

FLEXIBILISIERUNG VON BIOGASANLAGEN



**BIOGAS
BEDARFSGERECHT
NUTZEN**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

IMPRESSUM

Herausgeber

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

OT Gülzow, Hofplatz 1

18276 Gülzow-Prüzen

Tel.: 03843/6930-0

Fax: 03843/6930-102

info@fnr.de

www.fnr.de

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und
Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Text

Uwe Welteke-Fabricius, Netzwerk Flexperten, meta-i.d. Ökologische Innovation GmbH

Redaktion

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR),

Abteilung Öffentlichkeitsarbeit

Bilder

Titel: Fotolia/Countrypixel, Wilken von Behr

Sofern nicht am Bild vermerkt: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

Gestaltung/Realisierung

www.tangram.de, Rostock

Druck

www.mkl-druck.de, Ostbevern

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 970

1. Auflage

FNR 2018

VORWORT

Sehr geehrte Damen und Herren, viele Betreiber von Biogasanlagen stehen vor wichtigen Entscheidungen und Herausforderungen. Im Hinblick auf ein Ende der bisherigen, gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für 20 Jahre gesicherten Vergütung gilt es, durch eine bedarfsgerechte Bedienung der Märkte mit Wärme, Strom und Systemdienstleistungen auch künftig einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb von Biogasanlagen abzusichern.

Im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) betreut die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger zahlreiche Forschungsvorhaben im Bereich Biogas. Neben technologischen Fragestellungen stehen insbesondere auch Anpassungsstrategien für Biogasanlagen im Fokus, um Biogasanlagenbetreibern Optionen für einen weiteren Anlagenbetrieb nach Ende der durch das EEG gesicherten Vergütung aufzuzeigen.

Mit der im Rahmen des EEG ermöglichten und finanziell begünstigten Flexibilisierung können die Weichen für die künftige Ausrichtung und Standortsicherung des Biogasanlagenbetriebs bereits einige Jahre vor Ende des EEG-Zeitraums gestellt werden. Die Flexibilisierung soll es ermöglichen, die Bereitstellung von Strom und Wärme aus Biogasanlagen besser an die Nachfrage und das Angebot fluktuierender erneuerbarer Energien anzupassen.



Mit dieser Broschüre möchte die FNR Ihnen die rechtlichen und fachlichen Grundlagen der Flexibilisierung von Biogasanlagen aufzeigen und Ihnen Anregungen für die markt- und zukunftsgerichtete Weiterentwicklung Ihrer Biogasanlage geben. Angesprochen sind vor allem Betreiber von Biogas-BHKW-Anlagen, die ihre Biogasanlagen auch über den EEG-Zeitraum hinaus weiter betreiben möchten. Aber auch für Entscheidungsträger in Behörden und Banken sowie sonstige fachlich interessierte Personen bietet die Broschüre wertvolle Hinweise zur Planung und Umsetzung von Maßnahmen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen.

Mit freundlichen Grüßen

Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer Fachagentur
Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

INHALT

1	Einleitung	6
2	Kurzcheck: Lohnt sich die Flexibilisierung?	8
3	Anforderungen des Strommarktes	9
3.1	Das Stromversorgungssystem: Markt und Markttrollen	9
3.2	Energiewende und erneuerbare Energien	11
3.3	Versorgungssicherheit mit flexiblen Biogasanlagen	12
3.4	Wichtig für die Stromnetze: Systemdienstleistungen	13
4	Rechtliche Rahmenbedingungen	17
4.1	Änderungen im EEG	17
4.2	Neue Perspektive: EEG 2017	18
4.3	Weitere Rechtsanpassungen	20
4.4	Genehmigungsverfahren	21
5	Die Geschäftsmodelle in der Flexibilisierung	22
5.1	Biogas im Strommarkt	22
5.2	Fördermittel: Flexibilitätsprämie und -zuschlag	22
5.3	Spotmarkt: Mehrerlöse durch Spitzenlast statt Grundlast	25
5.4	Exkurs: Entwicklung der Spotmarkterlöse	26
5.5	BHKW-Flexibilität im Intraday-Handel	28
5.6	Biogas-BHKW in der Regelleistung	28
5.7	Bessere Wärmenutzung durch „thermische Flexibilität“	29
6	Der flexible Anlagenbetrieb	31
6.1	Organisatorische Änderungen	31
6.2	Technische Maßnahmen zur Flexibilisierung	35
6.3	Passive Flexibilisierung (verringerte Biogasmenge)	36

7	Das Investitionsprojekt Flexibilisierung	38
7.1	BHKW-Zubau	38
7.2	Gasreinigung, Kühlung	41
7.3	Biogasspeicher	42
7.4	Wärmenutzung und Wärmespeicher	44
7.5	Anschluss und Netzkapazität	47
8	Wirtschaftliche Aspekte	49
8.1	Kostenübersicht	49
8.2	Effizienzsteigerung – BHKW-Wirkungsgrad	51
8.3	Redundanzeffekte	51
8.4	Stille Reserven	52
8.5	BHKW-Wartungskosten	53
8.6	Wärmemenge und Wärmesicherheit	53
8.7	Eigenstromnutzung	53
8.8	Zusammenfassung	54
9	Stand und Ausblick	56
10	Flexibilisierungsprojekte: Schritte zur Umsetzung	58
10.1	Kompakte Handlungsempfehlungen	58
10.2	Ihre Flex-Checkliste	59
10.3	Praxisbeispiele	60
11	Anhang	66
11.1	Abbildungsverzeichnis	66
11.2	Tabellenverzeichnis	67
11.3	Abkürzungen	68
11.4	Literatur- und Quellenverzeichnis	70

1 EINLEITUNG

Der Klimawandel gefährdet die Zukunft der menschlichen Zivilisation. Die Begrenzung der Erwärmung auf maximal 2 °C besser 1,5 °C durch Reduzierung der CO₂-Emissionen wurde 2016 in Paris als umweltpolitisches Ziel der internationalen Gemeinschaft beschlossen. Der Verbrauch fossiler Energieträger muss deutlich reduziert und durch den Einsatz erneuerbarer Energien (EE) ersetzt werden.

Auf Beschluss der Bundesregierung werden in den Jahren 2020 bis 2022 die verbliebenen acht Kernkraftwerksblöcke mit etwa 10,8 GW Leistung abgeschaltet (Atomgesetz 2011). Die neue Bundesregierung hat sich außerdem zum Ziel gesetzt, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Deutschland bis 2030 auf 65 % zu steigern (Koalitionsvertrag 2018). Damit fehlt einer wachsenden Zahl von fossilen Kraftwerken die wirtschaftliche Grundlage, sie werden voraussichtlich stillgelegt (Bundesnetzagentur 2017). Für die Zeit danach ist ein Bedarf an neuen, CO₂-armen, regelbaren Kapazitäten für die Deckung der Residuallast absehbar.

Die Biogasbranche spielt dabei eine besondere Rolle. Biogasanlagen (BGA) können Treibhausgasemissionen aus Tierhaltung und Abfallentsorgung vermindern. Durch Vergärung organischer Grundstoffe kann hochwertiger und speicherfähiger Treibstoff erzeugt werden. Flexibel steuerbare Blockheizkraftwerke (BHKW) können die schwan-

kende Stromeinspeisung von Wind- und Sonnenenergie ausgleichen.

Traditionell sind Biogasanlagen mit BHKW jedoch für die kontinuierliche Stromeinspeisung konzipiert. Die bestehenden Biogasanlagen müssen auf die bedarfsgerechte, flexible Produktion umgerüstet werden, damit sie in Zukunft zur Stromversorgung beitragen können. Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 wird diese Flexibilisierung von Biogasanlagen mit der Flexibilitätsprämie und Direktvermarktung gefördert. Obwohl die rechtlichen Unsicherheiten der Anfangszeit geklärt wurden, haben sich erst wenige Betreiber auf die bedarfsgerechte Stromerzeugung umgestellt.

Doch seit das EEG 2017 mit der optionalen Vergütungsverlängerung um 10 Jahre ein langfristige Perspektive anbietet, entdecken immer mehr Betreiber das wirtschaftliche Potenzial der konsequenten Flexibilisierung. Auch der Aufbau einer längerfristigen Wärmenutzung kommt vielerorts wieder in Betracht.

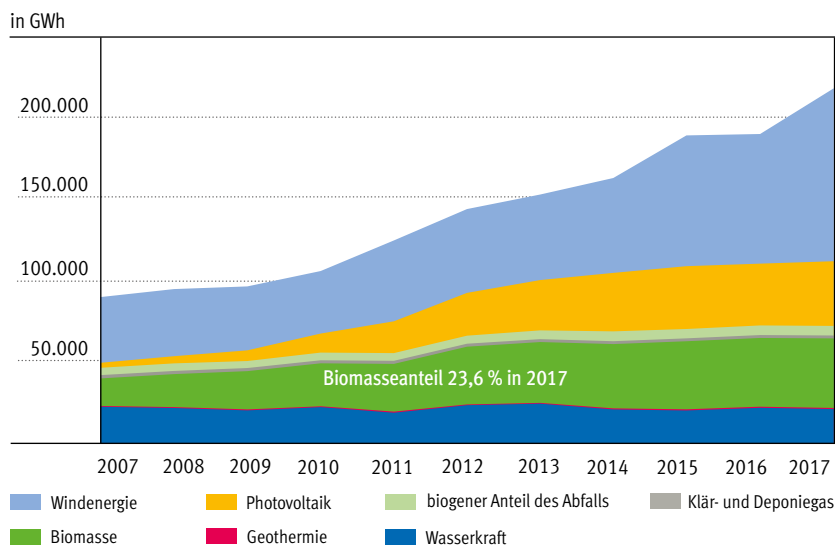
Nun stellen sich die Fragen:

- Welche Anforderungen stellt die Energiewende zukünftig an Biogasstrom?
- Welche Anlagen sind für diesen Umbau geeignet?
- Was muss am Anlagenbestand dafür verändert werden?
- Lohnt sich das für den Betreiber, gibt es dafür ein Geschäftsmodell?
- Was ist zu beachten, welche Erfahrungen gibt es dazu bereits?

Antworten auf diese Fragen finden Sie in der vorliegenden Broschüre. Damit können Sie eine Entscheidung für Ihre Anlage vorbereiten.

Darum sollten Sie Ihre Optionen bald prüfen: Die Flexibilitätsprämie ist eine wirksame finanzielle Unterstützung, doch das Volumen ist begrenzt. Die volle Förderdauer genießen Sie nur, wenn Sie die BHKW-Leistung vor dem 10. Betriebsjahr Ihrer Anlage und schnellstmöglich nach der erstmaligen Anmeldung beim Netzbetreiber erhöht haben.

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN



Quelle: BMWi, AGEE Stat (2018)

© FNR 2018

Abb. 1: Die Entwicklung der erneuerbaren Energien

2 KURZCHECK: LOHNT SICH DIE FLEXIBILISIERUNG?

Stellen Sie sich folgende Fragen:

1. Wollen Sie Ihre BGA nach 20 Jahren EEG-Förderung weiterlaufen lassen? (Haben Sie dafür voraussichtlich weiterhin sichere Substratquellen?)
2. Haben Sie für Ihre BHKW-Wärme überwiegend eine geldwerte Nutzung?
3. Haben Sie noch 10 Jahre EEG-Restlaufzeit und noch volle Flexprämienlaufzeit (d.h., den Anspruch auf Flexibilitätsprämie noch nicht beim Netzbetreiber angemeldet)?

Auswertung

- A. Bei 3-mal „ja“: Sie sollten auf jeden Fall die konsequente Flexibilisierung prüfen! Wahrscheinlich ist Ihre Biogasanlage dann nachhaltig zukunftsfähig.
- B. "Nein" bei Frage 1: Bei einer absehbaren Abschaltung in etwa 10 Jahren ist eine „große“ Überbauung betriebswirtschaftlich wenig sinnvoll. Sprechen Sie zunächst mit Ihrem Wärmeabnehmer über die Perspektive. Wenn dieser kein starkes Interesse hat, weiter zu Antwort E.

- C. "Nein" bei Frage 2: Beraten Sie mit Wärmenetz-Experten, ob sich eine Wärmenutzung entwickeln lässt. Wenn das standortabhängig nicht geht, weiter zu Antwort E.
- D. "Nein" bei Frage 3: Falls Sie bereits die Flexibilitätsprämie für eine „kleine Flexibilisierung“ ins Anspruch nehmen oder sich beim Netzbetreiber angemeldet haben, sollten Sie mit Fachleuten prüfen, ob sich eine Aufstockung der Leistung noch lohnt, z.B. wegen anstehender Modernisierung, Ersatzinvestitionen und möglichen Zusatzerlösen für Strom und Wärme. Ab dann gilt Antwort A.
- E. 2- oder 3-mal Nein: Erwägen Sie die passive Flexibilisierung oder einen moderaten Leistungszubau, der Ihnen den Betrieb bis zum EEG-Ende sichert. Denken Sie für die Zeit danach über eine andere Nutzung für Ihr Biogas nach: Erzeugung von Biomethan als Treibstoff oder für das Erdgasnetz.

3 ANFORDERUNGEN DES STROMMARKTES

3.1 Das Stromversorgungssystem: Markt und Markrollen

Der Strommarkt in Deutschland ist durch mehrere parallel laufende Strukturwandel gekennzeichnet. Stichworte sind die Energiewende, Liberalisierung und Digitalisierung.

Traditionell wurde Deutschland von großen Kraftwerken in der Nähe der Verbrauchszentren mit Energie versorgt. Die Stromverteilung erfolgte dabei in einer Richtung: von Höchst-, zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung an die Verbraucher. Aktuell wird dank der Energiewende mehr als ein Drittel des Stromes aus erneuerbaren Energien bereitgestellt und auf den verschiedenen Spannungsebenen eingespeist (siehe Abb. 2). Die Folge ist, dass sich die Lastflüsse zeitweise umkehren und der Strom von den unteren in die oberen Spannungsebenen fließt. Das Übertragungsnetz muss nun, zusätzlich zur klassischen Stromverteilung, die regional unterschiedlich schwankenden Strommengen aus Wind- und Sonnenenergie gleichzeitig aufnehmen und überregional ausgleichen.

Der Weg für diesen Ist-Zustand wurde durch die Liberalisierung des Strommarktes bereitet. Die früheren Monopolunternehmen mussten im Zuge von Entflechtungsmaßnahmen („Unbundling-Prozess“) in wirtschaftlich und rechtlich unabhängige Unternehmen auf den einzelnen Marktebenen aufgeteilt werden. Aus wenigen großen Energieversorgern wurden

Kraftwerksbetreiber, Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber und oft regionale Versorger. Neue Stadtwerke entstanden und Märkte sowie Netze wurden für neue Akteure geöffnet.

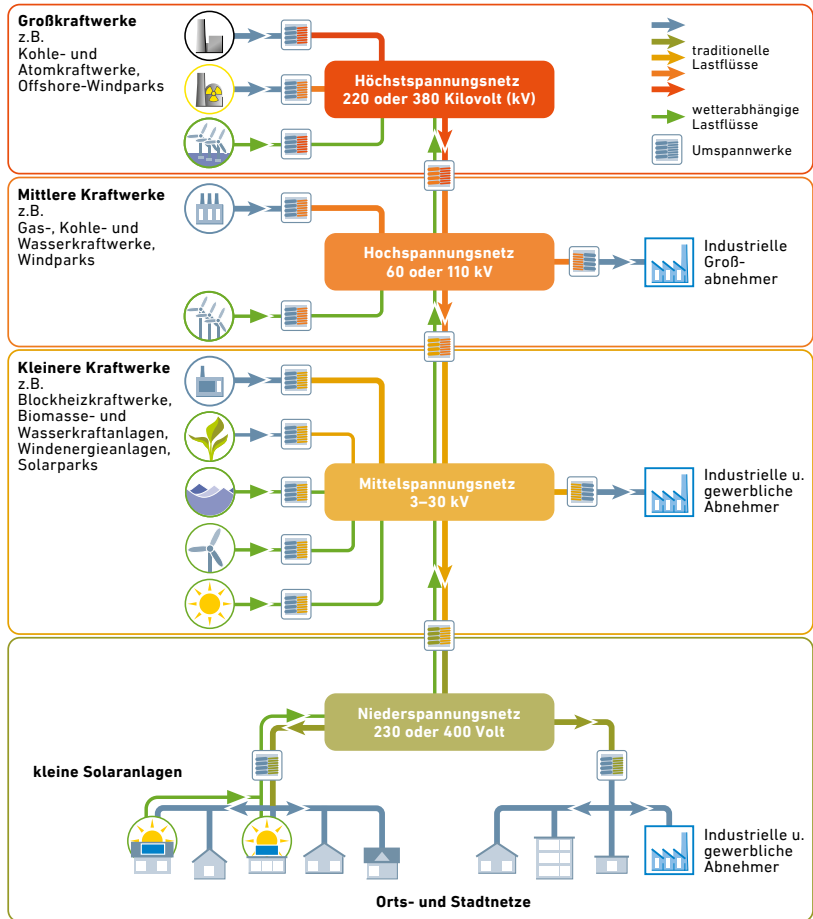
Der althergebrachte, langfristige Stromhandel auf Terminmärkten wird wegen der nur täglichen Prognostizierbarkeit der wetterabhängigen Energieerzeugung zunehmend durch den reaktionsschnellen **Spotmarkt** abgelöst. Gehandelt werden kurzfristige **„Day-Ahead-Kontrakte“** (einen Tag voraus) und kontinuierliche **„Intraday-Kontrakte“** (am gleichen Tag).

Handelsplatz für Deutschland sind die Börsen EEX (European Energy Exchange AG) und EPEX SPOT SE (European Power Exchange) mit Sitz in Leipzig und Paris.

Die für ihren jeweiligen Bilanzkreis verantwortlichen Marktakteure gleichen kurzfristige Differenzen im wachsenden Maß durch den Intraday-Handel aus.

Wenn der Handel Abweichungen nicht verhindern kann, sorgen die Übertragungsnetzbetreiber über den Einkauf von „Regelenergie“, die sowohl positiv als auch negativ sein kann, für gleichbleibende Spannung und Frequenz im Stromnetz (für weitere Informationen siehe Kapitel „3.4 Wichtig für die Stromnetze: Systemdienstleistungen“). Das effiziente Zusammenspiel der Akteure auf dem Energiemarkt wird zunehmend digitalisiert.

So funktioniert unsere Stromversorgung



Quelle: eigene Darstellung
Stand: 1/2011

© 2018 Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

**AGENTUR FÜR
ERNEUERBARE
ENERGIEN**
unendlich-welt-energie.de

Abb. 2: Die Akteure der Stromversorgung auf den verschiedenen Spannungsebenen

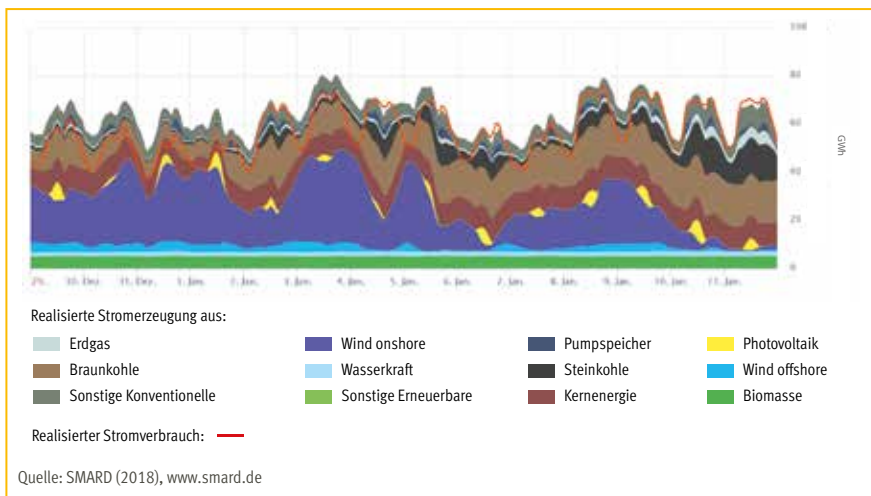


Abb. 3: Realisierte Stromerzeugung und -verbrauch

Mit der automatisierten Verarbeitung von z. B. Erzeugungsprognosen, Betriebsplänen und ausgleichenden Handelsgeschäften ist das Internet der Dinge („Internet of Things“, IoT) auch im Stromnetz angekommen.

3.2 Energiewende und erneuerbare Energien

Der Strombedarf in Deutschland bewegt sich zwischen ca. 45 und 80 Gigawatt (GW; 1 GW = 1.000 Megawatt) wie die rote Linie in Abb. 3 zeigt. Dafür gibt es eine traditionell großzügige Versorgung mit konventionellen Kraftwerken mit über 100 GW Leistung.

Durch den Erfolg der Festvergütungen im EEG kamen in den vergangenen 15 Jahren über 100 GW Erzeugungskapazität vor al-

lem aus Windkraft, Photovoltaik (PV) und Biogas hinzu. Allerdings schwankt die Einspeisung aus den fluktuierenden Quellen Wind und Sonne zwischen fast null („Dunkelflaute“) und über 45 GW Leistung, gut zu erkennen als dunkelblaues und gelbes Lastprofil in Abb. 3.

Dagegen ist die Stromeinspeisung aus Biomasse noch fast konstant (als grünes Lastband dargestellt) und trägt trotz kleiner Gesamtleistung von etwa 4,5 bis 5 GW etwa ein Viertel des Stroms aus erneuerbaren Quellen bei. Davon stammt ein Großteil, etwa 3,5 GW, aus Biogasanlagen, die derzeit noch überwiegend im Dauerbetrieb laufen.

Der konventionelle Kraftwerkspark, als braun, schwarz und grau gefärbte Lastprofile zu erkennen, muss aktuell den übrigen Bedarf de-

cken. Diese sogenannte Residuallast unterliegt erheblichen Schwankungen, wie in Abb. 3 deutlich wird. Der inländische Stromverbrauch (rote Linie) wird am 1. Januar zeitweise vollständig von erneuerbaren Energien gedeckt. Im Gegensatz dazu besteht am 11. Januar ein Residuallastbedarf von ca. 60 GW. Mit zunehmender Einspeisung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie werden sich die Zeiten häufen, in denen die Atom- oder Kohlekraftwerke oder auch Biogasanlagen nicht (mehr) benötigt werden.

Doch selbst bei doppelter oder gar dreifacher installierter Leistung aus erneuerbaren Energien bleiben Zeiten hoher Residuallast. Um dann die Versorgung sicherzustellen, sollte schon heute der Ersatz geplant werden. Diese Aufgabe können zu einem wichtigen Teil die Blockheizkraftwerke (BHKW) an Biogasanlagen oder an Entnahmestellen für Biomethan übernehmen.

Um die Anreizsysteme des Marktes für diese Aufgabe zu mobilisieren, hat die Bundesregierung schon im EEG (2012) die Direktvermarktung der erneuerbaren Energien und die Flexibilitätsprämie für Biogas- und Biomethananlagen eingeführt. Damit wird ausgenutzt, dass sich die Höhe der Residuallast direkt im Marktpreis am Spotmarkt abbildet. Wer also zu Zeiten hoher Preise einspeist, deckt einerseits den Bedarf und profitiert andererseits von hohen Erlösen. Umgekehrt: Wer während hoher Einspeisung der vorrangigen Umweltenergien weiter einspeist, muss mit niedrigen Erlösen oder sogar negativen Preisen rechnen – einer Zuzahlung für die Stromabgabe unflexibler

Kraftwerke (für weitere Informationen siehe Kapitel „5 Die Geschäftsmodelle in der Flexibilisierung“).

In dieser Zukunft wird es die wichtigste Aufgabe des Strommarktes sein, den möglichst effizienten Ausgleich der täglichen, wetterabhängigen und saisonalen Schwankungen der Einspeisung erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit in „Dunkelflauten“ zu leisten. Strom aus Wind oder Sonne würden dafür enorm große und dennoch erschöpfliche Stromspeicher benötigen. Die Versorgungssicherheit bleibt daher die wichtigste Funktion für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und insbesondere Biogas-BHKW.

3.3 Versorgungssicherheit mit flexiblen Biogasanlagen

BHKW sind regelbare Erzeuger und könnten im Prinzip an den Bedarf angepasst, also flexibel betrieben werden. Die elektrische Leistung an Biogasanlagen wurde aber bis 2014 auf die stetig erzeugte Biogasmenge ausgelegt. Die Motoren laufen deshalb bisher Tag und Nacht. Die bestehenden Anlagen könnten in naher Zukunft und zu günstigen Kosten von ihrem üblichen Grundlastbetrieb auf flexible Betriebsweise umgestellt werden.

Mit einer inzwischen erreichten Stromeinspeisung von rund 3,5 GW im Jahresmittel („Bemessungsleistung“) könnten durch konsequente Flexibilisierung etwa 10 bis 15 GW flexible Spitzenleistung aus Biogas bereitgestellt werden. Damit würden sich

ohne größere Substrat- und Biogaserzeugung etwa ein Drittel des prognostizierten Leistungsbedarfs zu Zeiten hoher Residuallast decken lassen.

Werden Biogasanlagen konsequent flexibilisiert, dann funktionieren sie als Speicherkraftwerke, also gleichzeitig als Energiespeicher und als Erzeuger.

Abb. 4 zeigt schematisch die Flexibilisierung einer Biogasanlage. Die bisher stetig einspeisende Biogasanlage (1) wird um einen Gasspeicher, ein weiteres BHKW und einen Wärmespeicher ergänzt (2). Ab dann kann das BHKW ruhen, wenn genügend EE-Strom verfügbar ist. Das stetig entstehende Biogas wird im Biogasspeicher aufgefangen und steht zur Verfügung, wenn in Zeiten hoher Residuallast die beiden BHKW mit höherer Leistung einspeisen – vor allem morgens und abends an Werktagen. Der Wärmespeicher nimmt die BHKW-Wärme in der Betriebsphase auf und sichert die Wärmeversorgung während der BHKW-Ruhe.

Typischerweise werden flexibilisierte Biogasanlagen ihre Stromeinspeisung bei konstanter Biogaserzeugung innerhalb einiger Stunden des Tages disponieren. Fertiges Biogas kann, je nach Speichergröße, über mehrere Stunden bis hin zu wenigen Tagen angesammelt werden.

Zudem lassen sich Biogasanlagen mittelfristig und saisonal über das Fütterungsmanagement flexibilisieren, indem z.B. bei vermindertem Energiebedarf im Sommer die

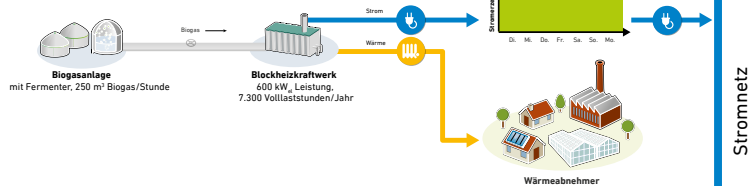
Fütterung verringert und bei erhöhtem Energiebedarf im Winter die Fütterung gesteigert wird. In der Praxis werden beispielsweise vermehrt schnell vergärbare Biogassubstrate wie Zuckerrüben eingesetzt. Bei längeren Flautezeiten mit schwacher Winternte oder bei Kälteperioden können geeignete Anlagen aber auch die Biogaserzeugung nach Bedarf variieren. Das Fütterungsmanagement, z.B. mit schnell vergärbaren Substraten, kann die Gasbildung schnell steigern, sodass in den flexiblen BHKW zeitweilig deutlich mehr Strom und Wärme erzeugt wird. Das Biogassubstrat lässt sich damit auch saisonal speichern. Durch große Wärmespeicher wird die Wärmelieferung zeitlich von der Stromerzeugung entkoppelt. Damit lassen sich auch längere Perioden hohen Wärmebedarfs bedienen. Statt den Strom zu speichern, wird er dann bedarfsgerecht erzeugt.

3.4 Wichtig für die Stromnetze: Systemdienstleistungen

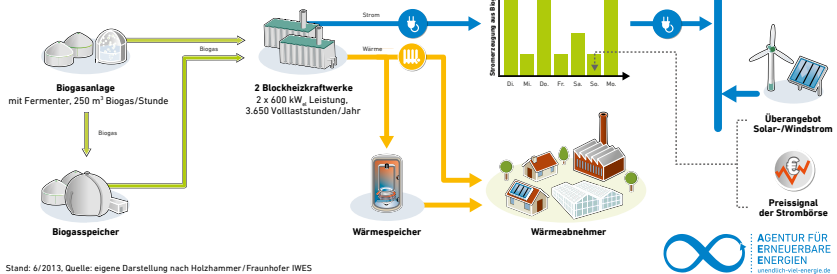
Systemdienstleistungen (SDL) im Stromnetz sind alle Maßnahmen, die die Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. Ziel ist es, die Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten. Es ist eine Besonderheit des Stromnetzes, dass die Einspeisung und die Entnahme von Strom immer sehr genau ausgeglichen sein müssen, damit die Frequenz des Wechselstroms (50 Hz = 50 Schwingungen pro Sekunde) exakt eingehalten wird.

FLEXIBILISIERUNG EINER BIOGASANLAGE

- ❶ **Vorher:** Ein Blockheizkraftwerk erzeugt rund um die Uhr bei gleichbleibender maximaler Leistung Strom aus dem Biogas, das im Fermenter entsteht.



- ❷ **Nachher:** Zwei Blockheizkraftwerke stimmen ihre Stromerzeugung auf die fluktuierende Einspeisung von Solar- und Windstrom bzw. auf Preissignale der Strombörse ab. Biogas wird nicht unmittelbar verstromt, sondern – wie die anfallende Wärme – gegebenenfalls zwischengespeichert.



Stand: 6/2013. Quelle: eigene Darstellung nach Holzhammer/Fraunhofer IWES

Abb. 4: Schematische Darstellung zur Flexibilisierung einer Biogasanlage.

Von den Akteuren am Strommarkt wird grundsätzlich verlangt, die von ihren Erzeugern eingespeisten und die an ihre Verbraucher abgegebenen Strommengen in jeder Viertelstunde in ihrem „Bilanzkreis“ genau gleich zu halten. Gelingt dies nicht, z. B. wegen unvermeidlicher Prognosefehler, dann muss der Übertragungsnetzbetreiber eingreifen und das Netz mit Regelleistung stabilisieren. Dafür müssen zeitweilig Stromerzeuger oder Verbraucher an- oder abgeschaltet werden. Die Kosten dafür werden dem Direktvermarkter, dessen Vertragsanlagen solche Ungleichgewichte verursachen, als Ausgleichsenergie

in Rechnung gestellt. Die Direktvermarkter sind daher motiviert, durch möglichst genaue Prognosen die Differenzen klein zu halten.

Direktvermarkter nutzen zunehmend den kurzfristigen Intraday-Handel der Strombörse, um bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt fehlende oder überschüssige Mengen auszugleichen. Flexible Biogas-BHKW können hier sehr nützlich sein und durch veränderten Start- oder Stoppzeitpunkt oder durch Betriebspausen mit geringem Aufwand zusätzliche Erträge erwirtschaften. Das senkt wiederum den Bedarf an Ausgleichsenergie. Ähnliches gilt,

wenn die geschlossenen Handelskontrakte wegen Leitungsengpässen im Übertragungsnetz nicht ausgeführt werden können. Dann werden Erzeuger vor der Engpassstelle gedrosselt und hinter der Engpassstelle wird zusätzliche Leistung ans Netz genommen („Redispatch“).

Für die stabile Frequenz sorgen die Netzbetreiber mit der Momentanreserve aus rotierenden Massen. Doch auch die Netzspannung muss auf den verschiedenen Netzebenen in einem möglichst engen Korridor bleiben, damit das gelingt.

Der Großteil dieser Systemdienstleistungen wird über den Regelleistungsmarkt gehandelt. Die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland schreiben Kraftwerkskapazitäten im Markt aus, die dafür bereitstehen, nach Bedarf des Stromnetzes zur Spannungshaltung ihre Leistung zu steigern oder zu drosseln.

Flink regelbare Kraftwerke, Batterien und Power-to-Heat-Aggregate können sich an den Ausschreibungen für Regelleistung beteiligen. Die Bereitschaft dazu wird bereits mit einem Leistungspreis belohnt. Wird die Leistung abgerufen, kommt noch ein Arbeitspreiserlös hinzu (nicht bei Primärregelleistung). Regelleistung kann auch von Biogas-BHKW erbracht werden, um kurzfristige Versorgungsschwankungen auszugleichen. Biogas-BHKW können zwar sehr flink an- und abgeschaltet bzw. in der Leistung variiert werden. Doch sinkt der Wirkungsgrad im Teillastbetrieb. Die Motoren verschleßen bei vielfachen Starts schneller.

Zudem sind die Preise für Regelleistung aktuell stark verfallen.

Innerhalb des Regelleistungsmarktes wird zwischen verschiedenen Produkten unterschieden:

- Mit der Primärregelleistung (PRL) werden drohende Frequenzschwankungen im Netz sekundenschnell ausgeglichen. Bei einer gewissen Abweichung vom Sollwert müssen die Regelleistungsanbieter ihre Einspeisung automatisch gegenläufig ausregeln. PRL erfordert von BHKW-Betreibern einen stetigen Teillastbetrieb (z.B. 80 %), von dessen Sollwert aus die Einspeisung gesteigert oder gesenkt werden kann (z.B. $\pm 20\%$, auf 60–100 % der Höchstleistung). Dieser stetige Betrieb schließt BHKW von der Flexibilität am Spotmarkt aus.
- Sekundärregelleistung (SRL) und Tertiärregelleistung („Minutenreserveleistung“, MRL) werden vom Anlagenbetreiber bereitgehalten und über den Direktvermarkter (Poolbetreiber) mit einer Fernsteuerung automatisiert abgerufen. Die Inanspruchnahme wird mit einem zusätzlichen Arbeitspreis vergütet.
- Positive SRL und MRL werden durch die Bereitstellung zusätzlicher Leistung erbracht. Das können z.B. ruhende BHKW leisten.
- Negative Regelleistung wird durch die Verringerung der Einspeiseleistung oder durch zwischenzeitliche Stromverwertung außerhalb des Netzes (z.B. Beheizung eines Wärmespeichers, „Power-to-Heat“) bereitgestellt.

- MRL muss mit 15 Minuten Reaktionszeit geliefert werden. Sie wird in 4-Stunden-Blöcken gehandelt. Die Erlöse sind sehr gering.
- SRL erlaubt maximal 5 Minuten Reaktionszeit, gehandelt in 12-Stunden-Blöcken (Hochtarif/Niedrigtarif, HT/NT). Die Auktion erfolgt wöchentlich, sodass der Bieter sich für die bezuschlagte Zeit festlegt.

Eine weitere Systemdienstleistung ist die Lieferung von Blindleistung, die allerdings regulatorisch geregelt und auch von BHKW abgefordert wird. Schließlich gilt als wichtige Fähigkeit von dezentralen Biogas-BHKW, dass sie bei einem möglichen Netzzusam-

menbruch auch ohne Spannung im Netz zur Wiederinbetriebnahme beitragen können. Für diese Schwarzstartfähigkeit genügen kleinere Umbauten an den Bestandsanlagen, doch existiert bisher kein Geschäftsmodell dafür.

BHKW mit einem Biogasspeicher für mehrere Betriebsstunden sind stattdessen besonders für die Sicherung der Residuallast geeignet, also für den täglichen Ausgleich von fluktuierender Erzeugung und schwankendem Verbrauch. Dafür wird die Erzeugung in Spitzenlaststunden gesteigert und die Anlage nach einem Fahrplan betrieben, der sich nach den Preisen am Spotmarkt richtet.

STROMPREISTEPPICH 2017 (EPEX SPOT SE)

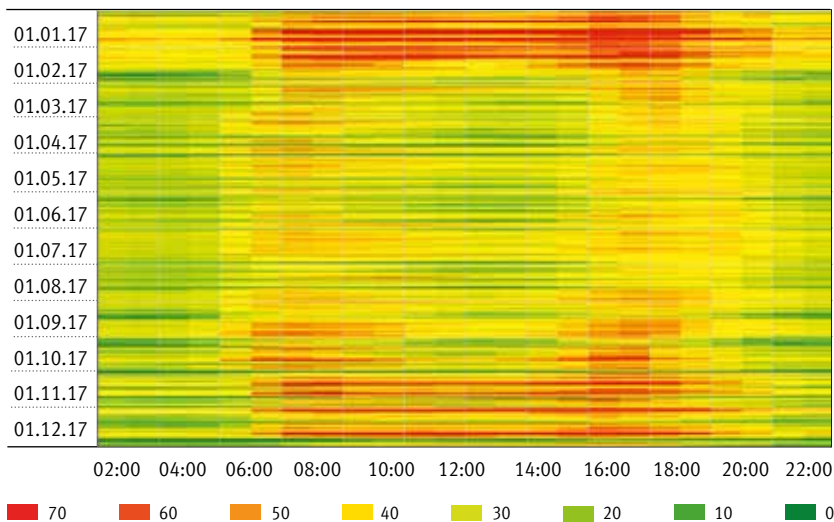


Abb. 5: Handelspreis pro Stunde für Day-Ahead-Kontrakte in €/MWh

4 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für Biogasanlagen werden durch eine Reihe von Gesetzen und Verordnungen gesetzt. Die folgenden Kapitel beschränken sich daher auf die relevanten Punkte zum flexiblen Biogasanlagenbetrieb.

4.1 Änderungen im EEG

Seit dem Jahr 2000 wird Strom aus Biogas nach dem EEG zu einem festen Tarif vergütet. Zu Beginn der Energiewende und der Technologieentwicklung für erneuerbare Energien (EE) war diese Förderung auch sinnvoll. Mit der stark gestiegenen Einspeisung von Solar- und Windkraftanlagen sollte der Strom aus Biogasanlagen heute aber besser die fluktuierenden Energiequellen ergänzen und Versorgungslücken schließen. Das erfordert den nachträglichen Zubau von flexibler BHKW-Leistung und von Speichern, sowie Anreize für die systemdienliche Betriebsweise. Abb. 6 (S. 18) zeigt den Einfluss der EEG-Anreize auf den Zubau der elektrischen Leistung an Biogasanlagen.

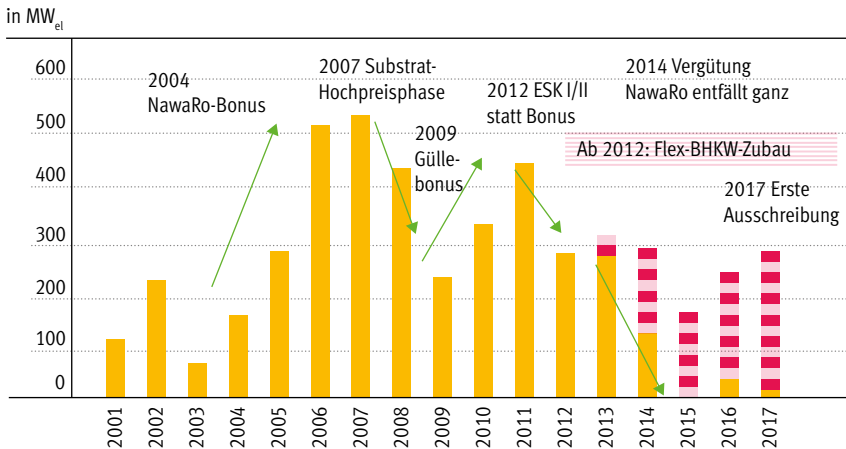
Zur besseren und vom Markt gesteuerten Integration der EE hat die Bundesregierung das Prinzip der Direktvermarktung für Wind-, Solar- und Biogasstrom eingeführt. Der Strom aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen wird nun über Stromhändler an den EPEX-Spotmarkt geliefert (§§ 34 und 35 seit dem EEG 2014; ab 01.01.2016 verpflichtend auch für alle Anlagen ab 100 kW Leistung).

Bis dahin erhielten Anlagenbetreiber eine feste Vergütung je Kilowattstunde, die heute als „anzulegender Wert“ bezeichnet wird. In der Direktvermarktung verkaufen sie ihren Strom an einen Stromhändler, der einen marktnahen, an den Preisen der Börse orientierten Preis dafür zahlt. Die bisher garantierte Festvergütung ist wesentlich höher. Zum Ausgleich erhält der Anlagenbetreiber eine gleitende Prämie. Diese Marktprämie geht vom Monatsmittelwert (= Marktwert bei gleichmäßiger Erzeugung) des eingespeisten Stroms an der Strombörse aus. Der Betreiber erhält vom Netzbetreiber die Preisdifferenz zwischen der bisherigen Festvergütung und diesem Monatsmittelwert.

Um bei gleichbleibender Strommenge aus Biogas auf unterschiedliche Spotmarktpreise reagieren zu können, muss zusätzliche BHKW-Leistung installiert werden. Daher wird schon seit 2012 der Zubau von Leistung an Bestandsanlagen mit der Flexibilitätsprämie gefördert, wenn sie schon vor dem 01.08.2014 am Netz waren (gleichlautend § 33i und Anlage 5 im EEG 2012, § 54 und Anlage 3 im EEG 2014; § 50b und Anlage 3 im EEG 2017). Die Förderung für zusätzlich installierte BHKW-Leistung ist allerdings seit dem 01.08.2014 in der Summe aller Anlagen auf einen Zubau von 1.350 MW gedeckelt.

Seit dem 01.08.2014 ist für alle Biogas-Bestandsanlagen auch die jährlich einge-

BESTANDSÄNDERUNG BIOGASANLAGEN



Quelle: Flexperten (2017)

© FNR 2018

Abb. 6: EEG und die Entwicklung des Zubaus von Biogasanlagen

speiste Strommenge begrenzt, für die eine EEG-Vergütung gezahlt wird. Vorher war es so, dass man nach Zubau von weiteren BHKW auch die Fütterung steigern und mehr Strom erzeugen konnte und dafür zusätzliche EEG-Förderung erhielt. Um die Biogasmenge nicht weiter zu steigern, wurde die Vergütung auf eine Höchstbemessungsleistung ($P_{H\text{Bem}}$) von 95 % der am 01.08.2014 installierten Leistung begrenzt.

Neuanlagen müssen ohnehin seit dem 01.08.2014 mindestens „doppelt überbaut“ sein, das heißt die installierte Leistung muss mindestens das Doppelte der Bemessungsleistung betragen (siehe Abb. 7, mittleres Schema). Im Ausgleich wird ein Flex-

zuschlag von 40 €/kW installierter Leistung gezahlt, zusätzlich zu dem in der Ausschreibung ermittelten anzulegenden Wert je Kilowattstunde eingespeistem Strom. Weitere Informationen, wie Direktvermarktung und Flexibilisierung die Erträge von Strom aus Biogas und Biomethan steigern, finden sich in Kapitel „5.3 Geschäftsmodelle“.

4.2 Neue Perspektive: EEG 2017

Für Biogas wurde im EEG 2017 ein Zubaukorridor verankert. Statt gesetzlich die Vergütungshöhe festzulegen, wird einmal jährlich eine feste Menge Biogasleistung

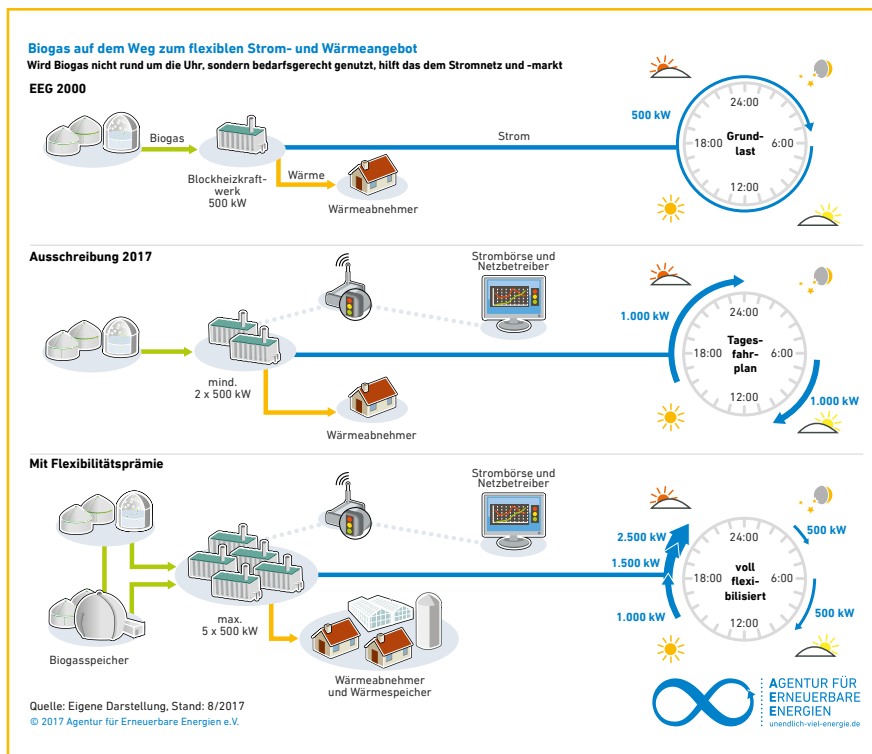


Abb. 7: Grundlastbetrieb, kleine oder maximale Flexibilisierung? Die Ausschreibung für Neuanlagen oder Vergütungsverlängerung verpflichtet zu doppelter installierter Leistung. Stattdessen kann auch die Bemessungsleistung halbiert werden. Die Flexprämie fördert bis zu fünffacher Überbauung, ermöglicht eine Konzentration der Einspeisung auf jährlich mindestens 1.750 Volllaststunden.

ausgeschrieben. Es gibt weder KWK-Bonus noch andere Boni. Wer eine neue Biogasanlage bauen und dafür eine zwanzigjährige Festvergütung erhalten möchte, muss nun selbst einen „anzulegenden Wert“ kalkulieren und anbieten. Dabei darf die erzeugte jährliche Strommenge (Bemessungsleistung) höchstens die Hälfte der installierten Leistung betragen. Damit werden maximal 4.380

Volllaststunden pro Jahr gefördert. Einer Verringerung der Einspeisemenge ist im EEG 2017 keine Grenze gesetzt.

Auch bestehende Anlagen dürfen sich vor Ende ihrer EEG-Vergütung an dieser Ausschreibung für eine Anschlussförderung beteiligen. Für Bestandsanlagen wird die zweite Vergütungsperiode 10 weitere Jahre

gewährt. Der anzulegende Wert darf einen Maximalwert von 16,9ct/kWh (2017) nicht überschreiten, der jedes Jahr um 1 % abgesenkt wird.

Die günstigsten Bieter erhalten den Zuschlag, bis die Ausschreibungsmenge erfüllt ist. Die erfolgreichen Anlagen erhalten für den eingespeisten Strom eine Marktprämie, die sich aus dem angebotenen anzulegenden Wert errechnet, sowie den Markterlös aus ihrem Stromverkauf.

Hinzu kommt ein Flexibilitätzuschlag, der die installierte Leistung mit 40 € je kW jährlich belohnt. Der Flexibilitätzuschlag wird auch gezahlt, wenn diese Leistung bei Bestandsanlagen vorher bereits 10 Jahre lang durch die Flexibilitätsprämie gefördert wurde.

Stromerlös und Flexzuschlag sind natürlich umso höher, je stärker die Anlagen flexibilisiert wurden. Außerdem verfügen diese Anlagen in der Verlängerungsperiode über einen technisch weniger stark abgenutzten BHKW-Bestand.

Betreiber können also schon in der ersten Vergütungsperiode die Flexibilitätsprämie nutzen, um sich eine gute Position im Wettbewerb um die Verlängerung zu verschaffen. Wenn Biogasanlagen auf Spitzenstrombedarf und vollständige Wärmenutzung ausgelegt werden, steigen die Chancen für die zweite Vergütungsperiode.

4.3 Weitere Rechtsanpassungen

Darüber hinaus wurde der Zubau von Blockheizkraftwerken an landwirtschaftlich privilegierten Anlagen erleichtert. Im Mustererlass zum BauGBÄndG 2013 wurde im Punkt 3.4 Biomasseanlagen (§ 35 Absatz 1 Nummer 6 Buchstabe d) die Beschränkung der elektrischen Leistung aufgehoben. Damit muss für ein größeres BHKW zur Flexibilisierung kein Bebauungsplan aufgestellt werden. Die Biogasmenge bleibt auf 2,3 Mio. Nm³ begrenzt.

Die EEG-Clearingstelle klärte außerdem mit der Empfehlung 2012/19 in Übereinstimmung mit dem Urteil des Bundesgerichtshofes (VIII ZR 262/12) den Anlagenbegriff so, dass ein neues, hinzugebautes BHKW zum Bestandteil der bestehenden Anlage wird. Es ändert sich weder die Vergütung noch der Inbetriebnahmezeitpunkt der Gesamtanlage. Lediglich der Anspruch auf Flexibilitätsprämie kommt hinzu.

Für Altanlagen, die nicht verändert werden, gelten meist Bestandsschutz oder langjährige Übergangsregelfristen. Für Biogasanlagen, die flexibilisiert werden sollen, muss jedoch in der Regel eine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) durchgeführt werden. Für eine neue BImSchG-Genehmigung und einen langfristigen Betrieb werden Betreiber auch die inzwischen erlassenen Regelungen umsetzen müssen, wie z. B.:

- Sicherheitsauflagen nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), Gefährdungsbeurteilung, Ex-Schutz, u. v. m.

- Die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) in Verbindung mit den Technischen Regeln wassergefährdender Stoffe (TRWS) 792 „IGS-Anlagen“ (Jauche, Gülle Sickerwasser) fordert eine Umwallung der Biogasanlage.
- Die Düngemittelverordnung (DüMV) fordert Lagerkapazität von 6–9 Monaten für Gärprodukte, verbietet aber gleichzeitig Erdbecken für deren Lagerung.
- Das EEG fordert u.a. eine hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen und eine gasdichte Abdeckung auf allen neuen Substratbehältern.
- Für neue BHKW, aber später auch für Bestandsanlagen sind schärfere Abgasgrenzwerte (nach MCP-Richtlinie) für Formaldehyd, Kohlenmonoxid und Stickoxide zu erwarten, was voraussichtlich den Einbau von SCR-Katalysatoren unumgänglich macht. Beim Bau neuer BHKW können diese großvolumigen Filter zumindest eingeplant oder gleich eingebaut werden.
- Die Mittelspannungsrichtlinie stellt neue Anforderungen an die Zertifizierung von elektrischen Anlagen und neuen BHKW.
- Wird der Biogasspeicher auf ein Volumen von über 7.700 m³ vergrößert, was der Grenze von 10 t Lagermenge entspricht, dann muss zudem ein Störfallplan nach Störfallverordnung (StörfallVO) aufgestellt werden.

Bestehende Anlagen setzen sich mit der Flexibilisierung dem Druck zur Nachbesserung aus und verzichten auf den Bestandsschutz. Wer jedoch eine Biogasanlage langfristig

betreiben will, muss etwaige Defizite ganz sicher noch beseitigen. Eine gesetzliche Verpflichtung zur stetigen Erfüllung aktueller Auflagen besteht zwar noch nicht, wird aber von Fachleuten nicht ausgeschlossen.

4.4 Genehmigungsverfahren

Insbesondere eine konsequente Flexibilisierung erfordert wesentliche Änderungen an der bestehenden Anlage. Bei einer Biogasproduktion von mehr als 1,2 Mio. Nm³ muss dies nach BImSchG genehmigt werden. Das Verfahren erfordert, die gesamte Anlage auf aktuelle Anforderungen zu prüfen und nachzurüsten. Das ist häufig eine angstbesetzte Hürde, weil Teile von älteren Anlagen den heutigen Anforderungen nicht mehr entsprechen.

Wenn Lücken in der Sicherheitstechnik oder die Genehmigungspflicht dem Flexibilisierungsprojekt zunächst entgegenstehen, sollte man sich fragen, ob der Anlass nicht sogar positiv genutzt werden kann, um die Anlage auf den aktuellen Stand der Technik zu bringen. Wenn eine Anpassung an neue Regelungen zukünftig ohnehin unumgänglich ist, dann kann die Flexibilisierung ein günstiger Anlass zur Modernisierung sein. Damit können Kosten für Stückwerk gespart, Risiken und Haftungsprobleme vermieden werden.

Ein Verfahren nach BImSchG hat zudem die positive Wirkung, dass damit alle Anforderungen gebündelt geprüft und bei Erteilung der Genehmigung auch rechtverbindlich bestätigt werden.

5 DIE GESCHÄFTSMODELLE IN DER FLEXIBILISIERUNG

5.1 Biogas im Strommarkt

Eine zentrale Funktion im Energiemarkt hat die European Power Exchange (EPEX SPOT SE) als Börse für den kurzfristigen Stromhandel. Die Strompreise werden im täglichen Rhythmus in zwei geregelten Auktionen ermittelt.

Die Day-Ahead-Auktion schließt um 12 Uhr und handelt die stündlichen Strommengen des Folgetages, um 15 Uhr folgt die Viertelstunden-Auktion. Mit der Merit-Order-Regelung wird der Strompreis für jede Handelsstunde auf den Einheitswert festgelegt, zu dem das teuerste benötigte Kraftwerk geboten hat. Bei großem Bedarf und wenig Angebot an erneuerbaren Energien kommen auch teurere Kraftwerke zum Zuge und der Börsenpreis dieser Stunde steigt für alle Erzeuger. Bei hohem Angebot erneuerbarer Energien bestimmen die billigeren Kraftwerke den Preis für den gesamten gelieferten Strom.

Am Liefertag selbst werden Viertelstunden-Kontrakte noch bis kurz vor Erfüllung gehandelt. Das wird von allen Marktteilnehmern genutzt, die wegen abweichender Erzeugung von Wind und Sonne noch Fehlmengen ausgleichen müssen.

Die Börsenstrompreise liegen im Mittel der letzten Jahre zwischen 2,5 und 3,5 ct/kWh, also deutlich niedriger als die Erzeugungskosten für Biogasstrom. Selbst in Spitzenzeiten übersteigen die Börsenstrompreise nur ausnahmsweise 10 ct/kWh. Die Preisdifferenzen sind dennoch ein attraktiver Zuverdienst für regelbare Erzeuger.

5.2 Fördermittel: Flexibilitätsprämie und -zuschlag

Bisher sind die Preisdifferenzen am Spotmarkt so niedrig, dass sich allein wegen dieser Zusatzerlöse die Investitionen nicht lohnen würden. Daher wird für die zusätzlich installierte BHKW-Leistung an Bestandsanlagen vom Netzbetreiber eine Flexibilitätsprämie gezahlt, um Investition in zusätzliche BHKW-Leistung auszulösen.

Die Flexprämie beträgt 130 € je kW_{el} bei einem Leistungszubau von bis zu 100 %, jedes weitere kW_{el} wird mit 65 € je kW_{el} vergütet. Diese Regelung gilt bis zu einem Leistungszubau von 500 % der Bemessungsleistung, eine stärkere Überbauung wird nicht (mehr) mit der Flexprämie vergütet und die Flexibilitätsprämie entfällt ganz (vgl. Abb. 8).

FLEXIBILITÄTSGARANTIE IN ABHÄNGIGKEIT VON DER INSTALLIERTEN LEISTUNG

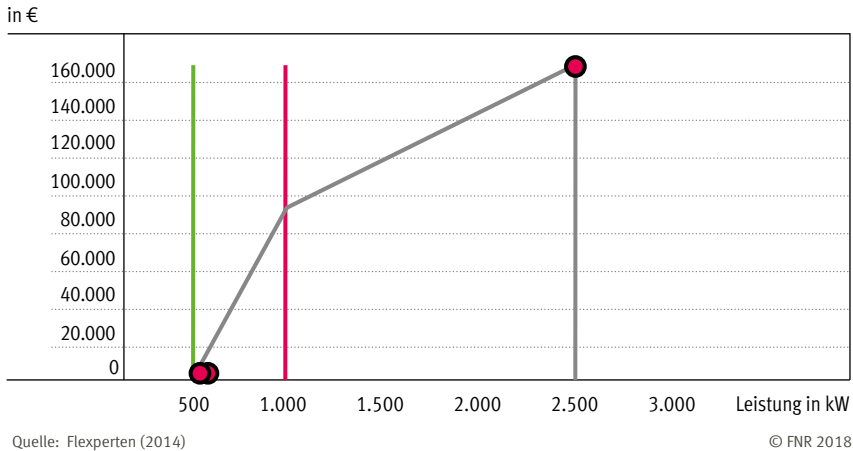


Abb. 8: Beispiel einer Biogasanlage für 500 kW Bemessungsleistung. Grün: Bemessungsleistung (95 % der installierten Leistung). Rot: Zusatzleistung = Bemessungsleistung $\times 1,1$ ($= 0,5 \times$ installierte Leistung). Schwarze Senkrechte: Bemessungsleistung $\times 5$ (maximale Flexibilitätspremie).

Die Flexibilitätspremie deckt einerseits einen wesentlichen Teil der Investitionen in die Flexibilisierung. Sie soll Biogasanlagenbetreibern ermöglichen, das Ertragspotenzial des Spotmarktes zu erschließen.

Diese Investition hat andererseits zusätzlich eine Reihe von positiven wirtschaftlichen Effekten, wie die Substrateinsparung durch den höheren elektrischen Wirkungsgrad des BHKW, die geringeren Wartungskosten, eingesparte Ersatzinvestitionen und höhere Betriebssicherheit durch Redundanz – siehe Kapitel 8 zur Wirtschaftlichkeit.

Je größer das BHKW gewählt wird, desto günstiger sind die Grenzkosten und desto wahrscheinlicher genügt die Flexibilitätspremie vollständig für den Investitionsbedarf.

Der Anspruch auf Flexibilitätspremie besteht, sobald

- der Betreiber die Inanspruchnahme beim Netzbetreiber schriftlich angemeldet hat,
- ein Umweltgutachter die installierte Leistung und die Eignung der Biogasanlage zum flexiblen Betrieb (mit dreitägigem Probebetrieb) bestätigt hat und
- der Betreiber diesen Nachweis der Flexibilisierung an das Anlagenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemeldet hat.

Der Anspruch auf Flexibilitätsprämie ist jedoch gedeckelt. Der Anspruch entfällt, wenn die nach dem 01.08.2014 zusätzlich installierte Leistung der bestehenden Biogas- und Biomethananlagen einen kumulierten Wert von 1.350 MW erreicht hat. Wer die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen will, muss vor dem Erreichen des Deckels die flexible Leistung bei der BNetzA nachgewiesen haben (Stand bei Redaktionschluss).

Für neue Biogasanlagen, die nach Ausschreibung EEG 2014 ff. vergütet werden, ist eine Flexibilität von mindestens 100 % zusätzlicher Leistung verpflichtend. Eine EEG-Vergütung bzw. die Förderung durch eine Marktpremie gibt es nur für eine Bemessungsleistung bis zum maximal 0,5-Fachen der installierten Leistung. Nach § 53 EEG 2014 wird dafür während der 20 Jahre EEG-Laufzeit ein „Flexibilitätszuschlag“ von 40 €/je kW installierte Leistung gezahlt.

Der Flex-Zuschlag wird auch für alle Biogas-Bestandsanlagen gewährt, die in der Ausschreibung für eine zweite Vergütungsperiode den Zuschlag erhalten. Anlagen in der zweiten Vergütungsperiode bekommen die EEG-Vergütung ebenfalls höchstens für die Hälfte der installierten Leistung, müssen also wie Neuanlagen mindestens das Doppelte ihrer Einspeisung als installierte Leistung vorweisen.

Auch wenn für ein Bestands-BHKW bereits Flexibilitätsprämie gezahlt wurde, gibt es in der Anschlussperiode für jedes Kilowatt installierte BHKW-Leistung jährlich 40 €

Flexibilitätszuschlag. Beim kleinsten möglichen BHKW mit dem Doppelten der Bemessungsleistung bedeutet dies 0,9 ct/kWh Flexibilitätszuschlag.

Wer die größtmögliche, d. h. fünffache BHKW-Leistung installiert, bekommt in der zweiten Vergütungsperiode zusätzlich 2,25 ct/kWh Flexibilitätszuschlag. Das bedeutet im Wettbewerb der Ausschreibung über 1,3 ct/kWh Wettbewerbsvorteil oder Ertragsverbesserung.

Der Bau von Wärmespeichern und Wärmenetzen wird bisher zusätzlich mit einem Marktanreizprogramm (MAP) der KfW-Bank mit günstigen Krediten und Tilgungszuschüssen für bis zu 30 % der Investitionen gefördert.

Grundsätzlich wird mit einem neuen BHKW auch eine entsprechend größere Erzeugungskapazität während der technischen Laufzeit des BHKW eingekauft. Besonders wenn die Biogasanlage über die 20 Jahre EEG-Laufzeit hinaus betrieben werden soll, sind stark durch die Flexibilitätsprämie geförderte große BHKW sehr attraktiv. Durch die verkürzte tägliche Laufzeit eines Flex-BHKW dauert es länger, bis es seine technische Lebenserwartung in Betriebsstunden erreicht hat, es hält also nicht nur die üblichen 10 Jahre, sondern 20 oder 30 Jahre und mehr. Damit kann das BHKW für den Zeitraum der verlängerten Vergütung schon jetzt durch die Flexibilitätsprämie refinanziert werden.

5.3 Spotmarkt: Mehrerlöse durch Spitzenlast statt Grundlast

Weder Wind noch Sonne richten sich nach den Marktpreisen am Spotmarkt, sodass die Direktvermarktung hier keine lenkende Wirkung hat. Im Unterschied dazu können Biogasanlagen ihre Einspeisung sehr gut nach den Marktpreisen richten, vorausgesetzt dass sie über ausreichend dimensionierte Gasspeicher und höhere BHKW-Leistung verfügen. So kann in einer Phase niedriger Preise das BHKW ruhen und Biogas angesammelt werden, um es in Bedarfszeiten mit hohen Preisen zu verstromen. Den individuell erzielten Mehrwert darf der Betreiber behalten und muss ihn sich nicht auf die Marktprämie anrechnen lassen. Damit können Biogasanlagen zusätzliche Erträge erzielen.

Die Spitzenbedarfe bei wenig Wind und Sonne bilden sich am Spotmarkt mit hohen Preisen ab, wie in Abb. 9 zu sehen ist. Damit erzielt der Betreiber am Spotmarkt einen höheren Erlös als den Durchschnittswert. Der EPEX-Zusatzerlös bildet den Anreiz für die Betriebsplanung, die sich nach den am kommenden Tag erwarteten Marktpreisen richtet (Day-Ahead-Preis).

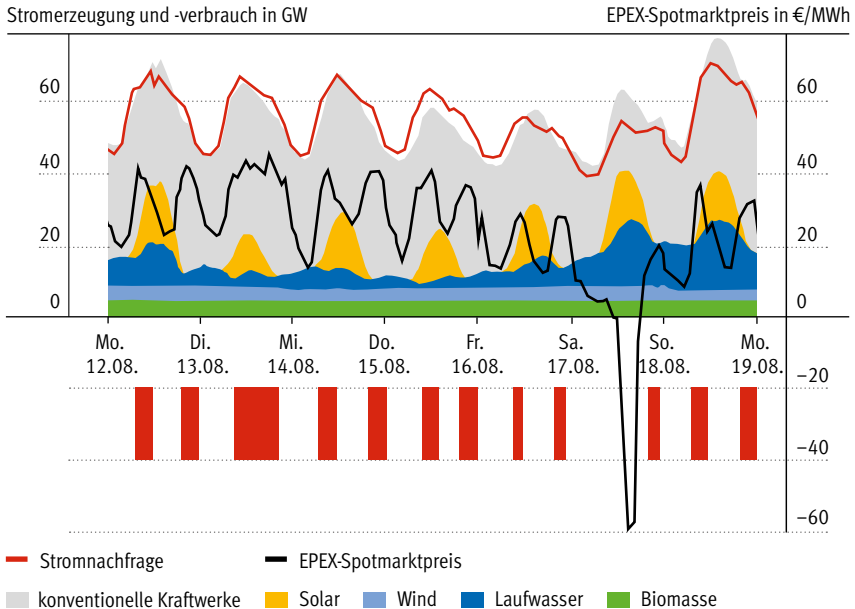
Beim derzeit typischen Verlauf von Stromnachfrage, -angebot und -preis wird der Spitzenverbrauch mittags zunehmend von Solarenergie gedeckt. Morgens und abends entstehen Hochbedarfsphasen mit entsprechen hohen Marktpreisen. Der niedrigere Strombedarf in der Nacht wird zwar

nicht von der Sonne, dafür aber mit höherer Wahrscheinlichkeit von Windstrom gedeckt. Abb. 9 verdeutlicht die Zusammenhänge grafisch. Am Wochenende ist zudem eine verminderte Stomnachfrage zu beobachten. Bei gleichzeitig hoher PV- und Windenergieernte fällt der Preis unter null und wer einspeist, muss dafür bezahlen. Das gilt auch für die meisten Biomasseanlagen.

Als Erzeuger von Biogasstrom kann man sich also darauf einstellen, dass die BHKW-Laufzeit zu Zeiten mit den höchsten Stromerlösen tendenziell an Wochentagen jeweils morgens und abends sinnvoll ist. Sogar bei starker Flexibilisierung können diese Spitzenzeiten regelmäßig schon erreicht werden, wenn die Speicherreichweite eine Ruhezeit ab 12 Stunden ermöglicht.

Allerdings sind die attraktiven Zeiten wegen der starken Fluktuation von Wind und Sonne von Tag zu Tag verschieden. Deshalb bleibt eine größere Speicherreichweite sinnvoll. In mittelfristiger Perspektive werden die Ertragspotenziale einer größeren Speicherreichweite sehr wahrscheinlich wachsen, wie Kapitel 5.4 aufzeigt.

VOM STROMMARKT ZUM BHKW-FAHRPLAN



Quelle: Agora Energiewende, Ramboll 2016

Abb. 9: Stromnachfrage, EE-Einspeisung und Spotmarktpreise
(rote Balken: möglicher Fahrplan für eine flexible Biogasanlage)

5.4 Exkurs: Entwicklung der Spotmarkterlöse

In dem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie sich die Erlöspotenziale im Markt entwickeln werden. Dafür haben Energieexperten des BET Aachen auf der Grundlage eines europäischen Fundamentalmodells und der Brennstoffpreisentwicklung auf Basis des World Energy Outlooks 2016 die Entwicklung der stündlichen Spotmarktpreise für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 prognostiziert.

Von CUBE Engineering – Part of Ramboll wurden Biogas-BHKW-Anlagen mit vier verschiedenen Flexibilisierungsgraden (200% bis 500% installierte BHKW-Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung) und jeweils vier verschiedene Gasspeicherreichweiten mit 12 bis 60 Stunden BHKW-Ruhe angenommen.

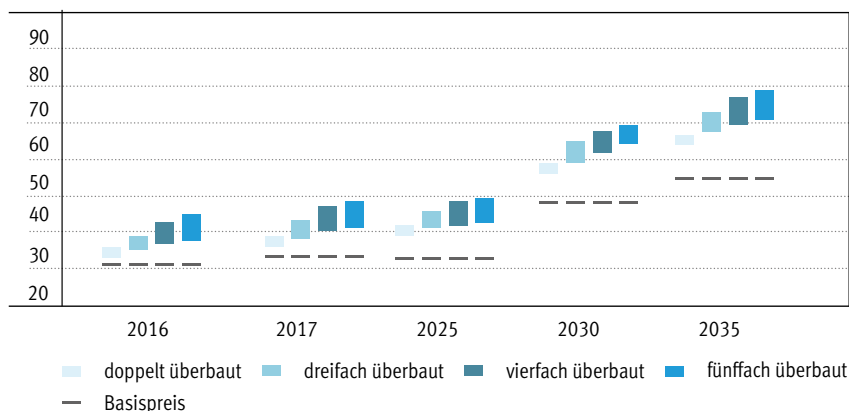
In den Simulationen wurden ganzjährige, erlösoptimale Einsatzpläne erzeugt. Der zu erwartende Mehrerlös der flexibilisierten

Anlagen wird in Abb. 10 gezeigt. Der Erlös bei konstantem Betrieb bildet den Mittelwert der Strompreise. Die Entfernung der Balken vom Mittelwert gibt den Zusatzerlös in €/MWh an (dividiert durch 10 = ct/kWh). Der untere Rand des jeweiligen Balkens zeigt das Erlöspotenzial der Tagesflexibilität (12 Stunden Speicherreichweite), der obere Rand das Potenzial bei Wochenendflexibilität (60 Stunden Speicherreichweite). Ab Ende der Zwanzigerjahre wächst das Potenzial deutlich und die konsequente Flexibilisierung bringt weit mehr als das Doppelte der „kleinen“ Flexibilisierung.

Bei diesem sehr konservativen Szenario geht das BET davon aus, dass zwar die EE-Zubauziele erreicht werden, aber die Kohleverstromung weitergeht und die Preise der CO₂-Emissionsrechte niedrig bleiben. Das wirkt sich dämpfend auf die Preisschwankungen aus. Es darf also angenommen werden, dass die Ertragspotenziale für Biogasanlagen in der Realität eher höher liegen. Wegen der Transparenz dieser Erträge können Biogasanlagenbetreiber damit rechnen, hiervon einen großen Anteil zu erhalten.

ERLÖSPOTENZIALE BIOGASANLAGEN

in €/MWh



Quelle: Ramboll – BET – Flexperlen (2018)

© FNR 2018

Abb. 10: Erlöspotenziale verschieden stark flexibilisierter Biogasanlagen

5.5 BHKW-Flexibilität im Intraday-Handel

Da die fluktuierende EE-Einspeisung zunimmt, schwanken die Bedarfe an Residuallast immer stärker. Damit wächst auch die Größe der Prognosefehler. So lagen 2017 die Abweichungen zwischen den gehandelten Strommengen am Spotmarkt und der tatsächlichen Lieferung in etwa einem Drittel der Viertelstunden des Jahres über 1.000 MW. Um die Prognoseabweichungen vom Vortag auf dem Markt noch ausgleichen zu können und bei stetig wachsender oder schrumpfender Nachfrage die Mengestufen zwischen den Handelsstunden zu glätten, wurde der Viertelstundenhandel eingeführt. Dafür kann der Betreiber mit einem Direktvermarkter vereinbaren, untertäglich vom Day-Ahead-Fahrplan abzuweichen, um im Intraday-Handel zusätzliche Erlöse zu erzielen. Diese Preisschwankungen können weitere Zusatzerlöse einbringen.

5.6 Biogas-BHKW in der Regelleistung

Die negative Regelernergie spielte für Biogasanlagen in der jüngeren Vergangenheit eine wichtige Rolle, weil viele Biogasanlagenbetreiber im Dauerbetrieb einspeisen und das Abschalten der Motoren als Regelleistung anbieten können. Negative Sekundärregelleistung (SRL) wurde daher in der Frühzeit der Biogas-Direktvermarktung 2012 bis 2014 mit hohen Leistungspreisen und relativ einfacher Umsetzung sehr beliebt. Seitdem wird die Regelernergie ge-

legentlich mit der bedarfsorientierten Einspeisung gleichgesetzt oder verwechselt. Es handelt sich jedoch um grundverschiedene Leistungen mit unterschiedlichem Marktdesign.

Derzeit wandelt sich der Markt der Regelleistung jedoch strukturell, weil genauere Prognosen, der immer schnellere Intraday-Handel und die Automatisierung von Handelsprozessen den ohnehin kleinen Bedarf dämpfen und immer mehr Anbieter am Markt teilnehmen. Im gleichen Maß sinken die Preise.

Die Leistungspreise für Minutenreserveleistung (MRL) sind daher fast auf null gefallen. Es werden praktisch nur noch Arbeitspreise gezahlt.

Die ausgeschriebene Menge Sekundärregelleistung beträgt weniger als 2 GW, sodass auch die Leistungspreise für negative SRL eingebrochen sind.

Der Preis für positive SRL, die ein einsatzbereites Kraftwerk voraussetzt, fällt ebenfalls, jedoch langsamer und liegt noch deutlich höher.

Derzeit sehen manche Motorenbauer, Biogasanlagenbetreiber und Direktvermarkter eine neue Perspektive in der Primärregelleistung (PRL). Doch dieses Angebot setzt permanent laufende Einspeiser voraus, deren Leistung um einen bestimmten Wert schwankend gesteuert werden kann. Das können Motoren nur auf Kosten des elek-

trischen Wirkungsgrades, sodass mehr Biogas verbraucht wird und die Abgaswerte sich verschlechtern (vgl. Häring et al. 2015). Außerdem können Biogasanlagen in der PRL nicht mehr aktiv am Spotmarkt teilnehmen.

Die Nachfrage nach PRL ist mit weniger als 800 MW (0,8 GW) relativ klein. Zudem drängen stationäre Batterien in diesen Markt, sodass auch hier aktuell ein Preisverfall zu beobachten ist.

Ab Juli 2018 werden die Ausschreibungsbedingungen für Sekundärregelleistung weiter vereinfacht und dann täglich in 4-Stunden-Zeitscheiben auktioniert. Das wird das Angebot von SRL für Biogasanlagenbetreiber erleichtern, aber auch weiter preisdrückend wirken.

Zusammenfassend ist nur im Bereich der positiven SRL, also dem Angebot rascher Leistung aus der Ruhe heraus, besonders für stark flexibilisierte Biogas-BHKW mit interessanten Erlösen zu rechnen. Deren Ruhezeiten liegen in den weniger attraktiven Zeiten des Spotmarkts, sodass das Niedrigtarif (NT)-Zeitfenster sich für positive Regelleistung gut eignet.

Aus diesen Gründen ist zu empfehlen, dem marktpreisorientierten Fahrplanbetrieb den Vorrang zu geben. Optional, aber nicht als Ersatz für die Umstellung auf Residuallastdeckung, kann man die zur Flexibilisierung installierte Leistung zusätzlich nutzen, um in den Ruhezeiten positive Regelleistung anzubieten. Die Regelleistung allein ist für

BHKW-Betreiber nicht mehr attraktiv und keine Grundlage für Investitionen.

5.7 Bessere Wärmenutzung durch „thermische Flexibilität“

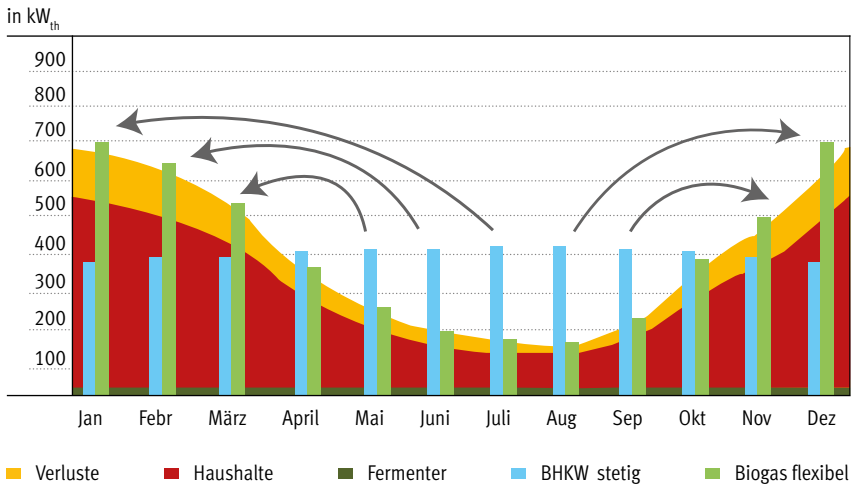
Generell haben Biogasanlagen, deren Wärme ein Wärmenetz versorgt, meist im Sommer Wärme übrig. Im Winter könnte mehr Wärme gebraucht werden.

Mithilfe der flexibilisierten Biogasanlagen kann nun auch die Wärmeerzeugung an den Bedarf angepasst werden, indem sich die tägliche Betriebsdauer der BHKW am Wärmebedarf orientiert. Dafür muss in warmen Perioden die Biogasproduktion gedrosselt und in kalten Perioden gesteigert werden, wie in Abb. 11 gezeigt ist. Zahlreiche Forschungsprojekte und praxisreife Innovationen beschäftigen sich mit der verbesserten und schnellen Anpassung der Biogasproduktion an den Bedarf.

Unabhängig davon ist es sinnvoll, einen großzügig dimensionierten Wärmespeicher zu installieren. Der Speicher entkoppelt einerseits den Zeitpunkt der Wärmenutzung vom Betrieb des BHKW. Wärme aus der Stromerzeugung wird so in abweichenden Zeiten des Wärmebedarfs verfügbar und steigert den Versorgungsgrad mit BHKW-Wärme.

Der Wärmevorrat im Speicher steht andererseits in sehr kalten Zeiten auch zusätzlich zur BHKW-Wärme zur Verfügung. Schließ-

SAISONALE FLEXIBILISIERUNG DER WÄRMERZEUGUNG



Quelle: Flexperten (2015)

© FNR 2018

Abb. 11: Verlagerung der sommerlichen Biogasproduktion auf den Winter, Beispielanlage Jühnde

lich kann ein sehr großer Wärmevorrat die Versorgungssicherheit steigern und die Biogaswärme aufwerten oder einen zusätzlichen Wärmeerzeuger einsparen.

Für Biogasanlagen, die bisher keine Wärmenutzung haben, ergeben sich aus der Flexibilisierung und der verlängerten Perspektive neue Chancen, eine Wärmenutzung aufzubauen. Wo immer es möglich ist, sollten

Betreiber die Zeit der EEG-Vergütung und den KWK-Bonus nutzen, um nachhaltige Wärmenutzungen zu entwickeln. Bei der Ausschreibung für eine zweite Vergütungsperiode ist es wichtig, durch den Verkauf von Wärme möglichst zusätzliche Erlöse zu erzielen.

6 DER FLEXIBLE ANLAGENBETRIEB

Auch nach Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie bleibt dem Betreiber freigestellt, ob und wie er die Marktanreize für eine tatsächlich flexible Betriebsweise nutzt. Viele Betreiber bleiben beim Bandbetrieb und verdienen zusätzliches Geld mit Regelleistung. Andere Betreiber haben noch keinen Wärmespeicher installiert und würden im Intervallbetrieb sogar Wärmeerlöse verlieren, wenn sie tatsächlich flexibel einspeisen.

Nach enttäuschenden Erfahrungen bei der Regelleistung neigen Biogasanlagenbetreiber dazu, die Ertragspotenziale am Strommarkt eher gering zu schätzen. Dazu trägt bei, dass sich viele Direktvermarkter noch nicht auf die neuen Anforderungen eingestellt haben. Doch für die langfristige Zukunft der Biogasanlagen genügt es nicht mehr, den Betrieb in Grundlast zu fahren und hauptsächlich Regelleistung anzubieten, wie es in der Anfangszeit der Direktvermarktung üblich war.

6.1 Organisatorische Änderungen

Für die Vermarktung der flexiblen Fahrweise schließt der Betreiber einen Vertrag mit einem geeigneten Direktvermarkter ab. Diese stehen miteinander im Wettbewerb und unterscheiden sich deutlich. Der Direktvermarkter sollte nicht nur eine Bürgschaft für die Stromerlöse abgeben, sondern auch offenlegen, für welche Formen der Vermark-

tung er qualifiziert ist, wie die Managementprämie aufgeteilt wird und wie hoch der Zusatzerlös bei welchem Grad an Flexibilisierung ist.

Bei einer Betriebsweise mit täglich gleichen Betriebsstunden („Stundenplanbetrieb“) würden die Erlöse deutlich unter den Möglichkeiten bleiben. Erst recht ist eine Betriebsweise „HT/NT“, also Betrieb tagsüber von 8 bis 20 Uhr, Betriebsruhe von 20 bis 8 Uhr, nicht mehr zeitgemäß und bringt nur kleine Zusatzerlöse. Betreiber sollten in solchen Fällen einen leistungsfähigeren Direktvermarkter zum Angebot auffordern.

Direktvermarkter bieten unterschiedliche Modelle an, Zusatzerlös als Festbetrag zu garantieren oder ein Erlösteilungsmodell zu vereinbaren. Seriöse Anbieter vertrauen auf ihre Leistungsfähigkeit und verzichten darauf, den Betreiber mit mehrjährigen Kündigungsfristen zu binden.

Eine enge Partnerschaft zwischen dem Biogasanlagenbetreiber und seinem Direktvermarkter ist vorteilhaft für die Flexibilitätsvermarktung. Beide Partner vereinbaren die generelle Betriebsstrategie, wie z.B. Starthäufigkeit, Teillastfähigkeit, Wärmelasten oder Teilnahme an Regelenergiemärkten.

Das BHKW wird in den Ruhezeiten warm und startbereit gehalten. Die Systeme der Fahrplanerstellung und die Echtzeitsteuerung müssen stets einkalkulieren, wie viel Bio-

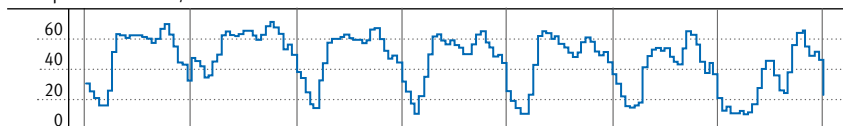
gas und wie viel freies Speichervolumen an der Anlage verfügbar sind und ob es andere Restriktionen gibt, wie z. B. die Wärmenachfrage oder die Eignung einzelner BHKW für den Lastwechsel.

Der Fahrplanverantwortliche des Direktvermarkters (oder ein Dienstleister mit dieser Aufgabe) muss die Vorgaben des Betreibers beachten und stets den Anlagenzustand durch Messwertübertragung kennen. Daher wird mit einer Steuerbox ein bidirektionaler

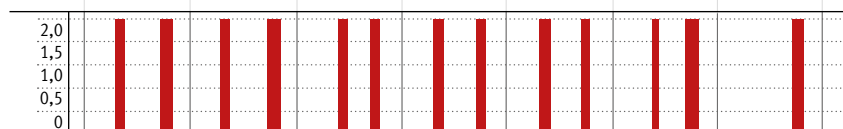
Datenaustausch eingerichtet, um die Betriebsdaten der Anlage zu überwachen. Aus den EPEX-Preisprognosen wird ein optimaler Fahrplan für das BHKW täglich aktuell errechnet, wie in Abb. 12 und 13 zu sehen ist. Der Erzeugungsplan wird um 12 Uhr am Vortag in die Day-Ahead-Auktion eingestellt. Der Betreiber kann Wartungszeiten oder beabsichtigte Veränderungen der erzeugten Biogasmenge eingeben. Unbeabsichtigte Schwankungen werden durch Abweichungen vom Speichersollwert erkennbar.

FLEXIBLER BHKW-FAHRPLAN MIT 14-STUNDEN-GASSPEICHER

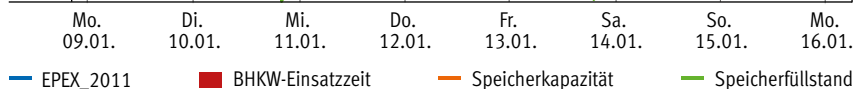
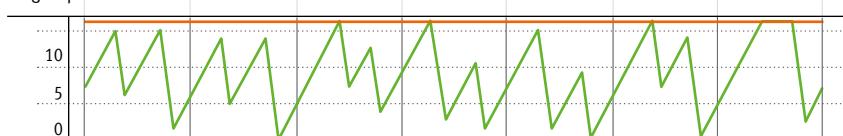
Strompreisverlauf in €/MWh



Strom in MW



Biogasspeicher in MWh



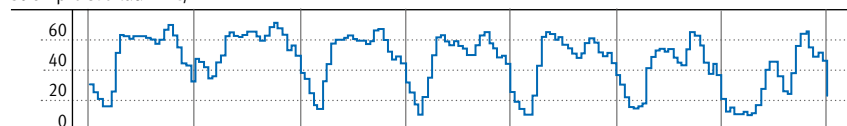
Quelle: Flexperlen, Ramboll (2017)

© FNR 2018

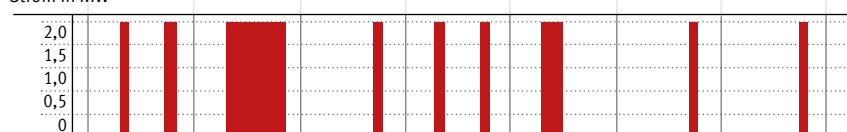
Abb. 12: Wochenfahrplan mit Gasspeicherfüllstand, Gasspeicherreichweite 14 Stunden

FLEXIBLER BHKW-FAHRPLAN MIT 60-STUNDEN-GASSPEICHER

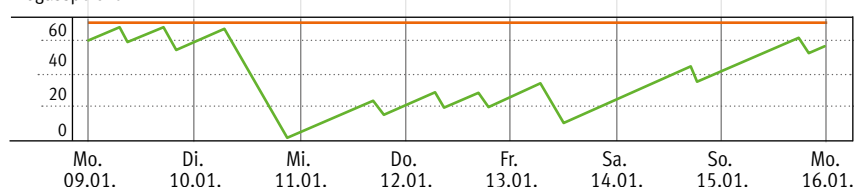
Strompreisverlauf in €/MWh



Strom in MW



Biogasspeicher in MWh



— EPEX_2011 ■ BHKW-Einsatzzeit — Speicherkapazität — Speicherfüllstand

Quelle: Flexpert, Ramboll (2017)

© FNR 2018

Abb. 13: Wochenfahrplan mit Gasspeicherfüllstand, Gasspeicherreichweite 60 Stunden

Für den Betreiber ist diese neue Betriebsweise eine deutliche Entlastung, da nun die Biogasanlage nicht mehr stetig und mit maximaler Auslastung betrieben werden muss. Durch den Leistungszubau stehen ausreichende Ruhezeiten für Wartungsarbeiten zur Verfügung. Abb. 12 und 13 zeigen exemplarisch die BHKW-Laufzeiten (rote Balken) in Verbindung mit den Marktpreisen (blaue Linie oben) und den Gasspeicherfüllständen (grüne Linie unten). Es ist gut zu erkennen, dass das BHKW jeweils in den

Hochpreiszeiten läuft und sich der Gasspeicher entsprechend füllt und leert. Das Speichervolumen in Abb. 12 ist auf maximal 14 Stunden ausgelegt, daher müssen an windreichen Tagen oder wie hier am Wochenende niedrige Preise hingenommen werden.

Das Gasspeichervolumen in Abb. 13 ist auf 60 Stunden ausgelegt. Dieser besonders große Gasspeicher ermöglicht die Überbrückung eines ganzen Wochenendes und eine BHKW-Laufzeit von 12 Stunden. So können

die höheren Bedarfe an den Werktagen gedeckt werden und das BHKW muss nur etwa 400 Mal im Jahr starten. Mithilfe eines Reingasspeichers von 18 m Höhe und 36 m Durchmesser wurde dieses Konzept z.B. an der Biogasanlage in Rixdorf umgesetzt (siehe Modellprojekte).

Seit Ende 2014 werden Viertelstunden auch am Vortag auktioniert. Zusätzlich werden Viertelstundenleistungen inzwischen bis 15 Minuten vor der Erfüllung gehandelt. Experten erwarten, dass zukünftig bis wenige Minuten vor Lieferung noch Handel stattfindet. Aufgrund dieser Entwicklungen muss man permanent die aktuellen Marktentwicklungen sowie die Anlage und ihre Flexibilitätsspielräume im Auge behalten. Nur so können die Fähigkeiten von Biogasanlagen und die Flexibilitätspotenziale von BHKW und Gasspeichern auch untertägig („intraday“) ausgenutzt und optimal verwertet werden. Für diese Aufgaben würde ein einzelner Anlagenbetreiber die Expertise und stetige Marktpräsenz eines Energieversorgers benötigen, was in der Praxis sehr schwer zu realisieren ist.

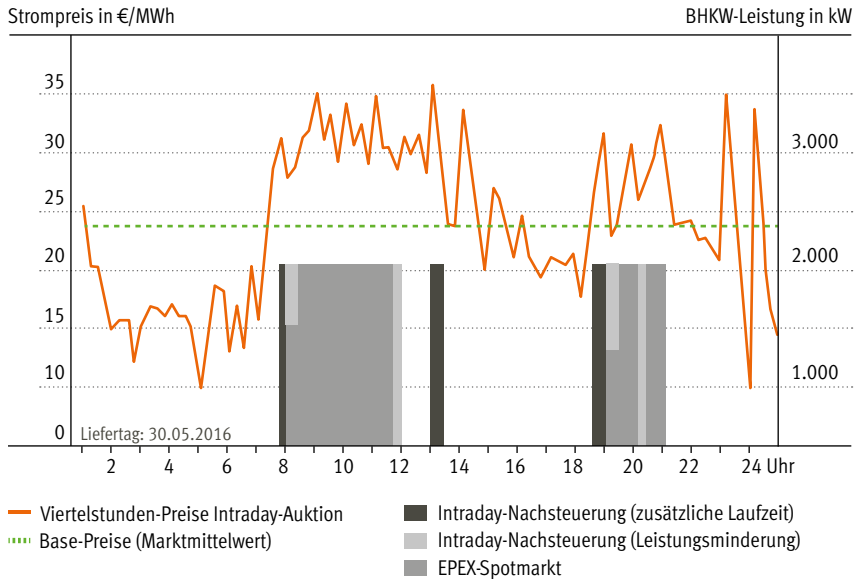
Aktive Direktvermarkter, die eine permanent besetzte 24/7-Handelsplattform unterhalten, sind dahingehend ungleich besser aufgestellt und können mit den reaktions-schnellen, flexiblen Biogasanlagen innerhalb der geplanten Betriebszeiten zusätzlich intraday handeln. Sie übermitteln dann die Start-/Stopp-Signale nahezu in Echtzeit.

Abb. 14 zeigt einen Musterfahrplan, in dem mögliche Intraday-Eingriffe in einen

optimierten Fahrplanbetrieb eingearbeitet wurden. Es ist gut zu erkennen, dass das BHKW in der Zeit läuft, in der die Handelspreise (orange Linie) hoch sind und über dem Marktmittelwert (gestrichelte Linie) liegen, der einem Grundlastbetrieb entspricht. Im Grundlastbetrieb wird ein durchschnittlicher Erlös von 2,4 ct/kWh (im Bild: 24 €/MWh) erzielt. Durch Abschalten des BHKW in den Niedrigprezeiten erhöht sich dieser auf 2,8 ct/kWh. Mithilfe der untertägigen Fahrplananpassung an den Intraday-Handel steigen die Erlöse der gehandelten Viertelstunde auf deutlich über 3 ct/kWh. Bei starker Flexibilisierung sind die BHKW zwar nur in wenigen Stunden am Tag in Betrieb, aber sie können in dieser Zeit umso höhere Leistung in den Handel einbringen, da sie dann – in Abweichung vom Day-Ahead-Fahrplan – zu- oder abgeschaltet werden können. Die stärkere Flexibilisierung ist daher auch im Intraday-Handel nützlich und einträglich.

Biogas-BHKW werden dabei nicht im Viertelstunden-Rhythmus an- oder abgeschaltet. Es sinnvoll, die Start- und Stoppzeiten um eine oder mehrere Viertelstunden zeitlich zu verschieben. Bei niedrigen Preisen kann auch eine „heiße Pause“, also eine Ruhezeit ohne nennenswerte Abkühlung des Motors eingelegt werden – wie in Abb. 14 zwischen 20 und 21 Uhr zu sehen ist. BHKW mit niedrigen Startkosten oder geringeren Wirkungsgradverlusten bei Teillast können am Intraday-Markt auch noch aktiver eingesetzt werden.

MUSTERFAHRPLAN MIT EPEX-SPOTMARKT UND INTRAYDAY-NACHSTEUERUNGEN



Quelle: EPEX-SPOT, Handelsergebnis vom 29.05.2016, natGas

© FNR 2018

Abb. 14: Optimierter Fahrplan mit Intraday-Nachsteuerung. Die gezeigten Varianten mit kurzen Laufzeiten von 13:00 bis 13:30 Uhr und Teillast von 8:00 bis 8:30 Uhr und 19:00 bis 19:30 Uhr sind Beispiele, aber nicht notwendig Bestandteile einer Betriebsweise. Start/Stop und mindestens zwei Stunden Laufzeit sind für die meisten Biogasmotoren besser.

6.2 Technische Maßnahmen zur Flexibilisierung

Um im flexiblen Betrieb die gleiche Biogasmenge in kürzerer Zeit zu verstromen, muss eine größere BHKW-Leistung installiert werden. In der Ruhezeit fängt ein Biogasspeicher die weiterlaufende Gasproduktion auf. Ein Wärmespeicher sichert die meist permanent geforderte Wärmeversorgung.

Oft müssen auch die Gasreinigung und viele Versorgungsleitungen angepasst werden.

Durch die notwendige neue BlmSchG-Genehmigung wird häufig auch anstehender Modernisierungsbedarf geweckt, der wenig mit der Flexibilisierung zu tun hat, wie z. B. die gasdichte Abdeckung aller Gärproduktelager.

Für die Vermarktung am EPEX-Spotmarkt muss die Einspeisung aufgrund der Prognosewerte am Vortag für den Folgetag („day ahead“) geplant werden. Ein optimierter Betriebsplan wird für die Folgetage erstellt und dann täglich rollierend auf die Steuerung der BHKW aufgespielt. Damit ist bekannt, wann die BHKW starten sollen, und das Startprogramm kann mit ausreichendem Zeitvorlauf ausgelöst werden.

Für die Ansprechbarkeit durch den Vermarkter muss eine bidirektionale Schnittstelle installiert sein, die auch die Messdaten über die Anlagenzustände und Speicherstände übermittelt. Dafür wurde als Standard VHPready („Virtual Heat and Power“-ready) entwickelt, um mit mehreren Anbietern kompatibel zu sein.

BHKW im Fahrplanbetrieb müssen in der Regel ein- bis zweimal am Tag starten. Große Speicher führen zu wenigen Starts.

Für kurzzeitige Lastwechsel können BHKW zwar auch in Teillast betrieben werden, doch ist dies wegen des geringeren elektrischen Wirkungsgrads und der höheren Emissionen nicht zu empfehlen.

Für die Startfähigkeit und eine lange Lebensdauer ist es wichtig, den Motor und die Gasreinigung grundsätzlich während der Ruhezeit auf etwa 60°C warm zu halten. Damit wird der Entstehung von Kondensat vorgebeugt, das besonders die Korrosion im Abgassystem fördern würde. Ein Wärmespeicher, der durch die Motor- kühlung aufgeheizt wird, kann umgekehrt

den Kühlkreislauf des Motors für die Warmhaltung nutzen. Er sollte dazu mit einer Zirkulationspumpe ausgerüstet werden, deren Stromverbrauch geringer ist als der der großen Umwälzpumpe zur Wärmeabfuhr. Zudem sollte das BHKW vor dem Start vorgeschmiert und nach dem Ende der Laufzeit mit Öl versorgt werden, um den Verschleiß zu minimieren.

Nach Synchronisierung des Generators mit dem Netz wird das BHKW innerhalb von etwa 5 Minuten auf die volle Leistung gebracht. Entsprechende Startprogramme sollten auch bei den Bestandsmotoren nachgerüstet werden, damit diese möglichst, wenn auch seltener, am Intervallbetrieb teilnehmen können.

6.3 Passive Flexibilisierung (verringerte Biogasmenge)

Manche Betreiber flexibilisieren durch die Herabsetzung der Bemessungsleistung. Aus verschiedenen Gründen wird nicht mehr investiert, die Fütterung gedrosselt und die Biogasproduktion zurückgefahren (passive Flexibilisierung). Zuweilen fehlen Substrate oder die Biologie macht Probleme.

Die Verringerung der Biogaserzeugung kann auch ein günstiger Weg sein, die steigenden Anforderungen an die Verweilzeit und das Lagervolumen zu erfüllen, ohne dass ein neues Gärrestlager zugebaut werden muss.

In anderen Fällen wird eine Biogasaufbereitung und -einspeisung in das Erdgasnetz installiert und die größere Menge an Biogas dafür verwendet. Damit kann die bisherige BHKW-Leistung für weniger Bemessungsleistung vor Ort flexibel eingesetzt werden.

de EEG-Vergütung von etwa 20 ct/kWh abzüglich Erzeugungskosten für den nicht erzeugten Biogasstrom wird allerdings durch die Flexibilitätsprämie von unter 1,5 ct/kWh bei Weitem nicht ausgeglichen.

Die ungenutzte elektrische Leistung gilt auch bei Herabsetzung der Einspeisung als Zusatzleistung im Sinne der Flexibilitätsprämie und wird bis zu 10 Jahre lang mit der Flexibilitätsprämie entgolten. Die entfallen-

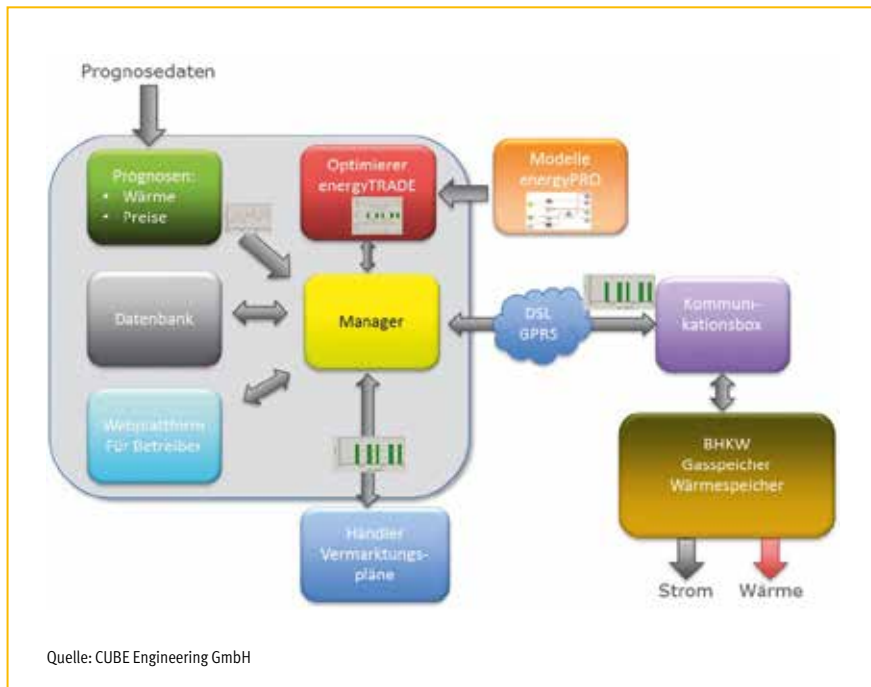


Abb. 15: Schematische Darstellung eines Fahrplanmanagementsystems

7 DAS INVESTITIONSPROJEKT FLEXIBILISIERUNG

Die Flexibilisierung ist ein anspruchsvolles und aufwendiges Projekt, das unbedingt schon in der Entscheidungsfindung mit Fachleuten beraten werden sollte. Eine gewissenhafte Vorbereitung und Planung entscheidet über den Erfolg der Flexibilisierungsmaßnahmen.

7.1 BHKW-Zubau

Meistens möchten Betreiber aus wirtschaftlichen Gründen die volle Anlagenleistung weiter nutzen und weder die jährlich erzeugte Biogasmenge noch den EEG-Vergütungsanspruch verringern.

Wenn die Biogasmenge gleich bleibt, aber in den Zeiten hohen Strombedarfs versorgt wird, müssen die installierten BHKW in kürzerer Betriebszeit höhere Leistung erbringen. Dann muss meistens nicht nur die BHKW-Anlage erweitert werden, sondern auch andere Teile der Biogasanlage müssen überarbeitet und modernisiert werden.

Die Höhe der Flexibilitätsprämie richtet sich nach der installierten Leistung. Die Leistung der Bestands-BHKW wird bei der Berechnung einbezogen. Daher ist es ökonomisch vernünftig, das Bestands-BHKW betriebsbereit am Netz zu lassen, auch wenn es nicht in den Fahrplanbetrieb einbezogen wird. Es kann noch als Reservemotor dienen und für

positive Regelleistung oder Spitzenlast eingesetzt werden.

Der im Intervallbetrieb arbeitende Motor muss in den Betriebspausen warm gehalten werden. Dafür sollte bevorzugt der Wärmespeicher genutzt werden, der über den Kühlwasserkreislauf auch Wärme zurückliefern kann. Eine kleine Umwälzpumpe benötigt wesentlich weniger Betriebsstrom als die Pumpe zur Wärmeabfuhr.

Mit der Modernisierung der BHKW kann auch der anstehenden Verschärfung der Emissionsgrenzwerte begegnet werden. Herkömmliche Oxidationskatalysatoren können die aktuell in der Diskussion stehenden Emissionsgrenzwertverschärfungen nicht leisten (TA-Luft-Novelle). Stattdessen werden aller Voraussicht nach Systeme mit selektiver katalytischer Reduktion und Eindüsung von Harnstoff benötigt. Es ist anzuraten, zumindest den Bauraum für einen solchen SCR-Katalysator schon jetzt vorzusehen, um späteren höheren Aufwand einzusparen. Es sind dafür Systeme verfügbar, für die ein passendes Gehäuse zunächst nur mit einem keramischen Oxidationskatalysator eingebaut wird. Bei Verschärfung der Grenzwerte können die SCR-Funktionen wie Harnstoffeindüsung („AdBlue“) mit Tank, Pumpe und der notwendigen Steuerungstechnik nachgerüstet werden (siehe Abb. 16).

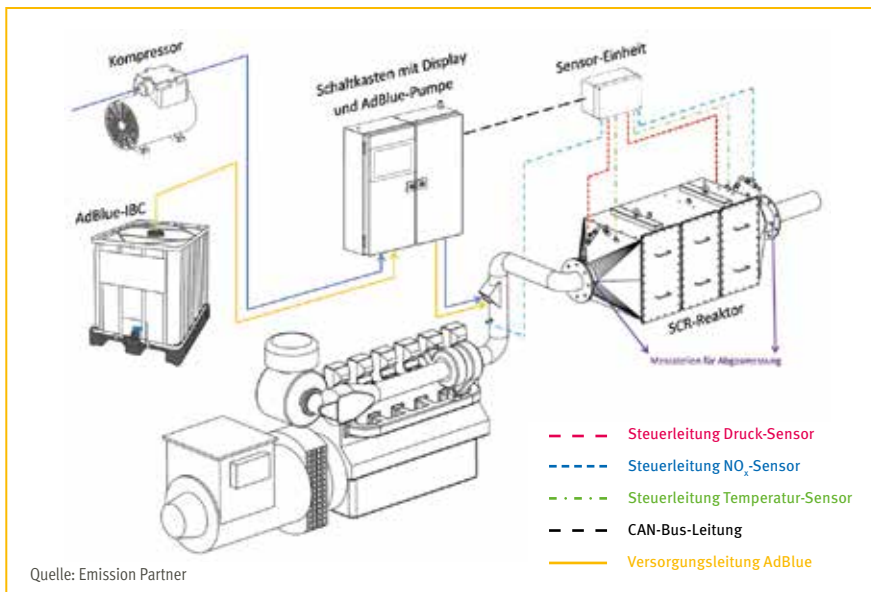


Abb. 16: Der SCR-Katalysator ist wesentlich größer als herkömmliche Oxidationskatalysatoren und benötigt ausreichend Bauraum, der bei allen Neubauten vorgesehen werden sollte.

7.1.1 Verdoppelung der Leistung (+ 100 %)

Bei Flexibilisierungsprojekten wird überwiegend die bisher installierte Leistung etwa verdoppelt (BNetzA, Anlagenregister 2017). Das ist auf den ersten Blick ökonomisch sinnvoll. Meistens kann die übrige Technik weiter genutzt werden und durch entsprechend lange Laufzeiten auch die Wärmeversorgung sicherstellen, ohne dass ein Wärmespeicher zugebaut wird. Oft genügt auch der vorhandene Biogasspeicher, um dem Umweltgutachter die Erfüllung der Mindestanforderung von vier Stunden Verlagerungspotenzial nachzuweisen.

Allerdings wird die langfristige Perspektive dabei nicht berücksichtigt. Die meisten Biogasanlagen wurden in den Jahren bis 2012 gebaut, laufen also schon mindestens fünf Jahre und oft schon länger. Bei der Planung der Flexibilisierung muss bedacht werden, dass bereits stark gealterte Bestands-BHKW bald aus dem Flex-Betrieb herausfallen und die neu installierten BHKW deren Verstromungsarbeit mit erledigen müssen. Dann sollte der Leistungszubau entsprechend größer erfolgen und das Bestands-BHKW als Reserve gesehen werden.

Wenn das neue BHKW etwa gleich groß ist, muss es permanent laufen, um die gleiche

Strommenge zu erzeugen. Die Folge ist, dass bis zum Ende des zweiten EEG-Vergütungszeitraums von 10 Jahren auch das neue BHKW seine technische Lebensdauer von 80.000 Betriebsstunden erreicht. Es steht dann für eine Verlängerungsperiode nicht mehr zur Verfügung.

Mit einem neuen BHKW in Grundlast entfällt für Betreiber auch der Zubau von Speichern, sodass die Flexibilisierung kaum wirksam wäre. Das eigentliche Ziel der Flexibilitätsprämie, nämlich die Vorbereitung auf die veränderte Zukunft der Energiesysteme, wird damit nicht erreicht.

Diese Art der Nutzung der Flexibilitätsprämie bedeutet wahrscheinlich auch, dass die Anlage bei einer Ausschreibung nur geringe Chancen hat. Das kann zur Folge haben, dass der Betrieb der BHKW nach 20 Jahren EEG-Förderung stillgelegt wird.

7.1.2 Konsequente Flexibilisierung (+ 200–375 %)

Betreiber, die bei der Flexibilisierung Wert auf einen echten Fahrplanbetrieb legen, werden mindestens die doppelte BHKW-Leistung ausbauen. Wenn das Bestands-BHKW geschont wird, damit es lange hält und weil es einen schlechteren Wirkungsgrad hat, kann die tägliche Betriebszeit des Flex-BHKW damit auf 12 Stunden verkürzt werden (12/24).

Mit einem HT/NT-Betrieb, also einer täglich gleichen Betriebszeit von 8 bis 20 Uhr wird allerdings nur ein bescheidener Zusatzerlös erwirtschaftet. Es ist daher zu empfehlen,

auch bei 4.000 Betriebsstunden pro Jahr schon mit einem täglich aktualisierten Fahrplan die günstigsten Einspeisezeiten zu nutzen.

Bei einem Leistungszubau von 200 % müssen bereits viele Komponenten der Biogasanlage in den flexiblen Betrieb einbezogen werden. Es entsteht Planungs- und Genehmigungsaufwand. Gas- und Wärmespeicher, Leitungen und Infrastruktur werden angepasst. Das Angebot der Flexibilitätsprämie wird damit aber nicht ausgeschöpft und es werden nur mäßige Zusatzerlöse erzielt.

Aus diesem Grund ist es sinnvoll, auch eine stärkere Flexibilisierung zu prüfen, denn die Kosten für eine höhere Leistung von BHKW sind im Leistungsbereich zwischen 1 MW bis 2 MW vergleichsweise günstiger. Die Mehrkosten sind niedriger als die zusätzliche Flexibilitätsprämie. Zudem würde ein maximal flexibilisiertes BHKW mit etwa vierfacher Leistung im Jahr nur etwa 2.200 Betriebsstunden arbeiten. Zum EEG-Ende hätte dieses BHKW noch immer weniger als 25.000 Betriebsstunden absolviert. Dabei kommt es nicht zu häufigeren Starts, sondern lediglich zu einer Verkürzung der täglichen Laufzeit auf 6 Betriebsstunden, die sich meistens auf zwei Zeitblocks verteilen. Das führt auch dazu, dass der Gas- und Wärmespeicherbedarf bei größerem BHKW nicht unbedingt mitwachsen muss.

Tatsächlich kann es betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, unter der Voraussetzung einer tragfähigen Finanzierung das Angebot der

Flexibilitätsprämie so weit wie möglich zu nutzen. Das kann natürlich nur als Orientierungsgrundlage gelten und muss für jede Anlage überprüft werden. Dafür empfiehlt es sich Fachberater für eine sorgfältige Planung und Berechnung zu konsultieren. Beim 5-Fachen der Bemessungsleistung ist die maximale Flexibilitätsprämie erreicht (vgl. Kapitel 5.2), eine höhere Überbauung würde zum Wegfall der gesamten Prämie führen.

7.2 Gasreinigung, Kühlung

Die größere Motorleistung von Flex-BHKW benötigt mehr Treibstoff. Wenn das Biogas den Gasspeichern über dem Fermenter feucht und ungereinigt entnommen wird, dann müssen auch Trocknung und Gasreinigung auf höheren Durchsatz für das Flex-BHKW in seinen Betriebsphasen erweitert werden.

Das ist nicht nötig, wenn ein zusätzlicher Gasspeicher zwischen Gasaufbereitung und Motoren installiert wird. Der Gasspeicher speichert dann kontinuierlich das gereinigte, gekühlte Biogas aus der vorhandenen Gas-



Abb. 17: BHKW bis 2.000 kW können kostengünstig im Container installiert werden

strecke ein. Das hat den zusätzlichen Vorteil, dass mehr Biogas vorgehalten werden kann, denn kaltes und getrocknetes Biogas beansprucht weniger Volumen als Rohbiogas. Jedoch ist zu beachten, dass sich bei längeren BHKW-Ruhezeiten das Biogas im Gaskörper zu Methan und Kohlenstoffdioxid entmischen kann. Das führt zu einem unregelmäßigen Brennwert des Biogases und kann den Startvorgang stören. Bei Gasmotoren wird empfohlen, in der Gaszuleitung hochwertige Sensorik für die Motorsteuerung einzusetzen, einen Gas-Bypass mit Rückführung in den Biogasspeicher oder einen Gasmischer einzubauen.

Des Weiteren müssen die Gasleitungen zum Motor angepasst werden. Das kann bei der Versorgung von flexiblen Satelliten-BHKW aufwendig werden. Alternativ lässt sich mit einem stärkeren Gasverdichter und höherem Druck mehr Gas transportieren.

Die zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung (Biogasfackel) ist nicht betroffen, denn deren Größe richtet sich nach der Biogasproduktion, die im Modellfall konstant bleibt.

7.3 Biogasspeicher

Der Biogasspeicher hat bei bedarfsorientierter Einspeisung eine andere Bedeutung als bei kontinuierlicher Verstromung. Bisher diente der Gasspeicher als Puffer für BHKW-Ausfälle, Wartungszeiten und schwankende Gärbiologie. Bei flexibler Fahrweise wird der Gasspeicher dafür genutzt, das Biogas in attraktiven Stunden

mit erhöhter Leistung einsetzen zu können. Schwankungen der Biogasproduktion werden im flexiblen Betrieb problemlos am Folgetag durch Anpassung der Laufzeitdauer ausgeglichen. Der Betrieb der Biogasstrecke wird dadurch merklich entspannt.

Die Speichergröße begrenzt damit auf der einen Seite die maximale Ruhezeit und auf der anderen Seite die maximale Laufzeit des BHKW. Die Größe des Gasspeichers ist also vor allem eine Frage der Betriebsstrategie. Eine Flexibilisierung mit kleinem Speicher kann nur die Potenziale im Tagesrhythmus nutzen. Speicher von 60 Stunden Reichweite ermöglichen eine vollständige Ruhe am Wochenende und sind damit perspektivisch auch für die Überbrückung von Dunkelflauten ausgelegt (vgl. Kapitel 6.1). Die Frage nach der Biogasspeicherdimensionierung muss allerdings nicht endgültig entschieden werden, denn der Zubau von Gasspeichern ist auch später noch möglich.

Die Biogasspeicherreichweite sollte in der Regel mehr als 12 Stunden betragen, weil die im typischen Tagesrhythmus entstehenden Hochpreiszeiten etwa diesen zeitlichen Abstand haben („Tagesflexibilität“). Das gilt auch für sehr große BHKW-Leistungen. Besonders große Motoren benötigen kaum größere Speicher, denn die Dauer der Ruhezeit ändert sich kaum. Ein Beispiel: Für die Hochpreiszeitdeckung mit doppelter Überbauung läuft das BHKW beispielsweise von 6 bis 12 und von 16 bis 22 Uhr und überbrückt eine Ruhezeit von 8 Stunden. Mit vierfacher Leistung läuft es von 7 bis 10 und von 18 bis 21 Uhr, mit einer Ruhe-

damit die Kosten des Intervallbetriebs, wie in den Musterfahrplänen (Kapitel 6.1) zu sehen ist.

Zunehmend werden im Zusammenhang mit der Flexibilisierung neue Reingasspeicher gebaut. Sie können mit einem Ringfundament und einer Kondensatdrainage ebenerdig gebaut werden (Abb. 19 und 23). Ein Reingasspeicher lässt sich auch über Fermenter und Gärproduktelager durch eine zusätzliche Membran realisieren (Abb. 18).

Oft muss eine absolute Bauhöhenbegrenzung von 18 m Gesamthöhe eingehalten werden. Ein ebenerdig installierter Gasspeicher in Form einer Halbkugel kann innerhalb dieser Grenzen ein Atemvolumen von 15.000 m³ bereitstellen (siehe Praxisbeispiel unter 10.3.2). Das genügt bei einer





Abb. 19: Zusätzliche Reingasspeicher können auch ebenerdig errichtet werden

BGA mit 500 kW, um den Betrieb während des Wochenendes ruhen zu lassen (Wochenendflexibilität). Mit diesem Biogasspeichervolumen lassen sich auch unter der Woche mehrtägige Starkwindphasen überbrücken und entsprechend längere Hochpreisphasen ausnutzen.

7.4 Wärmenutzung und Wärmespeicher

Die Wärme von Blockheizkraftwerken wird über den Motor-Kühlwasserkreislauf und aus dem Abgaswärmetauscher gewonnen. Die nutzbare Wärmemenge bleibt im Flex-Betrieb gleich, wird aber schubweise in den Betriebszeiten erzeugt. Deshalb wird im flexiblen Betrieb praktisch immer ein ausreichend dimensionierter Wärmespeicher benötigt.

Die meisten Wärmenutzungen benötigen jedoch eine permanente Wärmezufuhr. Wärmespeicher sind hier die Schlüsseltechnologie, um Stromerzeugung und Wärmebereitstellung zeitlich voneinander zu entkoppeln.

Auch für die BHKW-Warmhaltung in den Pausenzeiten wird dieser Wärmespeicher genutzt und ist erheblich günstiger als eine elektrische Warmhaltung.

Andere Wärmenutzungen sind flexibel und benötigen keine permanente Wärmezufuhr, also auch keinen Speicher. Wenn z. B. nur ein geringer Wärmeanteil in ein größeres Wärmenetz geliefert wird, kann der Redundanzwärmeerzeuger einspringen, wenn das BHKW wegen niedriger Strompreise ruht – und umgekehrt.

Bei Abfallanlagen wird häufig die gesamte Wärme für die Aufbereitung und Hygienisierung der Substrate eingesetzt. Hier ist die Lösung, die Wärmenutzung mit den Betriebszeiten der BHKW zu synchronisieren.

Am kostengünstigsten sind großvolumige, gut gedämmte Warmwasserspeicher. Ein wichtiger Effekt dieser Technologie ist, dass mit zunehmendem Speichervolumen die speicherbare Wärmemenge viel stärker wächst als die Oberfläche. Infolgedessen sinken die spezifischen Wärmeverluste und Kosten.

Je größer die Temperaturdifferenz, desto mehr Wärme kann gespeichert werden. Als Faustregel gilt, die Rücklauftemperatur sollte möglichst 60 °C unterschreiten. Zudem ist der hydraulische Abgleich in Wärmenetzen sehr wichtig für die Temperatschichtung im Speicher.

Kritisch hingegen sind Wärmenutzungen, die ein hohes Temperaturniveau erfordern. Bei hohen Rücklauftemperaturen werden die notwendigen Speicher sehr aufwendig.

Bei einer typischen Temperaturdifferenz von 30 K (Vorlauf 90 °C, Rücklauf 60 °C) gelten 30 Kubikmeter Speichervolumen je MWh Energiegehalt als Faustregel. Um also bei einer 500-kW-Biogasanlage 14 Stunden BHKW-Ruhe zu überbrücken, ist ein Wärmespeicher von 200 m³ passend.

Immer mehr flexible Biogasanlagen setzen auch auf Großwärmespeicher (GWS) von 1.000 m³ oder mehr, wie sie schon länger

für große thermische Lastwechsel an Gärereien eingesetzt werden. GWS können in passender Konfiguration für eine Kälteperiode von ein bis zwei Wochen die nötige Wärme bereitstellen und damit einen Spitzenlastkessel einsparen. Am Beispiel einer typischen Biogasanlage kann die Wärmenutzung von 40 % durch ein GWS auf 70 % gesteigert werden. Wird dieser GWS außerdem mit einem Fütterungsmanagement nach Außentemperatur kombiniert, können über 90 % der Wärme genutzt werden (Hegele, 2014).

7.4.1 Fermenter

Die Biogas produzierenden Mikroorganismen benötigen eine Temperatur von 38 bis 45 °C (mesophil) oder sogar um die 55 °C (thermophile Vergärung). Um die Abkühlung einerseits durch Wärmeverluste, aber andererseits und hauptsächlich durch die Fütterung kalter Substrate zu kompensieren, müssen der Fermenter und Nachgärer vom BHKW beheizt werden.

Bei Unterbrechung der Wärmezufuhr durch Stillstand des BHKW kühlen die Fermenter aufgrund ihres großen Volumens nur unwesentlich ab. Die Abkühlung um nur wenige zehntel Kelvin bei einem Stillstand des BHKW beeinträchtigt die Biogaserzeugung nicht.

Nur sehr kleine Fermenter, die große Güllemengen aufnehmen müssen, werden durch die Substratzufuhr empfindlich kühler. In solchen Fällen ist es sinnvoll, die Fütterung mit kalten Substraten auf die Betriebszeit der BHKW zu verlagern.



Abb. 20: Liegende Wärmespeicher: Moderne Stahlspeicher kommen vorgefertigt mit Spezialtransportern. An der Biogasanlage Ströhen werden $2 \times 300 \text{ m}^3$ Wärmespeicher auf vorinstallierten Fundamenten installiert.

7.4.2 Wärmenutzung im Nahwärmenetz

Außer bei reinen Gülleanlagen benötigt der Fermenter nur einen kleinen Teil der produzierten Wärme. Der Großteil kann für einträgliche Wärmebedarfe wie ein Nahwärmenetz für Gebäudeheizung oder gewerblichen Einsatz genutzt werden.

Die Wärmenutzung steht der Flexibilisierung nicht entgegen! Es muss lediglich ein Wärmespeicher installiert werden, der die Ruhezeiten der BHKW überbrückt. Dabei gelten die maximalen Ruhezeiten, die mit dem gewählten Gasspeicher möglich sind, auch für die Wärmelieferung. Die in dieser Zeit nach-

gefragte Wärme muss aus dem Speicher geliefert werden können.

Der Bedarf an Wärme ist in der Regel nicht konstant. Mit dem Zubau von BHKW-Leistung steht auch eine temporär höhere Wärmeleistung bereit. Durch die Flexibilisierung mit Wärmespeicher und je nach Biogas-Verfügbarkeit kann die nutzbare Wärmemenge häufig gesteigert oder die gesamte Wärme genutzt werden. Schließlich sorgt die Flexibilisierung dafür, dass mit einem zweiten BHKW und dem Wärmepuffer zwei zusätzliche, sichere Wärmequellen zur Verfügung stehen und die Versorgungssicherheit steigt.

7.4.3 Landwirtschaftliche Restwärmeverwertung

Manche Wärmesenken erzielen keine oder wenig Wärmeerlöse, jedoch immerhin einen KWK-Bonus. Solche Restwärmeverwertungen sind z.B. Trocknungsanlagen für Holz, Gärreste, Klärschlamm, Getreide oder eine Nachverstromung (ORC-Anlagen).

Um die gleiche thermische Arbeit weiterhin erbringen zu können und keinen KWK-Bonus zu verlieren, muss im flexiblen BHKW-Betrieb entweder die Trocknungsanlage oder der Wärmespeicher vergrößert werden.

7.5 Anschluss und Netzkapazität

Im Zuge der Flexibilisierung wird die installierte Leistung vergrößert, Trafo und Netz-anbindung werden angepasst. Dafür muss beim Netzbetreiber eine kostenpflichtige Netzverträglichkeitsprüfung nach § 5 EEG beantragt werden. Aufgrund des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien geht der Netzbetreiber davon aus, dass die angemeldete Leistung zu jeder Zeit zusätzlich ins Stromnetz eingespeist werden könnte.

Wenn das Verteilnetz gut ausgelastet ist, kann der neu zugewiesene Einspeisepunkt weit von der Biogasanlage entfernt sein und hohen Aufwand für den Betreiber verursachen. Daher muss im Antrag deutlich gemacht werden, dass die Zusatzleistung dem bedarfsorientierten Betrieb dient und nicht zu Zeiten großer EEG-Einspeisung erfolgt.

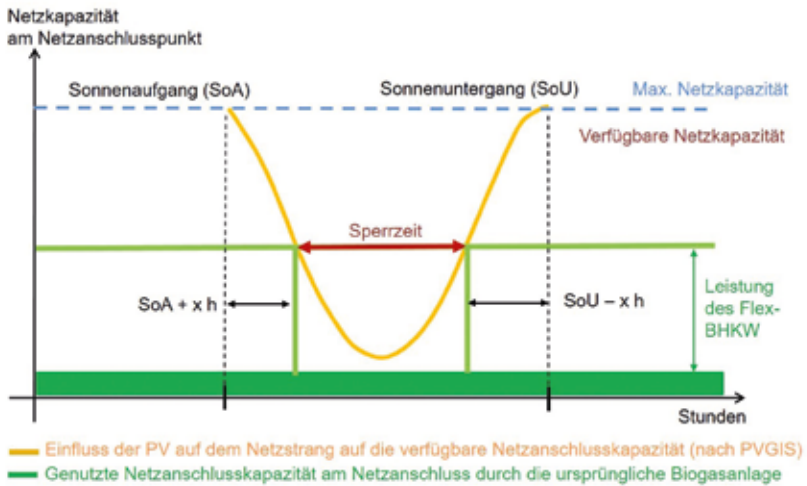
Kommt es dennoch zu einer Ablehnung, sollte man zunächst einen Netzexperten zurate ziehen, der die Berechnung des Netzbetreibers überprüfen kann. Bleibt das erfolglos, kann zwischen Biogas- und Netzbetreiber eine sogenannte Integrationsvereinbarung (nach § 11 (3) EEG) getroffen werden, in der der Biogasanlagenbetreiber freiwillig auf die Einspeisung der Zusatzleistung verzichtet.

Abb. 21 zeigt die Funktionsweise dieser Vereinbarung. Die blau gestrichelte Linie verdeutlicht die verfügbare Netzkapazität. Die PV-Einspeisung vermindert diese Netzkapazität im Tagesverlauf so weit, dass die Leistung der Flex-BHKW nicht mehr aufgenommen werden kann. In der rot markierten Sperrzeit verzichtet der Biogasanlagenbetreiber auf einen Teil seiner Einspeisekapazität, da er in diesen Zeiten ohnehin keine Einspeisung beabsichtigt.

Diese Vorgehensweise ist für alle Beteiligten vorteilhaft, denn der Anlagenbetreiber kann meistens den vorhandenen Netzanschluss nutzen und der Netzbetreiber auf den vergleichsweise teuren Netzausbau verzichten.

In jedem Fall ist es sinnvoll, die Verständigung mit dem Netzbetreiber zu suchen und sich dabei von Experten unterstützen zu lassen.

Netzkapazität am Netzananschlusspunkt einer Biogasanlage



Quelle: Westnetz/Flexperten/MKH GreenergyCert (2017)

Abb. 21: Sperrzeit zur Netzintegration

Die Zeiten der Netzbelastung durch Solareinstrahlung werden als Sperrzeiten festgelegt.

8 WIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE

Die Ertragsquellen für Biogasanlagenbetreiber durch Flexibilitätsprämie, Spotmarkterlöse, Regelleistung und verbesserte Wärmenutzung sind oben beschrieben. Sie sind so individuell wie die Biogasanlagen selbst und können nicht allgemeingültig beziffert werden. Daher muss die zusammenfassende Übersicht in Tabelle 1 (Kapitel 8.1) als grobe Orientierung angesehen werden.

In manchen Fällen ist die Abschätzung durchaus anspruchsvoll. So entfällt bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen mit den verbreiteten, sehr effizienten Zündstrahlmotoren der Wirkungsgradvorteil. Es entfallen aber auch die Kosten für das Zündöl. Die Kosten für den schnellen Verschleiß und Ersatzbedarf der Zündstrahlmotoren sinken deutlich.

Die Ertragspotenziale des Intraday-Handels und der Regelleistung wurden wegen ihrer schwierigen Prognostizierbarkeit und aus Gründen der kaufmännischen Vorsicht weggelassen.

Die Flexibilisierung bringt eine ganze Palette von weiteren wirtschaftlichen Nutzen und auch Kosten, die in den Kapiteln 8.2 bis 8.7 erläutert werden. Welche Potenziale tatsächlich in welcher Höhe bestehen, muss für jede Anlage individuell ermittelt werden.

8.1 Kostenübersicht

Eine große und angstbesetzte Hürde für die Umstellung auf bedarfsorientierte Einspeisung sind die erheblichen Investitionskosten für die höhere BHKW-Leistung und Speicher bei gleichzeitiger Unsicherheit über die langfristige Entwicklung der Ertragspotenziale.

Wie hoch die Investitionen sein werden, kann im Einzelfall nur durch eine sorgfältige Planung ermittelt werden. Wie sich diese Kosten aber im Vergleich verschiedener Flexibilitätsoptionen entwickeln können, darüber soll Tabelle 1 einen vereinfachten Überblick geben. Die gewählten Zahlen beziehen sich dabei auf eine Modellanlage mit Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) und einer Bemessungsleistung von etwa 500 kW_{el}. Die meisten Effekte können näherungsweise, durch einfache Skalierung, auf Anlagen anderer Größen umgerechnet werden. Bei der Rentabilitätsprüfung von Flexibilisierungsinvestitionen sollten zudem unbedingt die Investitionen berücksichtigt werden, die auch ohne eine Flexibilisierung für den Weiterbetrieb anfallen würden. Dazu zählt der Kapitelaufwand für Erhaltung und Modernisierung. In Tabelle 1 werden die Kosten dieser „Null-Varianter“ in der Spalte „500 kW ohne Speicher“ aufgezeigt. Diese Kostenpositionen sollten bei der Rentabilitätsberechnung abgezogen, aber bei der Finanzierung im Gesamtprojekt unbedingt berücksichtigt werden.

**TAB. 1: INVESTITIONSKOSTENSCHÄTZUNG
FÜR VERSCHIEDENE FLEXIBILISIERUNGSVARIANTEN**

Zubau	500 kW ohne Speicher	1.000 kW kleiner Speicher	2.000 kW kleiner Speicher	2.000 kW großer Speicher
Planung und Abnahmen	15.000€	22.000€	27.000€	27.000€
BImSchG-Antrag, Genehmigung	15.000€	17.000€	20.000€	20.000€
Störfallplan und Sicherheitstechnik		14.000€	16.000€	16.000€
Netzanschluss, Anlagenzertifikat	26.000€	30.000€	35.000€	35.000€
BHKW mit Gehäuse	385.000€	585.000€	924.000€	924.000€
Trafo + Stromleitungen, SMR-Technik	95.000€	127.000€	177.000€	177.000€
Gasleitung, Verdichter	43.000€	63.000€	100.000€	100.000€
Gasspeicher 4.000 m ³		82.000€	82.000€	
Gasspeicher 15.000 m ³ *				180.000€
Wärmespeicher 150 m ³		105.000€	105.000€	
Wärmespeicher 1.000 m ³ **				240.000€
Summe	580.000€	1.043.000€	1.486.000€	1.689.000€
Vergleich: Flexibilitätsprämie gesamt	650.000€	975.000€	1.625.000€	1.625.000€
Differenz Schätzkosten/ Flexprämie	70.000€	-78.000€	139.000€	-64.000€
EPEX-Zusatzerlöse (jährlich steigend)	./.	25.000€	40.000€	55.000€

Quelle: Flexperten-Umfrage (2018)

* Lieferantenangebot

** Lieferantenangebot, ohne 30 % BafA-Förderung

*Durchschnittswerte der Kostenschätzungen von 8 Experten, anhand einer NawaRo-Referenz- Biogasanlageanlage
mit 500 kW_{thBem}*

Die Übersicht zeigt, dass eine „kleine Flexibilisierung“ oft unmittelbar rentabel sein kann, wenn dabei hauptsächlich das BHKW ergänzt wird. Das ist oft mit einem Verzicht auf Speicherausbau verbunden. Zu beachten ist, dass das Bestands-BHKW nur noch eine kurze Lebensdauer hat und ein nur gleich groß zugebautes BHKW oft wieder die permanente Einspeisung übernimmt und damit auch schnell abnutzt.

Bei der mittleren Variante (1.000 kW, 200% Zubau) müsste das BHKW im Intervallbetrieb laufen. Damit werden Speicher zumindest für die Tagesflexibilität benötigt. Die Investitionssumme wird dann nicht mehr von der Flexibilitätsprämie gedeckt.

Bei einer konsequenten Flexibilisierung (2.000 kW, 400% Zubau) wächst die Flexprämie stärker als die Mehrkosten für das größere BHKW, ohne dass die Speicher größer sein müssten. Damit werden die Kosten gedeckt. Das schafft finanzielle Spielräume für eine Auslegung der Speicher auf längere Ruhezeiten (rechte Spalte).

8.2 Effizienzsteigerung – BHKW-Wirkungsgrad

Zusätzlich installierte Flex-BHKW sind moderner und jünger. Mit neuen, leistungsfähigeren und insbesondere größeren BHKW ist die Stromerzeugung effektiver als bei kleinen Motoren (Abb. 22). Zusätzlich kommt es bei älteren Motoren durch Verschleiß zu abnehmender Produktivität.

Eine Steigerung von 39% auf 42% elektrischem Nenn-Wirkungsgrad bedeutet beispielsweise für eine NawaRo-Biogasanlage mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung ein Einsparpotenzial von 8% des eingesetzten Biogases. Die Kosten der Erzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen werden auf etwa 12 ct/kWh_{el} geschätzt. Das verbessert das Ergebnis um etwa 40.000 € jährlich.

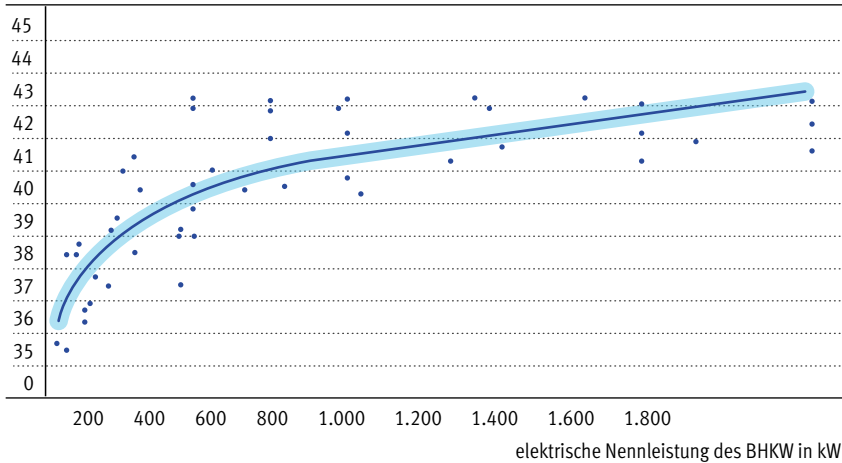
Bei zunehmend besserem elektrischen Wirkungsgrad nimmt die nutzbare Wärmemenge ab. Da die Wärme jedoch nur mit mäßigem Ertrag und zumeist nicht vollständig verwertet wird, kann dieser Effekt vernachlässigt werden.

8.3 Redundanzeffekte

Bisher laufen die unflexiblen Biogasanlagen vornehmlich im Dauerbetrieb und auf Vollast, um den höchsten Ertrag zu erzielen. Es kommt jedoch immer wieder zu Betriebsstörungen mit verminderter Biogasproduktion oder nicht verwertetem Biogas. Diese störungsbedingten Verluste sind bei unflexiblen Biogasanlagen unvermeidbar. Für eine NawaRo-Biogasanlage mit 500 kW Bemessungsleistung ergibt sich pro 1% ungenutzte Höchstbemessungsleistung (verminderte Biogasproduktion) ein Verlust von 3.200 € (= 40.000 kWh × 8 ct/kWh). Für 1% ungenutztes Biogas (Notfackel) ergibt sich ein Verlust von 4.800 € (= 40.000 kWh × 12 ct/kWh).

ELEKTRISCHER WIRKUNGSGRAD VERSCHIEDENER BHKW

elektrischer Wirkungsgrad in % des Brennerts



Quelle: Flexperten, Auswertung Herstellerangaben (2016)

© FNR 2018

Abb. 22: Elektrischer Wirkungsgrad verschiedener BHKW in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung

Bei flexibilisierten Biogasanlagen können solche Verluste durch die hohe BHKW-Kapazität vermieden werden.

8.4 Stille Reserven

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird die Investition in das BHKW in der Regel mit einer Abschreibungsdauer von 10 Jahren kalkuliert. Das ist auch technisch sinnvoll, denn ein BHKW im Dauerbetrieb hat nach 10 Jahren ca. 80.000 Betriebsstunden absolviert und steuert auf das Ende seiner technischen Lebensdauer zu.

Ein größeres, bedarfsorientiert betriebenes BHKW speist an wenigen Stunden des Tages eine größere Leistung ein, leistet aber insgesamt weniger Betriebsstunden als ein BHKW im Dauerbetrieb. Bei einer stark flexibilisierten Biogasanlage absolviert es in 10 Jahren Betriebszeit weniger als 25.000 Betriebsstunden und nähert sich gerade mal der ersten Generalüberholung. Damit hat es am Ende der Abschreibungsdauer noch einen höheren technischen Wert, der mit etwa 30 % des Neuwertes angesetzt wird.

Die einfachste Nutzung der stillen Reserve besteht im Weiterbetrieb in einer zweiten

Vergütungsperiode. In diesem Fall muss für die Laufzeitverlängerung keine Abschreibung des BHKW mehr kalkuliert werden. Das verbessert die Wettbewerbssituation des Betreibers in der Ausschreibung deutlich.

8.5 BHKW-Wartungskosten

BHKW-Hersteller bieten Wartungsverträge ohne Mehrkosten für den Intervallbetrieb an. Im Gegenteil, die Kosten sinken sogar, weil größere BHKW in der Regel geringere spezifische Wartungskosten haben als kleinere BHKW. Die eingesparten Kosten, gemessen an einem Wartungsvertrag, machen etwa 0,5 ct/kWh aus. Das sind bei einer 500-kW-Anlage und 4 Mio. kWh etwa 20.000 € im Jahr.

Dem Betrag stehen Kosten gegenüber, denn trotz technischer Vorkehrungen, wie Warmhaltung und motorschonendem Startprogramm kann der Intervallbetrieb auch den Verschleiß fördern. Für Startkosten werden im Beispiel etwa $10 \text{ €/MW} \times \text{Start}$ angenommen.

8.6 Wärmemenge und Wärmesicherheit

Mit der Flexibilisierung kann im Winter eine höhere Wärmemenge geliefert werden. Wenn man annimmt, dass die verkäufliche Wärmemenge um 30 % gesteigert wird und dafür 2 ct/kWh Erlös + 3 ct/kWh KWK-Bonus erzielt werden, ergeben sich 50.000 € Mehrerlös.

Stellt der Anlagenbetreiber auf eine Vollversorgungszusage um, dann ist nach Auskunft von Wärmenetzbetreibern für die gelieferte Wärme ein um 2 bis 3 ct/kWh höherer Preis erzielbar. Wenn man annimmt, dass ein Teil davon durch zusätzlichen Aufwand aufgewogen wird, bringt beispielsweise eine Erlösverbesserung von 1,5 ct/kWh bei 3.000 MWh/Jahr gelieferter Wärme weitere 45.000 € Mehrerlös.

8.7 Eigenstromnutzung

Seit dem EEG 2014 können Betreiber in der Direktvermarktung parallel den eigenen Betrieb aus der Biogasanlage mit Strom versorgen. Die verwertete elektrische Leistung kann z. B. an einer großen Milchviehhaltung um 50 bis 100 kW steigen, wenn das BHKW permanent läuft. Wenn der Betreiber auch Mais in die Biogasanlage füttert, stehen den Einsparungen beim Stromeinkauf allerdings auch entsprechende Erzeugungskosten für den Eigenstrom gegenüber. Unter Hinzurechnung der vollen EEG-Umlage rechnet sich die Eigenversorgung nicht mehr, wenn dafür eine deutlich höhere Flexibilitätsprämie entfällt.

Das gilt nicht für ältere Anlagen, die noch von der EEG-Umlage befreit waren. Die Befreiung entfällt ab einem Leistungszubau von über 30 %. Deshalb wird der Verlust der EEG-Umlage-Befreiung eingerechnet.



Abb.23: Biogasanlage Rixdorf

8.8 Zusammenfassung

Das bei vielen Betreibern verbreitete Vorurteil „Das lohnt sich nicht“ ist meistens falsch. Aktive Direktvermarkter bieten flexiblen Biogasanlagen attraktive Verträge an.

Oft werden aber auch die beschriebenen einzelnen wirtschaftlichen Effekte nicht systematisch bewertet und addiert.

Eine summarische Aufstellung der möglichen Potenziale zeigt Tabelle 2. Hier werden beispielhaft alle Effekte, einschließlich einer konsequenten Überbauung und einer vorhandenen Wärmenutzung mit saisonaler Flexibilisierung, aufgeführt.

Die Wirtschaftlichkeit einer „kleinen“ Flexibilisierung ist überschaubar positiv, denn an der Betriebsweise ändert sich nicht viel. Das modernere BHKW ist meist effizienter, spart also Ersatzinvestition, Substrateinsatz und Wartungskosten. Als Dauerläufer oder

im teilflexiblen Betrieb bringt es aber kaum Zusatzeinnahmen am Strommarkt.

Nimmt man die Flexibilisierung ernst und baut etwa die doppelte Leistung hinzu, fallen erheblich höhere Projektkosten für Genehmigung, Umbauten und Speicher an. Dadurch verschlechtert sich die mittelfristig sichere Rendite. Die Zusatzeinnahmen am Strommarkt und die Einsparungen durch die Laufzeitverlängerung sind derzeit noch begrenzt.

Ein annähernd maximaler Leistungszubau stellt sich deutlich rentabler dar. Zwar steigt die absolute Investitionssumme, aber die Steigerung der Flexibilitätsprämie für jedes weitere Kilowatt Leistung (Grenzerlöse) ist höher als die Mehrkosten (Grenzkosten).

Zusätzlich führt die konsequente Flexibilisierung meistens zu einer nachhaltigen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, wie an der Übersicht in den Tabellen 1 und 2 deutlich wird.

TAB. 2: MÖGLICHE MEHRERLÖSE AUS DER KONSEQUENTEN FLEXIBILISIERUNG ANHAND EINER NAWARO-REFERENZ-BIOGASANLAGEANLAGE MIT 500 kW_{HBE}

	Grund- menge	Wert	Menge	Preis/Anteil	€/Jahr
Flexibilitätsprämie × 10 Jahre	2.500 kW	$0,5 \times 130 \text{ €/kW}$	2.500	65,00 €	162.500 €
Spotmarkt-Zusatzerlöse	4.200 MWh	$> 1 \text{ ct/kWh}$	4.200.000	0,01 €	42.000 €
Wirkungsgradverbesserung = Substrateinsparung	4.200 MWh	$42/39\% = 8\%$	336.000	0,12 €	40.320 €
Verbesserte Biogasnutzung durch Redundanz	4.200 MWh	2,50 %	105.000	0,12 €	12.600 €
Eingesparte Abschreibung	4.200 MWh	0,7 ct/kWh	300.000	10 %	30.000 €
Einsparung BHKW-Wartung	4.200 MWh	0,3 ct/kWh	4.200.000	0,01 €	21.000 €
Zusätzlicher Wärmeverkauf + KWK-Bonus	1.000 MWh	$5 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$	1.000.000	0,05 €	50.000 €
Aufwertung Wärme durch Sicherheit	3.000 MWh	$1,5 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$	3.000.000	0,02 €	45.000 €
Verlust des EEG-Umlage- privilegs Eigenstrom	300 MWh	3 ct/kWh	300.000	-0,03 €	-9.000 €
Startkosten	600 Starts	$10 \text{ €/MW} \times \text{Start}$	600	-20,00 €	-12.000 €
Summe pro Jahr					382.420 €

Quelle: Flexperten (2018)

9 STAND UND AUSBLICK

Die Förderung der erneuerbaren Energien zeigt Wirkung. Die Einspeiseleistung aus PV- und Windenergieanlagen ist deutlich gestiegen.

Biogasanlagen wurden zu Beginn dieser Entwicklung als Dauerläufer zur Produktion von Grundlast konzipiert. Heute wird keine Grundlast mehr benötigt. Stattdessen muss die schwankende Einspeisung der fluktuierenden EE-Erzeuger ausgeglichen werden. Der weitere Ausbau der EE und die geplanten Abschaltungen konventioneller Kraftwerke werden diese Entwicklung weiter befeuern. Mit der Einführung der Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen und dem Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen und die zweite Vergütungsperiode wurden für Biogasanlagenbetreiber wirtschaftliche Anreize geschaffen, die Biogasanlagen auf die neuen Anforderungen auszurichten.

Mehr als die Hälfte der Anlagenbetreiber hat bereits die Flexprämie in Anspruch genommen, betreibt aber überwiegend ein BHKW im Dauerlauf. Das gealterte BHKW wurde um ein neues BHKW der gleichen Leistungsklasse ergänzt (+ 100 %). Das neue BHKW hat einen höheren elektrischen Wirkungsgrad und wird bevorzugt für die Verstromung eingesetzt. Das Bestands-BHKW geht in den „Erhaltungsbetrieb“ und läuft nur noch, wenn überschüssiges Biogas verwertet werden muss. Das ist auf den ersten Blick eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Vorgehensweise, aber langfristige Nach-

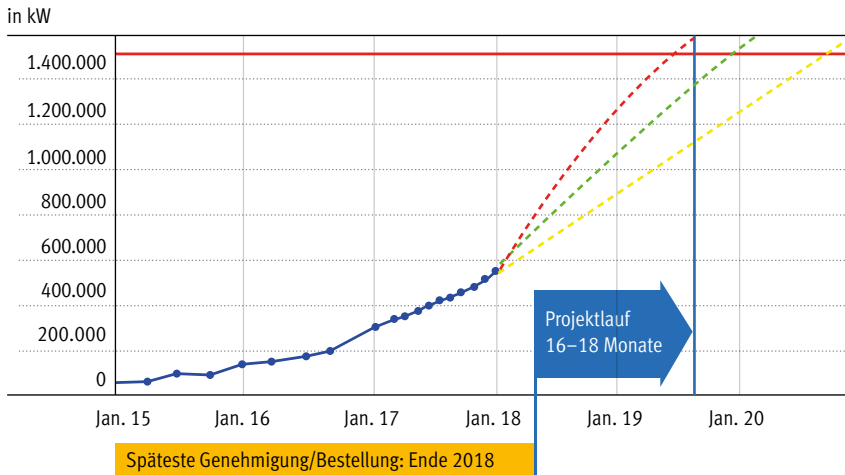
teil. Am Ende der 20 Jahre EEG-Laufzeit stehen dann zwei Motoren an der Biogasanlage, die ihre technische Lebensdauer von 80.000 Betriebsstunden erreicht haben. Welches BHKW soll nun in den nächsten 10 Jahren Anschlussförderung die Verstromungsleistung sicher übernehmen? Wer sich bei der Flexibilisierung mit der Verdoppelung der Leistung begnügt, steckt am Ende der EEG-Laufzeit in einer betriebswirtschaftlichen Sackgasse.

Wer also aktuell über die Flexibilisierung nachdenkt, wird viele Argumente dafür finden, dieses Förderinstrument so weit wie möglich auszunutzen. Tatsächlich muss man aber zunächst mit erheblichen Anstrengungen für Planung, Genehmigungsverfahren und Umsetzung rechnen.

Die Flexibilitätsprämie ist bei 1.350 MW gedeckelt und war laut Bundesnetzagentur Ende Januar 2018 bereits zu 42 % ausgeschöpft. Es ist absehbar, dass die übrigen 780 MW im Jahr 2019 ausgeschöpft sein werden (siehe Abb. 24). Angesichts des erheblichen Planungs- und Umsetzungsvorlaufs von oft mehr als einem Jahr empfiehlt es sich, ambitionierte Flexibilisierungsprojekte unverzüglich zu beginnen.

Betreiber von Biogasanlagen, die damit noch nicht angefangen haben und sich der Halbzeit der ersten Förderperiode nähern, sollten jetzt schnell handeln, denn die Flexprämie ist auf die Laufzeit der ersten

DECKEL DER FLEXPRÄMIE UND IHRE INANSPRUCHNAHME



Quelle: Flexperlen (2018)

© FNR 2018

Abb. 24: Die Ausschöpfung der Flexibilitätsprämie wird bis Ende 2019 erwartet. Bis dahin muss das BHKW angeschlossen sein und das Umweltgutachten bei der Bundesnetzagentur vorliegen. (Stand: Dez. 2017)

EEG-Vergütungsperiode beschränkt. Beträgt die Restlaufzeit weniger als 10 Jahre, geht der Anspruch auf Flexprämie für diese Zeit unwiederbringlich verloren.

Auch Anlagenbetreiber, die schon eine Flexibilitätsprämie erhalten, müssen schnellstens überprüfen, ob sie wegen des EEG 2017 ihre Entscheidungen überdenken sollten. Jeder Monat, der für eine kleine Flexibilisierung in Anspruch genommen wird, geht für die Finanzierung eines zukunftssicheren, großen BHKW verloren.

Für die Energiewende ist die Flexibilisierung wichtig, denn nur solche Anlagen sind nachhaltig, die wertvollen Biogasstrom nicht gleichzeitig mit Wind und Sonne erzeugen. Auch für die Betreiber bleibt unter Berücksichtigung des Aufwandes und der Kosten in vielen Fällen ein attraktives Plus. Die Rendite der Investition in die Flexibilisierung reicht von mageren einstelligen Prozentzahlen bis auf über 25 %, die jeder Euro für die Flexibilisierung pro Jahr netto wieder einspielt.

10 FLEXIBILISIERUNGSPROJEKTE: SCHRITTE ZUR UMSETZUNG

Das Anlagenupdate ist ein anspruchsvolles Modernisierungsprojekt und erfordert eine sorgfältige Planung und Umsetzung. Dabei sollten die folgenden Schritte abgearbeitet werden.

10.1 Kompakte Handlungsempfehlungen

Für alle Betreiber, die für ihre Anlagen die Zukunft im Strommarkt sehen, gelten diese Empfehlungen:

- Flexibilisieren Sie möglichst konsequent, bauen Sie das im Rahmen Ihrer Möglichkeiten und der Flexprämie größte BHKW. Berücksichtigen Sie, dass sich viele Hürden überwinden lassen. BImSchG-Genehmigung, Netzanschluss, Störfallverordnung, Platzprobleme und Wärmenutzung sind Hindernisse, aber kein Grund, auf Ihre Chancen zu verzichten.
- Suchen Sie sich einen kompetenten Planer, der Sie berät, beim Projekt begleitet und Ihnen den Rücken freihält.
- Kündigen Sie vorsorglich länger laufende Verträge zur Stromvermarktung. Lassen Sie sich von Stromhändlern Angebote machen. Suchen Sie einen aktiven Vermarkter, der nicht nur Regelleistung anbietet, sondern für Ihre Anlage auch einen täglich optimierten Fahrplan erstellen kann, dabei Rücksicht auf Ihre Motoren nimmt, Ihren aktuellen Biogas-speicherstand ausliest und den Wärmebedarf des Folgetages einrechnet.
- Nutzen Sie das Projekt zur Überholung Ihrer Anlage, beseitigen Sie genehmigungsrechtliche und technische Schwachstellen. Bereiten Sie sich auch auf die kommenden Gesetzesverschärfungen vor, soweit diese absehbar sind wie die neue DüMV, AwSV, TA Luft.
- Setzen Sie das von der Flexprämie übrige Finanzierungsvolumen für große Wärme- und Gasspeicher ein. Schon mit einem Atemvolumen für 10 bis 14 Stunden BHKW-Ruhe ist flexibler Anlagenbetrieb möglich.
- Vereinbaren Sie im Vertrag für die Direktvermarktung (abhängig von Speichergröße, Motorenausstattung und den Fahrplanrestriktionen)
 - maximale Starthäufigkeit/Tag (möglichst nicht mehr als 2-mal im Mittel),
 - minimale Teillast (möglichst nicht unter 80 %),
 - minimale Motorlaufzeit (möglichst nicht unter 2 Stunden),
 - maximale Heipause (30 Minuten).
- Maximieren Sie die Wärmenutzung.
 - Initiieren und/oder fördern Sie eine Wärmenetz-Genossenschaft bzw. schalten Sie einen Planer, Projektentwickler oder Energieversorger ein, der ein Wärmenetz baut und Ihnen die Wärme langfristig abkauft.

- Nutzen Sie das Fütterungsmanagement, um die Biogaserzeugung saisonal an den Wärmebedarf anzupassen. Prüfen Sie, ob Sie mit passenden Substraten und gesteuerter Biologie bei kaltem Wetter auch zeitweilig deutlich mehr Biogas erzeugen und damit mehr Wärme liefern können. Installieren Sie ggf. eine Hydrolysestufe („Turbo-Maische“).
- Prüfen Sie, ob Sie mit der neuen Kombination 2 BHKW + großer Wärmespeicher eine ausreichende Sicherheit haben, um eine Vollversorgung (zu höherem Preis) anzubieten.

So wird aus Ihrem Flex-Projekt ein nachhaltiges Repowering und Ihr Beitrag zur Energiewende wird sich langfristig auszahlen.

10.2 Ihre Flex-Checkliste

- Planungsvorlauf
 - Angebote für Beratung, Entscheidungsbegleitung, Planung und Umsetzung einholen; für einen großen Teil der Leistungen können Fachplaner beauftragt werden
 - Bestandsaufnahme (Technik, Recht, Wirtschaftlichkeit); Optimierungspotenzial (Biologie, Strom, Wärme, Sicherheitsfragen, Altlastenbereinigung)
 - Wirtschaftliche Analyse als Entscheidungsgrundlage für das Zukunftskonzept erarbeiten lassen
 - Konzeptentwurf mit Flexibilisierung
 - Machbarkeit Wärmenutzung prüfen (Kann eine Gemeinde oder Energiegenossenschaft beteiligt werden?)
- Finanzierungsmöglichkeiten klären
- Entscheidung
- Projektablaufplan, Detailplanung, Kostenermittlung
- Genehmigungsplanung:
 - Begleitung/Betreuung des Genehmigungsverfahrens
 - BImSchG, Nachtrags-, Änderungs-genehmigung
 - Scoping-Termin
 - Störfallplan (mit Fachplaner)
 - Netzanschluss, Netzverträglichkeit durch Integrationsvereinbarung mit dem Netzbetreiber, Anlagen-zertifikat (mit Fachplaner)
 - Zusammenstellung aller Unterlagen, Gefahrenbeurteilung, AwSV, StörfallVO, TA Luft, Nachweis Lagersvolumen
 - Bewertung des Bescheides
- Ausschreibung, Vergabe, Verhandlungen
- Investitionsprojekt
 - Ausführungsbegleitung, ggf. Bauleitung
 - Zubau BHKW + Trafo
 - Erweiterung Gasspeicher (wenn nötig)
 - Wärmenetz (Auf- oder Ausbau, Pufferspeicher)
 - Flexibilitätsprämie beim Netzbetreiber + BNetzA beanspruchen
- Betrieb
 - Inbetriebnahme, Abnahme
 - Bestätigung installierte Leistung durch Umweltgutachter
 - Fahrplanbetrieb und Direktvermarktung vereinbaren
 - Automatisierte Fahrplanerstellung



Abb. 25: Flex-BHKW mit Wärmespeicher (Biogasanlage Gut Brockhof): Der Wärmespeicher wird am Ort des höchsten Lastwechsels installiert, also möglichst neben dem BHKW.

10.3 Praxisbeispiele

10.3.1 Biogas Brockhof

Biogasanlage: Biogas Brockhof GmbH & Co. KG

Substrate: Silomais/CCM, Hähnchenmist (eigener), Rindermist, Schweine- und Rindergülle

Bemessungsleistung: $370 + 190 \text{ kW} \times 96,5\% \text{ PH}_{\text{Bem}}$

Inbetriebnahme: 2010

Wärmenutzung: Hähnchenställe, Holz Trocknung, Haupthaus, weitere Haushalte in der Umgebung

Flex-Planung: Energethik Ingenieurgesellschaft mbH

Flexibilisierung: Leistungszubau 2.000 kW mit 10.000 V-Generator, + 341 % (PQ = 4,4)

Speicherreichweite: 60 Stunden im Reingasspeicher; 15.000 m³ Volumen; Entnahme bis 1.050 m³/h; Durchmesser 38,60 m; Höhe 19,25 m; Stützluftgebläse 1,1 kW; 9.600 kWh/a

Inbetriebnahme Flex: Januar 2018 (Flex-Analyse CUBE: 2014; Einspeisezusage 2015; Planungsauftrag: Juli 2016)

Flex-Konzept

Ziel der Maßnahme war eine zukunftsfähige Konfiguration der Biogasanlage, eine verbesserte und vollständig regenerative Wärmelieferung und ein weiteres Nahwärmenetz. Besondere Herausforderung ist der stark wechselnde Wärmebedarf der Hähnchenmastanlage jeweils beim Einstellen.

BHKW-Leistungszubau von 2.000 kW auf etwa 4,5-fache installierte Leistung, Umrüstung der beiden Bestand-BHKW auf Flex-Betrieb.

BHKW

Es wird ein neues BHKW mit 2.000 kW Leistung installiert und wegen des deutlich verbesserten Wirkungsgrades hauptsächlich betrieben. Die Bestands-BHKW's bieten positive Regelleistung und werden bei Spitzenpreisen im Fahrplan eingesetzt.

Besonderheit ist der 10-kV-Generator beim neuen BHKW, hierdurch entfallen Trafoverluste. Für den Anschluss an einen neuen Netzverknüpfungspunkt wurde die Verlegung von 2 km 10-kV-Mittelspannungskabel erforderlich.

Gasspeicher

Das vorhandene Gasspeichervolumen auf Nachgärer und Endlager ermöglicht ca. 11 Stunden BHKW-Ruhe. Da bei Volllast der flexiblen BHKW bis zu 1.300 m^3 Volumenstrom/Stunde entnommen wird, musste eine leistungsstarke neue Gaskühlung, -trocknung und Nacherwärmung für gesamte installierte Leistung aufgebaut werden. Das ermöglicht auch eine jahreszeitliche Flexibilisierung mit deutlich höherer Biogasproduktion bei hohem Wärmebedarf. Zur Optimierung des Fahrplanbetriebs soll die Biogasproduktion dem untertägig wechselnden Bedarf angepasst werden („Fütterungsmanagement“).

Wärmenutzung

Das vorhandene Wärmenetz versorgt Wohnhäuser und Hähnchenställe. Der Ausbau des Wärmenetzes in eine benachbarte Siedlung ist geplant.

Wärmespeicher

Zur Optimierung der variablen Wärmelast in den Hähnchenställen wurde ein großer Wärmepuffer mit 1.000 m^3 installiert – mit Reserven für die Flexibilisierung der Biogasproduktion. Der Wärmespeicher soll bei Ausbau des Wärmenetzes zur Pufferung von Wärme aus einem Holzackschnitzelkessel oder solarer Wärme mitgenutzt werden. Die Abgaswärme wird in zwei Stufen entzogen: Beim Ausbau der Wärmenutzung wird ein zweiter Abgaswärmetauscher mit $500 \text{ kW}_{\text{th}}$ nachgerüstet.

Wirtschaftlichkeit

Die Flexibilitätprämie deckt die Investitionen nicht ganz. Die Rentabilität wird durch die Spotmarkt-Zusatzerlöse und die bessere Wärmenutzung erreicht. Ziel war es, mit einer leichten Verbesserung der Rendite gleichzeitig den Bestand der Biogasanlage langfristig zu sichern.

Ausblick

In Zukunft soll ein Wärmenetz zur Versorgung einer Siedlung mit regenerativ erzeugter Wärme aufgebaut werden. Dann wird auch der zweite Abgaswärmetauscher installiert. Langfristig soll der Betrieb mit den Entsorgungsdienstleistungen für Tierzucht, Düngemittelproduktion, Wärmelieferung und Spitzenlaststrom von der Marktpremie unabhängig werden.



Abb. 26: Flex-BHKW auf Gut Brockhof: Auch ein BHKW mit 2.000 kW passt in einen Container und wird fertig konfektioniert angeliefert. Mit einer Laufzeit von etwa 2.500 Stunden pro Jahr wird die technische Laufleistung von 80.000 Betriebsstunden erst in 25 Jahren erreicht.



Abb. 27: Rixdorf – konsequent flexibel, fast fünffache Leistung, Wochenend-Flexibilität

10.3.2 Gut Rixdorf-Lebrade

Biogasanlage: Gut Rixdorf, Agricola GbR

Substrate: Maissilage, Raps, GPS aus Weizen und Gerste

Bemessungsleistung: 550 kW $\times$ 96 % PH_{Bem}

Inbetriebnahme: November 2011

Anlagenbau: MT-Energie

Wärmenutzung: Nahwärmenetz mit Hackschnitzelfeuerung, im Sommer Getreide- und Hackschnitzeltrocknung

Flex-Planung: Nikolaus Bormann, GBB Beratung

Flexibilisierung: Leistungszubau + 364 % (PQ = 4,6)

Speicherreichweite: 60 Stunden im Reingasspeicher; 15.000 m³ Volumen; Entnahme bis 1.050 m³/h; Durchmesser 38,60 m; Höhe 19,25 m; Stützluftgebläse 1,1 kW; 9.600 kWh/a

Inbetriebnahme Flex: Sommer 2016

Investitionen: nahezu 2 Mio. €, ca. 80 % durch Flexprämie gedeckt

Flex-Konzept

Grundlage der Flexibilisierung war die Erkenntnis, dass die höchsten Strompreise im Jahresmittel an den Werktagen morgens und abends liegen. Die Einspeiserlöse von Freitagabend bis Montagmorgen sind im Durchschnitt unattraktiv. Deshalb wurde der Betrieb auf 60 Stunden Ruhezeit konzipiert. Ziel war, den Eingriff in den Bestand so gering wie möglich zu halten. BHKW und Speicher wurden parallel zum laufenden Betrieb fertiggestellt. Am Schluss wurden die Leitungen in nur drei Stunden auf die neue Linie umgestellt.

BHKW

Mit einem BHKW von 2.004 kW wurde knapp die 5-fache Leistung installiert. Auch das Bestand-BHKW wurde auf Flex-Betrieb umgerüstet. Beide Motoren laufen im Flex-Betrieb mit nur wenigen Stunden an Werktagen, wenn der Strompreis im Markt hoch ist. Durch den großen Speicher werden die Motoren im Mittel nur 1,5-mal je Tag gestartet. In der Ruhezeit werden die BHKWs aus dem Wärmepuffer warm gehalten. In dieser Zeit wird positive Regelernergie angeboten (SRL in der NT-Zeit). Die bisherige Auslastung von 96 % (Höchstbemessungsleistung) ist durch den Flex-Betrieb jederzeit erreichbar.

Gasspeicher

Biogas wird nach der Gasreinigung, -trocknung und -kühlung gespeichert. Die Gasstrecke wird damit gleichmäßig betrieben und das Speichervolumen besser ausgenutzt (keine Verluste durch Feuchte und Wärmeausdehnung).

Wärmenutzung

Die Biogasanlage liefert 3.000 MWh/a Wärme in das Nahwärmenetz von Lebrade und Rixdorf mit über 100 WE. Im Sommer wird Getreide (12.000 t/a) und (eigenes) KUP-Holz für ergänzende Hackschnitzel-feuerung getrocknet.

Wärmespeicher

Der Großwärmespeicher von Cupasol mit 1.000 m³ Volumen trägt zur Versorgungssicherheit bei, da er bei kaltem Wetter zusätzlich als Wärmereserve zur Verfügung steht, bevor die Redundanzfeuerung anspringen muss. Auf die Baukosten im Wärmebereich werden 30 % BafA-Zuschuss gezahlt.

Wirtschaftlichkeit

Die Flexprämie von etwa 165.000 €/Jahr deckt die Investition von knapp 2 Mio. € nicht ganz, deshalb wurden die erwarteten Spotmarkterlöse und der Wärmeverkauf in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingerechnet. Simulationen ergeben Zusatz Erlöse am EPEX-Day-Ahead-Spotmarkt von gut 60 T€/Jahr (Modelljahr 2015, brutto, abzüglich Handelskosten, mit wachsender Tendenz). Im Ausnahmemonat Januar 2017 ergaben sich über 11.000 € Zusatz Erlös.

Ausblick

Durch die Flexibilisierung kann die Wärmelieferung aus der Biogasanlage gesteigert werden, was die Kosten senkt. Damit kann das Nahwärmenetz weiter ausgebaut werden.

Für die Zukunft erwarten die Betreiber deutlich wachsende Stromerträge aus der Flexibilisierung.



Abb. 28: Großwärmespeicher für das Nahwärmenetz Rixdorf



© energetik ingenieure (2017)

Abb. 29: BHKW, Gasspeicher, Wärmespeicher in Bünthe: Der Satellitenstandort auf dem Gelände einer Kläranlage wurde zum Kern der Flexibilisierung der Biogasanlage von 600 auf 2.600 kW.

10.3.3 Biogasanlage Bünthe

Biogasanlage: Bioenergie Bünthe GmbH & Co. KG, Gemeinschaftsunternehmen von Landwirten und Stadtwerke Bad Salzdetfurth

Substrate: Maissilage, GPS aus Weizen und Gerste, Gülle, Mist, Hühnertrockenkot

Bemessungsleistung: 370 kW × 95 % (Biogasanlage) + 600 kW × 95 % (Satelliten-BHKW Thermalbad) + 250 kW (Satellit 2, Wärmenetz)

Inbetriebnahme: 2010 (BGA); 2011 (Satelliten-BHKW)

Anlagenbau: Biogas Nord, 2G, Energie + Konzept

Wärmenutzung: Thermalbad (Satelliten-BHKW), Fermenterheizung (BGA)

Flex-Planung: Energethik Ingenieurgesellschaft mbH

Zubau: 2.000 kW = + 356 % (PQ = 4,6) am Satelliten

1.200 kW = + 300 % (PQ = 4,0) an der BGA

Speicherreichweite: 24 Std. BHKW-Ruhezeit durch 11.000 m³ Gasspeicher (Reingasspeicher) auf vorhandenem Langgrundbecken L/B/H = 65/22/11 m

Wärmenutzung: Beheizung des Thermalbades

Wärmespeicher: 63 m³ Wärmespeicher am Standort der Biogasanlage und 300 m³ Wärmespeicher am Satellitenstandort.

Inbetriebnahme Flex: Sommer 2016

Flexprämie: 271.000 €/Jahr

Investitionen: ca. 3,3 Mio. €, zu 80 % durch Flexprämie und 20 % durch Kostensenkungen gedeckt

Flex-Konzept

Ziel der Flexibilisierung war die grundlegende Beseitigung von Schwachstellen auf der Biogasanlage, in der Hydraulik der Wärmeversorgung und bei den Bestands-BHKW, die zu Einnahmeausfällen geführt hatten. Weiteres Ziel wurde die jahreszeitliche Flexibilisierung der Biogaserzeugung, um Zubau von Gärproduktelagern vermeiden zu können.

BHKW

Die Standorte am Satelliten für das Thermalbad und das BHKW an der Biogasanlage wurden mit 2.000 und 1.200 kW jeweils maximal flexibilisiert. Beide erhielten neue Flex-Motoren mit verbesserten Wirkungsgraden.

Auch die Bestands-BHKW wurden auf Flex-Betrieb umgerüstet, stellen jedoch nur positive Regelleistung bereit, Betrieb nur bei Spitzenpreisen. Ein weiterer Satellitenstandort konnte nicht in die Flexibilisierung einbezogen werden.

Gasspeicher

Durch Speicherung nach der ebenfalls erneuerten Gasreinigung und -trocknung war keine Verstärkung der Biogasleitung erforderlich. Auf einem ehemaligen Klärbecken wurde ein langgezogener Rund-Biogasspeicher errichtet („Marzipanspeicher“), der auch den Biogasstandort rückversorgen kann.

Wärmespeicher

Der Wärmespeicher am Satellitenstandort genügt für die Ruhezeiten des BHKW. Der Wärmespeicher an der Biogasanlage diente vormals als Pufferspeicher für den Satellitenstandort und wurde zur Biogasanlage umgesetzt. Er dient dort im Wesentlichen der Motorenwarmhaltung.

Wirtschaftlichkeit

Die Flexprämie von etwa 270.000 €/Jahr deckt die Investition von 3,3 Mio. € nicht ganz, deshalb wurden verbesserte Kostenstrukturen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingerechnet. Hinzu kommen in Zukunft beträchtliche Zusatzerlöse am Spotmarkt.

Ausblick

Durch die dynamische Fütterung sollen die Substratverwertung und die technischen Möglichkeiten der bedarfsangepassten Biogaserzeugung maximal ausgenutzt werden.



Abb. 30: Satelliten-BHKW-Anlage in Bünste mit einem Wärmespeicher von 300 m³ Volumen. Auch bei einem liegenden Wärmespeicher ist die Temperaturschichtung kein Problem, wenn Vor- und Rücklauftemperaturen stimmen. Im Vordergrund das Fundament und die Verteilung für den Reingasspeicher mit 11.000 m³ Atemvolumen.

11 ANHANG

11.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung der erneuerbaren Energien	07
Abbildung 2:	So funktioniert unsere Stromversorgung	10
Abbildung 3:	Realisierte Stromerzeugung und Verbrauch	11
Abbildung 4:	Flexibilisierung einer Biogasanlage	14
Abbildung 5:	Strompreisteppich 2017 (EPEX SPOT SE)	16
Abbildung 6:	Bestandsänderung Biogasanlagen	18
Abbildung 7:	Biogas auf dem Weg zum flexiblen Strom- und Wärmeangebot	19
Abbildung 8:	Flexibilitätsgarantie in Abhängigkeit von der installierten Leistung	23
Abbildung 9:	Vom Strommarkt zum BHKW-Fahrplan	26
Abbildung 10:	Erlöspotenziale Biogasanlagen	27
Abbildung 11:	Saisonale Flexibilisierung der Wärmerzeugung	30
Abbildung 12:	Flexibler BHKW-Fahrplan mit 14-Stunden-Gasspeicher	32
Abbildung 13:	Flexibler BHKW-Fahrplan mit 60-Stunden-Gasspeicher	33
Abbildung 14:	Musterfahrplan mit EPEX-Spotmarkt und Intraday-Nachsteuerungen	35
Abbildung 15:	Schematische Darstellung eines Fahrplanmanagementsystems	37
Abbildung 16:	Schema SCR-Katalysator	39
Abbildung 17:	BHKW bis 2.000 kW können kostengünstig im Container installiert werden	41
Abbildung 18:	Zusätzlicher Reingasspeicher über dem Fermenter	43
Abbildung 19:	Zusätzliche Reingasspeicher können auch ebenerdig errichtet werden	44
Abbildung 20:	Liegende Wärmespeicher	46
Abbildung 21:	Netzkapazität am Netzanschlusspunkt der Biogasanlage	48
Abbildung 22:	Elektrischer Wirkungsgrad verschiedener BHKW	52
Abbildung 23:	Biogasanlage Rixdorf	54
Abbildung 24:	Deckel der Flexprämie und ihre Inanspruchnahme	57
Abbildung 25:	Flex-BHKW mit Wärmespeicher (Biogasanlage Gut Brockhof)	60
Abbildung 26:	Flex-BHKW auf Gut Brockhof	61
Abbildung 27:	Rixdorf – konsequent flexibel: fast fünffache Leistung, Wochenend-Flexibilität	62
Abbildung 28:	Großwärmespeicher für das Nahwärmenetz Rixdorf	63
Abbildung 29:	BHKW, Gasspeicher, Wärmespeicher in Bünthe	64
Abbildung 30:	Satelliten BHKW-Anlage in Bünthe	65

11.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Investitionskostenschätzung für verschiedene Flexibilisierungsvarianten	50
Tabelle 2:	Mögliche Mehrerlöse aus der konsequenten Flexibilisierung anhand einer NawaRo-Referenz-Biogasanlageanlage mit 500 kW _{HBem}	55

11.3 Abkürzungen

a	Jahr
AwSV	Verordnung für Anlagen mit wassergefährdenden Stoffen
BauGBÄndG	Baugesetzbuchänderungsgesetz
BetriSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CO ₂	Kohlendioxid
ct/kWh	Cent je Kilowattstunde
DüMV	Düngemittelverordnung
EE	erneuerbare Energien
EEG (2014)	Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gesetz über den Vorrang der Einspeisung erneuerbarer Energien (Jahrgang)
EPEX	European Power Exchange
€/MWh	Euro je Megawattstunde ($\times 0,1 = \text{ct/kWh}$)
ESK	Einsatzstoffklassen gemäß Biomasseverordnung 2012
GPS	Ganzpflanzensilage
GW	Gigawatt
GWS	Großwärmespeicher
HT/NT	Hochtarif/Niedrigtarif (HT = 8 bis 20 Uhr an Wochentagen)
KUP	Kurzumtriebsplantage
kW	Kilowatt ($1.000 \text{ kW} = 1 \text{ MW}$; $1.000.000 \text{ kW} = 1 \text{ GW}$)
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m ³	Kubikmeter
MAP	Marktanreizprogramm
MCP	Richtlinie (EU) 2015/2193 zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft
MRL	Minutenreserveleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde

NawaRo	nachwachsende Rohstoffe
Nm ³	Normkubikmeter, Standardvolumen für konditioniertes Biogas
NO _x	Stickoxide
ORC	Organic Rankine Cycle
P _{Bem}	Bemessungsleistung (kW)
P _{Inst}	Installierte Leistung (kW)
P _{HBem}	Höchstbemessungsleistung nach EEG (2014) max. Einspeisemenge (kW)
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SCR	Selective Catalytic Reduction zur Abgasreinigung
SDL	Systemdienstleistungen
SoA	Sonnenaufgang
SoU	Sonnenuntergang
SRL	Sekundärregelleistung
StörfallVO	Störfall-Verordnung
T€	tausend Euro
TA Luft	Technische Anleitung Luft
TRwS	Technische Regeln wassergefährdender Stoffe
VBh	Vollbetriebsstunden
W _{el}	elektrische Energie
W _{th}	thermische Energie
12/24	Betrieb an 12 von 24 Stunden des Tages
24/7	24 Stunden an 7 Tagen je Woche = permanent

11.4 Literatur- und Quellenverzeichnis

Atomgesetz (2011):

13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 5. August 2011

Bundesnetzagentur (2017):

Kraftwerksstilllegungsanzeigende der Bundesnetzagentur 2017.

URL: www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html (Stand Dez. 2017)

DENA (2014): dena-Studie

Systemdienstleistungen 2030.

Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

Häring, G.; Bär, K.; Sonnleitner, M.;

Zörner, W.; Braun, T. (2015):

Schlussbericht im Verbundprojekt: Bio-Strom – Steuerbare Stromerzeugung für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Technische Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme.

URL: docplayer.org/15226119-Biostrom-steuerbare-stromerzeugung.html

Hegele, R. (2014):

Langzeit-Wärmespeicher als Schlüssel zur effizienten erneuerbaren Energieversorgung. Unveröffentlichter Vortrag vom C.A.R.M.E.N.-Symposium 2014. Zu beziehen über die Webseite von Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): www.carmen-ev.de/

Koalitionsvertrag (2018):

Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode.

URL: www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0
Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.fnr.de

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 970
mediathek.fnr.de
FNR 2018