betriebsstunden. Andererseits können die BHKW durch die geringere Betriebsdauer pro Tag über mehr Jahre betrieben werden und diese Belastungen sind bereits in den Garantieleistungen der Hersteller in der Angabe der Standzeiten berücksichtigt. In der Praxis wird näherungsweise von einer Stunde Lebensdauerverlust pro Start ausgegangen. Wegen der großen Bandbreite der Betriebsstunden von BHKW werden diese Verluste nicht weiter berücksichtigt. Betriebsstunden werden näherungsweise als Volllaststunden angenommen. Prinzipiell ist nach geleisteten Betriebsstunden eine Generalüberholung des Motors möglich. Bislang wurden im Biogasbereich die BHKW meist ausgetauscht [FNR 2005]. Zukünftig kann jedoch davon ausgegangen werden, dass eine Generalüberholung zum Standard wird. Als Abschreibungszeit für die BHKW wird die Lebensdauer bis zur Generalüberholung, jedoch höchstens 15 Jahre, angenommen¹⁵. Dadurch verbleibt ein Restwert nach Ablauf der 10 Jahre Förderung durch die Kapazitätskomponente.

Kostenannahmen für Gasspeicher:

Für die Berechnungen wurde anlagenunabhängig von einer Investition in einen externen 3/4-Kugel-Doppelmembran-Speicher ausgegangen. Dazu wurden von der Firma Sattler Richtpreise¹⁶ von 35.000 – 120.000 € angegeben (für 480 – 5.360 Nm³ Speichergröße) [Sattler 2008]. Zusätzlich wurden leistungsabhängig für die Peripheriegeräte und die Installation¹⁷ Kosten von 15.000 bis 25.000 € veranschlagt. Aus den Angaben wurde eine Exponentialfunktion als Kostenfunktion für einen Gültigkeitsbereich von 480 Nm³ bis 3510 Nm³ erstellt, um größenabhängig die Kosten von Gasspeichern anzunähern. Für größere Gasspeicher wurde eine lineare Interpolation als annähernde Kostenfunktion angenommen. Gasspeicher sind insbesondere bei neuen Anlagen schon vorhanden, sodass das zusätzlich benötigte Volumen des Gasspeichers mit der vollständigen Speicherung der Gasproduktion

¹³ Biogas aus Gülle-Anlagen besitzt einen höheren Schwefelanteil als bei NaWaRo-Anlagen. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor besteht in der verpflichtenden Gasaufbreitung durch z. B. Aktivkohle bei Biogasanlagen, die nach BImSchG genehmigt sind, im Rahmen der Einführung des Formaldehydbonus im EEG 2009.

¹⁴ Für Gasmotoren werden in der Literatur Lebensdauern von 30.000 bis 60.000 Betriebsstunden angegeben [ASUE 2005] [KTBL 2007].

¹⁵ VDI 2067

¹⁶ Richtmeister-Montage, nicht enthalten sind Kosten für Mannschaft und Kran

¹⁷ Kosten für Fundament, Gasleitung, Kondensatabscheider, Kran, Mannschaft

über einen Zeitraum von 10 Stunden¹⁸ bei einer durchschnittlichen Gasbildungsrate von 0,53 Nm³/kWh_{el}¹⁹ für NaWaRo-Anlagen bemessen wird. Für Biomethan-BHKW am öffentlichen Gasnetz entfallen die Kosten für einen Gasspeicher, bedingt durch den mit der Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) [GasNZV 2008] vorgegebenen Flexibilitätsrahmen und der täglichen Bilanzierung für die Ein- und Ausspeisung für Biogas. Für Biomethan-BHKW am öffentlichen Gasnetz fallen höhere Kosten durch einen höheren Leistungspreis bei der Gasausspeisung von ca. 33,5 €/kW/a an. Zusätzlich wird ein Baukostenzuschuss zur Erweiterung einer Anschlussleitung von 7.500 € angenommen.

Begründung der Kostenannahmen für Gasspeicher:

Zu den am meisten verbreiteten Bauformen für Gasspeicher gehören Doppelmembran-Speicher (Niederdruck) und drucklose Folienkissenspeicher. Doppelmembran-Speicher können zum einen auf bestehenden Gärreste-Lagern installiert werden, zum anderen unabhängig von den Anlagenbedingungen extern errichtet werden. Folienkissenspeicher bieten sich an, wenn auf dem landwirtschaftlichen Betrieb freie Gebäude vorhanden sind [FNR 2005].

Einige BGA verfügen bereits über einen kleinen Gasspeicher als Puffer für den Fall, dass Unregelmäßigkeiten im Betrieb auftreten (Schwankungen der Gasproduktion, Ausfall des BHKW). Die durchschnittliche Speicherkapazität vorhandener Gasspeicher ist die vollständige Speicherung der Gasproduktion über 4 Stunden [FAL 2005].

Die Störfallverordnung wurde in der Kostenberechnung nicht berücksichtigt [BImSchV]. In der Störfallverordnung wird eine Mengenbegrenzung von 10.000 kg (Grundpflichten) und 50.000 kg (erweiterte Pflichten) für hochentzündliche Stoffe festgelegt. Zusätzliche Kosten für Sicherheitstechnik entstehen somit nur für große Biogasanlagen (ca. > 1 MW_{el}) [IBU 2009].

Im Zusammenhang mit dem Gasnetzanschluss bei der Biomethan-Ausspeisung fallen durch das zusätzliche BHKW weitere Kosten durch die Verlegung eines neuen Anschlusses oder durch Ausbaumaßnahmen an. Letztere hat der Anschlussnehmer zu 50 % im Rahmen eines Baukostenzuschusses zu tragen. Diese Kosten werden pauschal mit 7.500 € angenommen. Im Rahmen der Gasnetzentgelte fallen höhere Kosten im Teilkostenbereich des Leistungspreises an. Diese können von Region zu Region stark variieren und werden pauschal mit 33,5 €/kW/a angenommen.

Kostenannahmen für Wärmespeicher:

Zur Berechnung der Investitionskosten wird die Kostenfunktion nach [IUTA 2002] verwendet. Nach [IUTA 2002] sind zwei Korrekturfaktoren für Material und Speicherdruck vorgesehen. In Abstimmung mit der BET GmbH wurde im Projekt „Kombikraftwerksbonus“ [ISET 2009] ein zusammengefasster Korrekturfaktor in Höhe von 2,3 verwendet. Nach Angaben aus dem Bereich der Solarthermie ist von zusätzlich 20 % der Investitionskosten für die Installation und Peripheriegeräte²⁰ auszugehen. Das benötigte Volumen ergibt sich aus der thermischen Leistung des BHKW (entspricht näherungsweise der elektrischen Leistung), dem Temperaturunterschied des Speichers (50 K [Bine 2005]) und der Fahrweise der Anlage.

Begründung der Kostenannahmen für Wärmespeicher:

Der Gültigkeitsbereich der Formel nach [IUTA 2002] beläuft sich bis 20m³. Durch die teilweise hohen thermischen Leistungen der BHKW ergeben sich notwendige

¹⁸ Es werden 12 Stunden Gasspeicherzeit benötigt, 2 Stunden werden als bereits vorhanden und frei verfügbar angenommen, 10 h müssen zusätzlich geschaffen werden.

¹⁹ Eigene Berechnungen nach [KTBL 2007]: el. Wirkungsgrad: 38%, Methangehalt Biogas: 50%, Heizwert Methan: 10 kWh/Nm³

²⁰ Fundament, Wärmetauscher, Leitungen, Regelungstechnik

Speichervolumina, die deutlich über den Standardausführungen für Warmwasserspeicher liegen. Die Formel wird näherungsweise auch auf größere Speicher übertragen, da es sich auch weiterhin um Kurzzeitspeicher handelt. Bei größeren Speichervolumina können mehrere Speicher oder auch Sonderanfertigungen installiert werden. Die Kostendegression mit zunehmender Speichergröße wird fortgesetzt, da Preisnachlässe und Synergieeffekte bei mehreren bzw. größeren Speichern angenommen werden. Die Wärmeverluste bei der Speicherung bis zu einem Tag sind vernachlässigbar [Bine 2005].

Kostenannahmen für die Verstärkung der Netzanschlussleistung:

Vereinfacht wird angenommen, dass ein zusätzlicher Transformator mit einer Leistung in Höhe der zusätzlichen elektrischen Leistung der BGA installiert werden muss. Es wurden die leistungsabhängigen Richtpreise des Herstellers Pfeiffer [Pfeiffer 2009] verwendet. Die Kosten für die Installation und die Peripheriegeräte wurden mit 20 % der Investition für den Transformator veranschlagt.

Kostenannahmen für die übergeordnete Steuerung:

Zusätzlich zu den genannten Investitionen fallen Kosten für die Installation einer Anlagensteuerung an. Dafür werden 3 % der Investitionskosten für das BHKW veranschlagt [Hubenst. 1989]. Die Kosten der übergeordneten Steuerung einer Anlage, die mit gasförmiger Biomasse betrieben wird, schließen die Kosten der Steuerungseinheiten für BHKW, messtechnische Erfassung der Daten für Gasspeicher und Wärmespeicher, einen leistungsgenauen Stromzähler und Schutztechnik mit ein.

Kostenannahmen für die Genehmigung:

Für die Genehmigung werden folgende (zusätzliche) Kostenpauschalen angenommen:

- 3.000 € bei 150 kW Bemessungsleistung
- 8.000 € bei 500 kW Bemessungsleistung
- 10.000 € bei 1000 kW Bemessungsleistung

Kostenannahmen für den Aufstellraum:

Für biogasbetriebene BHKW-Standorte wird eine Containerlösung für das zusätzliche BHKW angenommen. Der Container selbst und die Installation der Technik in dem Container wird abhängig von der BHKW-Größe mit folgenden Sätzen angenommen:

- 10.000 € für 250 kW installierte Leistung
- 15.000 € für 800 kW installierte Leistung
- 20.000 € für 1600 kW installierte Leistung

Für biomethanbetriebene BHKW wird an den Standorten eine Raummiete von 7,50 €/m²/Monat in den Betriebskosten angenommen. Der Raumbedarf wird wie folgt abgeschätzt: 20 m² für 250 kW, 30 m² für 800 kW und 40 m² für 1600 kW installierte Leistung

Kosten der Anlagenerweiterung: Betriebskosten

Kostenannahmen für zusätzliche Arbeitszeit:

Durch die Betreuung zusätzlicher BHKW und Speicher und durch den Taktbetrieb fällt zusätzliche technische Arbeitszeit vor Ort an, welche mit durchschnittlich 1 h pro Tag und 30 €/h brutto veranschlagt wird.

Kostenannahmen für Wartung und Reparatur:

Für die Wartungs- und Reparaturkosten aller zusätzlichen Bauteile werden jährlich 1,5 % der Gesamtinvestitionskosten angerechnet [KTBL 2007]. Aufgrund des Taktbetriebs wird von einem höheren Wartungsaufwand ausgegangen. Es werden 1 % der Investitionskosten des BHKW als zusätzliche jährliche Wartungskosten angesetzt.

Kostenannahmen für Versicherung:

Für die Versicherung der Bauteile werden jährlich 0,5 % der Investitionskosten angerechnet [KTBL 2007].