



Branchenkompass:
Biomethan in KWK.

Impressum.

Herausgeber.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Regenerative Energien
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65-600
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699
Internet: www.dena.de

Druck.

Bloch & Co, Berlin

Bildnachweis.

Titelbild: Montage / sxc.hu
Bilder: S. 4, 6, 16 / 123rf.com

Stand: 11/2013

Alle Rechte sind vorbehalten.

Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



BMU-Förderprogramm
Energetische
Biomassenutzung

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

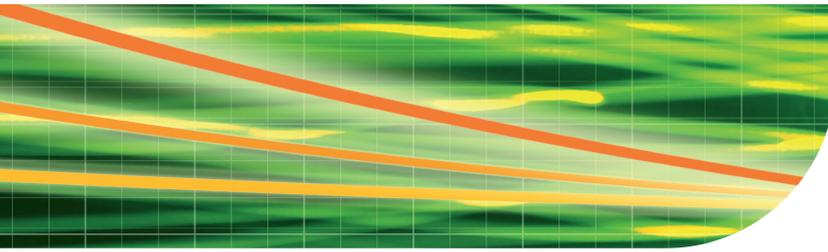
Verbundpartner:



Fraunhofer
IWES



Fraunhofer
UMSICHT



Inhalt.

1. Einleitung: Der Branchenkompass.	5
2. Den Markt verstehen.	7
2.1 Vorteile von Biomethan.	7
2.2 Wieviel, woher, was kostet es?	7
2.3 EEG-Vergütung und Direktvermarktung – beides geht!	11
3. Das Biomethan-BHKW realisieren.	17
3.1 Konzept entwickeln.	17
3.2 BHKW auf die Wärmesenke auslegen.	19
3.3 Wirtschaftlichkeit prüfen: Kosten und Erlöse.	22
3.4 Wirtschaftlichkeit bewerten: erforderlicher Wärmepreis.	24
4. Die nächsten Schritte.	27
4.1 Leitfaden „Biomethan in BHKW – direkt“ lesen.	27
4.2 Experten befragen.	27



1. Einleitung: Der Branchenkompass.

Warum ein Branchenkompass?

Biomethan ist ein erneuerbarer Energieträger, der erst in den vergangenen Jahren in den Fokus der Energiewirtschaft gerückt ist. Die attraktiven Geschäftsmodelle, die mit Biomethan realisiert werden können, sind jedoch bislang nur zum Teil im Markt bekannt und etabliert. Ein Grund dafür ist die Komplexität des Biomethanmarkts, der etliches Vorwissen erfordert. Der vorliegende Branchenkompass informiert daher komprimiert und anschaulich über die Möglichkeiten beim Einsatz von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und beschreibt Schritt für Schritt das Vorgehen für eine erfolgreiche Umsetzung eines Biomethan-Blockheizkraftwerks (BHKW). Erste Erfahrungen aus der Direktvermarktung und der Anlagenflexibilisierung zeigen neue Betriebskonzepte und Erlösmöglichkeiten für KWK-Anwendungen auf. Der Branchenkompass stellt eine Ergänzung zum „Leitfaden Biomethan-BHKW – direkt“ dar, der neben zahlreichen Daten und Kennwerten auch praktische Tipps der beteiligten Praxispartner enthält und durch ausführlich dargestellte Fallbeispiele eine große Bandbreite an Umsetzungsvarianten aufzeigt.

Hintergrund.

Dieser Broschüre zugrunde liegt das von der Deutschen Energie-Agentur (dena) initiierte Vorhaben „Entwicklung, Umsetzung und Kommunikation eines Leitfadens für mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomethan“. Das Projekt wurde mit freundlicher Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen des Programms „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassennutzung“ gefördert. Wissenschaftliche Verbundpartner sind die Institute Fraunhofer IWES und Fraunhofer UMSICHT. Zudem wurde das Vorhaben durch zahlreiche Experten aus der Praxis unterstützt.



2. Den Markt verstehen.

2.1 Vorteile von Biomethan.

Der Begriff Kraft-Wärme-Kopplung bezeichnet die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische bzw. elektrische Energie und nutzbare Wärme. Da Biomasse eine begrenzte und vielseitig verwendbare Ressource ist, besitzt deren effiziente Verwendung hohe Priorität.

Auch aus der Perspektive des Klimaschutzes ist die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz eine besonders vielversprechende Nutzungsform. Der Einsatz von Biomethan in BHKW besitzt aufgrund einer 100-prozentigen Wärmenutzung und der Verdrängung des kohlelastigen Strommixes in Deutschland sehr hohe Treibhausgaseinsparpotenziale.

Darüber hinaus bietet die Infrastruktur des Erdgasnetzes als Speichermedium besonders gute Voraussetzungen, die Stromerzeugung aus Biomethan so zu steuern, dass dadurch die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgeglichen wird. Ohne großen Aufwand können BHKWs für diese Aufgaben ertüchtigt werden und einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemintegration erneuerbarer Energien leisten.

2.2 Wie viel, woher, was kostet es?

Biomethanpotenzial.

Seit 2006 die erste Biomethananlage ans deutsche Gasnetz angeschlossen wurde, haben bis Ende 2012 115 weitere Einspeiseanlagen den Betrieb aufgenommen. 2012 wurden bereits 4,5 TWh_{HS} Biomethan eingespeist (siehe Abbildung 1). Mit den in Planung und Bau befindlichen Biomethananlagen dürfte deren Zahl in den kommenden Jahren auf etwa 180 ansteigen. Dass damit das Ausbaupotenzial noch lange nicht erschöpft ist, zeigt das Rohgaspotenzial der fast 8.000 Biogasanlagen in Deutschland.

Aktuell erzeugen deutsche Biogasanlagen rund 50 TWh_{HS} Rohbiogas pro Jahr, das vielerorts mangels guter Wärmekonzepte sowohl energetisch als auch ökonomisch ineffizient genutzt wird. Durch Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz könnten hier zukünftig nennenswerte Effizienzsteigerungspotenziale erschlossen werden. Dank dieser räumlichen und zeitlichen Entkopplung von Produktion und

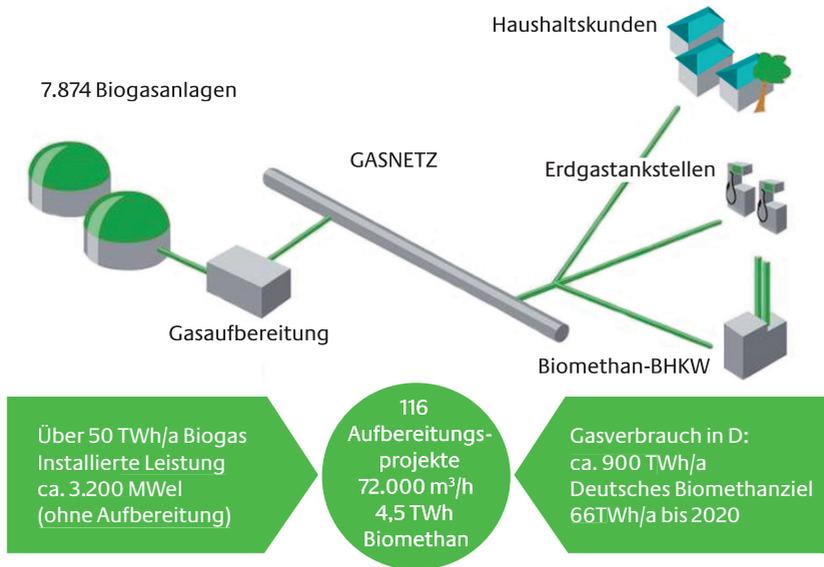


Abbildung 1: Biomethanmarkt, Mengen und Ziele
 (alle Angaben sind Brennwert-bezogen)
 (Quellen: dena 2013; Fraunhofer IWES 2013; AG Energiebilanzen e.V. 2013; BNetzA 2013).

Nutzung sowie der Zwischenspeicherung in der vorhandenen Infrastruktur des Gasnetzes eignet sich Biomethan hervorragend, eine grundlegende Herausforderung der Energiewende, nämlich die Speicherung und bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien, zu meistern.

Damit ist und bleibt Biomethan ein Energieträger mit Zukunftspotenzial. Wenngleich die Marktentwicklung darauf hindeutet, dass das Einspeiseziel der Bundesregierung von sechs Milliarden Normkubikmetern (ca. 66 TWh_{HS}) im Jahr 2020 nicht realisiert wird, so wächst der Markt dennoch kontinuierlich.

Biomethan ist nicht gleich Biomethan.

Man unterscheidet Biomethan hauptsächlich nach den bei der Erzeugung eingesetzten Rohstoffen. Bei Biomethan aus biogenen Abfällen und Reststoffen spricht man von Reststoff-Biomethan. Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen wie beispielsweise Mais wird als NawaRo-Biomethan bezeichnet. Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) werden Substrate, deren Einsatz unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten besonders wertvoll ist, höher vergütet. Dazu zählen beispielsweise Wildblumen oder Schweinegülle.

Physikalisch und bilanziell – der Transport.

Da Biomethan aufbereitetes Biogas mit Erdgasqualität ist, kann es in das Erdgasnetz eingespeist und über dieses verteilt werden. Der Biomethantransport unterliegt damit weitestgehend den Mechanismen und Regeln des Erdgastransportes und wird wie dieser bilanziell abgewickelt.

Die physikalische Ebene umfasst zum einen die Einspeisung von Biomethan an der Biomethanaufbereitungsanlage. Dazu schließen Anlagen- und Netzbetreiber einen Netzanschlussvertrag, welcher sämtliche technischen Anschlussparameter und Qualitätsanforderungen regelt. Die Ausspeisung im jeweiligen Netzgebiet ist der für BHKW-Betreiber relevantere Teil der physikalischen Ebene. Das BHKW ist an das örtliche Gasnetz anzuschließen, und sofern der Gasnetzbetreiber nicht auch der Energieversorger ist, ist ein Lieferantenrahmen- bzw. Ausspeisevertrag zwischen Biomethanlieferant und Netzbetreiber zu schließen.

Auf der bilanziellen Ebene findet der Biomethantransport zur Ausspeisestelle am BHKW statt. Die ins Gasnetz eingespeisten Mengen werden in den Bilanzkreis des Biomethanlieferanten übertragen. Diesem virtuellen Konto wird der Zähler am BHKW zugeordnet. Bei physikalischer Ausspeisung am BHKW laufen die Mengen über den Zähler und verlassen den Bilanzkreis.

Privileg von Biomethan: Bilanzkreisflexibilität.

§ 35 der Gasnetzzugangsverordnung ermöglicht im Einspeise-Bilanzkreis eine Flexibilität von 25 Prozent des physisch jährlich eingespeisten Biomethanvolumens. Das bedeutet, dass die Gesamtbilanz unterjährig um 25 Prozent nach oben oder unten abweichen darf (erweiterter Bilanzausgleich). Durch Ausnutzen dieser Flexibilität zum Ausgleich von Schwankungen in der Abnahme kann der Bezug von kostenintensiver Ausgleichsenergie verringert und der Biomethanpreis gesenkt werden.

Und was kostet es?

Die Kosten für die Biomethanherzeugung sind aufgrund langfristiger Substratlieferverträge in der Regel relativ stabil und heben sich dadurch von den volatilen Märkten fossiler Energieträger ab. Biomethan kann deshalb auch langfristig zu fest kalkulierbaren Preisen bezogen werden.

Die üblichen Laufzeiten von Biomethanlieferverträgen sind:

- Kurzfristig/Spotmengen: < 1 Jahr
- Mittelfristig: 1 – 5 Jahre
- Langfristig: 5 – 10 Jahre, vereinzelt > 10 Jahre

Für typische Biomethanqualitäten (100 Prozent Einsatzstoffvergütungskategorie I, EEG 2012 und Gasaufbereitungsbonus i. H. v. 3 Ct/kWh_{HS}) liegt der Preis mit Stand August 2013 für kurzfristige Lieferungen bei 7,0 bis 7,1 Ct/kWh_{HS}. Bei Lieferverträgen über einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren wird diese Biomethanqualität aktuell zu Fixpreisen von 7,3 bis 7,6 Ct/kWh_{HS} angeboten. Gasqualität, Liefermenge und -ort sowie die Flexibilität in der Belieferung können auf die dargestellten Preise erheblichen Einfluss nehmen (siehe Tabelle 1).

	Kategorie	Preis/Kosten (Ct/kWh _{HS})
Biomethanpreis fix	Kurzfristig < 1 Jahr	7,0 – 7,1
	Langfristig: 10 Jahre	7,3 – 7,6
Transportkosten	Netzentgelte	0,2 – 0,8
	Konzessionsabgabe	max. 0,03
	Regel- und Ausgleichsenergieumlage	0,06 – 0,12*

*Tabelle 1: Biomethanpreise und Transportkosten
(Quellen: Erfahrungswerte Praxispartner; NetConnect, 2013; Gaspool, 2013).*

** Aufgrund von Überschüssen erheben Gaspool und NetConnect für die restliche Umlageperiode keine Regel- und Ausgleichsenergieumlage. Dies stellt aber nur eine Momentaufnahme dar, weshalb in Tabelle 1 die als realistisch eingestufteten Werte vom August 2013 herangezogen wurden.*

Für den Transport des Biomethans über das Erdgasnetz entstehen Kosten, die zu den beschriebenen Biomethanpreisen hinzugerechnet werden müssen. Die Netzentgelte für die Nutzung des örtlichen Erdgasnetzes und vorgelagerter Netze machen dabei den größten Anteil aus. Diese können sehr unterschiedlich ausfallen und liegen derzeit zwischen 0,2 und 0,8 Ct/kWh_{HS}. Zusätzlich können die Netzbetreiber Gebühren für Regel- und Ausgleichsenergie erheben, welche in vielen Fällen vermeidbar sind. Hinzu kommen Konzessionsabgaben an Gemeinden, die aber wie die Regelenergieumlage vergleichsweise gering sind.

Biomethanpreise: Brennwert statt Heizwert!

Biomethanpreise beziehen sich analog zu Erdgas immer auf den Brennwert und nicht auf den Heizwert und werden daher in Ct/kWh_{HS} oder €/MWh_{HS}) angegeben. Häufig wird bei der Auslegung eines BHKWs der jährliche heizwertbezogene Gasbedarf nicht auf den Brennwert umgerechnet. Der Brennstoffbedarf und somit die Betriebskosten werden dadurch oft falsch bewertet.

2.3 EEG-Vergütung und Direktvermarktung – beides geht!

EEG-Vergütung – bekannt und bewährt.

Ziel des EEGs ist es, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 Prozent zu erhöhen. Um dieses Ziel zu erreichen, verpflichtet das EEG Stromnetzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig an ihr Netz anzuschließen und möglichst die gesamte Stromerzeugung abzunehmen.

Das EEG in seiner aktuellen Fassung gilt grundsätzlich nur für Anlagen, die seit dem Januar 2012 in Betrieb genommen werden. Für Anlagen, die bereits vor diesem Datum in Betrieb genommen worden sind, gelten die Vergütungsvorschriften des EEGs 2009, EEGs 2004 oder EEGs 2000. Bedeutung hat dies in der Praxis insbesondere für BHKWs, die zunächst mit Erdgas betrieben wurden und eine Vergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz erhalten haben und nach Auslaufen dieser Förderung auf den Betrieb mit Biomethan umgestellt werden.

Nachweisführung gegenüber dem Stromnetzbetreiber.

Im Rahmen des EEGs gilt: Derjenige, der Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung einsetzt und für den erzeugten Strom die EEG-Vergütung beansprucht, muss nachweisen, dass die Voraussetzungen für diesen Anspruch vorliegen. Das Vorliegen gesetzlicher Anforderungen an das eingesetzte Biomethan, die an Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung sowie Transport im Erdgasnetz anknüpfen, können über anerkannte Massenbilanzsysteme wie das dena-Biogasregister nachgewiesen werden (www.biogasregister.de).

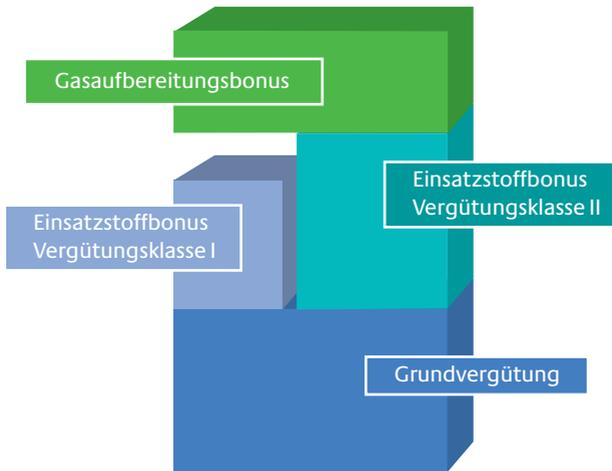


Abbildung 2: Zusammensetzung der Vergütungskategorien für Biomethan nach § 27 EEG.

Die Vergütung für Strom aus Biomethan setzt sich zusammen aus der Grundvergütung, den einsatzstoffbezogenen Zusatzvergütungen und einem Gasaufbereitungsbonus. Der Anspruch auf EEG-Vergütung ist gesetzlich auf einen Zeitraum von 20 Jahren plus Inbetriebnahmejahr festgelegt. Alternativ dazu ermöglicht das EEG auch die eigenständige Vermarktung des eingespeisten Stroms – besser bekannt als Direktvermarktung.

Marktprämienmodell – die Direktvermarktung kennenlernen.

Alternativ zur „festen“ EEG-Vergütung für Strom aus Biomasse können BHKW-Betreiber ihren Strom an Dritte veräußern. BHKW-Betreiber haben damit ein Wahlrecht, ob sie die „feste“ EEG-Vergütung beanspruchen oder den Strom direkt vermarkten wollen. Unter den bestehenden Direktvermarktungsoptionen besitzt in der Praxis das Marktprämienmodell derzeit die größte Relevanz.

Wesentlicher Bestandteil des Marktprämienmodells ist die gleitende Prämie, welche die Differenz zwischen der „festen“ EEG-Vergütung und dem üblicherweise darunter liegenden Marktwert des direkt vermarkteten Stroms ausgleichen soll. Dabei besteht die Chance, höhere Marktpreise als die durchschnittlichen monatlichen Börsenstrompreise (in Abbildung 3 als Marktwert MW bezeichnet) zu erzielen, welche zur Berechnung der gleitenden Marktprämie herangezogen

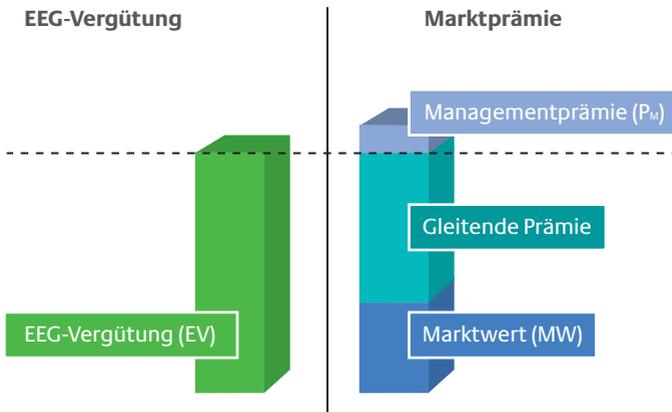


Abbildung 3: Höhe der Marktprämie.

werden. Die zusätzlichen Kosten für die Abwicklung der Direktvermarktung wie z. B. Börsenzulassung, Transaktionskosten, etc. sollen durch eine pauschal festgelegte Managementprämie (PM) abgedeckt werden.

Die Wirtschaftlichkeit der Vermarktung mit Marktprämie hängt also grundsätzlich vor allem von drei Fragen ab:

Entscheidungshilfe Marktprämienmodell.

1. Kann die Stromerzeugung so beeinflusst werden, dass durch die Direktvermarktung höhere Erlöse als bei der festen EEG-Vergütung erzielbar sind?
2. Deckt die Managementprämie die zusätzlichen Kosten für die Abwicklung der Direktvermarktung vollständig ab?
3. Wie verhalten sich die zusätzlichen Aufwendungen für eine flexible Stromerzeugung (Wärmespeicher, höherer Strombedarf usw.)?

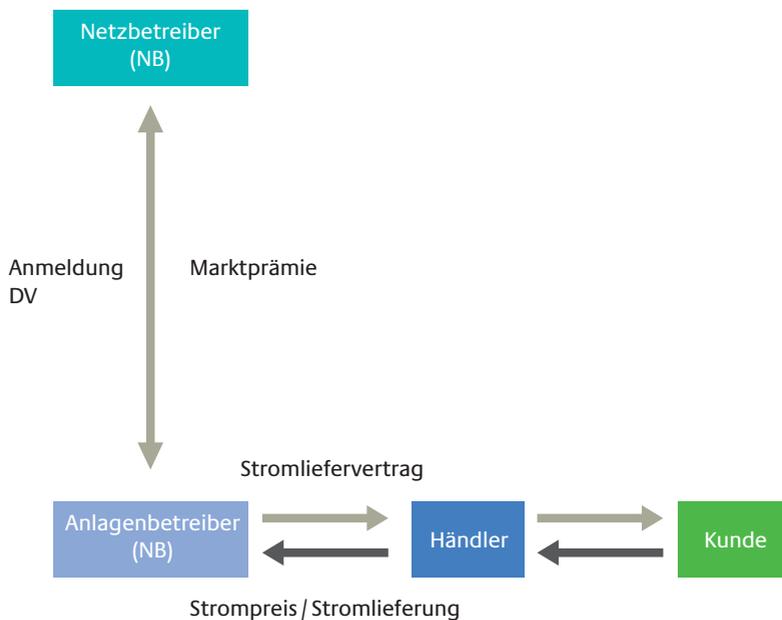


Abbildung 4: Direktvermarktung mit Marktprämie.

Der Anlagenbetreiber hat im Fall der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie – anders als bei der „festen“ EEG-Vergütung – im Grundsatz zwei Ansprechpartner: den Stromhändler, an den er den erzeugten Strom regelmäßig über einen Stromliefervertrag zu einem Marktpreis verkauft, sowie den Netzbetreiber, dem gegenüber er die Direktvermarktung anmelden muss und von dem er die Marktprämie erhält. Anhand dieser mitgeteilten Strommengen wird dann entsprechend der Vorgaben des EEGs die Marktprämie berechnet.

In der Praxis gibt es zudem eine sehr verbreitete Variante der Abwicklung. Danach verkauft der Anlagenbetreiber den Strom an den Direktvermarkter und Händler nicht zu einem Marktpreis (also z. B. 5 Ct/kWh_{el}), sondern zu einem Preis „EEG-Vergütung plus x“ (z. B. 18 Ct/kWh_{el}). Zugleich tritt er den Anspruch auf die Marktprämie gegen den Netzbetreiber an den Händler ab. Das Risiko, dass die Vermarktungserlöse tatsächlich im Schnitt auf dem zur Berechnung der Marktprämie liegenden Börsenpreinsniveau liegen, trägt dann der Händler, nicht der Anlagenbetreiber.

Flexibilitätsprämie – bedarfsgerechte Erzeugung macht sich bezahlt.

Nach § 33i Abs. 1 EEG 2012 können Anlagenbetreiber ergänzend zur Marktprämie eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen. Der Standort, die installierte Leistung der Anlage sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie müssen an die Bundesnetzagentur gemeldet werden.

Durch die Flexibilitätsprämie soll für Bestands- und Neuanlagen ein Anreiz für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten und eine bedarfsorientierte Stromerzeugung gesetzt werden. Maßgeblich für die Höhe der Flexibilitätsprämie ist dabei das Verhältnis zwischen Bemessungsleistung und installierter Leistung der Anlage, das größer als 0,2 sein muss.

Die technische Eignung der Anlage für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung muss jedoch vorab durch einen Umweltgutachter bescheinigt werden. Werden alle Fördervoraussetzungen für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erfüllt, wird diese über einen Zeitraum von zehn Jahren gezahlt, sofern für die Anlage über den gesamten Förderzeitraum dem Grunde nach ein EEG-Vergütungsanspruch besteht.





3. Das Biomethan-BHKW realisieren.

Die Voraussetzungen und Möglichkeiten zur Erschließung von Wärmesenken mittels Biomethan-BHKW werden in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt. Neben Informationen zur konzeptionellen Herangehensweise werden beispielhaft die Kosten und Erlöse von drei Konzepten aufgeführt.

3.1 Konzept entwickeln.

Die Betriebsweise des BHKWs ist entscheidend für das Anlagenkonzept und die Auslegung des BHKWs auf die Wärmesenke. Abgesehen von Spezialfällen wie BHKW als Notstromaggregaten oder im Inselbetrieb, lassen sich grundsätzlich die folgenden drei Betriebskonzepte unterscheiden:

- rein wärmegeführte Betriebsweise
- wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises
- gleichzeitige strom- und wärmegeführte Betriebsweise

Rein wärmegeführte Betriebsweise.

Üblicherweise wird die Leistung eines wärmegeführten BHKWs so ausgelegt, dass dieses unter Nennlast in den Wintermonaten nur einen Teil der maximal benötigten Wärmeleistung (ca. 20 bis 25 Prozent) deckt. Dadurch wird erreicht, dass das Biomethan-BHKW möglichst unter Volllast betrieben wird. Mit dieser klassischen Auslegung deckt das BHKW ca. 70 bis 75 Prozent des Jahreswärmebedarfs. Die restliche benötigte Wärmeleistung wird von einem Spitzenlastkessel bereitgestellt. Für eine rein wärmegeführte Betriebsweise des Biomethan-BHKWs hat sich die „feste“ EEG-Vergütung bewährt, da diese eine tages- und jahreszeit-unabhängige Stromvergütung garantiert.

Wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises.

Die nachfolgende Betriebsweise ähnelt dem wärmegeführten BHKW-Betrieb. In den Wintermonaten wird das BHKW ebenfalls rein wärmegeführt. In den Übergangszeiten zwischen Winter und Sommer treten jedoch Situationen auf, in denen der Wärmebedarf zu bestimmten Zeiten des Tages geringer ist als die durch das BHKW bereitgestellte Leistung (siehe Abbildung 5, S. 18).

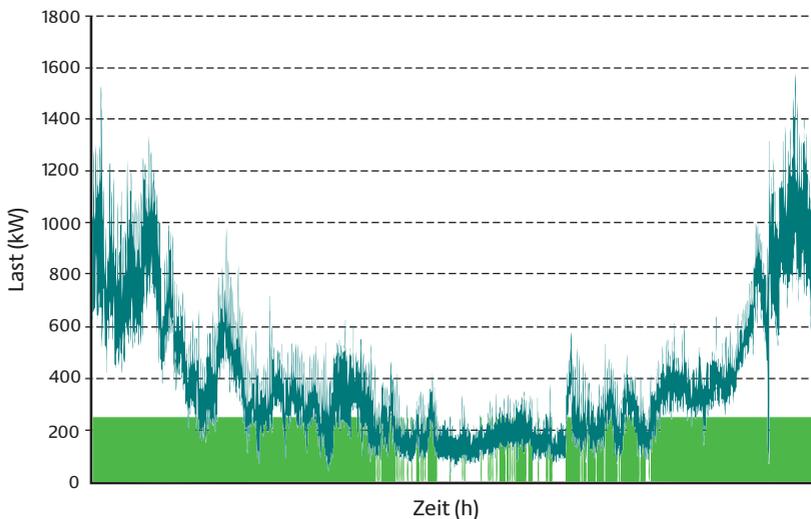


Abbildung 5: Wärmelastgang und Auslegung Biomethan-BHKW.

Um einen wirtschaftlich unattraktiven Teillastbetrieb zu vermeiden, kann durch die Integration eines Wärmespeichers die Stromerzeugung in Intervallen unter Volllast erfolgen. Gleichzeitig wird die erzeugte Wärmemenge gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt aus dem Speicher entnommen und genutzt.

Durch Direktvermarktung bietet dieses Betriebskonzept die Chance, die Stromerzeugung gezielt in Zeiten mit geringen Börsenpreisen zu reduzieren und die Wärmesenke während der Standzeiten des BHKWs durch den beladenen Wärmespeicher zu bedienen (siehe Abbildung 6).

Diese Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmenutzung erlaubt zudem die Installation eines größer dimensionierten BHKWs. Die Zeiträume, in denen das BHKW gezielt in Hochpreiszeiten betrieben wird, können somit ausgedehnt werden. Das Biomethan-BHKW wird demnach in Übergangszeiten häufiger als im klassischen Fall betrieben und der Wärmedeckungsgrad des BHKWs erhöht.

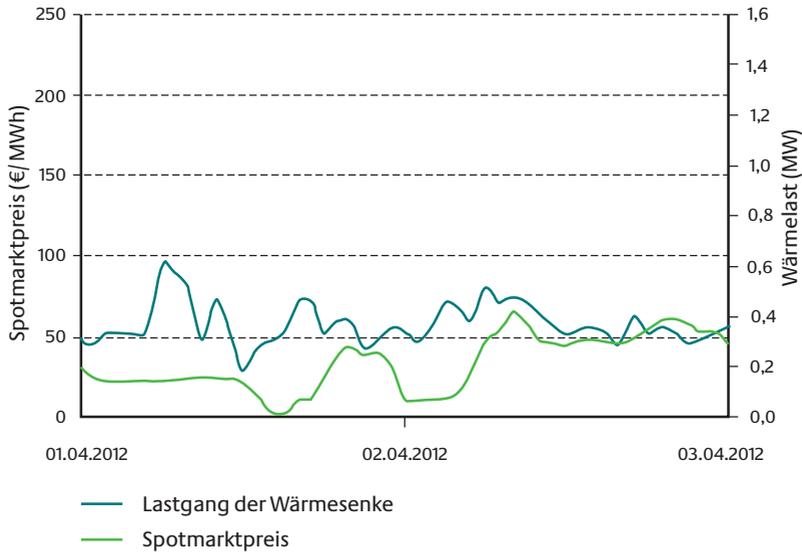


Abbildung 6: Beispiel für zeitlichen Verlauf von Wärmelast und Börsenstrompreis.

Strom- und wärmegeführte Betriebsweise.

In einer strom- und wärmegeführten Betriebsweise erzeugt das BHKW ganzjährig bedarfsorientiert Strom. Im Unterschied zur klassischen Auslegung wird das BHKW auch an Wintertagen ausschließlich zu Zeiten mit hohen Strompreisen betrieben. Um solch eine bedarfsgerechte Stromerzeugung zu realisieren, müssen BHKW-Leistung und Wärmespeicher größer als in den zuvor beschriebenen Betriebskonzepten dimensioniert werden. Dadurch kann die Wärmeversorgung theoretisch komplett durch das Biomethan-BHKW übernommen werden. Die erzeugte Strommenge verändert sich im Vergleich zu den vorgenannten Betriebskonzepten unwesentlich.

3.2 BHKW auf die Wärmesenke auslegen.

Durch die Einbindung eines Wärmespeichers wird das Einsatzspektrum eines BHKWs vergrößert. Es können auch Wärmesenken erschlossen werden, die für die klassische KWK unwirtschaftlich sind, weil z. B. der Grundlastbedarf zeitweise zu gering ist. Wie sich die Auslegung eines BHKWs unter Berücksich-

tigung der drei zuvor beschriebenen Betriebskonzepte unterscheidet, wird im Folgenden beispielhaft an einer Wärmesenke dargestellt, die eine maximale Wärmelast von $1.550 \text{ kW}_{\text{th}}$ im Winter und ein Sommerminimum von $35 \text{ kW}_{\text{th}}$ aufweist.

Streng wärmegeführte Betriebsweise.

Mit einer konventionellen BHKW-Auslegung ohne Wärmespeicher kann zur Deckung der Wärmegrundlast ein BHKW mit einer Wärmeleistung von $250 \text{ kW}_{\text{th}}$ installiert werden. Damit wären 5.559 Vollbenutzungsstunden (VBH) pro Jahr realisierbar. Wie zuvor beschrieben, eignet sich für eine solche Betriebsweise üblicherweise eine feste EEG-Vergütung.

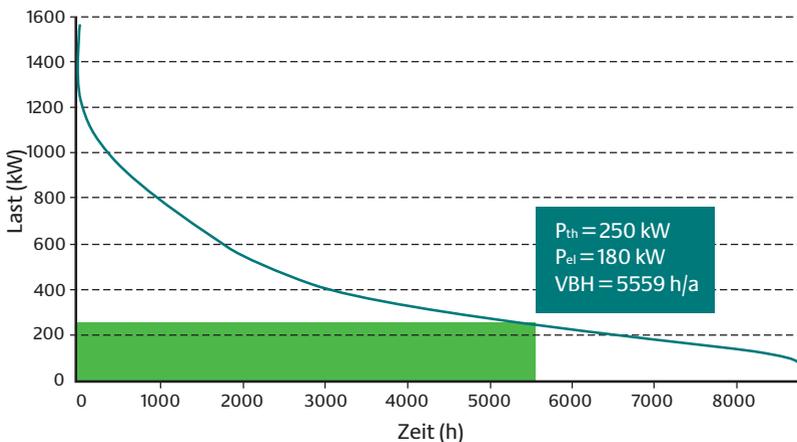


Abbildung 7: Auslegung wärmegeführtes BHKW.

Wärmegeführte Betriebsweise unter Berücksichtigung des Strompreises.

Die Integration eines Wärmespeichers ermöglicht die Entkopplung von Wärmeerzeugung und -nutzung. Gemäß der wärmegeführten Betriebsweise mit Direktvermarktung der Strommengen in den Übergangszeiten kann trotz eines deutlich größeren BHKWs die gleiche Vollbenutzungszahl wie bei der klassischen BHKW-Auslegung realisiert werden (siehe Abbildung 8). Die Wärmebedarfsdeckung durch das Biomethan-BHKW steigt deutlich an. Allerdings umfasst der benötigte Warmwasserspeicher ein Volumen von 146 m^3 und ist damit im Regelfall nur im Außenbereich aufstellbar. Die Wärmespeicherdimensionierung ist dabei so ausgelegt, dass die Wärmeproduktion innerhalb eines 24-Stunden-Intervalls nicht den Wärmebedarf übersteigt.

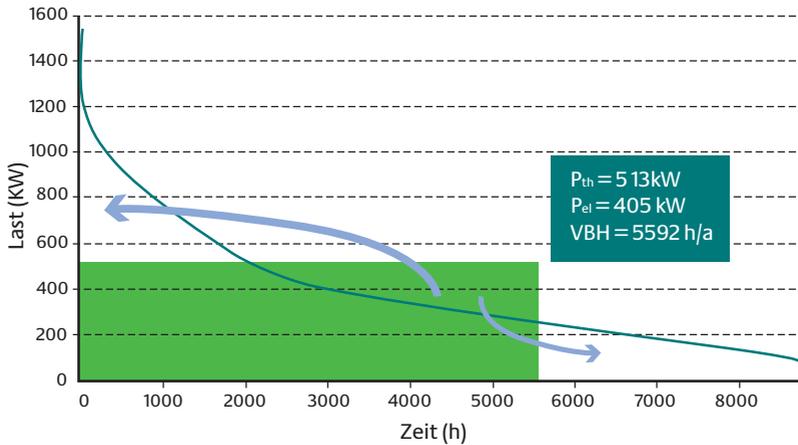


Abbildung 8: BHKW-Auslegung bei wärmegeführter Betriebsweise und Direktvermarktung.

Strom- und wärmegeführte Betriebsweise.

Für die vollflexible und bedarfsorientierte Betriebsweise wird das BHKW für die ausgewählte Wärmesenke deutlich größer dimensioniert. Die Direktvermarktung anhand des Marktprämienmodells kann dadurch sinnvoll um die Flexibilitätsprämie ergänzt werden. Die Wärmeleistung beträgt $1.048 \text{ kW}_{\text{th}}$, wodurch sich die Vollbenutzungszeit auf 2.737 Stunden verringert. Der dafür erforderliche Wärmespeicher hat ein Volumen von 249 m^3 .

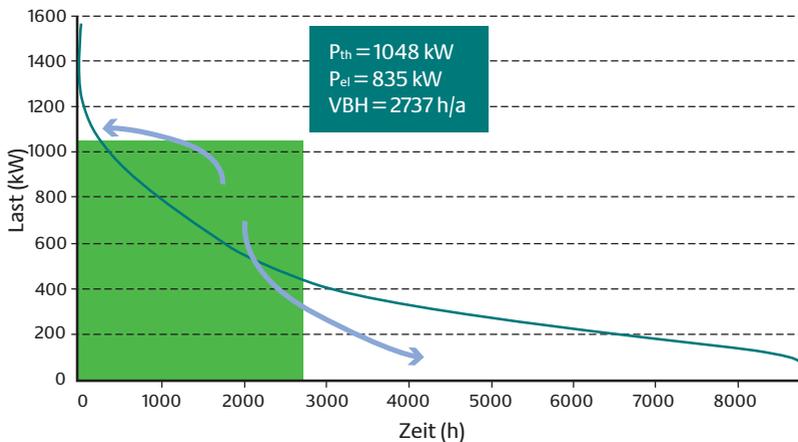


Abbildung 9: BHKW-Auslegung bei einer flexiblen strom- und wärmegeführten Betriebsweise.

3.3 Wirtschaftlichkeit prüfen: Kosten und Erlöse.

Für die Realisierung der dargestellten Betriebskonzepte müssen unterschiedliche Investitionen getätigt werden. Auch die Kosten für den Betrieb der BHKWs sowie die Vermarktung des Stromes fallen bei den dargestellten Konzepten unterschiedlich aus. Welche Wärmepreise anhand dieser Betriebskonzepte angeboten werden können, hängt schließlich von den Erlösen aus der festen EEG-Vergütung respektive der Direktvermarktung des Stromes ab. Die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vernachlässigt daher zunächst die möglichen Wärmeerlöse und liefert stattdessen die Datenbasis für die im nächsten Abschnitt beschriebenen Mindestwärmepreise. Es wird eine Gesamtkapitalrendite von 7,5 Prozent unterstellt und die Annuitätenmethode mit einem Betrachtungszeitraum von zehn Jahren zugrunde gelegt.

Kapitalgebundene Kosten.

Die kapitalgebundenen Kosten unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Instandsetzungskosten der BHKWs und der Wärmespeicher. Mit rund 115.000 €/a sind die kapitalgebundenen Kosten für das vollflexible Betriebskonzept fast dreimal höher als bei einer klassischen BHKW-Auslegung.

Verbrauchsgebundene Kosten.

Unter verbrauchsgebundenen Kosten fallen zum einen die Brennstoffkosten (Biomethan), zum anderen die Strombezugskosten für den Anlagenbetrieb an. Die spezifischen Biomethankosten unterscheiden sich bei den betrachteten Konzepten nicht. Bei der bedarfsorientierten Betriebsweise wird lediglich ein höheres Netzentgelt berücksichtigt, da die Gasentnahmeleistung größer ist als bei einer klassischen Betriebsweise. Auch die höhere Wärmebedarfsdeckung und der daraus resultierende Biomethanbedarf erhöhen bei den Konzepten mit Direktvermarktung die verbrauchsgebundenen Kosten. Bei einer bedarfsorientierten Stromerzeugung ist mit einem höheren absoluten Eigenstrombedarf zu rechnen, der vor allem auf einen höheren absoluten Standby-Verbrauch sowie die Anbringung einer zusätzlichen elektrischen Warmhaltung des BHKWs zurückgeht. Die verbrauchsgebundenen Ausgaben summieren sich beim vollflexiblen Konzept auf rund 523.000 €/a und liegen damit etwa doppelt so hoch wie bei einem rein wärmegeführten Anlagenkonzept.

Betriebsgebundene Kosten.

Die betriebsgebundenen Kosten unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Energiekosten für den Betrieb der Wärmespeicher. Aber auch der Aufwand für Wartungs- und Instandhaltung ist bei den größer dimensionierten BHKWs und

Betriebskonzept (BHKW-Leistung)	Wärmegeführt (180 kW _{el})	Wärmegeführt mit Direktvermarktung (405 kW _{el})	Strom- und wärmegeführt flexibel (835 kW _{el})
Kosten (Annuität) (€/a)			
kapitalgebundene Kosten	39.492	79.262	114.373
verbrauchsgebundene Kosten	237.261	514.984	523.342
vertriebsgebundene Kosten	19.429	40.987	44.201
sonstige Kosten	4.107	8.243	11.894
Kosten gesamt (€/a)	300.362	638.177	686.164
Stromerlöse (€/a)			
Festvergütung	229.682	-	-
Direktvermarktung inkl. Managementprämie	-	503.243	517.258
Flexibilitätsprämie	-	-	54.275
Stromerlös gesamt	229.682	503.243	571.533

Tabelle 2: Übersicht Kosten und Erlöse beispielhafter Betriebskonzepte (ohne Wärmeerlöse).

einer flexiblen Betriebsweise höher. Zu berücksichtigen sind zudem Personalkosten, die bei der Direktvermarktung aufgrund der Überwachung und Kommunikation mit dem Stromhändler zunehmen.

Sonstige Kosten.

Unter sonstigen Kosten summieren sich Versicherungsprämien ebenso wie Verwaltungs- und Schulungskosten.

EEG-Vergütung.

Für das rein wärmegeführte Betriebskonzept wird eine feste EEG-Vergütung angenommen, die sich an der für EEG 2012 üblichen Biomethanqualität (100 % Einsatzstoffvergütungskategorie I und 3 Ct/kW_{el} Gasaufbereitungsbonus) orientiert. Die jährlich erzielbare Festvergütung beträgt für dieses BHKW-Konzept knapp 230.000 €.

Vermarktungserlöse in der Direktvermarktung.

In der Direktvermarktung sind die zusätzlichen Erlöse von der Vermarktungsstrategie abhängig. Bei der wärmegeführten Betriebsweise sind die Möglichkeiten, die Stromproduktion nach dem Strompreis auszurichten, im Vergleich zur vollflexiblen strom- und wärmegeführten Betriebsweise geringer.

Beim Beispiel mit der wärmegeführten Betriebsweise liegt der erzielbare Mehrerlös gegenüber den durchschnittlichen Börsenstrompreisen bei $0,20 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$, wenn die Strompreise des Jahres 2012 zugrunde gelegt werden. Im strompreisoptimierten Betrieb sind Zusatzerlöse von $0,71 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$ realisierbar. Dieser Wert muss in der Realität um Prognosefehler und Verfügbarkeit der Technik verringert werden. In beiden Fällen ist ein aus der Praxis bekannter Abschlag für die Stromhändler in Höhe von 30 Prozent bzw. 40 Prozent berücksichtigt.

Erlöse durch die Flexibilitätsprämie.

Der Bezug der Flexibilitätsprämie wird nur für die vollflexible strom- und wärmegeführte Betriebsweise herangezogen. Für den flexiblen Anlagenbetrieb ergeben sich so bei der Versorgung der betrachteten Wärmesenke zusätzliche Erlöse aus der Flexibilitätsprämie in Höhe von $2,37 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$ oder knapp 55.000 €/a . Die jährlich erzielbaren Stromerlöse für die Anlagenkonzepte in der Direktvermarktung sind in der Summe mehr als doppelt so hoch wie in der klassischen, wärmegeführten Anlagenauslegung. Die Stromerlöse allein reichen nicht, um die aufgezeigten Kosten zu decken. Ob ein BHKW wirtschaftlich ist, hängt deshalb vor allem auch vom erzielbaren Wärmepreis und alternativen Bereitstellungskonzepten ab.

3.4 Wirtschaftlichkeit bewerten: erforderlicher Wärmepreis.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die vorliegende Wärmesenke zeigt, dass in allen drei betrachteten Konzepten durch ein Biomethan-BHKW Wärmepreise unter $5 \text{ Ct/kWh}_{\text{th}}$ angeboten werden können. Das wärmegeführte Betriebskonzept weist gegenüber den Konzepten, die anhand der Direktvermarktung bzw. der Flexibilitätsprämie Erlöse generieren, die höchsten erforderlichen Wärmepreise auf. In den letztgenannten Konzepten können die zusätzlichen Ausgaben für Investitionen und die höheren betriebsgebundenen Kosten über die Erlöse der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie mehr als kompensiert werden. Die erforderlichen Wärmeerlöse können auf $4,7 \text{ Ct/kWh}_{\text{th}}$ bzw. $4,0 \text{ Ct/kWh}_{\text{th}}$ gesenkt werden.

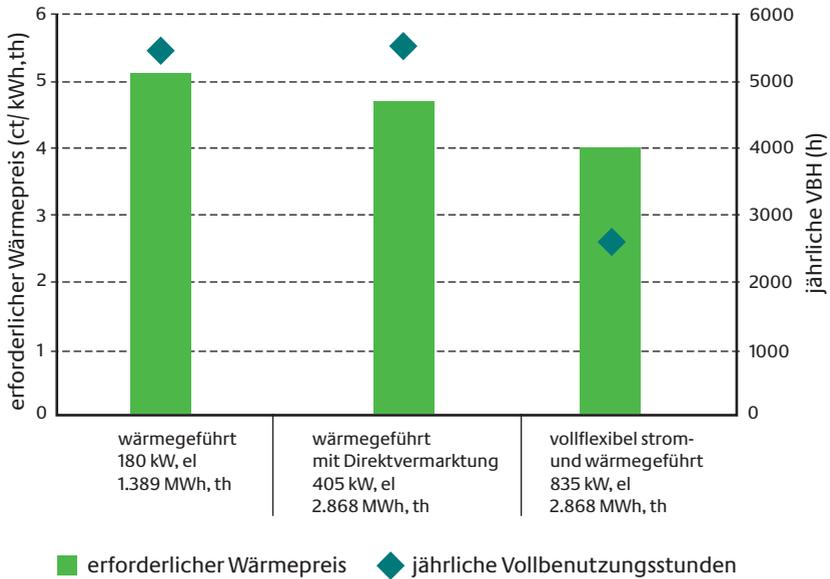
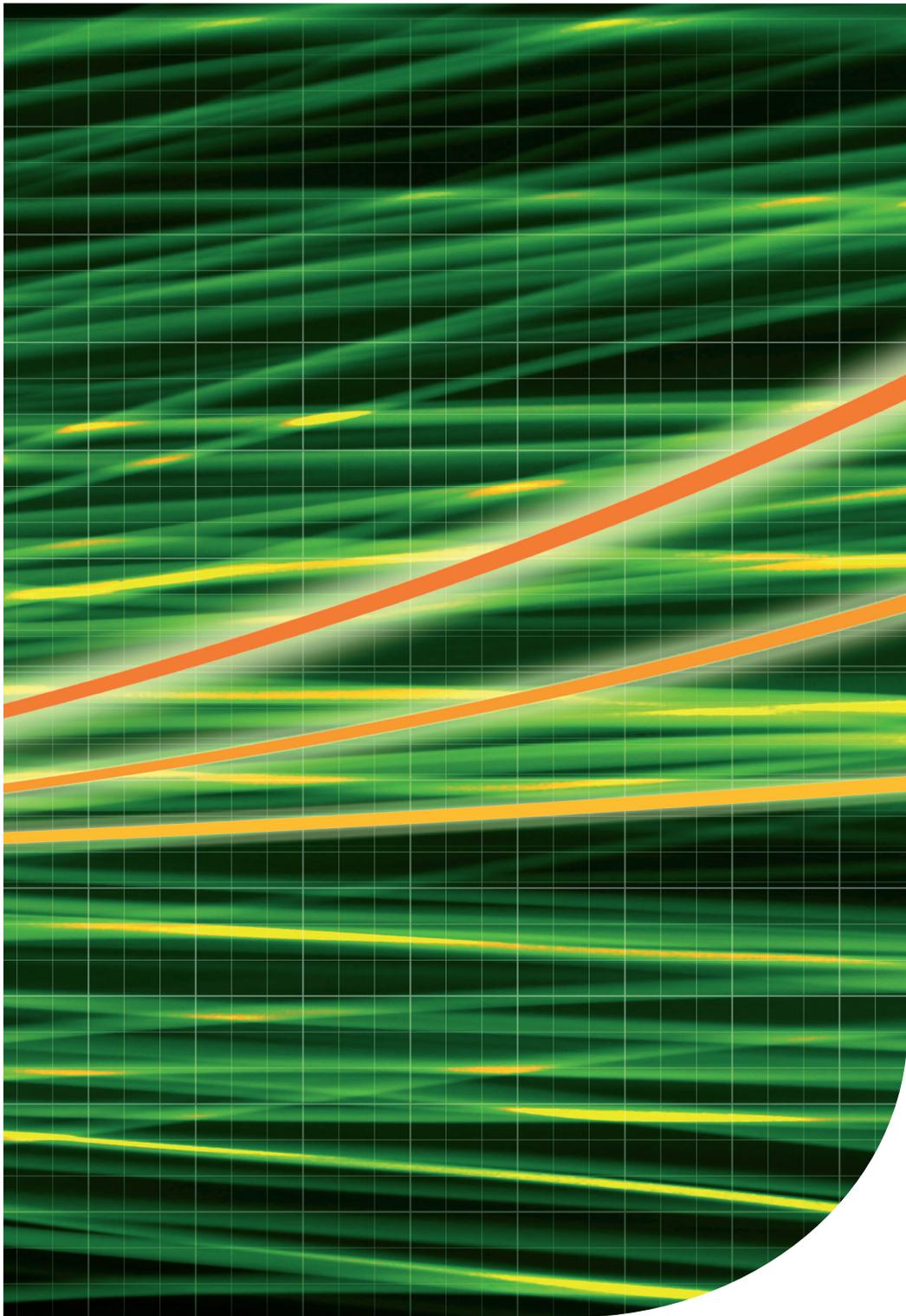


Abbildung 10: Erforderlicher Wärmepreis für unterschiedliche BHKW-Betriebskonzepte.

Des Weiteren kann durch eine wärme- und stromgeführte Betriebsweise in etwa die doppelte Wärmemenge im Vergleich zum rein wärmegeführten Konzept bereitgestellt werden.

Die bedarfsgerechte Strom- und Wärmeerzeugung durch Biomethan-BHKWs eröffnet zusammenfassend folgende Chancen:

- Wärmesenken können mit erneuerbarer Wärme zu konkurrenzfähigen Preisen versorgt werden.
- Die Systemintegration erneuerbarer Energien wird vorangetrieben.
- Wärmesenken können erschlossen werden, für die BHKW-Lösungen bisher keine Option waren.



4. Die nächsten Schritte.

4.1 Leitfaden „Biomethan BHKW – direkt“ lesen.

Lesen Sie den auf www.dena.de und www.biogaspartner.de/kwk zum Download angebotenen „Leitfaden Biomethan-BHKW – direkt“. Auf mehr als 160 Seiten können Sie in diesem PDF-Dokument zahlreiche Kennwerte und nützliche Informationen nachschlagen sowie praktische Tipps für die erfolgreiche Konzeptionierung Ihres Biomethan-BHKWs nachlesen:

- Tipps und Informationen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt
- Praxisbeispiele zur Umwidmung von Bestands-BHKWs
- praktische Hinweise zur Vertragsgestaltung

4.2 Experten befragen.

Fragen Sie Experten und setzen sich mit den Praxispartnern des „Leitfaden Biomethan BHKW – direkt“ in Verbindung:



www.agri-capital.de



www.arcanum-energy.de



www.beckerbuettnerheld.de



www.bmp-greengas.de



www.enerbasics.eu



www.haase.de



www.landwaerme.de



www.lichtblick.de



www.sw-kassel.de

www.biogaspartner.de/kwk