



Leitfaden

Vom Bioenergiedorf zum Energiewendedorf

U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T



GEORG-AUGUST-UNIVERSITÄT
GÖTTINGEN



PERSPEKTIVEN
Bioenergiedörfer

klimafreundlich. demokratisch. bürgernah

Kontakt

Universität Kassel

Fachgebiet Mikroökonomik und empirische

Energieökonomik

Nora-Platiel-Straße 4

34109 Kassel

Tel.: +49 561 804-7751

<https://energiewendedoerfer.de>

<http://www.uni-kassel.de/go/MEE>

Georg-August-Universität Göttingen

Geographisches Institut

Abteilung Kartographie, GIS und Fernerkundung

Goldschmidtstraße 5

37077 Göttingen

Tel.: +49 551 39 9805

<https://energiewendedoerfer.de>

<http://www.uni-goettingen.de/de/sh/36647.html>

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft unter den Förderkennzeichen 22405817 und 22405218 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Leitfaden

Vom Bioenergiedorf zum Energiewendedorf

Gliederung

1. Einführung	1
Überblick Handlungsempfehlungen	2
2. Reststoffnutzung	5
2.1 Reststoffpotenziale	5
2.2 Waldrestholz	5
2.3 Landschaftspflegeholz	8
2.4 Landschaftspflegegras	8
2.5 Kommunale Bioabfälle	8
2.6 Wirtschaftsdünger und Pferdemist	8
2.7 Stroh (Körnermais, Raps)	8
2.8 Zusammenfassende Betrachtung	16
3. Nutzung alternativer Energiepflanzen	19
3.1 Durchwachsene Silphie (Silphium perfoliatum L.)	19
3.2 Mehrjährige Blütmischungen/Wildpflanzenmischungen	19
3.3 Riesenweizengras (Agropyron elongatum)	19
3.4 Zusammenfassende Betrachtung	20
4. Wertschöpfungsoptimierung der Kreisläufe	25
4.1 Biomethanaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz	25
4.2 Biomethanaufbereitung und Betrieb einer Methantankstelle	30
4.3 Wertstoffsteigerung durch Gärrestbehandlung	38
4.4 Energie-, Pflanzenkohlegewinnung und CO2 Sequestrierung mittels Pyrolyse	41
5. Zukünftige Stromvermarktung	47
5.1 Weitere 10 Jahre EEG-Vergütung durch das Ausschreibungsmodell	47
5.2 Belieferung ortsnahe Dritter durch eine eigene Stromleitung	52
5.3 Umstellung auf KWK-Vergütung nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung	56
5.4 Regionale Grünstromvermarktung	61
6. Nahwärmenetze fit machen	67
6.1 Anpassung der Fütterung an wärmegeführtes BHKW	67
6.2 Nahwärmenetzeffizienz verbessern	73
7. Einbindung erneuerbarer Energien	79
7.1 Ergänzung erneuerbarer Wärmeerzeuger	79
7.2 Alternative Wärmeversorgungskonzepte	86
8. Ausblick	97
Impressum	98

1 Einführung

Die über 200 Bioenergiedörfer in Deutschland – Ergebnisse einer sozialen Innovation – sind Beispiele für ein nachhaltiges, von Bürgern gestaltetes und klimaneutrales Wirtschaftssystem. Der Bioenergiedorfgedanke ist weltweit auf Interesse gestoßen und in gleicher oder ähnlicher Form nachgeahmt und in Verbund mit anderen erneuerbaren Energien weiterentwickelt worden. Um der Weiterentwicklung gerecht zu werden, sprechen wir deshalb auch von Energiewendedörfern. Im Zentrum aller Bioenergiedörfer oder Energiewendedörfer steht eine regionale, partizipative Projektentwicklung in den Gemeinden, die Bereitstellung der Energie mit eigenen erneuerbaren Ressourcen und die Nutzung dieser Energie – bisher vornehmlich der Wärme – über Nahwärmenetze. Die Nahwärmenetze in den Bioenergiedörfern versorgen zurzeit etwa 25.000 Haushalte mit Heizungswärme und warmen Brauchwasser. Für viele Dörfer läuft die EEG-Vergütung in den Jahren 2025 bis 2030 aus und der Aufbau neuer Geschäftsfelder ist notwendig, um die Wirtschaftlichkeit der Dorfprojekte und Versorgung der Wärmekunden nicht zu gefährden.

Viele Erfahrungen und technisches „know how“ bringen die Dörfer nach fast zwei Jahrzehnten Betreiben der eigenen Energieanlagen bereits mit. Die Anlagen wurden optimiert, teilweise neue Substrate eingesetzt und vielfach Investitionen in neue Technik getätigt. Das sind gute Voraussetzungen, um die nächste Etappe ohne feste Stromvergütung zu stemmen.

In unseren nachfolgenden Handlungsempfehlungen haben wir aktuelle Themen, die derzeit in der Wissenschaft und Politik diskutiert werden, aufgegriffen, aber auch Themen, die Ihnen liebe Bioenergiedörfer auf den Nägeln brennen, z. B.: Verknüpfung mit anderen erneuerbaren Energien, Regionale Vermarktung von Grünstrom, Biomethanherstellung (auch für Tankstellenbetrieb), eigenes neues Stromnetz und Stromdirektlieferungen, Sommerwärme nutzen, wärmegeführte BHKWs und vieles mehr. Diese Informationen haben wir von Ihnen im Rahmen unserer Befragungen in 2019 und 2020 bekommen. Vielen Dank dafür!

Die gesetzlichen und politischen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien haben sich im letzten Jahr 2021/2022 in Deutschland zum Positiven verändert und auch in der EU ist die Bioenergie wieder stärker in den Fokus gerückt. Energie- und Rohstoffmärkte befinden gerade im Umbruch. Das wird auch Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der potenziellen Geschäftsmodelle für Bioenergiedörfer haben. In vielen Fällen werden durch höhere Förderungen (z.B. Stromvergütung, Flexzuschlag) oder höhere Strompreise die wirtschaftlichen Aussichten verbessert. Aber auch die Anforderungen steigen an die Anlagenbetreiber z.B. durch den sog. Maisdeckel, die Nachhaltigkeitsverordnung und aktuell gestiegene Rohstoffkosten.

Einen Königsweg für alle Dörfer wird es wohl nicht geben. Alle bearbeiteten Handlungsempfehlungen haben Vor- und Nachteile und bergen unternehmerische Risiken, die von Ihnen genau abgewogen werden müssen. Wir hoffen, dass dieses Risiko durch flankierende Maßnahmen durch die Politik für die Bioenergiedörfer minimiert wird, denn Ihre Dörfer haben die Energiewende auf dem Lande auf den Weg gebracht und brauchen weitere Unterstützung, damit die gemeinsamen Klimaziele eingehalten werden können.

Wir hoffen, dass unsere Empfehlungen Ihnen auf dem Weg zur Weiterentwicklung Ihres Bioenergiedorfes hilfreich sind und wünschen Ihnen viel Erfolg dabei.

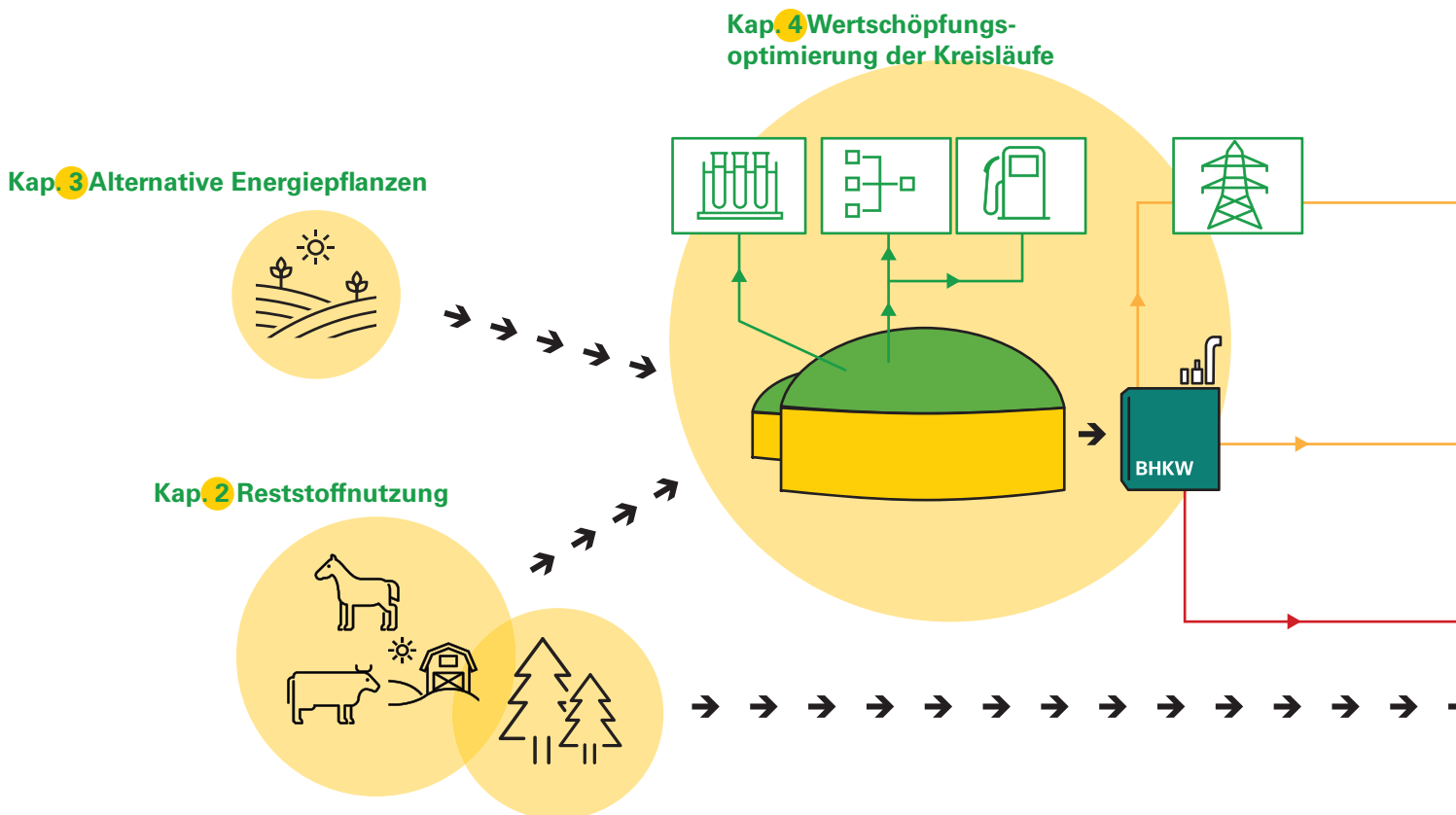
Auf unserer Internetseite www.Energiewendedoerfer.de können Sie uns auch eine Rückmeldung zu den Handlungsempfehlungen geben.

Das Team
der Universitäten Kassel und Göttingen

Überblick Handlungsempfehlungen

In den folgenden Kapiteln stellen wir Ihnen unsere Handlungsempfehlungen vor. Sie sind interaktiv mit existierenden Bioenergieidörfern und unter Unterstützung eines Projektbeirates in sogenannten Reallaboren entwickelt worden. Sie sollen Sie dabei unterstützen, den richtigen Weg in die Zukunft für Ihr Bioenergieidorf zu finden. Anhand der Grafik (s.u.) können Sie erkennen, welche sechs Themen wir aufgegriffen und beschrieben haben. Sie decken alle derzeit in der Fachwelt diskutierten Post-EEG Bereiche ab. In den Kapitel 2 und 3 werden Reststoffe und alternative Substrate näher untersucht und ausgewählte Substrate vorgestellt. Unter der Überschrift „Wertschöpfungs-optimierung der Kreisläufe“ werden in Kapitel 4 ergänzende Geschäftsmodelle zur Wärme- und Stromerzeugung thematisiert. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auf der Aufbereitung des Biomethans auf Erdgasqualität, einmal zur Einspeisung in das Erdgasnetz oder zum Betrieb einer Methantankstelle. Auch die Gewinnung von Pflanzenkohle durch eine Pyrolyseanlage kann ein ergänzendes Geschäftsmodell für die Bioenergieidörfer sein. Kapitel 5 wagt einen Blick in die zukünftige Strom-

vermarktung. Dort werden zum einen Vermarktungsform über das laufende EEG wie das Ausschreibungsmodell, die Belieferung ortsnaher Dritte oder die Regionalstromvermarktung betrachtet. Andererseits wird auch die Vermarktung über das KWK-Gesetz vorgestellt. Im Kapitel 6 steht das Nahwärmenetz im Fokus. Hier wird eine Methode zur Analyse der Effizienz des Nahwärmenetzes vorgestellt, mit der ineffiziente Hausübergabestationen leicht identifiziert werden können. Auch die Anpassung der Fütterung an eine wärmegeführte Fahrweise der BHKWs kann die Effizienz des Nahwärmenetzes erhöhen. Kapitel 7 stellt verschiedene Szenarien vor, die die Kombination der Biogasanlage mit anderen erneuerbaren Energieträgern, wie die Windkraft über Power to Heat und die Solarthermie technisch und wirtschaftlich unter die Lupe nehmen. Auch der Worst Case wird betrachtet: Die Biogasanlage kann nicht mehr wirtschaftlich weitergeführt werden und muss durch andere erneuerbare Energien ersetzt werden, um über



das Nahwärmenetz die Haushalte im Bioenergiedorf weiter mit Wärme zu versorgen. Auch dieses Szenario haben wir für Sie durchdacht und stellen Ihnen unsere Ergebnisse vor.

In den jeweiligen Beschreibungen der einzelnen Handlungsempfehlungen wird dabei genauer auf den aktuellen Stand der Entwicklung der jeweiligen Technologie eingegangen: Ist die Praxisreife schon gegeben oder ist die Technologie noch in der Erprobung. Da viele der Empfehlungen neuartige Technologien oder Geschäftsmodelle umfassen, wird ebenfalls die rechtliche Situation betrachtet und auf wichtige Regelungen hingewiesen. Wo es möglich ist, wird eine Wirtschaftlichkeits-

berechnung vorgenommen, bei der wichtige Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb des jeweiligen Konzepts herausgearbeitet und erläutert werden. Auch die betriebliche Umsetzung wird thematisiert und ökologische Vorteile des jeweiligen Konzepts beschrieben.

Alles in allem bietet der Leitfaden mit den aktuellen Handlungsempfehlungen einen Überblick über neue Geschäftsmodelle für Bioenergiedörfer und Anpassungen der bestehenden Bioenergiedorftechnologien an den neuesten Stand der Technik. Dieser soll als Hilfestellung und Ausgangspunkt zur Entscheidungsfindung bezüglich des weiteren Vorgehens nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung in bestehenden und entstehenden Bioenergiedörfern dienen.

Die Handlungsempfehlungen für Bioenergiedörfer im Überblick:

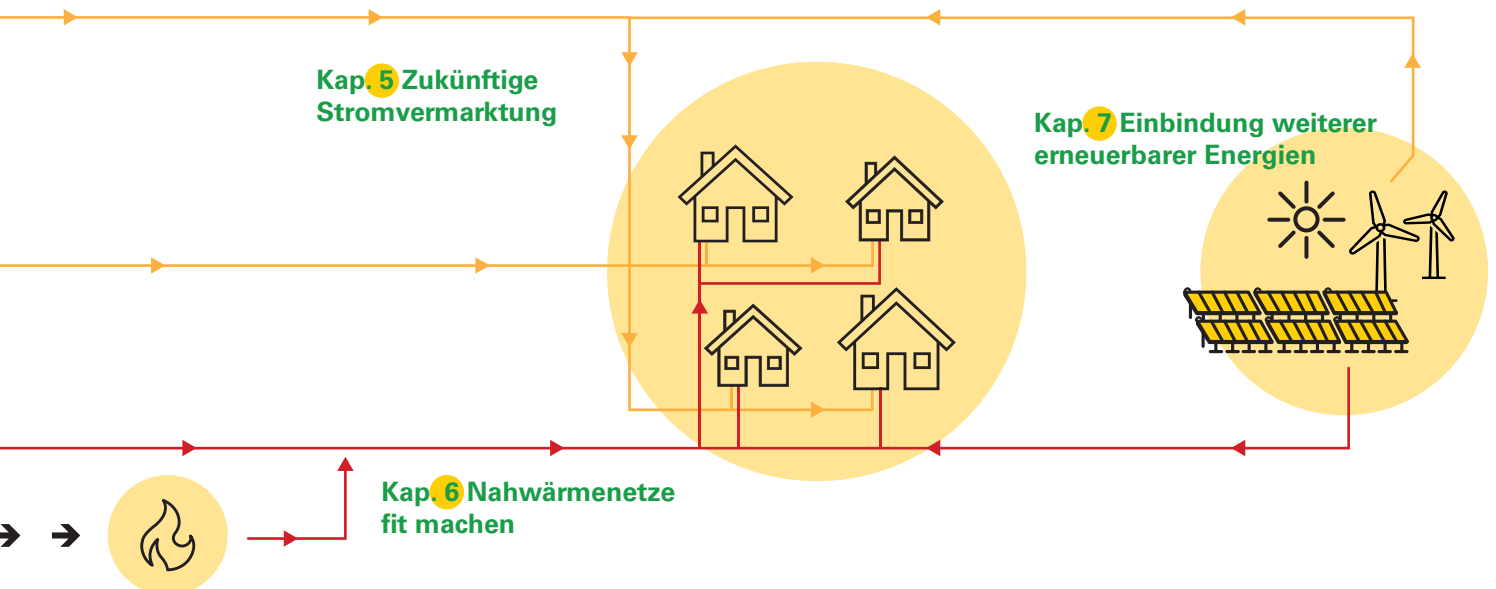


Abb. 1-1: Ansatzpunkte Handlungsempfehlungen, eigene Darstellung

2 Reststoffnutzung

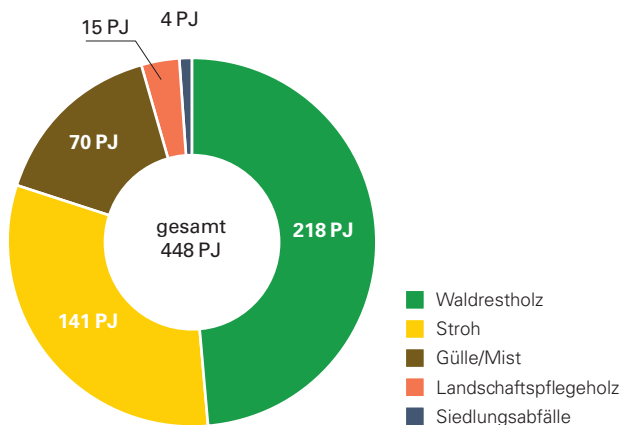
Warum ist eine Reststoffnutzung interessant?

Eine vermehrte Verwendung von Reststoffen zur Energiegewinnung in Bioenergie- und Energiewendeförfern bietet viele Vorteile. Sie ermöglicht z. B. die Einhaltung des Maisdeckels in Biogasanlagen und dient der Minimierung von Flächenkonkurrenzen um Nahrung, Futter, energetischer und stofflicher Verwertung. Zudem bietet die Nutzung von Reststoffen Chancen die Substratkosten für Anlagenbetreiber zu reduzieren. In diesem Kapitel werden sechs Arten von Reststoffen aus der Waldbewirtschaftung, der Landwirtschaft und aus Kommunen vorgestellt, die sich zur Vergärung in Biogasanlagen oder zur Wärme- und Stromgewinnung in Heiz(kraft)werken bzw. in Pyrolyseanlagen eignen. Die Mengen an potenziell zu nutzenden Reststoffen in Deutschland werden, aufgelöst auf Landkreisebene, in Grafiken dargestellt.



2.1 Reststoffpotenziale

Das Waldrestholz stellt mit 218 Petajoule (PJ) das größte Reststoffpotenzial auf Bundesebene dar. Waldrestholz ist das bei der Durchforstung des Waldes anfallende Schwach- und Kronenholz mit einem Astdurchmesser unter 7 Zentimeter. Als weitere größere Potenziale folgt Stroh mit 141 PJ und Gülle/Mist mit 70 PJ. Landschaftspflegeholz und kommunale Siedlungsabfälle sind mit 15 bzw. 4 PJ kleinere Potenziale.



Datenquelle: DBFZ 2015

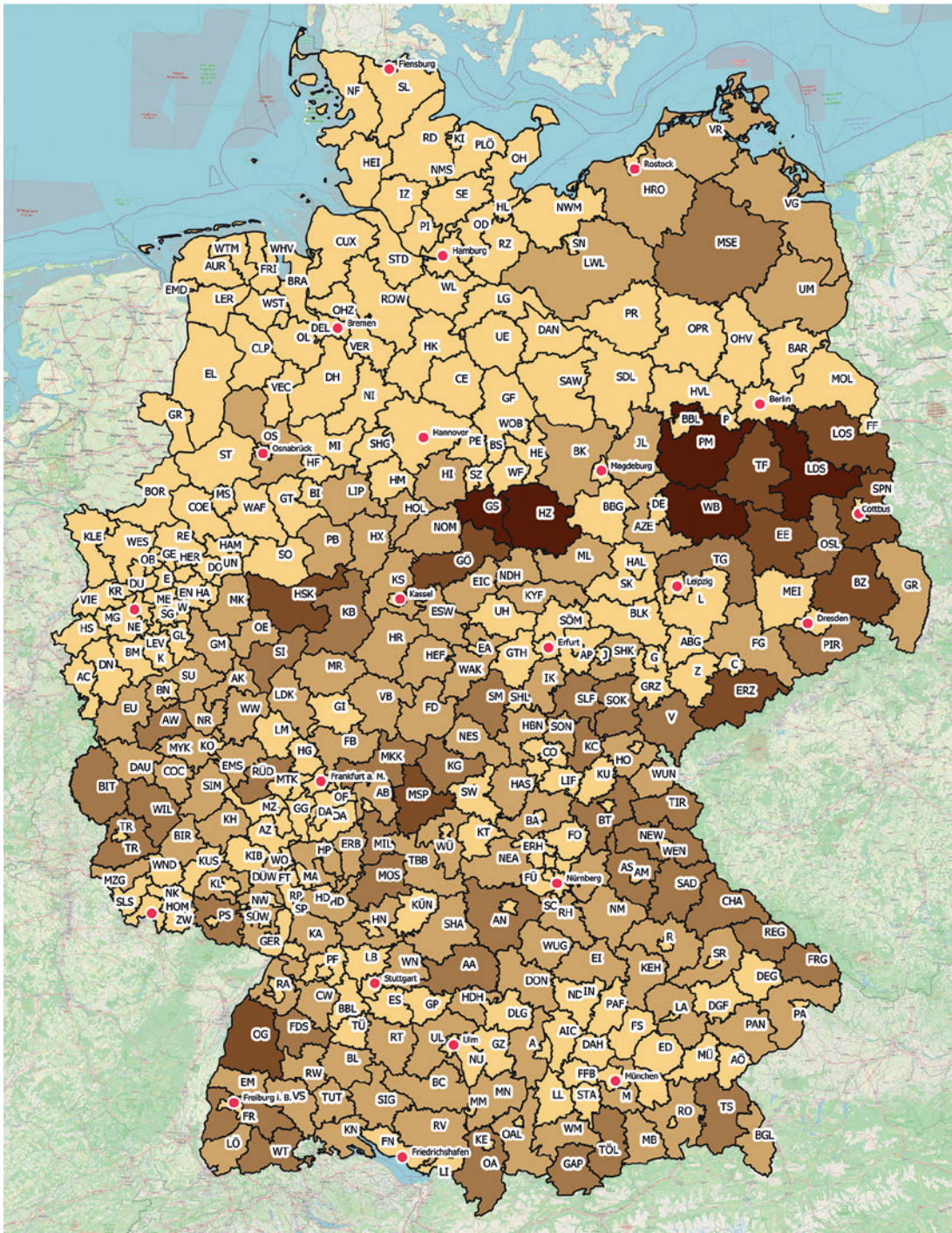
Abb. 2-1: Reststoffpotenziale in Deutschland, Quelle (7)

2.2 Waldrestholz

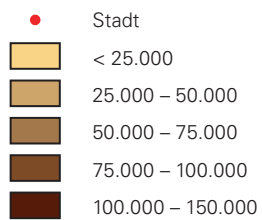
Waldrestholz bezeichnet das bei der Durchforstung des Waldes und Ernte von Stammholz anfallende Schwach- und Kronenholz mit einem Durchmesser unter 7 Zentimetern.

Die Nutzungsintensität des Waldes in Hinblick auf Stamm- und Restholz ist gesellschaftlich umstritten. Von Naturschutzverbänden werden geringere Nutzungsintensitäten und höhere Anteile an Waldflächen ohne Nutzung gefordert. Die in den folgenden Abbildungen dargestellten Szenarien „Holzpräferenz“ und „Naturschutzpräferenz“ tragen der Forderung Rechnung und zeigen die unterschiedlichen Waldrestpotenziale bei nachhaltiger, aber höherer Holznutzung und bei eingeschränkter Nutzung auf. Die Nutzungsintensität des Holzes beträgt im Naturschutzszenario ca. 78 Mio. Kubikmeter und im Holzpräferenzszenario 104,7 Mio. Kubikmeter pro Jahr. Im Mittel der Jahre 2002 bis 2012 betrug die Waldholznutzung in Deutschland 62,2 Mio. Kubikmeter. Folgt man den beiden Szenarien mit ihren unterschiedlichen Nutzungsintensitäten, würde im Naturschutzszenario bereits 80 Prozent des Potenzials ausgenutzt, während im Holzpräferenzszenario die Holznutzung noch um 68 Prozent gesteigert werden könnte.

Naturschutzpräferenz-Szenario



Waldrestholz in Tonnen TM / Jahr

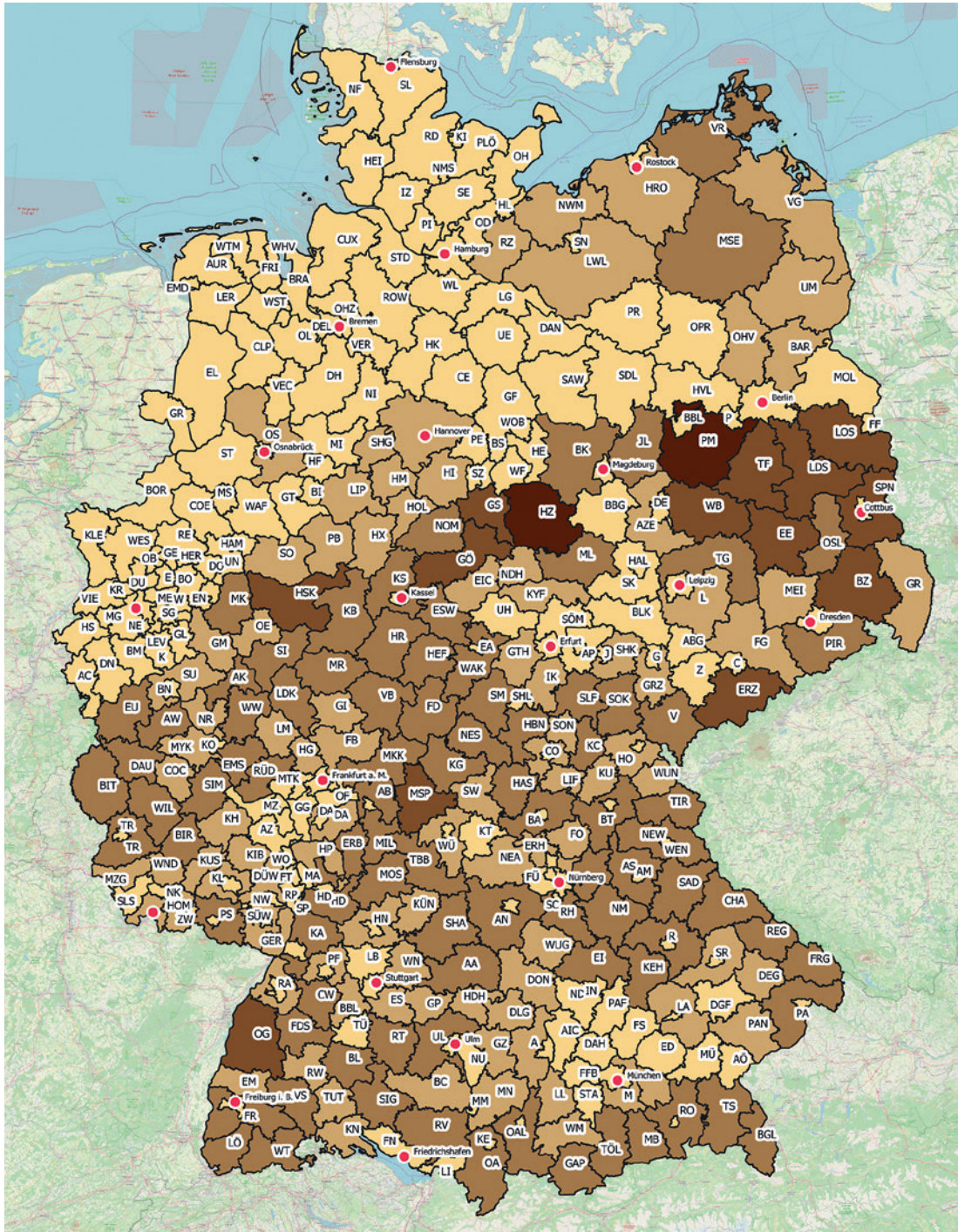


Grafiken und Berechnungen:

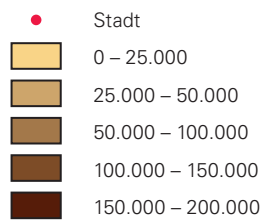
Roland Bauböck, auf Basis 3. BWI 2012 (<https://bwi.info>)
 und Corine Landcover 10 ha 2012
 Präferenzszenarien nach WEHAM

Abb. 2-2: Naturschutzpräferenz-Szenario, Quellen: (8) und (9)

Holzpräferenz-Szenario



Waldrestholz in Tonnen TM/ Jahr



Grafiken und Berechnungen:

Roland Bauböck, auf Basis 3. BWI 2012 (<https://bwi.info>)
 und Corine Landcover 10 ha 2012
 Präferenzszenarien nach WEHAM

Abb. 2-3: Holzpräferenz-Szenario, Quellen: (8) und (9)

- Gleiche Verteilung anderes Niveau
- Kreise mit hohem Waldanteil weisen naturgemäß die höchsten Potentiale auf.

2.3 Landschaftspflegeholz

Hackschnitzel aus Landschaftspflegeholz können für Hackschnitzelkesselbetreiber eine kostengünstige oder ggf. auch kostenlose Alternative zu Hackschnitzeln aus Waldrest- und Waldschwachholz darstellen. Wichtig ist hierbei die Qualität (nicht zu feucht, geringer Rindenanteil und geringe Fremdstoffe). Durch Substratmischung (höhere und geringere Qualitäten) können Probleme im Betrieb vermieden werden.

2.4 Landschaftspflegegras

Landschaftspflegegras (LPG) aus extensiver Grünlandnutzung ist in seiner Vergärbarkeit und dem Gasertrag ein oft heterogeneres Substrat und die Ertrags- und Gaserwartungen liegen auch meist unter denen von Anbaubiomasse. Teilweise kann dies durch Kosteneinsparungen bei Saatgut, Dünger, Pflanzenschutz kompensiert werden. Zudem können ggf. über die Agrarumweltprogramme der Länder Kompensationszahlungen in Anspruch genommen werden, die sich nach Biotoptyp und Ernte-Erschwernis richten.

2.5 Kommunale Bioabfälle

Bei der Nutzung von Bioabfällen in Biogasanlagen müssen die Vorgaben der Bioabfallverordnung (BioAbfV¹) beachtet werden. Für den Einsatz von Bioabfällen in EEG-Biogasanlagen müssen entsprechende Genehmigungen und Vorgaben beim Substrateinsatz/Substratwechsel beachtet werden. Von den jährlich etwa 2 Mio. Tonnen (Trockenmasse) (2) an Abfällen aus der kommunalen Sammlung wird momentan der größte Teil kompostiert. Eine Steigerung des Anteils der in BGAs vergoren wird ist jedoch denkbar und möglich.

2.6 Wirtschaftsdünger und Pferdemist

Gülle (Rinder, Schweine) sowie Stallmist aus der Nutztierhaltung sind seit dem Aufkommen der ersten landwirtschaftlichen Biogasanlagen fast immer das Co- oder Hauptsubstrat in der Energiegewinnung. Die Methanausbeuten pro Tonne Frischmasse hängen vom Trockenmassegehalt ab und liegen unter denen von pflanzlicher Biomasse. Gülle liefert die für die bei der Nassfermentation notwendige flüssige Phase für eine bessere Rührbarkeit. Gegenwärtig befinden sich lediglich 30% des verfügbaren Wirtschaftsdüngers in der Nutzung zur Energiegewinnung (2). Da diese 30% das leicht erschließbare Potenzial, meist von größeren Betrieben mit mehreren Hundert Tieren, darstellt, werden es zukünftig Kosten-Nutzen-Abwägung oder die neueren Ausgestaltungen des erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG²) sein, die entscheiden, ob weitere Wirtschaftsdüngermengen in die Nutzung von Biogasanlagen gelangen werden. Auch eine stärkere Nutzung von Festmist aus Tierhaltungsbetrieben sollte für eine bessere Ausnutzung der vorhandenen landwirtschaftlichen Wertstoffe vorangetrieben werden. Dass die Festmistnutzung in Biogasanlagen ein gangbarer Weg ist, zeigen Praktikerbeispiele wie das von Landwirt Jens Geveke aus dem Ammerland (3).

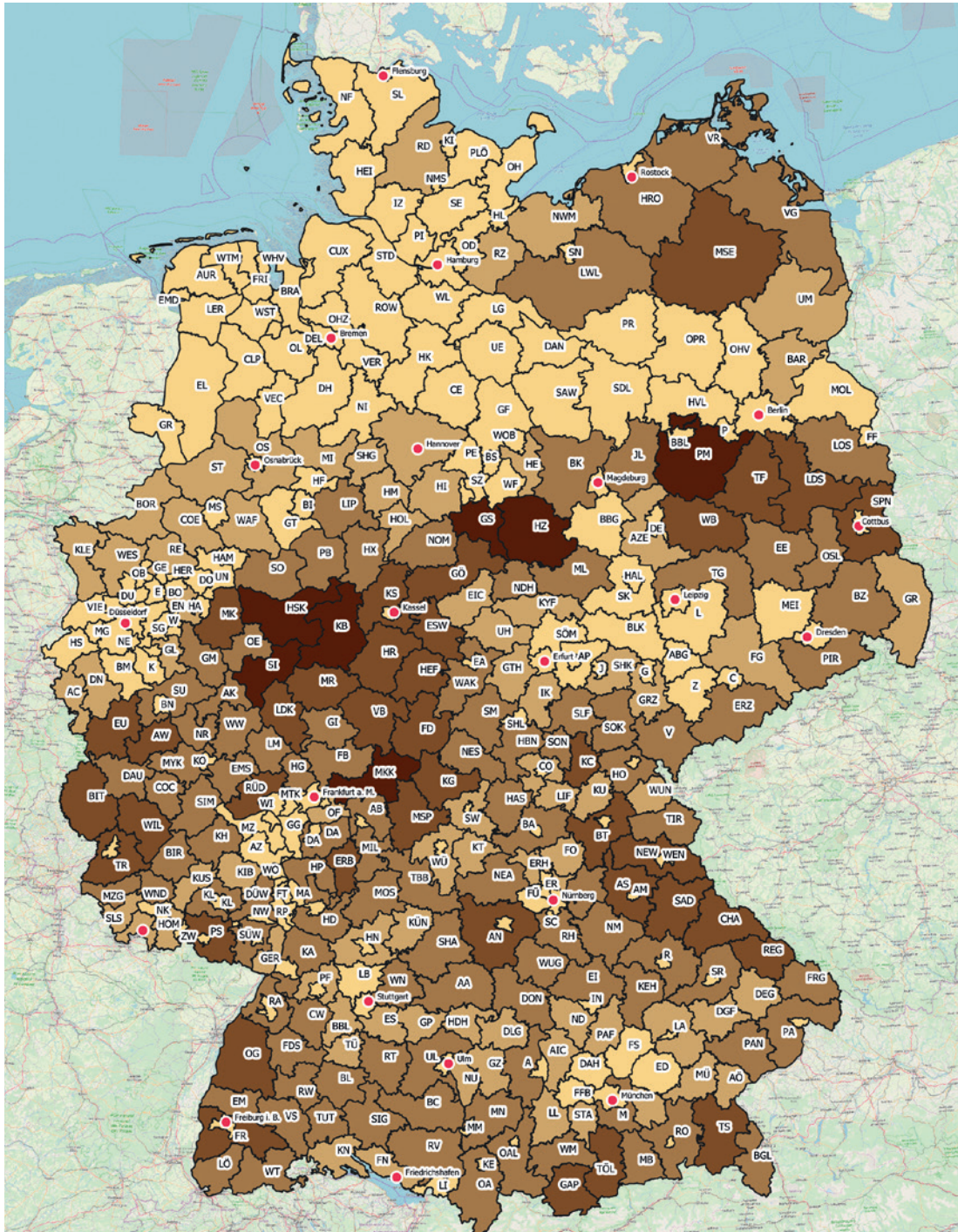
2.7 Stroh (Körnermais, Raps)

Das jährlich in Deutschland anfallende Strohaufkommen von Mais- und Rapsstroh wird mit 4 bzw. 7,5 Mio. t FM angegeben (4). Das tatsächlich nutzbare Potenzial von Rapsstroh liegt mit 1,5 Mio. t Trockenmasse allerdings deutlich darunter (1). Die räumliche Verfügbarkeit ist deutschlandweit sehr heterogen und hängt von den prägenden landwirtschaftlichen Nutzungsformen ab. Da Stroh ein Substrat mit einem hohen Ligninanteil ist, kann es nicht ohne weiteres in einer Biogasanlage vergoren werden. Zu den bisher erprobten Verfahren für einen besseren Aufschluss von Strohbiomassen zählen biologische (Enzyme, Bakterien), mechanische (Extruder, Häcksler) sowie chemische Verfahren (hydrothermaler Aufschluss). Im Falle von Körnermaisstroh hat eine Co-Silierung mit Zuckerrüben sich als erfolgsversprechend erwiesen (5, 6).

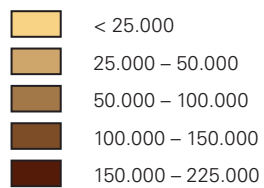
¹ Bioabfallverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 4. April 2013 (BGBl. I S. 658), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 2 der Verordnung vom 27. September 2017 (BGBl. I S. 3465) geändert worden ist

² Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

Waldrestholz



Waldrestholz in t atro* pro Jahr



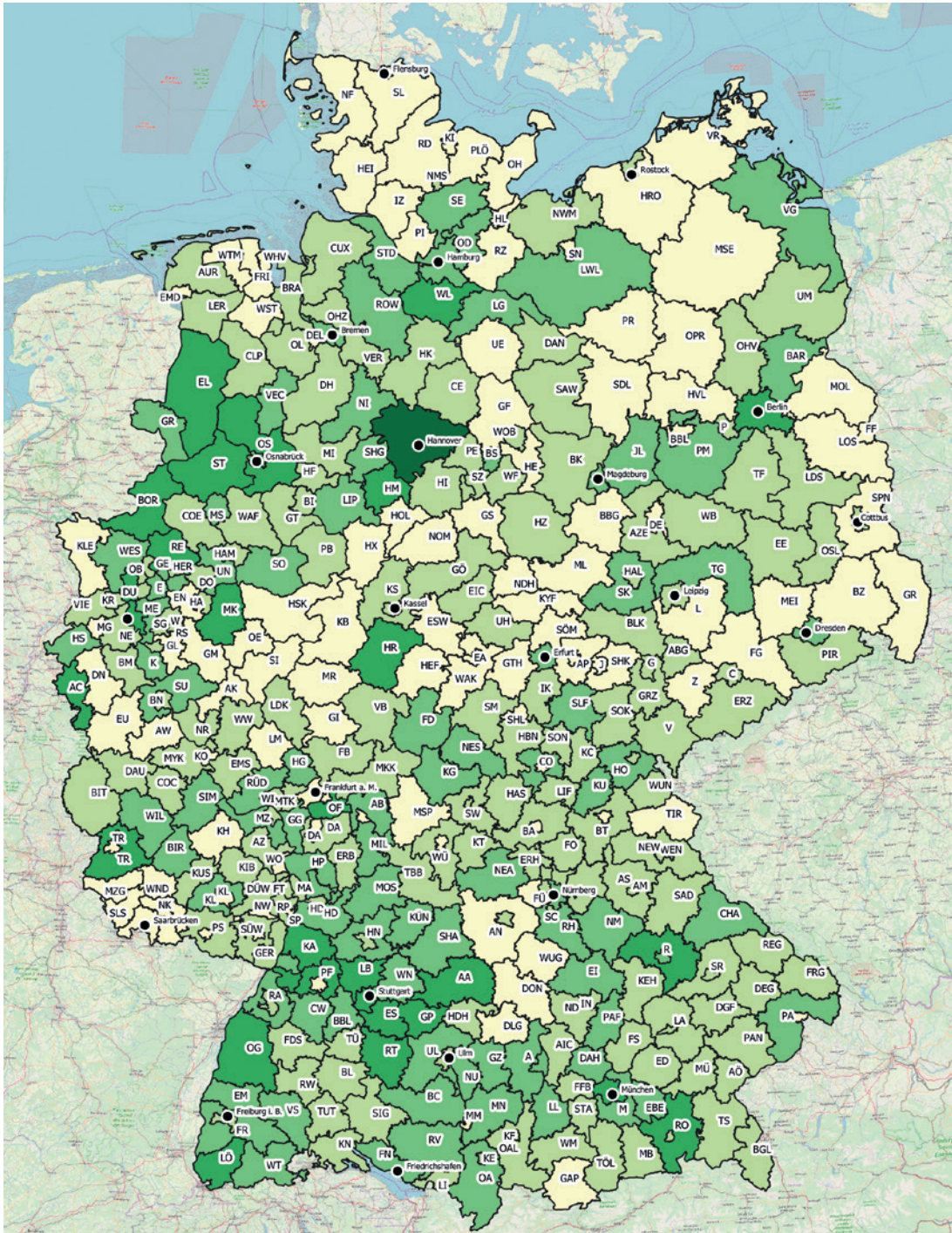
Datenquelle:

Bundeswaldinventur 2012 und Corine Landcover-Daten
 Hintergrundkarte: Open Street Map
 Kartendesign: Roland Bauböck, Uni Göttingen
 Stand: 01/2020

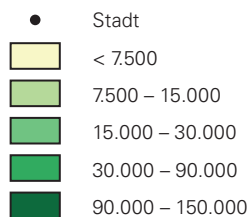
Abb. 2-4: Waldrestholz, Quellen: (8) und (9)

* t atro = Tonnen absolute Trockenmasse

Garten- und Parkabfälle



Garten- und Parkabfälle in t FM* pro Jahr



Datenquelle:

Destatis – Statistisches Bundesamt. Online-Ressource

<https://www.genesis.destatis.de/genesis/online>

Hintergrundkarte: Open Street Map

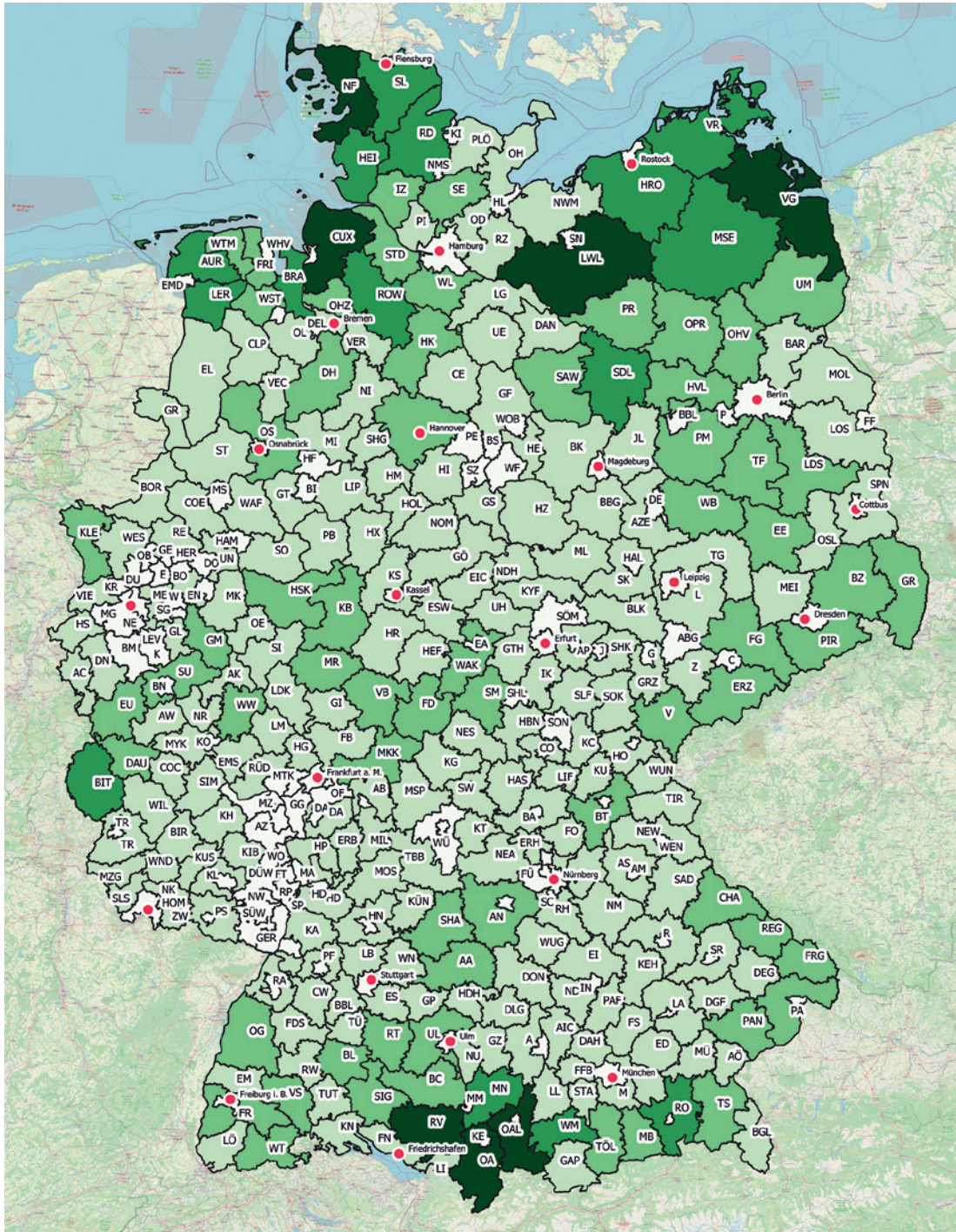
Kartendesign: Roland Bauböck, Uni Göttingen

Stand: 01/2020

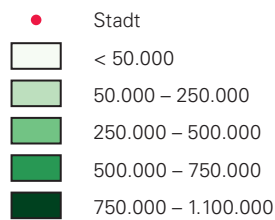
Abb. 2-5: Garten- und Parkabfälle, Quelle: (12)

* t FM = Tonnen Frischmasse

Gras von Dauergrünland



Gras von Dauergrünland in t FM* pro Jahr



Datenquelle:

AgrarAtlas der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder.

Internetressource: <https://atlas-agrarstatistik.nrw.de/>

Hintergrundkarte: Open Street Map

Kartendesign: Roland Bauböck, Uni Göttingen

Stand: 01/2020

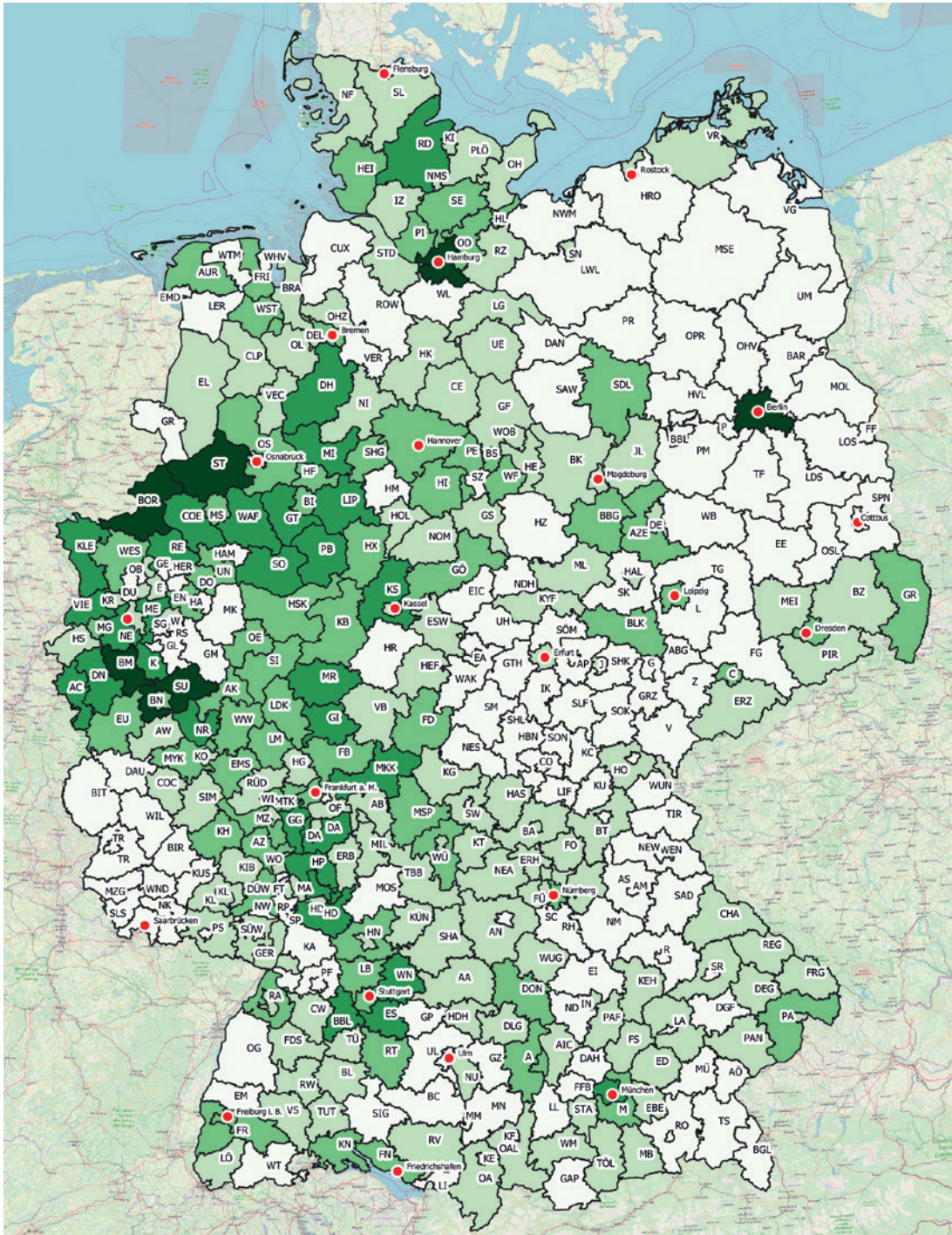
Abb. 2-6: Gras von Dauergrünland, Quelle: (10)

* t FM = Tonnen Frischmasse

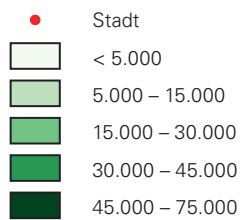
Annahmen für die Berechnung:

5 t Trockenmasse pro ha

Biotonne



Biotonne in t FM* pro Jahr



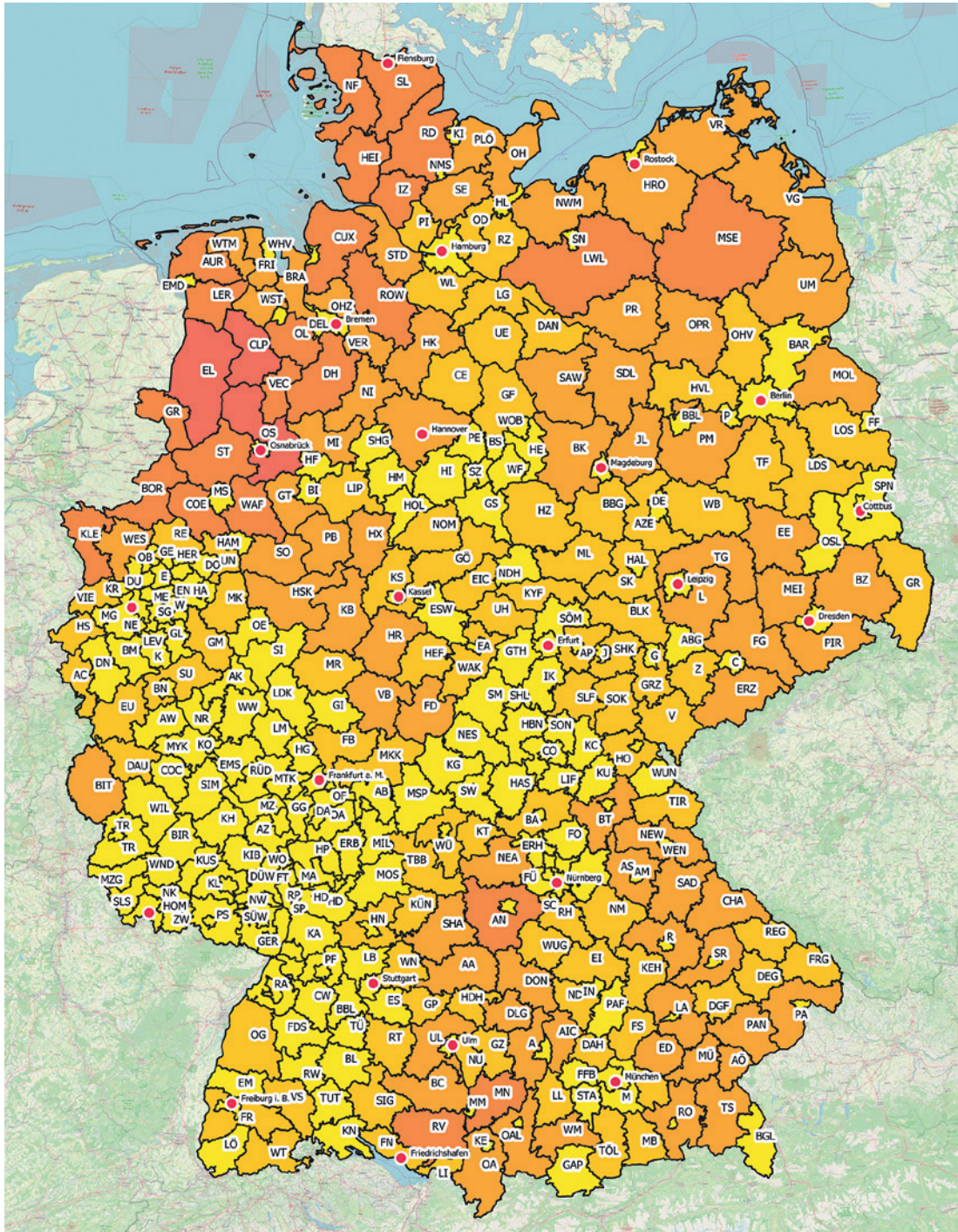
Datenquelle:

Destatis – Statistisches Bundesamt. Online-Ressource
<https://www.genesis.destatis.de/genesis/online>
 Hintergrundkarte: Open Street Map
 Kartendesign: Roland Bauböck, Uni Göttingen
 Stand: 01/2020

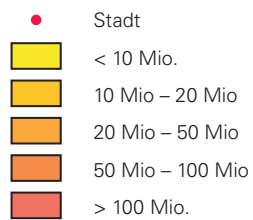
Abb. 2-7: Biotonne, Quelle: (12)

* t FM = Tonnen Frischmasse

Biogas aus Wirtschaftsdünger



Biogas von WD* in Mio. m³ pro Jahr



Datenquelle:

AgrarAtlas der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder.
 Internetressource: <https://atlas-agrarstatistik.nrw.de/>
 Hintergrundkarte: Open Street Map
 Kartendesign: Roland Bauböck, Uni Göttingen
 Stand: 01/2020

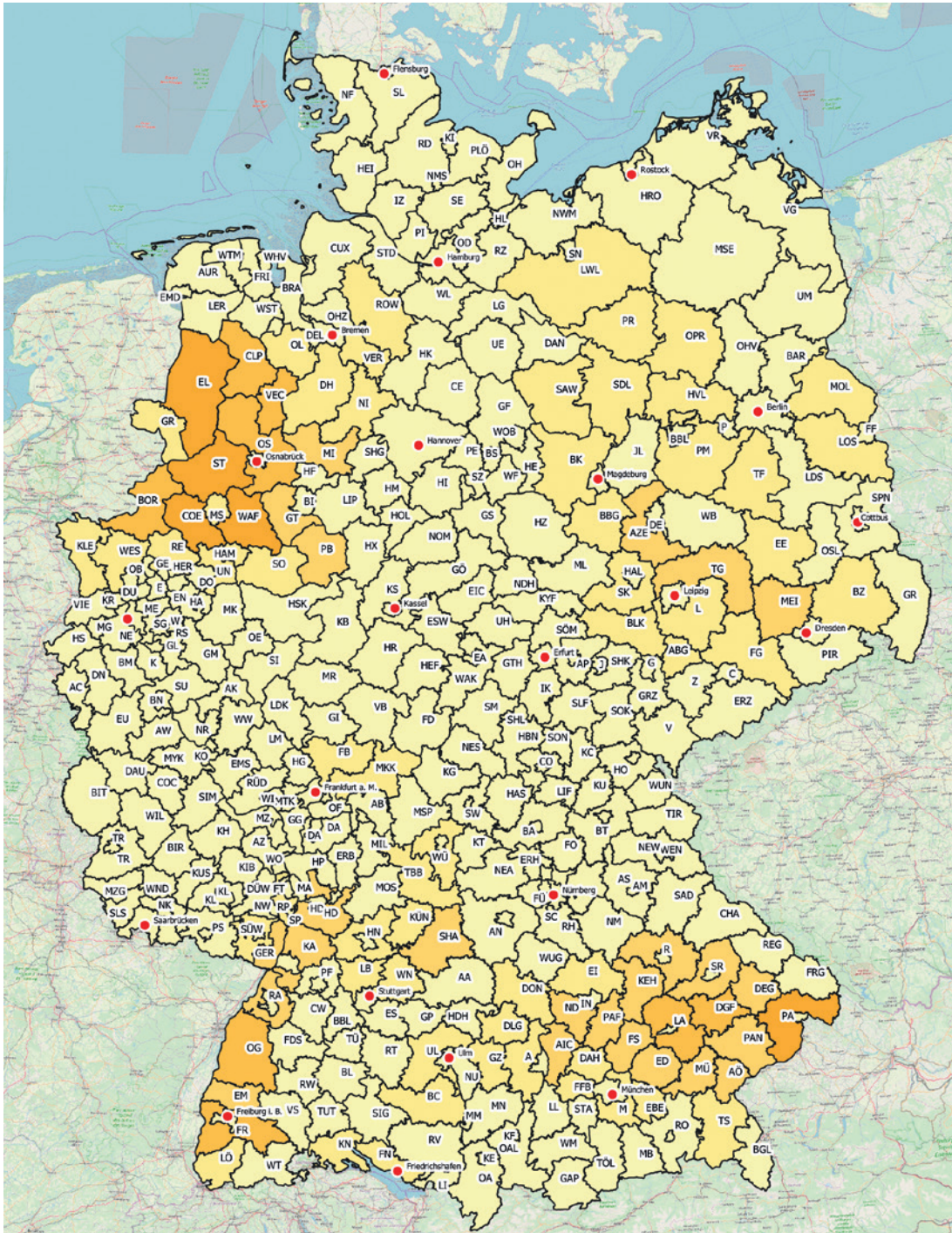
Abb. 2-8: Biogas, Quelle: (10)

* WD = Wirtschaftsdünger

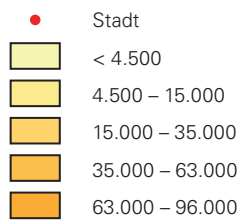
Annahmen für die Berechnung:

500 m³ Biogas pro Großvieheinheit

Maisstroh



Maisstroh in t FM* pro Jahr



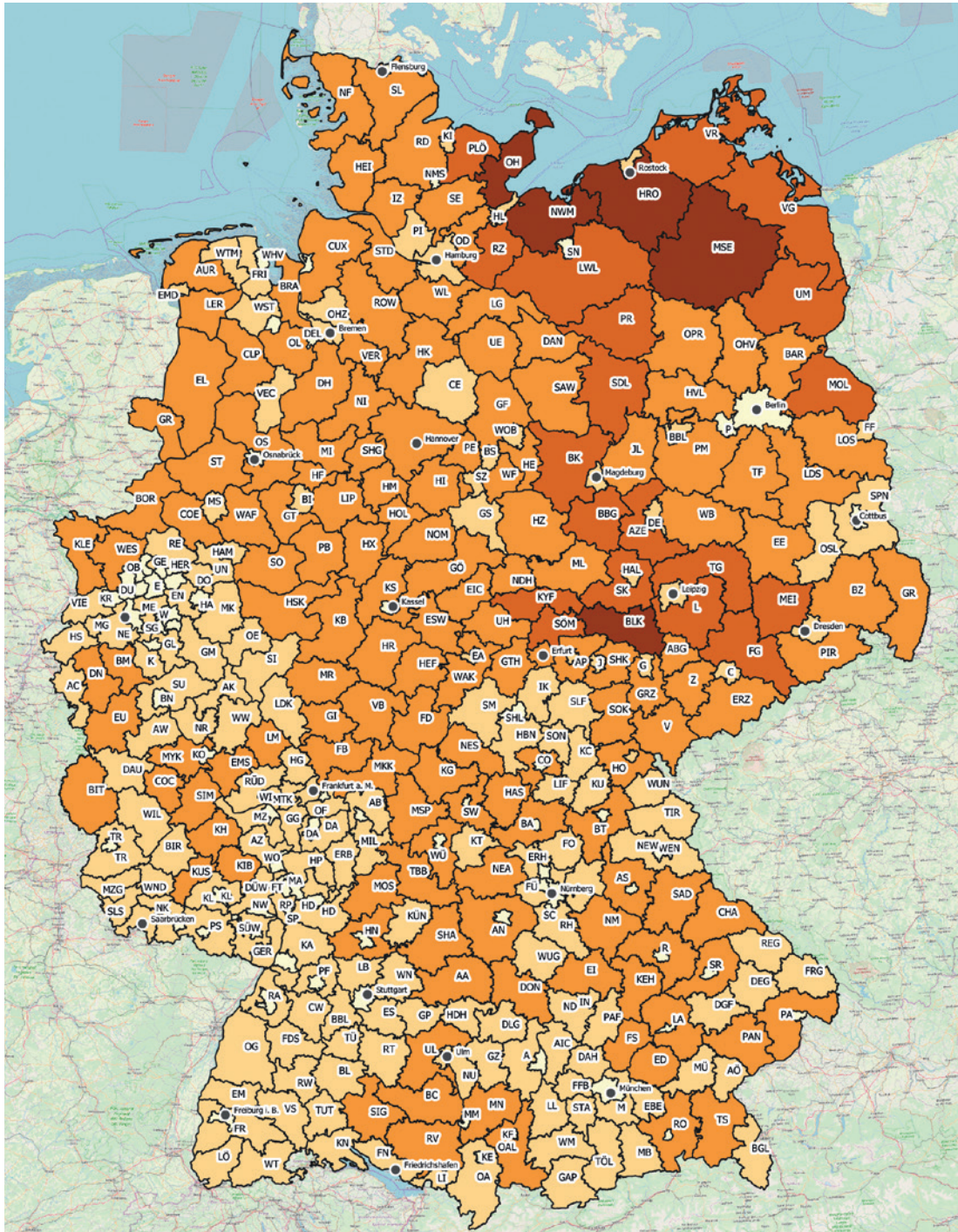
Datenquelle:

Agrarstrukturerhebung 2016. Regionaldatenbank GENESIS online:
<https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon>
 Hintergrundkarte: Open Street Map
 Kartendesign: Roland Bauböck, Uni Göttingen
 Stand: 01/2020

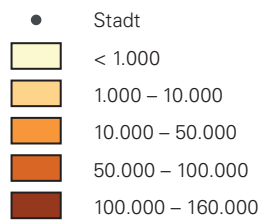
Abb. 2-9: Maisstroh, Quelle: (11)

* t FM = Tonnen Frischmasse
 Annahmen für die Berechnung:
 10 t Stroh pro ha, Bergungsquote 50%

Rapsstroh



Rapsstroh in t FM* pro Jahr



Datenquelle:

AgrarAtlas der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder.

Internetressource: <https://atlas-agrarstatistik.nrw.de/>

Hintergrundkarte: Open Street Map

Kartendesign: Roland Bauböck, Uni Göttingen

Stand: 01/2020

Abb. 2-10: Rapsstroh, Quelle: (10)

* t FM = Tonnen Frischmasse

Annahmen für die Berechnung:

10 t Rapsstroh pro ha, Bergungsquote = 50 %

2.8 Zusammenfassende Betrachtung

Rechtliches zum Thema Rest- und Abfallstoffnutzung

Prinzipiell spricht der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen in Biogasanlagen oder Hackgutkesseln aus rechtlicher Sicht nichts entgegen, sie ist politisch gewollt. Wichtige Gesetze, Regularien und Verordnungen, die es bei der Rest- und Abfallstoffnutzung jedoch zu beachten gilt, sind die anlagenspezifisch geltenden Regelungen und Bestimmungen aus den jeweiligen Fassungen des EEG, der BImSchV, oder des Abfallrechts. Jede Nutzungsänderung (Anlage, Substrat) muss aus rechtlicher Sicht auf Konformität geprüft werden, sonst drohen EEG-Vergütungskürzungen, deren Wegfall oder, im schlimmsten Fall die komplette Stilllegung einer Anlage.

Wirtschaftlichkeit von Rest- und Abfallstoffen

Rest- und Abfallstoffe sind als solche zwar meist umsonst zu haben, was aber nicht bedeutet, dass sie aus betrieblicher Sicht kostenneutral sind. Oft liegen sie als solche räumlich verstreut vor und besitzen geringere Energiedichten – beides verringert jedoch ihre Transportwürdigkeit. Für Landschaftspflegematerial können zudem Ernte- und Bergungskosten anfallen, die nicht unerheblich sind. Ausgleichszahlungen, Boni und Prämien können die Nutzung dieser Stoffe in Energiegewinnungsanlagen zwar wirtschaftlich attraktiver machen, sie geben aber keine Gewähr, dass deren Nutzung rentabler ist, als die Nutzung von Anbau- und Erntebiomassen.

Betriebliche Umsetzung

Für eine erfolgreiche betriebliche Umsetzung, also die Gewinnung von Energie aus Rest- und Abfallstoffen können technische Zubauten oder Anpassungen der Anlage an neue Substrate notwendig werden. Auch eine Anpassung der Fermenterbiologie ist z. B. bei Stroh erforderlich. Für die Nutzung neuer Substrate müssen zudem neue Beschaffungs- und Zulieferverträge mit neuen Partnern etabliert werden. Alle Kosten, die diese Veränderungen oder Umbauten mit sich bringen, müssen im Vorwege sorgfältig erfasst und in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden.

Ökologie

Die vermehrte Nutzung von Rest- und Abfallstoffen zur Energiegewinnung ist politisch und gesellschaftlich gewollt und soll längerfristig helfen, auftretende Versorgungslücken bei der Bereitstellung von erneuerbaren Energien aus Biomasse zu schließen. Sie ist im Sinne der Kreislaufwirtschaft und vermeidet eine Deponierung und damit Emissionsfreisetzung hauptsächlich der Gase von Methan und Kohlendioxid. Die energetische Nutzung dieser Stoffe stellt sowohl aus Sicht des Klima- als auch des Naturschutzes einen Gewinn dar und sollte, sofern wirtschaftlich abbildbar, weiter ausgebaut werden.

Praxisbeispiele



Die Marburger Entsorgungs GmbH betreibt am Standort ihrer Kompostanlage im Stadtteil Cyriaxweimar eine Biogasanlage zur Vergärung und Energiegewinnung von kommunalen Bioabfällen. Im Gegensatz zur reinen Kompostierung, können die Bürger nun auch Speisereste und Fette mit in die dafür vorgesehenen Tonnen entsorgen, da diese ein energiereiches Substrat für die Biogasgewinnung darstellen: Eine Win-Win Situation für beide Seiten (13).

Im Bioenergiedorf Erfurtshausen werden für das Beheizen der Hackgut-Spitzenlastkessel ausschließlich kostenneutral angelieferte Hölzer aus der Landschaftspflege verwendet. Das Hacken/Schreddern wird auf dem Betriebshof der Anlage durch einen Dienstleister übernommen.

Quellen

1. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (Hrsg.). *Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status Quo in Deutschland* [online], 2015. Verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/band-36-biomassepotenziale-von-rest-und-abfallstoffen.html>
2. Liebtrau, J. *Perspektiven der Biogasentwicklung in Deutschland*, 2019. FNR/KTBL-Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, S. 26–32.
3. Karpenstein-Machan, M. Festmist statt Maissilage. Durch die Vergärung von Festmist entlastet Jens Geveke Viehbetriebe in der Region [online], 2017. In: *Energie aus Pflanzen*, 21(4), S.12–15.
4. Zeller, V., C. Weiser, K. Hennenberg, F. Reinicke, K. Schaubach, D. Thrän, A. Vetter, B. Wagner. *Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung*, 2012. DBFZ-Report. Verfügbar unter: https://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/media/6_Publikationen/02_Basisinformationen_Reststoffe_web.pdf
5. Andrade, D. Verwertung von Körnermaisstroh für die Biogaserzeugung, 2019. FNR/KTBL-Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, S. 75-81.
6. Boelhauve, M. und Laser, H. *BaSiliKOM – Biomasseaufwertung und Silierung lignocellulosereicher Koppelprodukte zur Optimierung der Methanausbeute*. Soest, 2018.
7. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). *BASISDATEN BIOENERGIE DEUTSCHLAND 2019* [online], 2019. Verfügbar unter: https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/basisdaten_bioenergie_2019_web.pdf.
8. Johann Heinrich von Thünen-Institut, Bundesforschungsinstitut für Ländliche Räume, Wald und Fischerei. *Dritte Bundeswaldinventur (2012)* [online], 2012. Verfügbar unter: <https://bwi.info/>
9. Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. *CORINE Land Cover 10 ha (CLC10)* [online], 2012. Verfügbar unter: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten.html>
10. Statistischen Ämter des Bundes und der Länder. *Agraratlas* [online], [o.D.]. Verfügbar unter: <https://agraratlas.statistikportal.de/>
11. Statistischen Ämter des Bundes und der Länder. *Agrarstrukturerhebung / Landwirtschaftszählung 2016 – Anbau auf dem Ackerland in landwirtschaftlichen Betrieben nach Fruchtarten. Jahr: 2016, regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte* [online], 2016. Verfügbar unter: <https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=41141-02-02-4&bypass=true&levelindex=1&levelid=1638345855469>
12. Statistischen Ämter des Bundes und der Länder. *Regionalstatistik, Haushaltsabfälle. Jahr: 2016, regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte* [online], 2016. Verfügbar unter: <https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=32121-01-02-4&bypass=true&levelindex=0&levelid=1647519808997>
13. Marburger Entsorgungs GmbH. *Entsorger-marbug.de* [online], [o.D.]. Verfügbar unter: <https://www.entsorger-marburg.de/>

3 Nutzung alternativer Energiepflanzen

Warum ist die Nutzung alternativer Energiepflanzen interessant?

Die in diesem Kapitel vorgestellten Energiepflanzen für die Nutzung in Biogasanlagen können als Dauerkulturen viele Jahre auf Ackerflächen stehen und benötigen lediglich eine extensive Bewirtschaftung. Darüber hinaus leisten sie einen Beitrag zur Biodiversität auf Agrarflächen und die blühenden Kulturen dienen als Bienenweide. Die ganzjährige Bodenbedeckung und die ausbleibende Bodenbearbeitung erhöhen den Humusgehalt des Bodens, vermindern dessen Erosionsanfälligkeit und Nährstoffauswaschungen ins Grundwasser. Diese Eigenschaften können einen positiven Einfluss auf die Akzeptanz der Nutzung von Biogasanlagen und Ackerflächen zum Anbau von Energiepflanzen in der Bevölkerung haben. Im Folgenden werden drei vielversprechende Alternativen vorgestellt.



3.1 Durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum* L.)

Die in Nordamerika beheimatete Durchwachsene Silphie aus der Familie der Korbblütler wurde zunächst als Futterpflanze in Deutschland angebaut und seit einigen Jahren intensiv auch für den Einsatz als Energiepflanze beforscht. Durch Anbauversuche konnte gezeigt werden, dass die Spitzenerträge der Silphie mit 20-28 t Trockenmasse (TM) pro Hektar (ha) durchaus höher liegen können als beim Silomais (1). Über verschiedene Standorte und Anbauversuche gemittelt, liegen die TM-Erträge der Silphie jedoch niedriger als beim Silomais (2, 3, 4, 5). Durch eine bessere Wasserausnutzung besitzt die Silphie auf schlechteren Böden Standortvorteile gegenüber dem Silomais. Die Silierbarkeit der Silphie kann als sehr gut angesehen werden, die Methanausbeute liegt mit 10–15 % unter dem Niveau von Silomais (6). Neuere Anbauversuche mit Untersaat unter Deckfrucht Silomais haben gezeigt, dass auf diese Weise auch im ertragslosen ersten Jahr der Silphie mit einer Silomaisernte von 50–80 % des gewohnten Niveaus gerechnet werden kann (7, 8).

3.2 Mehrjährige Blümmischungen / Wildpflanzenmischungen

Wildpflanzenmischungen (WPM) werden in der Landwirtschaft in erster Linie im Rahmen von Agrarumweltmaßnahmen (Anlage von Blühstreifen, Blühflächen) ausgesät. Durch das Bekanntwerden des starken Artenrückgangs in der Agrarlandschaft rückte die moderne Intensivlandwirtschaft mit ihren hohen Dünger- und Pflanzenschutzmitteleinsätzen immer mehr in den Fokus der Kritik (9). Gleichzeitig wurde der Ruf

nach mehr Blühpflanzen und Artenvielfalt in der Agrarlandschaft durch verschiedene Verbände und Initiativen immer lauter. Mehrjährige Blühpflanzen als Substrat für Biogasanlagen werden erst seit einigen Jahren getestet. Erste Ergebnisse hinsichtlich des Trockenmasse- und Gasertrages aus Anbauversuchen und dem Einsatz in Biogasanlagen liegen vor.

3.3 Riesenweizengras (*Agropyron elongatum*)

Das aus Vorderasien stammende, mit dem Weizen verwandte Süßgras wird in Deutschland zunehmend als alternative Energiepflanze sowie im Rahmen von Anbauversuchen der Landwirtschaftskammern angebaut. 2016 betrug die Anbaufläche etwa 6000 ha (10). Anbauversuchsdaten der Landwirtschaftskammer Nordrheinwestfalen haben bisher gezeigt, dass Riesenweizengras durch seine hohe Trockentoleranz und ökologische Vorteile wie Gewässerschutz und Biodiversitätsförderung (11) und auch aufgrund seiner langen Nutzungsdauer von 10-15 Jahren gegenüber dem Silomais punkten kann. Insbesondere auf weniger günstigen Standorten ist es dem Silomais hinsichtlich des Deckungsbeitrages immer überlegen (10). Wolf et al. (12) kommen unabhängig von Standortgüte und Pachtpreis zu demselben Schluss. Die Methangestehungskosten des Riesenweizengrases liegen demnach laut den Autoren schon bei einer 10-jährigen Nutzung auch auf besseren Standorten immer unter denen von Silomais. Riesenweizengras ist eine mehrjährig nutzbare Kultur, die ein tiefreichendes Wurzelsystem ausbildet und dadurch auch längere Trockenperioden gut übersteht.



Foto: Karpenstein-Machan



Foto: Karpenstein-Machan

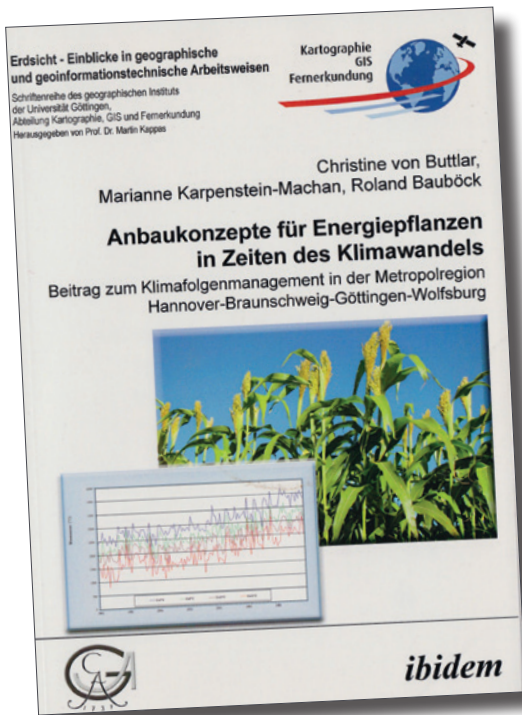
3.4 Zusammenfassende Betrachtung

Rechtliches zum Thema alternative Energiepflanzen

Die hier beschriebenen drei alternativen Energiepflanzen sind mehrjährige Kulturen, die im 1. Anbaujahr ausgesät, im Frühjahr des Folgejahres wieder austreiben und über viele Jahre auf der Fläche stehenbleiben. Die erste Ernte erfolgt im 2. Jahr. Silphie und Wildpflanzenmischungen werden einmal und Riesenweizengras kann zweimal im Jahr geerntet werden. Trotz der Anbaudauer von über 5 Jahren bleibt der Ackerstatus der Fläche erhalten, da es sich um „mehrjährige Energiepflanzen“ mit dem Code 853 handelt. Der Anbau der Silphie und von Blühpflanzenmischungen können als sog. „Greeningflächen“ angerechnet werden. Bei den Blühpflanzenmischungen ist die energetische Nutzung dann aber rechtlich nicht zulässig, also entweder Greening oder energetische Nutzung.

Wirtschaftlichkeit alternativer Energiepflanzen

Mehrjährige Kulturen haben über ihren gesamten Anbauzeitraum gerechnet geringere jährliche Bewirtschaftungskosten als einjährige Kulturen, da Kosten für Bodenbearbeitung, Saatgut und Einsaat nur im ersten Anbaujahr anfallen. Die Saatkosten der Mehrjährigen fallen höher aus, relativieren sich aber bezogen auf die langen Standzeiten. Auch die Mehrgestehungskosten müssen bei mehrjährigen Kulturen über den gesamten Anbauzeitraum berechnet werden und können dann, wie im Fall von Silphie und Riesenweizengras unter denen von Silomais liegen (12). Liegen die Hektar- und Methanerträge unter denen von der Referenzkultur, Silomais, so müssen zusätzliche Flächen für den Energiepflanzenanbau eingeplant werden. Im Falle der Blühmischungen kann dies in der Größenordnung von Faktor 2,5 liegen. Oftmals kommen Ertragsvorteile dieser Kulturen gegenüber dem Silomais auch auf schlechteren Standorten zum Tragen, da ihre Bodenansprüche geringer sind. Sowohl die Silphie als auch das Riesenweizengras bilden im ersten Jahr vorwiegend die unterirdischen Pflanzenteile aus, und ab dem zweiten Jahr kann dann geerntet werden.



Um den Anbau von Biogas-Blümmischungen zu fördern und die Ertragsdiskrepanz zum Silomais auszugleichen, hat das Land Niedersachsen im Rahmen des „Niedersächsischen Weges“ ein neues Förderprogramm auf den Weg gebracht. Über diese Förderung erhalten Landwirte 500 €/ha, wenn sie eine Fläche für mindestens 3 Jahre mit Biogas-Blümmischungen bestellen. Anträge können bei der LWK-Niedersachsen gestellt werden. Ähnliche Projekte/Anreizprogramme, existieren vereinzelt (nicht auf Länderebene) auch in Bayern, Baden-Württemberg und NRW.

Weiterführende Informationen:

<https://www.ibidem.eu/de/reihen/natur-technik/erdsicht-einblicke-in-geographische-und-geoinformationstechnische-arbeitsweisen/anbaukonzepte-fuer-energiepflanzen-in-zeiten-des-klimawandels-9783838205250.html>

<https://www.energie-aus-wildpflanzen.de/>

https://www.agrarfoerderung-niedersachsen.de/agrarfoerderung/news/38002_F%C3%B6rderung_Mehrj%C3%A4hriger_Wildpflanzenanbau_



Foto: Karpenstein-Machan

Betriebliche Umsetzung

Als Dauerkultur fallen Silphie, Blühpflanzenmischungen und Riesenweizengras aus der Fruchtfolge heraus und benötigt eine Fläche, die über viele Jahre zur Verfügung steht. Aufgrund der geringen Arbeitsintensität, die mehrjährige Kulturen nach Aussaat und Etablierung benötigen, bieten sich hofferne, schlecht zugeschnittene oder schlecht zugängliche Flächen für deren Anbau an, da sie nicht so oft angefahren werden müssen. Allen drei Kulturen ist gemeinsam, dass sie an mitteleuropäisches Klima angepasst sind, Frosthärte besitzen und keine besonderen Ansprüche an den Boden stellen. Auch die Trockenheitstoleranz liegt bei allen dreien (zumindest nach der Etablierung) über der von Silomais.

Ökologie

Sowohl die Silphie als auch die Blühpflanzenmischungen dienen als Bienenweide und fördern so die Insektenfauna und tragen zur Diversifizierung in der Agrarlandschaft bei. Als mehrjährige Kulturen haben die drei alternativen Energiepflanzen gemeinsam, dass sie mit ihrem ganzjährigen Bewuchs und der tiefen Bodendurchwurzelung das Risiko von Bodenerosion und Nährstoffauswaschung verringern. Auch der Herbizideinsatz ist in der Regel auf das Ansaatjahr beschränkt und Beikraut wird durch die ganzjährige Bodenbedeckung verringert. Gärrest wird einmalig zur Düngung im Frühjahr ausgebracht und damit der Nährstoffkreislauf geschlossen.

Praxisbeispiele



Die Silphie wird mittlerweile bundesweit, meist in kleinerem Umfang, für die Verwertung in der Biogasanlage angebaut. Auf der Webseite der „Donausilphie“ kann man sich über Anbaustandorte in Deutschland informieren (13):

<https://www.donau-silphie.de/Silphiefelder>

In Nordbayern wurde in einer Kooperation zwischen dem Kreisverband Rhön-Grabfeld (Bayerischer Bauernverband) und der Agrokraft GmbH das Wildpflanzenprojekt Rhön-Grabfeld ins Leben gerufen. Das Wildpflanzenprojekt ist 2017 als Gemeinschaftsprojekt von Landwirten, Biogasanlagenbetreibern, Naturschützern und Imkern an den Start gegangen, um die Biodiversität in der Agrarlandschaft zu fördern und die Ressourcen Boden und Gewässer besser vor Erosion bzw. Nährstoff- und Pflanzenschutzmitteleinträgen zu schützen (14).

Quellen

1. Vetter, A. *Optimierung des Anbauverfahrens für Durchwachsene Silphie (Silphium perfoliatum) als Kofermentpflanze in Biogasanlagen sowie Überführung in die landwirtschaftliche Praxis* [online], 2010. Verfügbar unter: <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:27-20110117-113553-2>
2. Hartmann, A., J. Burmeister, M. Fitz, R. Walter. *Dauerkulturen. Aufzeigen der bayernweiten Anbaueignung* [online], 2018. Verfügbar unter: http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_54_dauerkulturen_ges.pdf
3. Wurth, W., A. Jilg, J. Messner, C. Löffler, M. Elsässer, A. Züricher. *Was leisten „alternative“ Kulturen im Vergleich zu Energie-Silomais?* [online], 2015. Grünland effizient und umweltschonend nutzen, 2015. Verfügbar unter: https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/ipz/dateien/aggf_2015_alle.pdf
4. Hofmann, D., J. Uhl, T. Lunenberg, M. Fritz, K. Marzini. *Energiepflanzen für die Biogaserzeugung* [online], 2017. Verfügbar unter: https://www.biogas-forum-bayern.de/De/Fachinformationen/Substrate/nachhaltig-erneuerbar-energie_EnergiepflanzenfurdieBiogasproduktion.html
5. Pfeiffer, J. und Hotho J. *Standortangepasster Anbau von Biomasse auf schwermetallkontaminierten Arealen der Region Freiberg. Begleitstudie zum Anbauversuch im Rahmen des Ziel Projektes RekultA* [online], 2013. Verfügbar unter: http://www.rekulta.org/fileadmin/downloads/Ziel3-Projektstatus/Anbauversuche/FINAL_Anbaustudie_RekultA_02.pdf
6. Andrade, D., J. Barth, V. Dandikas, F. Lichti. *Verwertung von Körnermaisstroh für die Biogaserzeugung*, 2019. In: FNR/KTBL-Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, S. 75-81.
7. Heimler, F. und Maendy, F. *Etablierung der Durchwachsenen Silphie mittels Saat* [online], 2017. Verfügbar unter: https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/19pfr03_mb_tfz_silphie_saat.pdf
8. Karpenstein-Machan, M. *Silphie: Silomais der Zukunft? Auch ohne umfangreiche Züchtung schon erfolgreich*, 2017. In: *Energie aus Pflanzen*, 21(5), S.56-59.
9. Balzer, F. und Schulz, D. *Umweltbelastende Stoffeinträge aus der Landwirtschaft. Möglichkeiten und Maßnahmen zu ihrer Minderung in der konventionellen Landwirtschaft und im ökologischen Landbau* [online], 2015. Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/umweltbelastende-stoffeintraege-aus-der>
10. Aurbacher, J., P. Kornetz, J. Müller. *Bewertung von Riesenweizengras im Vergleich mit praxisüblichen Anbausubstraten unter Aspekten des Pflanzenbaus, der Wirtschaftlichkeit und des Umweltschutzes (BRAWU). Teilvorhaben 2: Ökonomische Bewertung von Riesenweizengras. Abschlussbericht. Gießen, 2018.*
11. Dickeduisberg, M. *Riesenweizengras – alternatives Substrat für Biogasanlagen?*, 2019. In: FNR/KTBL-Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, S. 103-109.
12. Wolf, L., R. Schätzl, A. Hartmann. *Silomais ist nicht unersetzlich. Dem schlechten Image von Silomais steht immer das unschlagbare Argument entgegen: der unerreicht günstige Preis. Das muss aber nicht immer so gelten, zeigen Berechnungen aus Bayern. Dies gilt vor allem bei längerer Nutzungsdauer und auf weniger guten Standorten.*, 2016. DLG-Mitteilungen.
13. Metzler & Brodmann Saaten GmbH. *Donau-silphie.de* [online], [o.D.]. [Zugriff am: 3. Dezember 2021]. Verfügbar unter: <https://www.donau-silphie.de/>
14. Netzwerk Lebensraum Feldflur (Hrsg.). *Wildpflanzenprojekt Rhön-Grabfeld* [online], [o.D.] [Zugriff am: 6. Dezember 2021]. Verfügbar unter: <https://www.energie-aus-wildpflanzen.de/projekte/bluehende-landschaft-rhoen-grabfeld/>

4 Wertschöpfungsoptimierung der Kreisläufe

Durch das Auslaufen der EEG-Vergütung rücken zusätzliche Einnahmemöglichkeiten neben der klassischen Stromerzeugung und Wärmevermarktung in den Vordergrund. In diesem Kapitel werden vier Möglichkeiten zur Steigerung der Wertschöpfung der bestehenden Biogasanlage dargestellt. Dazu können unterschiedliche Technologien genutzt werden, um Zusatzeinnahmen zu generieren. In diesem Kapitel werden zum einen eine alternative Nutzung des gewonnenen Biogases durch Aufbereitung zu Biomethan untersucht und zum anderen die weiterführende Verwertung von Gärresten.



4.1 Biomethanaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz

Warum ist die Biomethanaufbereitung zur Einspeisung in das Erdgasnetz interessant?

Gegenüber der direkten Vor-Ort-Verstromung von Biogas bietet die Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan den Vorteil, dass Biomethan in das Gasnetz eingespeist werden kann. Das bundesdeutsche Gasnetz mit einer Länge von über 500.000 km und einer Speicherkapazität von ca. 130 TWh_{el}, verbessert die Anpassungsfähigkeit von flexibilisierten Biomasseanlagen zur bedarfsgerechten Strom und Biomethanproduktion. Dadurch wird das gesamte Energiesystem in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff gestärkt (1, 2).

Beschreibung der Handlungsempfehlung

Prinzipiell wird bei der Veredelung des Rohbiogases der Methangehalt erhöht, indem in einer Aufbereitungsanlage das überschüssige Kohlendioxid abgeschieden wird. Weitere Anlagenkomponenten passen das produzierte Methan auf die erforderliche Qualität und das notwendige Druckniveau an (1). Das Methan wird schließlich an ein nahes gelegenes Gasnetz transportiert und dort eingespeist.

Stand der Entwicklung

Anfang 2020 waren in Deutschland 216 Aufbereitungsanlagen mit einer Aufbereitungskapazität von insgesamt 133.734 Nm³/h in Betrieb, was einem jährlichen Einspeisevolumen von etwa 10 GWh entspricht (3). Im Vergleich zum Primärenergieeinsatz der Vor-Ort-Verstromung, der in etwa bei 90.000 GWh liegt, macht dieser Anteil nur 0,01 % aus.

Abhängig von den Einsatzstoffen variieren die Preise, zu denen Biomethan kurzfristig gehandelt wird, zwischen 5,7 (Abfall) und 6,4 (Gülle) ct/kWh. Langfristige Verträge liegen preislich zwischen 6,2 und 7,6 ct/kWh. Im Vergleich zu den Vorjahren ist ein Preisverfall zu erkennen, der voraussichtlich für Biomethan aus NaWaRo-Anlagen weiter anhalten wird (4). Die Unterschiede in den Preisen bei verschiedenen Substrateinsätzen ergibt sich aus den EEG-Erlösen der Kunden, die mit dem erworbenen Biomethan ein BHKW betreiben, das noch nach EEG 2012 eine Einspeisevergütung erhält. Die Einspeisevergütung ist abhängig von den verwendeten Einsatzstoffen des Biomethans, wobei zwischen Abfall- und Reststoffen (keine Förderung), NaWaRo (bis zu 6 ct/kWh) und Gülle/alternative Energiepflanzen (bis zu 8 ct/kWh) unterschieden wird (vgl. § 27 EEG 2012). In der Regel findet der Handel von Biomethan bilateral statt, so dass in diesem Sektor die Preisschwankungen auch stark von den entsprechenden Händlern und Verträgen abhängig sind.

Im Durchschnitt lagen die Volllaststunden der Aufbereitungsanlagen in den letzten fünf Jahren bei 7.390 Stunden, was zeigt, dass häufig annähernd ganzjährig produziert wird (3). Die Einspeisekapazität der Anlagen in Deutschland beträgt im Mittel etwa 620 Nm³/h, wobei die kleinste Anlage 50 Nm³/h und die größte Anlage 5.500 Nm³/h bereitstellt (5). Insbesondere Anlagen mit einem Output von 300–400 Nm³/h und 600–700 Nm³/h sind dabei die häufigsten, was einem Rohbiogasinput von etwa 600–1.400 Nm³/h entspricht. Der Rohbiogas-Output einer Biogasanlage mit 500 kW Bemessungsleistung liegt zum Vergleich in etwa bei 230 Nm³/h.

Exkurs: Aufbereitungsverfahren

Biogas besitzt außer Methan viele Gasanteile, die separiert werden müssen, damit es die Anforderungen für die Einspeisung ins Gasnetz erfüllt. Neben dem Abscheiden von Kohlendioxid dem größten Anteil, müssen noch Schwefelverbindungen, Ammoniak sowie weitere Spurenelemente entfernt und das Gas getrocknet werden (6, 7). Eine Abscheidung im Rohbiogas, dessen Anteil üblicherweise zwischen 25–55% ausmacht, kann auf verschiedene Arten geschehen. Die Methoden unterscheiden sich deutlich in ihrem spezifischen Strom- und Wärmebedarf. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen physikalischen Verfahren wie etwa die Druckwechseladsorption (PSA), die Druckwasserwäsche, Membranverfahren oder Tieftemperaturrektifikation; chemischer Abtrennung wie bei der Aminwäsche oder chemisch-physikalische Techniken wie beispielsweise mit Genosorb® (2). Die Verteilung der Verfahren im deutschen Anlagenbestand sind in Abbildung 4-1 dargestellt.

Wie zu erkennen ist, sind die Druckwasserwäsche (DWW) und die Aminwäsche die häufigsten Aufbereitungsverfahren. In den letzten Jahren hat das Membranverfahren immer mehr an Bedeutung gewonnen (2, 5). Welches Verfahren das sinnvollste ist, kann pauschal nicht beantwortet werden. Betrachtet man die spezifischen Kosten, so stellen sich nach (1) für kleinere Aufbereitungskapazitäten die Aminwäsche und das Membranverfahren als die wirtschaftlichsten Methoden zur Gasaufbereitung heraus. Für detaillierte und umfangreichere Informationen zu den Aufbereitungsverfahren wird auf den „Leitfaden Biomethanaufbereitung und -einspeisung“ des FNR verwiesen.

Rechtliche Situation

Für den Anlagenbetreiber der Biomethanerzeugung sind die Anforderungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV³), die auf dem Energiewirtschaftsgesetz basieren, ausschlaggebend. Demnach besteht eine vorrangige Anschlusspflicht für Biomethan, sofern die Einspeisung technisch möglich und wirtschaftlich nicht unzumutbar ist (§ 34 GasNZV). Bei der Aus-

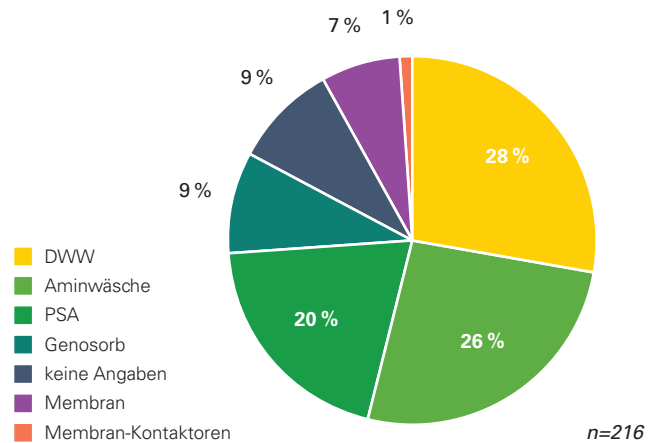


Abb. 4-1: Biomethanaufbereitungsverfahren (Eigene Darstellung aus (5), Stand: Anfang 2019)

wahl der erforderlichen Anlagenkomponenten muss sichergestellt sein, dass bei der Gasqualität die Anforderungen erfüllt werden, welche aus den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. hervorgehen (§ 36 GasNZV). Über regelmäßige Audits werden diese Eigenschaften überprüft und in einem zentralen Register erfasst. Bei einer negativen Prüfung kann das Gas seine Biomethaneigenschaft und damit auch seine Vermarktbarkeit als solches verlieren (8). Wie eingangs erwähnt, werden die erforderlichen Komponenten kostenseitig zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber aufgeteilt. Dabei belaufen sich die anteiligen Kosten der Gasleitung für den Anlagenbetreiber auf 25 % bzw. mehr, falls diese länger als 1 km ist. Ebenfalls bezahlt werden müssen 25 % der Kosten für den Verdichter zur Druckanpassung an den Netzdruck, sowie für die Messstellen, welche zur eichfähigen Messung des nicht konditionierten sowie des konditionierten Gases benötigt werden. Die Kosten für die Gasbeschaffenheitsmessung, die Konditionierungsanlage sowie den Odorierer trägt hingegen der Netzbetreiber in voller Gänze. Die maximalen Kosten für den Anlagenbetreiber belaufen sich insgesamt auf 250.000€ plus Zusatzkosten für die Gasleitung, falls diese länger als 1 km ist.

Nach § 20a Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV⁴) erhalten Einspeiser von Biomethan für vermiedene Netzkosten ein Entgelt in Höhe von 0,7 ct/kWh eingespeistes Gas. Das Entgelt ist unabhängig von der Netzebene (z. B. Verteilnetz mit geringem

³ Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

⁴ Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist

Betriebsdruck oder Übertragungsnetz mit über 60 bar) der Einspeisung. Allerdings ist die Entgeltzahlung für vermiedene Netzkosten auf 10 Jahre begrenzt, was aus wirtschaftlicher Sicht problematisch sein kann (9).

Wirtschaftlichkeit

In den Berechnungen des Projektteams wurde für eine Beispielanlage mit 950 kW installierter Leistung ein minimaler (langfristiger) Biomethanproduktionspreis von rund 6,3 ct/kWh ermittelt, ab dem sich der Betrieb einer Anlage mit einer Aufbereitungskapazität von 450 Nm³ Rohbiogas pro Stunde mittels Membranverfahren lohnen kann. Schließen sich zwei

Anlagenbetreiber mit gleicher Kapazität zusammen, indem eine 3.000 m Rohbiogasleitung zwischen den beiden Standorten errichtet wird, liegt der entsprechende Grenzpreis bei 5,9 ct/kWh. Dabei wurden für die Gesamtkosten der Rohbiogaserzeugung 5 ct/kWh, eine hohe Anlagenauslastung mit 8.500 Volllaststunden und 1.500 m zu bauende Leitungsstrecke bis zu einem mit 16 bar betriebenen Gasnetz angenommen (weitere Annahmen sind in Tabelle 4-1 dargestellt). Beispielhaft ist nachfolgend die überschlägige Berechnung für den Zusammenschluss von zwei Biogasanlagen und einem Biomethanverkaufspreis von 6,1 ct/kWh innerhalb des 10-Jahres Zeitraums sowie in den Folgejahren dargestellt:

Tabelle 4-1: Wirtschaftlichkeitsrechnung Zusammenschluss zweier Biogasanlagen zur Gaseinspeisung

Ausgangsbedingungen	
Gesamtes Rohgaspotenzial	900 Nm ³ /h
Betriebsstunden	8.500 Stunden
Länge Rohbiogasleitung	3.000 m
Entfernung zum Erdgasnetz	1.500 m
Druckstufe des Einspeisepunktes	16 bar
Rohbiogaskosten	5,00 ct/kWh
Aufbereitungsverfahren	Membran
Kosten	2.614.000 € p.a.
Kosten Rohbiogasbereitstellung	1.975.000 € p.a.
Finanzierungskosten Rohbiogasleitung	26.000 € 10a, 4 %
Finanzierungskosten Methanisierung	255.000 € 10a, 4 %
Laufende Kosten Methanisierung	321.000 € p.a.
Finanzierungskosten Erdgasleitung	6.000 € 10a, 4 %
Finanzierungskosten Einspeiseanlage	31.000 € 10a, 4 %
Erlöse	2.687.000 € p.a.
Erlös Gaseinspeisung	2.410.000 € p.a.
Vermiedene Netzentgelte (vNEg)	277.000 € p.a.
Gewinn vor Steuern erste 10 Jahre	73.000 € p.a.
Gewinn vor Steuern nach 10 Jahren (ohne vNEg, ohne Finanzierungskosten)	114.000 € p.a.



Im betrachteten Beispiel wurde die Finanzierung der Anlagenkomponenten auf die 10 Jahre begrenzt, in denen der Bonus für vermiedene Netzentgelte ausbezahlt wird. Entsprechend erhöht sich nach diesem Zeitraum der jährliche Gewinn trotz dem Wegfall der Bonuszahlungen.

Aufgrund der unsicheren Entwicklungen der Biomethanpreise, die in den letzten Jahren sogar einen Negativtrend aufgewiesen haben, ist die reine Einspeisung bei Biogasanlagen mit Risiken verbunden. Auch der Einfluss der Rohbiogaskosten ist dabei nicht zu vernachlässigen: ab einem Rohbiogaspreis von 5,2 ct/kWh entsteht im obigen Beispiel bereits in den ersten 10 Jahren ein negatives Betriebsergebnis. Sinkt der Verkaufspreis für das Biomethan unter 5,9 ct/kWh, wird ebenfalls kein Gewinn erwirtschaftet.

Eine Kombination mit einer Hoftankstelle kann dafür sorgen, dass über die zusätzlichen Erlöse am Kraftstoffmarkt ein in Summe wirtschaftlicheres Geschäftsmodell entstehen kann. Dies ist allerdings stark von der Auslastung der Hoftankstelle abhängig. In jedem Fall ist der Zusammenschluss zweier oder mehrerer Biogasanlagen aufgrund der Skaleneffekte bei größeren Biogas-Aufbereitungsanlagen (und somit niedrigeren spezifischen Aufbereitungskosten) in der Regel vorteilhafter als der alleinige Betrieb. Die Machbarkeit eines Zusammenschlusses von Biogasanlagen ist stark abhängig von den spezifischen Rahmenbedingungen. Einen sehr großen Einfluss haben die Rohbiogaskosten der jeweiligen Biogasanlagen und die Wegstrecken zwischen den Anlagen (mit den entsprechenden Kosten für die Rohbiogasleitung).

Betriebliche Umsetzung

Da die Errichtung einer Einspeiseanlage ein Projektvorhaben ist, das zusammen mit dem verantwortlichen Netzbetreiber durchgeführt wird, muss bei diesem als erster Schritt ein sogenanntes Netzanschlussbegehren gestellt werden. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, daraufhin eine Netzverträglichkeitsprüfung in die Wege zu leiten, in der festgestellt wird, an welcher Stelle und bei welchem Druckniveau eine Einspeisung möglich ist (2). Wenn die Kapazität im Verteilnetz für die gewünschte Einspeisemenge zu gering ist, kann der Netzbetreiber eine Einspeisung in ein Gasnetz der höheren Druckstufe fordern (1). Die Kosten für die Prüfung sind zu 25 % vom Anlagenbetreiber zu bezahlen (§ 33 GasNZV). Im

Anschluss wird ein Netzanschlussvertrag unterzeichnet, in dem insbesondere die Mindesteinspeisekapazität festgelegt wird, die der Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt in der Lage sein muss, aufzunehmen. Das Einspeisen von Überproduktionen kann entsprechend verweigert werden. In der Regel sind diese Verträge standardisiert, unterscheiden sich aber in teilweise kritischen Details und sollten genau geprüft werden (6). Auch wird mit dem Vertrag ein Realisierungsfahrplan abgeschlossen, in dem Termine und Fristen für das Bauvorhaben geregelt sind. Anschließend planen beide Vertragspartner gemeinsam die konkreten Umsetzungsmaßnahmen. Für die Errichtung der Anlagenkomponenten ist der Netzbetreiber zuständig, der in Absprache mit dem Anschlussnehmer typischerweise einen Generalunternehmer beauftragt (6).

Es muss damit gerechnet werden, dass der gesamte Prozess langwierig ist und es zwischenzeitlich zu Verzögerungen im Ablauf kommen kann (1, 6). Deshalb sollte über ein solches Vorhaben frühzeitig entschieden und ausreichend Zeit eingeplant werden.

Ökologie

Neben der Biogasproduktion ist der Methanschlupf der Aufbereitungsanlagen der ausschlaggebende Faktor für zusätzliche Treibhausgas- (THG-) Emissionen. Um die erforderlichen Grenzwerte von maximal 0,2 % Methanausstoß nach § 36 GasNZV einzuhalten, muss eine Schwachgasnachbehandlung stattfinden. Die Aminwäsche ist dabei die Ausnahme, da dieses Verfahren einen Schlupf von weniger als 0,2 % aufweist. Ist die Schwachgasnachbehandlung mit anderen Verfahren fehlerhaft oder fällt ganz aus, kann zwischenzeitlich ein Methanschlupf von bis zu 5 % auftreten (2), was den Klimaschutzeffekt einer Biogasanlage ad absurdum führt und zu einem Verlust der Biomethaneigenschaft führt (vgl. rechtliche Situation). Im Vergleich zur Vor-Ort-Verstromung des Biogases mit einer angenommenen maximalen Abwärmenutzung von 45 %, kann die Biomethanerzeugung bei einer Abwärmenutzung von über 80 % am Biomethan-BHKW ein höheres THG-Vermeidungspotenzial erzielen, sofern der Methanschlupf die erforderlichen Grenzwerte einhält (2). Typischerweise ist die Wärmenutzung von solchen KWK-Anlagen höher, da sie sich besser an geeigneten Wärmesenken platzieren lassen und überwiegend wärmegeführt betrieben werden.



Bei den Aufbereitungsverfahren, die viel elektrische Energie benötigen, wird sich zukünftig die THG-Bilanz verbessern. Die Ursache hierfür ist der zunehmende Anteil an Erneuerbaren Energien im Deutschen Strom-Mix und der damit sinkende CO₂-Faktor des Stromes. Das betrifft insbesondere die DWW,

PSA und das Membranverfahren. Aminwäsche verbraucht im Vergleich weniger Strom und ist entsprechend davon nicht so stark beeinflusst. Außerdem kann der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen, anstelle von NaWaRos wie bspw. Mais, die THG-Emissionen beträchtlich senken. (2)

Quellen

1. Fraunhofer IEE, DBFZ, DBI GUT, dena. *Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)* [online], 2019. Verfügbar unter: <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22401615.pdf>
2. Dunkelberg, E., S. Salecki, J. Weiß, S. Rothe, G. Bönning. *Biomethan im Energiesystem* [online], 2015. Verfügbar unter: https://www.ioew.de/fileadmin/_migrated/tx_ukioewdb/IOEW_SR_207_Biomethan_im_Energiesystem.pdf
3. Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). *Branchenbarometer Biomethan 2020* [online], 2020. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Branchenbarometer_Biomethan_2020.pdf
4. Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). *Branchenbarometer Biomethan 2021* [online], 2021. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf
5. Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). *Biogaspartner. Einspeiseatlas* [online], 2020. Verfügbar unter: <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>
6. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). *Leitfaden Biomethanaufbereitung und -einspeisung* [online], 2014. Verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/leitfaden-biogasaufbereitung.html>
7. Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). Biogaspartner – gemeinsam einspeisen. *Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa*. Markt, Technik und Akteure [online], 2019. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/biogaspartner_-_gemeinsam_einspeisen.pdf
8. Altmann, M. und Reichelt, S. *Vorschlag für ein Dokumentationssystem für Beschaffenheitsmerkmale von Biogas (Leitfaden)* [online], 2018. Verfügbar unter: <https://www.biogasregister.de/biogasnachweise/leitfaden-biomethan/>
9. Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena). *Vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen* [online], 2018. Verfügbar unter: https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9265_dena_Kurzanalyse_Vermiedene_Netzkosten.pdf



4.2 Biomethanaufbereitung und Betrieb einer Methantankstelle

Warum ist die Biomethanaufbereitung zum Betrieb einer Methantankstelle interessant?

Durch den Betrieb einer Methantankstelle können Zusatzerlöse erzielt werden und zusätzlich der Aufbau einer kommunalen Kreislaufwirtschaft durch Verbleib der Kraftstoffeinnahmen in der Region unterstützt werden. Bei überwiegender Vergärung von Stroh, Gülle oder Abfallstoffen kann dies wirtschaftlich gelingen.

Beschreibung der Handlungsempfehlung

Der Aufbau einer Biomethanaufbereitung mit (Hof-)Tankstelle kann insbesondere mit Blick auf die perspektivisch auslaufende EEG-Vergütung eine sinnvolle Zusatzeinnahme darstellen. Ein kontinuierlicher Absatz für das produzierte Biomethan (in diesem Fall als compressed liquid gas oder CNG bezeichnet) ist dabei elementar für den wirtschaftlichen Betrieb und kann z. B. durch regionale Transportunternehmen oder lokale Landwirtschaftsbetriebe, die gasbetriebene Gas-LKWs bzw. Landwirtschaftsmaschinen besitzen, aufgebaut werden. So empfiehlt es sich, im Vorfeld Partnerschaften zu prüfen, die ggf. für beide Seiten einen Mehrwert bieten können.

Durch eine Tankstelle, die direkt mit vor Ort produziertem Biomethan versorgt wird, können die Ausgaben für Kraftstoff, die bisher ausschließlich an überregionale Unternehmen fließen, in der Region bleiben und dieser entsprechend zugutekommen. So wird nicht nur bilanziell, sondern tatsächlich eine regionale Kreislaufwirtschaft geschaffen, die allen Beteiligten einen Mehrwert liefert.

Stand der Entwicklung

Bereits in den 80er Jahren wurden die ersten Erdgas-Tankstellen in Deutschland gebaut, zum Stand 2020 gab es über 800 Standorte, davon sind 331 reine Bio-CNG-Tankstellen (1). Die Technologie ist also bereits etabliert und viele Hersteller bieten bereits Komplettanlagen an. Die direkte Veredelung und Vermarktung durch Hoftankstellen an Biogasanlagen wird in Deutschland derzeit an etwa 200 Standorten umgesetzt (2). Das Konzept einer Hoftankstelle wurde aber bis jetzt noch nicht in Bioenergie-dörfern realisiert.

Die Neuzulassungen für CNG-Fahrzeuge lagen im Durchschnitt der letzten Jahre bei ca. 6.300 und haben sich kaum verändert. Nur das Jahr 2018 sticht mit über 10.000 Zulassungen hervor (3). Im Bereich der Nutzfahrzeuge und LKWs kann eine Steigerung festgestellt werden (1). Ende 2019 wurde von New Holland der erste Traktor vorgestellt, der vollständig mit CNG betrieben wird (4). In Zukunft kann davon ausgegangen werden, dass die Technologie vermehrten Einzug in die Branche findet. Infolge einer Modelloffensive der Fahrzeughersteller stehen in nahezu jedem Fahrzeugsegment CNG-Pkw als Neuwagen zur Verfügung (5). Insbesondere im Schwerlastverkehr wird in den kommenden Jahren ein Anstieg der Nachfrage nach Bio-CNG erwartet (6).

Die in unseren Analysen betrachteten Größenordnungen von Biomethantankstellen liegen im Bereich zwischen 35 und 200 Nm³/h. Gemäß unseren Untersuchungen wäre eine Mindestabsatzmenge von 85 Nm³ Bio-CNG pro Stunde für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig. Beispiele aus der Schweiz zeigen allerdings, dass bei einer entsprechenden monetären Berücksichtigung der CO₂-Einsparpotenziale bei der Nutzung von Gülle und Reststoffen die Aufbereitung zu Biomethan auch in sehr kleinem Maßstab (6-12 Nm³/h) wirtschaftlich sein kann (5).

Würde man das Potenzial einer 500 kW Biogasanlage voll ausschöpfen und nur noch Biomethan produzieren, könnten etwa eine Methanmenge von 118 Nm³ pro Stunde oder die tägliche Vollbetankung von etwa 12 CNG LKW zur Verfügung gestellt werden.

Rechtliche Situation

Die Einhaltung aller rechtlichen Voraussetzungen für den Aufbau und Betrieb einer Biomethantankstelle werden zentral über eine Genehmigung nach BImSchG gesteuert. Sie umfassen neben immissionsschutzrechtlichen auch baurechtliche und wasserrechtliche Anforderungen sowie eine Erlaubnis nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV⁵). Die detaillierten Anforderungen und Vorgehensschritte sind in einem Leitfaden der DVGW zusammengefasst (7).

⁵ Betriebssicherheitsverordnung vom 3. Februar 2015 (BGBl. I S. 49), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist

Im laufenden Betrieb muss nach §§ 15 ff. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV⁶) eine jährliche Zertifizierung (auch Audit genannt) durchgeführt werden, die sicherstellt, dass die Herstellung des Bio-CNGs nachhaltig erfolgt. Im Zuge dessen wird ebenfalls das THG-Minderungspotenzial festgestellt, welches für den Quotenhandel relevant ist. Detaillierte Informationen zur Vorgehensweise der Zertifizierung sind in (8) erklärt.

Noch gelten für gasförmige Kraftstoffe nach § 2 Abs.2 Energiesteuergesetz (EnergieStG⁷) vergünstigte Energiesteuersätze von 13,90 €/MWh bis Ende 2023, die allerdings kontinuierlich ansteigen auf 31,80 €/MWh ab Anfang 2027.

Exkurs: Quotenhandel

Der Kernaspekt des wirtschaftlichen Betriebs einer Hoftankstelle mit aufbereitetem Biogas stellt der Quotenhandel dar, daher wird dieser im Folgenden kurz erläutert. Für alle Tankstellenbetreiber wird nach § 37a Abs.4 BImSchG⁸ (i.V.m. 38.BImSchV⁹) eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 6% gefordert. Um dies zu erreichen, können Treibhausgasquoten von Biomethanerzeugern erworben werden, die sicherstellen sollen, dass bilanziell diese Anforderungen erfüllt sind. Durch den Quotenhandel eröffnen sich für eine Hoftankstelle große Erlöspotenziale. So kann für jede eingesparte Tonne CO₂, die über die gesetzlich erforderlichen Anteile hinausgeht, ein Zertifikat verkauft werden, mit dem andere Tankstellenbetreiber bilanziell die Treibhausgas-Minderungsquote erfüllen können. Diese beziehen sich auf die an der Hoftankstelle tatsächlich verkaufte Menge an Bio-CNG. Im Vergleich zu den CO₂-Zertifikaten, die derzeit an der Börse gehandelt werden, ist der Preis für die Quotenzertifikate wesentlich höher. Dies liegt am knappen Angebot und der hohen Nachfrage des separaten CO₂-Handelsregimes im Verkehrssektor (8). Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Abnehmer der Zertifikate je nach

Marktlage Preise akzeptieren, die unterhalb der gesetzlichen Pönale (verbindlich zugesagte Zahlung) für Nichteinhaltung der Mindestquoten liegen. Derzeit muss von dem Tankstellenbetreiber pro t CO₂, das über den gesetzlichen Anforderungen liegt, eine Strafzahlung von 470 € pro t CO₂ bezahlt werden (§ 37c Abs.2 S.6 BImSchG), die ab 2022 auf 600 € angehoben wird.

Da die Berechnung des daraus entstehenden Erlöses nicht einfach ist, soll ein kurzes Beispiel dabei helfen, die genauen Vorgänge nachzuvollziehen. Betrachtet wird eine 500 kW_{el} Biogasanlage mit einem Substratmix von etwa 50% NaWaRo und 50% Wirtschaftsdünger. Der Volumenstrom der Tankstelle wird mit 118 Nm³ pro Stunde für 4.400 Betriebsstunden angenommen. In diesem Beispiel wird von einer kontinuierlichen Abnahme des Biomethans ausgegangen, was somit die Möglichkeit bietet, für das gesamte produzierte Gas Quotenzertifikate zu veräußern, die nicht für die 6% Treibhausgasminderung zurückgehalten werden müssen. Der CO₂-Preis für den Quotenhandel soll 250 €/t_{CO₂-äq} betragen (9).

Um herauszufinden, welche Zusatzerlöse durch den Quotenhandel von THG-Minderungszertifikaten entstehen können, muss zunächst der CO₂-Ausstoß der eingesetzten Substrate und deren Weiterverarbeitung zu Biomethan bekannt sein. Ausführlich kann dies über eine anlagenspezifische Treibhausgasbilanzierung erfolgen, in der die tatsächlichen Aufwendungen für Dünger und Kraftstoff sowie alle weiteren relevanten Parameter erfasst und die realen CO₂-Emissionen daraus bestimmt werden. Alternativ wird auf Standardwerte zurückgegriffen, was insbesondere für eingesetzten Wirtschaftsdünger stets zu empfehlen ist. In der Regel lassen sich über die direkte Berechnung höhere Quotenerlöse erzielen, der Aufwand ist allerdings auch sehr hoch (10). Für die nachfolgende überschlägige Berechnung wird vereinfacht angenommen, dass alle nachwachsende Rohstoffsubstrate denselben CO₂-Standardwert besitzen,

⁶ Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126, 5143)

⁷ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist

⁸ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 24. September 2021 (BGBl. I S. 4458) geändert worden ist

⁹ Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 8. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3892), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. November 2021 (BGBl. I S. 4932) geändert worden ist



wie er in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU (RL 2018/2001/EU)¹⁰, im Folgenden RED II genannt, für Mais mit umgerechnet 1,08 kg_{CO₂-äq}/Nm³ angegeben wurde. Für Wirtschaftsdünger wird laut RED II eine Gutschrift in Höhe von -3,59 kg_{CO₂-äq}/Nm³ angerechnet. Dazu kommen etwa 0,17 kg_{CO₂-äq}/Nm³ für Zusatzemissionen durch die Kompression des Biomethans in der Tankstelle (vgl. Seite L 328/194 ff. RED II).

Über die bekannten stündlich eingesetzten Mengenanteile in den Fermenter und Brennwerte der Substrate kann ein Faktor abgeleitet werden, wie viel kg_{CO₂-äq} pro Stunde durch die Vorketten der Substratbereitstellung sowie durch die Biogaserzeugung und dessen Veredelung zu Bio-CNG frei werden. Mit dem angenommenen Substratmix und einer gleichmäßigen Fütterung ergibt sich im Beispielfall ein Faktor von 75,17 kg_{CO₂-äq} pro Stunde, was sich zu Gesamtemissionen von 331 t CO₂-äq pro Jahr addiert:

Tabelle 4-2: Beispielrechnung Quotenhandel – Gesamtemissionen pro Jahr

Produzierte Menge pro Stunde	118	Nm ³ Biomethan/h
CO ₂ -Ausstoß	75,17	kg CO ₂ -äq /h
Betriebsstunden	4.400	Stunden
Produzierte Menge im Jahr	519.000	Nm³ Biomethan
Emissionen im Jahr	331	t CO₂-äq p.a.

Über die gesamte produzierte Menge an Biomethan, die an der Tankstelle verkauft wird und einen vorgegebenen fossilen Vergleichswert in Höhe von 94,1 kg CO₂-äq /GJ (§ 4 38. BImSchV), wird im nächsten Schritt berechnet, wie viel CO₂ freigeworden wäre, wenn anstelle des Biomethans fossiles Erdgas genutzt worden wäre, was in diesem Beispiel 1.753 t CO₂-äq entspricht:

Tabelle 4-3: Beispielrechnung Quotenhandel – Vergleichswert mit fossilem Erdgas

Produzierte Menge	519.000	Nm ³ Biomethan
Heizwert Biomethan	0,036	GJ/m ³
Produzierte Energie	18.700	GJ Biomethan
Faktor Fossiler Vergleichswert	94,1	Kg CO ₂ -äq /GJ
Emissionen nach dem fossilen Vergleichswert	1.753	t CO₂-äq

¹⁰ Richtlinie 2018/2001/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21. Dezember 2018, S. 82).



Foto: Karpenstein-Machan

Um die gesetzlich geforderte Reduzierung der Emissionen um 6% gegenüber dem fossilen Vergleichswert einzuhalten, müssen vom Biomethan-Tankstellenbetreiber entsprechend Zertifikate zurückgehalten werden. Zieht man nun vom fossilen Vergleichswert diese 6% sowie die tatsächlich produzierten Emissionen ab, so ergibt sich die Menge an CO₂-Quotenzertifikaten, die zum Verkauf angeboten werden kann:

Tabelle 4-4: Beispielrechnung Quotenhandel - Menge an verkaufbaren CO₂-Quotenzertifikaten

Emissionen nach fossilen Vergleichswerten	1.753	t CO ₂ _{äq}
Tatsächliche Emissionen	331	t CO ₂ _{äq}
Tatsächliche Einsparung	$1.753 - 331 = 1422$	t CO ₂ _{äq}
Geforderte Einsparung	$1.753 * 0,06 = 105$	t CO ₂ _{äq}
Zu verkaufende Menge	$1422 - 105 = 1317$	t CO₂_{äq}

Bei einem Quotenpreis von 250 € pro Tonne CO₂ ergeben sich bei den oben berechneten Werten jährliche Erlöse für Biomethanquoten von etwa 329.000 €. Wie im nachfolgenden Abschnitt dargestellt, macht dies für den Biotankstellenbetreiber einen Großteil der Gesamterlöse aus.





Foto: Karpenstein-Machan

Zurzeit stehen nur Standardwerte für CO₂-Emissionen für den Anbau von Mais und die Nutzung der Gülle zur Verfügung. Es wäre jedoch wünschenswert, wenn weitere Standardwerte für ökologisch wertvolle Substrate wie z. B. Blühkulturen und Dauergräser zur Verfügung ständen. Eigene Berechnungen sind zwar möglich, jedoch sehr aufwendig und anspruchsvoll. Auch ist eine Entwicklung des Biomethan-Quotenmarktes genau zu beobachten, um Preisentwicklungen der Zertifikate im Auge zu behalten. Es besteht außerdem das Risiko, dass sich der politische Rahmen zukünftig ändern kann und womöglich weniger Einnahmen aus dem Quotenhandel erreicht werden können.

Nach § 28 EnergieStG besteht die Möglichkeit, Biokraftstoffe von der Energiesteuer zu befreien. Nimmt man am Quotenhandel teil, verliert das Biomethan seine Eigenschaft als grünes Gas und wird bilanziell wie herkömmliches Erdgas bewertet (Doppelvermarktungsverbot). Somit kann man dafür keine Steuerbefreiung mehr beantragen. Vergleicht man die potenziellen Einkünfte aus dem Quotenhandel mit den Kosten für die Energiesteuer (ca. 72.000 € pro Jahr), ist derzeit davon abzuraten, die Steuerbefreiung zu bevorzugen. Es ist anzu-

merken, dass die erforderlichen Mindestanteile an Biomethan von 6% nur als erfüllt gelten, wenn diese auch besteuert sind (11). Das bedeutet, dass auch der zurückgehaltene Anteil an Biomethan, der der eigenen Quotenerfüllung dient, nicht von der Energiesteuer befreit werden kann.

Wirtschaftlichkeit

Für eine Hoftankstelle müssen Investitionen für die Methanisierungsanlage und die Tankstelle selbst getätigt werden. Je mehr Methan zum Tanken bereitgestellt wird, desto günstiger werden die einmaligen Ausgaben für die Investition der Anlage, wenn man diese auf die getankten Mengen bezieht. Das bedeutet, die spezifischen Kosten sind für größere Anlagen geringer. Das betrifft auch Personalkosten, Wartungsaufwand, sowie Kosten für Genehmigungen und Audits.

In der nachfolgenden Beispielrechnung soll die Wirtschaftlichkeit einer Hoftankstelle geprüft werden. Es wird von einer 900 kW Biogasanlage ausgegangen, die im Sommer einen Rohbiogasüberschuss von ca. 225 Nm³ pro Stunde für die Veredelung zu Bio-CNG verfügbar hat. Diese Menge reicht für eine Laufzeit

der Methanisierungsanlage von ca. 4.400 Betriebsstunden im Jahr und erbringt eine Output-Menge an der Tankstelle von ca. 118 Nm³ Biomethan pro Stunde. Der Substratmix setzt sich folgendermaßen zusammen: 40 % Mais, 22 % Schweinegülle, 26 % Rinder-Festmist und 12 % Silphie. Zur Aufbereitung des Rohbiogases wird das Membranverfahren angenommen, dessen Kostenstruktur für Investition und Betrieb aus einer Studie (2) entnommen wurden. Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten der Tankstelle selbst wurden anhand von

Recherchen und Herstellerbefragungen getroffen. Eigene Berechnungen auf der Basis von Daten aus den Reallaboren ergeben Rohbiogaskosten von ca. 5,1 ct/kWh CH₄_{aq}. Die Kosten der Methanisierung betragen etwa 3,20 ct/kWh CH₄_{aq}. Weitere Kostenblöcke für Investition und Betrieb der Tankstelle siehe untenstehende Tabelle. Bei einem netto-Verkaufspreis von 0,92 €/kg für das CNG und einem CO₂-Zertifikatpreis von 250 € pro Tonne ergeben sich daraus jährliche Überschüsse von ca. 98.500 €. Nachfolgend ist die Berechnung dargestellt:

Tabelle 4-5: Wirtschaftlichkeitsrechnung Biogasaufbereitung und Betrieb einer Hoftankstelle

Kennwerte	
Volumenstrom	118 Nm ³ /h Methan
Betriebsstunden Tankstelle	4.400 h/a
Erzeugte Menge Bio CNG	519.000 Nm ³
Kosten	
Rohbiogaskosten spez.	5,1ct/kWh _{methanäq.}
Rohbiogaskosten gesamt	264.00 € pro Jahr
Methanisierungskosten spez.	3,20 ct/ kWh _{methanäq.}
Methanisierungskosten gesamt	166.000 €
Strompreis	01,18 ct/kWh
Strombedarf	171.000 € pro Jahr*
Stromkosten	31.000 € pro Jahr
Annuität für Tankstellen-Investition	23.500 € pro Jahr**
Energiesteuer	72.000 € pro Jahr***
sonstige Kosten (Wartung, Versicherung, Audit,...)	18.000 € pro Jahr
Summe Kosten	574.500 €
Erlöse	
Netto-Verkaufspreise CNG	0,92 €/kg
Erlös aus Tankstelle	344.000 € pro Jahr****
Erlös aus Quotenhandel	329.000 € pro Jahr
Summe Erlöse	673.000 €
Gewinn vor Steuern	98.500 €
<p>* Für Kompressor, Beleuchtung, Monitoring, Elektronik der Komponenten, sonstige Verbraucher ** 15 Jahre Laufzeit, 4% kalk. Zins *** Verminderter Steuersatz 13,9 €/MWh **** komplette Abnahme des Bio-CNG</p>	

Die Kalkulation zeigt, dass fast 50 % der Erlöse aus dem Quotenhandel resultieren und damit eine starke Abhängigkeit vom CO₂-Preis besteht. Beträgt der Erlös nicht 250 € pro Tonne, wie angenommen, sondern nur 170 €/t wird der Betrieb einer Hoftankstelle bereits unwirtschaftlich. Für die berechnete Überschussmenge an Rohbiogas von ca. 225 Nm³/h und einer Laufzeit der Methanisierungsanlage von 4.400 Stunden im Jahr ist der Betrieb einer Hoftankstelle also mit großen Unsicherheiten behaftet. Nur sehr geringe Biogaskosten und eine hohe CO₂ Vergütung machen den Betrieb lukrativ. Ein Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen mit gemeinsamer Gasaufbereitung zeigt sich wirtschaftlich deutlich vorteilhafter, da die spezifischen Kosten pro m³ Biomethan geringer und die Erlöse überdurchschnittlich steigen. (Siehe auch Handlungsempfehlung Biomethaneinspeisung).

Wer die Investition in eine Methanisierung erwägt, sollte die Entwicklungen im Kraftstoffquotenhandel im Auge behalten, da die Wirtschaftlichkeit stark vom Quotenpreis abhängig ist. Weiterhin ist es elementar, ob lokale Abnehmer von Biomethan vorhanden sind (z. B. gasbetriebene LKW-Flotten oder auf Gas umstellungswillige Transportunternehmen), da eine hohe Auslastung Grundvoraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb der Tankstelle ist.

Betriebliche Umsetzung

Neben den rechtlichen Hürden sollte vor einer Investition im besten Fall ein Netzwerk geschaffen werden, um bereits eine Stammzahl an Abnehmern zu erhalten. Hierbei bieten sich Partnerschaften mit ansässigen Fuhrbetrieben und anderen Landwirten an. Da eine Umstellung auf erdgasbetriebene Fahrzeuge zwar ökologische Vorteile bietet, allerdings für den Nutzer nur sinnvoll ist, wenn die entsprechende Infrastruktur zum Tanken vorhanden ist, können Absprachen zwischen den Parteien im Vorfeld dazu beitragen, beiden Seiten ausreichend Anreize zu liefern.

Für Speditionen und andere Betriebe im Logistikbereich ist nach § 1 Abs. 2 Nr. 8 Bundesfernstraßenmautgesetz (BFStrMG¹¹) eine Mautbefreiung vorgesehen, falls diese gasbetriebene Fahrzeuge nutzen. Pro tausend Fahrkilometer können abhängig von der Fahrzeuggröße und der (bisherigen) Schadstoffklasse zwischen 93 € und 261 € eingespart werden (vgl. Anlage 1 BFStrMG), was ein mögliches Argument für einen Umstieg auf diese Technologie sein kann. Auch bezogen auf die Treibstoffkosten liefern CNG-LKW Vorteile. So kosten bei reduziertem

Energiesteuersatz 100 km Fahrleistung umgerechnet ca. 35 % weniger als bei Diesel-LKW. Bei maximalem Energiesteuersatz (und gleichbleibenden Dieselpreisen) liegt die Kostenersparnis noch immer bei etwa 22 % pro 100 Fahrkilometer. Dem gegenüber stehen die erhöhten Anschaffungskosten, für die es seit Beginn 2021 keine staatliche Förderung mehr gibt.

Der Betrieb der Tankstelle selbst kann in der Regel voll automatisch gestaltet sein, so dass keine zusätzlichen Personalaufwendungen abseits von regelmäßigen Wartungen entstehen.

Ökologie

Noch immer ist in Deutschland der Verkehrssektor für über 19 % aller CO₂-Emissionen jährlich verantwortlich (12). Für eine erfolgreiche Energiewende darf dieser also nicht vernachlässigt werden. Eine Sektorenkopplung mit elektrifizierten Fahrzeugen ist dabei ein sinnvoller Schritt, die Nutzung von Biomethan als nahezu CO₂-neutraler Kraftstoff stellt eine gute Ergänzung dazu dar. Eine Biomethantankstelle kann einen wichtigen Beitrag dazu liefern, auf regionaler Ebene einen CO₂-armen Verkehr zu ermöglichen.

Eine 100-prozentige Nutzung von Biomethan sorgt im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen für eine Verringerung um bis zu 90 % der Emissionen (13). Die Stickstoff- und Feinstaubbelastung ist im Vergleich zu herkömmlichen Fahrzeugen minimal, da die Verbrennung im Motor wesentlich sauberer ist. Zusätzlich sinkt die Lärmbelastung durch die Motoren bei gasbetriebenen Fahrzeugen auf etwa die Hälfte (14). Wird das Methan aus Rest- und Abfallstoffen wie Gülle, Stroh und Abfällen gewonnen, können die Fahrzeuge zum Teil sogar negative Treibhausgasbilanzen aufweisen. Das liegt daran, dass bei der natürlichen Vergärung dieser Stoffe (beispielsweise der Gülle im Lagertank) Methan in die Atmosphäre gelangt. Dieses ist um den Faktor 28 schädlicher als CO₂. In den Fahrzeugen wird es vollständig zu CO₂ verbrannt, was einer geringeren Umweltbelastung gleichkommt (15).

Praxisbeispiel



Mit 11 Standorten besitzt *Horst Seide* mittlerweile das deutschlandweit größte Netzwerk von Bio-CNG Tankstellen. Interessierten Biogasanlagenbetreibern wird eine Beratung zum Aufbau einer eigenen Hoftankstelle angeboten (16). Auf der Webseite <https://www.biogastankstelle.de> sind Hintergrundinformationen und aktuelle Meldungen aus dem Bereich Bio-CNG zu finden.

¹¹ Bundesfernstraßenmautgesetz vom 12. Juli 2011 (BGBl. I S. 1378), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. Juni 2021 (BGBl. I S. 1603) geändert worden ist

Quellen

1. Zukunft ERDGAS e.V. *Statistiken zu Erdgas-Fahrzeugen und –Tankstellen* [online], 2020. [Zugriff am: 12. August 2020]. Verfügbar unter: <https://zukunft.erdgas.info/gas-statistik/kenndaten-mobilitaet>
2. Fraunhofer IEE, DBFZ, DBI GUT, dena. *Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)* [online], 2019. Verfügbar unter: <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22401615.pdf>
3. Kraftfahrt-Bundesamt. *Neuzulassungen von Pkw in den Jahren 2010 bis 2019 nach ausgewählten Kraftstoffarten* [online], 2020. [Zugriff am: 12. August 2020]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/n_umwelt_node.html
4. Bauernzeitung. *Tanken an der eigenen Biogasanlage* [online], 2019. Verfügbar unter: <https://www.bauernzeitung.de/agrarpraxis/aus-forschung-und-entwicklung/tanken-an-der-eigenen-biogasanlage/>
5. Karpenstein-Machan, M. Mit Biomethan mehr Klimaschutz im Verkehr, 2019. In: *Energie aus Pflanzen*, 23(6).
6. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Branchenbarometer Biomethan 2021 [online], 2021. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf
7. DVGW. *Genehmigungsleitfaden für LNG / LCNG-Tankstellen* [online], 2017. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/gas/genehmigungsleitfaden-Ing-lcng-tankstellen-dvgw.pdf>
8. Maierhofer, H., S. Rauh, M. Strobl. *Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)-zertifizierung Teil 1: Basiswissen* [online], 2018. Biogas Forum Bayern bif2, Hrsg. ALB Bayern e.V., Verfügbar unter: <https://www.biogas-forum-bayern.de/bif2>
9. Gökgöz, F. *Flexibilization of biogas plants with fuel production and supply of vehicle fleets*, Präsentation vom 15.10.2019 in Schwäbisch Hall.
10. Bundestag. *Die Energiesteuer im Bezug auf Kraftstoffe* [online], 2019. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/673616/b923d0aa98b1bae18a7dae250b926c40/WD-4-143-19-pdf-data.pdf>
11. Grösch, N., C. Trox, A. Saidi, W. Zörner, V. Grüner, D. Baumkötter, E. Brüggling, C. Wetter, M. Glötzl, U. Kilburg, J. Gleich, R. Wagner, R. Vogt. *Biogas nach dem EEG – (wie) kanns weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber* [online] 2020. Verfügbar unter: <https://www.biogasrat.de/2020/11/09/fnr-leitfaden-biogas-nach-dem-eeg-wie-kanns-weitergehen/>
12. Umweltbundesamt. *Emissionsquellen* [online], 2020. [Zugriff am: 12. August 2020]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen>
13. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050* [online], 2017. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9218_Analyse_Rolle_Beitrag_Biomethan_Klimaschutz_2050.pdf
14. DVGW. *Gas-Mobilität. PKW LKW Bus. Umweltauswirkungen, Technologie und Wirtschaftlichkeit gasbasierter Mobilität* [online], 2018. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/daten-fakten-gasmobilitaet.pdf>
15. Fraunhofer ISI. *Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw* [online], 2019. Verfügbar unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2019/klimabilanz-kosten-potenziale-antriebe-pkw-lkw.pdf>
16. Kraft und Stoff Dannenberg GmbH & Co. KG (Hrsg.). *Biogastankstelle.de* [online], [o.D.]. Verfügbar unter: <https://www.biogastankstelle.de/>



4.3 Wertstoffsteigerung durch Gärrestbehandlung

Warum ist die Gärrestbehandlung interessant?

Auch auf der Outputseite der Biogasanlage können durch nachgeschaltete Verfahren das Volumen des Gärprodukts reduziert und damit Transportkosten eingespart und darüber hinaus zusätzliche Produkte hergestellt werden. Zurzeit mögliche technische Verfahren werden im Folgenden dargestellt.



Stand der Entwicklung

Separation: Die Weiterverarbeitung des Gärrest beinhaltet zunächst immer eine Separation, um überschüssige Wasseranteile abzuscheiden. Diese Trennung in flüssige und feste Phase spart Lagervolumen und erleichtert den Abtransport von der Anlage. Für die Separation von Gärprodukt/Gülle existieren erprobte Verfahren auf dem Markt (Schneckenpressen, Zentrifugen, Siebtrommeln) und die Kosten für diese Technik (Investition, Betrieb) sind vergleichsweise niedrig. Durch Separation können, je nach Technik, Abscheidegrade von bis zu 30% Trockenmasse erreicht werden (1, 2). Da die flüssige Phase auch nach der Separation noch Schweb- und Nährstoffe enthält, muss sie wieder ins Gärproduktlager geleitet werden. Der feste Teil lässt sich im Gegensatz zum Ausgangssubstrat aufgrund des reduzierten Volumens über eine größere Entfernung transportieren.

Trocknung: Um eine weitere Volumenreduzierung zu erreichen ist es notwendig, die feste Phase durch Zufuhr von Wärme

zu trocknen. Im Gegensatz zur Separation (mechanisch), wird hierbei überschüssige Prozesswärme aus dem Betrieb der Blockheizkraftwerke (BHKW) benötigt. Nur wenn Überschusswärme zur Verfügung steht, kann eine Trocknung auch ökonomisch Sinn machen. Zur Gärprodukttrocknung stehen erprobte technische Verfahren zur Verfügung (Bandtrockner, Trommeltrockner, Schubwendetrockner und Wirbelschichttrockner), die nach dem Konvektionsprinzip (Heißluft oder Abgas) bzw. Kontakttrocknung (beheizte Flächen) arbeiten. Der Wärmebedarf hierfür wird mit 0,8 – 1,1 kWh pro kg verdampftes Wasser angegeben (3). Das im Trocknungsvorgang verdunstete Wasser ist ammoniakhaltig und wird in einer nachgeschalteten Stufe durch Zugabe von Schwefelsäure gereinigt. Als Nebenprodukt fällt wässriges Ammoniumsulfat an, welches als Düngemittel verwertet werden kann.

Vakuumverdampfung: Nach der Separation des Gärrestes wird die flüssige Phase durch mehrfaches Erhitzen und unter Vakuum gesetzt und aufkonzentriert. Die entweichenden Dämpfe (Brüden) werden hierbei unter Zugabe von Schwefelsäure im Brüdenwäscher von Ammoniak befreit und können in den Fermenter zurückgeleitet oder nachgefiltert und über einen Verdampfer an die Umgebungsluft abgegeben werden (3). Das Fällungsprodukt ist eine Ammoniumsulfatlösung, welche sich als Mineraldünger für eine bedarfsgerechte Düngung verwenden lässt. Die eingedickte flüssige Phase wird am Ende des Vorgangs vakuumverdichtet und aus dem Prozess ausgeschleust und kann, als von Ammonium-Stickstoff befreiter Dünger, ausgebracht werden. Vorteil des Verfahrens ist die deutliche Reduzierung des für die Lagerung benötigten Lageraumes auf etwa 30% gegenüber dem unbehandelten Gärprodukt. Im oben beschriebenen mehrstufigen Verfahren kann der benötigte Energieaufwand für eine Vakuumverdampfungsanlage um 50% niedriger sein, als bei einer konventionellen einfachen Trocknung mit BHKW-Abwärme. Auch die Vakuumverdampfung eignet sich insbesondere für Anlagen, bei denen Wärmeüberschüsse vorliegen.

Separation und Filtrierung: Bei diesem Verfahren wird das Gärprodukt durch mechanische Separation in flüssige und feste Phase getrennt und die flüssige Phase in einem Filtrierungs-



Foto: Karpenstein-Machan

verfahren in eine Nährstoffkonzentrat-Lösung und in einleitbares Wasser separiert. Zur Filtration werden Membranen mit verschiedenen Porengrößen (Mikrofiltration, Ultrafiltration) verwendet. Die Entsalzung, also die Gewinnung der Nährelemente N, P, K wird durch eine Umkehrosmose erreicht (1, 2). Hohe Wasseranteile des Gesamtgärrestes können so in den Vorfluter eingeleitet werden, der Rest besteht aus der festen Phase und den extrahierten Elementen N, P, K, aus denen rein mineralische Düngemittel oder auch Grundchemikalien wie Phosphorsäure gewonnen werden können. Im Gegensatz zu der Vakuumverdampfung wird bei diesem Verfahren nur für die Trocknung der festen Fraktion BHKW-Abwärme benötigt. Die getrocknete feste Phase kann, je nach technischem Verfahren und Restgehalt an Stickstoff anschließend pelletiert und entweder als Dünger- oder zu Heizwecken verwendet werden. Probleme, die bei der Membranfiltration auftreten können sind z. B. das Zusetzen der Membranen und biologische Faulungsprozesse während der Aufbereitung (2, 4). Aufgrund häufiger Reinigungszyklen und einem hohen Strombedarf für die Ultrafiltration sind die Aufbereitungskosten bei dieser Technik gegenwärtig noch entsprechend hoch. Allerdings befindet sich die Membranfiltration von Gülle/Gärprodukt derzeit unter intensiver Beforschung und Weiterentwicklung durch Hochschulen und Technikanbieter, sodass in den nächsten Jahren vermutlich eine deutliche Kostensenkung und eine Verfügbarkeit der Technik für kleinere Biogasanlagen zu erwarten sind.

Rechtliche Situation

Gärprodukte aus Biogasanlagen unterliegen dem Düngegesetz (DüNG¹²) und somit allen Melde- Dokumentations- und Kontrollverpflichtungen, die beim Inverkehrbringen (Handel, Abgabe, Ausbringung) im Rahmen des Gesetzes anwendbar sind. Hierzu zählen auch der Lagerraum und die Art der Lagerung sowie die Nährstoffausbringungsgrenzen (N, P) pro Flächeneinheit. Gärprodukte aus der Vergärung von Wirtschaftsdünger und NawaRos gelten als Wirtschaftsdünger. Werden in der Anlage auch Bioabfälle vergoren, so gilt das

Gärprodukt als Bioabfall und muss somit auch abfallrechtliche (Bioabfallverordnung) Auflagen erfüllen. Dies kann z. B. eine Hygienisierung, also eine 1-stündige Erhitzung des Substrates auf 70°C oder eine thermophile Vergärung bei 50°C während der Mindestverweildauer sein.

Wirtschaftlichkeit und betriebliche Umsetzung

Investitionen in zusätzliche Lagerkapazitäten und hohe Transportkosten für das in der Anlage anfallende Gärprodukt belasten die Erlössituation einer Anlage und sollten auf jeden Fall mit einer zweiten Option, der Weiterverarbeitung des Gärprodukts verglichen werden. Einfache Verfahren, wie die Separation oder Trocknung können helfen, Lagervolumen und Transportkosten einzusparen. Technisch anspruchsvollere Verfahren wie die Vakuumverdampfung oder die Filtrierung des separierten Gärprodukts erzeugen neue, veredelte Produkte, die über größere Distanzen transportiert und gehandelt werden können. Ob und in welcher Höhe sich Investitionen in Gärproduktbehandlungsanlagen rentieren, ist anlagenspezifisch und muss für die jeweilige Anlage berechnet werden. Durch die Weiterverarbeitung des Gärprodukts entstehen, je nach Art der Aufbereitung, zusätzliche Kosten durch Prozess-Hilfsstoffe (z. B. Säuren), Energie und Wartung. Je nach Anlagentechnik fallen auch die Investitionskosten sehr unterschiedlich aus. Mechanische Separationsverfahren zeichnen sich durch insgesamt überschaubare Investitions- und Betriebskosten aus. Die Betriebskosten liegen hier bei deutlich unter 10 € pro m³ Gärprodukt/Gülle (4). Trocknungsverfahren (z. B. Bandtrockner) und Vakuumverdampfung können kosteneffektiv eingesetzt werden, wenn Überschusswärme an der Anlage zur Verfügung steht und der KWK-Bonus aus dem EEG genutzt werden kann (5). Anlagen zur Filtration von Gülle/Gärprodukt haben hohe Anschaffungskosten und auch die Betriebskosten liegen mit deutlich mehr als 10 € pro m³ Gülle/Gärprodukt im oberen Bereich. Der Einsatz dieser Technik ist nur dann wirtschaftlich, wenn keine Überschusswärme an der Anlage verfügbar ist und große Transportentfernungen zusätzliche Kosten verursa-

¹² Düngegesetz vom 9. Januar 2009 (BGBl. I S. 54, 136), das zuletzt durch Artikel 96 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist

chen (2, 5). Durch eine fortlaufende Verbesserung der Technik können perspektivisch die Betriebskosten der Gärprodukt/Gülle-Filtrierung sinken.

Vor der Entscheidung für oder gegen eine bestimmte Gärrestaufbereitungstechnik steht immer die Beratung durch fachlich kompetente Experten. Zudem macht die Besichtigung bereits laufender Anlagen und der Erfahrungsaustausch mit Betreibern auf jeden Fall Sinn.

Ökologie

Der Gärrest oder das Gärprodukt einer Biogasanlage stellt im Kontext der Kreislaufwirtschaft ein wichtiges Bindeglied zwischen der Nutzung von Pflanzen und Wirtschaftsdünger zur Energiegewinnung und der Rückführung von darin enthaltenen Nährstoffen in die Böden dar. Probleme treten dann auf, wenn Flächen für die Rückführung dieser Nährstoffe nicht in ausreichendem Maße vorhanden sind oder sich die jeweilige Biogasanlage in einem Nährstoffüberhanggebiet befindet und

das Gärprodukt aufgrund der Düngeverordnung nur mit Einschränkungen ausgebracht werden kann. Ist dies der Fall, sind größere Lagerkapazitäten erforderlich oder das Gärprodukt muss teilweise in weiter entfernt liegende Gebiete verbracht werden. Durch das bei diesen Transporten ausgestoßene CO₂ verschlechtert sich dann wiederum die Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen. Die im Gärprodukt enthaltenen organischen Pflanzennährstoffe in Mineraldünger zu überführen ist ökologisch sicherlich sinnvoll und kann einerseits teuren und energieintensiv hergestellten Stickstoffdünger und knapper werdenden Phosphordünger ersetzen und andererseits durch bedarfsgerechte Düngung helfen, Nährstoffüberschüsse im Boden und im Grundwasser zu vermeiden. Holzfaserprodukte aus Gärprodukt könnten dazu beitragen, eine steigende Nachfrage nach Sägewerksnebenprodukten mit abzudecken. Denn insbesondere durch die vermehrte Nachfrage nach Holzpellets, sind hier in den letzten Jahren neue Nutzungskonkurrenzen entstanden.

Quellen

1. LWK NRW (Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen). *Verfahren zur Aufbereitung von Gülle und Gärprodukten* [online], 2013 [Zugriff am: 4. März 2020].
Verfügbar unter: <https://www.landwirtschaftskammer.de/duesse/znr/pdfs/2013/2013-04-25-biogastagung-04.pdf>
2. Drosig, B., W. Fuchs, T. Al Seadi, M. Madsen, B. Linke. *Nutrient recovery by biogas digestate processing* [online], 2015.
Verfügbar unter: http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/NUTRIENT_RECOVERY_RZ_web1.pdf
3. Effenberger, M., H. Möhrle, G. Winkler, T. Krodel. *Technische Empfehlungen für die Gärprodukttrocknung* [online], 2015.
Verfügbar unter: https://www.biogas-forum-bayern.de/De/Fachinformationen/Garreste/nachhaltig-erneuerbar-energie_Garresttrocknung.html
4. Lebuf, V., F. Accoe, C. Vaneeckhaute, E. Meers. *Nutrient recovery from digestates: techniques and end-products* [online], 2012. Verfügbar unter: <http://hdl.handle.net/1854/LU-3063579>
5. Roth, U., S. Wulf, M. Fechter, J. Dahlin. *Bedeutung der Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit der Gärprodukt-aufbereitung*, 2018. Biogas Convention. Verfügbar unter: https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Energie/Biogaserzeugung/WirtschaftlichkeitAufbereitung_BiCon2018.pdf

4.4 Energie-, Pflanzenkohlegewinnung und CO₂ Sequestrierung mittels Pyrolyse

Warum ist die Pyrolysetechnik interessant?

Durch die Gewinnung von Pflanzenkohle im Pyrolyseverfahren können sonst anfallende Rest- und Abfallstoffe zusätzlichen Verwertungen zugeführt werden. So können Pflanzenkohle und Pyrolyseöl als Basis anderer Produkte dienen, einer energetischen Verwertung zugeführt werden oder bei stabiler Einlagerung den Handel mit CO₂-Senzertifikaten ermöglichen. Durch diese zusätzlichen Vermarktungsoptionen kann die Wertschöpfung gesteigert werden.

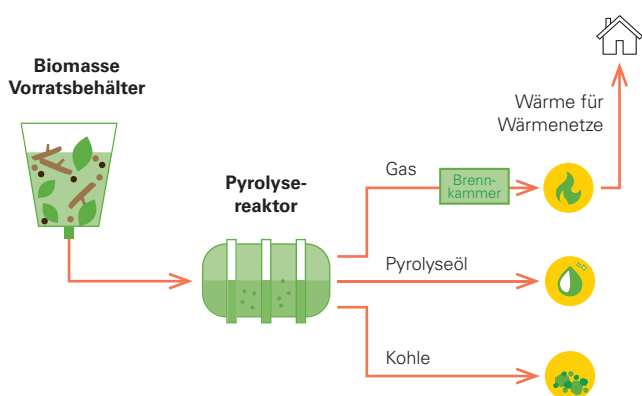


Abb. 4-2: Konzept Pyrolyse und ihre Produkte

Stand der Entwicklung

Pyrolysetechnik und Produkte: Die thermo-chemische Konversion von Biomasse in einer Pyrolyseanlage stellt neben der Verbrennung und der Vergasung ein weiteres Verfahren dar, mit dem die in der Biomasse gespeicherte Energie gewonnen und einer Nutzung zugeführt werden kann. Im Gegensatz zur Verbrennung von Biomasse findet der Pyrolyseprozess in einem sauerstofffreien Reaktor statt. Dies hat zur Folge, dass die in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffverbindungen nicht mit Sauerstoff zu CO₂ reagieren und mit dem Rauchgas aus dem Verbrennungsraum austreten, sondern in den drei Pyrolyseprodukten, Gas, Öl und Koks eingelagert werden. Die veränderlichen Anteile dieser drei Produkte lassen sich über die Pyrolysetemperatur (niedrig: < 500°C, mittel: 500–800°C, hoch > 800°C) und die Verweildauer im Reaktor steuern (1). Für eine Einbindung des Pyrolysereaktors in ein Nahwärmenetz wird eine möglichst hohe Gasausbeute angestrebt. Die Konversion von Biomasse in der Pyrolyse ist ein endothermer Prozess, dem zur Aufrechterhaltung kontinuierlich Energie von außen zugeführt werden muss. Hierfür kann z. B. das aus dem Reaktor ausgeleitete Pyrolysegas in einer nachgeschalteten Brennkammer mit Abwärmetauscher verwendet werden, oder der Reaktor wird mit elektrischer Energie aufgeheizt. Je

nachdem, welches Verfahren Verwendung findet (Abwärme oder elektrische Beheizung) können zwischen 30-100 % der Abwärme aus der Gasverbrennung zum Beheizen von Gebäuden (Nahwärmenetz) genutzt werden. Über Kraft-Wärme-Kopplung und Verbrennen des Pyrolysegases in einer angekoppelten Gasturbine kann auch Strom gewonnen werden. Als Wärmequelle schneidet die Pyrolyse im direkten Vergleich zu einem Biomassekessel aufgrund der benötigten Prozesswärme deutlich schlechter ab. Aber aus dem Pyrolyseprozess wird neben der Abwärme auch der Koks, die sog. Pflanzenkohle gewonnen. Sie stellt ein weiteres Produkt dar, für das in den letzten Jahren ein wachsendes Interesse von potenziellen Anwendern sowie von Seiten der Forschung zu verzeichnen ist (siehe unten). Auch das Pyrolyseöl stellt ein Produkt dar, für das es verschiedene Anwendungsbereiche gibt. So lässt es sich beispielsweise nach einer entsprechenden Aufbereitung in Dieselmotoren als Treibstoff oder in Heizölkesseln als Brennstoff nutzen (2). Die Nachteile liegen bei dieser Nutzung in der geringen Lagerstabilität und dem niedrigen Heizwert des Öls (16–19 MJ/kg), der etwas weniger als die Hälfte von fossilem Heizöl beträgt (2).

Verwendung von Pflanzenkohle: Das Verfahren der Verkohlung von Biomassen ist vermutlich so alt wie die Holzkohleherstellung in frühen Kohlemeilern. Im industriellen Maßstab wurde diese Technik aber bisher hauptsächlich dafür eingesetzt, problematische Biomassen und Abfälle thermo-chemisch für eine sichere Deponierung aufzubereiten bzw. am Ende möglichst wenig problematischen Feststoff übrig zu behalten. Haupteinsatzbereich in Deutschland war somit die Abfallwirtschaft. Mit dem Bekanntwerden von Terra-Preta Erden in den 1960er Jahren und deren wichtigem Bestandteil, der Pflanzenkohle, ist auch das Interesse am Pyrolyseverfahren zur Verkohlung von Biomasse stetig angestiegen. Pflanzenkohle hat sich aufgrund ihrer chemisch-physikalischen Eigenschaften als Bodenverbesserer einen Namen gemacht. Ein sprunghafter Anstieg von wissenschaftlichen Publikationen zu dem Thema sind ein deutliches Zeichen dafür (3, 4). Obwohl in zahlreichen Feld- und Laborversuchen der positive Effekt von Pflanzenkohlen auf Ertragshöhe und Pflanzengesundheit nachgewiesen werden konnte und im Querschnitt aller Studien eine Ertragssteigerung von +10 % erreicht wird, lässt sich derzeit keine allgemeingültige Empfehlung für das Ausbringen von Pflanzenkohle als Stimulator für Pflanzenwachstum aussprechen. (5, 6). Allerdings sind die Anwendungsbereiche für Pflanzenkohlen nicht



nur auf das Ausbringen im Boden beschränkt. Die „Non-Soil Applications“ für Pflanzenkohle reichen von der Futterzugabe und Stalleinstreu in der Nutztierhaltung über die Anwendung im Biogasfermenter bis hin zum Einsatzstoff in der Bauindustrie (Zementprodukte, Asphalt, Bioverbundwerkstoffe, Energiespeicher) (7, 8, 9, 10, 11). Durch Wasserdampfaktivierung lässt sich aus geeigneten Pflanzenkohlen die zu besonders hohen Preisen gehandelte Aktivkohle für Filteranwendungen herstellen. Weiterhin gilt es mittlerweile als anerkannt, dass im Pyrolyseverfahren hergestellte Pflanzenkohlen einen Kohlenstoffspeicher darstellen, der den zuvor in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoff stabil fixiert. Studien hierzu gehen davon aus, dass von einer stabilen Einlagerung von mehreren 100 bis mehreren 1000 Jahren ausgegangen werden kann (12, 13). Je nach Pyrolyseverfahren in Bezug auf Temperatur und Verweildauer bindet Pflanzenkohle das 3-fache ihres Eigengewichtes an CO_2 . Durch die Karbonisierung von 3 t Biomasse (TM) lässt sich 1 t Pflanzenkohle gewinnen und 3 t CO_2 -Äquivalente an Kohlenstoff dauerhaft fixieren.

Rechtliche Situation

Pyrolyseanlagen sind genehmigungspflichtige Energieerzeugungsanlagen, die eine Betriebserlaubnis nach dem BImSchG benötigen. Für die nachgeschaltete Verbrennung des Pyrolysegases zur Wärme-/Stromerzeugung greift die TA-Luft.

Für die erzeugten Pflanzenkohlen ist es in jedem Fall sinnvoll, eine entsprechende Zertifizierung, z. B. EBC (European Biochar Certificate) anzustreben. Für die Zertifizierung werden u. a. die Ausgangsbiomasse, der Kohlenstoffgehalt, der Aschegehalt und Schadstoffgehalte in der Kohle bestimmt. Ihren Werten entsprechend kann die Kohle dann z. B. als Futterkohle oder für Boden Anwendungen vermarktet werden. Nach der neuen EU-Düngeverordnung ist zertifizierte Pflanzenkohle als Bodenhilfsstoff für landwirtschaftliche Betriebe zugelassen. Für Deutschland gilt dies bisher nur für Betriebe im biologischen Landbau, von einer allgemeinen Übernahme in die deutsche Düngeverordnung (DüV¹³) kann aber ausgegangen werden.

Wirtschaftlichkeit

Pyrolyseanlagen lassen sich als reine Wärmeerzeuger nicht wirtschaftlich betreiben, da der endotherme Prozess zu viel Eigenenergie benötigt. Ziel des Betriebes einer Pyrolyseanlage muss es also immer sein, mit der Pflanzenkohle, und ggf. mit dem Pyrolyseöl weitere Produkte zu generieren, deren Verkauf den Betrieb rentabel machen. Neben dem Verkaufserlös der Produkte (vorrangig der Kohle) ist das Substrat (Waldholz = teuer, Abfallstoffe = billig/umsonst) ein entscheidender Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb. Tendenziell kann aber davon ausgegangen werden, dass mit Pflanzenkohle aus Waldrestholz (mit geringem Rindenanteil) relativ hohe Preise und mit Pflanzenkohle aus Abfallstoffen geringe Preise erzielt werden können.

Betriebliche Umsetzung

Pyrolyseanlagen können, je nach Größe und Anlagentyp als ergänzender oder als alleiniger Wärmeerzeuger für ein bestehendes oder geplantes Nahwärmenetz eingesetzt werden. Beim Einsatz als alleinigem Wärmeerzeuger ist ein zusätzlicher Spitzenlastkessel erforderlich (Grundlastauslegung der Pyrolyse). Um die Pyrolyseanlage ganzjährig gut auslasten zu können, kann in den Sommermonaten die Trocknung von feuchten Biomassen eine Option sein. Weiterhin müssen für die produzierte Pflanzenkohle Vermarktungswege gefunden werden, da diese Einnahmen zur Wirtschaftlichkeit der Anlage maßgeblich beitragen. Auch die längerfristige Verfügbarkeit von Biomassen und deren Herkunft muss im Vorwege abgeklärt sein.

Ökologie

Die Energiegewinnung mittels Pyrolyse aus Biomasse hat gegenüber der Verbrennung einen entscheidenden Vorteil, da ein erheblicher Teil des in der Biomasse gespeicherten Kohlenstoffs in den erzeugten Pflanzenkohlen stabil fixiert wird und nicht, wie bei der Verbrennung wieder als CO_2 in die Atmosphäre gelangt. Pyrolyse ist also eine sog. Negativ-Emissionstechnologie. Solange die Pflanzenkohlen nicht zur Energiegewinnung verbrannt werden und eine Anwendung mit

¹³ Düngeverordnung vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S. 1305), die zuletzt durch Artikel 97 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist

stabiler Einlagerung nachgewiesen werden kann, können mit diesen Kohlen über CO₂-Senkenzertifikate auch zusätzliche Einnahmen generiert werden, die z. B. die Verwendung von nicht-holzigen Biomassen attraktiver machen können.

Praxisbeispiele

Firma Sonnenerde aus Riedlingsdorf (Österreich)



Seit 22 Jahren verarbeitet die Firma Sonnenerde Kompost und erzeugt daraus Spezialerden. Im Jahr 2011 kam eine Pyrolyseanlage der Firma Pyreg (P500) zur Produktion von Pflanzenkohle hinzu, was die Firma zu einem Pionier auf diesem Markt machte. Mit der Pflanzenkohle, zunächst aus holzigem Grünschnitt, heute u.a. aus Getreidespelzen, Sonnenblumenschalen und Fruchtschlamm erzeugt, werden hier die besonders hochwertigen Terra-Preta Erden hergestellt und mit Nährstoffen angereichert. Die Pflanzenkohleprodukte der Firma Sonnenerde sind EBC-Zertifiziert und für Bodenanwendungen zugelassen (Bodenhilfsstoff). Die Abwärme aus der Pyrolyseanlage wird vor Ort in ein kleines Nahwärmenetz zur Gebäudebeheizung eingespeist.

Da die Firma in den letzten Jahren ihren Absatzmarkt vergrößern konnte, ist derzeit eine deutlich Erweiterung der Produktionskapazität der Pyrolyseanlage in der Planung.



<https://www.sonnenerde.at/>

IWB Basel (Schweiz)



Die IWB (Industriewerke Basel) sind ein Versorgungsunternehmen (Energie, Wasser, Transport, Kommunikation) aus der Schweiz.

Im Sommer 2020 wurde mit dem Bau einer Pyrolyseanlage (Pyreg PX1500) auf dem Betriebsgelände der IWB begonnen, die dann im Frühjahr 2021 in Betrieb ging und seitdem eine Jahresproduktion von 1,5 GWh an Wärme in das Fernwärmenetz der IWB einspeist und 550 Tonnen Pflanzenkohle produziert. Mit der Wärmemenge können rechnerisch 170 Haushalte versorgt werden. Als Ausgangsmaterial wird Landschaftspflegeholz verwendet, welches vorher ungenutzt war. Pro kg eingesetztem Holz werden laut IWB 1 kWh Fernwärme erzeugt und 0,5 kg CO₂-Äquivalente erzeugt und stabil in landwirtschaftlich genutzten Böden eingebracht.



<https://www.iwb.ch/Fuer-Zuhause.html>



Quellen

1. Gerdes, C. Dissertation: *Pyrolyse von Biomasse-Abfall: Thermochemische Konversion mit dem Hamburger-Wirbelschichtverfahren*, 2021 Hamburg.
2. Meier, D., J. Welling, B. Wosnitza, H. Hofbauer. *Pyrolyse*, 2009. In: Kaltschmitt M., Hartmann H., Hofbauer H. (eds) *Energie aus Biomasse*. Springer, Berlin, Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-85095-3>
3. Li, D., Zhao, R., Peng, X., Ma Z. et al. *Biochar-related studies from 1999 to 2018: a bibliometrics-based review*, 2020. *Environ Sci Pollut Res* 27, 2898–2908 (2020).
4. Wu, P. et al. *A scientometric review of biochar research in the past 20 years (1998–2018)*, 2019. *Biochar* 1, 23–43 (2019). Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1007/s42773-019-00002-9>
5. Jeffery, S., F.G.A. Verheijen, M. van der Velde, A.C. Bastos. *A quantitative review of the effects of biochar application to soils on crop productivity using meta-analysis*, 2011. *Agriculture, Ecosystems & Environment* Volume 144, Issue 1, November 2011, S. 175-187
6. Verheijen, F., S. Jeffery, A.C. Bastos, M. van der Velde, I. Diafas. *Biochar Application to Soils. A Critical Scientific Review of Effects on Soil Properties, Processes and Functions*, [online] 2010. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability. Verfügbar unter: https://esdac.jrc.ec.europa.eu/ESDB_Archive/eusoils_docs/other/EUR24099.pdf
7. Bartoli, A., M. Giorcelli, P. Jagdale, M. Rovere, A. Tagliaferro. *A Review of Non-Soil Biochar Applications*, 2020. In: *Materials*, 13(2), S. 261.
8. Chen, W., J. Meng, X. Han, Y. Lan, W. Zhang. *Past, present, and future of biochar*, 2019. *Biochar* (2019) 1:75–87.
9. Sakhiya, A.K., A. Anand, P. Kaushal. *Production, activation, and applications of biochar in recent times*, 2020. *Biochar* (2020) 2:253–285.
10. Dahal, R.J. et al. *Biochar as a filler in glassfiber reinforced composites: Experimental study of thermal and mechanical properties*, 2019. *Composites Part B: Engineering* Volume 175, 15 October 2019, 107169.
11. Oisik, D., Ajit K. Sarmah, D. Bhattacharyya. *A sustainable and resilient approach through biochar addition in wood polymer composites*, 2015. *Science of the Total Environment*. Volume 512–513, 2015, S.326-336.
12. Werner, C., H-P. Schmidt, D. Gerten, W. Lucht, C. Kammann. *Biogeochemical potential of biomass pyrolysis systems for limiting global warming to 1.5 °C*, 2018. *Environmental Research Letters* 13 (2018) 044036.
13. Lehmann, J. und S. Joseph (Eds.). *Stability of Biochar in the Soil*, 2009. In: *Biochar for Environmental Management – Science and Technology Earthscan publishing for a sustainable future*, London (GB), Sterling VA (USA), S.182-195.

5 Zukünftige Stromvermarktung

Die Stromvermarktung über das Marktprämienmodell oder die Einspeisevergütung wird zunehmend an Bedeutung verlieren, da die Biogasanlagen nach und nach die ersten 20 Jahre Förderzeitraum erreichen. Über das EEG gibt es die Option über das Ausschreibungsmodell eine Förderung für weitere 10 Jahre zu erhalten, aber auch die direkte Belieferung von Kunden über eine eigene Stromleitung, die regionale Vermarktung oder die Nutzung des KWK-Gesetzes bieten Vermarktungsoptionen.



5.1 Weitere 10 Jahre EEG-Vergütung durch das Ausschreibungsmodell

Warum ist das Ausschreibungsmodell interessant?

Betreiber von Biogasanlagen können eine 10-jährige Förderung im Anschluss an ihre 20-jährige EEG-Vergütung erhalten. Das sogenannte Ausschreibungsmodell kann abhängig der Rahmenbedingungen eine Möglichkeit darstellen, die Anlagen weiterhin wirtschaftlich zu betreiben.

Stand der Entwicklung

Anstelle von festen Vergütungssätzen wird die Höhe der 10-jährigen Anschlussförderung über Ausschreibungen bestimmt. Dabei wird für ein eigenes Gebot in Form von Menge in kW und Preis in ct/kWh der entsprechende Vergütungssatz bezahlt, sofern ein Zuschlag erhalten wurde. Erfahrungen von insgesamt sieben Biomasseausschreibungen zeigen, dass in den Jahren 2017 bis 2021 vergleichsweise wenig Betreiber von Bestandsanlagen auf das Ausschreibungsmodell umgestiegen sind. Zudem waren alle Ausschreibungen unterzeichnet, es wurden im Durchschnitt nur 33 % der Ausschreibungsmenge bedient. Ursächlich für die Unterzeichnungen könnten sein, dass für viele Anlagenbetreiber das Auslaufen der EEG-Vergütung noch weit entfernt ist, aber auch die formellen Anforderungen für eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen stellen eine Hürde dar. In den vergangenen Ausschreibungsrunden wurden durchschnittlich 19% der eingegangenen Gebote wegen Formfehlern nicht berücksichtigt (1). Der zulässige Höchstgebotswert für Bestandsanlagen liegt nach EEG 2021 bei 18,40 ct pro kWh Strom mit einer jährlichen Degression von 1 % ab Januar 2022 (§ 39g Abs. 5 Nr. 3 EEG) und damit im Vergleich zum EEG 2017 um etwa 2 ct/kWh höher.

Rechtliche Situation

Nach aktuellem Stand werden zweimal jährlich Ausschreibungsrunden für Biomasse durchgeführt. Das Ausschreibungsvolumen ist mit 600 MW_{el} festgelegt, wobei zusätzlich die Leistung ausgeschrieben wird, die im Vorjahr nicht bezuschlagt wurde (§ 28b Abs. 1 EEG). Bei einer Unterzeichnung, also wenn die abgegebenen Gebote geringer sind als die ausgeschriebenen 600 MW, greift die sogenannte endogene Mengensteuerung nach § 39d Abs. 3 EEG 2021. In diesem Fall werden die teuersten 20 % aus dem Gebotsverfahren ausgeschlossen. Zusätzlich wurden im EEG 2021 die sogenannten Südquoten eingeführt. Danach werden bei den Ausschreibungen für Biomasse die Hälfte der Zuschläge gesichert an Anlagenbetreiber aus der Südregion vergeben (§ 39d EEG). Welche Landkreise darunterfallen, kann in Anlage 5 zu § 3 Nr. 43c EEG nachgelesen werden. Derzeit ist noch nicht abzusehen, welchen Einfluss die endogene Mengensteuerung und die Einführung der Südquoten auf eine erfolgreiche Teilnahme haben.

Eine Teilnahme an der Ausschreibung ist frühestens acht Jahre vor dem Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung möglich. Nach dem Erhalt eines Zuschlags muss innerhalb von drei Jahren in den Betrieb gemäß den Ausschreibungsregularien gewechselt werden (§ 39g Abs. 1,2 EEG). Ein Wechsel bedeutet für den Betreiber, dass die Anlage zukünftig nach den Anforderungen des EEG 2021 betrieben werden muss. Darunter zählen zum einen die Bestimmungen nach § 39i Abs. 1 EEG, nach denen der eingesetzte Maisanteil als Substrat maximal 40 % betragen darf. Weiterhin muss sichergestellt werden, dass die Gärreste



mindestens 150 Tage in einem gasdichten Behälter gelagert werden können (§ 9 Abs. 5 EEG). Weitere Anforderungen sind beispielsweise das Verbot einer Eigenstromnutzung, die in Kombination mit anderen Geschäftsmodellen ein Problem darstellen kann. Außerdem werden Anforderungen an eine flexible Anlagenleistung gestellt, indem nur 45 % der gesamt installierten BHKW-Leistung vergütet werden (§ 39i Abs. 2 Nr. 1 EEG). Dieses Kriterium wird für einen wirtschaftlichen Betrieb in der Regel über eine Investition in weitere BHKWs erfüllt.

Exkurs: Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag

Während ursprünglich Biogasanlagen für den Grundlastbetrieb vorgesehen waren, wird mittlerweile die Fähigkeit, bedarfsgerecht Strom zu produzieren und damit der Volatilität anderer Technologien der erneuerbaren Energien entgegenzuwirken als wichtiger Bestandteil für das Energiesystem gesehen (2). So ist es erstrebenswert, die BHKWs derart zu steuern, dass sie in Zeiten, in denen wenig anderer EE-Strom erzeugt wird, mehr Leistung in das Netz bringen und umgekehrt die Produktion einstellen, wenn viel Strom erzeugt wird. Dies kann ermöglicht werden, indem man die Laufzeit des vorhandenen BHKW reduziert (passive Flexibilisierung) oder die gesamt installierte Leistung erhöht und entsprechend in Zeiträumen mit hohen Strompreisen mehr Strom einspeist, als bisher mit nur einem BHKW möglich war (2). In beiden Fällen sind für Bestandsanlagen dabei Änderungen zu treffen, die neben dem BHKW auch das Fütterungsmanagement des Fermenters, den Gas- und Wärmespeicher sowie die zugehörige Peripherie umfassen.

Eine weit verbreitete Form der Flexibilisierung ist die sogenannte „doppelte Überbauung“. Dabei werden 100 % der BHKW-Leistung zugebaut, also ein zweites BHKW derselben Größe installiert. Somit kann in der Hälfte der Zeit dieselbe jährliche Stromproduktion erfolgen. Nach dem Ausschreibungsmodell des EEG 2021 in dem nur noch 45 % der Leistung förderbar sind, müssen heute entsprechend ca. 120 % BHKW-Leistung zugebaut werden. Ein solches Vorhaben lässt sich in der Regel nahezu vollständig über die Förderinstrumente finanzieren (3). Durch die Förderung wird auch eine stärkere Überbauung finanzierbar, weshalb es sich lohnen kann, konsequent zu flexibilisieren¹⁴. Die vorhandenen BHKWs laufen dann wesentlich weniger, was ihre gesamte Lebensdauer erhöht und die erforderlichen Neuinvestitionen besser streut (3).

Der Grad der Überbauung entscheidet außerdem darüber, wie hoch die Mehrerlöse sind, die an der Strombörse erzielt werden können, da in Zeiten von geringer Stromproduktion durch Windkraft und Photovoltaik die Preise entsprechend höher sind. Damit könnten sich ab Ende der 2020er Jahre die Mehrerlöse durch konsequente Flexibilisierung im Vergleich zur „normalen Flexibilisierung“ in etwa verdoppeln (3). Nach Daniel-Gromke et al. (2) sind die Zusatzlöhne an der Börse heute allerdings noch nicht gewinnentscheidend, der Wirkungsgradgewinn moderner BHKW mit höherer Leistung hat einen größeren Einfluss auf die Erlösstruktur, positiv wirken sich auch die niedrigeren spezifischen Kosten für größere BHKWs aus.



¹⁴ Ein Zubau von mehr als 200 % bis 375 % der vorhandenen BHKW-Leistung wird in Fachkreisen als konsequente Flexibilisierung bezeichnet (3).



Anlagen, die noch nicht an der Ausschreibung teilgenommen haben, können über die Flexibilitätsprämie (Flexprämie) gefördert werden. Pro überbautem kW_{el} wird nach § 50b EEG ab einem Zubau von mindestens 20 % bis zu einer doppelten Überbauung (entspricht einem 100-prozentigem Leistungszubau) jährlich eine Prämie in Höhe von 130 € pro kW zusätzlich installierter Leistung gewährt. Weiter werden 65 € pro Kilowatt für jedes kW ausbezahlt, das zusätzlich zur doppelten Überbauung installiert wurde (Anlage 3 zu § 50b EEG). Je nachdem welche der folgenden zwei Bedingungen eher eintritt, endet die Zahlung der Flexprämie nach 10 Jahren oder zum Ende der 20-jährigen EEG-Vergütung des EEG-Standortes, für den die Flexibilisierung erfolgte.

Anlagen, die nach dem Ausschreibungsmodell vergütet werden, erhalten für den flexiblen Betrieb für den 10-jährigen Förderzeitraum den sogenannten Flexibilitätszuschlag (Flex-Zuschlag) in Höhe von jährlich 65 €/kW pro installierter Leistung (§ 50a Abs. 1 EEG). Der Anteil an Leistung, der bereits vollständig über die Flexibilitätsprämie gefördert wurde, ist dabei auf 50€/kW reduziert (§ 50a Abs. 1 S.2 EEG 2021).

In beiden Fällen wurden mit dem EEG 2021 zusätzliche Qualitätsanforderungen an die flexiblen BHKWs eingeführt. Nach § 50a, b Abs. 3 EEG müssen die Anlagen an mindestens 4.000 Viertelstunden im Jahr eine Strommenge erzeugen, die mindestens 85 % ihrer installierten Leistung entspricht, um für Flexibilitätsprämie oder -zuschlag zugelassen zu werden.

Eine konsequente Flexibilisierung ist derzeit nur rentabel, wenn mit einer möglichst vollständigen Förderung der Zusatzinvestitionen (d. h. Erhalt von mindestens 8 Jahren Flexprämie und 10 Jahren Flexzuschlag) geplant werden kann, um die Investitionen zu tragen (4). Sollte es Anlagenbetreibern möglich sein, beide Förderinstrumente in Anspruch zu nehmen, entstehen die größten wirtschaftlichen Vorteile bei einer frühen, konsequenten Flexibilisierung (2).

Wirtschaftlichkeit

Es lohnt sich für Anlagenbetreiber, sich frühzeitig mit dem Thema der Ausschreibung zu befassen und Überlegungen anzustellen, unter welchen Rahmenbedingungen ein zukünftiger Betrieb wirtschaftlich tragbar wäre. Die neuen Rahmenbedingungen des EEG 2021 sind für die Gebotshöhe von besonderem Wert. Derzeit ist noch nicht abzusehen, welchen Einfluss die endogene Mengensteuerung und die Einführung der Südquoten auf eine erfolgreiche Teilnahme haben. In jedem Fall entstehen aber größere Unsicherheiten, ob man einen Zuschlag erhält, so dass die eigenen Preisstrukturen noch wichtiger werden. Dabei ist zu beachten, welchen Einfluss die Anforderungen bezüglich des Substrateinsatzes und der Flexibilisierung, insbesondere bei Wegfall des Flexibilitätszuschlags, haben. Dem gegenüber stehen die neuen maximalen Gebotswerte durch das EEG 2021, die im Vergleich zum EEG 2017 um etwa 2 ct/kWh höher liegen.

Die nachfolgende Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) untersucht zwei Szenarien für eine typische 500 kW Biogasanlage mit einem 610 kW Flex-BHKW. Die Biogasanlage ist im Jahr 2010 in Betrieb gegangen und die Flexibilisierung erfolgte im Jahr 2022, somit kann noch ein Teil der Flexibilisierungskosten über die Flexprämie finanziert werden. Die Wärmevermarktung im BED ist dabei konstant mit 8,5 ct/kWh angesetzt. Im Szenario B erfolgt der Zuschlag in der Biomasseausschreibung fünf Jahre später als im Szenario A, was eine geringere Stromvergütung zur Folge hat. Beim Szenario B wird zudem die Auswirkung von 5 % höheren Biogastgestehungskosten durch allgemeine Preissteigerungen aufgezeigt. In beiden Fällen wird ein um 25 % reduzierter Zuschlagspreis im Vergleich zum maximal zulässigen Höchstpreis angenommen, um auf die endogene Mengensteuerung zu reagieren. Ob dieser Sicherheitsaufschlag für eine erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung ausreichend ist, kann an dieser Stelle nicht bewertet werden.

Tabelle 5-1: GuV – Wirtschaftlichkeitsberechnung von zwei Szenarien im Ausschreibungsmodell

Annahmen			
Bezuschlagungsjahr A	2025	Szenario A	
Bezuschlagungsjahr B	2030	Szenario B	
Installierte Leistung	1.110	kW	entspricht 500 kW Bemessungsleistung bei 120 % Zubau.
Volllaststunden	3.942	Stunden	
BHKW-Wirkungsgrad elektrisch	40,0 %		
BHKW-Wirkungsgrad thermisch	46,0 %		
Anteil der BHKW-Abwärme die verkauft wird	45%		Versorgung eines Nahwärmenetzes mit überwiegend Wohnhäusern als Abnehmer, somit im Sommer nur geringer Wärmeabsatz
Zuschlagspreis A	13,26	ct/kWh	
Zuschlagspreis B	12,61	ct/kWh	Zuschlag 25 % unter Höchstpreis (wegen der endogenen Mengensteuerung)
Durchschnittlicher Mehrerlös durch flexible Fahrweise	0,50	ct/kWhel	
Wärmeverkaufspreis	8,5	ct/kWh	
Vollkosten der Biogaserzeugung Szenario A	5,5	ct/kWh Rohgas	
Vollkosten der Biogaserzeugung Szenario B	5,8	ct/kWh Rohgas	Allgemeine Preissteigerung von 5 % (Substratkosten, Hilfsstoffe, Lohnkosten etc.).
Spez. BHKW-Kosten A	2,44	ct/kWhel	Enthält Kosten für Investition, Wartung, Reparatur und Hilfsstoffe
Spez. BHKW-Kosten B	2,11	ct/kWhel	In Szenario B ist bereits mehr über die Flexprämie finanziert
Jahresproduktion Strom	4.380.000	kWh	
Jährlich verkaufte Wärmemenge	1.971.000	kWh	
Produktion Rohbiogas	10.950.000	kWh	
Kosten	Szenario A	Szenario B	
Rohbiogaskosten A	602.000 €	635.000 €	
Kosten BHKW	99.500 €	92.500 €	
Gesamtkosten	701.500 €	727.500 €	
Erlöse	Szenario A	Szenario B	
Stromerlöse ohne Mehrerlöse an der Börse	580.500 €	552.000 €	
Flexzuschlag	35.500 €	30.500 €	Durch den späteren Eintritt in die Ausschreibung ist für Szenario B schon mehr flexible Leistung über die Flexprämie gefördert.
Wärmeerlöse	167.500 €	167.500 €	
Mehrerlös durch flexible Fahrweise im Jahr	22.000 €	22.000 €	
Gesamterlöse	805.500 €	772.000 €	
Ergebnis			
Gewinn	104.000 €	44.500 €	

Es zeigt sich deutlich, dass bereits geringe Änderungen in den Rohbiogaskosten und den Gebotspreisen die Wirtschaftlichkeit der Anlage stark herabsetzen. Eine genaue Kenntnis über die Kostenstrukturen der eigenen Anlage sind also von großer Bedeutung für eine erfolgreiche Teilnahme an der Biomasseausschreibung. Auch sollte eine frühere Teilnahme an der Ausschreibung in Erwägung gezogen werden, um bessere Fördersätze erhalten zu können.

Betriebliche Umsetzung

Die Gebote für die Folgeausschreibungen können bis zu dem Tag der Ausschreibung abgegeben werden. Um zu verhindern, dass man aus formellen Gründen von der Gebotsrunde ausgeschlossen wird, sollte man sich intensiv beraten lassen. Zum Beispiel sind folgende Aspekte zur richtigen Abgabe der Gebote zu beachten:

- Alle Formulare sind am Computer auszufüllen – handschriftlich ausgefüllte werden nicht angenommen.
- Die Gebotsmenge ist in kW ohne Nachkommastelle anzugeben, der Gebotswert in Cent mit zwei Nachkommastellen.
- Neben den typischen Kontaktdaten sind außerdem Informationen zum zuständigen Übertragungsnetzbetreiber sowie zu Standort, Bundesland, Landkreis, Gemeinde, Gemarkung und Flurstück der Anlage zu übermitteln.

Weiter ist im Vorfeld eine finanzielle Sicherheit zu leisten, die mögliche Strafzahlungen bei Nichtrealisierungen decken sollen. Diese beträgt 60 € pro installierter Leistung in kW (1).

Ökologie

Der Erhalt von möglichst vielen Bestandsanlagen ist dann ökologisch wünschenswert, wenn die Biogasanlage zum Klimaschutz und am besten auch zur Artenvielfalt beiträgt. Ein hoher Beitrag zum Klimaschutz ist dann gegeben, wenn Reststoffe wie Gülle oder ökologisch wertvolle Substrate (z. B. mehrjährige Blühwiesen) als Substrate eingesetzt werden. Dabei ist hervorzuheben, dass dies stets unter einem Nachhaltigkeitsgedanken geschehen sollte, um tatsächlich einen positiven Einfluss auf die Ökologie zu besitzen (5). Allerdings gibt es hierzu meist nur wenig Spielraum, da durch das Ausschreibungsmodell ein deutlicher Preisdruck vorhanden ist, möglichst günstig Rohbiogas und daraus wiederum Strom zu erzeugen.

Quellen

1. Bundesnetzagentur *Ausschreibungen für Biomasse-Anlagen* [online], 2021. [Zugriff am: 10. Juni 2020]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/start.html
2. Daniel-Gromke, J. P. Kornatz, M. Dotzauer, M. Stur, V. Denysenko, M. Stelzer, H. Hahn, B. Krautkremer, H. von Bredow, K. Antonow. *Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)*, 2019. Verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf
3. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). *Leitfaden Flexibilisierung von Biogasanlagen* [online]. 2018. Verfügbar unter: https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf
4. Von Bredow, H., V. Widmann. *Rechtsgutachterliche Stellungnahme. Zur Begrenzung des Anspruchs auf Flexibilitätszuschlag in § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021*. [online], 2021. Verfügbar unter: https://kwk-flexperthen.net/content/form/1614679558_Rechtsgutachterliche-Stellungnahme-zu-§-50a-EEG-2021.pdf
5. DIHK, FvB (Hrsg.). *Leitfaden Ausschreibungen für Biomasseanlagen* [online], 2017. Verfügbar unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/2990/8739dff4a5343b2b223789c9ccc4817a/leitfaden-ausschreibung-biomasseanlagen-data.pdf>



5.2 Belieferung ortsnahe Dritter durch eine eigene Stromleitung

Warum ist die Belieferung ortsnahe Dritter durch eine eigene Stromleitung interessant?

Während der 10-jährigen Förderungen nach dem Ausschreibungsmodell kann über den direkten Stromverkauf an einen nahegelegenen Betrieb ein Zusatzerlös erzielt werden (1). Durch vermiedene Netzentgelte und Stromsteuern kann dies für beide Seite profitabel sein. Da der Strom dabei in unmittelbarer Nähe produziert und genutzt wird, kann die Zahlungsbereitschaft des Kunden durch Herkunftsnachweise zusätzlich erhöht werden (2) und es zu Akzeptanz- sowie Imagesteigerungen vor Ort kommen.

Stand der Entwicklung

In Deutschland sind Direktlieferungen von Strom zurzeit noch kein weit verbreitetes Modell, gewinnen aber mehr an Relevanz und werden insbesondere für post-EEG-Anlagen intensiv diskutiert. Nach der derzeitigen Rechtslage ist das Konzept grundsätzlich umsetzbar, die Entwicklungen bezüglich der netzbedingten Kosten können sich allerdings zukünftig ändern. Das Potenzial von Photovoltaik und Windkraft wird laut einer Dena-Studie von potenziellen Stromnachfragern als höher eingestuft, für 20% der Befragten wird aber auch Biogas als relevante Technologie angesehen (3).

Rechtliche Situation

Grundsätzlich ist nach § 21b Abs. 4 EEG 2017 trotz Vergütung nach dem Ausschreibungsmodell die Weitergabe von produziertem Strom an einen Dritten anteilig möglich, sofern dieser sich in unmittelbarer räumlicher Nähe befindet und der Strom nicht durch ein öffentliches Netz durchgeleitet wird, also eine eigens dafür gelegte Direktleitung genutzt wird. Aufgrund des Eigenversorgungsverbotes bei Förderung nach dem Ausschreibungsmodell (§ 27a EEG) muss sichergestellt sein, dass der Empfänger des Stroms nicht der Betreiber der Erzeugungsanlage selbst ist, da sonst der Vergütungsanspruch ersatzlos für das gesamte Kalenderjahr entfällt (vgl. § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG). Über den Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe gibt es verschiedene Auffassungen. Solange die Möglichkeit besteht, eine Direktleitung zum Abnehmer zu legen, kann diese in der Regel als gegeben vorausgesetzt werden (4). Nach § 12b Abs. 5 StromStV¹⁵ ist der Begriff „räumlicher Zusammenhang“ mit 4,5 Kilometern um die Erzeugungseinheit festgelegt.

Rein rechtlich wird bei einer Stromlieferung durch eine private Leitung der Anlagenbetreiber zu einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) nach § 3 Nr. 20 EEG 2017, zu einem Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes und zu einem Versorger im Sinne des Stromsteuerrechts. Es empfiehlt sich, einen Direktvermarkter zu wählen, der die damit einhergehenden Pflichten erfüllen kann. Dabei ist zu beachten, dass eine der Pflichten eines EltVU darin besteht, für den gelieferten Strom die entsprechende EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber abzuführen. Trotz der direkten Durchleitung ist diese also auf den Strompreis des Kunden aufzuschlagen. Andere Strompreisbestandteile wie Netzentgelte, KWK-Umlage, Offshore- und StromNEV-Umlage können allerdings vermieden werden. Kreuzt die Leitung weiterhin keine öffentlichen Wege, muss in der Regel auch keine Konzessionsabgabe entrichtet werden. Für Anlagen, deren Nennleistung kleiner oder gleich 2 MW beträgt, ist außerdem eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG vorgesehen. Zu beachten hierbei ist die Definition des Anlagenbegriffes. Wenn mehrere BHKWs in räumlicher Nähe zueinanderstehen, die insgesamt über 2 MW installierte Leistung besitzen, kann laut Generalzolldirektion keine Steuerbefreiung geltend gemacht werden (vgl. (4)).

Wird Strom aus erneuerbaren Energien abseits der EEG-Förderung verkauft, fällt dieser laut Gesetz unter die sonstige Direktvermarktung und seine Grünstromeigenschaft bleibt erhalten. Die Grünstromeigenschaft wird durch die Ausgabe von Herkunftsnachweisen bestätigt (vgl. § 79 Abs. 1 EEG). Diese Herkunftsnachweise werden auch als Grünstromzertifikate bezeichnet und können an Stromkunden weitergegeben werden (2). Damit kann nachgewiesen werden, dass der Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde, was eine höhere Preisbereitschaft der Kunden zur Folge hat (2).

¹⁵ Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 11. August 2021 (BGBl. I S. 3602) geändert worden ist



Wirtschaftlichkeit

Die Belieferung ortsnaher Dritte empfiehlt sich nur als ergänzendes Geschäftsmodell. Die Grundfinanzierung des wirtschaftlichen Betriebes der Biogasanlage muss bspw. über eine EEG-Einspeisevergütung und die Wärmevermarktung erfolgen. Hierdurch werden die Fixkosten der Biogasanlage getragen und eine zusätzliche Stromerzeugung kann selbst dann noch wirtschaftlich sein, wenn der Anlagenbetreiber für diese Zusatzerzeugung nur maximal 12 ct/kWh erhält. Für den Stromabnehmer ergäbe sich durch die weiteren Kosten der Direktversorgung ein Gesamtpreis von mindestens 20 ct/kWh.

Inwiefern ein solches Modell wirtschaftlich sein kann, ist sehr stark von der Situation vor Ort abhängig. Es muss ein Abnehmer gefunden werden, der sich zu langfristigen Lieferverträgen bereit erklärt und durch seinen Standort das Kriterium des räumlichen Zusammenhangs erfüllt. Bezogen auf die preisliche Ausgestaltung ist eine Orientierung an den

derzeitigen durchschnittlichen Industriestrompreisen hilfreich. Diese werden beispielsweise regelmäßig durch den Bundesverband Energie- und Wasserwirtschaft veröffentlicht (5). Es ist zu beachten, dass teilweise große regionale Unterschiede in den Strompreisen herrschen, weshalb auch hier die räumliche Lage für die Wirtschaftlichkeit eine große Rolle spielt.

Für eine überschlägige Betrachtung werden die durchschnittlichen Industriestrompreise aus dem Jahr 2021 mit den Kosten verglichen, die der Betreiber einer Biogasanlage für den zusätzlich produzierten Strom tragen muss. Als Berechnungsbeispiel dient eine Biogasanlage mit 500 kW Bemessungsleistung und 500 kW Zubau im Zuge der Flexibilisierung. Es wird angenommen, dass die Anlage innerhalb der 10-jährigen Folgeförderung kostendeckend betrieben werden kann. Die Berechnung der auftretenden Zusatzkosten für eine Direktlieferung an einen naheliegenden Betrieb sind nachfolgend dargestellt:

Tabelle 5-2: Zusatzkosten einer Stromdirektlieferung an einen naheliegenden Betrieb

Rahmenbedingungen			
Installierte BHKW-Leistung	1.000	kW	
Direkt gelieferte Strommenge	1.180	MWh/a	100 kW Grundlast für 8.200 h/a; 150 kW Spitzenlast für 2.400 h/a
Kosten zus. BHKW-Betrieb			
Spez. Gesamtkosten BHKW	31,55 €	pro h Volllast	Aus KTBL-Biogasrechner
Volllaststunden zus. Erzeugung	1.180	Stunden	
Spez. Mehrkosten BHKW	3,16	ct pro kWh	
Kosten zus. Substrateinsatz			
Mehrkosten Substrat	84.500		Typ. Substratmix, marktübliche Preise
Spez. zus. Substratkosten	7,16	ct pro kWh	
Kosten Stromleitung			
Länge Stromleitung	2.000	Meter	
Spez. Leitungskosten	40	€/m	Eigene Annahme
Annuität Stromleitung	10.400 €		5 % Zins, 10 Jahre Finanzierungszeitraum
Spez. Kosten Stromleitung	0,88	ct pro kWh	
Weitere Kosten			
EEG-Umlage	6,50	ct pro kWh	
Vertriebsprämie Direktvermarkter	1,00	ct pro kWh	
Kosten zus. Erzeugung gesamt	18,70	ct pro kWh	

Die Kosten summieren sich auf 18,70 ct/kWh. Werden noch 8 % für Marge und Risikopuffer aufgeschlagen, müsste der Strom für 20,19 ct/kWh verkauft werden. Dieser Preis übersteigt den durchschnittlichen Industriestrompreis von 2021 um ca. 6%. Allerdings sind laut DIHK viele Unternehmen dazu bereit, für nachweislich regionalen Grünstrom einen höheren Preis zu zahlen. Die akzeptierten Mehrkosten beziffern sich dabei auf

etwa 2–6 % des derzeitigen Strompreises (6). Ist der Abnehmer im obigen Beispiel bereit rund 6 % mehr für die Grünstromerzeugung zu bezahlen, wäre eine Direktversorgung mit einer Gewinnmarge von 8 % möglich. Der Kostenvergleich zwischen Industriestrom und Biogasstrom ohne Gewinnmarge und Risikopuffer wird in der folgenden Abbildung 5-1 grafisch dargestellt:

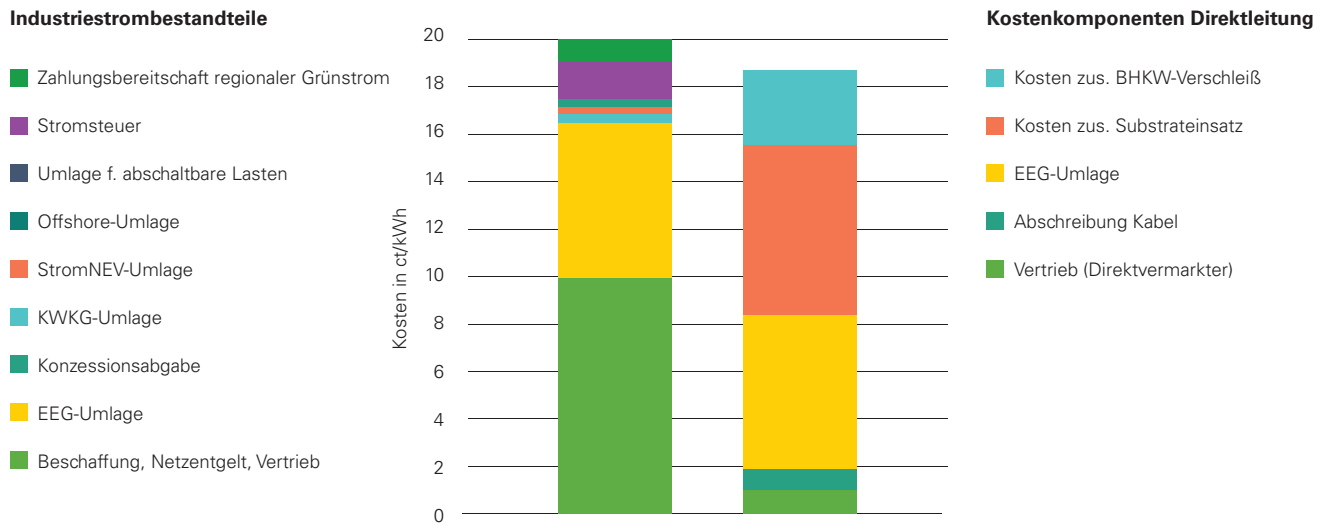


Abb. 5-1: Kostenkomponenten Industriestrom gegenüber Direktleitung (eigene Darstellung)

Die Entwicklungen der EEG-Umlage und des Strompreises entscheiden letztlich darüber, ob das Modell zukünftig für die Biogasanlage gewinnbringend ist. Folgt die Politik bspw. den Vorschlägen der Wissenschaft, die EEG-Umlage zu senken und dafür die Stromsteuer zu erhöhen (7), profitieren beide Parteien von einem stromsteuerbefreiten Modell. Folgt der Industriestrompreis dem Anstiegstrend der letzten Jahre, werden in Zukunft die Zahlungsbereitschaft der Abnehmer und die Nachfrage nach Verträgen mit langfristig stabilen Preisen steigen. Tritt diese Entwicklung ein, so wird das Geschäftsmodell der Direktversorgung ortsnaher Betriebe deutlich an Attraktivität gewinnen.

Betriebliche Umsetzung

Eine große Herausforderung bei einem solchen Modell ist es, die Fahrpläne der BHKWs auf die verschiedenen Ziele abzustimmen. Einerseits muss stets gewährleistet sein, dass ausreichend Wärme für das Nahwärmenetz zur Verfügung steht. Zudem sollte die Stromeinspeisung in den Zeitfenstern erfolgen, in denen die Börsenstrompreise hoch sind, um somit Mehrerlöse durch die flexible Fahrweise zu erzielen. Zuletzt ist es wünschenswert, den direkt gelieferten Strom so genau wie möglich an das Lastprofil des Kunden anzupassen. Ein intelligentes Fahrplanmanagement ist also von Vorteil.

Versorgungsunterbrechungen beispielsweise durch geplante Wartungsarbeiten müssen außerdem im Vorfeld mit dem Kunden abgesprochen werden. Weiterhin sollte in jedem Fall gewährleistet sein, dass der Kunde über den direkt vermarkten Strom hinaus Zugriff auf Strom aus dem öffentlichen Netz hat, um eventuelle Ausfälle abzusichern. Dies ist eine Aufgabe, die in der Regel der Direktvermarkter übernehmen kann. Bei unerwarteten Ausfällen müssen diese an den Abnehmer und Direktvermarkter gemeldet werden, was eine dauerhafte Überwachung des Anlagenbetriebes voraussetzt. Um das zu verhindern, sollten hohe Qualitätsstandards in Betrieb und Instandhaltung gesetzt werden (8). Auch wichtig ist die Langfristigkeit eines solchen Vorhabens. Bei Auslaufen der EEG-Vergütung muss die Biogasanlage noch immer kostendeckend betrieben werden können, um die Direktlieferung wirtschaftlich werden zu lassen.

Ökologie

Nachdem für diese Maßnahme keine direkte Umstellung des Biogas-Anlagenbetriebs notwendig ist, müssen hauptsächlich die Auswirkungen der verlegten Stromleitung untersucht werden. Für die menschliche Gesundheit ist dabei die magnetische Strahlung relevant, die durch den Stromtransport entsteht. Für diese gilt es, Grenzwerte einzuhalten, die in der Verordnung

über elektromagnetische Felder (26. BImSchV¹⁶) (Anhang 1) festgelegt sind. Sofern der Abstand zu Wohngebäuden ausreichend groß ist, kann hier von keinen Beeinträchtigungen ausgegangen werden, da die magnetischen Felder bereits ab 15-20 Meter deutlich abnehmen. Wird das Kabel durch einen Wald verlegt, kann die Schneise für Tiere und Pflanzen insbesondere in der Bauphase eine Beeinträchtigung bedeuten. In der hier betrachteten Größenordnung sind die erforderlichen Schneisen allerdings nicht besonders breit, weshalb kein dauerhafter Lebensraumverlust zu erwarten ist. Ob die Wärme des

Kabels einen negativen Einfluss auf die Pflanzen bedeutet, kann nur im Einzelfall bewertet werden, in Ackerbaubiotopen ist für den Boden dadurch nur von einem geringen Einfluss auszugehen. Die Verlegung durch Schutz- bzw. Feuchtgebiete sollte nach Möglichkeit vermieden werden (9). Insgesamt ist also der Einfluss auf die Ökologie davon abhängig, welche Strecke zwischen Erzeuger und Verbraucher überwunden werden muss, man kann allerdings davon ausgehen, dass die hier betrachteten Größenordnungen kaum negative Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit bedeuten.

Quellen

1. DBFZ, Fraunhofer IEE, vBVH. *Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen* [online], 2019. Verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf
2. Uibelesen, M. und Groneberg, S. *Der wirtschaftliche Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens – PPAs als Konkurrenz zum System staatlicher Fördergelder* [online], 2018. Verfügbar unter: <https://www.degruyter.com/view/journals/rde/18/3/article-p114.xml>
3. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Corporate Green PPAs. *Umfrage zu Perspektiven nachfragegetriebener Stromlieferverträge bis 2030* [online], 2019. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-MARKTMONITOR_2030_Corporate_Green_PPAs.PDF
4. Bundesverband WindEnergie (BWE) (Hrsg.). *Eigenversorgung, Direktlieferung, Power-to-X und Regelenergie – 2017 sonstige Erlösoptionen außerhalb des EEG* [online], 2017. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20180115-erloesoptionen-ausserhalb-des-eeg.pdf>
5. BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW). *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020* [online], 2020. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf
6. Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK). *IHK-Energiewende-Barometer 2018* [online], 2018. Verfügbar unter: <https://www.ihk-krefeld.de/de/media/pdf/innovation/energie/energiewende-barometer-2018-akzeptanz-in-der-wirtschaft-schwindet.pdf>
7. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.). *Vorschlag für die Senkung der EEG-Umlage auf null. Ein Impuls für die Beschleunigung der Energiewende* [online], 2020. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/KURZSTUDIE_Vorschlag_fuer_die_Senkung_der_EEG-Umlage_auf_null.pdf
8. Held, J. und Koch, K. PPA für Erneuerbare Energien und KWK. Typologische Einordnung und rechtliche Rahmenbedingungen marktfähiger Energieerzeugungsanlagen, 2019. In: *EnergieRecht* 2019(1), S. 18-25.
9. Runge, K., T. Wachter, P. Meister, E. Rottgardt. *BMU-Studie: Ökologische Auswirkungen von 380-kV Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Band 2, Bericht der Arbeitsgruppe Umwelt*, 2011. Verfügbar unter: <https://d-nb.info/1020733411/34>

¹⁶ Verordnung über elektromagnetische Felder in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3266)



5.3 Umstellung auf KWK-Vergütung nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung

Warum sollte man auf diese Technik/Entwicklung umsteigen?

Der Aufbau eines innovativen KWK-Systems ermöglicht die Teilnahme an der entsprechenden Ausschreibung nach KWKG. Diese Förderung kann unter bestimmten Voraussetzungen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb unterstützen.

Beschreibung der Handlungsempfehlung

Eine Förderung nach Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG¹⁷) kann eine Möglichkeit darstellen, den post-EEG Betrieb der Biogasanlage und des Nahwärmenetzes weiterzuführen. Ab einer installierten BHKW-Nennleistung von 1 MW kommt dabei die Teilnahme an der Ausschreibung für innovative Wärmeversorgungssysteme (iKWK) in Frage. Kleinere Anlagen können an der normalen KWKG-Ausschreibung teilnehmen und werden für weitere EE-Wärmeerzeuger zusätzlich gefördert. Diese Option ist für Biogasanlagen allerdings nur bedingt wirtschaftlich, weshalb diese Handlungsempfehlung sich hauptsächlich auf iKWK konzentriert.

Innovative KWK-Systeme

Innovative KWK-Systeme zeichnen sich darüber aus, dass stets ausreichend Wärme für das Netz zur Verfügung gestellt wird, während das BHKW stromgeführt betrieben werden kann. Im System wird außerdem ein möglichst hoher Anteil von Wärme aus erneuerbaren Energien angestrebt. Dazu wird die KWK-Anlage mit einem sogenannten innovativen erneuerbaren Wärmeerzeuger und einem elektrischen Wärmeerzeuger zu einem gemeinsam gesteuerten System zusammengeschlossen. Als innovative erneuerbare Technologien zählen in diesem Zusammenhang solarthermische oder geothermische Anlagen sowie elektrisch oder biogasbetriebene Wärmepumpen. Elektrische Wärmeerzeuger können beispielsweise eine Nachtspeicherheizung oder ein Elektrodenkessel sein. Der grundsätzliche Aufbau eines iKWK-Systems ist in 5-2 dargestellt:

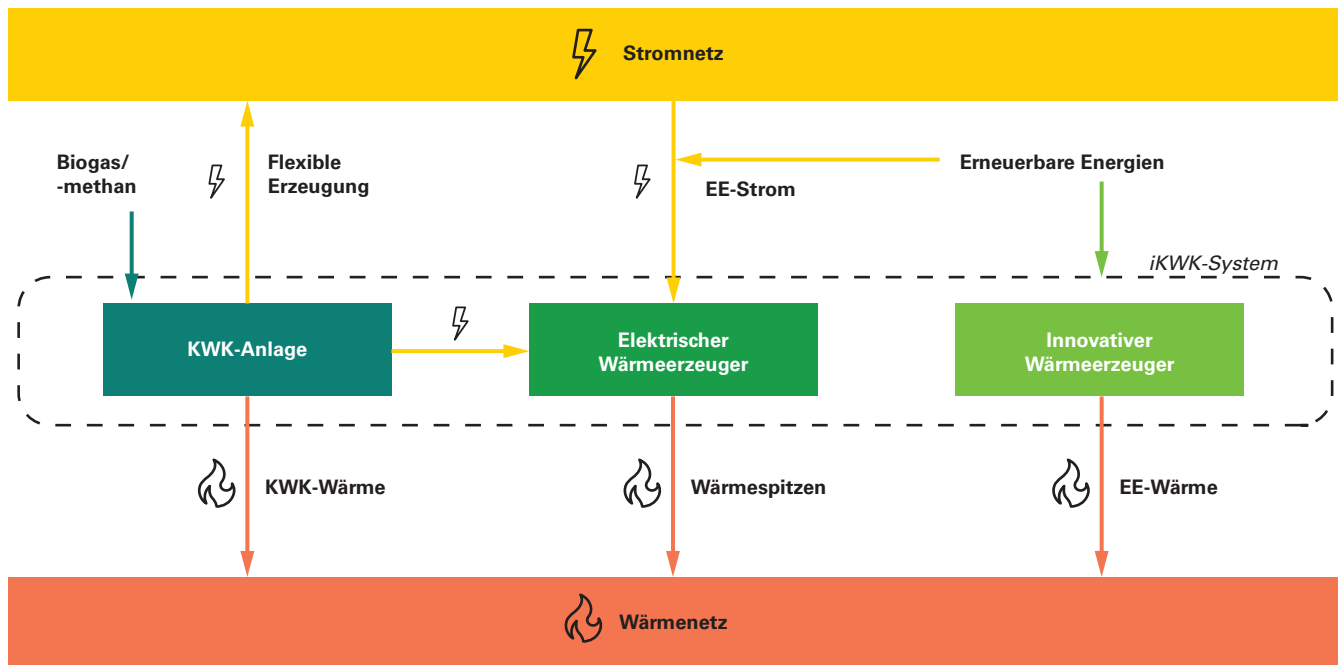



Abb. 5-2: Schematische Darstellung iKWK-System (eigene Darstellung nach (2))

¹⁷ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 88 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist



Die KWK-Anlage wird mit Biogas oder Biomethan nur in den Zeiten betrieben, in denen Strom im Netz benötigt wird. Für zusätzliche Flexibilität wird ein elektrischer Wärmeerzeuger eingebunden. Dieser wird mit Strom aus einem der BHKWs, Netzstrom oder Strom aus anderen erneuerbaren Energien vor Ort versorgt. Dabei ist zu beachten, dass andere erneuerbare Stromerzeuger nur Strom liefern dürfen, sofern sie nicht mehr über das EEG gefördert werden (Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG). In Zeiten, in denen viel (EE-)Strom im Netz vorhanden ist kann dieser sowie der KWK-Strom zur Wärmeerzeugung genutzt werden (1). Dadurch soll das Stromnetz entlastet und das Abregeln von erneuerbaren Stromerzeugern reduziert werden. Der innovative Wärmeerzeuger bindet somit weitere erneuerbare Energien in das System ein.

Stand der Entwicklung

Da die meisten Betreiber von Biogasanlagen noch regulär über das EEG gefördert werden, wurde für diese ein Umstieg auf iKWK derzeit noch nicht umgesetzt. Analog zum Ausschreibungsmodell des EEG werden im KWKG auf anzulegende Werte in ct pro kWh geboten. Das Ausschreibungsvolumen für iKWK beträgt 50 MW im Jahr, die sich auf zwei Gebotstermine aufteilen. Der Höchstwert der Gebote beträgt 12 ct/kWh. Bisher liegen die durchschnittlichen Zuschlagswerte bei etwa 10,9 ct/kWh und damit niedriger als im Ausschreibungsmodell über das EEG.

Die Zuschläge der bisherigen Ausschreibungen teilen sich in der Regel auf wenige Bieter auf, es scheinen bisher also primär größere Projekte teilzunehmen. Die angebotenen Mengen waren bisher weitestgehend ausgeschöpft. Dass ein Zuschlag erhalten wird, kann also nicht in jedem Fall garantiert werden, was mit Unsicherheiten in der Gebotsabgabe einhergeht.

Rechtliche Situation

Die rechtlichen Voraussetzungen für die Anerkennung als iKWK-System können § 24 der KWK-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV¹⁸) entnommen werden. Demnach muss die verwendete KWK-Anlage eine installierte Leistung zwischen 1 MW und 10 MW besitzen, neu oder modernisiert und hocheffizient sein und mit Biogas oder Biomethan betrieben werden. Die

innovativen erneuerbaren Wärmeerzeuger müssen fabrikneu sein und zusammen mindestens 30 % der Referenzwärme (also der Nutzwärme, die die KWK-Anlage mit 3.000 Vollbenutzungsstunden bereitstellen kann) im Jahr decken können. Weiter müssen sie zusammen eine Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25 erreichen. Der elektrische Wärmeerzeuger muss ganzjährig zu jeder Zeit mindestens 30 % der KWK-Wärme bereitstellen können. Es ist eine stromseitige und (unmittelbar) wärmeseitige Verbindung zum BHKW notwendig (1). Die genauen Voraussetzungen zu Teilnahme und Förderzeiträume der Ausschreibungen sind in (2) zusammengefasst. Detailliertere Informationen zum KWKG können in (3) nachgelesen werden.

Die Errichtung eines zusätzlichen Wärmespeichers, der die Flexibilität zusätzlich erhöht, wird über das KWKG einmalig gefördert, sofern die Wärme überwiegend aus KWK-Anlagen stammt, der Speicher größer als 1 m³ ist und die mittleren Wärmeverluste 15 W/m² nicht übersteigen. Es werden 250 €/m³ zugezahlt, für Wärmespeicher größer 50 m³ maximal 30 % der Investitionssumme, allerdings nicht mehr als 10 Mio. € (vgl. §§ 22 f. KWKG).

Wirtschaftlichkeit

Die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist auf viele Annahmen gestützt und sollte als erste überschlägige Betrachtung bewertet werden. Für eine detaillierte Bewertung eines solchen komplexen Systems, in dem die einzelnen Komponenten stark miteinander verzahnt sind und sehr vor den örtlichen Rahmenbedingungen abhängen, ist eine Vor-Ort-Analyse mit Jahressimulationen unerlässlich. Im Beispiel wird ein Szenario einer Biogasanlage mit 1.000 kW installierter BHKW Leistung untersucht, die auf ein iKWK-System umgestellt werden soll. Als erneuerbarer Wärmeerzeuger dient ein neues Solarthermiefeld mit Vakuumröhrenkollektoren. Ein Elektrodenheizkessel

¹⁸ KWK-Ausschreibungsverordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 14. Juli 2021 (BGBl. I S. 2860) geändert worden ist

wird als zusätzlicher elektrischer Wärmeerzeuger angeschafft. Außerdem soll ein zusätzlicher Wärmespeicher errichtet werden, um die stromgeführte BHKW-Fahrweise sowie die

Solarthermieproduktion zu optimieren. Die Auslegung der Komponenten erfolgt nach den Vorgaben der KWKAusV und dem bisherigen Wärmebedarf:

Tabelle 5-3: Umstellung einer beispielhaften Biogasanlage auf iKWK – Ausgangswerte

Ausgangspunkt BGA		
Bisher verkaufte Wärmemenge	3.800 MWh _{th}	Ca. 45 % der produzierten Wärme des alten BHKW.
BHKW		
thermische Nennleistung	1.000 kW _{th}	El. Wirkungsgrad entspricht dem thermischen.
Wärmeerzeugung BHKW	2.600 MWh _{th}	25 % Wärme werden für Fermenterheizung genutzt.
Referenzwärme		
Referenzwärmeanteil KWK	2.250 MWh _{th}	KWK-Nutzwärme bei 3.000 Vollbenutzungstunden.
Referenzwärme	3.200 MWh _{th}	Referenzwärmeanteil KWK zzgl. 30 % erneuerbare Wärme
Solarthermie		
Auslegung	964 MWh _{th}	30 % der Referenzwärme
Kollektorfläche	2.100 m ²	Bei 500 kWh/m ² *a (5 zzgl. 10 % Sicherheit)
El. Wärmeerzeuger		
thermische Nennleistung	300 kW _{th}	30% der installierten thermischen KWK-Leistung
Jährliche Wärmeproduktion	210 MWh _{th}	Annahme: Keine häufige Nutzung.
Jährlicher Strombedarf	214 MWh _{el}	Bei 98 % Nutzungsgrad
Wärmespeicher		
Speichervolumen	150	Zusätzlicher großer Speicher zur flexibleren Erzeugung.

Durch die zusätzlichen Komponenten kann die erforderliche Wärmelast auch mit geringeren BHKW-Betriebsstunden gedeckt werden. Das bedeutet einerseits, dass weniger Substrate im Fermenter benötigt werden oder auch dass ein verstärkter Einsatz von energieärmeren Pflanzen bzw. Reststoffen

möglich ist. Außerdem steigt die Lebensdauer des Motors auf über 20 Jahre an, da diese maßgeblich von den Betriebsstunden abhängig ist. Welche Kosten dabei entstehen und ob das Modell wirtschaftlich ist, wird nachfolgend überschlägig berechnet:

Tabelle 5-4: Umstellung einer beispielhaften Biogasanlage auf iKWK – Wirtschaftlichkeit

Jährliche Kosten		
BHKW	481.500 €	Annahme: Neuanschaffung mit 4 % Zins, 20a Nutzungsdauer; Substratkosten von ca. 7,8 ct/kWh _{el}
Solarthermie	91.000 €	450 €/m ² (5), 4 % Zins, 20a Nutzungsdauer
El. Wärmeerzeuger	32.500 €	300 €/kW _{th} (6), 4 % Zins, 20a Nutzungsdauer; Annahme: Die Hälfte der Stromnutzung kommt vom BHKW.
Annuität für Wärmespeicher	6.000 €	600€/m ³ , 30 % Investitionsförderung
Sonstige Kosten	12.000 €	Versicherung, ...
Gesamtkosten	623.000 €	
Jährliche Erträge		
Stromerträge		
Stromproduktion	3.393.000 kWh _{el} /a	Bei 3.500 Betriebsstunden abzgl. Strombedarf el. Wärmeerzeuger
Förderhöhe iKWK	10,86 ct/kWh	Ø Ergebnisse der bisherigen iKWK-Ausschreibungen
zzgl. Stromerlös	1,5 ct/kWh	Ermöglicht durch die flexible stromgeführte Fahrweise des BHKW
Gesamter Stromertrag	419.000 €	
Wärmeertrag		
Gesamte Wärmeerzeugung	3.800.000 kWh _{th} /a	Entspricht dem bisherigen Wärmeabsatz.
Wärmeverkaufspreis	8,5 ct/kWh	
Wärmeerlös	323.000 €	
Gesamterlös	742.000 €	
GuV-Rechnung		
Jährlicher Gewinn	119.000 €	

Innovative KWK-Systeme liefern grundsätzlich den Vorteil, dass durch die zusätzlichen Wärmeerzeuger und ggf. dem zusätzlich geförderten Wärmespeicher ein sehr hohes Maß an flexibler Stromerzeugung möglich ist, was in diesem Beispiel mit einem durchschnittlichen Zusatzerlös von 1,5 ct/kWh_{el} berücksichtigt wurde.

Es zeigt sich, dass bei einem vollständigen Absatz der Wärme ein iKWK-System in dieser Größenordnung wirtschaftlich umsetzbar wird. Aufgrund der vielen Unsicherheiten wie den Ausschreibungsergebnissen, Rohbiogaskosten, zusätzlichen Stromerlösen an der Börse, etc. ist dieses Konzept für Bioenergiedörfer nur zu empfehlen, wenn eine detaillierte Vor-Ort Planung wirtschaftliche Potenziale zeigt.



Für kleinere Anlagen, deren installierte KWK-Leistung unter 1 MW liegt, ist keine Förderung über iKWK möglich. Ein zusätzlich installierter Wärmeerzeuger wie beispielsweise Solarthermie wird über den Bonus für innovative erneuerbare Wärme nach § 7b KWKG zusätzlich zu der Förderung über die gewöhnliche KWKG-Ausschreibung unterstützt. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag dabei in den letzten Jahren bei etwa 5,1 ct/kWh, dazu kommen 3,0 ct/kWh bei einer 30-prozentigen innovativen erneuerbaren Wärmenutzung. Die entsprechende GuV-Rechnung einer 500 kW-Biogasanlage zeigt unter diesen Voraussetzungen jährliche Überschüsse von etwa 10.000 €, was angesichts der unsicheren Rahmenbedingungen sehr riskant wirkt. Für post-EEG-Anlagen lohnt es sich allerdings in jedem Fall zu prüfen, ob sich das Modell rechnen kann.

Solarthermiepark
der Stadtwerke Greifswald

Betriebliche Umsetzung

Die Umstellung auf ein iKWK-System erfordert neben der Anschaffung der entsprechenden Anlagenteile ebenfalls eine gezielte Regelungstechnik für die einzelnen Komponenten, um die stromgeführte Fahrweise des BHKW umzusetzen und gleichzeitig dafür zu sorgen, dass stets ausreichend Wärme zur Verfügung steht. Es gibt bereits Anbieter am Markt, die entsprechende Komplettlösungen anbieten und auch die Planung und Umsetzung des Vorhabens unterstützen:

- VK-Box von VK Energie: Zentrale Steuerung, die das gesamte iKWK-System optimiert.
- Komplettlösungen vom Energiedienstleister AVAT für einen optimierten Einsatz eines solchen Systems.
- Energethik geht einen ähnlichen Weg: Durch den Einsatz von großen Gas- und Wärmespeichern wird eine stromgeführte Fahrweise des BHKW möglich. Die Einbindung von Power-to-Heat im Gesamtsystem ist in diesem Konzept auch vorgesehen, so dass der Aufbau eines iKWK-Systems auch hier grundsätzlich gut möglich ist (4).

Ökologie

Ähnlich der Handlungsempfehlung zum Ausschreibungsmodell hängt auch hier der ökologische Nutzen primär von den eingesetzten Substraten in der Biogasanlage ab. Da bei einer Förderung über das KWKG keine Vorgaben bezüglich der Einsatzstoffe gegeben sind, ist davon auszugehen, dass durch den erhöhten Preisdruck vermehrt günstigere Substrate eingesetzt werden. Würden vermehrt Wirtschaftsdünger statt Mais und andere Anbausubstrate eingesetzt, hätte das durchaus einen positiven Umwelteffekt, da Methanemissionen bei der Lagerung von Wirtschaftsdüngern vermieden würden. Ein Rückgang der Biogasproduktion beim Einsatz von Wirtschaftsdüngern wäre durch das flexible Wärmeversorgungssystem unschädlich, da ein Teil der Wärme aus einer CO₂-neutralen Quelle wie beispielsweise Solarthermie bezogen wird. Auch die Möglichkeit, den elektrischen Wärmeerzeuger für Bedarfs Spitzen zu verwenden, kann den Einsatz von (meist noch fossil betriebenen) Spitzenlastkesseln reduzieren und sorgt gleichermaßen für einen geringeren Umwelteinfluss.



Praxisbeispiel

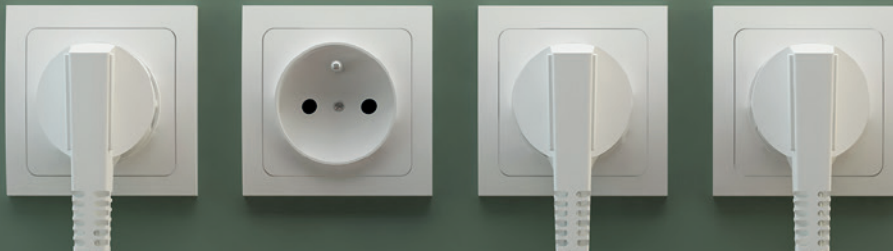


Die Stadtwerke Greifswald nahmen im Jahr 2018 bereits erfolgreich an der iKWK-Ausschreibung teil, um der auslaufenden Förderung ihrer KWK-Anlagen entgegenzuwirken. Das innovative KWK-System besteht aus einem 4,5 MW Blockheizkraftwerk, das durch eine 5 MW Power-to-Heat Anlage sowie einem Solarthermiefeld mit einer erwarteten Jahresproduktion von 7 GWh ergänzt wird. Der Zubau eines 250 MWh großen Wärmespeichers soll dabei für zusätzliche Flexibilität sorgen.

In einer zweiten Phase sollen nun auch noch Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von ca. 2 MW zugebaut werden, außerdem ist eine Modernisierung der Gasturbinen vorgesehen, um diese mit Wasserstoff nutzbar zu machen (7). Dieses Projekt ist in seiner Größenordnung nur schwer auf Bioenergiedörfer übertragbar, es zeigt sich allerdings, dass die Kombination verschiedener Technologien für eine nachhaltige Wärmeversorgung sinnvoll ist und das Instrument der innovativen KWK einen solchen Schritt gut unterstützen kann.

Quellen

1. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). *Merkblatt für innovative KWK-Systeme* [online], 2018. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_anlagen_mb_innovative_kwk-systeme.html
2. ASUE. *Die KWK-Ausschreibungsverordnung* [online], 2018. Verfügbar unter: https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2018/broschueren/ASUE_KWKAusV_2018-07.pdf
3. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Bdew): *Umsetzungshilfe zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2016* [online], 2018. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180601_BDEW-Umsetzungshilfe_KWK-G-2016.pdf
4. Müller, A. BHKW des Monats. Regenerativer Energiespeicher, 2020. In: *Energie und Management* 1/2020. Verfügbar unter: <https://www.mwm.net/files/upload/mwm/BHKW-des-Monats-1-2020.pdf>
5. Meißner, R. *Innovative KWK mit Solarthermie* [online], [o.D.]. Verfügbar unter: https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/innovative_kwk_mit_slarthermie_f2.pdf
6. Agora Energiewende. *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien* [online], 2014. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/power-to-heat-zur-integration-von-ansonsten-abgeregeltem-strom-aus-erneuerbaren-energien/>
7. Tix, M. *STADTWERKE GREIFSWALD PLANEN ZWEITES IKWK-SYSTEM* [online], 2020. Verfügbar unter: <https://www.energiate-messenger.de/news/206695/stadtwerke-greifswald-planen-zweites-ikwk-system>



5.4 Regionale Grünstromvermarktung

Warum sollte man auf dieses Geschäftsmodell umsteigen?

Für Anlagenbetreiber kann es lohnend sein, den produzierten Strom in Kooperation mit einem Direktvermarkter oder einem Energieversorgungsunternehmen in einem regionalen Grünstromprodukt anzubieten, um Mehreinnahmen gegenüber der normalen EEG-Marktprämie zu schaffen oder auch nach Ablauf der Förderung noch eine Vermarktungsmöglichkeit zu finden. Zusätzlich kann damit die Akzeptanz für die Nutzung erneuerbarer Energien vor Ort gesteigert werden.

Beschreibung der Handlungsempfehlung

Mit der Einführung des Regionalnachweisregisters (RNR) im EEG 2017 und seinem Start Anfang 2019 ist es EEG-Anlagenbetreibern, die nach Marktprämie gefördert werden, möglich, für den produzierten Strom sogenannte Regionalnachweise ausstellen zu lassen. Damit entsteht die Möglichkeit, den eigenen erneuerbaren Strom als solchen an Kunden in der Umgebung zu vermarkten. Doch auch abseits dieses Mechanismus' sind in den letzten Jahren Strommarken entstanden, die über verschiedene Wege wie beispielsweise virtuellen Anlagenclustern Grünstrom aus der Region anbieten. Für Anlagenbetreiber kann es lohnend sein, den produzierten Strom in einem solchen regionalen Grünstromprodukt anzubieten, um Mehreinnahmen gegenüber der normalen EEG-Marktprämie zu schaffen oder auch nach Ablauf der Förderung noch eine Vermarktungsmöglichkeit zu finden.

Die nachfolgende Handlungsempfehlung konzentriert sich auf die Nutzung des Regionalnachweisregisters, was allerdings nicht bedeutet, dass dieses Modell zwingend die bessere Alternative darstellt, sondern auch die alternativen Vermarktungsmöglichkeiten sinnvoll sein können.

Stand der Entwicklung

Eigenen Recherchen nach gibt es über 50 verschiedene regionale Grünstrommarken, von denen ein Großteil das Regionalnachweise nutzen (Stand 2021). Abbildung 5-3 gibt die Verteilung der untersuchten Produkte an, wobei kein Anspruch auf Vollständigkeit besteht. Ein Abgleich mit öffentlichen Daten des Regionalnachweisregisters zeigt, dass vermutlich noch weitere Anbieter Regionalstrom vertreiben. Die Angebote sind allerdings häufig schwer erkennbar, da kein aktives Marketing angeboten wird (vgl. (1)).

Insgesamt konnten 38 Anbieter gefunden werden, die Regionalstrom über das Regionalnachweisregister anbieten, wobei 7 davon sich unter einem gemeinsamen Label vermarkten. Die übrigen 17 Anbieter bieten Produkte an, die sich als Regional-

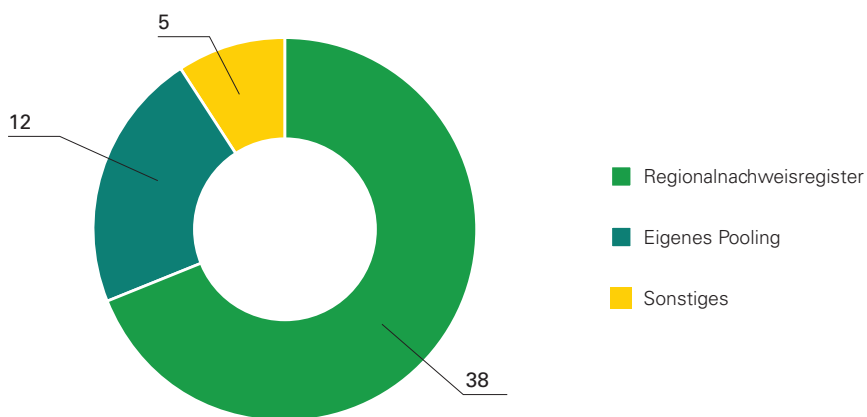


Abb. 5-3: Grünstrommarken nach Vermarktungsform (eigene Recherche und Darstellung)

strom bezeichnen, allerdings auf eine offizielle Zertifizierung verzichten. Ein Großteil davon (12 Stück) nutzen eine softwaregestützte Direktvermarktung über virtuelle Kraftwerke. Die übrigen Anbieter nennen ihr Produkt Regionalstrom, ohne direkt erkennen zu lassen, welches Geschäftsmodell dabei umgesetzt wird. 24 der Untersuchten haben Biogasanlagen

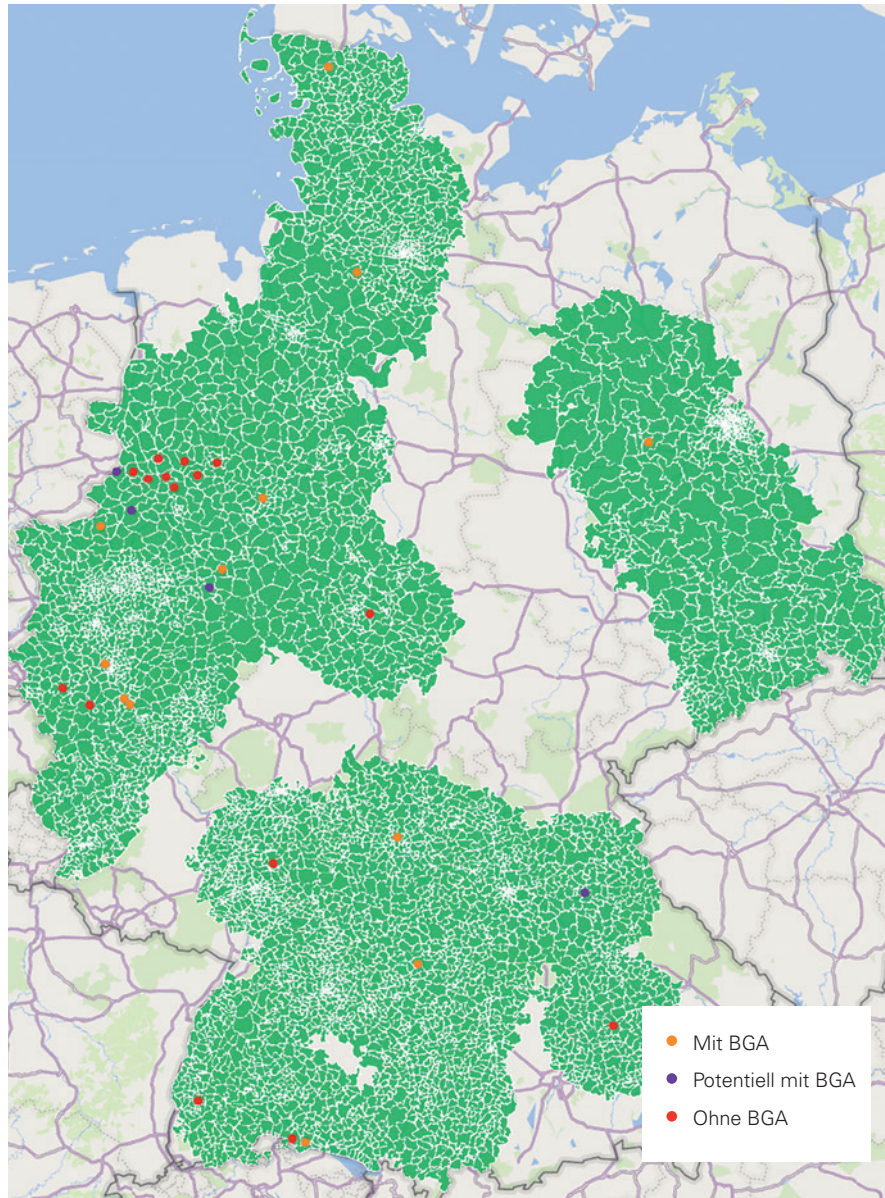


Abb. 5-4: PLZ-Gebiete in 50 km Umkreis regionaler Grünstromanbieter (eigene Darstellung)

in ihrem Portfolio, weitere 9 würden diese aufnehmen. Die restlichen Anbieter beschränken sich in ihrem Angebot auf Windkraft-, PV- bzw. Wasserkraftanlagen. Im Vergleich zu einer Recherche Anfang 2020 hat sich die Anzahl an Regionalstromprodukten, die identifiziert werden konnten, in etwa verdoppelt, was zeigt, dass hier eine große Dynamik in diesem Geschäftsfeld ist.

Die Verteilung innerhalb Deutschlands zeigt eine relativ hohe Abdeckungsrate. In Abbildung 5-4 sind alle PLZ Gebiete farbig markiert, die im 50 km PLZ-Radius von einem oder mehreren der recherchierten Anbieter liegen. Dabei wurde unterschieden zwischen denen, die Biogasanlagen im Portfolio haben (Mit BGA), solchen, die welche aufnehmen würden (Potentiell BGA) und denen, die sich auf Wind und Solar beschränken (Ohne BGA).

Aus Sicht der Energieversorger ist der Aufbau eines regionalen Grünstromproduktes mit einem zusätzlichen administrativen

Mehraufwand verbunden, was die vergleichsweise geringe Beteiligung am RNR erklärt. Dazu kommt, dass Stromkunden relativ verhalten auf die bereits bestehenden Angebote reagieren. Der Preis ist für viele beim Strombezug noch immer der ausschlaggebende Faktor, was Regionalstrom insgesamt eher zum Nischenprodukt macht (3). Die bisherigen Entwicklungen lassen allerdings vermuten, dass sowohl die Nachfrage als auch die Strommarken in Zukunft weiter steigen werden.

Rechtliche Situation

Bei der konventionellen Stromkennzeichnung ist grundsätzlich nur der Prozentsatz als Grünstrom ausgewiesen, der den Anteil ausmacht, der über die EEG-Umlage der Kunden finanziert wurde. Um ein Produkt anbieten zu können, das vollständig grün gekennzeichnet ist, müssen für die restlichen Anteile sogenannte Herkunftsnachweise gekauft und entwertet werden. Diese werden in Deutschland nur für ungeforderte EE-Anlagen ausgegeben, da nach § 80 EEG ein Doppelvermarktungsverbot

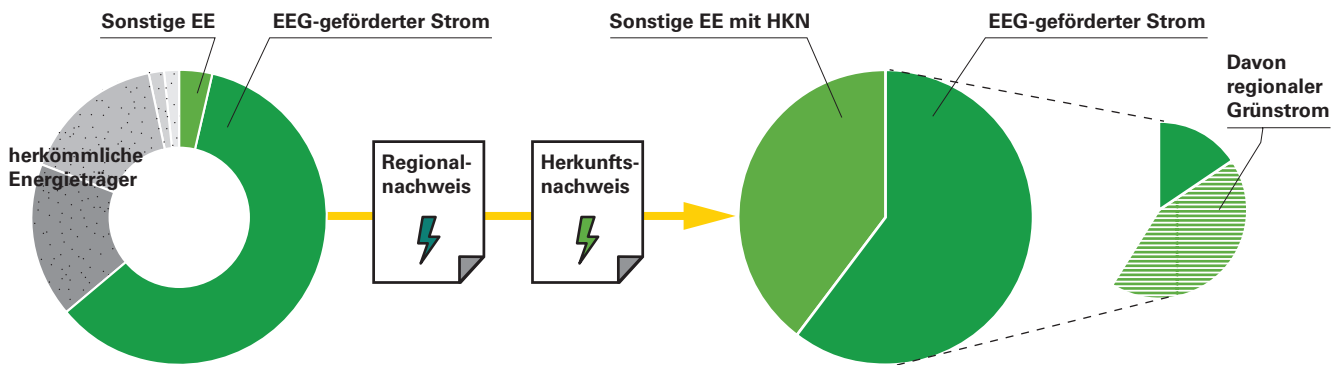


Abb. 5-5: Regionale Grünstromkennzeichnung (eigene Darstellung nach (6))

für Anlagen besteht, die über das EEG gefördert werden. Da nur etwa 0,2% der EE-Anlagen in Deutschland nicht über das EEG gefördert sind, wird ein Großteil der Herkunftsnachweise aus dem europäischen Ausland bezogen. Im Jahr 2020 wurden über 80 % der entwerteten Herkunftsnachweise importiert, die meisten davon aus norwegischer Wasserkraft (2).

Mit Einführung des Regionalnachweisregisters gibt es nun die Möglichkeit, auch den Strom von durch das EEG geförderten EE-Anlagen regional zu vermarkten, in dem Regionalnachweise bezogen werden. Dabei werden pro kWh Strom Zertifikate ausgestellt, die die regionale Eigenschaft der Anlage bestätigen, an Direktvermarkter weitergegeben und von Kunden entwertet werden können. Regionalität wird in diesem Sinne als das Postleitzahlengebiet festgelegt, das sich innerhalb eines 50 km Radius um die Anlage bzw. um den Verbraucher befindet. Für ein vollständig grünes Regionalstromprodukt müssen dennoch zusätzlich Herkunftsnachweise entwertet werden, da Regionalnachweise nur für den Anteil des „EEG-geförderten Stroms“ angewendet werden können. Die Abbildung 5-5 zeigt die Stromkennzeichnung einer regionalen Grünstrommarke mit Regionalnachweisen.

Für das Ausstellen von Regionalnachweisen wird nach § 53b EEG für diesen Stromanteil die Marktprämie durch das EEG um 0,1 ct/kWh reduziert. Die Entwertung der Zertifikate ist von

der physischen Stromlieferung entkoppelt und es findet eine rein bilanzielle Übertragung statt. Die genauen Vorgänge und Pflichten zu Anmeldung und Nutzung des Regionalnachweisregisters sind in der Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV¹⁹) festgelegt. Ergänzend gibt die Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis- Gebührenverordnung (HkRNGebV²⁰) Auskunft darüber, welche Kosten dabei zu entrichten sind.

Alternative Stromvermarktungsmodelle können auch ohne die Nutzung von Regionalnachweisen im Rahmen der geförderten Direktvermarktung umgesetzt werden. In diesem Fall ist eine offizielle Kennzeichnung als regionaler Grünstrom nicht möglich. Meistens wird die Stromherkunft dann über andere Mechanismen vermittelt wie beispielsweise virtuelle Anlagenpools, in denen die Kunden einsehen können, welche Erzeuger bilanziell den Strom produzieren. Welche genauen rechtliche Hintergründe dabei zu beachten sind, wie beispielsweise bezogen auf das Wettbewerbsrecht, ist in (4) im Detail beschrieben.

Eine weitere Möglichkeit ist die Vermarktung über die sonstige Direktvermarktung. Dann bleibt die Grünstromeigenschaft erhalten und es müssen keine zusätzlichen Zertifikate entwertet werden. Da ein Umstieg für Anlagenbetreiber allerdings den Verzicht auf die Förderung durch die Marktprämie bedeutet, ist dieses Modell für Biogasanlagen in der Regel unwirtschaftlich.

¹⁹ Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung vom 8. November 2018 (BGBl. I S. 1853), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 14. Juli 2021 (BGBl. I S. 2860) geändert worden ist

²⁰ Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis- Gebührenverordnung vom 17. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2703), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. August 2021 (BGBl. I S. 3730) geändert worden ist



Wirtschaftlichkeit

Je nach Anzahl der jährlich ausgestellten und übertragenen Regionalnachweise ist neben einer Gebühr pro Vorgang von den Anlagenbetreibern ein entsprechender Jahresbeitrag zu bezahlen. Für eine einfach flexibilisierte Anlage mit 1.100 kW installierter Leistung würde das zusammen mit der reduzierten Marktprämie Mehrkosten von ca. 0,107 ct/kWh gleichkommen, wenn davon ausgegangen wird, dass der Vertriebspartner die administrativen Aufgaben des RNR übernimmt und somit keine weiteren Transaktionskosten vom Betreiber zu übernehmen sind.

Dem gegenüber steht der potenzielle Mehrerlös, der durch die regionale Grünstrommarke entstehen kann. In einer Recherche (Aug. 2021) wurden 27 regionalen Grünstrommarken mit den normalen Stromprodukten der jeweiligen Anbieter verglichen. Im Durchschnitt war für einen zwei Personenhaushalt (2.500 kWh/a) der Regionalstrom ca. 1,05 ct/kWh bzw. 2,40 € pro Monat teurer als der normale Tarif, der in vielen Fällen ebenfalls als Grünstrom angeboten wurde.

Bezogen auf die Zahlungsbereitschaft der Kunden wäre laut einer aktuellen Onlineumfrage des Umweltbundesamtes knapp ein Drittel aller Befragten dazu bereit, mehr für regionalen Grünstrom zu bezahlen, 44 % davon ca. 5 € pro Monat, 28 % sogar mehr als 10 € (1). Laut einer Studie von Günther et al. (5) liegt die Mehrzahlbereitschaft für 100 % regionalen Grünstrom bei 17 € im Monat, wobei an dieser Stelle angemerkt wurde, dass dieser Wert von den Befragten aufgrund des starken Regionalbezuges der Umfrage vermutlich zu hoch eingeschätzt wurde.

Für die Betreiber, die nach Marktprämienmodell vergütet werden, ist ein zusätzlicher Erlös zu erwarten. Aufgrund des geringen finanziellen und operationellen Mehraufwandes ist die regionale Grünstromvermarktung mit Regionalnachweisen als wirtschaftlich sinnvoll anzusehen.

Das Risiko dabei liegt allerdings in der Abhängigkeit vom Direktvermarkter. Einerseits entscheiden die Vertragskonditionen über die erzielbaren Erlöse, andererseits ist zu erwarten, dass möglichst langfristige Verträge gewünscht sind, insbesondere, da viele Stromprodukte sich gerade im

Aufbau befinden und man den Kunden auch für einen langen Zeitraum regionalen Grünstrom anbieten möchte. Damit stellt sich die Frage, welche Möglichkeiten nach Ablauf der EEG-Förderung bestehen. Auch wenn dieses Problem zunächst von den Direktvermarktern geklärt werden muss, kann es dennoch sein, dass diese nicht dazu bereit sind, Anlagen aufzunehmen, deren Förderperiode demnächst abläuft. Die Unsicherheiten bei der Teilnahme an der Folgeförderung (endogene Mengensteuerung, Südquoten, vgl. HE Folgeförderung) durch das Ausschreibungsmodell verstärken dieses Risiko entsprechend. Eine weitere Unsicherheit besteht außerdem, wenn Regionalnachweise erstellt werden, diese allerdings nicht entwertet werden können. Das kann beispielsweise geschehen, wenn noch nicht genügend Kunden sich für das regionale Grünstromprodukt entschieden haben. In diesem Fall wird trotzdem die Marktprämie reduziert. Da Regionalnachweise allerdings für einen Zeitraum von zwei Jahren gültig bleiben, ist dieses Risiko als gering einzuschätzen.

Organisatorische Umsetzung

Als erster Schritt muss ein geeigneter Direktvermarkter gefunden werden, der für eine Kooperation bereit ist. Es empfiehlt sich zunächst, regionale Strommarken in der Umgebung zu suchen, da diese in der Regel häufig zusätzliche Erzeuger mit aufnehmen wollen. Dabei ist das 50 Kilometer PLZ-Gebiet zu beachten, wonach ggf. auch größere Städte in Betracht gezogen werden sollten. Wenn kein geeigneter Partner gefunden werden kann, gibt es auch die Möglichkeit, deutschlandweit agierende Anbieter zu prüfen, die ebenfalls Regionalstrom vertreiben. Wenn keine Teilnahme an einem bestehenden Produkt möglich ist, können außerdem Stadtwerke in der Region angefragt werden, ob diese Interesse an einer Kooperation hätten. Für die Direktvermarkter stellen beim Aufbau einer Regionalstrommarke die Anzahl der Erzeugungsanlagen in der Regel ein Hindernis dar, da erst eine gewisse Menge vorhanden sein muss, um eine Versorgung zu garantieren (vgl. (3)). Entsprechend können Anlagenbetreiber so möglicherweise auch direkt am Aufbau eines regionalen Grünstromproduktes teilhaben.

Ist ein Vermarktungspartner gefunden und die vertraglichen Rahmenbedingungen festgelegt, gibt es für die Betreiber



kaum zusätzlichen Aufwand: Technisch gibt es keine Anforderungen zur Ausstellung von Regionalnachweisen, da der Netzbetreiber entsprechend dafür zuständig ist, die produzierten Strommengen einmal monatlich an das Umweltbundesamt weiterzugeben. Auf der operationellen Seite entsteht für die Betreiber grundsätzlich ebenfalls kein Mehraufwand, sofern der Direktvermarkter sich um die Verwaltung des Regionalnachweisregisters kümmert. Es muss lediglich ein Nutzerkonto im Register erstellt und eine entsprechende Vollmacht ausgestellt werden. Die Details hierzu können in § 21 und § 23 HkRNDV nachgelesen werden.

Ökologie

Da keine Veränderungen im Betriebsablauf gefordert sind, ist der Einfluss auf die Ökologie aus Betreibersicht gleichbleibend wie beim normalen Betrieb beispielsweise in der 10-jährigen Anschlussförderung. Wenn allerdings die Nachfrage nach regionalem Grünstrom zunimmt, was durch eine bessere Abdeckung bzw. einer grundsätzlichen Teilnahme an einem solchen Stromprodukt unterstützt wird, so wird gegebenenfalls ein Anreiz geschaffen, dass zusätzliche EE-Projekte in der Region durchgeführt werden. Auf bilanzieller Ebene steigt damit der Grad der regionalen Versorgung mit erneuerbaren Energien an, was entsprechend fossile Erzeuger verdrängen kann.

Quellen

1. Mundt, J., J. Claas-Reuther, C. Maaß, T. Wallbott, N. Dohles. *Ausweisung von regionalem Grünstrom in der Stromkennzeichnung*, 2021. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/ausweisung-von-regionalem-gruenstrom-in-der>
2. Lehmann, N., J. Müller, A. Ardone, K. Karner, W. Fichtner. *Regionalität aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen – Eine qualitative Inhaltsanalyse zu Regionalstrom in Deutschland*, 2020. Verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000127746>
3. Huenke, F., M. Claußner, D. Ritter, D. Seebach. *Monitoring der Direktvermarktung. Jahresbericht 2020 & Ausblick in 2021*, 2021. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2020-und-ausblick-2021.pdf;jsessionid=6CBEE37EDD391DE1CE604E4207D39A83?__blob=publicationFile&v=4
4. Fietze, D., A. Papke, M. Wimmer, O. Antoni, J. Hilpert. *Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 16*, 2020. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/10/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_16_Rechtsrahmen_Energieplattformen_pebbles_2.pdf
5. Günther, N., L. Fait, E. Groh, H. Wetzel. Gibt es eine Zahlungsbereitschaft für regionalen Grünstrom?, 2019. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69(11), S. 35-38.
6. Cielejewski, L., H. Wetzel, I. Wilkens. *Regionale Vermarktung von Grünstrom*, 2017. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67, S.53-56

6 Nahwärmenetze fit machen

Auch die Bereitstellung von Wärme durch BHKWs und Nahwärmenetze bieten Potenziale für Effizienzsteigerungen. Diese können zum einen durch eine saisonale Anpassung der Fütterung der Biogasanlage an den Wärmebedarf und durch eine wärmegeführte Fahrweise der genutzten BHKWs erreicht werden, zum anderen durch Effizienzsteigerungen in den Nahwärmenetzen selbst, um Wärmeverluste zu reduzieren. Beide Optimierungsmaßnahmen werden im folgenden Kapitel vorgestellt.



6.1 Anpassung der Fütterung an wärmegeführtes BHKW

Warum ist eine Anpassung der Fütterung an eine wärmegeführte Fahrweise interessant?

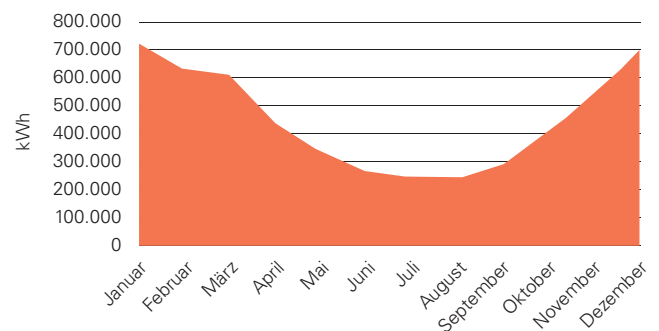
Durch eine Anpassung der Fütterung an den saisonalen Wärmebedarf können Wärmeüberschüsse im Sommer, die bisher in die Atmosphäre entlassen wurden, vermieden werden. Gleichzeitig steigt die Effizienz des eingesetzten Substrates, so dass weniger bei gleicher Leistung benötigt wird. Durch die Verlagerung der höchsten Gasproduktion und Verstromung in den Winter wird der Einsatz redundanter Wärmequellen stark reduziert oder ganz vermieden, weiteres Wärmepotenzial entsteht für neue Wärmekunden und im oft wind- und sonnenarmen Winter kann zudem ein wertvoller Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage geleistet werden (1).

Stand der Entwicklung

Das EEG hat von Beginn an die Stromproduktion von Biogasanlagen-BHKWs stark begünstigt. Die Wärmeproduktion wurde nur indirekt durch den KWK-Bonus gefördert. Auch in der „Post-EEG Zeit“ steht „Strom“ wieder im Fokus des Gesetzgebers. Durch Flex-Zuschlag und Flex-Prämie wird der BHKW-Zubau (Überbauung zur doppelten oder mehrfachen BHKW-Leistung) zur bedarfsgerechten Stromproduktion gefördert (s. auch Handlungsempfehlung: Weitere 10 Jahre EEG durch das Ausschreibungsmodell). Aber passt diese stromgeführte Fahrweise auch zu dem diskontinuierlichen Wärmebedarf in den Bioenergiedörfern? Ist eine bedarfsgerechte Stromproduktion mit einer bedarfsgerechten Wärmeproduktion kompatibel?

Die folgenden Abbildungen zeigen zwei typische sogenannte Lastprofile für den Heizbedarf und den Strombedarf im Jahresverlauf. Beide Kurvenverläufe zeigen geringere Strom- und

Monatlicher Wärmeverbrauch in einem Bioenergiedorf



Monatlicher Stromverbrauch Deutschland, 2020 (1)

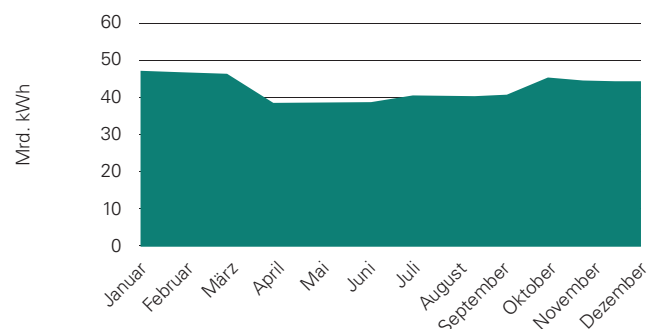


Abb. 6-1: Gegenüberstellung monatlicher Wärmeverbrauch und Stromverbrauch im Jahresverlauf

Wärmeverbräuche im Sommer, wenngleich die Wärmelastkurve deutlich stärker einbricht als die des Stroms. Im Winter wird in Deutschland etwa zehn Prozent mehr Strom verbraucht als im Sommer (2). Nach neuesten Zahlen sind allerdings die Unterschiede im Stromverbrauch zwischen den Jahreszeiten in den letzten 30 Jahren geringer geworden (2). In Bezug auf den Strom- und Wärmebedarf im Tagesverlauf ähneln sich die Lastprofile mit Spitzenbedarf um die Vormittags- und frühen Abendstunden. Insofern steht einer Flexibilisierung des Biogas-BHKWs zur bedarfsgerechten Stromerzeugung generell nichts im Wege, auch wenn Wärmekunden über ein Nahwärmenetz zu versorgen sind. Es kann sogar von Synergieeffekten ausgegangen werden. Eine saisonale Anpassung des Fütterungsmanagements der Biogasanlage unterstützt eine bedarfsgerechte Fahrweise und begrenzt die Größe der Gas- und Wärmespeicher (3).

Die Variation der Fütterungsmenge oder das gezielte Kombinieren von unterschiedlich abbaubaren Substraten wurde bisher lediglich in Laborversuchen und in Forschungsbiogasanlagen untersucht. Mauky (3) konnte die große Dynamik der Gasproduktion durch die Variation der Mengen und der Zusammensetzung bei der Vergärung von schnell, mittel und langsam abbaubaren Substraten (Rübensilage, Maissilage und Rindergülle) bei gleichzeitig stabilem Prozess aufzeigen. Dabei konnte der Bedarf an zusätzlicher Gasspeicherkapazität (Bruttospeichervolumen) bis zu 45% reduziert werden. Barchmann u. a. untersuchten die Abbaugeschwindigkeit und Gas-Freisetzungsdauer verschiedener Substrate (3). Rindermist und Rindergülle enthalten geringere Anteile leicht abbaubarer Substanzen und höhere Anteile langsam abbaubarer Substanzen. Sie benötigen ca. 4–6 Tage um ihr höchstes Gasertragspotential zu erreichen. Eine deutlich geringere Reak-

tionszeit weist Maissilage auf, sie erreicht nach 1,5-2 Tagen im Biogasprozess ihr volles Ertragspotential, so dass beispielsweise auf witterungsbedingte Nachfrageschwankungen reagiert werden kann. Zuckerrübenmus entfaltet bereits innerhalb von 12 Stunden sein höchstes Gaspotential und ist damit am ehesten in der Lage, tagestypische Spitzenzeiten des Wärme- und Strombedarfs abzudecken (3).

Rechtliche Situation

Es gibt keine bekannten rechtlichen Einschränkungen für eine wärmeangepasste Fahrweise des BHKW, wenn die bei der Genehmigung der Biogasanlage zugelassenen Substrate für eine wärmeangepasste Fütterung verwendet werden.

Wärmeangepasste Fütterung

In dem Berechnungsbeispiel wird von einer häufig in der Praxis eingesetzten Substratkombination aus Rindergülle, Rindermist und Hühnertrockenkot (HTK), Silomais, Wintergetreide-GPS und Zuckerrübenmus ausgegangen. Auf einem Praxisbetrieb mit einer 750 kW_{el} Biogasanlage erfolgt im „Status quo“ die Verteilung der Futtermengen über das Jahr relativ gleichmäßig, lediglich in den drei Sommermonaten Juni, Juli und August wird die Silomaismenge deutlich reduziert und nur zum Teil mit Wintergetreide-GPS ergänzt. Wie in der nachfolgenden linken Abbildung zu sehen ist, entsteht ein kleiner Einbruch in der Fütterungsmenge, was als minimale Anpassung der Fütterung an den Wärmebedarf interpretiert werden könnte. Strebt man eine stärker an den Wärmebedarf angepasste Fütterung an, müssen die Substrate so verteilt werden, dass die Hauptgasproduktion in den Wintermonaten anfällt. Ziel der Fütterung ist es, den Wärmebedarf für das Nahwärmenetz des Bioenergiedorfes und den Fermenter im Winter möglichst vollständig abzudecken und im Sommer die Nawaro-Substrate

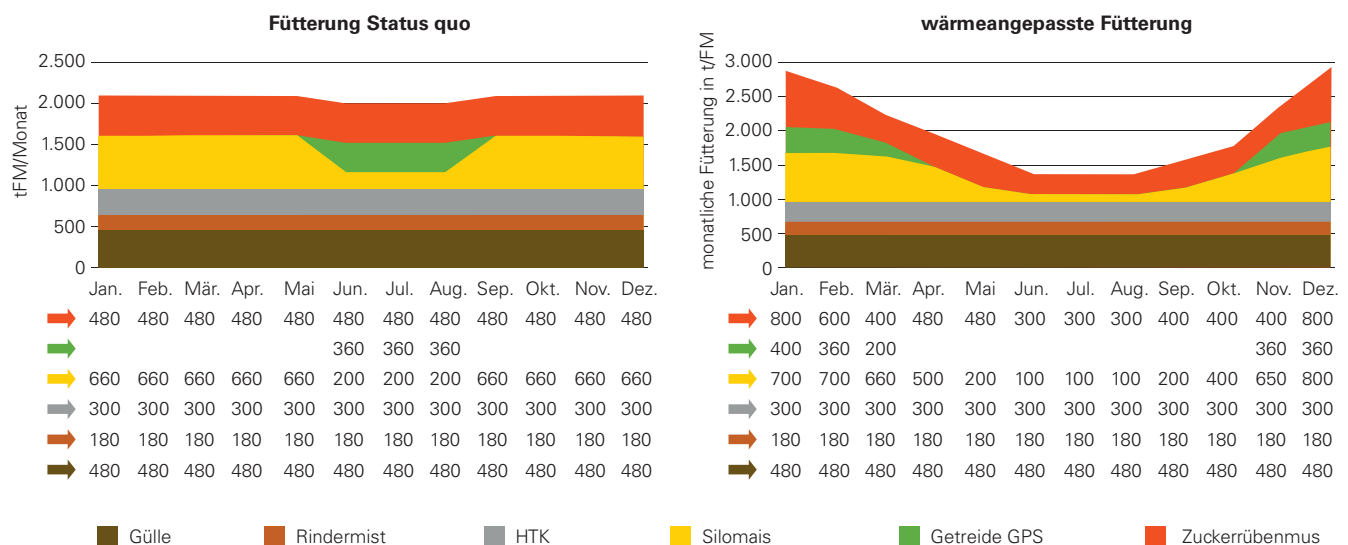


Abb. 6-2: Fütterungsplan im Jahresverlauf, Status quo gegenüber wärmeangepasster Fütterung

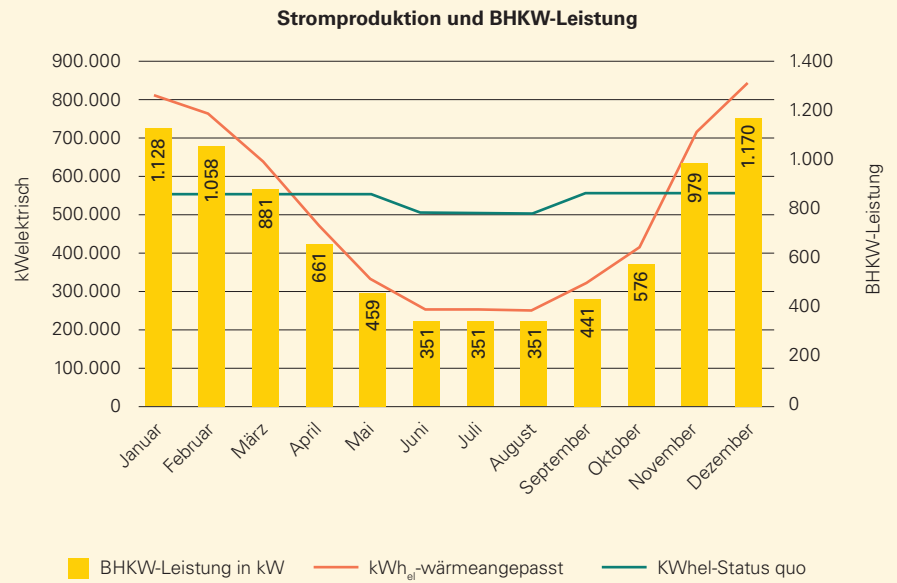


Abb. 6-3: Stromproduktion und BHKW-Leistung bei Status quo und bei wärmeangepasster Fütterung

deutlich zu reduzieren, um dem geringen Wärmebedarf zu folgen. In der Abbildung 6-2 (rechts) ist eine wärmeangepasste Variante aufgezeigt. Der eingesetzte Wirtschaftsdüngeranteil (Gülle, Rindermist, HTK) wird weiterhin das ganze Jahr über mit gleichbleibenden Mengen gefüttert und stellt die Grundlast der Energieerzeugung im Sommer dar. Energiereicher Silomais wird in den Winter- und Übergangsmonaten in höheren Mengen vergoren und in den Sommermonaten reduziert. Wintergetreide-GPS (Triticale- oder Roggenganzpflanzen) trägt nur in den Winter- und den Übergangsmonaten zur Deckung des Wärmebedarfs bei. Zuckerrübenmus wird im vorliegenden Beispiel kontinuierlich, im Winter mit höheren und im Sommer mit geringeren Mengen eingesetzt.

Fütterung

Aus der stark wärmeangepassten Fütterung der Biogasanlage resultiert eine bis zu dreifach höhere Gasausbeute im Winter im Vergleich zu den Sommermonaten. Das bedeutet, dass im Winter ca. 1.200 kW_{el} BHKW Leistung benötigt wird und im Sommer die elektrische Leistung des 750 kW BHKWs auf ca. 350 kW_{el} Leistung heruntergefahren bzw. die Laufzeit reduziert werden muss. Abbildung 6-3 zeigt die berechnete BHKW-Leistung für die Monate des Jahres sowie die monatliche Stromproduktion in der wärmeangepassten und der Status quo Variante.

Um diesen konsequent wärmegeführten Fütterungsplan umzusetzen, benötigt man folglich eine mindestens 1,5 fache Überbauung des BHKW. In diesem Zusammenhang sollte man dann überlegen, ob im Zuge der Wärmeanpassung nicht eine mehrfache BHKW-Überbauung sinnvoll und ökonomisch folgerichtig ist. Zuckerrübenmus könnte dann nach einem Tagesfahrplan stoßweise zu Phasen mit Hochstrompreisen eingesetzt werden und höhere Stromeinnahmen generieren. Ein intensiver Intervallbetrieb mit mehrfachen täglichen Starts und Stopps stellt jedoch hohe Anforderungen an BHKW-Leistung sowie Gas- und Wärmespeicher. Dieser weitere Anpassungsschritt erfordert weitergehende Investitionen in Speicherkapazitäten und bleibt hier unberücksichtigt.

Durch die Umverteilung der Substratmengen in die Wintermonate können 1.430 Tonnen Silomais und 100 Tonnen Zuckerrübenmus jährlich eingespart werden. Die Getreide-GPS Menge steigt dagegen um 600 Tonnen im Jahr. Der Anteil von Silomais sinkt von der Fütterung im Status quo zu der wärmeangepassten Fütterung von 26 auf 21 Masseprozent und der Wirtschaftsdüngeranteil steigt von 46 auf 48 Masseprozent. Damit kann der Maisdeckel weit über das Jahr 2033 hinaus eingehalten werden (Maisdeckel 2033: 29 %) Der Wirtschaftsdünger stellt den Löwenanteil dar, was ökologisch wichtig und in Bezug auf zukünftige Verkäufe von CO₂-Zertifikaten wirtschaftlich interessant ist.



Die nachfolgenden Abbildungen zeigen, dass durch die wärmeangepasste Fütterung die durchschnittliche monatliche Wärmeeinspeisung in das Nahwärmenetz und den Fermenter gut angeglichen werden konnte. Die Wärmeerzeugung liegt mit 1.140 MWh über dem durchschnittlichen jährlichen Wärmebedarf für das Nahwärmenetz und den Fermenter. In

den Wintermonaten ist der Wärmepuffer größer, im Sommer geringer, um auch bei extremen Temperaturen im Winter die Wärmeversorgung weitgehend abzudecken, so dass der Einsatz redundanter Wärmequellen reduziert oder ganz darauf verzichtet werden kann. Darüber hinaus können weitere Wärmekunden angeschlossen werden.

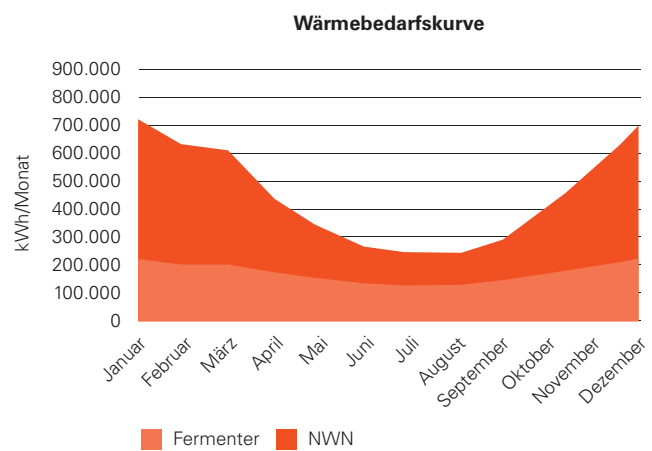
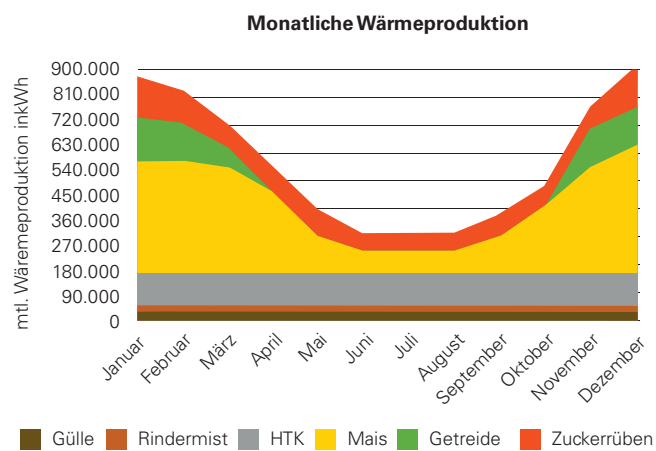


Abb. 6-4: Vergleich monatliche Wärmeproduktion (wärmeangepasste Fütterung) und Wärmebedarf

Wirtschaftlichkeit

In der nachfolgenden Berechnung ist davon ausgegangen worden, dass die Biogasanlage im Zuge der Wärmeeinspeisung auch die notwendige höhere BHKW-Leistung bereitstellt. Folgt man dem vorliegenden Beispiel, wäre eine BHKW-Zubau 750 kW_{el} auf ca. 1.200 kW_{el} notwendig. Es würde sich daher anbieten, gleich mit mindestens doppelter Überbauung an einer Ausschreibung nach dem EEG 2021 teilzunehmen, um eine 10-jährige Weiterförderung zu bekommen. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird daher von einem Stromvergütungspreis von 17 ct/kWh ausgegangen, der im Zuge der Ausschreibung realistisch erscheint.

Durch die wärmeangepasste Fütterung werden Substratkosten in Höhe von knapp 25.000 Euro pro Jahr eingespart, zugleich geht aber auch die Stromproduktion durch die verringerte Fütterung und den reduzierten BHKW-Einsatz im Sommer um ca. 297 MWh zurück. Um die gleiche Strommenge wie im

Status quo zu erreichen, hätte man wiederum einen hohen Wärmüberschuss akzeptieren müssen, welches ja gerade vermieden werden sollte.

Der Stromerlös sinkt bei einer Einspeisevergütung von 17 ct/kWh um ca. 50.500 Euro in der wärmeangepassten Variante. Dies kann durch die Einsparungen bei der Fütterung allein nicht wettgemacht werden, es bleibt ein Differenzbetrag von ca. 25.500 Euro. Aber es ist mit weiteren Zusatzeffekten zu rechnen, da geringere redundante Wärmequellen (Holz, Heizöl) für den Wärmebedarf im Winter benötigt werden. Geht man davon aus, dass statt durchschnittlich 10 nur noch 2 Prozent des Wärmebedarfs im Jahr durch Heizöl bereitgestellt werden muss, entsteht bei einem Heizölpreis von 0,60 Euro/Liter ein weiterer Spareffekt von 26.000 Euro, so dass die Gesamtbilanz in Summe bereits positiv wird (s. nachfolgende Tabelle).



Tabelle 6-1: Beispielhafte GuV-Kalkulation für wärmeangepasste Fütterung

Gewinn und Verlust Kalkulation	
Rückgang Stromproduktion in kWh	-296.568
Rückgang Einnahmen in Euro (17 ct/kWh)	-50.417
Einsparung Substratkosten in Euro	24.920
Defizit danach in Euro	-25.497
Einsparung foss. Spitzenlast 8 % (Ölpreis 0,60 ct/l)	26.000
Gewinn in Euro	503

Bei einem Wärmeverkaufspreis von 8,5 ct/kWh und einem durchschnittlichen jährlichen Wärmebedarf von 25.000 kWh für ein Einfamilienhaus könnte durch jeden zusätzlichen Wärmekunden ein weiterer Umsatz von je 2.125 Euro generiert werden. Durch die CO₂-Bepreisung von fossilem Gas und Heizöl besteht auch eine gute Chance, in den Bioenergiedörfern weitere Wärmekunden zu gewinnen. Auch der künftige Einsatz von CO₂-Zertifikaten und der Verkauf von möglichst viel der BHKW-Abwärme verbessert die Einkünfte für Bestandanlagen. Damit können es Biogasanlagen schaffen, mit einer niedrigen Vergütungshöhe bei der Ausschreibung von bspw. 17 ct/kWh auskömmlich zu wirtschaften (s. auch Handlungsempfehlung: Weitere 10 Jahre EEG durch das Ausschreibungsmodell).

Vor der Umstellung auf eine wärmeangepasste Fütterung sollte man prüfen, ob es sinnvoll ist, eine stärkere Flexibilisierung mit einer BHKW-Überbauung von über 200 % umzusetzen, denn die Kosten für eine höhere Leistung von BHKWs sind im Leistungsbereich zwischen 1 MW bis 2 MW vergleichsweise günstiger. Andererseits könnte es bei einer starken Strom-Flexibilisierung zu einem Zielkonflikt zwischen Strom- und Wärmevermarktung kommen, da die BHKWs evtl. nur noch 2.000 bis 2.500 Stunden im Jahr laufen. Somit wären große Investitionen in Gas- und Wärmespeicher notwendig und die Abhängigkeit vom Börsenstrompreis würde stark zunehmen. Anders als bei Biogasanlagen mit geringem Wärmeabsatz, steht bei Bioenergiedörfern mit Nahwärmenetzen und vielen Wärmekunden die Vermarktung der Wärme im Vordergrund. Dies zeichnet Bioenergiedörfer aus.

Betriebliche Umsetzung

Jede Umstellung des Fütterungsregimes sollte langsam und nicht abrupt erfolgen, damit die Bakteriengesellschaften sich an die neue Fütterung anpassen können. Neue Substrate sollten in langsam ansteigenden Mengen gefüttert werden. Besonders Methanbakterien reagieren empfindlich auf Milieueränderungen (4). Andererseits können neue Substrate, die bisher noch nicht verfüttert wurden, sich positiv auf die Mikroorganismenvielfalt im Fermenter auswirken und die Biogasausbeute steigern. Denn Mikroorganismen benötigen eine ausgewogene Ernährung mit Makronährstoffen (N, P, K, Ca, S) und Mikronährstoffen, viele davon sind essenziell (Nickel, Cobalt, Molybdän, Selen, Eisen). Ein Substratmix aus verschiedenen Pflanzenarten und Wirtschaftsdünger ist am besten geeignet, um diese Ansprüche der Mikroorganismen zu erfüllen (5). Bei der „Fütterung“ eines Fermenters muss beachtet werden, dass auch eine übermäßige Substratzugabe den Gärprozess hemmen kann, da sich grundsätzlich jeder Inhaltsstoff eines Substrates in zu hohen Konzentrationen schädlich auf die Bakterien auswirken kann (6). Eine Verminderung der Fütterung im Rahmen der Wärmeanpassung muss nicht automatisch zu einer linearen Reduktion der Biogas- und damit Stromausbeute führen. Bei geringerer Raumbelastung und längerer Verweilzeit wird die Ausbeute pro zugeführter Substratmenge erhöht (5). Stehen den Anlagebetreibern zwei BHKWs zur Verfügung, kann in den 3 Sommermonaten ein BHKW vorübergehend stillgelegt werden.



Bei weitergehenden Anpassungen an eine bedarfsgerechte Wärme- und Stromproduktion durch einen täglich optimierten Fahrplan, sollte der Anlagenbetreiber prüfen, ob die Gas- und

Wärmespeicherkapazität dafür ausreichend dimensioniert ist und ob genügend flexible Motorleistung zur Verfügung steht (7).

Ein Beispiel aus einem Bioenergiedorf zur Stromflexibilisierung:



„Nach vielen Diskussionen und Abwägungen wurde das erste Konzept, das eine alleinige stromgeführten Flexibilisierung vorsah wieder verworfen, weil es den Genossen zu spekulativ, nur auf den Stromhöchstpreis an der Börse ausgerichtet, erschien.

Sie strebten ein Konzept an, welches die Gesamtanlage insgesamt effizienter macht und die Wärmekunden auch stets im Blick hat. Die Wärme ist uns ja das Wichtigste, wir wollen in erster Linie dann Strom erzeugen, wenn wir Wärme im Dorf brauchen“ (1).

Ökologie

Ein BHKW erzeugt mehr Wärme als elektrische Leistung. Es ist wärmegeführt, wenn der Einsatz des BHKW nach der nachgefragten Wärmemenge ausgerichtet wird. Bei Kraft-Wärme-Kopplung ist diese Leistungsführung naheliegend und ökologisch sinnvoll, da die erzeugte Energiemenge mit hohem Wirkungsgrad genutzt wird. Energiereiche Substrate von Ackerflächen werden dann eingesetzt, wenn der Wärmebedarf im Winter hoch ist und in den Sommermonaten wird ein Überschuss an Wärme, die keiner sinnvollen Nutzung zugeführt werden kann, vermieden. So kann der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen vom Acker begrenzt werden. Wirtschaftsdünger wie z. B. Gülle und Stallmist werden jedoch ganzjährig vergoren, da sie im Vergleich zu nachwachsenden Rohstoffen einen geringen Energiegehalt besitzen und im Sommer die Grundlast an Wärme abdecken können. Darüber hinaus ist die ganzjährige Vergärung aus Wirtschaftsdünger wie z. B. Gülle oder Stallmist aus Klimaschutzgründen wichtig, um Methanabgasungen in den Lagerstätten im Stall oder Hof zu vermeiden.

Praxisbeispiel



Die Bioenergiedörfer Wollbrandshausen und Krebeck liegen in Südniedersachsen an der Grenze zu Hessen. Die Energieanlagen mit 2 BHKWs an der Biogasanlage sind zwischen den beiden Dörfern positioniert und je 2 weitere Satelliten-BHKWs in Krebeck und Wollbrandshausen aufgestellt. Das Biogas wird über eine 3 km lange Gasleitung zu den Heizzentralen der Dörfer weitergeleitet. Von den Heizzentralen geht ein ca. 10 km langes Nahwärmenetz in Form von zwei Ringleitungen aus in beide Ortschaften zu den ca. 280 Wärmekunden. Das Fütterungsmanagement der Biogasanlage ist an den saisonalen Wärmebedarf angepasst, eine doppelte Überbauung der BHKW-Leistung sorgt für die notwendige Lastverschiebung.

Kontakt: www.biowk.de

Quellen

1. Karpenstein-Machan, M. Jühnde investiert ins Bioenergiedorf 2.0, 2016. In: *Energie aus Pflanzen*, 20(2).
2. Barchmann, T., E. Mauky, M. Dotzauer, M. Stur, S. Weinrich, H.F. Jacobi, J. Liebetrau, M. Nelles. Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung, 2016. In: *LANDTECHNIK* 71(6), S. 233–251.
3. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Monatlicher Stromverbrauch in Deutschland* [online], 2022. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/monatlicher-stromverbrauch-deutschland/>
4. Liebetrau, J., S. Weinrich, H. Sträuber, J. Kretzschma. Anaerobic fermentation of organic material: Biological processes and their control parameters, 2019. In: Kaltschmidt M (Hrsg.), *Energy from organic materials (biomass). Encyclopedia of Sustainability Science and Technology Series*.
5. Karpenstein-Machan, M. *Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber*, 2005. DLG -Verlags-GmbH, Frankfurt, ISBN 3- 7690-0651-8.
6. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.). *Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung bis zur Nutzung* [online], 2016. Verfügbar unter: http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf
7. Vogel, L., K. Sugal, F. Schünemeyer, B. Krautkremer, H. Hahn, H. F. Jacobi. *Verbundvorhaben: Upgrading von Bestandsbiogasanlagen hin zu flexiblen Energieerzeugern durch eine bedarfsorientierte Dynamisierung der Biogasproduktion (UBEDB)* [online], 2018. Verfügbar unter: <https://katalog.ub.tu-braunschweig.de/vufind/Search2Record/1666275441>.

6.2 Nahwärmenetzeffizienz verbessern

Warum ist eine Effizienzsteigerung des Nahwärmenetzes interessant?

Durch Effizienzsteigerungen im Wärmenetz, wie z. B. verringerte Wärmeverluste oder eine Absenkung des Pumpenstrombedarfs, verringert sich der erforderliche Ressourcenbedarf (z. B. Biogas- oder Stromeinsatz) der Wärmebereitstellung. Wärmeverluste lassen sich bei Bestandsnetzen insbesondere durch eine Temperaturabsenkung des Nahwärmenetzes reduzieren. Die Excess-Flow-Analyse bietet ein einfaches Verfahren, um Hausübergabestationen zu identifizieren, die ein hohes Potential aufweisen, die Rücklauftemperatur des Gesamtnetzes zu senken. Dadurch können wirkungsvolle Effizienzmaßnahmen mit deutlich weniger Aufwand erkannt und umgesetzt werden.

Beschreibung der Handlungsempfehlung

Eine Steigerung der Effizienz ist bei Bestandswärmenetzen vor allem durch die Absenkung der Netzzvorlauf- und der Netzzrücklauf-temperatur oder einer der beiden Temperaturen erreichbar. Die Netzzvorlauf-temperatur wird zentral am Wärmeerzeuger durch den Netzbetreiber eingestellt. Anders ist es bei der Netzzrücklauf-temperatur, die sich in Summe aus den wärmenetzseitigen Rücklauf-temperaturen und Volumenströmen in den Hausübergabestationen der einzelnen Abnehmer ergibt.

Im Wesentlichen lassen sich drei positive Auswirkungen einer Temperaturabsenkung unterscheiden. Erstens besteht der grundsätzliche Vorteil einer Temperaturabsenkung (egal ob Vorlauf, Rücklauf oder beides) darin, dass die Leitungswärmeverluste aufgrund der verringerten Differenz zwischen mittlerer Temperatur der Wärmenetzleitungen und Umgebungstemperatur abnehmen. Zweitens kann die Rücklauf-temperatur stärker abgesenkt werden als die Vorlauf-temperatur und dadurch die Auskühlung des Vorlaufs erhöht werden. Dies bewirkt bei gleichbleibendem Wärmebedarf eine Abnahme des Gesamtvolumendurchsatzes im Netz, wodurch sich der Pumpenstrombedarf verringert. Gleichzeitig steht mehr Netzkapazität zur Verfügung, um weitere Abnehmer anzuschließen. Wird dagegen nur die Vorlauf-temperatur abgesenkt, nehmen zwar die Wärmeverluste ab, jedoch auch die Netzkapazität. In der Regel werden in Bioenergiedörfern BHKWs ohne Brennwertnutzung betrieben, weshalb die Netztemperaturen sich so gut wie gar nicht auf die Effizienz der Wärmeerzeuger auswirken. Angesichts der erforderlichen Dynamik in der Energiewende ist es jedoch grundsätzlich denkbar, dass Bioenergiedörfer vermehrt ergänzende Wärmeerzeuger in Nahwärmenetze einbinden, bei Reinvestitionen von BHKWs Brennwerttechnik einsetzen oder die Biogasanlage stilllegen und andere erneuerbare Wärmeer-

zeuger die Nahwärmeversorgung übernehmen. Dann führt (drittens) eine Absenkung der Netztemperaturen bei vielen erneuerbaren Wärmeerzeugern sowie beim Einsatz von Brennwertechnik zu einer Effizienzsteigerung. Beispielsweise erhöht sich der Ertrag von Solarthermie sowohl mit abnehmender Vor- als auch Rücklaufemperatur des Netzes. Die Effizienz von Wärmepumpen nimmt mit sinkender Netzvorlaufemperatur zu, weil sich der Temperaturhub zwischen Wärmequelle und -senke verringert. Zudem wird das Potential erschließbarer Abwärmequellen durch eine Absenkung der Netztemperaturen gesteigert. Zusammengefasst erhöht eine Absenkung der Netztemperaturen die Ressourceneffizienz und die Flexibilität, Wärmeerzeuger zu wechseln oder zu ergänzen und somit auch die Chance für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb des Wärmenetzes auf längere Sicht.

Die Netzvorlaufemperatur lässt sich nur so weit absenken, dass während der Heizperiode noch behagliche Raumtemperaturen erreichbar sind, eine Erwärmung des Brauchwassers auf 60°C zum Schutz vor Legionellen möglich ist und die Netzkapazität ausreichend hoch bleibt, um alle Abnehmer zu versorgen. Bei ländlichen Wärmenetzen für die (vorwiegende) Versorgung von Wohngebäuden ist mit Ausnahme von kalten Wintertagen, die eine höhere Vorlaufemperatur des gebäudeinternen Heizkreises und somit auch des Wärmenetzes erfordern, die thermische Brauchwasseraufbereitung bei 60°C in der Regel limitierender Faktor für die Absenkung der Netzvorlaufemperatur. Die Heizkreis-Vorlaufemperatur im Gebäude sollte in jedem Fall durch eine „gut abgestimmte Haustechnik“ (z. B. gut eingestellte Regler, ausreichend dimensionierte Heizkörper, hydraulischer Abgleich der Heizkörper etc.) auf ein sinnvolles Maß begrenzt werden. Eine aktuelle Studie des IFEU-Instituts zeigt anhand von Sanierungsbeispielen (z. B. Austausch ungünstiger Heizkörper) auf, wie sich in Bestandsgebäuden der erforderliche Jahresmaximalwert der Heizkreis-Vorlaufemperatur auf 55°C begrenzen ließe. Dadurch sollen Gebäude für den Umstieg auf erneuerbare Wärmeerzeuger vorbereitet werden, da in den allermeisten Fällen die erforderlichen Temperaturniveaus für die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle spielen. Dies gilt sowohl für dezentrale Wärmeerzeuger in Gebäuden als auch für den Anschluss an ein Wärmenetz mit zentraler Wärmeerzeugung. Die Studie schlägt sogar vor, einen „Niedertemperatur-Ready-Standard“ für Gebäude einzuführen (1). Das zeigt auf, wie wichtig es grundsätzlich für die Wärmewende ist, der Absenkung der erforderlichen Temperaturniveaus für Raumheizung und Trinkwarmwasser in Bestandsgebäuden mehr Aufmerksamkeit beizumessen.

Die Rücklaufemperatur auf Wärmenetzseite kann gesenkt werden, indem bei Abnehmern die Rücklaufemperatur der Haustechnik (Austrittstemperatur Hausübergabestationen sekundärseitig) verringert wird. Die Rücklaufemperatur der Haustechnik kann aus verschiedenen Gründen erhöht sein. Neben den bereits genannten Kriterien bezüglich der Haustechnik, sind noch weitere mögliche Fehlerquellen zu beachten, wie z. B. hydraulisch eingebundene Altkessel, fehlende bzw. defekte Rückschlagventile der Brauchwassererwärmung oder defekte Regelventile. Durch die Behebung solcher Störungen in der Haustechnik ließe sich die Rücklaufemperatur netzseitig bei vielen Hausübergabestationen mit überschaubarem Aufwand verringern. Zudem ist für einzelne Maßnahmen, wie z. B. den hydraulischen Abgleich, ein Zuschuss über die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) möglich. Hier stellt sich für Bestandsnetze die Frage, bei welchen Hausübergabestationen sich die Suche nach Störquellen am meisten lohnt, um den Aufwand durch Hausbegehungen zur Bewertung der Hausübergabestation samt Haustechnik sinnvoll zu begrenzen. Als Orientierung können z. B. die Hausübergabestationen mit den höchsten wärmenetzseitigen Rücklaufemperaturen gewählt werden. Da jedoch auch der wärmenetzseitige Volumendurchsatz einen Einfluss auf die Höhe der Gesamtnetzrücklaufemperatur hat, bietet sich die Excess-Flow-Methode an, da sie beides berücksichtigt, die Rücklaufemperatur und den Volumendurchsatz jeder Hausübergabestation.

Excess-Flow-Methode

Ist die Netzzücklaufemperatur eines Bestandsnetzes im Jahresdurchschnitt auffallend hoch und es sollen Hausübergabestationen mit einem möglichst hohen Potential zur Senkung der Netzzücklaufemperatur identifiziert werden, dann kann die Durchführung einer Excess-Flow-Analyse dabei helfen. Für die Anwendung der Methode sind die Wärmeabnahme und der Volumendurchsatz aller Abnehmer jeweils für den gleichen Untersuchungszeitraum erforderlich. Hierfür bieten sich Jahreswerte an, um den gesamten Jahreszyklus in der Bewertung zu berücksichtigen. Als Vergleichsgröße der Stationen wird der sogenannte Excess-Flow herangezogen, was mit „überschüssiger Volumendurchsatz“ übersetzt werden kann. Der Excess-Flow entspricht der Differenz zwischen dem Volumendurchsatz im aktuellen Betrieb (gemessener Jahresvolumendurchsatz) und dem Volumendurchsatz bei idealer Auskühlung des Wärmetransportmediums innerhalb der jeweiligen Station ($T_{\text{Vorlauf,netzseitig}} - T_{\text{Rücklauf,netzseitig}}$). Bei der Excess-Flow-Analyse kann wie folgt vorgegangen werden, wobei die Durchschnittswerte sich immer auf den Zeitraum beziehen sollten, für den die Messwerte (Jahreswärmeabnahme und -volumendurchsatz aller Abnehmer) vorliegen:

Durchführung der Excess-Flow-Methode kurz und knapp:

1. Durchschnittliche Netzvorlauftemperatur T_{VL} abschätzen: Korrekt wäre hier die Berücksichtigung des Volumenstrom-gemittelten und nicht des zeitlich-gemittelten Wertes, und demnach eine höhere Gewichtung der vorherrschenden Vorlauftemperaturen während der Heizperiode. Liegt sowohl die Netzvorlauftemperatur als auch der ins Netz gespeiste Volumenstrom im Zeitverlauf vor, kann der Volumenstrom-gemittelte Wert bestimmt werden. Dafür wird das Produkt der Netzvorlauftemperatur und des Volumendurchsatz für jeden Zeitschritt (z. B. stündlich) aufsummiert und die Summe durch den Jahresvolumendurchsatz geteilt. Ist dies aufgrund der Datenlage nicht möglich, kann auch ein zeitlich gemittelter Volumenstrom oder ein anderer Schätzwert genutzt werden. Die für jede Übergabestation unter Punkt 3 berechneten Netzurücklauftemperaturen können dann allerdings von den tatsächlichen Netzurücklauftemperaturen abweichen, die Aussage des Rankings bleibt jedoch erhalten.
2. Für jede Hausübergabestation anhand der Jahreswärmeabnahme Q_{Bedarf} und des Jahresvolumendurchsatzes V_{gemessen} sowie der Dichte ρ und spez. Wärmekapazität c_p des Wärmetransportmediums die durchschnittliche jährliche Auskühlung $dT_{\text{Auskühlung}}$ zwischen Netzvorlauf und -rücklauf bestimmen (dieser Rechenweg ergibt den Volumen-gemitteltem Wert für die durchschnittliche jährliche Auskühlung):

$$dT_{\text{Auskühlung}} = \frac{Q_{\text{Bedarf}}}{V_{\text{gemessen}} \cdot \rho \cdot c_p}$$

3. Für jede Hausübergabestation die durchschnittliche Netzurücklauftemperatur $T_{\text{RL,real}}$ für den betrachteten Zeitraum bestimmen: $T_{\text{RL,real}} = T_{\text{VL}} - dT_{\text{Auskühlung}}$
Hierbei wird die Auskühlung des Vorlaufs auf dem Weg zur Übergabestation der Einfachheit halber vernachlässigt. Insbesondere für Bioenergiedörfern ist aufgrund der geringen Netzgröße anzunehmen, dass die Auskühlung des Vorlaufs verhältnismäßig klein ist.
4. Durchschnittliche Rücklauftemperatur $T_{\text{RL,Ziel}}$ definieren, welche bei gut eingestellter Haustechnik samt Übergabestation typischerweise für diesen Abnehmer zu erreichen wäre, wie z. B. 50°C oder auch weniger für Einfamilienhäuser im Bestand (korrekt wäre auch hier der Volumenstrom-gemittelte Wert)
5. Für jede Hausübergabestation den Excess-Flow anhand der folgenden Formel bestimmen:

$$V_{\text{Überschuss}} = V_{\text{gemessen}} - V_{\text{ideal}} = \frac{Q_{\text{Bedarf}}}{\rho \cdot c_p} \cdot \left(\frac{1}{T_{\text{VL}} - T_{\text{RL,real}}} - \frac{1}{T_{\text{VL}} - T_{\text{RL,Ziel}}} \right)$$

6. Für alle Hausübergabestationen die Excess-Flow-Werte der Größe nach absteigend sortieren
→ Excess-Flow-Ranking
7. Auffallend hohe Excess-Flow-Werte auf Plausibilität überprüfen, um Ablesefehler auszuschließen.
8. Die Hausübergabestationen mit dem höchsten Excess-Flow zuerst begehen, um nach möglichen Fehlern zu suchen, wie z. B. defekte Ventile, falsch eingestellte Regler, nicht vorhandener hydraulischer Abgleich...
9. Evt. Methode vorbereitend auch für vorherige Jahre anwenden und die Rankings vergleichen, um Veränderungen beim Excess-Flow zeitlich besser eingrenzen zu können
 - Welche Stationen weisen regelmäßig einen hohen Excess-Flow auf?
 - Gibt es auffallend starke Zunahmen/Abnahmen des Excess-Flow?
10. Bei Bedarf kann die Excess-Flow-Methode als dauerhaftes Monitoring angewandt werden, um Fehlerquellen möglichst frühzeitig zu erkennen.

Die aufgeführten Schritte orientieren sich an der wissenschaftlichen Veröffentlichung (2), welche die Excess-Flow-Analyse noch detaillierter beschreibt.

In der folgenden Abbildung ist das Ergebnis einer Excess-Flow-Analyse für ein ländliches Wärmenetz dargestellt. Die aufgeführten Punkte geben den jeweiligen Excess-Flow einer

Hausübergabestation an, wobei die Stationen so sortiert sind, dass der Excess-Flow von links nach rechts abnimmt (Excess-Flow-Ranking). Alle roten Punkte sind Stationen, welche die ideale Auskühlung von in diesem Fall 20°C nicht erreichen, nur bei den wenigen grünen Stationen entspricht die Auskühlung 20°C oder mehr. Die schwarze Linie veranschaulicht, wie die Rücklaufemperatur des Gesamtnetzes abgesenkt wird, wenn

die Stationen von links nach rechts die ideale Auskühlung von 20°C erreichen. Die Abbildung macht deutlich, dass je höher der Excess-Flow einer Station ist, desto höher auch das Potential ist, die Rücklaufemperatur des Gesamtnetzes abzusenken. Beispielsweise ließe sich in diesem Fall mit den 20 auffälligsten Stationen bereits die Rücklaufemperatur des Gesamtnetzes im Idealfall um etwa 5°C absenken, während es bei ca. 70 Stationen etwa 10°C wären.

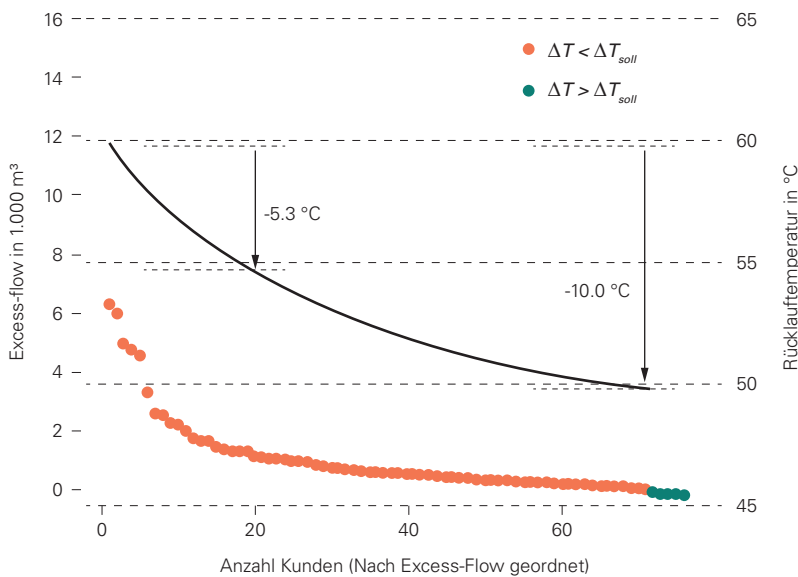


Abb. 6-5: Excess-Flow-Ranking für ein ländliches Wärmenetz bei einer idealen Auskühlung von 20°C

Stand der Entwicklung

Die Excess-Flow-Methode wurde Anfang der 2000er Jahre entwickelt (3) und eignet sich als praktisches Hilfsmittel für Wärmenetzbetreiber, um mit überschaubarem Aufwand kritische Hausübergabestationen zu identifizieren. Sie bietet einen einfachen Einstieg ins Wärmenetz-Monitoring, das im Zuge der Wärmewende zunehmend an Bedeutung gewinnt, um vorhandene Kostensenkungspotentiale erkennen und erschließen zu können.

Rechtliche Situation

Häufig sind die Fehlerquellen, welche hohe Rücklaufemperaturen auf der Wärmenetzseite begünstigen, bei der Gebäudetechnik (Regelung, Wärmeverteilung etc.) zu finden, welche zum Eigentum des Anschlussnehmers gehört. Ein Vorteil bei Bioenergiedörfern ist, dass sich der Netzbetreiber und die Anschlussnehmer persönlich kennen. Dadurch sind die Anschlussnehmer eher bereit nützliche Maßnahmen freiwillig umzusetzen als es bei großen Fernwärmenetzen der Fall wäre,

insbesondere wenn diese Maßnahmen auch direkte Vorteile für den Anschlussnehmer mit sich bringen (z. B. Energieersparnis bei hydraulischem Abgleich).

Wirtschaftlichkeit

Die Kosten für die einzelnen Maßnahmen können je nach individuellen Rahmenbedingungen variieren. Für den hydraulischen Abgleich in einem Einfamilienhaus betragen die Kosten grob 1.000 € vor Förderung (4). Je nach Ausgangslage werden hierbei voreinstellbare Ventile sowie eine effizientere Pumpe nachgerüstet.

Betriebliche Umsetzung

Wärmenetzbetreiber können die Excess-Flow-Analyse selbstständig durchführen, wenn bei allen Anschlussnehmern neben der Wärmeabnahme auch der Volumendurchsatz ausgelesen werden kann. Hierfür kann die Anleitung (s. oben) als Orientierung dienen.

Ökologie

Verringerte Netztemperaturen erleichtern den Zugang für erneuerbare Wärmeerzeuger und bereiten somit den Weg für eine klimaneutrale Wärmebereitstellung und einen langfristigen Weiterbetrieb des Wärmenetzes. Eine Effizienzsteigerung im Netz, wie z. B. verringerte Wärmeverluste oder eine Absenkung des Pumpenstrombedarfs, führt zu einem verringerten Ressourcenbedarf (z. B. Biogas- oder Stromeinsatz) bei der

Wärmeversorgung. Falls sich der BHKW-Betrieb jedoch vorrangig an einer fixen Jahresstromproduktion orientiert (Bemesungsleistung), um die Förderung zu maximieren, kann es auch sein, dass eine Verbesserung der Wärmenetzeffizienz kein Biogas einspart. Die Jahresstromproduktion der BHKWs steht dann bereits fest und damit auch der Biogaseinsatz.



Praxisbeispiele und Kontaktdaten



Altenmellrich: Das Bioenergie-dorf Altenmellrich wurde im Zuge des Projektes „Perspektiven Bioenergie-dörfer“ als Reallabor begleitet und in diesem Zusammenhang auch eine Excess-Flow-Analyse über mehrere Jahre durchgeführt. Als erste Maßnahme wurden an fünf der Stationen mit auffallend hohem Excess-Flow die Rücklauf-temperatur-Begrenzer an den Hausübergabestationen durch den Netzbetreiber neu eingestellt und im Folgejahr der Excess-Flow erneut für alle Stationen berechnet. Es zeigte sich, dass die vorgenommenen

Anpassungen bereits zu einer Verringerung des Volumendurchsatzes im Netz von rund 21.000 m³/a führen, was etwa 10 % des Jahresvolumendurchsatzes im Netz entspricht. Durch die Begehung besonders auffälliger Hausübergabestationen und Auslesung von Wärmemengenzählerdaten konnte ein defektes Ventil identifiziert werden. Es wird vermutet, dass ein nicht optimaler hydraulischer Abgleich beim Großteil der Wärmeabnehmer und die hydraulische Einbindung von Altheizungen zur Regelung auf Gebäudeseite bei fast der Hälfte aller Abnehmer Hauptursachen für die hohe Netzurücklauf-temperatur sind.

Kontakt: www.altenmellrich.de/regenerative-energien/nahwaermenetz.html

Quellen

1. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU). *Energieeffizienz als Türöffner für erneuerbare Energien im Gebäudebereich* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://www.ifeu.de>
2. IEA District Heating and Cooling. *Improvement of operational temperature differences in district heating systems* (Annex VII Project 03) [online], 2005. Verfügbar unter: <https://www.iea-dhc.org>
3. Bergstraesser, W., A. Hinz, H. Braas, J. Orozaliev, K. Vajen. *Lessons learned from excess flow analyses for various district heating systems* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955221000058>
4. Kunde, J. *Hydraulischer Abgleich: Kosten und Vorteile der Maßnahme* [online], 2021. [Zugriff am: 26. November 2021]. Verfügbar unter: <https://heizung.de/heizung/tipps/hydraulischer-abgleich-und-seine-kosten/>

7 Einbindung erneuerbarer Energien

In diesem Kapitel werden verschiedene Möglichkeiten vorgestellt, ergänzende oder substituierende Wärmeerzeuger zu nutzen. Dies wird notwendig, wenn der bisherige Hauptwärmeerzeuger für das Nahwärmenetz, das Biogas-BHKW, nach Ende der EEG-Förderung aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr weitergeführt, oder das Biogas einer anderen Nutzung wie z. B. der Biogasaufbereitung zugeführt werden soll.



In Kapitel 7.1 wird ein konkretes Bioenergiedorf in Hinblick auf die Umsetzungsmöglichkeiten und die Wirtschaftlichkeit betrachtet. Die alternativen Wärmeoptionen hierfür wurden im Rahmen der Zusammenarbeit mit den Betreibern und den örtlichen Gegebenheiten ausgelotet.

In Kapitel 7.2 wird eine Studie vorgestellt, deren Grundlage auf allen bekannten technischen Daten von 170 Bioenergiedörfern fußt. Nach Dorfgrößen gruppiert, werden verschiedene theoretisch mögliche Szenarien für eine alternative Wärmeversorgung auf die Wärmegestehungskosten sowie die technologische Vorzüglichkeit der ergänzenden Wärmequelle in Abhängigkeit von der Dorfgröße betrachtet.

7.1 Ergänzung erneuerbarer Wärmeerzeuger

Warum sollte man auf die Technik/Entwicklung umsteigen?

Ergänzende Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien kann notwendig werden, wenn zum einen der Betrieb von Biogas-BHKWs nach Ende der EEG-Förderung unwirtschaftlich wird oder das Biogas einer anderen Nutzung wie z. B. der Biogasaufbereitung zugeführt wird. Die ergänzenden Wärmetechnologien können dann für die Beheizung des Nahwärmenetzes oder auch im Falle der Aufbereitung zu Biomethan für die Beheizung des Fermenters notwendig werden.

Wärmeconzepte wie eine Holzkesselheizung, ein Holzkessel plus Solarthermieanlage sowie die Nutzung von Windkraft in Verbindung mit Wärmepumpen sind geeignet, BHKW-Wärme bei akzeptablen Wärmepreisen zu ersetzen. Soll eine Pyrolyseanlage als neues Geschäftsmodell und als Wärmequelle eingesetzt werden, kann der Verkauf von qualitativ hochwertiger, hochpreisiger Pflanzenkohle zu vergleichbaren Wärmepreisen wie in den obigen Konzepten führen.

Stand der Entwicklung

Die Technologien Holzkessel, Solarthermieanlagen und Wärmepumpen sind weit verbreitet und gehören damit grundsätzlich zum Stand der Technik. In Wärmenetze einspeisende Großwärmepumpen sind in Deutschland noch eher selten. Im Zuge der erforderlichen Dekarbonisierung von Wärmenetzen werden

Großwärmepumpen jedoch wahrscheinlich vermehrt zum Einsatz kommen, weil mit dieser Technologie verschiedenste Niedertemperaturwärmequellen erschlossen werden können. Pyrolyseanlagen werden in Deutschland bereits in geringer Anzahl kommerziell eingesetzt. Eine Beschreibung des Entwicklungsstands der Pyrolysetechnik sowie der Verwendungsmöglichkeiten für Pflanzenkohle ist in Kapitel 4.4 zu finden.

Beschreibung der Handlungsempfehlung

In dem hier betrachteten Fallbeispiel aus dem Bioenergiedorf Altenmellrich wird eine Aufbereitung von Biogasüberschüssen mit nachgeschalteter Gasnetzeinspeisung im Verbund mit einer Nachbarbiogasanlage als Geschäftsmodell verfolgt. Für die Beheizung des Fermenters sind ergänzende Wärmeconzepte notwendig. Die vorgestellten Szenarien basieren auf den Daten und der Situation dieses Dorfes, können aber auch als Anregung für andere Bioenergiedörfer dienen.

Die Ausgangssituation ist in Abb. 7-1 dargestellt: Das Bioenergiedorf verfügt über Satelliten-BHKWs, welche in das Nahwärmenetz des nahegelegenen Dorfes (Hauptwärmenetz) einspeisen. Für den Betrachtungszeitraum ab 2030 werden die BHKWs im Dorf über die 10-jährige Anschlussförderung durch das EEG weiterhin gefördert, während für die BHKWs an der Biogasanlage die EEG-Förderung bereits endet. Da in

dem Szenario die Biogasproduktion aufrechterhalten werden soll, sind neue Wärmeerzeuger für den Fermenter erforderlich. Aufgrund der stillgelegten BHKWs am Biogasanlagenstandort und der Annahme eines rein wärmegeführten BHKW-Betriebs der Satelliten-BHKWs treten in höherem Maße Biogasüberschüsse auf, wenn die Biogasproduktion auf dem gleichen Niveau wie im Ist-Stand bleibt. Diese auftretenden Biogasüberschüsse können zusammen mit Biogasüberschüssen einer benachbarten Biogasanlage zu Biomethan aufbereitet und ins nahegelegene Gasnetz eingespeist werden.

Im nachfolgenden Beispiel werden verschiedene Wärmeversorgungsszenarien zur Beheizung des Fermenters und von ein paar wenigen Gebäuden am Biogasanlagenstandort (kleines Wärmenetz) betrachtet. Der hierfür gewählte Betrachtungszeitraum ist 2030 bis einschließlich 2039. Die Biogasanlage bleibt dabei bestehen und die BHKWs an der Heizzentrale im Dorf werden auch weiterhin mit Biogas versorgt.

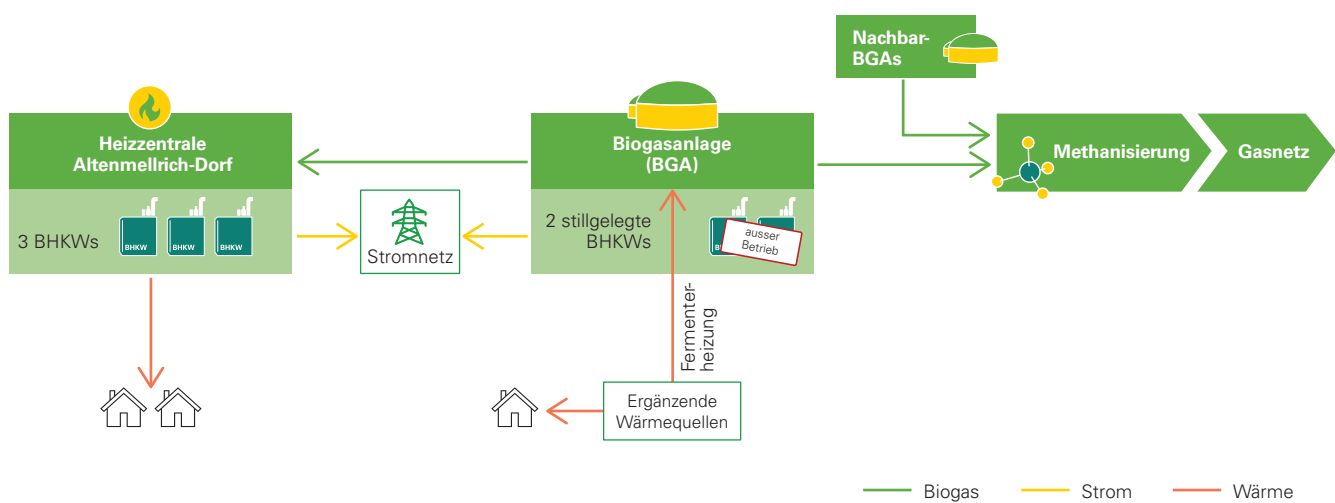


Abb. 7-1: Weiterbetrieb des Fermenters mithilfe ergänzender Wärmequelle

Es werden fünf mögliche Wärmeversorgungsszenarien vorgestellt, die die Fermenterbeheizung sowie den Wärmebedarf für das kleine anlagennahe Wärmenetz bereitstellen könnten. Während das Szenario 1 die alleinige Wärmebereitstellung durch einen Holzkessel vorsieht (Referenzszenario), kommt im Szenario 2 zum Holzkessel noch eine solarthermische Freiflächenanlage hinzu, um den Holzeinsatz zu reduzieren. Innerhalb der Szenarien 3 und 4 kommen jeweils Pyrolyseanlagen unterschiedlicher Größen für die Wärmebereitstellung zum Einsatz, die darüber hinaus noch Pflanzenkohle produzieren. Die kleine Pyrolyseanlage in Szenario 3 wird durch einen Holzkessel unterstützt, während die große Pyrolyseanlage in Szenario 4 die Wärmeversorgung komplett übernimmt. Das Szenario 5 setzt auf die Einbindung einer nahegelegenen Windkraftanlage und Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen („Wind-Power-to-Heat“). Die nachfolgend angegebenen

Eckdaten wie z. B. Wärmebedarf und Holzeinsatz wurden aus den Praxisdaten abgeleitet und berechnet. Als Brennstoff für die Holzkessel und als Substrat für die Pyrolyseanlagen wird stets der ausschließliche Einsatz von Landschaftspflegeholz angenommen.

Holzkessel (Szenario 1): Der jährliche Holzeinsatz bei der Wärmeversorgung mit einem Holzkessel von etwa 500 kW beträgt in diesem Szenario etwa 4.100 SRM (Schüttraummeter).

Holzkessel + Solarthermie (Szenario 2): Die Wärmebereitstellung des Holzkessels wird hier durch eine solarthermische Freiflächenanlage mit einer Bruttokollektorfläche von etwa 2.100 m² ergänzt. Die monatliche Wärmebereitstellung mittels Holzwärme und Solarthermie ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

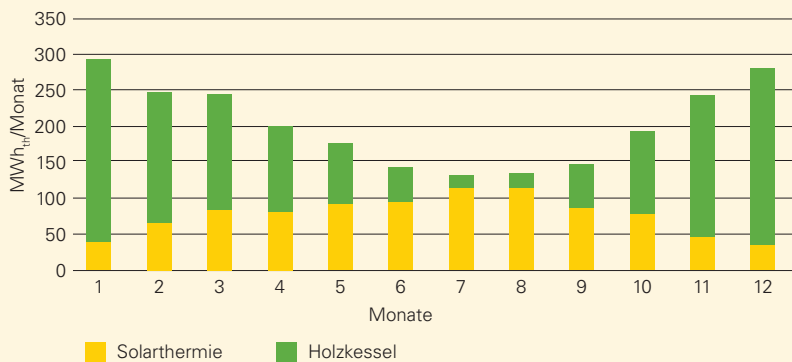


Abb. 7-2: Monatliche Wärmebereitstellung am Standort der Biogasanlage

In den Sommermonaten kann die Wärmeversorgung fast ausschließlich durch Solarthermie erfolgen, wodurch sich der zu dieser Zeit oftmals ineffiziente Teillastbetrieb des Kessels reduziert. Da der Fermenter auf einem niedrigen Temperaturniveau von etwa 39°C betrieben wird und zudem Hauptwärmeabnehmer ist, kann die Solarthermieanlage sehr effizient betrieben werden und erreicht einen solaren Deckungsanteil von rund 32%. Gegenüber dem Referenzszenario, das allein auf Holzwärme basiert, reduziert sich der Holzeinsatz dementsprechend um 32% auf rund 2.800 SRM.

Pyrolyse (Szenarien 3 und 4): Die Pyrolyseanlagen in den Szenarien 3 (kleine Pyrolyse) und Szenario 4 (große Pyrolyse) werden jeweils mit 7.500 Volllaststunden betrieben. Die kleinere Anlage verfügt über eine Abwärmeleistung von 150 kW und die große von 500 kW. Die Leistung der kleinen Anlage entspricht in etwa der sommerlichen Wärmelast, so dass die Abwärme ganzjährig, vollständig genutzt werden kann. Den restlichen Wärmebedarf deckt in diesem Fall (Szenario 3) ein Holzessel. Die Leistung der großen Anlage entspricht der maximalen Winterlast, so dass der Gesamtwärmebedarf durch die Pyrolysewärme gedeckt ist. Allerdings kommt es aufgrund der geringeren Sommerlast im Szenario 4 zu einer ungenutzten Abwärmemenge von 1,2 GWh/a. Als Pyrolysesubstrat wird bei beiden Szenarien Landschaftspflegeholz eingesetzt und die produzierte Pflanzenkohle in Höhe von 190 t/a bei Szenario 3 und 560 t/a bei Szenario 4 verkauft. Der Holzeinsatz in Szenario 3 für den Kessel (2.300 SRM) und die Pyrolyseanlage

(5.300 SRM) beträgt in Summe 7.600 SRM. In Szenario 4 ist der Holzeinsatz für die Pyrolyseanlage mit 16.000 SRM noch deutlich höher.

Power-to-Heat mit Wärmepumpen (Szenario 5): Der technische Ansatz dieses Szenarios besteht in der Einbindung einer nahegelegenen Windkraftanlage mit 800 kW_{el} Nennleistung in das Wärmeversorgungskonzept, bei der die EEG-Förderung etwa zeitgleich mit den BHKWs der Biogasanlage endet. Zwei Wärmepumpen, die bei entsprechender Verfügbarkeit mit Windstrom und andernfalls mit Netzstrom betrieben werden, decken den Wärmebedarf und sind miteinander als Kaskade verschaltet. Die Niedertemperaturwärmepumpe (WP1) nutzt als Wärmequelle Außenluft (Außenlufttemperatur: T_a), um den Fermenter zu beheizen. Die Fermentertemperatur von etwa 39°C kann in der Systemsimulation um bis zu 3°C angehoben werden, um überschüssigen Windstrom in Form von Wärme zu speichern. Es wird angenommen, dass der Fermentationsprozess davon nicht gestört wird. Der Fermenter dient neben seiner Funktion als Pufferspeicher auch als Wärmequelle für die Hochtemperaturwärmepumpe (WP2), welche das kleine Wärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 70–80°C versorgt. Durch die kaskadierte Anordnung der Wärmepumpen wird für beide Wärmeabnehmer das notwendige Temperaturniveau bedarfsgerecht bereitgestellt und so eine höhere Systemeffizienz erreicht als bei alleiniger Bereitstellung der Gesamtwärmemenge auf dem maximal erforderlichen Temperaturniveau des Wärmenetzvorlaufs.

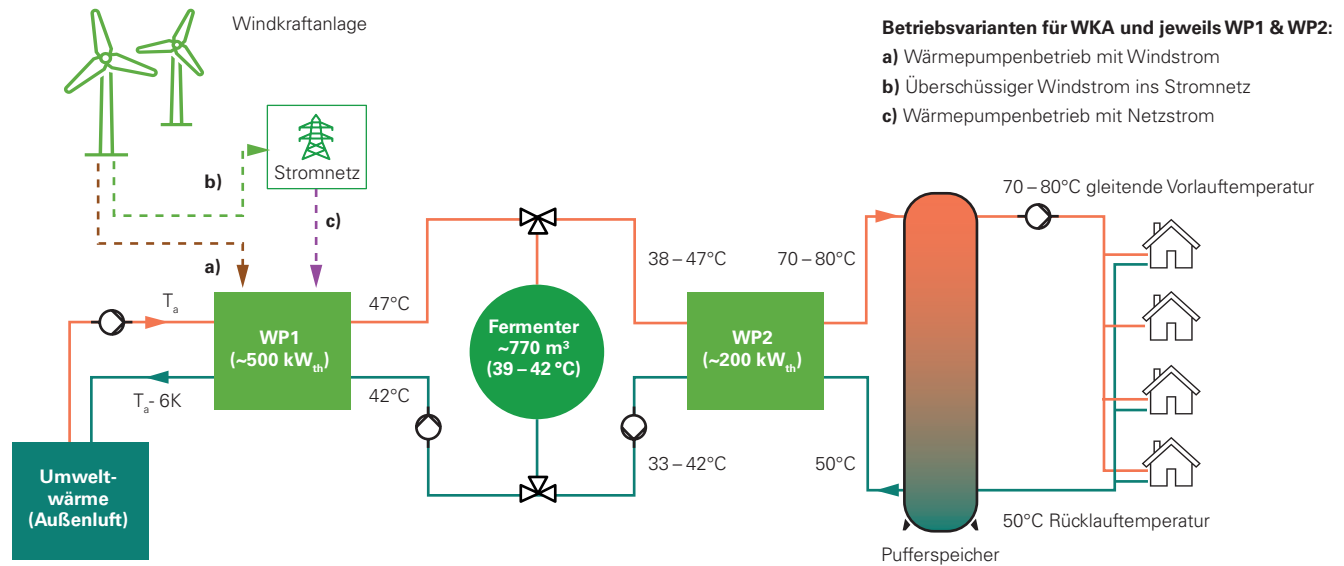


Abb. 7-3: Wärmeversorgung durch Wärmepumpen-Kaskade unter Einbindung einer Post-EEG-Windkraftanlage

Die Jahressimulation mit der Software EnergyPro (Hersteller EMD) kommt zu dem Ergebnis, dass die Wärmepumpen-Kaskade mit einer Systemjahresarbeitszahl von 2,9 und zu etwa 48% mit Windstrom betrieben werden kann. Für die Wärmebereitstellung können jedoch nur etwa 37% des erzeugten Windstroms genutzt werden, während die restlichen 63% nach wie vor ins Netz eingespeist werden. Die folgende Abbildung zeigt Monatswerte für die Bereitstellung des Wärmepumpenstroms durch Windkraft oder über das Stromnetz sowie die Windstromeinspeisung ins Stromnetz. Es ist zu erkennen, dass die monatliche Windstrombereitstellung und der monatliche Strombedarf für die Wärmebereitstellung in den Wintermonaten jeweils deutlich höher sind als in den Sommermonaten. Dies bekräftigt, dass sich Windstrom aufgrund des saisonalen Verlaufs gut zur Bereitstellung von Wärme eignet.

Die wesentlichen Vorteile dieses Szenarios sind, dass ganz auf den Einsatz von Holz verzichtet werden kann, Zusatzeinrichtungen für den Weiterbetrieb der Post-EEG-Windkraftanlage

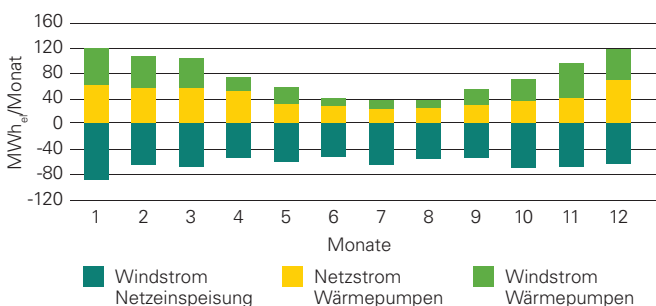


Abb. 7-4: Monatliche Bilanz der Windstromnutzung und des Strombezugs der Wärmepumpen

bereitgestellt werden und Strom effizient für die Wärmebereitstellung genutzt und etwa zur Hälfte auch direkt vor Ort erzeugt wird. Unsicher ist, inwieweit sich der Wegfall der Windkraftanlage nach maximal 10 weiteren Betriebsjahren auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung auswirkt. Die Wärmepumpen würden danach voraussichtlich vollständig mit Netzstrom weiterbetrieben werden. Die Übertragbarkeit dieses Wärmeversorgungsszenarios auf andere Bioenergiedörfer ist u.a. daran gekoppelt, dass nahestehende Post-EEG-Windkraftanlagen vorhanden sind (über eine Filterfunktion lassen sich Bioenergiedörfer mit nahegelegenen Windkraftanlagen auf der Website www.energiewendedörfer.de anzeigen). Grundsätzlich bekräftigen die Ergebnisse, dass es sinnvoll ist, Post-EEG-Windkraftanlagen als potenzielle Stromquelle für die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Großwärmespeichern zu berücksichtigen.

Rechtliche Situation

Bei Feuerungsanlagen ist es erforderlich, gesetzliche Emissionsgrenzwerte einzuhalten. Diese Grenzwerte werden für Holzkessel mittlerer Größe durch die Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV²¹) vorgegeben. Der Betrieb von Luftwärmepumpen geht dagegen mit Betriebsgeräuschen aufgrund des erforderlichen Gebläses einher. Rechtsgrundlage für die zulässigen Schallimmissionen ist die Geräte- und Maschinenlärmschutzverordnung (32. BImSchV). Bei der Direktlieferung von lokalem Windstrom wird der Anlagenbetreiber der Windkraftanlage wie ein Energieversor-

²¹ Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen vom 26. Januar 2010 (BGBl. I S. 38)

Vergleich der jährlichen Wärmekosten in k€/a (Nettokosten, 10 Jahre) mit Förderung (mF) und ohne Förderung (oF)

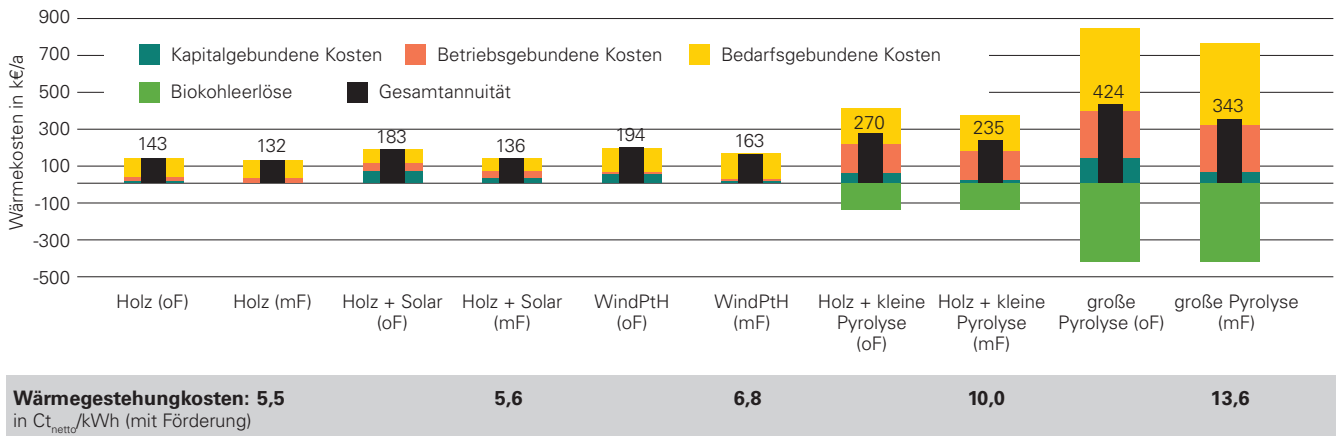


Abb. 7-5: Jährliche Wärmekosten sowie Wärmegestehungskosten je kWh der Wärmeversorgungsszenarien im Vergleich

gungsunternehmen behandelt, sofern keine Eigenversorgung vorliegt. Dies kann für eine einzelne Windkraftanlage oder einen kleinen Windpark eine administrative Hürde darstellen, weil der Aufwand nicht unerheblich ist. Die EEG-Umlage fällt nach der aktuellen Regelung in voller Höhe an. Im Falle einer Eigenversorgung würde dagegen die EEG-Umlage derzeit nur zu 40% anfallen. Sofern die Windkraftanlage nicht im Besitz des Stromabnehmers ist, könnte noch geprüft werden, inwieweit der Status Eigenversorgung auf anderem Wege zu erreichen wäre, z. B. über ein Pachtmodell (2). Die rechtliche Situation von Pyrolyseanlagen ist in Kapitel 4.4 näher beschrieben.

Wirtschaftlichkeit

Die für das Fallbeispiel berechneten Wärmegestehungskosten betragen inkl. Förderung durch KfW und BAFA (Stand 2021) und unter Berücksichtigung der kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten für die Szenarien Holzkessel, Holzkessel plus Solarthermie und Power-to-Heat mit Wärmepumpen jeweils zwischen 5,5 und 6,8 Ct_{netto}/kWh und sind damit auf einem Niveau derzeitiger Nahwärmepreise in Bioenergieidörfern. Bei den Pyrolyse-Szenarien (kleine bzw. große Pyrolyse) hängen die Wärmegestehungskosten stark vom verfügbaren Preis für Landschaftspflegeholz und von dem erzielbaren Erlös für Pflanzkohle ab. Ähnlich niedrige Wärmegestehungskosten wie in den anderen Szenarien können nur mit sehr günstigen Holzpreisen von unter 1 Ct_{netto}/kWh und Erlösen für Pflanzkohle von mehr als 700 €/t erreicht werden. In der Abbildung 7-5 sind die jährlichen Wärmekosten, unterteilt in kapitalgebundene, betriebsgebundene und bedarfsgebundene Kosten sowie die Wärmegestehungskosten je kWh dargestellt. Für die Berechnungen wurden ein Preis für Landschaftspflegeholz von 3 Ct/kWh und eine Biokohleerlös von 700 €/t angenommen.

Ob es sich lohnt in ergänzende Wärmequellen zu investieren, um die hier betrachtete Biogasanlage weiter zu betreiben und überschüssiges Biogas durch Methanisierung und anschließende Einspeisung ins Gasnetz zu vermarkten, lässt sich nur durch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Gesamtsystems aller einspeisenden Biogasanlagen bewerten. Faktoren wie z. B. die Auslastung der Methanisierungsanlage sowie erforderliche Investitionen in Rohbiogasleitungen sind für diese Betrachtung von Bedeutung. Untersuchungen innerhalb des Projektes haben gezeigt, dass bei einer vollständigen Biogasaufbereitung der Biogasüberschüsse mit anschließender Einspeisung in das nahegelegene Erdgasnetz der zur Kostendeckung erforderliche Methan-Nettoverkaufspreis (Gewinnschwelle) bei mindestens 6 Ct/kWh_{Methan} liegen müsste. Bei dieser Berechnung sind allerdings noch keine Kosten für ergänzende Wärmeerzeuger inbegriffen. Die errechnete Biogasüberschussrate beträgt für die betrachtete Biogasanlage 200 Nm³/h (kleine Biogasanlage) und für die Nachbarbiogasanlage 700 Nm³/h (große Biogasanlage) bei jeweils angenommenen Volllaststunden von 8.500 h/a. Ausgehend von dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Mehrkosten berechnet, welche für die kleine Biogasanlage durch die Fermenterbeheizung mit Holzkessel und Solarthermiefeld anfallen. Die für dieses Versorgungskonzept berechneten Wärmegestehungskosten liegen bei etwa 5,6 Ct/kWh und führen zu einer Kostenerhöhung des Rohbiogases von etwa 0,6 Ct/kWh_{Rohbiogas}. Somit steigen die für das Jahr 2030 angesetzten Rohbiogaskosten von 5,0 Ct/kWh_{Rohbiogas} auf 5,6 Ct/kWh_{Rohbiogas} an. Die Gewinnschwelle für den Methanverkauf würde sich bei der kleinen Biogasanlage durch die ergänzende Wärmeerzeugung ebenfalls um etwa 0,6 Ct/kWh_{Methan} auf 6,6 Ct/kWh_{Methan} erhöhen, was einer Erhöhung von 10 Prozent entspricht. Angesichts aktueller CNG-Tankstellenpreise von etwa 8 Ct/kWh (3) ist diese Anhebung der Gewinnschwelle um etwa 0,6 Ct/kWh_{Methan}



ein deutlicher Nachteil. Würde die kleine Biogasanlage sich nicht beteiligen, hätte das jedoch auch Nachteile für die andere einspeisende Biogasanlage, da sich die spez. Aufbereitungskosten mit abnehmender Biogasüberschussrate erhöhen. Es wäre daher auch denkbar, diese Mehrkosten auf die einspeisenden Biogasanlagen so zu verteilen, dass die gemeinsame Einspeisung für alle wirtschaftlich bleibt.

Betriebliche Umsetzung

Technisch gesehen sind die Wärmeversorgungszenarien grundsätzlich umsetzbar. Die Szenarien sind auch auf andere Anwendungsfälle übertragbar, wenn sie an die notwendigen Rahmenbedingungen wie z. B. Temperaturniveaus angepasst werden. In dem hier betrachteten Fall ist der Hauptwärmeabnehmer ein Fermenter mit einer Betriebstemperatur von ca. 39°C. Bei der Übertragung der Wärmeversorgungskonzepte auf andere Anwendungsfälle (z. B. Nahwärmeversorgung für Wohngebäude im Bestand mit typischerweise 70-80°C Vorlauftemperatur) wäre zu berücksichtigen, dass die Effizienz bei Wärmepumpen und Solarthermieanlagen temperaturabhängig ist und bei beiden Technologien mit zunehmendem Temperaturniveau der Wärmebereitstellung sinkt.

Ökologie

Aufgrund der eingesetzten erneuerbaren Wärmequellen wie Verbrennung von Landschaftspflegeholz, Solarthermie oder Wind-power-to-Heat-Lösung mit einer alten Windkraftanlage sind die vorgestellten Wärmeversorgungszenarien für sich alleinstehend ökologisch positiv zu bewerten. Die auftretenden Treibhausgas-Emissionen dieser Wärmeerzeugungsvarianten können grundsätzlich als sehr gering eingestuft werden. Eine vereinfachte Berechnung mit Emissionsfaktoren des Umweltbundesamtes (4) ergibt, dass die spez. THG-Emissionen je Kilowattstunde bereitgestellter Wärme für Szenario 1 „Holzkessel“ und für Szenario 2 „Holzkessel und Solarthermie“ bei etwa 23 bis 24 g/kWh liegen. Bei den Pyrolyse-Szenarien 3 und 4 wird davon ausgegangen, dass Biokohle als Bodenverbesserer eingesetzt wird, über ungefähr 100 Jahre stabil im Boden eingelagert bleibt und so als CO₂-Senke fungiert. In Anlehnung an die Ergebnisse einer THG-Bilanzierung über den gesamten Lebenszyklus für eine Pyrolyseanlage mit holziger Biomasse als Substrat wird in Summe von einer durchschnittlichen CO₂-Entzugsmenge bzw. -Einsparung von -335 kg je Tonne Holzeinsatz

ausgegangen (5). Die Wirkung als CO₂-Senke ist nur gegeben, sofern die eingesetzte Holzmenge auch wieder nachwachsen kann, was bei Landschaftspflegeholz jedoch wahrscheinlich ist. Auf Grundlage dieser Annahme ergeben sich für Szenario 3 zusammen mit den CO₂-Emissionen durch den Holzeinsatz im Kessel eine CO₂-Einsparung von -216 t/a (umgerechnet sind das -84 g Einsparung je kWh genutzter Wärme) und für Szenario 4 mit der großen Pyrolyseanlage -754 t/a CO₂-Einsparung (umgerechnet sind das -292 g Einsparung je kWh genutzter Wärme). Im Falle des Szenario 5 „Wind-Power-to-Heat“ werden die betriebsgebundenen THG-Emissionen vereinfacht anhand des Stromverbrauchs der Wärmepumpen für das Jahr 2030 abgeschätzt. Der von der Alt-Windkraftanlage bezogene Strom wird als klimaneutral eingestuft und der Emissionsfaktor für den Strom-Mix 2030 unter Berücksichtigung des Ausbauziels der Bundesregierung, bis 2030 80% des Stroms mit erneuerbaren Energien bereitzustellen, und auf der Grundlage von Eckdaten aktueller Klimaschutzszenarien für 2030 (6) mit 61 g/kWh angenommen (Zum Vergleich: Wert für 2020 laut Umweltbundesamt bei 380 g/kWh). Die berechneten spez. Emissionen der Wärmebereitstellung für Szenario 5 betragen unter diesen Annahmen 11 g/kWh.

Da jedoch der Einsatz ergänzender Wärmeerzeuger den Weiterbetrieb der Biogasanlage ermöglichen soll, müsste für eine konsequente ökologische Bewertung dieser Handlungsempfehlung die gesamte Vorkette der Biogasanlage, der Betrieb mit den eingesetzten Betriebsmitteln und Substraten sowie die erzeugten Produkte Wärme, Strom und Biomethan in einer Ökobilanz (from cradle to grave) betrachtet werden. Eine Ökobilanz beinhaltet neben den Emissionen von Treibhausgasen (THG) auch den Ressourcenverbrauch sowie Auswirkungen auf die Human- und Ökotoxikologie. Die Reduktion von THG-Emissionen zur Eindämmung des Klimawandels spielt für den vorliegenden Vergleich jedoch eine zentrale Rolle, so dass hierauf Bezug genommen wird. Das Umweltbundesamt hat THG-Bilanzen für die Biogasproduktion erstellt (4) und aufgezeigt, dass unter erneuerbaren Stromerzeugern Biogas nach Windenergie (Onshore) und PV die drittgrößten Brutto-THG-Einsparungen erreicht, jedoch die Netto-THG-Einsparungen deutlich geringer ausfallen, da Anbau von Energiepflanzen und Betrieb der Anlage THG-Emissionen verursachen.

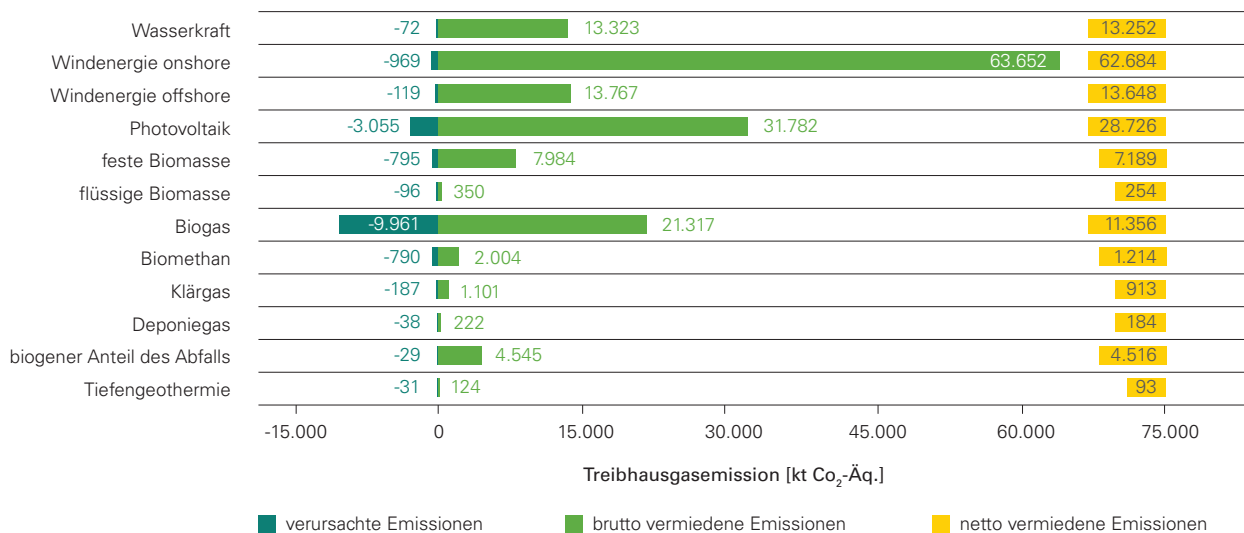


Abb. 7-6: Bei der erneuerbaren Stromerzeugung vermiedene und verursachte THG-Emissionen in 2018 (4)

Beim Einsatz von Reststoffen und vermehrten Einsatz von Wirtschaftsdüngern kann allerdings die Nettobilanz verbessert werden. Eine weitere wichtige Voraussetzung ist, dass insbesondere die betriebsbedingten Methan-Emissionen der Biogasanlage auf ein technisch mögliches Minimum reduziert werden, denn Methan ist in den ersten 20 Jahren etwa 83 mal so klimaschädlich und auf längere Sicht noch etwa 27 mal so schädlich wie CO₂ (7). Als weiterführende Literatur zum Thema THG-Emissionen von Biogasanlagen sei an dieser Stelle eine Studie des Deutschen Biomasseforschungszentrums empfohlen. In einer Zusammenfassung der Studienergebnisse (8) werden typische THG-Emissionsquellen benannt und THG-Bilanzen von 10 Biogasanlagen miteinander verglichen. Schlussfolgernd lässt sich sagen, dass der Weiterbetrieb von Biogasanlagen ökologisch gesehen sinnvoll ist, wenn die Produkte Strom, Wärme oder Methan fossile Energieträger ersetzen und wenn durch den Einsatz von Reststoffen in höherem Maße THG-Emissionen vermieden werden.

Praxisbeispiel und Kontaktdaten



Bosbüll: Der Strom aus lokalen Solar- und Windkraftanlagen wird in der Gemeinde Bosbüll (Nordfriesland in Schleswig-Holstein) einerseits genutzt, um mithilfe von Wärmepumpen die Nahwärmeversorgung bereitzustellen und andererseits mit Elektrolyseuren vor Ort grünen Wasserstoff zu produzieren. Die Abwärme aus der Wasserstoffproduktion wird ebenfalls für das Wärmenetz genutzt. Wärmeabnehmer sind bisher ca. 25 Haushalte und ein landwirtschaftlicher Betrieb mit Mutter-sauenhaltung. Die Firma GP JOULE ist Generalunternehmer des Projektes. Ebenfalls am Projekt beteiligt ist der Windpark Bosbüll (9).

Quellen

1. Bundesverband Wärmepumpe e.V.. Leitfaden Schall [online], 2016. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bcpagflip/BWP_LF_Schall_2019_DRUCK.pdf
2. Fachagentur Windenergie an Land. Weiterbetrieb von Windenergieanlagen – Was gilt es zu beachten? [online], 2021. [Zugriff am: 07. Dezember 2021]. Verfügbar unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de>
3. Zukunft Gas e.V.. *Vom Gas-Preis auch im Auto profitieren* [online], [o.D.]. [Zugriff am: 18. Januar 2022]. Verfügbar unter: <https://gas.info/mobil-verkehr/erdgas-cng-mobil/erdgas-fahren-rechnet-sich>
4. Umweltbundesamt. *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018* [online], 2019. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de>
5. Cheng, F, H. Luo, L. M. Colosi. Slow pyrolysis as a platform for negative emissions technology: An integration of machine learning models, life cycle assessment, and economic analysis, *Energy Conversion and Management* [online], 2020. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113258>
6. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH. *Kopernikus-Projekt Ariadne. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de>
7. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). *Treibhausgas-Emissionen von Biogasanlagen mit landwirtschaftlichen Einsatzstoffen (Workshop „Klimaschutz bei der Herstellung und Anwendung organischer Dünger“)* [online], 2020.
8. Deutsche Umwelthilfe. *Fernwärme aus dem Gaskraftwerk? – Das Methanproblem* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://www.duh.de>
9. Bosbüll Energie GmbH. *Bosbüll heizt jetzt regenerativ* [online], [o.D.]. [Zugriff am: 03. Dezember 2021]. Verfügbar unter: <https://www.bosbuell-fernwaerme.de/>

7.2 Alternative Wärmeversorgungskonzepte

Warum sollte man auf diese Technik/Entwicklung umsteigen?

Sollte sich herausstellen, dass nach Ablauf der EEG-Vergütung der klassische Weiterbetrieb der Biogasanlage aus finanzieller Sicht nicht mehr möglich ist, müssen Alternativen gefunden werden, um das Nahwärmenetz weiter mit Wärme zu versorgen. In dieser Handlungsempfehlung werden fünf unterschiedliche Wärmeversorgungskonzepte vorgestellt, die für eine Weiterversorgung des Nahwärmenetzes nach Ablauf der EEG-Förderung in Frage kommen.

Beschreibung der Handlungsempfehlung

Die einzelnen Wärmeversorgungskonzepte wurden für drei verschiedene Dorfgrößenordnungen simuliert und die Wärmegestehungskosten abgeleitet. Zunächst werden die Grundannahmen der Rahmenbedingungen vorgestellt, es folgt eine technische Beschreibung der fünf Szenarien. Eine vergleichende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie eine ökologische Untersuchung stellen anschließend die Konzepte zueinander ins Verhältnis.

Rahmenbedingungen –

Beispieldörfer und technische Annahmen:

Basierend auf einer Auswertung der relevanten technischen Daten von insgesamt 170 Bioenergiedörfern (1, eigene Recherchen) wurden für die Szenarien drei Größenklassen definiert, die nachfolgend als *kleine Dörfer*, *mittelgroße Dörfer* und *große Dörfer* bezeichnet werden. Die entsprechenden Wärmebedarfe

wurden auf Grundlage der vorhandenen Informationen abgeleitet und sind in Tabelle 7-1 dargestellt. Als weitere relevante Kennzahlen dienen die Netzlänge und die jährlichen Nahwärmenetzverluste (2). Für die nachfolgenden Auswertungen werden jeweils alle drei dieser Größenordnungen untersucht.

Tabelle 7-1: Größenklasseneinordnung Bioenergiedörfer

	Kleine Dörfer	Mittelgroße Dörfer	Große Dörfer
Anschlussnehmer	45 Haushalte	200 Haushalte	400 Haushalte
Wärmebedarf	1.000 MWh p.a.	5.000 MWh p.a.	10.000 MWh p.a.
Netzlänge	2.200 m	7.500 m	12.000 m
Netzverluste	25,23 %	20,83 %	18,63 %

Konzept 1 – Rein wärmegeführte Biogasanlage mit saisonalem Fütterungsmanagement

In diesem Konzept soll untersucht werden, ob der Betrieb einer Biogasanlage auch ohne eine Förderung des produzierten Stromes noch wirtschaftlich ist. Viele Anlagenkomponenten wie beispielsweise der Fermenter und die Gasspeicher müssen in der Regel noch nicht ausgetauscht werden, weshalb zunächst darauf abgezielt werden soll, ob die vorhandene Infrastruktur noch weiter nutzbar ist. Fällt die EEG-Förderung für den Strom weg, kann der Betrieb der Biogasanlage auf einen rein wärmegeführten Betrieb umgestellt werden, was

über den Jahresverlauf Substratkosten einspart. Das führt im Sommer auch zu einem geringen Anteil an Überschusswärme. Eine wichtige Kennzahl ist dabei der Eigenbedarf an BHKW-Abwärme zur Beheizung des Fermenters, welche durch dessen Volumen und die eingesetzten Substratmengen bestimmt wird (3). Tabelle 7-2 zeigt die für dieses Konzept aus der Simulation mit EnergyPro hervorgegangenen Ergebnisse für die Auslegung der Komponenten und den Anteil der Fermenterbeheizung an dem Gesamtwärmebedarf:

Tabelle 7-2: Simulationsergebnisse wärmegeführte Biogasanlage + saisonales Fütterungsmanagement

	Kleine Dörfer	Mittelgroße Dörfer	Große Dörfer
Fermentervolumen	2.000 m ³	9.200 m ³	18.000 m ³
Pufferspeichervolumen	25 m ³	80 m ³	150 m ³
Gasspeichervolumen	1.700 m ³	12.000 m ³	23.000 m ³
Nennleistung Biogas-BHKW	300 kWel	2x 750 kWel	3x 1.000 kWel
Anteil Fermenterbeheizung	25,7 %	25,9 %	25,9 %

Durch die saisonale Fütterung kann die anfallende Überschusswärme auf ein Minimum begrenzt werden. Über 25 % der produzierten BHKW-Wärme müssen direkt in das System zurückgebracht werden, um die Fermenterbeheizung zu gewährleisten. Als Vorteil ist dem Konzept entgegenzustellen,

dass bereits viele Komponenten vorhanden sind und die Neuinvestitionen grundsätzlich nur die BHKWs betreffen, was gegebenenfalls sinnvoller sein kann, als die gesamte Anlage stillzulegen und auf ein neues Konzept umzusteigen.

Konzept 2 – Gülle-Biogasanlage mit Holz aus

Kurzumtriebsplantagen

Wenn keine Vergütung für die Stromspeisung mehr möglich ist, kann der Weiterbetrieb der Biogasanlage durch günstig zu beschaffende Substrate eine Möglichkeit sein, Kosten einzusparen. In diesem Konzept soll beispielhaft der Umstieg auf eine reine Fütterung des Fermenters mit Rindergülle als ein Beispiel für ein kostengünstiges Substrat untersucht werden. Im Winter muss ein weiterer Wärmeerzeuger vorhanden sein, da die Energiedichte von Gülle zu gering ist, um bei gleicher

Fermenterkapazität ausreichend viel Methan zu erzeugen. Deshalb ist eine Ergänzung durch ein Holzheizwerk vorgesehen, das mit Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) versorgt wird. Das Anlegen von Kurzumtriebsplantagen kann finanzielle Vorteile bieten, insbesondere, um sich gegen zukünftige Preisanstiege von Energieholz abzusichern. Die Simulation liefert folgende Ergebnisse:

Tabelle 7-3: Simulationsergebnisse Gülle-Biogasanlage mit Holz aus Kurzumtriebsplantagen

	Kleine Dörfer	Mittelgroße Dörfer	Große Dörfer
Jährlicher Güllebedarf	21.000 m ³	96.000 m ³	184.000 m ³
Notwendiger Holzbedarf	229 tKUP/a	1.172 tKUP/a	2.318 tKUP/a
Notwendige KUP-Flächen	20 ha	102 ha	203 ha
Nennleistung Biogas-BHKW	170 kWel	850 kWel	1.650 kWel
Nennleistung Biomassekessel	200 kWth	1.000 kWth	2x 1.000 kWth
Anteil Biogas-BHKW an Wärmebereitstellung	67,7 %	64,1 %	63,5 %
Anteil Biomassekessel an Wärmebereitstellung	30,0 %	33,4 %	34,5 %
Wärmebedarf Fermenter	61,2 %	62,0 %	61,2 %

Es ist zu erkennen, dass der Anteil der Fermenterbeheizung am BHKW-Output sehr hoch ist, was die Gesamteffizienz des Systems entsprechend mindert. Während die Bedarfsdeckung an Gülle aus der Umgebung in kleinen Dörfern nach eigenen Untersuchungen noch möglich wäre, so würde es für die mittelgroßen Dörfer bereits zu Engpässen kommen, große Dörfer hätten nur in Ausnahmefällen ausreichend Potenziale vor Ort. Mit jährlichen Deckungsgraden von durchschnittlich 65 % sind die BHKW in der Lage, trotz der geringen Gasausbeuten von Gülle bei gleichen Fermentervolumina noch immer mehr als die Hälfte des jährlichen Wärmebedarfes zu liefern, während die restliche Wärme durch Biomasse- bzw. Spitzenlastkessel zur Verfügung gestellt werden müssten. Insgesamt stellt eine reine Nutzung von Rindergülle also nicht die beste Möglichkeit dar; eine Ergänzung durch andere Reststoffe wie beispielsweise kommunale Bioabfälle wäre zu empfehlen. Dabei gilt es aber zu beachten, dass nur bei einer vollständigen Güllenutzung die Vorgaben zur Gärrestelagerung, nach denen Gärreste 6 Monate lange gelagert werden müssen, aufgehoben sind (§ 9 Abs. 5 EEG). Das bedeutet, dass ggf. weitere Lagerbehälter zugebaut werden müssten, falls über die Gülle hinaus noch

weitere Substrate gefüttert werden. Das Anlegen von KUPs kann je nach verfügbarer Fläche und Bodeneigenschaften sinnvoll sein. In Summe ist dieses Szenario für kleinere Dörfer zu bevorzugen, da diese in der Regel ausreichend Gülle vor Ort haben und die notwendigen Flächen für die KUP sich im Rahmen halten.

Konzept 3 – Solarthermie mit Holzheizwerk

Als drittes Konzept soll eine vollständige Substitution der Biogasanlage durch Umstellung auf Solarthermie und Holz untersucht werden. Das Ziel ist es, im Sommer eine nahezu vollständige Bedarfsdeckung mit solarer Wärme zu erreichen, die im Winter oder in Schlechtwetterzeiten durch Bioenergie aus Holzhackschnitzeln ergänzt werden. Typischerweise wird das Kollektorfeld dabei auf einen jährlichen Deckungsgrad von 20 % – 25 % ausgelegt (4). Zusätzlich soll ein Mehrtageswärmespeicher den Deckungsgrad durch Solarthermie erhöhen und dafür sorgen, dass weniger Fläche für Solarthermie benötigt wird. In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisgrößen der Simulation dargestellt.

Tabelle 7-4: Simulationsergebnisse Solarthermie + Holzheizwerk

	Kleine Dörfer	Mittelgroße Dörfer	Große Dörfer
Pufferspeichervolumen	70 m ³	320 m ³	550 m ³
Bruttokollektorfläche	675 m ²	3.150 m ²	5.500 m ²
Jährlicher Holzbedarf	381 t/a	1.801 t/a	3.498 t/a
Nennleistung Biomassekessel	250 kWth	1.200 kWth	2.400 kWth
Solarer Deckungsgrad	21,1 %	20,9 %	21,6 %

Der Einsatz des Biomassekessels kann im Sommer zwar auf wenige Betriebsstunden reduziert werden, muss in länger anhaltenden Schlechtwetterperioden allerdings noch immer zugeschaltet werden. Im Winter ist der Anteil der Solarthermie vergleichsweise gering, kann allerdings teilweise den Einsatz des zusätzlichen Spitzenlastkessels verhindern. Durch die zusätzliche Anschaffung weiterer Wärmespeicher ist insgesamt eine bessere Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben, was den Deckungsgrad der Solarthermie entsprechend erhöht. Aus technischer Sicht ist dieser Ansatz insgesamt zu empfehlen.

Konzept 4 – Solarthermie mit Saisonalspeicher

Eine Erweiterung des vorhergehenden Modells, welches den Einsatz von Holz reduzieren kann, ist die Kombination eines Solarthermiefeldes mit einem Langzeitwärmespeicher, auch Saisonalspeicher genannt. Auch wenn dieses Konzept in Dänemark schon häufig umgesetzt wurde, ist es in Deutschland bis-

lang selten verwirklicht worden. In dieser Betrachtung wurde von einem Erdbeckenspeicher ausgegangen, in dem Wasser in einer Lagune gelagert liegt, die mit einer dünnen, wasserundurchlässigen Folie ausgekleidet und mit einer schwimmenden Wärmedämmschicht abgedeckt ist. Im Sommer wird das Wasser durch die Solarthermieanlagen auf bis zu 90°C erwärmt, so dass es im Winter dazu genutzt werden kann, das Nahwärmenetz zu speisen. Eine Sole/Wasser-Wärmepumpe sorgt dafür, dass die Temperatur im Speicher bis weit unterhalb der Netzurücklauftemperatur abgekühlt werden kann. Die Wärmepumpe wird über ein Heizöl-BHKW im Inselbetrieb mit Strom versorgt, dessen Abwärme zusätzlich in das Nahwärmenetz eingetragen wird. Ein solch komplexes System muss in der Regel mithilfe aufwändiger dynamischer Modelle simuliert werden. Mithilfe eines Excel Tools konnte die Auslegung der unterschiedlichen Komponenten angenähert werden, die in nachfolgender Tabelle dargestellt ist:

Tabelle 7-5: Auslegungsergebnisse unterschiedlicher Komponenten Solarthermie + Saisonalspeicher

	Kleine Dörfer	Mittelgroße Dörfer	Große Dörfer
Kollektorfläche	2.550 m ²	12.050 m ²	23.200 m ²
Speichervolumen Langzeitwärmespeicher	6.340 m ³	30.700 m ³	59.570 m ³
Jährlicher Holzbedarf	64 t/a	301 t/a	586 t/a
Nennleistung Heizöl-BHKW	45 kWel	230 kWel	500 kWel
Nennleistung Wärmepumpe	203 kWth	1.020 kWth	2.000 kWth
Solarer Deckungsgrad	68 %	69 %	69 %
Speichereffizienz	70,5 %	73,7 %	75,1 %

In diesem Konzept kann in allen Größenordnungen ein solarer Deckungsgrad von über 70 % erreicht werden, was im Vergleich zu Konzept 2 ohne Saisonspeicher einer Erhöhung von ca. 50 % entspricht und eine ganzjährige Nutzung von Solarwärme ermöglicht. Der Vorteil, durch den Einsatz von Wärmepumpen eine tiefere Speicherauskuhlung und damit einen effizienteren Betrieb zu ermöglichen, führt allerdings dazu, dass ein weiterer Energieträger, in diesem Fall Heizöl eingesetzt werden muss. Alternativ wäre eine Substitution durch Biodiesel für das BHKW denkbar, um fossile Brennstoffe zu vermeiden. Begrenzender Faktor für dieses Konzept könnte das Finden eines geeigneten Standortes für das Solarthermiefeld und den Langzeitwärmespeicher sein. Insgesamt ist das Szenario jedoch empfehlenswert, um eine ganzjährige Versorgung mit Solarthermie umzusetzen, indem sommerliche Wärmeüberschüsse im Winter nutzbar gemacht werden. Damit kann eine größere Unabhängigkeit von äußeren Einflüssen und damit eine zukunftsichere Wärmeversorgung erreicht werden. Da viele Wärmeerzeuger optimal aufeinander abgestimmt werden müssen, bedarf es für eine erfolgreiche Umsetzung einer sorgfältigen Vorplanung durch ein erfahrendes Planungsunternehmen.

Konzept 5 – Großwärmepumpe mit Kläranlagen-Abwasser und Holz

Kommunales Abwasser besitzt grundsätzlich große Wärmepotenziale, die bisher noch kaum genutzt werden. Mit Wärmepumpen kann aus den jährlich vergleichsweise hohen Temperaturen des Abwassers, die nicht stark schwanken (12–20°C), die Energie entzogen und über ein Nahwärmenetz zur Beheizung der Gebäude nutzbar gemacht werden (5). Dabei gibt es die Möglichkeiten, in den Kanalnetzen oder am Auslauf der Kläranlagen Wärmetauscher zu installieren

bzw. das gereinigte Abwasser direkt in die Wärmepumpen zu leiten. In diesem Konzept soll die Nutzung von gereinigtem Kläranlagen-Abwasser untersucht werden. Da Kläranlagen typischerweise außerhalb der Dörfer liegen, müssen oft größere Distanzen überwunden werden, um die Wärme zu den Verbrauchern zu bringen. Deshalb sollte das Wasser auf dem ursprünglichen Temperaturniveau transportiert werden, um die Leitungsverluste minimal zu halten. Für solche so genannten kalten Netze können ungedämmte Leitungen verlegt werden, wobei die möglichen Distanzen für einen Transport mehrere Kilometer ohne große Wärmeverluste betragen können (6). Neben der Entfernung zur Heizzentrale ist für einen wirtschaftlichen Betrieb die Durchflussmenge des Abwassers ausschlaggebend. Mittels Datensätzen des Office International de l'Eau (7) sowie eigenen Recherchen konnten für etwa 30 % aller Bioenergiedörfer Potenziale zur Nutzung des Abwassers von Kläranlagen identifiziert werden. Nutzt man das gereinigte Abwasser, so besteht die Möglichkeit, dieses direkt in die Wärmepumpe zu leiten (8). In diesem Szenario wird ein solcher Ansatz verfolgt, da damit die Investitionen in einen zusätzlichen Wärmeübertrager vermieden werden können. Bei den bekannten Temperaturen entstehen dabei kaum Verluste in den Zuleitungen, der Energiebedarf für den Transport (Pumpenstrom) darf allerdings nicht vernachlässigt werden. Aufgrund der hohen Temperaturniveaus der Nahwärmenetze muss eine Großwärmepumpe installiert werden, deren Jahresarbeitszahl anhand von Datenblättern für die angenommenen Temperaturen simuliert wurde und zwischen 2,9 (Winter) und 4,0 (Sommer) liegt. Das System wird durch einen Biomassekessel sowie einen Öl-Spitzenlastkessel ergänzt. Nachfolgend sind die Simulationsergebnisse dargestellt:

Tabelle 7-6: Simulationsergebnisse Großwärmepumpe mit Kläranlagen-Abwasser und Holz

	Kleine Dörfer	Mittelgroße Dörfer	Große Dörfer
Max. Abwasservolumenstrom	8,1 l/s	32,5 l/s	45,9 l/s
Nennleistung Wärmepumpe(n)	190 kWth	750 kWth	430 kWth 630 kWth
Jährlicher Holzbedarf	66 t/a	544 t/a	1.688 t/a
Nennleistung Biomassekessel	80 kWth	570 kWth	1.400 kWth
Deckungsgrad Wärmepumpe	84,5 %	74,9 %	60,2 %
Pumpenstrombedarf	30,6 MWh	55,0 MWh	62,7 MWh

Unter der Annahme, dass mit der Dorfgröße auch der vorhandene Abwasservolumenstrom ansteigt, kann in den größeren Szenarien entsprechend mehr durchgesetzt werden, wobei der max. Abwasservolumenstrom dem notwendigen Durchfluss bei voller Auslastung der Wärmepumpe entspricht. Für die großen Dörfer wurde ein maximaler Volumenstrom von 50 Litern pro Sekunde festgelegt, da nur etwa 1/3 aller deutscher Kläranlagen eine höhere Kapazität besitzen (7), was den geringeren Deckungsgrad der Wärmepumpe für diesen Fall erklärt. Analog zum vorhergehenden Konzept könnte die Stromversorgung der Wärmepumpen auch durch ein BHKW erfolgen, was die Effizienz des Gesamtsystems optimieren kann (8). Hier wurde zunächst von einer Versorgung durch Netzstrom ausgegangen, allerdings könnte durch ein BHKW insbesondere im Winter der Einsatz von Holz reduziert werden. Sind die notwendigen Rahmenbedingungen gegeben, kann eine Umsetzung dieses Konzeptes lohnend sein.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die ökonomische Analyse der oben vorgestellten Konzepte erfolgt anhand einer Vollkostenrechnung nach VDI 2067 (9) und gibt die Netto-Wärmegestehungskosten in ct/kWh Nutzwärme wieder. Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre ausgehend vom Jahr 2030. Es wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von

4% sowie Preissteigerungsraten von 2% pro Jahr gewählt. Die Kosten wurden sowohl ohne Förderung (oF) als auch mit Förderung (mF) untersucht, wobei in zweitem Fall die aktuelle Förderlandschaft mit einbezogen wurde (BEG, KfW 271, KWKG). Die Investitionskosten wurden anhand unterschiedlicher literaturbasierter Datenquellen als spezifische Kosten bestimmt und beeinflussen die Betriebskosten (Wartung/Instandhaltung), die nach VDI 2067 als prozentuale Anteile dieser angegeben wurden. Die Bedarfskosten, also extern zugekaufte Betriebsstoffe wurden als Preisprognosen für das Jahr 2030 festgelegt, wobei für fossile Energieträger die CO₂-Abgabe mitberücksichtigt wurde. Es wurde davon ausgegangen, dass die Nahwärmenetze bereits abbezahlt sind und entsprechend nur die laufenden Kosten zu tragen sind. Dasselbe gilt für die Heizzentrale, die Pufferspeicher sowie Teilen der Peripherie der Biogasanlage (Fermenter, Gärrestlager, Gasspeicher). In Abbildung 7-7 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dargestellt. Die Spannweite der Wärmegestehungskosten über alle Konzepte liegt dabei zwischen 8,1 bis zu 26,5 ct/kWh und lässt erkennen, welche wirtschaftlich konkurrenzfähig sind. Für eine bessere Vergleichbarkeit sollen die Vollkosten einer dezentralen Pelletheizung und einer Luft-Wärmepumpe dienen, die mit Förderung bei 12,4 bis 13,2 ct/kWh liegen (10).

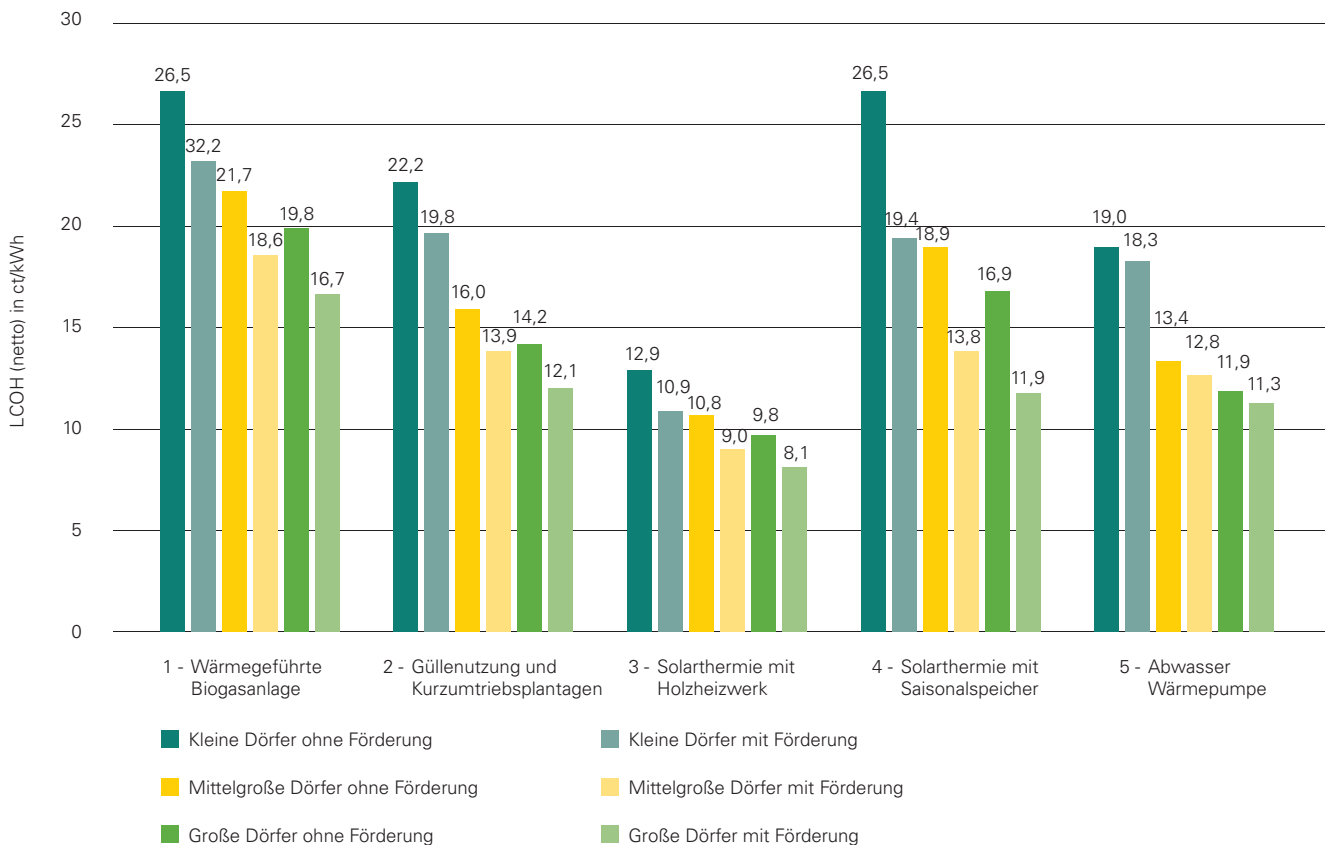


Abb. 7-7: Vergleich der Wärmegestehungskosten (LCOH) der untersuchten Konzepte

Die Wärmegestehungskosten der wärmegeführten Biogasanlage (K1) liegen in allen Größenordnungen selbst mit Förderung über 16,7 ct/kWh, was einen wirtschaftlichen Betrieb bei einer streng wärmegeführten Fütterung nicht möglich macht. Die Biogassgestehungskosten liegen zwischen 5,0 und 5,3 ct/kWh_{Biogas}. Mit Anteilen von 56 bis 67 % haben in diesem Konzept die bedarfsgebundenen Kosten mit Abstand den größten Anteil an den Wärmegestehungskosten, was überwiegend durch die Biogassubstrate bedingt ist. Insgesamt sind die berechneten Wärmegestehungskosten verglichen mit dezentralen Heizungslösungen sehr hoch und ein Weiterbetrieb der Biogasanlage nur zu empfehlen, falls die Substratpreise sinken oder auf preisgünstige Alternativen umgestiegen werden kann.

Die Umstellung der Fütterung der Biogasanlage auf Rindergülle in Konzept 2 zeigt im Vergleich zu Konzept 1 eine Reduktion der Wärmegestehungskosten, die dann zwischen 12,1 und 22,2 ct/kWh liegen. Damit zeigt sich das Konzept für die großen Dörfer mit Förderung im Vergleich zu den Referenzsystemen als wirtschaftlich umsetzbar. Die Kosten für Rindergülle machen noch immer 39 bis 48 % der jährlichen Gesamtkosten aus, auch wenn dafür nur die Kosten für Transport angesetzt sind. Die Kosten für das Holz aus KUP haben mit 7 bis 10 % einen weitaus geringeren Einfluss. Insgesamt ist der Weiterbetrieb der Biogasanlage aus ökonomischer Sicht auch für günstige Substrate nur bedingt zu empfehlen.

Die Wärmegestehungskosten des Konzeptes 3 mit Solarthermie und Holzheizwerk sind mit 8,1 bis 13,0 ct/kWh im Vergleich zu den anderen am geringsten und in allen Größenordnungen konkurrenzfähig. Die Kosten für den Holzbezug machen mit 28 bis 34 % dabei den größten Anteil der jährlichen Kosten aus. Die Investitionen in die Solarthermiemodule liegen bei der Betrachtung mit Förderung bei nur etwa 6 bis 10 % der Jahreskosten. Aus wirtschaftlicher Sicht kann der Umstieg auf eine Wärmeerzeugung mit Solarthermie und Biomasse also empfohlen werden. Abhängig der Rahmenbedingungen wäre hier auch der Aufbau von Kurzumtriebsplantagen von Vorteil, um Kosten zu sparen und sich vor steigenden Holzpreisen bzw. Verknappung der Angebote abzusichern.

Während die Wärmegestehungskosten in Konzept 4 in den kleinen Dörfern ohne Förderung mit über 26 ct/kWh zu den höchsten aller Konzepte zählen, kann eine Kombination von Solarthermie mit Saisonspeicher mit steigender Dorfgröße und dank attraktiver Förderung durchaus wirtschaftlich werden. Der Aufbau von Solarthermie mit Saisonspeicher liegt gefördert auch für mittelgroße Dörfer bei 13,8 ct/kWh. Mit solaren Deckungsgraden von über 70% hat dieses Szenario den Vorteil, stabil gegenüber zukünftigen Preisentwicklungen zu sein, da die laufenden Kosten für Solarthermie sehr gering

sind. Die Investitionskosten mit Förderung machen jährlich ca. 35 bis 41 % der gesamten Kosten aus, weshalb für eine Umsetzung eine detaillierte Planung der einzelnen Komponenten empfohlen wird. Insgesamt ist für größere Dörfer der Aufbau von Solarthermie mit Saisonspeicher zu empfehlen.

Die Kosten für den Betrieb einer Großwärmepumpe mit Kläranlagen-Abwasser in Konzept 5 liegen mit 11,3 bis 19,0 ct/kWh in einem Bereich, der für die mittelgroßen und großen Dörfer im Vergleich zu den dezentralen Wärmesystemen wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Die jährlichen Kosten für den externen Strombezug liegen bei etwa 50 Prozent und sind damit die größten Kostenpositionen. Die Verlegung der Rohre beeinflusst dieses Ergebnis maßgeblich, da diese für alle Dorfgrößen in etwa gleich teuer sind, was an dem großen Anteil der Tiefbaukosten liegt. Entsprechend macht die Versorgungsleitung der kleinen Dörfer 17,5% der jährlichen Gesamtkosten aus, während der Anteil in den großen Dörfern nur noch 3,4% beträgt. Falls die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Wärme aus Kläranlagen-Abwasser gegeben sind, ist dieser Ansatz ebenfalls zu empfehlen.

Ökologische Betrachtung

Die vorliegende Untersuchung verfolgt das Ziel, zu erkennen, welche Umweltwirkungen die betrachteten Konzepte besitzen. Da sie alle über erneuerbare Energien Wärme bereitstellen, ist es von Interesse, die zugrundeliegenden Prozesse der Energieträgerbereitstellung und Produktion der Erzeugertechnologien im Detail zu untersuchen und diese zu bewerten. Das erlaubt einen Vergleich zwischen den Konzepten und lässt erkennen, welche tatsächlichen ökologischen Implikationen diese über den gesamten Lebensweg besitzen. Untersuchte Indikatoren sind dabei das Treibhausgaspotenzial (in kg CO₂_{äq}) und das Versauerungspotenzial durch sauren Regen basierend auf Schwefeldioxid (in g SO₂_{äq}). Bei der Betrachtung wird sich auf die Wärmeerzeuger sowie deren Einsatzstoffe beschränkt, nicht betrachtet werden Speicherung und Transport der Wärme. Zur Bestimmung der relevanten Prozesse und Kennzahlen wird die Datenbank GEMIS des Internationalen Instituts für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS) genutzt (11). Dort sind für viele verschiedene Einsatzstoffe und Verwertungsprozesse mit den jeweiligen Vorketten Kennzahlen hinterlegt, die eine ganzheitliche Bilanzierung dieser erlauben (12). Für die nachfolgende Analyse werden für jeden Prozess die Prognosen für das Jahr 2030 genutzt. Diese wurden mit den Simulationsergebnissen zu spezifischen Emissionen in kg CO₂_{äq}/MWh_{Nutz} bzw. g SO₂_{äq}/MWh_{Nutz} abhängig der jährlich genutzten Wärme zusammengefasst. Als Vergleichsgröße sollen die Kennzahlen einer dezentralen Pelletheizung und eine Luft-Wärmepumpe dienen, die über die Annahmen von (10) mithilfe der entsprechenden Kennzahlen aus GEMIS berechnet

wurden. Für die Pelletheizung liegen die CO₂-Emissionen bei etwa 47 kg CO_{2,äq}/MWh_{nutz} und das Versauerungspotenzial bei 0,48 kg SO_{2,äq}/MWh_{nutz}. Die Luft-Wärmepumpe hat spezifische

Treibhausgasemissionen von etwa 99 kg CO_{2,äq}/MWh_{nutz} und 0,10 kg SO_{2,äq}/MWh_{nutz}. In Abbildung 7-8 sind die Ergebnisse Kennzahlen gegenübergestellt.

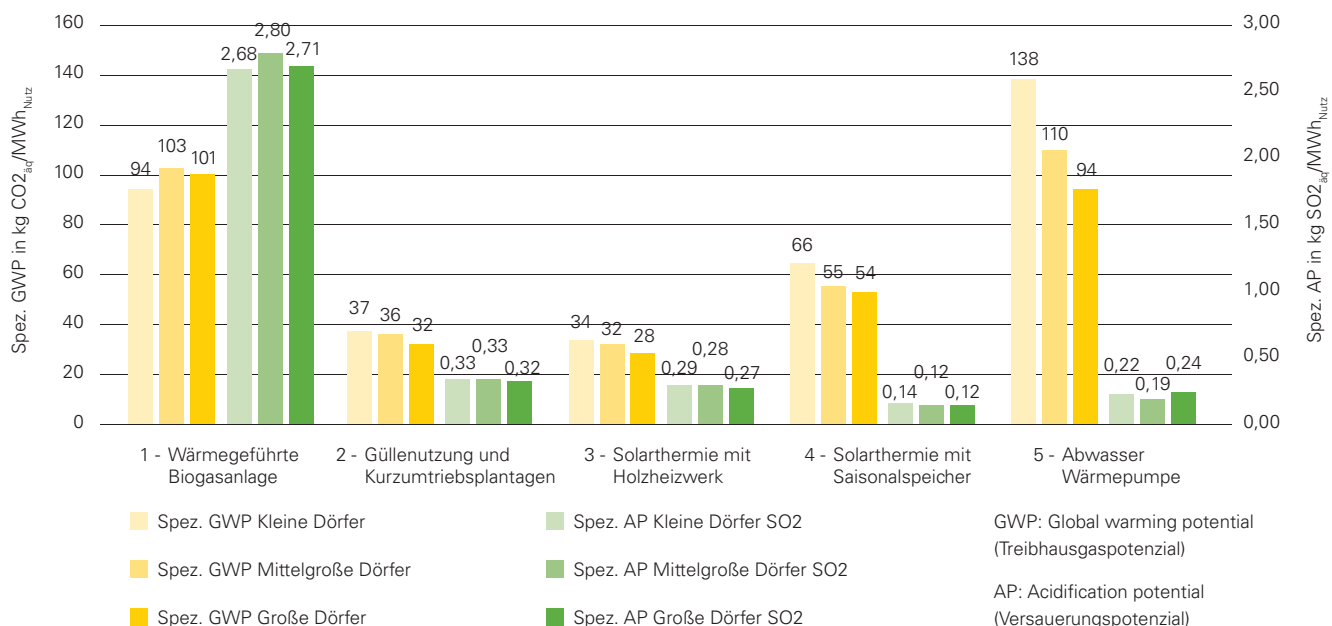


Abb. 7-8: Gegenüberstellung der Emissionen der untersuchten Konzepte

Aufgrund der Emissionen der Vorketten bei Energiepflanzen und möglichen Leckagen geht der Weiterbetrieb der Biogasanlage (Konzept 1) im Vergleich zu den anderen Konzepten mit etwa 99 kg CO_{2,äq}/MWh mit vergleichsweise hohen CO₂-Emissionen einher, die in etwa denen einer dezentralen Luft-Wärmepumpe gleichen. Das Versauerungspotenzial liegt weit über denen der anderen Konzepte und den dargestellten Referenzwerten, was hinsichtlich der typischerweise intensiven Düngung zum Substratanbau nachvollziehbar ist. Dass der Unterschied in etwa um den Faktor 10 höher ausfällt, ist allerdings bemerkenswert.

In Konzept 2 können die CO₂-Emissionen der Biogasanlagennutzung in etwa auf 1/3 reduziert werden und liegen im Durchschnitt bei 35 kg CO_{2,äq}/MWh, was auf Gutschriften im Gülleinsatz sowie die geringen Emissionswerte von KUP-Holz zurückzuführen ist. Dass die SO₂-Emissionen mit durchschnittlich 0,35 kg SO_{2,äq}/MWh maßgeblich geringer ausfallen als im ersten Konzept, liegt hauptsächlich an den KUP, in denen während der 25-jährigen Bewirtschaftung kaum neu gedüngt werden muss (13). Hier zeigt sich, dass aus ökologischer Sicht der Aufbau von KUP weitaus sinnvoller erscheint als eine intensive Energiepflanzenlandwirtschaft.

Die Nutzung von Solarthermie mit Holz (Konzept 3) ist mit durchschnittlich 31 kg CO_{2,äq}/MWh bezüglich der CO₂-Emissionen von allen am vorteilhaftesten und liegt auch noch unter

den Werten der dezentralen Pelletheizung. Bezogen auf die SO₂-Emissionen liegen die Ergebnisse mit 0,28 kg SO_{2,äq}/MWh leicht unter denen von Konzept 2 und auch in Hinblick auf die Referenzwerte im Mittelfeld, was durch den hohen Holzbedarf erklärt werden kann. Die geringen Emissionen der Solarthermie, die nur durch Vorketten bedingt sind, fallen dabei kaum ins Gewicht.

Aufgrund des Einsatzes des Heizöl-BHKW sind die spezifischen CO₂-Emissionen von Konzept 4 (Solarthermie mit Saisonspeicher) mit durchschnittlich 58 kg CO_{2,äq}/MWh über denen einer dezentralen Wärmeversorgung mit Pellets. Das Versauerungspotenzial, das hier mit nur 0,13 kg SO_{2,äq}/MWh am niedrigsten liegt, lässt sich durch den hohen solaren Deckungsanteil erklären.

Der hohe Bedarf an Netzstrom führt dazu, dass die CO₂-Emissionen des Konzeptes mit Abwasser-Wärmepumpe (Konzept 5) von allen am höchsten sind, die im Durchschnitt 114 kg CO_{2,äq}/MWh betragen. Die Degression mit steigender Dorfgröße lässt sich dabei über den geringeren Deckungsgrad der Wärmepumpe und den höheren Biomasseinsatz erklären. Das Versauerungspotenzial liegt mit durchschnittlich 0,22 kg SO_{2,äq}/MWh im Vergleich zu den anderen Konzepten relativ niedrig, allerdings noch immer doppelt so hoch wie der dezentrale Betrieb einer Luft-Wärmepumpe, was durch die Ergänzung durch Holz und dem Öl-Spitzenlastkessel bedingt ist.



Quellen

1. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR). *Bioenergiedörfer – Liste* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://bioenergiedorf.fnr.de/bioenergiedoerfer/liste>
2. Nussbaumer, T. und Thalmann, S. *Status Report on District Heating Systems in IEA Countries*, 2014. Verfügbar unter: https://www.nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/reports/iea_bioenergy_task32_status_report_on_district_heating_systems.pdf
3. Klingbeil, S. *Wie viel Wärme steht wann zur Verfügung?*, 2015 In: *Biogas Journal* 2015, (Sonderheft Gülle Kleinanlagen), S. 32–33.
4. Danish Energy Agency und Energinet. *Technology Data. Generation of Electricity and District heating* [online], 2016. Verfügbar unter: <http://www.ens.dk/teknologikatalog>
5. Thamling, N., N. Langreder, D. Rau, M. Wunsch, C. Maaß, M. Sandrock, G. Fuß, P. Möhning, A. Purkus, N. Strodel. *Perspektive der Fernwärme. Maßnahmenprogramm 2030. Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik*, 2020. Hg. v. Prognos AG und Hamburg Institut. [Zugriff am: 03. Dezember 2021]. Verfügbar unter: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf
6. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA). *Merkblatt DWA-M 114. Abwasserwärmenutzung*. 1. Auflage, Hennef, 2020. ISBN: 978-3-88721-894-2
7. Office International de l'Eau. *UWWTD Treatment Plants - treatment map. European commission urban waste water website: Germany* [online], 2021. [Zugriff am: 03. Dezember 2021]. Verfügbar unter: https://dev.oieau.fr/uwwtd_de/uwwtpps/treatment
8. Müller, E., F. Schmid, B. Kobel. *Heizen und Kühlen mit Abwasser. Ratgeber für Bauräger und Kommunen*, 2009. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/bwp-Heizen_und_Kuehlen_mit_Abwasser.pdf
9. Verein Deutscher Ingenieure (VDI). *VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen und Kostenberechnung*, 2016. Hg. v. Beuth Verlag, Düsseldorf
10. C.A.R.M.E.N. e.V.. *Entscheidungskriterien für ein neues Heizsystem – mehr als ein Heizkostenvergleich*, 2021. Verfügbar unter: https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2021/12/Infoschrift_Heizkostenvergleich.pdf
11. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS). *Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Software Version 5.0.*, 2021. [Zugriff am: 16. Dezember 2021]. Verfügbar unter: <http://iinas.org/gemis-download-121.html>
12. Rausch, L. und Fritsche, U. *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe*, 2012. Verfügbar unter: http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/bio/oeko/2012_LCA-EE-BMU.pdf
13. Dimitriou, I. und Rutz, D. *Nachhaltige Kurzumtriebsplantagen. Ein Handbuch*, 2015. München: WIP Renewable Energies.

8 Ausblick

Bevor ich einen Ausblick in die Zukunft wage, möchte ich zurückblicken in die Vergangenheit. Vor fast 20 Jahren sind die ersten Bioenergiedörfer an den Start gegangen. Die Visionen, die die Menschen damals mit Bioenergiedörfern verbunden haben, waren u. a.:



Die Zukunft der Energieversorgung selbst zu gestalten, um der Klimakrise mit einer „enkeltauglichen“ Energieversorgung aus heimischen Quellen zu begegnen. Der unter Überproduktion und den niedrigen Weltmarktpreisen für Nahrungsmittel leidenden Landwirtschaft mit der Energiebereitstellung ein weiteres wichtiges Standbein zu geben, mit dem sie ihre Betriebe erhalten und auskömmlich wirtschaften könnten. Denn, so die Vorstellung, die Preise für Energiepflanzen sollten im Dorf ausgehandelt werden und nicht auf einem anonymen Weltmarkt. Durch Energieerzeugung und Energieverbrauch in einem Bioenergiedorf wandern die Ausgaben für Energie nicht ab in ferne Länder, sondern die Wertschöpfung bleibt im Dorf. Die Gemeinden haben durch neue Gewerbesteuereinnahmen Spielraum, die Dörfer zukunftsfähig zu gestalten, Handel und Gewerbe siedeln sich vermehrt an und einer Abwanderung der Menschen aus ländlichen Regionen und damit einer Verstädterung wird begegnet.

Wenn wir über Bioenergiedörfer oder Energiewendedörfer sprechen, geht es also nicht nur um Energie, sondern auch um Regionalentwicklung, demokratische Strukturen, zukunftsfähiges Handeln und Verantwortung der Menschen, um für die nächsten Generationen die Lebensgrundlagen auf der Erde zu erhalten. Die fast 200 Bioenergiedörfer haben ihre Ideen und Visionen in verschiedenster Weise umgesetzt. Was sie eint, ist die Einbindung vieler Bürger über das Nahwärmenetz.

Vor diesem Hintergrund ist unser Projekt: **„Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer – klimafreundlich, demokratisch, bürgernah“** entstanden.

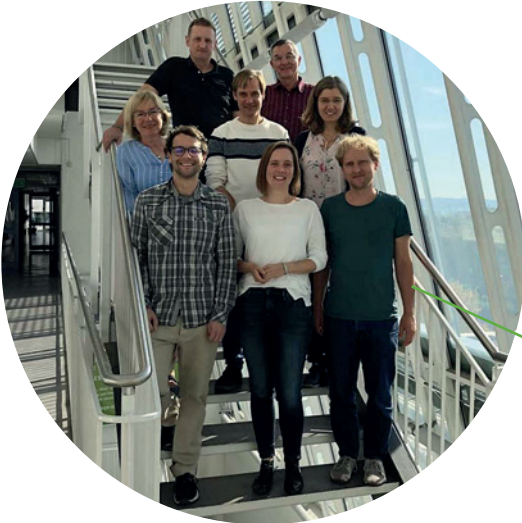
Für uns ist es eine gesellschaftliche Aufgabe „Bioenergiedörfer durch Wandel“ zu begleiten und zu erhalten, damit die Energiewende auf dem Lande weiter an Fahrt gewinnt. Nicht alle Vorstellungen aus der Vergangenheit haben Bestand, Anpassungen an neue Substrate und Technologien benötigen Zeit und Finanzmittel. Dazu bedarf es politischer Rahmenbedingungen und Fördermittel, die genossenschaftliche und ehrenamtliche Aktivitäten nicht erschweren, sondern unterstützen. Nur so kann das „Mitmachen“ der Bevölkerung und nicht nur ihre passive Akzeptanz für notwendige Infrastrukturmaßnahmen zur Klimaneutralität erreicht werden. Mitmachen und Mitdenken der „Basis“ ist ein Grundpfeiler für eine Energiewende, von der alle Menschen profitieren können.

Wo die „Reise“ der Bioenergiedörfer hingehen könnte, haben wir versucht in unseren Handlungsempfehlungen aufzuschreiben. Die Effizienz und den Ressourcenbedarf vorhandener Technologien zu verbessern und die Einbindung anderer erneuerbarer Energietechnologien sind schon Themen in fast allen Bioenergiedörfern. Für welchen Weg und welches erweiterte Geschäftsmodell Sie sich, liebe Bioenergiedörfer, in Zukunft entscheiden, erfordert auch hier das Mitdenken und Mitentscheiden vieler im Dorf. Starten Sie mit einer Diskussion in ihren Dörfern über den weiteren Weg. Die Handlungsempfehlungen können Ihnen dabei als Richtschnur dienen.

„Wenn man uns ließe, wie wir wollten, wären wir schon viel weiter mit der Energiewende!“ Das war ein Satz, den wir schon oft auf Dorfversammlungen und in Gesprächen mit Aktiven in Bioenergiedörfern hörten. Ein Appell an die neue Bundesregierung!

Marianne Karpenstein-Machan, Winter 2021/2022

Impressum



Das Projektteam:

Vorne v.l. n. r.: Robert Issler, Christina Grebe, Jan Kelch

Mitte v.l. n. r.: Marianne Karpenstein-Machan,
Roland Bauböck, Ines Wilkens

Oben v.l. n. r.: Martin Kappas, Peter Schmuck

Redaktion und Inhalt:

Universität Kassel

Fachgebiet Mikroökonomie und empirische Energie-
ökonomik: Dr. Christina Grebe, Robert Issler, PD Dr.
Marianne Karpenstein-Machan, Marinus Schnitzlbaumer, Dr.
Ines Wilkens (Projektkoordination)

Universität Kassel

Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik: Jan Kelch

Georg-August Universität Göttingen

Geographisches Institut Abteilung Kartographie, GIS und
Fernerkundung: Dr. Roland Bauböck, Prof. Martin Kappas,
Prof. Peter Schmuck

Herausgeber:

Universität Kassel und Georg-August-Universität Göttingen
Projekt Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für
zukunftsfähige Bioenergie-dörfer
Nora-Platiel-Straße 4
34109 Kassel

Tel.: +49 561 804-7751

<https://energiewendedoerfer.de>

Satz und Layout:

formkonfekt konzept & gestaltung, Karen Marschinke, Kassel

Fotos:

Titelseite Collage © iStock.com/kamisoka u. /Agenturfotograf
Grafiken: S. 2-3, 5, 26, 41, 54, 56, 61, 62, 63, 67, 68, 69, 70, 76, 80, 81,
82 (2x), 83, 85, 91, 93 © Universität Kassel, eigene Darstellung
Karten: S. 6, 7, 9-15 © Universität Kassel, eigene Darstellung
S. 20, 22, 30-31, 32-33, 34, 38, 38-39, 44, 94 © Karpenstein-Machan
S. 21 © Cover, <https://www.ibidem.eu/de>
S. 21 © Cover, <https://www.energie-aus-wildpflanzen.de>
S. 28-29 © iStock.com/Peopleimages
S. 33 © iStock.com/fotografixx
S. 42 © Carbo-FORCE GmbH, Preetz
S. 43 © www.sonnenerde.at
S. 48 © iStock.com/Agenturfotograf
S. 48-49 © iStock.com/Bet_Noire
S. 52-53 © iStock.com/zhengzaishuru
S. 56 © iStock.com/imoritz
S. 57 © iStock.com/FrancescoScatena
S. 59 und 60 © Stadtwerke Greiswald
S. 61 © iStock.com/KangeStudio
S. 64-65 © iStock.com/deepblue4you
S. 70-71 © Universität Kassel, Foto: Sonja Rode
S. 72 © Gemeinde Wollbrandshausen
S. 77 © www.altenmellrich.de/regenerative-energien
S. 84-85 © Gemeinde Bosbüll
S. 98 © Universität Kassel

Auflage:

1.000 Exemplare

Stand:

Februar 2022

