

ENERGIE

magazin



AGENDA BIOGAS
AUF GEHT'S
2025

BIOGAS – WEITER MIT UNS AN DEINER SEITE!



KOMMT ZUR
BIOGAS CONVENTION 2025!
09.-11.12. in Nürnberg
STAND: 09C25
WIR SIND VOR ORT UND
FREUEN UNS AUF EUCH!



info@schaumann-bioenergy.eu
www.schaumann-bioenergy.eu

SCHAUMANN
BioEnergy

INHALT

„Das Potenzial der
Erneuerbaren ist noch
lange nicht gehoben.“



Foto: Meckel

△ Hinrich Neumann,
top agrar-Redakteur

Im Rückwärtsgang

► Während der technische Fortschritt bei der Energiewende munter voranschreitet, steckt der Gesetzgeber der Erneuerbaren-Branche immer wieder neue Stöcke in die Speichen – egal, ob Ampel oder GroKo. Negatives Beispiel ist das Solarspitzengesetz. Es hat viele Landwirte in der Planung kalt erwischt, weil es plötzlich in Zeiten negativer Strompreise keine Vergütung mehr gibt. Oder das Solarpaket, das eine höhere Vergütung für Agri-PV versprochen hatte. Jetzt, nach 1,5 Jahren Wartezeit, glaubt fast niemand mehr an die EU-Genehmigung des Pakets – zum Schaden vieler Landwirte, die auf ihren Planungskosten sitzen bleiben. Mit genauso viel politischem Getöse verabschiedet und am Ende viel verbrannte Erde hinterlassen hat auch das Biomassepaket, das erst in letzter Sekunde von der EU genehmigt wurde.

Nicht gehaltene Versprechen, rückwirkende Eingriffe und andere fragwürdige Entscheidungen vor allem in Richtung Bioenergie waren kein Alleinstellungsmerkmal der gescheiterten Ampelregierung, sondern prägen auch das aktuelle Bild. Schlimmer noch: In vielen Gesetzen und Ankündigungen setzt Bundeswirtschaftsministerin Reiche vor allem auf eines: fossiles Erdgas. Dabei ist der Ukrainekrieg noch nicht beendet, der Klimawandel nicht gestoppt und das Potenzial der erneuerbaren Energien in Deutschland längst nicht gehoben. Hierzu gehört das große Feld der Flexibilität: Mit verschiedenen Strompreiszonen, weniger Hürden für Batterien und Elektrolyseure und dem Bekenntnis zu mehr heimischem Biometan und flexibler Stromproduktion der Biogasanlagen könnten Klimaschutz, Wertschöpfung und Resilienz der Energieversorgung durchstarten. Stattdessen plant das Wirtschaftsministerium 20 neue Großkraftwerke auf Basis von fossilem Erdgas, belegt klimafreundliche Kraftstoffe wie Bio-LNG oder Bio-CNG mit den gleichen Abgaben wie Erdgas und erhöht die finanziellen Mittel für die Erforschung neuer Atomkraftwerke. Das ist kein technischer Fortschritt, noch nicht einmal ein Griff in die Speichen: Das ist der Rückwärtsgang.

MAGAZIN

- 3** Vorwort
- 4** Panorama
- 62** Impressum

RUNDSCHAU

- 6** Wo bei Erneuerbaren der Schuh drückt

BIOGAS

- 12** Neuer Absatzweg: Bio-LNG für Schiffe
- 14** Hochflexibel und -wirtschaftlich?
- 18** Biogas Convention: Neues zur Flexibilisierung
- 20** Biogas Convention: Neue Dosierer, Rührwerke & Co.
- 26** Strom, Wärme und Biomethan Hand in Hand

SOLAR

- 30** Landwirt, Investor, Agri-PV
- 32** Immer der Sonne entgegen
- 34** Agri-PV: Bitte gut planen

SPEICHER

- 36** Neue Dienstleister für Speicher
- 41** Batterie puffert PV- und BHKW-Strom

WÄRME

- 44** Wie Planungsfehler Wärmenetze verhindern
- 46** Geratskirchen heizt mit Hackschnitzeln

WIND

- 50** Echte Bürgerwindparks erhöhen die Akzeptanz
- 52** So schützen Sie sich vor schlechten Pachtverträgen

BIOKRAFTSTOFF

- 54** Elektro-Hoflader und E-Traktoren im Einsatz
- 58** Bio-CNG für Lkw und Traktoren: Markt wächst



Foto: Biogas Convention & Trade Fair

△ Bei der letzten Biogas Convention 2023 kamen 6.400 Besucher in die Nürnberger Messehallen.

Biogas Convention in Nürnberg

► Vom 9. bis 11. Dezember 2025 findet in Nürnberg die Kongressmesse „Biogas Convention“ statt. Bei dem wichtigsten Branchentreffen zeigen ca. 250 Aussteller neue Produkte und Dienstleistungen rund um Biogas und Biometan. Parallel dazu gibt es 50 Vorträge auf der Tagung sowie 35 Vorträge im Messeforum. Themen sind politische Rah-

menbedingungen, flexibler Anlagenbetrieb, grüne Gase, Wärmeversorgung, Gaskraftstoffe, Zukunftsmärkte, Sektorenkoppelung und Kreislaufwirtschaft. In den Foren geht es u.a. um Batteriespeicher, Strommärkte, Innovationen oder Biometan. Am 12. Dezember schließt sich eine Lehrfahrt an. Weitere Informationen: www.biogas-convention.com

Bio-LNG aus Schweden

► Der deutsche Biogasanlagenhersteller EnviTec baut im schwedischen Vara eine Biomethanlage, die jährlich 70 GWh Bio-LNG erzeugen soll. Die Biogas Västra Skaraborg ist ein Zusammenschluss von rund 100 Landwirten. Die Anlage soll 370.000 t Schweine- und Rindergülle sowie Mist aus der Region verarbeiten. Beim Mischen von Gülle aus unterschiedlichen Betrieben ist eine Hygienisierung vorgeschrieben. Dazu muss das Material nach den beiden Fermentationsschritten für zehn Stunden isoliert in einem auf über 52 °C geheizten Tank verbleiben. Danach werden die Gärreste in einen Reststoffspeicher gepumpt.

Für mehr Effizienz kühlen Wärmetauscher die Gärreste vor dem Befüllen der Entnahmetanks ab und heizen gleichzeitig die eingehende Gülle auf. Das nach der Gasaufbereitung von EnviTec entstehende Biometan wird in einer Anlage des niederländischen Herstellers Nordsol verflüssigt.



Foto: Werkbild

△ Beim symbolischen Spatenstich der Biometan-anlage in Vara.

Bayerisches Biogaszentrum – Praktiker-Netzwerk und Notfallservice

► In Langenpreising (Bayern) ist ein neues Biogaszentrum entstanden. Inhaber Josef Knoll und sein Team bieten Schulungen für Betreiber, Berater und Investoren an, wollen aber auch Öffentlichkeitsarbeit leisten. Gleichzeitig bietet das Team um Inhaber Josef Knoll eine Biologie-Notfalllösung bei Problemen, ein 24/7-Abhol-lager für Hilfsmittel wie Spurenelemente und andere Mittel für die Soforthilfe sowie eine Beratung zur Vorbeugung von biologischen Problemen an. Diese beginnt bei der Silage-Behandlung und geht über in die



Foto: Biogas-Infozentrum

Biologieoptimierung. „Im Biogaszentrum wollen wir Praktiker weiterbilden und auch Biogasexperten für die Biogasbranche weltweit ausbilden. Das Ziel ist es,

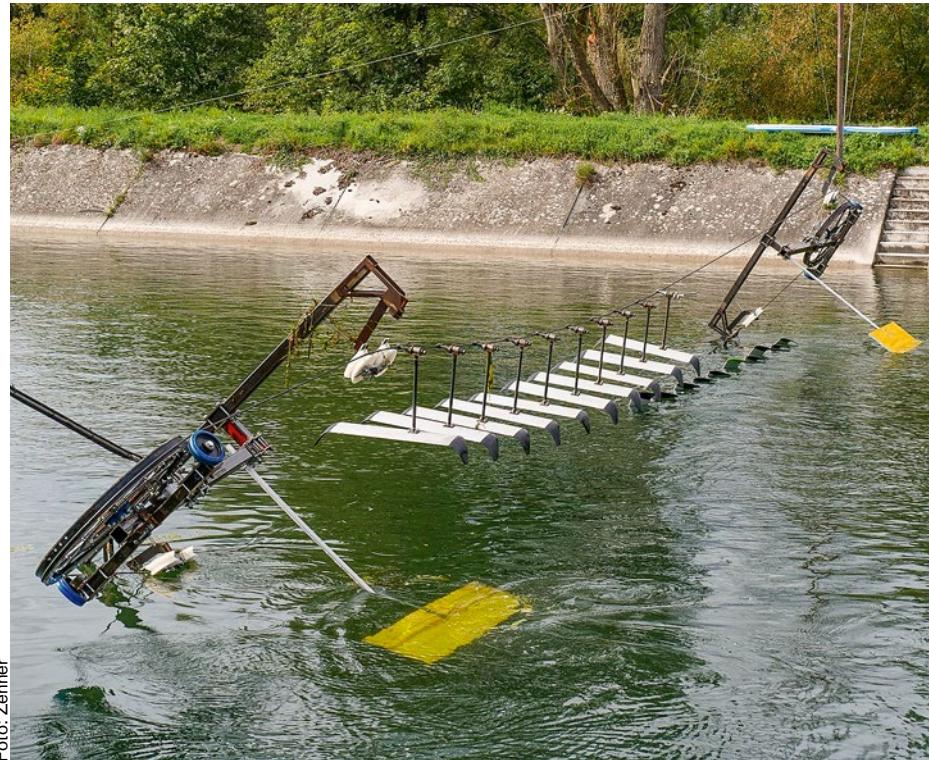
Technik und Biologie-Wissen auszubauen und weiterzuentwickeln, um Biogasanlagen wirtschaftlicher und zukunftssicher betreiben zu können“, sagt Knoll.

Der nächste Schritt ist die „Voigas-Biogasakademie“: Ein geschlossenes Informations-, Lern- und Weiterbildungsangebot, über das jeder angemeldete Betreiber Tipps wie z.B. Soforthilfemaßnahmen rund um die Uhr auch mit dem Smartphone oder Tablet abrufen kann. Neben Checklisten und Lernvideos werden Praxisvideos zu Schulungs- und Weiterbildungszwecken für Betreiber und Mitarbeiter hinterlegt. Ein ausführliches Interview mit Josef Knoll finden Sie auf www.topagrar.com/energie; weitere Infos unter biogas-experte.de

Neuartiges Gezeitenkraftwerk

► Ein Team der Hochschule München entwickelt zusammen mit einem Seilbahnbauer und Forschern der Technischen Universität München (TUM) ein neuartiges Gezeitenkraftwerk. Die Konstruktion erinnert auf den ersten Blick an einen Skilift: An den Enden des Gestells befinden sich Umlenkrollen, über die ein Endlos-Seil läuft. An diesem wiederum sind – ähnlich wie Bügel am Schlepplift – kleine Stromprofile befestigt, die „Kites“.

Die Ähnlichkeit mit einem Skilift ist kein Zufall: Die Idee für das Projekt stammt von den Brüdern Anton und Peter Glasl aus Wackersberg, den Inhabern des Schleppliftbauers europe GmbH. Anders als beim Skilift, bei dem die Umlenkrollen angetrieben werden, um das Seil zu bewegen, wollen die Betreiber des Gezeitenkraftwerks die Bewegung des Seils nutzen, um an den Umlenkrollen mithilfe von Generatoren Strom zu gewinnen. Erste Tests im Mittlere-Isar-Kanal waren laut TUM erfolgreich.



△ Der erste Testlauf des hundert Kilo schweren und 18 Meter langen Prototyps im Isarkanal. Die Test-Kites sind einen Meter lang und 20 Zentimeter breit.

Foto: Zennner

LNG wird bio: Nachhaltiger Kraftstoff für Lkw

► Bio-LNG, also verflüssigtes Biogas, hat fossiles LNG im Schwerlastverkehr nahezu vollständig verdrängt: 98 % des gesamten LNG-Absatzes an deutschen Tankstellen stammen im ersten Halbjahr 2025 aus erneuerbaren Quellen. Der klimafreundliche

Kraftstoff dominiert damit den Markt – ein Meilenstein für die Energiewende im Transportsektor, meint der Verband „Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft“.

Auch die Infrastruktur zieht mit: Mit über 190 Tankstellen ist Bio-LNG in-

zwischen flächendeckend in Deutschland verfügbar. Gleichzeitig bleibt die Absatzentwicklung nach Verbandsangaben hinter ihren Möglichkeiten zurück. Im ersten Halbjahr dieses Jahres wurden 85.917 t LNG verkauft – eine stagnierende

Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Im ersten Halbjahr 2024 lag der LNG-Absatz noch bei gut 90.000 t. Der Verband sieht die Ursache u.a. in der fehlenden Mautbefreiung oder in der EU-Flottenregulierung.

TECHNOPLAN
Gewerbespeichersysteme & Trader

Seit 15 Jahren sind wir Ihr konstanter Partner im PV-Bausektor, spezialisiert auf PV-Parks, Agri-PV und Dachflächenanlagen von 50 kWp bis 5 MW. Wir bieten hochwertige Technik, inkl. Montage und bundesweite Referenzen. Besichtigungen sind möglich.
Negative Strompreise, zu Ihrem Vorteil nutzen
Wir liefern Ihnen ein Komplettsystem inkl. Direktvermarkter & Vermarktungsverträgen...
Unsere Speicher/Tradersysteme von 250 bis 20.000 kWh Kapazität werden auf Ihren Standort optimiert.



Technoplan Dipl.-Ing. Chr. Cord
Coerdestraße 37
48147 Münster
Tel. 0176/10 57 30 49
Tel. 0162/51 41 585
Tel. 0251/20 07 90 34
info@technoplan-muenster.de
www.technoplan-muenster.com

shop.wochenblatt/veranstaltungen

Energie weitergedacht:

Entdecken Sie unsere Webinar-Aufzeichnungen zu PV, Agri-PV und Batteriespeichern – jetzt im Shop.

 **Webinare**
vom Wochenblatt

Wo bei Erneuerbaren der Schuh drückt

Vom münsterländischen Heek bis nach Berlin verlief die 650 km lange Radtour der „Energiewende ErFahren Tour 2025“. Jeden Tag haben die Teilnehmer mehrere Anlagen und Unternehmen besichtigt.

Rund 60 Radfahrer sind Ende August 2025 vom münsterländischen Heek aus zu einer 600 km langen Tour nach Berlin aufgebrochen. Ziel der „Energiewende ErFahren Tour 2025“ war es, interessante Anlagen, Projekte und Unternehmen der erneuerbaren Energien zu besichtigen, mit den Verantwortlichen über Erfolgsfaktoren und Herausforderungen zu sprechen und ihre Botschaften in Richtung Politik zu kommunizieren.

Während der diesjährigen, mittlerweile fünften Tour besuchte die an einzelnen Tagen bis zu 100 Köpfe starke Reisegruppe gut zwei Dutzend regenerative Strom-, Wärme- und Mobilitätsprojekte.

Dabei sammelten die Radler viele Eindrücke, welche Hürden überwunden werden mussten, woran es bei der Umsetzung der Energiewende nach wie vor hakt und wie der Umbau zu einer klimaneutralen Energieversorgung in allen Verbrauchssektoren

forciert werden kann. top agrar war das zweite Mal dabei und berichtet von ausgewählten Stationen.

Als größte Hindernisse für den Erfolg der Energiewende werden nach wie vor eine „übermäßige Bürokratie“, „viel zu komplexe Rahmenbedingungen“, „fehlende Planungssicherheit und unzureichende Digitalisierung“ oder auch „viel zu lange Genehmigungsverfahren“ gesehen.

*Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com*

Am Ziel angekommen:

Am 6. September erreichten die rund 60 Radler Berlin und durften dank einer Sondergenehmigung durchs Brandenburger Tor fahren.



45 Landwirte erzeugen Biogas aus Mist

► Die Biogasanlage Heck-Ahle ist eine Gemeinschaftsanlage von 45 Landwirten. Sie ist 2025 ans Gasnetz angeschlossen worden und speist seit März Biomethan ein. „Für kleinere und mittlere landwirtschaftliche Betriebe lohnt es sich nicht, selbst Biomethan zu erzeugen. Darum ist es sinnvoll, die Mengen zu bündeln und eine größere Anlage zu betreiben“, sagte Geschäftsführer Christoph Wischemann. Das Projekt hat ca. 27 bis 28 Mio. € gekostet. Die Biogasanlage mit zwei Hochbehältern als Fermenter hat die Firma PlanET gebaut.

Als Input vergärt die Anlage nur Gülle und Mist von den Gesellschaftern. Jeder Landwirt liefert die Biomasse selbst an, als würde er eine eigene Anlage betreiben. Die Transportentfernung liegt im Schnitt unter 5 km.

Am Tag werden 200 t Feststoff gefüttert, davon 20 bis 30 t Geflügelmist,

der Rest stammt von Rindern. Der Mist wird nach dänischem Vorbild mit einem automatisch gesteuerten Kran in der Annahmehalle aus dem Abkippbunker mehrmals am Tag in den Dosierer der Anlage eingefüllt. Dann wird

er mit Gülle gemischt und in die zwei Fermenter gepumpt.

Die Gasaufbereitung nach dem Prinzip der Druckwechseladsorption hat die Firma ETW aus Moers gebaut. Die Anlage produziert 1.500 m³ Biogas pro Stunde.

Das entstehende Gas wird zu 750 m³ Biomethan pro Stunde aufbereitet. Dabei wird vor allem das CO₂ abgetrennt.

„Wir verflüssigen und vermarkten es für die Industrie“, sagte Wischemann. Verwendungsmöglichkeiten sind Kohlensäure, Trockeneis, Feuerlöscher, E-Fuels, Kunststoffe oder Dünger.

Christoph Wischemann wünscht sich von der Politik mehr Bürokratieabbau.

„Wir dürfen hier laut Netzbetreiber keinen Strom aus Photovoltaik oder BHKW einspeisen und auch nicht selbst verbrauchen. Flexible Netzanschlussvereinbarungen sollten verpflichtend werden!“



△ Das Material wird in Hochbehältern mit Zentralförderwerk vergoren.

Wärme für Tomaten



Fotos: Neumann

△ Tomaten, Gurken und Paprika unter Glas.

► Der Biohof Querdel in Sassenberg (Landkreis Warendorf) produziert Spargel, Erdbeeren und Süßkartoffeln im Freiland sowie Tomaten, Gurken und Paprika unter Glas. Die Energieerzeugung ist so organisiert: Zwei Hack-schnitzelkessel mit je 2 MW Wärmeleistung und

Rauchgaskondensation liefern Wärme. Als Brennstoff dient u.a. Landschaftspflegematerial mit häufig über 50 % Wasseranteil. Die Wärme wird in zwei Pufferspeichern gesammelt, die zusammen 5.500 m³ Volumen haben. „Der Wärmebedarf unserer Gewächshäuser schwankt von Tag zu Tag. Wir müssen auch heizen, um die Luftfeuchtigkeit abzuführen. Denn als Biobetrieb müssen wir so Pilzkrankheiten vorbeugen“, sagte Andreas Querdel, einer von zwei Geschäftsführern.

Wärme liefert auch eine Biogasanlage aus dem Jahr 2005. Die Anlage ist für den Biobetrieb wichtig, weil sie u.a. Kleegras verwertet und Dünger liefert. Die dritte Wärmequelle sind drei Biomethan-BHKW mit je 3,3 MW (elektrisch), also rund 10 MW Leistung.

Wasserstoff als Stromspeicher

► Schon 2016 hat sich Dieter Ahrens, Geschäftsführer der Ahrens Solar und Dachtechnik in Bückeburg (Niedersachsen), Gedanken zur Speicherung von Solarstrom gemacht. „Das größte Problem beim Solarstrom ist, dass er fast nur im Sommer anfällt, im Winter aber nicht viel zur Energieversorgung beiträgt“, sagte Junior Mike Ahrens, Bauleiter für das gerade im Bau befindliche

Endlos-Energiezentrum (EEZ), bei dem der Solarstrom mithilfe eines Elektrolyseurs in Wasserstoff umgewandelt werden soll. Dieser dient im Winter als Brennstoff für eine Brennstoffzelle, die Strom und Wärme erzeugt. Für die Speicherung soll der Wasserstoff bei 350 bar verflüssigt und dann in einem Nebengebäude in einem klassischen Gastank gespeichert werden.



△ Der Solarstrom wird mithilfe von Solaranlagen auf Dach (180 kW) und an der Fassade (69 kW) erzeugt.

Solar und Wind prägen Verteilnetze

► Stromverteilnetze auf dem Land sind inzwischen stark von Erneuerbaren-Energie-Anlagen geprägt. Das zeigt das Beispiel des Verteilnetzbetreibers Avacon mit Hauptsitz in Helmstedt: Die 4.139 Windräder lieferten 65 % der Ökostromproduktion im Avacon-Netzgebiet. Die zahlenmäßig größte Einspeiser-Gruppe bilden allerdings die 119.000 Photovoltaikanlagen, sie lieferten knapp 22 %. Zum Vergleich: Im Jahr 2023 waren es noch 83.000 PV-Anlagen.

Im Jahr 2024 haben die 124.706 Wind-, PV- und Biogasanlagen insgesamt 21.602 Megawattstunden in das Netz eingespeist. „Dieses Jahr werden wir die Grenze von 150.000 Anlagen überschreiten“, erklärte Christian Ehret, Geschäftsführer bei der Avacon Netz. „Früher haben wir 3.000 bis 5.000 Anlagen pro Jahr angeschlossen, mittlerweile sind es über 40.000“, nannte er eine der Herausforderungen. Dazu kommen über 2.000 Anfragen der letzten zwei Jahre für große Stromspeicher mit einer Leistung von zusam-

men 140 GW. „Wir versuchen jetzt, durch Digitalisierung und Intelligenz die Integration der Anlagen zu optimieren, aber auch den Zeitverzug bei Netzanschlüssen usw. zu lösen“, sagte er. Die Lösung der flexiblen Netzzuschlussvereinbarung, um einen Netzverknüpfungspunkt überbauen zu können, hält er grundsätzlich für sinnvoll. Allerdings gibt es bei der Avacon noch kein Angebot dazu. „Es gibt noch viele offene Fragen wie die der Abrechnung, wenn wir z. B. einen Wind- und einen Solarpark an einem Punkt gemeinsam anschließen“, sagte er. Die Netzauslastung ist im Moment vor allem von der Photovoltaik geprägt. Aus diesem Grund hält er Großspeicher nur in Regionen für sinnvoll, wo viele PV-Anlagen angeschlossen sind.

In den nächsten fünf Jahren will Avacon bis zu 5 Mrd. € in die Netzinfrastruktur investieren. Aber neben Kapital sind auch Fachkräfte und Material wie z. B. Transformatoren knapp. Ein Leitungsbauvorhaben dauert einschließlich Genehmigung und Verhand-



Foto: Andre Walther

△ Netzausbaubaustelle von Avacon in Niedersachsen.

lungen mit Flächeneigentümern rund zehn Jahre. „Der Netzausbau ist einfach zu langsam in Deutschland, wir müssten insgesamt mehr und schneller investieren“, betonte er.

Abwärme aus Müllverbrennung ersetzt Gaskessel

► Die Energy-from-Waste-Gruppe (EEW) plant, baut und betreibt seit rund 30 Jahren Abfallverwertungs- und -beseitigungsanlagen und gilt mit 17 Standorten als Marktführer in Deutschland. Am Standort Premnitz (Brandenburg) betreibt EEW zwei Rostfeuerungsanlagen, mit denen das Unternehmen jährlich bis zu 300.000 t

Ersatzbrennstoffe und Siedlungsabfälle verwertet. Die bei der Verbrennung entstehende Wärme wird zur Dampferzeugung genutzt, um damit über Dampfturbinen mit insgesamt 33 MW elektrischer Leistung Strom und Wärme zu erzeugen. Die EEW in Premnitz produziert Strom für rund 23.000 Haushalte.

Seit Ende 2024 profitieren auch die Stadtwerke Brandenburg an der Havel von dieser Energiequelle: Über eine 20 km lange Fernwärmevertransportleitung gelangt Abwärme aus der thermischen Abfallverwertung in Premnitz nach Brandenburg.

Die Wärme ersetzt die bisher erdgas-basierte Versorgung mit zwei großen Gasturbinen und drei Heißwassererzeugern und spart so jährlich bis zu 70.000 t CO₂ ein. Mit der Wärme werden in Brandenburg ca. 12.000 Haushalte versorgt. Die Übergabe-stationen sind auf eine Gesamtwärmeleistung von 45 MW ausgelegt.

In Premnitz wird mittels Kondensatoren in einem zweistufigen Prozess Heißwasser mit bis zu 130 °C Vorlauf erwärmt und über Netzmwälzpumpen mit einem möglichen Volumenstrom von ca. 600 m³/h nach Brandenburg gefördert.

In Brandenburg erfolgt die Abnahme über zwei parallel betriebene Wärmetauschergruppen in das Wärmenetz.



△ Die Heizzentrale der Stadtwerke Brandenburg: Hier kommt die Abwärme aus Premnitz an.



Bürger und Bauern in einem Boot

► In Milte, einem Ortsteil von Warendorf, baut die BBWind Projektberatungsgesellschaft aus Münster mit dem Hersteller GE Wind Energy derzeit den Bürgerwindpark „Milter Mark“ mit fünf Anlagen. BBWind steht für „Bäuerlicher Bürgerwind“ und ist eine Tochtergesellschaft

des Westfälisch-Lippischen Landwirtschaftsverbandes. „Wir wollen Landwirten das Wissen an die Hand geben, damit sie nicht nur Flächen verpachten, sondern selbst auch Windenergieanlagen errichten können“, sagt BBWind-Geschäftsführer Michael Schlüß.

In Milte hat sich für den Windpark bereits 2018 eine GbR als Entwicklungsgesellschaft gegründet. „Wichtig ist, dass sich im ersten Schritt alle Flächenbesitzer einig sind“, erklärt Schlüß. „Hier wollten insgesamt fünf verschiedene Projektierer Flächen pachten“, erinnert sich Lambertus Borgmann, einer von drei Geschäftsführern der Bürgerwind Milter Mark GmbH & Co. KG. „Wir haben hier eine Fläche von 140 ha und haben dafür alle Flächenbesitzer an einen Tisch geholt“, sagt er.

Fotos: Neumann



△ Lambertus Borgmann (Mitgeschäftsführer, v.l.), BBWind-Bauleiter Lars Schmidt, Michael Schlüß.

BHKW schließen Lücken

► „Wenn Wind und Sonne fehlen, kann die Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme erzeugen und so einen doppelten Hub erzeugen“, sagte Joachim Voigt, Vertriebsleiter beim BHKW-Hersteller Sokratherm aus Hiddenhausen. „Wir versor-

gen beispielsweise mit einem BHKW mit 50 kW unser Firmengebäude und versorgen damit auch ein kleines Nahwärmenetz. Strom speisen wir nur in Zeiten von hohem Bedarf von Mitte Oktober bis etwa Mitte März ins Netz, das sind maximal

2.800 Stunden im Jahr“, erklärte er. Er sieht die Vorteile in dem hohen Wirkungsgrad der kleinen Aggregate im Vergleich zu großen Gas-kraftwerken, die die Bundesregierung plant: „Mit Brennstoffnutzung und Nutzung der Ab-luftwärme aus dem Ge-bäude zur Vorwärmung einer Lüftungsanlage kommen wir auf einen Gesamtwirkungsgrad von 110 %. Das schafft kein Kraftwerk auf der grünen Wiese.“ Im Zeitraum von März bis Ok-tober wird die Wärme-versorgung über eine Wärmepumpe sicherge-stellt. Den Strom liefert eine Photovoltaikanlage.



△ Ein kleines BHKW liefert Strom und Wärme für das Firmengebäude.

Ihr Partner
im Bereich der
**Erneuerbaren
Energien**



**Erfahren Sie mehr über
unsere Projekte im Bereich
der Erneuerbaren Energien**

<https://www.uniper.energy/de/loesungen/erneuerbare-energien>

Nachhaltiger Flughafen

► Der Flughafen Münster-Osnabrück (FMO) umfasst eine Fläche von 365 ha, davon 156 ha Flugbetriebsfläche, der Rest ist Grünfläche. Nach der Klimastrategie von 2019 soll der Flughafen 2030 CO₂-neutral sein.

„Das bezieht sich auf die direkt beeinflussbaren Emissionen der Flughafeninfrastruktur, nicht auf den Flugbetrieb“, sagte FMO-Umweltbeauftragte Frauke Brundiek.

Seit 2010 bezieht der Flughafen von der Münsterland-Energie aus Ladbergen Fernwärme aus nachwachsenden Rohstoffen für den Betrieb von Wärme- und

▷ FMO-Umweltbeauftragte Frauke Brundiek (links) erläuterte das Nachhaltigkeitskonzept.



Fotos: Neumann

Kälteanlagen. Seit 2020 bezieht der Flughafen zudem Ökostrom. Mit der Klimastrategie sind weitere Maßnahmen umgesetzt oder noch geplant. Dazu gehört die Umstellung des Fuhrparks auf E-Mobilität, die Umrüstung von speziell für den Flughafen benötigten Maschinen auf alternative Antriebe oder

die Installation von Photovoltaikanlagen auf Gebäudedächern. Allein eine Anlage mit knapp 750 kW auf 5.000 m² auf dem Parkhaus A deckt seit 2020 rund 12 % des Strombedarfs des Flughafens. „Die Anlage liefert ja vor allem im Sommer viel Strom, also in den passagierstärksten Monaten“, sagte Brundiek.

Wärme aus Windstrom

► Im Jahr 2023 lag der Anteil erneuerbarer Energien bei der WärmeverSORGUNG der Stadt Lemgo (Nordrhein-Westfalen) bei knapp 19 %. Der Anteil soll bis Ende 2026 auf 55 % steigen. Herzstück der neuen WärmeverSORGUNG soll ein 50 m hoher Großwärmespeicher werden. Der Speicher kann Wärme aus Solarthermie, Wärmepumpe oder Elektrokesseln in Form von heißem Wasser aufnehmen. In das Anlagegebäude wird eine Luft/Wasser-Großwärmepumpe mit 3,5 MW Heizleistung einziehen. Über sechs Wärmekol-

lektoren auf dem Dach des Anlagegebäudes nimmt sie die Wärme aus der Umgebungsluft auf.

Als Ergänzung werden noch zwei Elektrokessel 5 MW (thermisch) in das Gebäude integriert. Die Elektrokessel können regenerativ erzeugten Strom in Wärme umwandeln. Dazu sollen Wärmepumpe und Power-to-Heat-Anlage über eine Direktleitung mit einem Windrad verbunden werden, das in der Nähe gebaut werden soll. Weitere 20 % der Wärme soll ein Holzheizkessel bringen.



▷ Heizzentrale der Stadtwerke Lemgo.



▷ Bürgermeister Mario Hecker (links) erläuterte das Konzept.

Wasserstoff als Kraftstoff

► Mit 13 Windkraft-, ca. 800 Photovoltaik- und drei Biogasanlagen erzeugt die Gemeinde Kalletal (Kreis Lippe, NRW) ca. 80 Megawattstunden (MWh) Strom im Jahr. „Das sind ungefähr 230 % der Energie, die wir hier benötigen“, erklärte Bürgermeister Mario Hecker.

Um Windstrom aus Anlagen nutzen zu können, die sonst bei niedrigen Strompreisen abgeschaltet werden, soll demnächst im Kalletaler Gewerbegebiet mithilfe eines Elektrolyseurs Wasserstoff erzeugt werden. Eine gute Voraussetzung dafür ist, dass die Stromleitung von sechs Windenergieanlagen durch das Gewerbegebiet läuft. „Den Wasserstoff wollen wir an den Kreis Herford liefern, der ihn mit der neu gegründeten Verkehrsgesellschaft für die Mobilität nutzen will“, sagt der Bürgermeister. Unterstützen könnte dabei eine Förderung des Bundes für die Anschaffung eines Wasserstoffbusses sowie einer Wasserstofftankstelle.

Wunstorf: Wärmeplanung in einer Kleinstadt

► Brugg Rohrsysteme GmbH gehört zur Unternehmensgruppe „Brugg Pipes“ mit sechs Produktionsstandorten. In Wunstorf bei Hannover produziert Brugg Rohrsysteme GmbH flexible Rohrsysteme für Wärmenetze, Tankstellen und Industrie.

„Wir sind froh, dass wir so ein Unternehmen bei uns haben, das uns bei der kommunalen Wärmeplanung helfen kann“, sagte der Bürgermeister der Gemeinde Wunstorf, Carsten Piellusch. Die Stadtwerke Wunstorf, der Bauverein Wunstorf und Avacon Natur haben mit der Unterzeichnung eines Letter of Intent (LOI) die Gründung einer gemeinsamen Wärmegesellschaft mit dem Namen „MeerWärme“ vereinbart. Die Gesellschaft übernimmt Planung, Bau und Betrieb eines neuen Wärmenetzes und steuert die technische Umsetzung der

Wärmewende vor Ort. Ziel ist der Aufbau einer klimafreundlichen Wärmeversorgung für rund 1.600 Gebäude – darunter Schulen, das Hallenbad, das KRH-Klinikum sowie zahlreiche Wohngebäude. Sie sollen künftig über ein neues, sogenanntes „warmes“ Fernwärmenetz versorgt werden. In den kommenden Monaten wird untersucht, welche Energiequellen am besten für die Wärmeversorgung geeignet sind. Im Mittelpunkt der Prüfungen stehen erneuerbare und lokal verfügbare Optionen wie (Tiefen-)Geothermie, Flusswärme, Abwasserwärme sowie kaskadierte Groß-Wärmepumpensysteme.

„Wir warten seit neun Monaten auf den Förderbescheid des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, sonst hätten wir längst mit der Planung begonnen“, er-

klärte Henning Radant, Geschäftsführer der Stadtwerke Wunstorf. Dabei drängt die Zeit. Viele Kunden wünschen sich eine Alternative zu Erdgas, hat er festgestellt.



△ Brugg Rohrsysteme stellt flexible Leitungen für Wärmenetze her.

Save the date!

- » Aktuelle Vorträge aus der Branche für die Branche
- » Exklusive Workshops
- » Leithemen
 - Zukunftsperspektiven im Energie- und Rohstoffmarkt
 - Energiepolitik und -recht
 - Speicherkraftwerke
 - Wärmeversorgung
 - Grüne Gase
 - Abfallvergärung
 - Zirkuläre Bioökonomie
 - Sicherheit
 - u.v.m.
- » Biogas weltweit:
 - EU-Politik
 - Länderreports
 - Erfolgreiche Projekte
 - Marktchancen

BIOGAS Convention & Trade Fair

09. – 11. Dezember 2025
NCC Mitte, Messegelände Nürnberg



Jetzt
Anmelden!



Mitveranstalter:

Aktuelle Informationen und Anmeldung:
www.biogas-convention.com



Über 70 Fachvorträge, Workshops und Best Practice. Biogas Fachmesse mit über 250 Ausstellern und Hallenforum. Mit großem Netzwerkabend.



Neuer Absatzweg: Bio-LNG für Schiffe

Die Schifffahrt soll bis 2050 klimaneutral werden. Welche neuen Absatzmöglichkeiten die FuelEU Maritime-Verordnung Gas aus Wirtschaftsdünger eröffnet, erklärt Henning Dicks im Interview.



△ Auch Hapag-Lloyd setzt bei LNG-Dual-Fuel-Schiffen auf flüssiges Biomethan.

Was müssten Erzeuger bezüglich Einsatzstoffe beachten?

Dicks: Aus landwirtschaftlicher Sicht sind das vor allem Rohstoffe, mit denen sich ein niedriger Treibhausgasminderungswert (kurz: THG-Wert) erreichen lässt. Das wären vor allem Wirtschaftsdünger wie Gülle oder Mist, aber auch Reststoffe wie Stroh. Nachwachsende Rohstoffe dagegen sind nicht gefragt. Das daraus erzeugte Gas hätte nach der FuelEU Maritime-Verordnung einen THG-Wert ähnlich wie fossiles LNG und wird immer unbeliebter. Das ist ähnlich zu sehen wie beim THG-Quotenmarkt bei Biokraftstoffen im Straßenverkehr. Nawaroga-Gas ist dagegen bei Biomethan-BHKW gefragt.

Wer ist Abnehmer des Bio-LNG, an wen müssten sich Biomethanproduzenten wenden?

Dicks: Das ist sehr unterschiedlich. Z.B. vermitteln wir oder spezielle Biomethanhändler zwischen Erzeugern und Abnehmern. Es gibt aber auch Bunkerunternehmen, Reedereien bzw. Charterer wie Transportschiffbetreiber, Fährbetreiber, Kreuzfahrtunternehmen usw., die direkt mit Betreibern verhandeln.

Wie läuft der Weg von der Biogasanlage bis zum Schiffsbunker ab?

Dicks: Das eingekaufte Biomethan wird über die Erdgasleitung häufig in Hafenstandorte wie Rotterdam, Zeebrügge oder Antwerpen geleitet und dort am Terminal verflüssigt. Von dort wird das Bio-LNG dann über Bunkerschiffe zu den großen Schiffen transportiert.

Welche Erlöse sind möglich?

Dicks: Unser FuelEU-Preisticker zeigt für September einen Preis von ca. 60 €

Was bedeutet „FuelEU Maritime“?

Dicks: Die FuelEU Maritime-Verordnung ist das zentrale europäische Instrument zur Dekarbonisierung des Seeverkehrs. Sie schreibt ab dem 1. Januar 2025 bindende Reduktionsziele für die Treibhausgasintensität der auf Schiffen verwendeten Energie vor. Dabei wird ein klarer Fahrplan vorgegeben: Ausgehend von einem Referenzwert aus dem Jahr 2020 (91,16 g CO₂/MJ) müssen Schiffsemissionen bis 2050 um 80 % gesenkt werden. Da es sich um eine Verordnung handelt, gilt sie sofort in allen Mitgliedstaaten und muss nicht wie bei der Richtlinie „Renewable Energy Directive“ (RED III) in deutsches Recht umgesetzt werden. In diesem Rahmen bietet Bio-LNG (verflüssigtes Biomethan) eine interessante Lösung.

Warum?

Dicks: Bio-LNG ist sofort einsetzbar und ein technisch kompatibler Kraftstoff. Dank niedriger oder sogar negativer Emissionswerte entlang der gesamten Kette von der Gewinnung bis zur Verbrennung im Schiffsmotor kann Bio-LNG nicht nur die Anforderungen erfüllen, sondern sogar überschüssige Emissionsgutschriften für Flottenpools generieren.

Inwiefern unterscheidet sich Bio-LNG für Schiffe und für Lkw?

Dicks: Chemikalisch und technisch gesehen gibt es keine Unterschiede. In der Abwicklung läuft es anders ab: Während Lkw den Kraftstoff tanken, wird er in Schiffen in großen Mengen gebunkert.

je MWh für Biomethan auf Wirtschaftsdüngerbasis für den Nachhaltigkeitsnachweis. Für den Oktober gehen wir von einem Preis über 70 € pro MWh aus. Seit Mai hat sich der Preis verdoppelt.

Gibt es im Schiffsverkehr auch eine Art Quotenmarkt? Oder wie wird die THG-Minderung finanziell bewertet?

Dicks: Die Systematik ist etwas anders als in der RED III, aber auch hier zahlen Abnehmer für Gas mit niedrigeren THG-Minderungswerten mehr.

Bedeutet das für Produzenten, dass sie sich nicht unbedingt auf einen Absatzweg festlegen müssen, also Biomethan als Kraftstoff sowohl für Lkw als auch für Schiffe anbieten können?

Dicks: Ja, das können wir bestätigen. Die Zertifizierung und andere bürokratische Vorgaben sind gleich. Allgemein kann man sagen, dass die EU-



Foto: agriportance

△ Henning Dicks, Geschäftsführer von agriportance aus Münster (Westfalen).

Verordnung für den sauberen Schiffsverkehr schon jetzt spürbar ist. Beide Märkte werden damit in Konkurrenz stehen. Natürlich ist der Markt europäisch. Aktuell wird vor allem Biomethan aus den Niederlanden und Dänemark als Schiffskraftstoff verwendet, weil diese Länder das Gas über eine Einspeisevergütung subventionieren. Aber insgesamt kann man feststellen, dass sich das Überangebot auf dem

SCHNELL GELESEN

Die FuelEU Maritime Verordnung setzt ab 2025 verbindliche Reduktionsziele für Schiffsemissionen fest.

Bio-LNG bietet eine sofort umsetzbare Lösung zur Reduzierung von Treibhausgasen in der Schifffahrt.

Der Preis für Biomethan ist seit Mai deutlich gestiegen und liegt über 70 €/MWh.

Als Rohstoffe für die Biomethanproduktion kommen vor allem Wirtschaftsdünger infrage.

Biomethanmarkt, das es im Frühjahr noch gab, komplett gedreht hat und die Nachfrage steigt.

Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com

Füttern für die Zukunft.

Um mit einer Biogasanlage kontinuierlich Energie erzeugen zu können, bedarf es einer regelmäßigen Zuführung von Biomasse. Denn Biogas erzeugen heißt Bakterien zu füttern.

Wir sind ein Teil davon.

A large industrial mobile biogas plant, specifically a Fliegl PolyPro unit, is shown in an outdoor setting. It's a long, rectangular black container with a white door on the right side. The word "PolyPro" is printed vertically on the side of the white door. To the left of the unit, there's a tall, cylindrical black storage tank with a Fliegl logo on it. A yellow telehandler truck with the brand name "AGRISUPER" on its cab is positioned next to the unit, with its bucket raised and dumping a dark, granular substance (biomass) into the top of the unit. In the background, there's a green corrugated metal building and a clear blue sky with some white clouds. The ground is a mix of dirt and gravel.

MEHR INFOS



Hochflexibel und -wirtschaftlich?

Das Biomassepaket enthält einige Änderungen und Verbesserungen für die Biogasbranche.

Der erforderliche Aufwand und die Investitionen sind hoch. Doch es könnte sich lohnen.



△ Weiterbetrieb oder Neuanlage? Wer eine neue Anlage baut, kann den Flexzuschlag über 20 Jahre erhalten.

Mitte September hat die EU-Kommission endlich die beihilfrechtliche Genehmigung des Biomassepaketes bekanntgegeben. Mit ihm gelten für Betreiber von Biogasanlagen, die eine EEG-(Anschluss-)Förderung erhalten möchten, nun neue Spielregeln. Und die sind vielversprechend: „Die Chancen, die das Biomassepaket für Betreiber bringt, die ihre Biogasanlage zukünftig hochflexibel betreiben möchten, sind groß“, sagt Rechtsanwalt und Biogasexperte Dr. Helmut Loibl, Paluka Rechtsanwälte aus Regensburg.

Das Biomassepaket heißt mit offiziellem Namen „Gesetz zur Änderung des EEG zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung“. Die wichtigsten Neuerungen:

- Das Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2025 und 2026 steigt.
- Der zweite Förderzeitraum verlängert sich von bisher 10 auf 12 Jahre.

- Der Flexibilitätszuschlag (Flexzuschlag) steigt von bisher höchstens 65 € auf bis zu 100 € pro kW und Jahr. Diesen erhalten Betreiber allerdings nur in den Kalenderjahren, in denen sie an mindestens 4.000 Viertelstunden mindestens 85 % der installierten Leistung erzeugen.

- Fallen Anlagen unter das neue Recht, erhalten ihre Betreiber bei Börsenpreisen unter 2 ct/kWh keine EEG-Vergütung (Marktprämie). Und das wird häufiger vorkommen: „Wir erwarten, dass mittelfristig über 1.000 Stunden im Jahr negativ sein werden. Unter 2 ct pro kWh lagen die Preise schon 2024 in deutlich über 1.000 Stunden“, sagt Loibl.

- Die EEG-Förderung wird auf zunächst 11.680 Betriebsviertelstunden begrenzt. Das entspricht 33,33 % der Jahresstunden und bedeutet, dass die Anlagen mindestens dreifach bis vierfach überbaut sein müssen. Im Laufe der

Zeit sinkt die Zahl der erlaubten Betriebsviertelstunden nach und nach auf 9.680 (27,62 %) im 11. Jahr. Eine Betriebsviertelstunde ist jede Viertelstunde, in der Strom eingespeist wird.

Hochflexibel bedeutet, dass Biogasanlagen nur dann Strom produzieren,

SCHNELL GELESEN

Mitte September hat die EU-Kommission (endlich) das Biomassepaket genehmigt.

Wer seine Biogasanlage nach Ende der ersten Förderperiode weiterbetreiben möchte, muss investieren, um hochflexibel Strom erzeugen zu können.

In einigen Fällen kann ein Neubau möglich und wirtschaftlich sein. Der Zuschlag gilt dann erneut für 20 Jahre.

wenn er im Netz fehlt und die Börsenstrompreise entsprechend hoch sind. Um dies zu gewährleisten, liegt ihre installierte Leistung um ein Mehrfaches über der tatsächlichen Bemessungsleistung. Das bzw. die BHKW laufen nur ein- oder zweimal am Tag, an Wochenenden, wenn der Strombedarf gering ist, oft gar nicht. Aber wenn die Anlage läuft, produzieren die BHKW in Vollast bzw. zumindest nahezu in Vollast Strom. Liefern Betreiber gleichzeitig Wärme, muss ein entsprechend großer Wärmepufferspeicher für Ausgleich sorgen.

FLEXIBILITÄT WIRD WICHTIGER

„Die Vorgaben des Biomassepaketes schieben Betreiber Richtung Flexibilisierung. Ich bin der Meinung, je stärker diese erfolgt, desto besser“, sagt Loibl. Denn durch eine hohe Flexibilisierung können Betreiber höhere Erlöse am Strommarkt erzielen und gleichzeitig eine höhere Marktpremie erhalten – je mehr sie die Stromproduktion in teure Zeiten verschieben können, desto besser. Ein Beispiel hierzu: „Die Mehrerlöse bei vollautomatischem Fahrplanbetrieb weist zum Beispiel der Direktvermarkter EWE mit 2,4 ct/kWh bei 2-facher Überbauung, mit 4,8 ct/kWh bei 5-facher und mit 6,3 ct/kWh bei 8-facher Überbauung aus“, sagt der Rechtsanwalt. Der Unterschied zwischen 5- und 8-facher Überbauung be-

Oder lieber eine Neuanlage?

Über einen neuen Satelliten-Standort an einer Wärmesenke, durch den Bau eines Satelliten-BHKW an ein vorhandenes Wärmenetz oder auch einen Ersatz der Anlagenbauteile am vorhandenen Biogas-Standort kann es möglich sein, für die gesamte oder zumindest für einen Teil der installierten Leitung den Status einer Neuanlage zu bekommen. Der Vorteil: Nach Teilnahme an der Ausschreibung gelten die neuen Regelungen, vor allem auch der Flexzuschlag, für 20 Jahre.

Dieser sichert auch bei „Neuanlagen“ das Invest in der Regel ab. Im Beispiel rechnet Loibl mit Investitionskosten von insgesamt 5,41 Mio. € für zwei 2 MW-BHKW, Gas- und Pufferspeicher, Planung, Genehmigung und Anbindung, Fermenter, Endlager, Gashauben sowie neue Einbringtechnik. Der Flexzuschlag summiert sich auf 8 Mio. €.

Investitionswillige sollten im Vorfeld mit dem Netzbetreiber über ein Rechtsgutachten prüfen, ob der Status Neu-anlage möglich ist. Wenn ja, müssen Betreiber für die neue Anlage mit mehr als 2 MW Feuerungswärmeleistung die Nachhaltigkeitsanforderungen nach BioStNachV (Verordnung über Anfor-derungen an eine nachhaltige Herstel-lung von Biomasse zur Stromerzeu-gung) einhalten. Außerdem müssen alle neuen Anlagen die Treibhausgasminde-rung nach § 6 BioStNachV einhalten.

„Betreiber sollten bereits im Vorfeld mit einem Gutachter Kontakt aufnehmen“, empfiehlt Loibl.

Nach erfolgtem Zuschlag sollten Neuanlagen spätestens innerhalb von zwei Jahren in Betrieb genommen werden. Danach fällt eine Pönale von 20 €/kW an. Nach drei Jahren wird der Zuschlag ungültig.

trägt damit bei einer Anlage mit 500 kW Bemessungsleistung 1,5 ct je kWh oder 65.700 € pro Jahr. Bei einer Laufzeit von 12 Jahren sind es zusam-men 788.400 €. Nach 20 Jahren liegt das Plus bei 1,3 Mio. €. „Betreiber

müssen bei diesen Rechnungen allerdings eins beachten: Wir rechnen mit Zahlen aus der Vergangenheit. Was in Zukunft gilt, weiß niemand“, sagt er.

Um hochflexibel Strom produzieren zu können, reicht es aber nicht, genü-

Biomassepaket verabschiedet!

Jetzt flexibilisieren mit 2G Flex-Lösungen



- ✓ Wärmeauskopplung on Board
- ✓ Geringe Lebenszykluskosten
- ✓ Höchste Wirkungsgrade seiner Klasse
- ✓ Kompakt und leise
- ✓ 100 % H₂-ready

Weitere Infos
finden Sie auf
unserer Website



▷ Zu einer hochflexiblen Biogasanlage gehört auf jeden Fall eine hohe BHKW-Leistung. Genauso wichtig sind aber auch ausreichend große Gas- (links im Bild) und Wärmespeicher (rechts im Bild).



Foto: Lütke Hockenbeck



◁ Damit das Stromnetz stabil bleibt: Biogas ist speicherbar und kann deshalb als Ausgleichsenergie eine wichtige Rolle spielen.

gend BHKW-Kapazität zu installieren. Auch Gas- und Wärmespeicher für die Versorgung der Anlage und externe Dritte müssen groß genug sein. „In der Regel gilt, dass ein Start am Tag und kein Start am Wochenende zu den höchsten Zusatzerlösen führt. Dazu muss der Gasspeicher aber für 60 Stunden ausreichen. Betreiber müssen die Kosten für Gas- und gegebenenfalls Pufferspeicher gut gegen die erwarteten Zusatzerlöse abwägen“, sagt Loibl.

Allerdings, so der Rechtsanwalt weiter, sollten Betreiber die notwendigen Investitionen nicht nur gegen mögliche Zusatzerlöse am Strom abwagen, sondern auch den Flexzuschlag mit berücksichtigen und: „Betreiber sollten nicht nur auf die Zahlen schauen, sondern auch ihre persönliche Situation berücksichtigen: Wollen sie wirklich noch einmal viel Geld in die Biogasanlage investieren? Ist die Betriebsführung in den nächsten Jahren gesichert oder steht der Betreiber ohne Nachfolger kurz vor der Rente? Wie schätzt jeder persönlich die Zukunft auf dem Strommarkt ein? Bleiben die zeitweise hohen Preise erhalten oder werden Batteriespeicher den Markt deutlich unwirtschaftlicher machen?“, sagt der Experte.

FLEXZUSCHLAG SICHERT AB

Eins aber, meint er, solle jeder vor Augen haben: Werden zum Beispiel 2,5 MW installiert, kostet dies für Aggregat, Netzanschluss, Gasspeicher und Pufferspeicher (inklusive Förderung) geschätzt rund 2,5 Mio. €. „Erhält ein Betreiber für diesen Schritt über 12 Jahre die vollen 100 €/kW Flexzuschlag aus dem Biomassepaket, sum-

miert sich dieser auf insgesamt 3 Mio. €“, sagt er. In der Regel sichert allein der Flexzuschlag die Höhe der Investitionssumme ab. Beachten Sie: In diesem Vergleich sind keine Finanzierungskosten enthalten.

Allerdings müssen Betreiber, die bereits die Flexprämie erhalten haben, dies bei der Berechnung der Höhe des Flexzuschlags berücksichtigen. Bei einer Beispiel-Anlage mit einer installierten Leistung von 1.300 MW vermindert eine in der ersten Vergütungsperiode erhaltene Flexprämie von 676.000 € den Flexzuschlag in 12 Jahren von 3 Mio. € auf „nur“ 2,68 Mio. €.

ACHTUNG NETZANSCHLUSS

„Da der Flexzuschlag die Finanzierung sichert, muss unbedingt auch der Flexzuschlag gesichert sein“, sagt Loibl weiter. Betreiber müssen also die geforderten Anforderungen einhalten und dafür über die gesamte Restlaufzeit ihrer Anlage genügend Einsatzstoffe zur Verfügung haben.

Zudem muss ein Netzanschluss für die hohe Leistung vorhanden sein. „Wer eine Anfrage bei seinem Netzbetreiber stellt, wird häufig keine oder zumindest keine verbindliche Aussage erhalten. Viele Netzbetreiber fordern eine gewisse Planungsreife, zum Beispiel ein Aktenzeichen von einer Genehmigungsbehörde, um nachzuweisen, dass das Genehmigungsverfahren bereits läuft“, sagt er. Sehr häufig wird der nötige Netzverknüpfungspunkt viele Kilometer entfernt liegen und damit unwirtschaftlich sein. „Hier kann der § 8 EEG helfen“, sagt er weiter. Dieser ermöglicht es Anlagen- und Netzbetrei-

bern, Zeiten zu vereinbaren, in denen nur ein Teil der Leistung und andere in denen Volllast eingespeist werden kann (wenn zum Beispiel keine PV-Leistung anfällt). „Beachten Sie dabei, dass Volllastzeiten wichtig sind. Die für den Erhalt des Flexzuschlages geforderten 85 % über 4.000 Viertelstunden bilden die absolute Untergrenze. Teillast bringt im Biomassepaket nichts“, warnt Loibl.

Eine nächste Hürde können die bauplanungsrechtlichen Vorgaben bilden. Betreiber sollten genau prüfen, was genehmigungsrechtlich an ihrem Standort möglich und erforderlich ist. „Zum Beispiel ist für den Bau eines Satelliten-BHKW mit mehr als 2 MW Feuerungsleistung (ca. 750 kWel) in der Regel ein Bebauungsplan, also die Ausweisung eines Sondergebietes für erneuerbare Energien oder Ähnliches notwendig. Darauf besteht aber kein Anspruch. Hier müssen Betreiber mit ihrer Gemeinde, ihrem Bürgermeister sprechen“, rät der Rechtsanwalt.

WIE VORGEHEN?

Wer eine Flexibilisierung plant, dem rät Loibl folgendes Vorgehen:

- Im ersten Schritt sollten Investitionswillige prüfen, ob sie dauerhaft über ausreichend Einsatzstoffe verfügen (Maisdeckel beachten), und was genehmigungsrechtlich möglich ist. Auf dieser Basis können sie festlegen, welche Leistung dauerhaft im Jahresschnitt gefahren werden kann. Auf Basis der Bemessungsleistung (zum Beispiel 500 kW) lässt sich dann die Maximalüberbauung (bei 8-facher Überbauung im Beispiel 4 MW) ermitteln. Zur Berechnung: Der Flexzuschlag, so Loibl, sollte in der Regel in Volllast abgefah-

ren werden. 4 MW mal 4.000 Viertelstunden erfordern eine Jahresschnittsleistung von mindestens 457 kW in Volllast. Da BHKW in Teillast an- und abfahren, sollten Betreiber einen Puffer einplanen. Hier wären deshalb vielleicht besser 500 kW statt der 457 kW Mindestleistung die richtige Rechengröße.

• Der zweite Schritt ist die Prüfung der Wirtschaftlichkeit. Wieder das Beispiel: Bei einem Zuschlag von 17,5 ct je kWh und einer Bemessungsleistung von 500 kW summieren sich die EEG-Erlöse auf 766.500 €/Jahr. Hinzu kommen 400.000 € Flexzuschlag und zusätzliche Strommarkterlöse aufgrund der 8-fachen Überbauung (hier: 4 ct/kWh) in Höhe von 175.000 kWh. In Summe sind das 1.314.700 € oder durchschnittlich 30,63 ct/kWh. Abzüglich der Kosten (ohne Invest!) in Höhe von 17 ct/kWh bleibt ein Überschuss von 596.994 €/Jahr.

- Im dritten Schritt empfiehlt Loibl, die notwendigen Investitionskosten zu ermitteln. In seinem Beispiel summieren sie sich für BHKW, Gasspeicher, Pufferspeicher, Planung und Genehmigung usw. auf 3,61 Mio. €. „Im Beispiel sichert allein der Flexzuschlag in Höhe von 4,8 Mio. € über 12 Jahre die Investition ab. Wenn Sie selber investieren wollen, holen Sie belastbare Kostenvoranschläge ein, geben sie evtl. eine konkrete Wirtschaftlichkeitsberechnung in Auftrag und prüfen Sie kritisch“, rät er.
- Als Nächstes (Schritt 4) stehen der Genehmigungsantrag und die konkrete Anfrage beim Netzbetreiber an. „Bekommen Sie vom Netzbetreiber eine Zusage oder können Sie eine § 8a-Vereinbarung treffen, können Sie, sobald Sie die Genehmigung haben, an der Ausschreibung (nach Biomassepaket) teilnehmen. Bestandsanlagen müssen spätestens 3,5 Jahre nach Zuschlag wechseln“, sagt er.

Falls die Netzanfrage ergibt, dass nur eine geringere Leistung möglich ist, steht wieder Schritt 2 an: Wie wirtschaftlich ist das Unterfangen mit einer geringeren Überbauung?

BESTEHT EIN KOSTENRISIKO?

„In der Vorplanung ist das Kostenrisiko für einen eventuell nötigen Bebauungsplan, für Bauantrag und Planungs- sowie Beratungskosten in der Regel überschaubar. Hohe Kosten löst erst der Kauf der Komponenten aus. Kaufverträge unterschreiben sollten Betreiber aber auch erst, wenn die Netzanschlusszusage sowie die Genehmigung und der Zuschlag in der Ausschreibung vorliegen. Zu diesem Zeitpunkt sind die nächsten 12 Jahre aber auch schon sicher“, sagt er.

*Ihr Kontakt zur Redaktion:
katja.stueckemann@topagrar.com*

Sichere Pachteinnahmen – Wind- und Solarenergie auf Ihrem Land!

Profitieren Sie neben der Bewirtschaftung Ihres Landes von einer attraktiven Pachteinnahme und unserer Erfahrung: rund 3.670 MW erneuerbarer Energien hat wpd in Deutschland bereits realisiert! Wir entwickeln mit Ihnen gemeinsam ein maßgeschneidertes Konzept zur effizienten und umweltgerechten Umsetzung Ihres Wind- und Solarprojektes. **wpd ist Ihr Partner – von der Planung bis zum Betrieb.**

Sprechen Sie uns an:
wpd onshore GmbH & Co. KG



Für Windenergie:
Heinz Herbort
T. 0561 /10 225 - 75
h.herbort@wpd.de



Für Solarenergie:
Leo Grundmeier
T. 0211 /23 92 34-08
l.grundmeier@wpd.de

Biogas Convention: Neues zur Flexibilisierung

Vom 9. bis 11. Dezember findet in Nürnberg die Biogas Convention 2025 statt. Wir stellen Ihnen hier die Neuheiten zum Thema „flexibler Anlagenbetrieb“ vor.



△ Das Speicherdeckel hat bei gleicher Höhe 13 % mehr Volumen.

Speicherdeckel mit mehr Volumen

► Agrotel präsentiert auf der Biogas Convention mit dem CenoTec Airflow System ein neues Stützluftsystem für die CenoTec-Tragluftdächer. Die Weiterentwicklung soll für ein optimiertes Belüftungskonzept zwischen Innen- und Außenmembran des Gasspeichers sorgen. Durch die neuartige Luftführung in Form von Bahnen entlang der Außenmembran wird die Membranhülle gleichmäßig durchströmt. Das sorgt laut Hersteller für eine optimale

Querspülung, eine deutlich verbesserte Luftzirkulation, eine reduzierte Kondensatbildung und eine erhöhte Betriebssicherheit. Gleichzeitig ermöglicht die Konstruktion ein bis zu 13 % größeres Gasspeichervolumen – bei gleicher Speicherhöhe. Auch können Gasdruck- und Volumenmessungen unter stabileren Bedingungen erfolgen, weil der Stützluftdruck gleichmäßig aufrechterhalten wird. www.agrotel.eu/biogas, Halle 9, Stand F23

Geringere Risikoabschläge

► Mit der Kombination von Regelleistungsmarkt mit dem kurzfristigen Stromhandel am Intradaymarkt können Betreiber von flexiblen Biogasanlagen ihre Flexibilität erlösoptimiert einsetzen. In einem neuen Vermarktungsmodell reduziert Trianel hierbei den Risikozuschlag bei der Vermarktung. Möglich wird das durch den Betrieb eigener Pools für Sekundärregelleistung in allen vier deutschen Regelzonen, die bei Bedarf gegenseitig Reserveleistung bereitstellen. Eine intelligente Vermarktungsplattform zeigt jede Anlage und steuert passgenau ihre Teilnahme im Pool. Durch die stabilere Vermarktung werden Sicherheitsabschläge im Pool deutlich reduziert und signifikant höhere Erlöse für Anlagenbetreiber erwirtschaftet, verspricht der Anbieter. www.trianel.com, Halle 9, Stand A31



▷ Trianel fasst Biogasanlagen aus verschiedenen Regionen in einem Pool zusammen.



Foto: Neumann

◁ Über Art und Menge der Rohstoffzugabe lässt sich die Gasproduktion auf den Bedarf anpassen.

Flexible Fütterung

► Nicht immer reicht das Volumen von Gasspeichern aus, um Stillstandszeiten des BHKW in Zeiten mit viel Wind- und Solarstrom im Netz („Hellbrisen“) oder an Wochenenden zu überbrücken. Die SK Verbundenergie begleitet Biogasanlagen daher bei der Umsetzung einer flexiblen Fütterung, um die Gasproduktion an Zeiten höher oder niedriger Preisen an der Börse anzupassen. Dabei will der Dienstleister helfen,

biologische und technische Möglichkeiten zu erkennen. Einen bequemen und schnellen Austausch mit den Kraftwerksmeistern soll die SKVE-App möglich machen, in der die relevanten Informationen abgebildet werden.

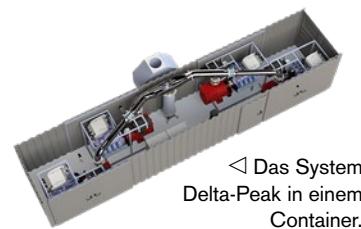
Zu den Neuheiten und weiteren Themen bietet die SKVE regelmäßig Webinare und Kundentage zur Projektentwicklung und Umsetzung an. www.skve.de, Halle 8, Stand B33



Wasserfilter für Speicher

► Der Hydro Carbo Clean-Filter (HCC 500) von Hans van Bebber soll die Wasserqualität in geschlossenen Wärme- und Kältesystemen verbessern. Eine dauerhafte und effiziente Wasseraufbereitung ist erforderlich, um den Anlagenbetrieb zu sichern und Wartungskos-

ten zu minimieren. Der 500 l-Filter entfernt Schwebstoffe, wie feine Partikel, Staub oder andere im Wasser gelöste Fremdstoffe, und reduziert damit Ablagerungen und Korrosion in Heizungsanlagen. www.hansvanbebber.de, Halle 8, Stand C27



Flex-BHKW im Container

► Mit dem Delta-Peak stellt agri-Komp ein neues Konzept für den flexiblen Anlagenbetrieb vor. Der 40 Fuß-Container kann mit bis zu vier BHKW ausgestattet werden, die Leistungen zwischen 500 und 2.120 kW abdecken. Das modulare System ermöglicht eine bedarfsgerechte Fahrweise von Teillast bis Volllast bei Wirkungsgraden bis zu 43 % für eine vollflexible Vermarktung am Intraday-Continuous-Strommarkt. Die Redundanz der Aggregate soll das Risiko von Totalausfällen reduzieren, die Wartung erleichtern und für verlässliche Automotive-Ersatzteilpreise sorgen. Eine zentrale Abgasanlage plus SCR-System begrenzt die Gutachterkosten. www.agrikomp.de, Halle 8, Stand E11

Vermarktungsoptionen kombiniert

► Der Direktvermarkter ESFORIN kombiniert neuerdings seine kontinuierliche Intraday-Vermarktung (IDC) mit der Regelenergievermarktung (Sekundärregelleistung, SRL). Während viele Anbieter entweder auf einen Markt spezialisiert sind oder externe Partner einbinden, will ESFORIN eine eigenständige, transparente und anlagentypische Optimierung bieten. Der eigens entwickelte Allokationsalgorithmus entscheidet vollautomatisch, zu welchem Zeitpunkt die jeweilige

Biogasanlage am profitabelsten in welchem Markt eingesetzt wird. Beim „Virtual Cycling“ wird die Flexibilität der Biogasanlagen gezielt genutzt, um finanzielle Handelsgeschäfte im jeweiligen Markt zu realisieren, ohne dass das BHKW in Betrieb sein muss. Diese Form der Vermarktung ist in der Branche noch nicht weit verbreitet und soll Betreibern volle Transparenz über alle Handelsaktivitäten bieten. www.esforin.com, Halle 9, Stand D39

Viertelstundenrechner für mehr Transparenz

► Nach dem EEG 2021 muss das BHKW mindestens 4.000 Viertelstunden pro Jahr mit mindestens 85 % seiner Nennleistung in Betrieb sein. Verfehlt der Betreiber diese Marke – selbst um eine Viertelstunde – entfällt der Flexzuschlag. Die manuelle Auswertung zur Erfüllung des Kriteriums ist für Betreiber sehr aufwendig. Genauso hier setzt der Viertelstundenrechner von Next Kraftwerke an: Er ergänzt die bestehende Anzeige der erreichten



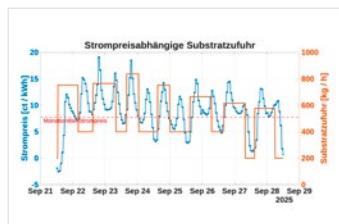
► Der Rechner zeigt u. a. die Menge der erreichten Viertelstunden an.

Bemessungsleistung um die Anzahl der Viertelstunden, in denen mindestens 85 % der Leistung erreicht wurden. next-kraftwerke.de, Halle 9, Stand F38

Strompreisabhängige Fütterung

► Das Unternehmen Opt-ProC bietet anlagenspezifische Rechenmodelle an, um die Substratzufuhr zeitgerecht und in Abhängigkeit von den Strompreispeaks zu dosieren. Dafür wird ein tagweiser Fütterungsplan für die bevorstehende Woche erstellt. Zentraler Baustein dafür ist die OptProC-Prozessüberwachung. Die optische Messung von CO₂ direkt im Gärsubstrat zeigt das Gleichgewicht zwischen den ersten Stufen des Substratabbaus und der Methanbildung. Die Messwerte werden halbstündlich erfasst, in der Cloud ausgewertet, Warnungen generiert und dem

Anlagenbetreiber übermittelt. In Kombination mit der Echtzeitüberwachung kann die Anlage einen Teil der flexiblen Stromerzeugung über das Substratmanagement optimieren und die Gasspeicher entlasten. www.opt-proc.de, Halle 8, Stand B13



► Grafische Darstellung von einem Fütterungsplan.

Biogas Convention: Neue Dosierer, Rührwerke & Co.

In unserer Messevorschau stellen wir Neuheiten von der Zertifizierung der Rohstoffe bis zur Gärrestaufbereitung vor.



Wasserstoff aus Biogas

► Für Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung ab 400 kW könnte die Wasserstofferzeugung aus Biogas eine interessante Lösung sein. Wie das Verfahren der Dampfreformierung funktioniert, zeigen die Unternehmen WS Reformer und e-Flox. Die Dampfreformierung ist eine erprobte Technik und auch im kleinen Maßstab seit 10 Jahren in der Stahl- und Solarmodulproduktion im industriellen Alltagseinsatz. Die Anlage BTH400 besteht aus drei Containern, wird im Werk weitgehend vorgefertigt und ist straßenverkehrstauglich. Bei der vollen Erzeugungskapazität von täglich 400 kg Wasserstoff werden 200 Nm³/h Biogas, 40 kWh Strom (hauptsächlich für den Biogaskompressor) sowie 3.200 l Wasser pro Tag benötigt. Damit lässt sich z.B. eine Flotte von ca. 20 Stadtbussen betreiben. Bei entsprechender Qualifizierung und Dokumentation der Einsatzstoffe ist nach Unternehmensangabe eine Zertifizierung nach RED II als „fortschrittlicher Biokraftstoff“ möglich. Der Zusatzertrag durch den THG-Quotenhandel liegt bei CO₂-Preisen zwischen 100 und 400 €/t CO₂ etwa bei 2 bis 10 €/kg Wasserstoff. www.hydrogenbio.de, Halle 9, Stand C60

Optische Gasanalyse

► Die Robert Bosch GmbH stellt in Nürnberg das neue Bosch Optical Gas Spectrometer (BOGS) vor. Es ermöglicht laut Hersteller die simultane Erkennung verschiedener Gase. Das Gerät arbeitet mit einer speziellen Spektroskopie (Raman), bei der – einfach gesagt – die unterschiedliche Streuung von Licht an verschiedenen Molekülen zur Gasanalyse genutzt wird.

Das Gerät kann laut Hersteller Gase wie Wasserstoff (H₂), Sauerstoff (O₂), Stickstoff (N₂), Methan (CH₄) und Wasserdampf (H₂O) innerhalb von 10 Sekunden mit einer Genauigkeit von bis zu 0,1 Vol.-%

messen. Das BOGS arbeitet ohne Trägergase oder aufwendige Probenvorbereitung. Die einfache Installation, Kalibrierung und lineare Signalverarbeitung erleichtern die Handhabung, so der Hersteller. www.boschoffhighway.com, Halle 9, Stand C30



△ Das BOGS ist ein Gasanalysegerät für den Laboreinsatz

Mikrofilter für die Flüssigphase

► Der Mikrofilter Sepcom MFT von Saveco ist dafür konzipiert, die bei der Separation von Gärrest anfallende Flüssigphase weiter aufzubereiten. Der Sepcom MFT kann mit Spaltsieben von 40 oder 50 µm ausgestattet werden. Die zurückbleibende Flüssigkeit eignet sich laut Hersteller ideal für die Bewäs-

serung, als Rezirkulat oder zur weiteren Aufbereitung, z.B. in Verdampfern. Die trockene Phase besitzt eine hohe Nährstoffkonzentration und erreicht einen TS-Gehalt von 12 bis 14 %. In Kombination mit der trockenen Phase aus der ersten Separationsstufe entsteht ein transportfähiges, nährstoffreiches Material. Den Mikrofilter gibt es in zwei Baugrößen: Den MFT260 mit bis zu 10 m³/h und den MFT500 mit bis zu 20 m³/h.

www.saveco-water.de, Halle 9, Stand B54



△ Der Mikrofilter trennt feine Feststoffe aus der Flüssigphase ab.

Strahl röhrt Gärrest

► Geisberger hat ein Strahlrührwerk für Gärrestlager entwickelt. Im Unterschied zu im Behälter installierten Rührwerken sind alle Komponenten von außen zugänglich. Das System eignet sich laut Hersteller für alle gängigen Behältergrößen und ist einfach nachrüstbar. Dank abgestimmter Düsen- und Pumpentechnik verspricht Geisberger eine homogene Durchmischung der Gärreste mit der Auflösung von Schwimmdecken. Das Rührwerk kann auch eine Fassfüllstation mitversorgen. www.geisberger-gmbh.de, Halle 9, Stand A62



► Alle Komponenten sind von außen zugänglich – Gärsubstratläger müssen zur Wartung nicht geöffnet werden.



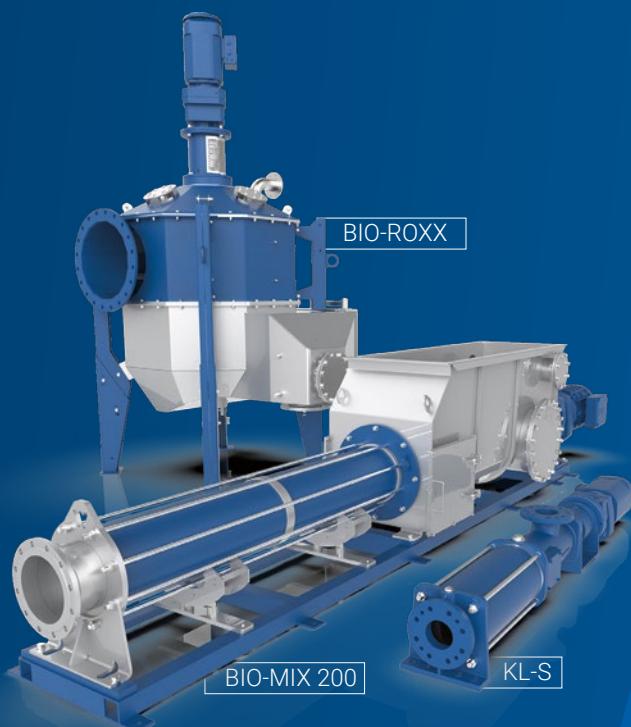
Fotos: Werkbilder

► Der Magnetabscheider trennt metallische Störstoffe aus fester Biomasse ab.

Magnetabscheider mit automatischer Reinigung

► Die Konrad Pumpe GmbH hat ihren Magnetabscheider weiterentwickelt. Dieser trennt metallische Störstoffe aus fester Biomasse ab und schützt nachgeschaltete Komponenten wie Auffaserungsaggregate (z.B. Hammermühlen und Extruder) sowie Flüssigeintragssysteme vor Schäden und vorzeitigem Verschleiß. Neben der manuellen Variante gibt es jetzt auch eine halb- und vollautomatische Ausführung. In der vollautomatischen Version erfolgt die

Reinigung der Magneteinheit in frei programmierbaren Intervallen, ganz ohne manuelles Eingreifen. Die halbautomatische Variante erlaubt die Auslösung des Reinigungsprozesses per Knopfdruck. Beides soll den Arbeitsaufwand reduzieren und einen störungsfreien Betrieb sicherstellen. Die Systeme lassen sich sowohl in neue als auch in bestehende Biogasanlagen integrieren bzw. nachrüsten. www.pumpegmbh.de, Halle 9, Stand F32



ENERGIE PUMPEN. ZUKUNFT GESTALTEN.

Maximale Effizienz in Biogasanlagen durch hohe Förderleistung, optimierte Substratvorbereitung, effektives Abscheiden von Störstoffen dank robuster Pumpentechnik.

09. - 11. Dezember 2025
BIOGAS Convention & Trade Fair | Nürnberg
Stand E38 | Halle 09

wangen.com



■ Part of Atlas Copco Group



Biogas



△ Paddelrührwerke wie das Astramix PT sind gerade zum Aufröhren von Schwimm- und Sinkschichten geeignet.

Jetzt auch Paddelrührwerke im Programm

► Der Hersteller Suma bietet jetzt neben Tauchmotor-, Stab- und Zentralrührwerken auch Paddelrührwerke an. Erstes Modell dabei ist das Astramix PT. Laut Hersteller sorgt die Kombination aus Stab-, Tauchmotor- und Paddelrührwerk für eine zuverlässige Durchmischung hochviskoser Medien und das effektive Aufröhren von

Schwimm- und Sinkschichten. Geeignet ist das Astramix PT für Stahl- oder Betonbehälter mit konstantem Füllstand von 5,5 bis 8,5 m. Es arbeitet mit einem dreistufigen Planetengetriebe und kann zusätzlich mit Folienschutz, Permanent-Schmierung und mehr ausgestattet werden.

www.suma.de, Halle 9, Stand D32

Hilfe bei der Zertifizierung

► Das Unternehmen „RENavigAID“ will Biogasanlagenbetreibern bei der Nachhaltigkeitszertifizierung helfen und bietet dafür eine durch Künstliche Intelligenz unterstützte webbasierte Lösung an.

Zum Auftakt wird ein Produkt speziell für SURE-zertifizierte Biogas- und Biomethanallagen angeboten. Module für REDcert sowie Umweltgutachten sollen folgen.

Die Plattform führt Schritt für Schritt durch die erforderlichen Angaben, prüft Eingaben auf Plausibilität und erfasst Stoffströme. Auf dieser Basis entsteht eine auditsichere Massen- und THG-Bilanzierung, verspricht der Anbieter. Auf Knopfdruck werden Berichte erzeugt und können bei Bedarf für die Zertifizierung geteilt werden. Über ein intelligentes Abfragemodul lassen sich die Daten je-

derzeit einsehen. Das soll Doppelarbeiten und hohe Zertifizierungskosten ersparen.

Außerdem bietet RENavigAID Auditleistungen im Bereich der RED III für Zertifizierungsstellen an. Das Unternehmen greift auf ein Expertennetzwerk zurück und sucht potenzielle Partner sowie interessierte Unternehmen für Pilotprojekte.

www.renavigaid.de, Halle 9, Stand C77

▽ Der DokuManager verwaltet auch mehrere Anlagen.



Fotos: Werkbilder

Werkzeug für die Dokumentation

► TerraVis bietet Biogasanlagenbetreibern eine digitale Lösung zur Massenbilanzierung und Zertifizierung. Der „DokuManager Biomasse“ ist ein webbasiertes Tool zur Dokumentation der Nachhaltigkeitszertifizierung und Treibhausgasbilanzierung nach SURE

und REDcert. Mit seinen Funktionen soll es die Auditvorbereitung, die Massenbilanzierung und das Erstellen von Nabisy-Meldungen erleichtern. Der Betreiber kann die Anwendung auch als Einsatzstofftagebuch nutzen. www.terravis-biogas.de, Halle 9, Stand A52

Extruder fasert Stroh auf

► Der Bioextruder von Lehmann UMT bereitet Stroh oder Maisspindeln für die Biogaserzeugung auf. Zwei gegenläufige Schnecken fasern die Ausgangsmaterialien teilweise bis in die Zellstruktur auf, was wiederum die Bildung von Schwimm- und Sinkschichten verhindern und die Rührfähigkeit verbessern soll.

www.lehmann-umt.de, Halle 9, Stand A16



△ Der Bioextruder von Lehmann UMT.

LNG-Vermarktung

► Mit der FuelEU Maritime-Verordnung entsteht ein neuer Absatzmarkt für Bio-LNG. Der Dienstleister agriportance bietet mit dem FuelEU-Preisticker eine Übersicht über die Preisentwicklung von Biomethan aus Gülle und Mist, hilft bei der Vermarktung und Nachhaltigkeitszertifizierung und verbindet Biomethanproduzenten, Zertifizierer und LNG-Abnehmer entlang der Wertschöpfungskette. www.agriportance.com, Halle 9, Stand C61

Motoröl für Stahlkolben

► Im Vergleich zu herkömmlichen Aluminiumkolben sorgen Stahlkolben bei BHKW für eine höhere mechanische Belastbarkeit, verbesserte thermische Stabilität und eine effizientere Verbrennung. Mit dem Eco Gas 4000 XD bietet der Hersteller Addinol Lube Oil ein neues Schmieröl genau für diese Anwendung. Besondere Merkmale sind laut Hersteller



△ Eco Gas 4000 XD für Motoren mit Stahlkolben.

u.a. eine höhere Oxidationsstabilität und ein verlängertes Ölwechselintervall. Darüber hinaus zeigt Addinol sein weiteres Sortiment an

Gasmotorenölen für Biogas-BHKW sowie das neue Natur-eProof-Sortiment – biologisch abbaubare Schmierstoffe für Maschinen der Land- und Kommunaltechnik. www.addinol.de, Halle 09, Stand E31



△ Die Exzentrerschneckenpumpe HiCone ist das zentrale Element beim MixXPump.

Flacher Dosierer

► Mit dem Feststoffdosierer MixXPump erweitert Vogelsang sein Portfolio um ein kompaktes Feststoffdosiersystem für leicht handhabbare Inputstoffe. Aufgrund seiner flachen Bauweise soll sich der MixXPump einfach sowohl in die Fütterungsprozesse bestehender Biogasanlagen als auch in neue Anlagenkonzepte integrieren lassen. Zentrales Element des kompakten Feststoffdosierers ist die Exzentrerschneckenpumpe HiCone. Ihre konische Rotor-Stator-Geometrie ermöglicht es, Verschleißerscheinungen an den Förderelementen durch formgenaues Nachstellen zu kompensieren. Sollte nach längerer Betriebsdauer dennoch ein Austausch von Rotor und Stator erforderlich sein, soll das QuickService-Konzept von Vogelsang den Wechsel deutlich erleichtern und beschleunigen. www.vogelsang.info/de, Halle 9, Stand D26

Geschäftsmodell: Protein aus Insektenlarven

► Das Unternehmen „FarmInsect“ stellt die Möglichkeit vor, aus Larven der Schwarzen Soldatenfliege Proteine für Futtermittel herzustellen. Der Anbieter liefert Anlagen-technik, Junglarven in optimalen Zuchtlinien und eine Vermark-tungsplattform für Larven und In-sktenmist. Mit der Larvenzucht

bietet sich laut FarmInsect eine ideale Möglichkeit, um die Abwärme der Biogasanlage effizient zu nutzen: Die Schwarze Soldatenfliege ist ein Tier aus tropischen Ländern und benötigt für die Entwicklung hohe Temperaturen zwischen 28 und 35 °C. www.farminsect.eu, Halle 9, Stand C81



ZUKUNFT ERLEBEN: BIOMETHAN & FLEXIBILISIERUNG NEU GEDACHT.



agriPure® Smart M – kompakt, effizient, modular.

Mit der neuen agriPure® Smart M erweitern wir unsere erfolgreiche Smart-Baureihe. Das kompakte Aufbereitungssystem wurde für mittlere Anlagengrößen von 335 bis 620 Nm³/h Rohgas entwickelt. Der Fokus liegt auf platzsparendem Design, hoher Energieeffizienz und einfacher Integration in bestehende Anlagenkonzepte. Das System ist vollständig in einem 40-Fuß-Container installiert und bietet damit eine schnelle Inbetriebnahme sowie eine wirtschaftliche Lösung für Betreiber.



! Beide Systeme im Original auf der Biogas Convention

Delta-Peak BHKW-Container – flexibel und betriebssicher.

Unser neues Konzept für den flexiblen Anlagenbetrieb: Der 40-Fuß-Container kann mit bis zu 4 Aggregaten ausgestattet werden und deckt Leistungen von 500 bis 2.120 kW_{el} ab. Das modulare System erlaubt eine bedarfsgerechte Fahrweise von Teil- bis Volllast bei Wirkungsgraden bis 43 %. Die Redundanz der Motoren reduziert Ausfallrisiken. Darüber hinaus überzeugt die Delta-Peak durch gut zugängliche Wartung und verlässliche Automotive-Ersatzteilpreise. Beste Voraussetzungen für vollflexible Stromproduktion.



▷ Das System besteht aus Schauglas, Kamera, Leuchte und Scheibenreinigung.

Kamera überwacht Gärprozess

► Kamera-Systeme können bei der Prozesskontrolle im Fermenter helfen. Mit ihrer Hilfe lassen sich z.B. Schaum- oder Schwimmschichten frühzeitig erkennen. Das Unternehmen Max Müller liefert Schauglas-Armaturen und Ex-geschützte Leuchten für Biogasanlagen weltweit und hat mittlerweile Systeme zur visuellen Prozessüberwachung entwickelt. Das modulare System besteht aus einer Schauglas-Armatur für Beton-, Stahl- und Edelstahlbehälter, Leuchte, Videokamera, fernbedienbare Scheibenwischer sowie einer Wasserspülung zur Reinigung der Sichtscheibe. Die Kameras übertragen die Bilder digital und werden über das Netzwerkkabel mit Strom versorgt. Die Komponenten lassen sich auch nachrüsten. www.maxmuller.com, Halle 9, Stand B12

Mobile Gasanalyse

► Awite Bioenergie hat das mobile Gasanalysegerät „Awi2Go“ weiterentwickelt. Das exgeschützte Gerät liefert mit einem Knopfdruck innerhalb von 60 Sekunden bis zu sechs Messwerte: CH₄, CO₂, O₂, H₂S, H₂ und CO. Nutzer können den H₂S-Bereich zwischen 1.500 und 10.000 ppm wählen. Die Bedienung erfolgt über einen Touchscreen. Bis zu 4.000 Messstellen und 2.000 Anlagen können gespeichert werden. Die Daten sind am PC auslesbar. Die integrierte Li-Ionen-Batterie kann u.a. im Auto geladen werden. Die Schutzart IP67 erlaubt den Einsatz auch bei Regen. [www.awi2go.de](http://awi2go.de), Halle 9, Stand F67

Neues Tauchmotorrührwerk

► Das Tauchmotorrührwerk

TMR X von Stallkamp ist speziell für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen konzipiert. Es kann Medien mit einer Temperatur von bis zu 60 °C durchmischen. Der druckfeste Tauchmotor ist mit einem thermischen Wicklungsschutzkontakt ausgestattet. Das Planetengetriebe im Ölbad arbeitet mit geschliffenen und gehärteten Zahnrädern. Die Antriebswelle besteht aus nicht rostendem Stahl. Das Absenkensystem ermöglicht eine flexible Höhen- und Richtungsverstellung des Rührwerks. Gleitführungen aus robustem Kunststoff (POM/PE) und eine stabile Einholm-Profil-



▷ Der zweiblättrige Propeller ist aus Edelstahl.

rohrkonstruktion sollen für einfache Handhabung und lange Lebensdauer sorgen. Das vergossene, biomasse- und hitzebeständige Elektrokabel (bis über 60 °C) wird serienmäßig mit 16 m Länge geliefert. Standardmäßig wird das TMR X mit Ex-Leckage- und Ex-Temperaturmessgerät ausgeliefert. www.stallkamp.de, Halle 9, Stand D20

Behältersanierung mit PE-Platten

► Die Dr. Kerner GmbH präsentiert auf der Biogas Convention ihr HDPE-Inlay-System zur Modernisierung, Sanierung und Neubau von Fermentern, Nachgärern und Gärrestlagern. Die Innenauskleidung aus PE-HD ist eine doppelwandige Konstruktion mit integrierter Leckageüberwachung. Damit können Anlagenbetreiber u.a. die Forderungen nach dem Wasserhaushaltsgesetz erfüllen.

Das Verfahren basiert auf PE-HD-Platten, die direkt in beste-

hende Stahl- oder Betonbehälter eingebaut und vor Ort verbunden werden. Die Schweißverbindungen von Wand und Boden werden unter Einsatz von Heizkeil- bzw. Warmluftschweißverfahren hergestellt, alle weiteren Verbindungen im Extrusionsschweißverfahren ausgeführt. Der obere Rand der Auskleidung wird durch ein Klemmprofil aus PE/Edelstahl abgedichtet.

www.dr-ing-kerner.de, Halle 9, Stand B17



Fotos: Werkbilder

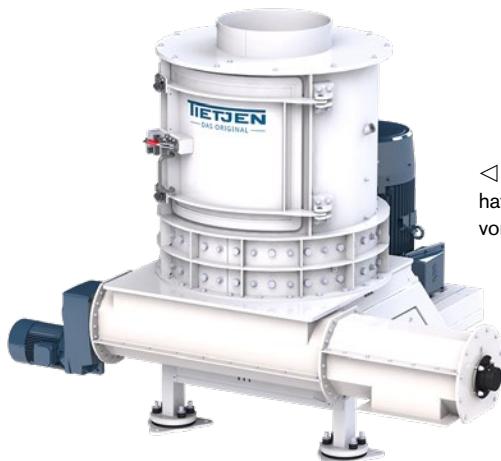
▷ Die Innenauskleidung aus PE-HD bildet eine doppelwandige Konstruktion mit integrierter Leckageüberwachung.

Zerkleinerer für kleinere bis mittlere Biogasanlagen

► Tietjen bietet den Biomasse Shredder BMS jetzt auch für kleinere Biogasanlagen an. Der BMS 1200 hat einen Durchsatz von 8 bis 10 t/h. Er zerfasert die Biomasse wie z.B. Festmist, um sie optimal für die Vergärung aufzubereiten und Schwimmschichten zu reduzieren. Der Austrag im Boden soll eine Brückenbildung und Verstopfungen verhindern. Biomasseberührte

Teile, wie Schläger oder Prallplatten, sind aus verschleißbeständigem Material wie Hartmetall oder Hardox gefertigt, leicht zugänglich und einfach zu wechseln, verspricht der Hersteller. Schwingungssensoren sollen den BMS 1200 vor Beschädigungen durch Unwucht und Störstoffeintrag schützen.

www.tietjen-original.com, Halle 9, Stand F30



▷ Der BMS 1200 hat einen Durchsatz von 8 bis 10 t/h.



▷ Die langsam laufenden Rührwerke mischen auch langfaserige Einsatzstoffe wie Gras, Stroh und Mist.

Strömungsoptimierte Paddel

► Langsam laufende Paddelrührwerke können auch langfaserige Einsatzstoffe, wie Gras, Stroh und Mist effizient und stromsparend durchmischen. Hochreiter hat dafür das Rührwerk „Tsunami“ mit Schaufelrad und Schwimmkörper entwickelt. Besondere Merkmale sind ein Durchmesser von mindestens 4,3 m, die strömungsoptimierten und verstärkten Paddel sowie der Einsatz eines Frequenzumrichters. Die Rührwerke besitzen laut Hersteller eine hohe Umwälzleistung und benötigen dadurch kürzere Rührzeiten. Sie sollen verschiedene Schichten des Substrats im Behälter effizient durchmischen und sich zudem auf einen minimalen Stromverbrauch einstellen lassen.

Auf Wunsch stattet der Hersteller die Rührwerke mit modernen IE4-Elektromotoren aus. Über die Steuerung lassen sich die Laufzeit und die Intensität jedes Rührwerks individuell einstellen.

www.biogas-hochreiter.de, Halle 8, Stand D17

WIR VERSTEHEN BIOGAS.

Was ist der richtige Fahrplan für Ihre Anlage? Wie groß sollten BHKW und Speicher sein? Was hat die Fütterung damit zu tun?

Wir optimieren, steuern und vermarkten Ihre flexible Anlage.

mehr Infos:
www.skve.de



SKVE
FLEXIBLE SPEICHERKRAFT

Strom, Wärme und Biomethan Hand in Hand

Während sich viele Biogasanlagen aktuell entweder auf die flexible Stromproduktion oder die Biomethanerzeugung konzentrieren, baut die BRAHA Bioenergie aus Godenstedt (Niedersachsen) beide Geschäftsfelder aus.



△ Harald Hauschild: „Wir hoffen, dass sich die beiden Geschäftsfelder gut ergänzen.“

ben. Aber für diesen Weg sind erhebliche Investitionen nötig.

Die Biomethanproduktion dagegen verspricht mehr Möglichkeiten. Denn das Gas lässt sich als BHKW-Brennstoff, als Heizgas oder als Kraftstoff verkaufen. Aber der Absturz der Biomethanpreise im Zuge des Betrugsskandals mit gefälschten Biodieselimporten hat gezeigt, dass auch hier die Bäume nicht in den Himmel wachsen. „Darum hoffen wir, dass sich die beiden Geschäftsfelder gut ergänzen und wir damit das Risiko verteilen“, sagt er.

Zudem gibt es Synergieeffekte: Bei niedrigen Strompreisen bzw. einem Stromüberangebot im Netz könnte er über eine Power-to-Heat-Anlage Wärme für die Aminwäsche erzeugen oder das Gas in einem Biogasbrenner zu Wärme umwandeln.

DAS KONZEPT

Der Betrieb der Anlage ist so geplant:

- Es gibt zwei getrennte Gärstrecken mit zwei verschiedenen Fermentern.

SCHNELL GELESEN

BRAHA Bioenergie kombiniert die flexible Stromproduktion mit der Erzeugung von Biomethan.

Die Biogasanlage in Godenstedt betreibt mesophile und thermophile Gärstrecken.

Neue Transportlogistik für Güllefeststoffe sichert Versorgung mit Rohstoffen.

Die Biogasaufbereitung wird gemeinschaftlich von zwei benachbarten Biogasanlagen betrieben.

Bereits seit 2008 stehen auf dem ehemaligen Milchviehbetrieb von Harald Hauschild sowohl eine Gasaufbereitung zur Biomethanproduktion als auch mehrere BHKW, die Strom und Wärme liefern. Die anfangs installierten zwei Zündstrahl-BHKW mit je 300 kW ergänzt mittlerweile ein Flex-BHKW mit 637 kW.

Hauschild betreibt die Biogasanlage in Godenstedt (Landkreis Rotenburg/Wümme, Niedersachsen) zusammen mit seinem Nachbarn Peter Brandt unter dem Namen „BRAHA Bioenergie“. Später ist die Firma HPP Biogas dazugekommen (siehe Kasten). Die Gasaufbereitung nach dem Prinzip der Amin-

wäsche war bis 2012 ein Pilotprojekt der Firma MT Biomethan. Nach deren Insolvenz konnte die HPP die Anlage übernehmen.

Im Oktober 2025 endete die 20-jährige Förderperiode der Biogasanlage nach EEG. Die Landwirte haben schon vor drei Jahren erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen und einen Zuschlag für die zehnjährige Verlängerung erhalten. Dennoch wollen sie sich nicht auf einen Betriebszweig verlassen. „Ich habe wenig Hoffnung, dass wir mit der Stromerzeugung allein in Zukunft ausreichend Geld verdienen werden“, sagt Hauschild. Sicher werde es Phasen mit hohen Strompreisen ge-

Eines der ersten Biogascluster



◀ Ein Bild aus vergangenen Tagen: Im Jahr 2008 beschlossen Peter Martens (links) und Harald Haußild, gemeinsam Biomethan zu erzeugen.

Wenn sich mehrere Biogasanlagenbetreiber zusammenschließen und Biogas über eine eigene Pipeline zu einer gemeinsamen Gasaufbereitung leiten, können sie in der Regel Kosten sparen und effizient Biomethan erzeugen. Eines der ersten dieser Biogascluster war die Anlage in Godenstedt: Als die Biomethananlage der BRAHA Bioenergie mit 600 m³ Aufbereitungskapazität im Jahr 2008 in Betrieb ging, hätte die Rohgasmenge der Anlage mit damals 680 kW installierter elektrischer Leistung nicht ausgereicht. Denn dafür wäre eine Biogasanlage nötig gewesen, die eine Leistung von umgerechnet 1,2 MW (elektrisch) hätte.

Ähnlich ging es Landwirt Peter Martens, der damals in rund 4 km Entfernung mit zwei Berufskollegen eine Biogasanlage (MPO Biogas) mit 1,1 MW (elektrisch) betrieb. Aus diesem Grund beschlossen die Landwirte, das Rohgas aus beiden Anlagen gemeinsam zu Biomethan aufzubereiten und ins Gas-

netz einzuspeisen. Dafür gründeten sie im Jahr 2009 gemeinsam die HPP Biogas GmbH. Die HPP hat die Rohgasleitungen bis zur Gasaufbereitung erstellt. Auch die Gasleistung von der Aufbereitung zum Netzverknüpfungspunkt gehört den Landwirten. HPP kauft im ersten Schritt von beiden Biogasanlagen jeweils 300 m³ Rohgas pro Stunde. Dieses Gas vermarktet die Gesellschaft anfangs an den Hamburger Ökogasanbieter „Lichtblick“, nach dessen Ausstieg aus dem Biomethangeschäft dann bis heute an E.ON Erdgas.

Beide Biogasanlagen liefern nur einen Teil des entstehenden Biogases als Rohgas an die Gasaufbereitung. Aus dem restlichen Gas erzeugen beide Anlagen in den bestehenden BHKW weiterhin Strom und Wärme. Peter Martens nutzt die Wärme in einem Nahwärmenetz, die BRAHA Bioenergie beheizt die Fermenter, drei Wohnhäuser und stellt Hochtemperaturwärme für die Aminwäsche bereit.

Fermenter 1 vergärt mesophil (40 bis 45 °C) nachwachsende Rohstoffe. Das Gas dient zum Betrieb der BHKW.

- In Fermenter 2 werden nur Schweinegülle, separierte Rindergülle und Rindermist vergoren. Für eine bessere Gasausbeute des strohreichen Materials wird der Fermenter bei 50 bis 55 °C betrieben. Das Biogas wird zu Biomethan aufbereitet und als Kraftstoff verkauft.

- Die Hälfte des Rohgases (300 m³) für die Biomethanproduktion kommt weiterhin von der Biogasanlage von Peter Martens aus 4 km Entfernung. Da das Gas nicht ausschließlich aus Wirtschaftsdünger hergestellt ist, findet vor der Einspeisung eine bilanzielle Teilung statt. Damit weiß der Vermarkter des Biomethans genau, wie viel Gas von welcher Herkunft eingespeist wurde. ►

Kraftvoll, zuverlässig, flexibel!

Sie möchten die Transportwürdigkeit oder den TS-Gehalt Ihrer Garreste erheblich verbessern? Dann sind unsere Pressschneckenseparatoren aus Edelstahl genau das Richtige für Sie. Denn die glänzen mit großen Durchsatzmengen bei hoher Trockensubstanz. Und als mobile Einheit sind sie im Handumdrehen einsetzbar.



| pumpen
| lagern
| röhren
| separieren



◀ Die Gasaufbereitung nach dem Prinzip der Aminwäsche.

- Der Input der BRAHA Bioenergie für die Biomethanproduktion besteht zu zwei Dritteln aus Rindermist und einem Drittel aus separierter Rindergülle. Da sie eine deutlich geringere Gasausbeute als Mais haben, die Gasproduktion aber unterm Strich gleich bleiben soll, sind deutlich mehr Inputstoffe und damit mehr Lagerraum nötig.
- Die Aufbereitungsanlage kann bis zu 600 m³ Rohgas pro Stunde aufbereiten, also rund 300 m³ Biomethan erzeugen. Die Einspeisestation dagegen ist für 400 m³ Biomethan ausgelegt. „Damit haben wir noch Luft nach oben und könnten auch etwas mehr Biomethan erzeugen“, sagt Harald Hauschild.

DER UMBAU

Für das neue Konzept sind vor allem ein neuer Fermenter mit 24 m und ein Gärrestlager mit 36 m Durchmesser und jeweils 8 m Höhe dazugekommen. Der Fermenter ist mit zwei horizontal eingebauten Paddelrührwerken ausgestattet, weil strohreicher Mist schwerer zu rühren ist als Maissilage. In Ergänzung dazu soll ein langsam drehendes Tauchmotorrührwerk für den nötigen Schub der Flüssigkeit sorgen. „Die Paddelrührwerke können die unterschiedlichen Substrate gut vermischen, aber es fehlt ein horizontaler Schub im Behälter. Strömungssimulationen haben uns gezeigt, dass wir dafür gut die Strahlwirkung eines Tauchmotorrührwerks nutzen können“, erklärt Oliver Bade, Geschäftsführer von BST Innovia aus Westertimke. Das Unternehmen hat zusammen mit den Landwirten das Konzept zur Umrüstung der Biogasanlage erstellt.

Neu ist ebenfalls ein Gülleannahmehälter (100 m³). Zudem sind ein Wärmepufferspeicher sowie ein neuer Container für die Wärmeverteilung entstanden. „Darin ist u.a. der Biogaskessel als Notfalllösung installiert“, sagt

er. Allein wegen der thermophilen Betriebsweise benötigt die Anlage jetzt mehr Wärme.

Als Lagerhalle für die Wirtschaftsdünger haben die Landwirte ein ehemaliges Fahrsilo für Maissilage mit einer halbrunden Folienabdeckung als Rundbogenhalle umgestaltet. In dieser Halle ist jetzt auch der Dosierer für die Feststoffe sowie ein fest installierter Separator für die Gärreste untergebracht. Die Abluft aus der Halle wird abgesaugt und durch einen Abluftwäscher geleitet. „Die Überdachung und der Filter waren nötig, weil direkt an unsere Biogasanlage ein Naturschutzgebiet angrenzt und wir Ammoniakemissionen vermeiden müssen. Gleichzeitig vermeiden wir damit Gerüche, weil die Biogasanlage

„Wir wollen, dass auch die Tierhalter von dem Konzept profitieren.“

Harald Hauschild

westlich vom Dorf und damit in der Hauptwindrichtung liegt“, sagt Hauschild.

Von dem Feststoffdosierer aus wird der Mist per Schnecke zur Einbringtechnik transportiert. Hierbei hat sich die BRAHA Bioenergie für den Energyjet von Vogelsang entschieden, eine Kombination aus Feststoff- und Flüssigdosierung. Dabei werden die Feststoffe zunächst in einer Anmaischschnecke mit Flüssigkeit vermisch und danach in einem Rotacut zerkleinert. Rohgülle und die Dünnphase vom Separieren der Gärreste dienen der besseren Rühr- und Pumpfähigkeit des Substrates. Sie werden direkt in den

Fermenter gepumpt. Die Investitionen in die neue Technik haben insgesamt rund 4 Mio. € gekostet.

DIE SUBSTRATLOGISTIK

Für den Umstieg auf Biomethan aus Wirtschaftsdünger musste die BRAHA Bioenergie erst einmal ein Versorgungskonzept für Gülle und Mist aufbauen. Denn bislang lief die Biogasanlage ausschließlich auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen. Für den Strom hatten die Betreiber den „Trockenfermentationsbonus“ erhalten.

Mithilfe des Maschinenrings Zeven haben die Anlagenbetreiber Kontakt zu Tierhaltern im Landkreis sowie zu zwei Mutterkuhhaltern im Nachbarlandkreis Osterholz aufgenommen und Lieferverträge abgeschlossen. Für eine effiziente Transportlogistik separieren zwei Lohnunternehmer im Auftrag der BRAHA Bioenergie die Gülle auf den Rinderbetrieben: Die Dünnphase verbleibt auf den Betrieben zur Düngung von Grünland, die Feststoffe erhalten die Biogasanlagenbetreiber zur Vergärung. Die Betriebe befinden sich in einem Umkreis von 1 bis maximal 35 km rund um die Biogasanlage.

Für die Belieferung von Güllefeststoffen und Mist haben die Biogasanlagenbetreiber 2 Gas-Lkw und mehrere Absetzcontainer angeschafft. „Damit bringen wir an fünf Tagen die Woche leere Container zu den Betrieben und nehmen die vollen wieder mit“, beschreibt Hauschild.

Da die Biogasanlage noch keine eigene CNG-Tankstelle hat, werden die Lkw an einer Erdgastankstelle eines benachbarten Tiefbauunternehmens betankt. Über einen Biomethanliefervertrag wird sichergestellt, dass der Kraftstoff zumindest bilanziell aus der eigenen Biogasanlage stammt. „Noch fließt die Transportlogistik nicht mit in die THG-Bilanz des Biomethans ein. Daher ist es momentan egal, ob ich die Lkw mit Diesel oder Bio-CNG betanke. Aber falls sich das einmal ändern sollte, sind wir vorbereitet“, erklärt er.

Mittelfristig will er noch mehr Lkw anschaffen und dafür eine Slowfill-Tankstelle installieren. Bei dieser werden die Fahrzeuge über Nacht langsam betankt, sodass der Gastank morgens gut gefüllt ist und die Reichweite bei bis zu 600 km liegt. Bei einem Traktor mit Gasantrieb ist er dagegen skeptisch. „Die aktuell verfügbaren Modelle sind



△ Der Annahmehälter für die Gülle hat 100 m³.



△ Der Energyjet von Vogelsang, eine Kombination aus Feststoff- und Flüssigdosierung.



△ Der Feststoffdosierer steht in einem überdachten ehemaligen Maissilo.

für den Transport in Ordnung, aber bei Arbeiten, wie z.B. beim Grubbern, ist die Leistung bzw. die mögliche Arbeitszeit pro Tankfüllung noch nicht ausreichend“, weiß er aus Erfahrung von anderen Berufskollegen.

Rund 50 % der Nährstoffe aus dem Gärrest können die Anlagenbetreiber auf ihren eigenen Flächen unterbringen. Die andere Hälfte muss dagegen zurück zu den Lieferanten.

Die Kosten der Gülleseparation übernimmt die BRAHA, wofür sie im Gegenzug den Rohstoff kostenlos erhält. Für den Mist zahlen die Anlagenbetreiber aktuell 3 €/t an die Tierhalter. „Der Preis ist für das Separat eigentlich zu hoch, weil die Separation selbst ja schon mindestens 12 €/t kostet. Aber die Tierhalter möchten ja nicht

nur Mist verkaufen, sondern auch bei der Gülle einen Vorteil haben“, begründet er das. So profitieren beide Seiten.

Mit dem Wechsel im Substratmix konnte die BRAHA Bioenergie die Anbaufläche für Mais von ehemals 400 ha auf 200 ha halbieren.

DIE HERAUSFORDERUNGEN

Wo Hausehild noch Probleme sieht bei dem Konzept: Die Aufbereitungstechnik der Aminwäsche ist ein Verfahren, das Wärme zur Regeneration benötigt. Denn während das aminhaltige Lösungsmittel CO₂ und H₂S aus dem Rohgas aufnimmt und so Biomethan herstellt, wird das CO₂ durch Wärmezufuhr wieder freigesetzt. Die Wärme stammt aus dem Abgasstrom der drei

BHKW, da für die Regeneration 140 bis 170 °C benötigt werden. „Wir fahren die BHKW aber flexibel je nach Strompreis. Wenn wir die Anlage bei geringen oder negativen Strompreisen abschalten, reicht die Wärme für die Aminwäsche unter Umständen nicht aus“, sagt er. Es gibt zwar noch einen Gaskessel auf der Anlage, aber auch dessen Leistung könnte an die Grenzen kommen, wenn das BHKW steht.

Bei einer möglichen Anlagenerweiterung würde Hausehild statt der wärmebasierten Aminwäsche auf Membran-technik setzen. „Festgelegt bin ich aber nicht, die Wahl wird davon abhängen, was in ca. fünf Jahren Stand der Technik ist“, sagt er.

Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com

Biomethan – langfristig flexibel

Mit der Aufbereitung zu Biomethan sind Sie als Biogasanlagenbetreiber langfristig auf der sicheren Seite. Ob Einspeisung ins Gasnetz, Mobilität oder Verflüssigung – Ihre Flexibilität zahlt sich aus. Nutzen Sie die Vorteile unserer Technik:

- Einfache Installation auf allen Anlagen
- LNG- und LCO₂-Verflüssigung möglich
- Alles aus einer Hand

Lassen Sie sich gern beraten – es lohnt sich!
request@envitec-biogas.de



Landwirt, Investor, Agri-PV

Investoren suchen Flächen, um diese für den Bau und den Betrieb einer Agri-PV-Anlage zu pachten. Worauf sollten Sie bei der Vertragsgestaltung achten?



Foto: Heitmann

△ UNSER EXPERTE
Rechtsanwalt für Energierecht
Dr. Jens Vollprecht

In besten Fall bringt die Zusammenarbeit Vorteile für beide Seiten: Der Projektierer oder Investor verdient Geld durch die Erzeugung von Strom mit Hilfe einer Agri-PV-Anlage und der Flächeneigentümer und Landwirt erzielt ein kalkulierbares Zusatzeinkommen, ohne viel Geld in die Hand nehmen und ohne befürchten zu müssen, dass die Fläche nicht mehr für die Landwirtschaft zur Verfügung steht.

„Geeignete Flächen sind knapp. Entsprechend möchten sich Projektierer Grundstücke sichern“, sagt Rechtsanwalt Jens Vollprecht, BBH Berlin. Je nach Region fällt ihr Blick auf größere oder kleinere Projekte. Manchmal sollen mehrere nebeneinanderliegende Flächen verschiedener Grundstückseigentümer den Bau größerer Anlagen mit einer installierten Leistung von 50 MW und mehr ermöglichen. Manche Projektierer haben sich aber auch auf kleinere, zum Beispiel hofnah baurechtlich privilegierte Anlagen mit einer Grundfläche von bis zu 2,5 ha spezialisiert.

DIE AUSGESTALTUNG IST WICHTIG

In den meisten Fällen möchte der Projektierer die PV-Anlage nicht nur bauen, sondern auch selbst betreiben. Die landwirtschaftliche Produktion bleibt in den Händen des Landwirts, von dem wir hier ausgehen, dass er auch der Flächeneigentümer ist. „Verträge werden meist orientiert am EEG-Vergütungszeitraum über 20 Jahre mit der Option auf zwei-

mal fünf Jahre Verlängerung abgeschlossen. Häufig ist die Laufzeit auch länger. Über die gesamte Laufzeit der Anlage müssen die Interessen beider Partner Berücksichtigung finden. Wichtig ist, dass jede Seite ihre Hausaufgaben erledigt“, betont Vollprecht.

Der Betreiber der Anlage möchte, dass die landwirtschaftliche Produktion dauerhaft so läuft, wie es die Anforderungen an Agri-PV-Anlagen verlangen. Denn nur so kann z.B. die baurechtliche Privilegierung für Agri-PV-Anlagen im Außenbereich, die Umsetzung von Vorgaben aus einem Bebauungsplan oder die finanzielle Förderung nach dem EEG für die sog. besonderen Solaranlagen gewährleistet werden.

Der Landwirt möchte die Fläche weiter bewirtschaften und Erträge erzielen. Sie soll zudem in der Regel mit Blick auf

**„Es stehen auch Risiken
im Raum. Übernehmen
sollte man sich nicht.“**

Dr. Jens Vollprecht

das Steuerrecht, also die Erbschaftssteuer, die Schenkungssteuer, die Grundsteuer und die Grunderwerbsteuer, aber auch mit Blick auf die EU-Agrarbeihilfen „landwirtschaftlich“ bleiben. Deshalb, so Vollprecht, sei die Erfüllung der Voraussetzungen an den Status „Agri-PV“ für den Landwirt so wichtig.

„Natürlich gibt es verschiedene Wege und natürlich kommt es immer auf den Einzelfall an“, sagt der Rechtsanwalt. Häufig sei aber der Abschluss von zwei verschiedenen Verträgen hilfreich: Mit dem ersten Vertrag pachtet der Projektierer vom Eigentümer die Fläche, um eine PV-Anlage errichten und betreiben zu dürfen. Zudem verschafft er sich das

Recht, die Fläche landwirtschaftlich zu nutzen. Da der Projektierer aber in der Regel kein Interesse daran hat, die Flächen selbst landwirtschaftlich zu bewirtschaften, verschafft er sich in dem ersten Vertrag auch das Recht, die landwirtschaftliche Nutzung auf einen Dritten zu übertragen.

Der zweite Vertrag ist dann der Unterpachtvertrag, mit dem der Projektierer die landwirtschaftliche Nutzung an den Landwirt überträgt. „Der gesonderte Unterpachtvertrag gibt dem Projektierer die Möglichkeit, die Landwirtschaft wenn nötig, etwa wenn der Landwirt seinen Betrieb aufgibt, an einen anderen Partner abzugeben, ohne das gesamte Projekt zu gefährden“, erklärt Vollprecht.

WICHTIGE VERTRAGSINHALTE

Bei der Ausgestaltung der Verträge sollten Landwirte insbesondere auf folgende Punkte achten:

- Ab Vertragsunterzeichnung darf der Landwirt sein Land nicht mehr an andere Projektierer verpachten. Als Ausgleich, aber auch um sicherzugehen, dass es dem Projektierer mit dem Bau tatsächlich ernst ist, sollte bereits in der Zeit zwischen Unterzeichnung und Baubeginn bzw. Inbetriebnahme ein sog. Reservierungsentgelt fließen.
- Oft setzt sich die Pacht aus einer Mindestpacht und einer erlösabhängigen Komponente zusammen. „Bei der Erlösbeteiligung sollten alle Erlöse, die durch die Stromvermarktung über das Netz und über Direktleitungen zustande kommen, einfließen: die EEG-Zahlungen sowie Herkunftsachweise oder Entschädigungszahlungen des Netzbetreibers, die fließen, wenn sog. Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden“, rät Vollprecht. Gegebenenfalls ist es möglich, dass die Erlösbeteiligung steigt, wenn die Fremdfinanzierung der Anlage abgelöst ist.
- Die Verträge, rät er, sollten so formuliert sein, dass der Betreiber nach Still-

SCHNELL GELESEN

Projektierer bzw. Investoren möchten landwirtschaftliche Flächen für den Bau und den Betrieb von Agri-PV-Anlagen pachten. Der Landwirt und Flächeneigentümer bewirtschaftet die Fläche meist weiter.

Damit Agri-PV-Anlagen langfristig Vorteile erzielen, müssen sie den Status Agri-PV auf Dauer behalten. Der Vertragsgestaltung kommt dabei eine wichtige Aufgabe zu.

Landwirte sollten sich gut überlegen, ob sie die Bewirtschaftung der Fläche über den langen Vertragszeitraum sicherstellen können.

legung der Anlage bzw. nach Beendigung des Vertrages verpflichtet ist, die Anlage zurückzubauen. Was aber, wenn der Betreiber kein Geld (mehr) hat, um den Rückbau zu finanzieren? „Dann sollte der Grundstückseigentümer das Recht haben, nach der Stilllegung der PV-Anlage oder nach Vertragsbeendi-

gung den Rückbau selbst durchzuführen. Um zu verhindern, dass man das aus der eigenen Tasche bezahlen muss, vereinbart man die Stellung einer Sicherheit durch den Projektierer, etwa einer Bürgschaft“, rät der Anwalt.

- Eine Inflationsanpassung enthalten die Verträge in der Regel nicht. „Enthält der Vertrag ein erlösabhängiges Entgelt, wäre die Inflation zumindest mittelbar abgebildet, wenn die Einnahmen inflationsbedingt steigen“, sagt er. Theoretisch sei es aber auch möglich, das Nutzungsentgelt an einen Index zu koppeln.
- Gerade mit Blick auf die steuerrechtlichen Aspekte ist es für Landwirte in der Regel wichtig, dass es sich um eine Agri-PV-Anlage im Sinne der sog. DIN SPEC 91434 handelt. „Ist dies gewährleistet, bleibt die Fläche – verkürzt gesagt – im land- und forstwirtschaftlichen Vermögen und fällt nicht ins Grundvermögen“, erklärt er.
- Beim Bau sollten Bodenschäden vermieden werden: Zu welcher Jahreszeit und unter welchen Bedingungen darf gebaut werden?
- Wie sieht der Aufbau der Anlage aus? Ist es überhaupt möglich, dass der

Landwirt sie mit seinen Maschinen bewirtschaftet? Wie sieht das in den nächsten 20 oder 30 Jahren aus?

„Landwirte sollten sich gut überlegen, ob sie die Bewirtschaftung der Fläche über den langen Vertragszeitraum sicherstellen können oder ob sie sich vielleicht die Möglichkeit eröffnen, die Bewirtschaftung an einen Dritten abgeben zu können. Mit der Verpachtung einer Fläche für den Bau und den Betrieb einer Agri-PV-Anlage stehen auch Risiken im Raum. Für beide Seiten. Übernehmen sollte man sich da nicht“, sagt Vollprecht.

Zum Schluss hat er noch einen Tipp: „Sehr gut finde ich es, wenn in dem Vertrag eine Art Vokabelheft zu finden ist, in dem die wichtigsten Begriffe definiert sind. Ansonsten besteht die Gefahr, dass für ein und dieselbe Sache verschiedene Formulierungen verwendet werden. Das verwirrt nicht nur, sondern kann auch in der Umsetzung zu großen Problemen führen. Und genau diese Probleme sollte ein Vertrag von Anfang an ausschließen“, sagt er.

*Ihr Kontakt zur Redaktion:
katja.stueckemann@topagrar.com*

Foto: Batzill



Bei Agri-PV-Anlagen ist es wichtig, dass die landwirtschaftliche Nutzung möglich bleibt.

Immer der Sonne entgegen

Für höhere Stromerträge folgen die PV-Module einer Tracker-Anlage der Sonne.

Wie das funktioniert, erklärt Stefan Jatzkowski aus Bad Sassendorf (NRW).

Auf dem Boden wächst Bio-Sommerweizen. Dazwischen stehen in schnurgeraden Reihen auf einer Höhe von gut 2,10 m aufgeständerte Photovoltaik (PV)-Module. Auf einer Fläche von rund 1,9 ha hat Stefan Jatzkowski in Bad Sassendorf, Kreis Soest (NRW), eine Agri-PV-Anlage mit einer Leistung von 920 kW installiert.

NACH OST UND NACH WEST

„Unsere Anlage ist eine Tracker-Anlage. Die Module drehen sich der Sonne entgegen. Das heißt, dass sie morgens nach Osten schauen, sich bis zum Mittag in die Tischstellung drehen und sich danach mit der Sonne nach Westen neigen“, erklärt der Garten- und Landschaftsbauer. Der Vorteil: Die Stromproduktion verläuft relativ gleichmäßig über den ganzen Tag. Insgesamt, so die Annahme, soll der Stromertrag bis zu 30 % höher liegen als bei einer feststehenden Anlage. „Ob das so ist, werden die nächsten Jahre zeigen“, sagt Jatzkowski. Denn noch ist die Anlage neu.

Bevor er im Januar 2024 den Genehmigungsantrag gestellt hat, hat er viele persönliche Gespräche geführt. Zum ei-



△ In der Tischposition (kleines Bild) stehen die Module der Agri-PV-(Tracker-)Anlage normalerweise mittags. Elektromotoren (großes Bild) richten sie im Tagesverlauf von Osten nach Westen aus.

Fotos: Stückemann



nen ist Agri-PV noch relativ neu und oft erklärungsbedürftig. Zum anderen liegt die Fläche im Vogel- und Landschaftsschutzgebiet, was etwa ein FFH- und ein Artenschutzgutachten erforderlich gemacht hat. „Da die Anlage direkt an unserer Hofstelle liegt und an der anderen Seite von einer Baumkette begrenzt wird, hatte die Wiesenweihe, um die es bei uns in erster Linie geht, schon vor dem Bau keine guten Anflugbedingungen auf die Fläche“, sagt er. Dennoch muss er als Kompensationsmaßnahme den Agri-PV-Acker sowie eine weitere 1 ha große Fläche von konventioneller zu biologischer Bewirtschaftung umwandeln, die Flächen mit doppeltem Reihenabstand bewirtschaften sowie auf der PV-Fläche Blühstreifen anlegen.

Nach einem halben Jahr hatte der Landwirt die Genehmigung. Im November 2024 konnte das Einrammen der Stützpfosten beginnen. Weiteres:

- Baurechtlich ist die Anlage nach § 35 Abs. 1 Nr. 9 BauGB privilegiert.
- Die Modulreihen verlaufen von Nord nach Süd. Um die Fläche gut auszunutzen, sind sie in einem Abstand von 10 m bzw. 8 m angeordnet. Für die Bewirtschaftung bleiben 9 bzw. 7 m.
- Die 4,10 m langen Pfosten (C-Profil) sind angepasst an das Bodenprofil und die Windlastzone rund 2 m tief in den Boden gerammt.



Stefan Jatzkowski zeigte seine Anlage im Rahmen der Agri-Photovoltaiktagung der Landwirtschaftskammer NRW.

SCHNELL GELESEN

Stefan Jatzkowski hat eine Tracker-Anlage gebaut. Die Module der Agri-PV-Anlage folgen dem Sonnenstand.

Die Stromerträge sollen 30 % höher liegen als bei einer feststehenden Anlage. Ob das wirklich so ist, muss sich noch zeigen.

Die Steuerung der Anlage erfolgt unter anderem anhand von Wetterdaten. Bei starkem Wind etwa drehen sich die Module in Tischposition.

- Die Module liegen auf einem Alu-Vierkantprofil. Sie drehen sich angetrieben von Elektromotoren.
- Die Steuerung der Anlage erfolgt unter anderem anhand von Wetterdaten. Bei starkem Wind dreht die Anlage in die Tischposition. Bei Dauerregen sorgt die Modulstellung (90°-Winkel mal nach rechts und mal nach links) für einen gleichmäßigen Wasserabfluss. „Direkt nach der Saat kann die Tropfkante zu Verschlämmlungen führen. Bei Bewuchs ist das aber kein Problem mehr“, ist sich Jatzkowski sicher.
- Die C-Profil sind geerdet. Für einen zusätzlichen Blitzschutz sorgen von der Welle ausgehende Erdungskabel.
- Direkt an der Anlage steht die Trafostation. Von hier läuft ein 10 kV-Kabel (550 m lang) zur Übergabestation.
- Die Anlage ist aufgrund der Lage mit Einverständnis der Versicherung (höherer Selbstbehalt) nicht umzäunt.

TIPPS ZUM SCHLUSS

Die Kosten für eine 1 MW-Anlage (DC-seitig installiert) gibt Jatzkowski mit rund 600.000 € an. Hinzu kommen Ausgaben für die Trafostation und für die Übergabestation. Zur Wirtschaftlichkeit sind aktuell (noch) keine Aussagen möglich.

Zum Abschluss zwei Tipps: „Ein guter Bewuchs wie etwa Kleegras hilft, den Boden bei den Bauarbeiten zu schonen“, sagt Jatzkowski. Und: „Manches dauert. Das kann man nicht beeinflussen. Planen Sie lieber einen ordentlichen Zeitpuffer ein.“ Für mehr Ruhe sorgt ein tilgungsfreies Jahr.

Ihr Kontakt zur Redaktion:
katja.stueckemann@topagrar.com

Den Klimawandel nutzen

Jetzt nachhaltige Erträge ernten.

Seit 1997 errichten wir Windenergie und Photovoltaikanlagen und planen innovative, nachhaltige Energieversorgungslösungen. Schaffen Sie mit uns einen Mehrwert für Ihre Flächen. Mit Erneuerbaren Energien wirtschaften Sie langfristig, sichern sich zusätzliche Erträge und leisten einen effektiven Beitrag zur Energiewende.

Gern stehen wir Ihnen als erfahrener Partner zur Verfügung.

Zuverlässig, fair und persönlich.



Andy Helbig

Abteilungsleiter Projektmanagement

T +49 421 626 769 80

helbig@energiequelle.de



Agri-PV: Bitte gut planen

Bei Agri-PV-Anlagen muss die landwirtschaftliche Produktion neben der Stromerzeugung weiter möglich bleiben. Wie kann das gehen?

Manchmal macht Ackerbau richtig viel Dreck: Es staubt, kleine Steinchen oder Mistbrocken fliegen durch die Luft. Was sich nicht vermeiden lässt, macht meist auch nichts. Denn auf dem Acker ist in der Regel viel Platz. Schwieriger wird es, wenn auf derselben Fläche auch Strom erzeugt wird. Dann muss der Ackerbau möglich bleiben, während die Module möglichst störungs- und zerstörungsfrei Strom produzieren.

Das gut hinzubekommen, ist nicht leicht. „Maschinen, ihre Arbeitsbreiten und Aufbauhöhen müssen zum Aufbau der PV-Anlage passen. Und umgekehrt. Und das über mindestens 20 Jahre“, sagt Prof. Dr. Heinz Bernhardt von der Technischen Universität München im Rahmen des „Ersten virtuellen Agri-

PV-Tags“ der Firma Feld.Energy. Bei Agri-PV-Anlagen, die mit Ackerbau kombiniert werden, stehen die PV-Module in vielen Fällen in langen Reihen senkrecht auf der Fläche oder lassen sich als sogenannte Tracker-Anlagen von Ost nach West der Sonne nachführen. Für die Bewirtschaftung des Ackers lassen sich dann auch die Module der Tracker-Anlagen platzsparend senkrecht stellen. Der Ackerbau findet zwischen den Modulreihen statt.

SCHAUEN, PLANEN, ANPASSEN

Stehen die Modulreihen enger auf der Fläche, steigert das bis zu einem gewissen Grad die Stromproduktion. Stehen sie weiter auseinander, ist die Bewirtschaftung einfacher. Wo aber liegt das Optimum? „Das kommt auf Verschie-

SCHNELL GELESEN

Agri-PV-Anlagen müssen so aufgebaut sein, dass die landwirtschaftliche Produktion langfristig weiter möglich bleibt.

Die Arbeitsbreite zwischen den Modulen muss zur Struktur in der Region, zur Fruchtfolge und zur Ausrichtung des Betriebes passen.

Zum Anlagenaufbau und zur Agrartechnik besteht Forschungsbedarf. Es sind noch viele Fragen offen.

denes an: Die landwirtschaftliche Struktur in der Region, die Geländeform, die gewünschte Fruchtfolge, auf

Wer eine Agri-PV-Anlage plant, sollte genau überlegen, welche Maschinen zwischen den Modulreihen zum Einsatz kommen sollen – heute, aber auch in den nächsten Jahren.



Foto: Batzill

die Art der Bewirtschaftung – also etwa bio oder konventionell, mit Pflug oder pfluglos“, sagt Bernhardt. Seine Tipps:

- Die Arbeitsbreite zwischen den Modulreihen muss zum Maschinenbesatz passen. In klein strukturierten Regionen sind vielleicht Arbeitsbreiten von 12 m als unteres Maß akzeptabel, in anderen Regionen mit großen Flächen und großen Maschinen eher 18 m oder sogar 24 bis 36 m. „Bedenken Sie, dass die Möglichkeit besteht, dass Maschinen in Zukunft größer werden“, sagt er.
- Die Arbeitsbreite sollte durch drei teilbar sein. Dann passen in der Praxis die meisten Maschinenkombinationen.
- Der Streifen unterhalb der Module sollte nicht zu schmal sein. Je enger es wird, desto höher ist die Gefahr von Kollisionen. „Viele Maschinen oder Anbaugeräte sind auch in der Höhe breit. Auch das muss passen“, sagt Bernhardt. Bei nachgeführten Anlagen sollte der unbewirtschaftete Streifen mindestens 1,50 m breit sein.
- Das Vorgewende muss so groß sein, dass Platz zum Wenden und Drehen bleibt. „Planen Sie auch Platz für zum Beispiel Zuckerrübenmieten und die dann benötigten Maschinen ein“, rät er.
- Die größte Breite benötigt die Pflanzenschutzspritze. „Diese Arbeiten sollten nach wie vor komfortabel und zeitsparend möglich sein. Es hilft niemandem, wenn der Gewinn aus der

▷ Mist und Agri-PV? Das ist keine einfache Kombination..



Foto: Osthues

Solarstromproduktion durch höhere Kosten der Arbeitserledigung wieder aufgefressen wird, weil etwa beim Spritzen durch das Zirkulieren mit Teilbreiten viel Zeit und Nerven verbraucht werden“, meint Bernhardt.

VORSICHT STEINSCHLAG

- Vorsicht sollten Landwirte bei der Bodenbearbeitung mit angetriebenen Geräten wie Kreiseleggen walten lassen. Geeignete Technik oder möglichst niedrige Drehzahlen können das Steinschlagsrisiko minimieren.
- Bei der Ausbringung von Mineraldünger eignen sich pneumatische Streuer besser als Zentrifugalstreuer. Bei letzteren ist die Streubreite doppelt so breit wie die Arbeitsbreite – ein Problem, wenn Module im Weg stehen. Offen ist, welche Auswirkungen der Dünger auf das Ständerwerk hat.

• Zwischen den Modulen trocknet der Boden häufig langsamer ab als auf dem freien Feld. Das kann bei der Aussaat zu Verzögerung führen, in trockenen Jahren aber auch Vorteile bringen. „Insgesamt fehlen hier noch Erfahrungen“, gibt Bernhardt zu bedenken.

- Ein Blick auf die Ernte: Fährt der Mähdrescher zwischen einer Modulreihe und der Schlepperfahrer in der nächsten, erfolgt das Abtanken während der Fahrt zumindest für den Schlepperfahrer schnell im Blindflug. Zuckerrübenroder fahren im Hundegang. Das geht neben Modulen nicht. Auch bei der besten Planung: Noch sind viele Fragen rund um den optimalen Anlagenaufbau und rund um die Agrartechnik ungeklärt. Hier bedarf es mehr Forschung und Erfahrungen.

Ihr Kontakt zur Redaktion
katja.stueckemann@topagrар.com

Stationäre Großbatteriespeicher aus einer Hand

PLANUNG & UMSETZUNG

- ✓ Standortanalyse & Technische Planung
- ✓ Genehmigungen & Projektbegleitung
- ✓ Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

ENWELO

Energiewende lokal.
Mit uns gestalten.



DIREKTVERMARKTUNG

- ✓ Simulation und Bewertung der Strommarkterlöse
- ✓ Entwicklung individueller Vermarktungsstrategien
- ✓ Direktvermarktung von Grün- und Graustromspeichern

**die energie
landwerker**



▷ Enerfin setzt ausschließlich auf Grünstromspeicher in Kombination mit herkömmlichen Solarparks oder Agri-PV-Anlagen.



Neue Dienstleister für Speicher

Der Speichermarkt entwickelt sich rasant. Wir stellen drei neue Lösungen vor, die auch für Landwirte interessant sind.

Batteriespeicher werden für die Energiewende wichtiger: Sie nehmen Strom in Zeiten auf, in denen z.B. Netze überlastet werden können. Neben Anbietern von Großspeichern gibt es auch neue Dienstleister auf dem Markt. Wir stellen in dieser Ausgabe drei vor:

- Die Enerfin AG mit Sitz in Tuggen (Schweiz) und Berlin ist ein Investor und Komplettanbieter von dezentralen Energielösungen rund um erneuerbare Energien und Mieterstrom. Das Unternehmen bietet jetzt eine Lösung für Agri-Photovoltaikanlagen an, die wegen des ausbleibenden Solarpakets in der Luft hängen. Wir sprachen mit Geschäftsführer Paul Hauser.
- Das erst im Jahr 2024 gegründete Unternehmen FAVEOS SE mit Sitz in Hannover errichtet und betreibt Batteriegrößspeicher. Zur Tätigkeit gehört die Projektentwicklung bis zum Betrieb der Anlagen. Zudem hat das Unternehmen das Joint Venture „Powerwerker“

mit der Firma Biogas Service Tarmstedt (BST) abgeschlossen, bei der es um die Projektierung und den Bau von Großspeichern für Landwirte und Parkbetreiber geht. Wir sprachen mit den Geschäftsführern Gerrit Janssen und Holger Schmitz über aktuelle Projekte und Herausforderungen.

- Das Unternehmen KB.energy aus dem niedersächsischen Bassum hat mit Stodia aus Gifhorn den Hochleistungsbatteriespeicher KB.eSAVE entwickelt. Eine Besonderheit ist die patentierte Einzelbauweise, bei der jede Zelle separat angesteuert und überwacht wird. KB.energy versteht sich aber nicht als reiner Verkäufer von Batteriespeichern, sondern bietet einen Komplettservice einschließlich Bedarfsanalyse, Projektplanung, Koordination des Netzaanschlusses, Installation, Zertifizierung und Online-Überwachung sowie Inspektionen und Wartung an. Wir sprachen mit Geschäftsführer Dirk Labudda über das Konzept.

Eine ausführliche Version der Interviews finden Sie auf www.topagrар.com/energie

*Ihr Kontakt zur Redaktion:
binrich.neumann@topagrар.com*

SCHNELL GELESEN

Enerfin finanziert, baut und betreibt Grünstrom-Großspeicher und vermarktet den Strom an der Börse.

Auch Betreiber von Agri-PV-Anlagen können ihren Strom ohne EEG attraktiv vermarkten.

Faveos setzt auf Stand-alone-Speicher ab 5 MW, hilft Landwirten aber auch mit dem Joint Venture „Powerwerker“.

KB.energy hilft bei Planung, Bau und Betrieb, einschließlich Finanzierung und Stromvermarktung.

Lösung für Agri-PV-Anlagen: Grünstromspeicher

Die Enerfin AG finanziert, installiert und betreibt Speicher an Solarparks. Das könnte jetzt auch eine Lösung für Agri-PV-Anlagen werden, wenn das Solarpaket nicht mehr kommen sollte.

Wie sieht Ihre Lösung bei Batteriespeichern für Solarparks aus?

Hauser: Wir finanzieren und installieren Batteriespeicher mit passender Leistung und Kapazität in Co-Location zum Solarpark und kümmern uns auch um die Stromvermarktung. Den Strom vermarkten wir im Rahmen eines zwanzigjährigen Direktvermarktungsvertrags an der Strombörse. Außerdem nehmen wir mit dem Speicher am Regelenergiemarkt teil. Dabei haben wir zwei verschiedene Varianten.

Wie genau sehen diese aus?

Hauser: Variante 1 ist, dass der Kunde den Speicher kauft und wir für ihn den Betrieb übernehmen. Variante 2 ist, dass wir den Speicher finanzieren und errichten. Die Einnahmen aus der Vermarktung teilen wir nach dem Open Book-Prinzip auf Basis eines vereinbarten Schlüssels auf.

Gerade hängen viele Agri-PV-Anlagen in der Luft. Viele Landwirte haben auf das Solarpaket 1 vertraut und auf die versprochene Vergütung von 9,5 ct pro kWh gehofft. Ob diese noch kommt, ist mehr als fraglich. Ist Ihr Angebot auch eine Lösung für diese Anlagen?

Hauser: Ja, die meisten der Anfragen, die wir seit unserer Pressemitteilung Ende Juli erhalten haben, stammen von Agri-PV-Anlagenbetreibern.

Welche der Varianten ist denn die attraktivste aus Ihrer Sicht?

Hauser: Variante 1 stößt bei den Kunden aktuell auf wenig Resonanz, weil die Investitionskosten für den Speicher recht hoch sind und viele Landwirte bzw. Parkbetreiber wenig Erfahrung mit Speichern haben. Am attraktivsten ist tatsächlich Variante 2. Unsere bisherigen Berechnungen zeigen, dass der Landwirt damit 20 bis 30 % mehr Erlöse hat als über die Eigenvermarktung.



Foto: Enerfin

△ Paul Hauser, Geschäftsführer der Enerfin AG.

Was ist denn damit ungefähr an Erlös möglich?

Hauser: Auch wir orientieren uns natürlich am EEG. Der Kunde erhält den Marktwert Solar, der sich ja am Börsenstrompreis orientiert und aktuell bei ca. 2 ct/kWh liegt. Wir können aber mit dem Batteriespeicher die Einspeisung optimieren. Zudem gibt es Unterschiede je nach Ausrichtung und Technik der Anlage. Der Aufschlag auf den Marktwert kann dann 6,5 bis 7 ct pro kWh betragen. Damit könnten wir, wenn es gut läuft, an die Vergütungshöhe aus dem Solarpaket 1 herankommen oder sogar mehr erzielen.

Gibt es bestimmte Anlagen, die Sie bevorzugen, z.B. Trackeranlagen? Oder bestimmte Anlagengrößen?

Hauser: Wir prüfen jede Anlage und erstellen eine Wirtschaftlichkeitsberechnung sowie eine Simulation der möglichen Erträge, wobei die Untergrenze für Grünstromspeicher bei 750 kW liegt. Neben der Anlagentechnik, Größe und Ausrichtung ist auch das Thema Netzanschluss entscheidend. Wenn es dabei Beschränkungen

gibt und der Bau eines Speichers nicht möglich ist, sind uns leider die Hände gebunden. Trackeranlagen helfen zwar, die Mittagsspitze zu reduzieren, lösen aber das Problem nicht. Denn sie produzieren mittags auch Strom. Für am sinnvollsten halte ich fest installierte Ost-West-Anlagen, wenn es das Grundstück hergibt.

Sind Ihre Speicher immer Grünstromspeicher, die nur den Solarstrom nutzen, oder nutzen Sie auch Graustrom aus dem Netz?

Hauser: Wir haben das Thema Standalone-Speicher geprüft, bei dem wir auch Graustrom nutzen können. Aber davon haben wir Abstand genommen,

„Am sinnvollsten sind

fest installierte

Ost-West-Anlagen“

die Netzbetreiber spielen da nicht mit. Denn dann kommt das Ausspeisen aus dem Netz dazu. Es dauert Monate, bis man dafür eine Genehmigung bzw. eine Netzanschlusszusage erhält. Darauf speichern wir nur Solarstrom und speisen diesen ins Netz ein.

Sind Sie nur bei Freiflächenanlagen tätig oder bieten Sie die Lösung auch für Dachanlagen an?

Hauser: Ja, das machen wir auch. Denn es gibt ja inzwischen viele Post-EEG-Anlagen, die für den Eigenverbrauch viel zu groß sind, gerade in der Landwirtschaft. Wobei die untere Grenze 400 kW ist. Wir konzentrieren uns auf die Größenordnung darüber.

-neu-

Großspeicher: Der Netzanschluss bleibt das Problem

Das Unternehmen Faveos SE mit Sitz in Hannover plant und errichtet Batteriegrößspeicher ab 5 MW. Auch Landwirte können von diesen Entwicklungen profitieren.



△ Dr. Holger Schmitz, Vorstandsmitglied, COO bei Faveos SE.



△ Gerrit Janssen, Vorstandsvorsitzender, CEO bei Faveos SE.

Wie genau sieht Ihr Geschäftsmodell aus?

Janssen: Wir sehen uns als Unterstützer der Energiewende. Aktuell fokussieren wir uns auf Batteriespeicher und Netze. Wir streben ein eigenes Batteriespeicherportfolio mit Anlagen ab einer Größenordnung von 5 MW an. Künftige Projekte sollen dann später auch größer werden. Wir planen, bauen und betreiben die Speicher.

Was sind das für Speicher, Stand-alone oder in Kombination mit einem Energiepark?

Janssen: In erster Linie sind das Stand-alone-Speicher, also unabhängig von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Denn Co-Location-Projekte sind komplexer, auch bei der Vertragsgestaltung oder dem Teilen von Infrastruktur und Kapazitäten. Perspektivisch können wir uns das aber auch vorstellen.

Viele Landwirte haben Interesse, Flächen für Batteriespeicher zu verpachten. Welche Standorte sind interessant?

Janssen: Grundsätzlich gilt: Je näher sie an einem Umspannwerk liegen,

desto besser. Und wenn sehr große Speicher geplant sind, sodass ohnehin ein eigenes Umspannwerk errichtet werden muss, wäre alternativ auch die Nähe zu einem Freileitungsmast interessant.

Zusammen mit der Firma Biogas Service Tarmstedt (BST) haben Sie in diesem Jahr das Joint Venture „Powerwerker“ gegründet. Was ist da Ihr Geschäftsmodell?

Janssen: Hier planen und bauen wir für andere Kunden Batteriespeicheranlagen ab einer Größe von 1 MW. Dabei agieren wir als Full-Service-Anbieter. Durch unsere guten Beziehungen zu chinesischen Herstellern haben wir eine verlässliche Lieferkette aufgebaut. Wir sind auch bezüglich technischer Entwicklungen im ständigen Austausch mit den jeweiligen Technikteams. Außerdem kümmern wir uns auf Wunsch auch um die Kapazitätsvermarktung der Speicher. BST dagegen übernimmt bei Powerwerker die Projektierung, die Genehmigungsplanung, die Netzanschlussanfragen, den Bau und den Service.

Wo sehen Sie denn noch Herausforderungen bezüglich der Rahmenbedingungen in Deutschland?

Janssen: Das ist vor allem der Netzanschluss, um die Projekte in einem überschaubaren Zeitfenster auch realisieren zu können. Mittlerweile ist ein großer Wettbewerb um die Netzkapazitäten entstanden. Und wenn ich nur einen eingeschränkten Netzanschluss bekomme, kann man den nicht immer so nutzen, wie es wirtschaftlich am sinnvollsten wäre. Es ist bei eingeschränkten Netzanschlüssen aktuell noch sehr schwer, sich im Vorfeld vertraglich so zu einigen, dass man ein kalkulierbares und wirtschaftlich sinnvolles Projekt erstellen kann. Das wäre jedoch für die Finanzierung essenziell. Vor allem die Auflagen, die mit einem sogenannten netzdienlichen Betrieb des Speichers einhergehen, müssen kalkulierbar sein. Ich gehe davon aus, dass es hier in den nächsten ein bis zwei

**„Es gibt jetzt einen
großen Wettbewerb
um die Netzkapazität.“**

Gerrit Janssen

Jahren viele Diskussionen geben wird. Daher ist es wichtig, dass man sich austauscht und gemeinsam funktionierende Marktstandards entwickelt.

Bei vielen Landwirten kommen große Anlagen an das EEG-Ende. Dazu werden wir in nächster Zeit Hunderte neuer Agri-PV-Anlagen sehen. Könnte auch für diese Anlagen ein Batteriespeicher sinnvoll sein?

Schmitz: Ja, diese Fragen erörtern wir gerade bei Projekten, die wir mit den „Powerwerkern“ bearbeiten. Neben Solarstromanlagen kommen auch Biogasanlagen ins Gespräch, für die ein Batteriespeicher im Rahmen der Flexibilisierung interessant sein könnte. Das sind immer sehr individuell geplante Projekte, weil sie u.a. auch vom Lastgang des Betriebes und dem Nutzen abhängen, den eine Optimierung der Eigenstromversorgung bringt. Wenn eine Solaranlage beispielsweise zwischen 9 und 15 Uhr ihre maximale Produktion hat und ein Speicher nach zwei Stunden voll ist, bleiben ja immer noch vier Stunden, in denen eine Einspeisung des Stroms aufgrund negativer Strompreise keinen Sinn macht. Daher müssen der gewünschte Autarkiegrad, die Speichergröße und der wirtschaftliche Nutzen genau abgewogen werden.

Viele Speicher in der Größenordnung ab 1 MW sind für das Zwischenspeichern für ca. zwei Stunden ausgelegt. Könnte man sich auch größere Speicher für vier oder sechs Stunden vorstellen?

Schmitz: Aktuell ist die Größenordnung von zwei Stunden der Standard, weil sich die zeitliche Verschiebung um diesen Zeitraum lohnt. Ein doppelt so großer Speicher für vier Stunden



Foto: Muders

Das Joint Venture „Powerwerker“ von Faveos und Biogas Service Tarmstedt hilft Landwirten mit Solarpark oder Biogasanlage bei der Planung eines Batteriespeichers.

müsste es dann möglich machen, dass auch die erzielbaren Erlöse deutlich höher wären. Aber das ist im Moment noch nicht der Fall. Bei längeren Speicherzeiten, auch zum Überbrücken von Dunkelflauten über mehrere Tage, kommen dann wahrscheinlich andere Technologien zum Einsatz. Aber vieles ist bei diesen Technologien noch im Pilotstadium, daher kann man das aktuell belastbar nicht vorhersagen.

Im Moment wird der Strommarkt extrem von der Entwicklung in der Solarenergie geprägt. Könnte der Zubau von Speichern dafür sorgen, dass die Preisspitzen wegfallen und sich das Geschäftsmodell damit selbst abschafft?

Janssen: Es ist richtig, der Speicherzubau wird dazu führen, dass die Ausschläge nach unten und nach oben zukünftig nicht mehr so groß sind. Dazu kommt, dass der in den Mittagszeiten produzierte Strom der PV-Anlagen effektiver genutzt werden kann und zukünftig weniger Anlagen abgeschaltet werden, wenn der Stromüberschuss zu hoch wäre. Dennoch wird der Speicherzubau mit dem Zubau von Solaranlagen und Windkraftanlagen in absehbarer Zeit voraussichtlich nicht mithalten können. Ich gehe daher davon aus, dass das Thema noch viele Jahre relevant bleiben und einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten wird.

-neu-



Hybride Solarparks mit Speicher – Energie ernten. Zukunft sichern.

Wir machen unsere Solarparks durch die Ergänzung von Batteriespeichern zukunftsfähig.

Für unsere Hybrid-Solarparks pachten wir bundesweit Flächen ab 10 Hektar zu attraktiven Konditionen.

Bevorzugt Böden mit geringer Bonität.

Gerne auch Flächengruppen - Fragen Sie Ihre Nachbarn!

Profitieren Sie von über 12 Jahren Branchenerfahrung. Alles aus einer Hand, von der Planung bis zum Betrieb.

Kontaktieren Sie uns!

Nürnberg: 0911/131374-70

Oldenburg: 0441/1813171-0

Stuttgart: 0711/4688565-0

solarpark@greenovative.de

www.greenovative.de

„Wir verstehen uns als Full-Service-Anbieter für Batteriespeicher“

KB.energy und Stodia haben den Batteriespeicher KB.eSAVE entwickelt. Die patentierte Einzelbauweise soll eine detaillierte Zellüberwachung ermöglichen. Ein umfassender Service rundet das Angebot ab.



△ ▽ Je nach Größe gibt es die Speicher als Gleich- oder Wechselstromvariante.



Fotos: KB.energy

△ Dirk Labudda, Geschäftsführer von KB.energy aus Bassum.

Wie ist Ihr Speicher aufgebaut?

Labudda: Standardmäßig bieten wir den Speicher im 40 Fuß-Container an. Einen anschlussfertigen Wechselstromspeicher (AC-Speicher) mit Anschlusstechnik und Wechselrichter bieten wir bis 10 MW. Größere Speicher bis 20 MW gibt es als DC-Container, bei denen der Gleichstrom gespeichert wird. Über einen Zentralwechselrichter wird dieser in Wechselstrom umgeformt.

Welche Zelltechnik setzen Sie ein?

Labudda: Wir verwenden Lithium-Eisenphosphatzellen (LiFePO4). Sie sind nicht brennbar und bieten daher bezüglich des Brandschutzes Kostenvorteile. Außerdem haben sie eine lange Lebensdauer: Wir garantieren nach 20 Jahren oder 10.000 Vollladezyklen noch 80 % der ursprünglichen Leistung.

Welche Besonderheiten gibt es noch?

Labudda: Bis auf die Batteriezellen stammen alle Komponenten einschließlich der Wechselrichter aus Deutschland, sodass wir kurze Lieferketten und

langfristige Verfügbarkeiten haben. Zudem setzen wir auf ein besonderes Wartungskonzept: Die Zellen sind so angeordnet, dass sie bei Bedarf bequem einzeln von geschulten Elektrikern getauscht werden können. Darüber hinaus helfen wir unseren Kunden, die Bewirtschaftung des Speichers für die beste Rendite zu optimieren. Die Batteriezellen des KB.eSAVE werden einzeln und permanent überwacht, sodass Auffälligkeiten in der Performance frühzeitig sichtbar werden.

Wie funktioniert diese Überwachung?

Labudda: Auf jeder Batterie befindet sich eine Einheit, die nicht nur die Zelle lädt, sondern sie mit verschiedenen Sensoren auch überwacht. Sie misst die Temperatur, den elektrischen Widerstand sowie auch Parameter der Zelle wie ihren Ladezustand. Das Lademanagement sorgt dafür, dass die in Reihe geschalteten Zellen eines Strangs nicht, wie sonst üblich, nacheinander geladen werden, sondern gleichzeitig und gleichmäßig. Das sorgt für eine längere Lebensdauer und weniger Temperaturentwicklung.

Für welche Anwendungen sind Ihre Batteriespeicher geeignet?

Labudda: Unser KB.eSAVE hat vier Einsatzfelder: als Stand-alone-Speicher, zur Ergänzung für PV- und Windparks, zur Wertsteigerung von Gewerbeimmobilien und als Investitionsmöglichkeit für Projektgesellschaften. Die Projektgrößen liegen zwischen 2,5 und 20 MW. Größere Projekte sind durch die Skalierbarkeit ebenfalls möglich.

Wo sehen Sie die größten Herausforderungen beim Bau von Speichern?

Labudda: Zum einen bei den Netanzuschlüssen, aber auch bei der Finanzierung. Viele Banken tun sich noch schwer damit, ein Batteriespeicherpro-

„Die Batteriezellen werden einzeln und permanent überwacht.“

pekt einzuschätzen. Wir haben daher hausintern Experten, um bei Lösungen zu Finanzierungen, Mietkauf oder Leasing bis hin zur Versicherung der Projekte zu unterstützen.

Wie erfolgt die Stromvermarktung?

Labudda: Hier arbeiten wir mit verschiedenen Stromhändlern, sogenannten Tradern, zusammen. Sie haben unterschiedliche Märkte im Blick, z.B. die kurzfristige Stromvermarktung oder den Handel mit reinem Grünstrom. Wichtig ist dabei, dass die Stromvermarktung zum Batteriebetriebskonzept des jeweiligen Kunden passt.

-neu-



△ Jörg Brüggemann ist zufrieden mit seiner Entscheidung, einen 545 kWh großen Batteriespeicher anzuschaffen.

Batterie puffert PV- und BHKW-Strom

Landwirt Jörg Brüggemann ist nicht nur Kartoffelbauer, sondern auch Energiewirt. Wir berichten darüber, was ihn dazu brachte, in einen großen Batteriespeicher zu investieren.

Rund 750.000 kWh Strom pro Jahr verbraucht der Kartoffelhof Brüggemann in Bramsche im Landkreis Osnabrück. Den meisten Strom benötigt die Kühlung des Kartoffellagers. Dort lagert der Betrieb bis zu 4.000 t Speisekartoffeln ein, ein Teil davon sogar bis zur nächsten Ernte.

Weitere Stromverbraucher gibt es im Schweinestall mit 1.200 Mastplätzen und in den Hofgebäuden. Auch die Wasch-, Sortier- und Verpackungsanlagen für Kartoffeln und Zwiebeln ziehen Strom.

GÜNSTIGER EIGENSTROM

Um möglichst viel des Stroms selbst produzieren zu können, haben Jörg

Brüggemann und sein Sohn Michel im Jahr 2019 eine Photovoltaikanlage mit 640 kW Nennleistung (kWpeak bzw. kWp) in Betrieb genommen. Dank Eigenleistung und einer kostengünstigen Montagekonstruktion belaufen sich die Stromgestehungskosten nach eigener Berechnung auf nur vier Cent pro Kilowattstunde (kWh). Bei der Kalkulation berücksichtigt sind ein jährlicher Solarstromertrag von 700 kWh/kWp sowie Lohnkosten und die Kosten für einen eigenen Trafo. Auch der Stromertrag einer im Jahr 2011 errichteten 130 kWp-Anlage floss in die Rechnung mit ein.

Für den eingespeisten Strom aus der 640 kWp-Anlage erhalten die Brüggemanns 8,3 Cent pro kWh. Für den

SCHNELL GELESEN

Die Erzeugungskosten für PV-Strom und die Speicherkosten sind auf dem Betrieb Brüggemann sehr günstig.

Im Winter produzieren zwei BHKW zusätzlich Strom sowie Wärme für ein Nahwärmenetz.

Das modular erweiterbare Batteriespeichersystem hat hier 490 kWh Kapazität.

Das Energiemanagement von Jörg Brüggemann schaltet das BHKW bedarfsgerecht an und aus. Auch lädt und entlädt es den Batteriespeicher.

Firma Seine Batteriesysteme

Die Firma Seine Batteriesysteme wurde Anfang der 80er-Jahre von Albert Seine gegründet. Standort der Batteriefabrik ist Dülmen im Münsterland. Darüber hinaus gibt es ein Entwicklungsbüro in Münster. Das familiengeführte Unternehmen hat 40 Mitarbeitende und baut

Batteriesysteme für die Logistik und Pufferspeicher. Zum System gehören immer auch die Ladeinfrastruktur und das Energiemanagement. Seine Batteriesysteme bietet eigenen Service und erledigt die Inbetriebnahme.

www.seine-batterien.de

Netzbezug zahlen sie jedoch 25 Cent pro kWh. Ein Grund, möglichst viel des PV-Stroms selbst zu verbrauchen.

UNABHÄNGIGKEIT GESTEIGERT

Die nach Osten, Süden und Westen ausgerichteten Anlagen produzieren von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang Strom. Etwa die Hälfte des Solarstroms kann der Betrieb direkt verbrauchen.

„Die Kühlung für die Lagerhalle läuft deswegen nur, wenn die PV-Anlage Strom produziert – also tagsüber. Unsere Kühlaggregate sind so leistungsfähig, dass es über Nacht in der Halle kalt genug bleibt. Wir nutzen eine wassergekühlte Industrie-Kältemaschine, die mit einem Solegemisch aus Wasser und Frostschutz arbeitet“, berichtet Jörg Brüggemann.

Ab März produzieren die PV-Anlagen eigentlich genug Strom, um den gesamten Eigenbedarf zu decken. Trotzdem musste der Betrieb noch viel Strom zukaufen. Und auf der anderen Seite wurde ein großer Teil des Stroms ins Netz eingespeist. Das führte den Betriebsleiter zu der Frage: Wie kann ich hier unabhängiger werden?

Und so kam es, dass der Betrieb zunächst in zwei BHKW mit je 50 kW elektrischer und 110 kW thermischer Leistung und später zusätzlich in ein Batteriespeichersystem von der Firma Seine Batteriesysteme investierte.

BHKW LAUFEN NUR IM WINTER

Den Strom aus den BHKW bekommt er nach KWK-Gesetz vergütet. Die Wärme speist er in das Nahwärmenetz ein, das er vor drei Jahren gebaut hat. Daran sind 80 Haushalte und vier Gewerbebetriebe angeschlossen.

Die BHKW laufen nur in den Wintermonaten von Oktober bis Februar – und auch nur dann, wenn ihre Wärme-

Berechnung der BLE können wir mit dem Batteriesystem in Kombination mit unserer PV-Anlage 55 t CO₂ einsparen“, erzählt Jörg Brüggemann.

MODULARER AUFBAU

Der Hersteller, Seine Batteriesysteme, installierte auf dem Betrieb Brüggemann fünf Batteriemodule mit jeweils 98 kWh nutzbarer Speicherkapazität und drei Wechselrichter mit je 88 kW Ladeleistung. Also hat das System insgesamt 490 kWh nutzbare Kapazität und 264 kW Ladeleistung.

Die nutzbare Kapazität ist um 10 % geringer als die Gesamtkapazität, weil beim Entladen immer ein Rest Strom in der Batterie bleibt. Dies schont die Batterie. Und ebenfalls zur Schonung der Batterie werden beim Laden die letzten zehn Prozent sehr langsam geladen.

Die Batteriezellen sind aus Lithium-Eisenphosphat (LEP), das als thermisch stabiler gilt als andere Lithium-Verbindungen. Das reduziert die Brandlast.

PASSENDE ZYKLENZAHL

Die gesamte Lebensdauer der Batterie ist auf 7.000 Lade- und Entladezyklen spezifiziert. Die tatsächliche Lebensdauer hängt von Nutzung und Temperatur ab. Die Leistungsfähigkeit nimmt über die Jahre typischerweise ab.

Bei der Wahl der Speichergröße geht es auch immer darum, wie viele Zyklen im Jahr die Batterie genutzt wird. Je häufiger sie entladen und wieder beladen wird, desto effektiver arbeitet sie. Andererseits soll die Zyklenzahl auch der Lebensdauer zuträglich sein.

Auf Brüggemanns Betrieb durchlief der Batteriespeicher seit Inbetriebnahme rund 20 Ladezyklen im Monat.

leistung zusätzlich zu den zwei Hack-schnitzelheizungen mit je 300 kW benötigt wird, um das Heizungswasser in den Pufferspeichern aufzuheizen.

Das heißt, je nachdem, ob keins oder nur eins oder beide BHKW laufen, leisten sie 0 kW, 50 kW oder 100 kW elektrisch. „Meinen Stromverbrauch kann ich dafür nicht passend steuern. Deshalb musste ich im Winter mehr als ein Drittel des erzeugten BHKW-Stroms ins Netz einspeisen“, so Brüggemann.

Das war ein weiteres Argument für die Anschaffung eines Batteriespeichers. Der Investitionszuschuss, den die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) im Jahr 2024 noch im Rahmen des Bundesprogramms zur Förderung der Energieeffizienz und CO₂-Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau zahlte, erleichterte die Entscheidung.

Somit investierte der Betrieb rund 225.000 € in ein Batteriesystem mit 545 kWh Gesamtkapazität. In den Kosten enthalten sind auch die Anschlusskosten an das Betriebsnetz. „Als Förderung erhielten wir 66.000 €. Denn nach



Fotos: Giesselmann

Die PV-Anlage haben die Brüggemanns zusammen mit ihren Mitarbeitern selbst aufgebaut.

Damit erreicht die Batterie nach knapp 30 Jahren die 7.000 Ladezyklen.

KLIMATISIERTER BATTERIERAUM

Ihre Batteriespeichersysteme bietet die Firma Seine als Outdoor-Lösung im Container an. Diese sind mit Belüftung und Heizung klimatisiert, sodass es darin nicht zu warm und nicht zu kalt wird. Für die Betriebstemperatur gibt der Hersteller eine Spanne von -20 bis +50°C an. Für die Batterien und die Elektronik sind 10°C ideal.

Auf dem Betrieb Brüggemann sind die Batteriemodule in einem gemauerten Raum untergebracht. Der Raum heizt sich allein durch die Wärmeabgabe der Elektronik auf. Daher installierten die Brüggemanns einen Ventilator, der kühle Luft aus der benachbarten Kartoffelkühlhalle zieht.



△ Über das Smartphone kann Jörg Brüggemann Daten aus seinem Energie-management abrufen.



△ Im Batterieraum sind fünf Batteriemodule mit je 98 kWh nutzbarer Kapazität und im Schrank die Wechselrichter untergebracht.

STROM UND WÄRME IM BLICK

Ein Energiemanagementsystem gehört beim Kauf des Seine Batteriespeichers standardmäßig mit dazu. Es kommuniziert über die Batterie mit allen elektrischen Verbrauchern und steuert diese. Als Stromverbraucher und -lieferanten können zusätzlich auch Ladestationen für Elektroautos oder BHKW eingebunden sein.

Denkbar sind außerdem andere Szenarien, bei denen Strom eingekauft und in der Batterie gespeichert wird, wenn dieser an der Strombörse günstig ist. Dabei ist das Energiemanagementsystem der Batterie dann die Schnittstelle zum Vermarkter. Dafür sowie für die Überwachung und Wartung des Systems durch die Firma Seine Batteriesysteme ist eine Anbindung an das Internet nötig, am besten per LAN.

Auf dem Hof Brüggemann wurde das Energiemanagement der Batterie in eine bereits vorhandene eigene Software integriert. Diese hatten die Brüggemanns für das Wärme- und Strommanagement ihres Betriebs entwickeln lassen. Darin sind die BHKW, die Hackschnitzelöfen, die PV-Anlagen und jetzt auch die Batterie abgebildet. Die Software schaltet die Teilnehmer des Energienetzwerks ein, sobald irgendwo Bedarf ist.

„Trotzdem haben wir im Moment immer noch einen Netzbezug von etwa 3.000 kWh pro Monat“, sagt Jörg Brüggemann. Das sind insgesamt rund 36.000 kWh im Jahr, also etwa fünf Prozent des Jahresverbrauchs.



Fotos: Giesemann
△ Die drei Wechselrichter laden die Batterien mit zusammen 264 kW Ladeleistung.



△ Zwei BHKW von 2G mit je 50 kW elektrischer Leistung sorgen für mehr Unabhängigkeit in den Wintermonaten.

GÜNSTIGER EIGENSTROM

Immerhin 95 % seines Eigenbedarfs kann der Betrieb Brüggemann dank des Batteriespeichers jetzt selbst erzeugen. Und das zu einem günstigen Preis. Ge rechnet mit potenziell 8.000 Ladezyklen bzw. insgesamt rund 3,6 GWh Ladung für die gesamte Lebensdauer der Batterie und Batterieanschaffungskosten abzüglich Förderung von 160.000 € ergeben sich reine Speicherkosten von nur 4,5 Cent pro kWh.

Hinzu kommen Nebenkosten für den Batterieraum und das Energiemanagement. Jörg Brüggemann schätzt diese auf rund 1,5 Cent pro kWh. Außerdem ist die entgangene Vergütung für den

nicht eingespeisten PV-Strom mit 8,3 Cent pro kWh zu berücksichtigen. Und „Ausgehend von rund 11 % Verlust, den ich beim Entladen der Batterie zu verzeichnen hatte, sind weitere 1,6 Cent pro kWh aufzuschlagen,“ sagt Jörg Brüggemann. Somit rechnet der Energie wirt mit Batteriestromkosten von 15,9 Cent pro kWh.

*Ihr Kontakt zur Redaktion
anja.boehrnsen@profi.de*

Wie Planungsfehler Wärmenetze verhindern

Worauf es bei der kommunalen Wärmeplanung ankommt, erklärt Markus Euring, Geschäftsführer beim Wärmenetspezialisten Enerpipe und Vorstand einer Nahwärmegenossenschaft.



△ Markus Euring: „Es kommt drauf an, wer die Ergebnisse interpretiert.“

Bietet die Kommunale Wärmeplanung neue Chancen für Wärmenetze?

Euring: Im Prinzip ja. Denn damit werden Kommunen und Bürger auf Themen wie klimaneutrales Heizen hingewiesen. Negativ sehe ich, dass jetzt in sehr kurzer Zeit viele, zum Teil auch unerfahrene Planer Machbarkeitsstudien erstellen müssen. Sie interpretieren Lösungen anhand von Kennwerten aus Tabellen, je nach Wärmedichte, Rohrleitungs- oder Wärmeerzeugungskosten von einzelnen Technologien. Auf der Basis sollen Kommunen dann entscheiden, ob eine Nahwärmeversorgung oder eine Einzelversorgung sinnvoller ist.

Wo sehen Sie darin das Problem?

Euring: Pauschale Werte sind sehr kritisch zu sehen. Beim Preis je kWh kommt es z.B. auf den Betreiber des Nahwärmennetzes an: Ein Energieversorger hat ganz andere Renditeerwartungen als eine Bürgerenergiegenossenschaft. Zudem ist der Rohrleitungstiefbau im dicht besiedelten urbanen Raum viel teurer als auf dem Lande.

Wie kann man die Kennzahlen falsch interpretieren?

Euring: Das geht am besten mit einem Beispiel. Wir haben in meinem Hei-



△ In Städten ist der Leitungsbau teurer als auf dem Land.

Fotos: Werkbilder

matort Bastheim im Norden von Bayern mit einer Bürgerenergiegenossenschaft ein Wärmenetz umgesetzt. Der Ort hat eine Fläche von 29 ha, die Trassenlänge beträgt 5.100 m. In Machbarkeitsstudien ist eine wichtige Kennzahl die Wärmedichte pro Hektar und die Belegungsdichte pro Meter Wärmenetz. Bei uns kommen wir auf eine Wärmedichte von 75 MWh/ha und Jahr sowie auf eine Belegungsdichte von 430 kWh/m und Jahr. Würde man jetzt eine Standardtabelle nehmen wie nach dem offiziellen Leitfaden für Kommunale Wärmeplanung aus Baden-Württemberg, dann wäre die Wärmedichte maximal für ein Wärmenetz im Neubaugebiet geeignet, unsere Belegungsdichte würde grundsätzlich gegen ein Nahwärmennetz sprechen. Und es gibt viele weitere Kennzahlen, die für die Entscheidung pro und kontra Wärmenetz herangezogen und falsch interpretiert werden. Außerdem wissen die Konzepthersteller ja beim Erstellen der Studie oft gar

nicht, wer am Ende das Wärmenetz mit welchen Interessen betreibt. Das Problem ist, dass sich damit ein Bürgermeister, der keine Lust auf die Umsetzung eines Wärmenetzes hat, vor den Gemeinderat stellen und sagen kann: „Wir haben es geprüft, es geht leider nicht.“

Wovon hängt es ab, ob sich ein Wärmenetz rechnet?

Euring: Neben der Betreiberform und der Anschlussquote beeinflussen die Baukosten und die Energiequelle den Wärmepreis. Bei diesem gibt es drei Komponenten: Einmalzahlung als Anschlussgebühr (sie kann nach aktuellem Stand zwischen 8.000 und 20.000 € pro Anschluss liegen), einer Grundgebühr (20 bis 100 €/Monat) und dem eigentlichen Wärmepreis, der zwischen 5 und 17 ct/kWh liegen kann. Die Kostenblöcke beeinflussen sich gegenseitig. Wenn man z.B. eine höhere Anschlussgebühr hat, ist der Eigenkapitalstock höher, man muss we-

niger Geld aufnehmen und hat damit geringere Zinskosten. Damit würden dann Grundgebühr und Wärmepreis sinken. Der Wärmepreis hängt aber auch von der Wärmequelle ab, wie z.B. die Abwärme einer Biogasanlage oder einem Holzheizwerk. Und muss ich die Energiezentrale neu bauen? Außerdem spielen die Tiefbauarbeiten eine Rolle, die zwischen 50 und 1.500 €/m schwanken können. Wichtig ist also, dass man auch bei einer niedrigen Energiedichte pro Hektar positive Effekte haben kann, die eine Wirtschaftlichkeit ermöglichen können.

Wie ist das jetzt in Bastheim gelaufen?
Euring: Wir beziehen im Sommer und im Übergang Abwärme einer örtlichen Biogasanlage, aber im Winter benötigt der Biogasanlagenbetreiber für sein eigenes Wärmenetz mit 14 Häusern die Wärme komplett selbst. Deswegen haben wir ein neues Heizhaus mit Bio-

SCHNELL GELESEN

Die Kommunale Wärmeplanung bietet Chancen, erfordert aber erfahrene Planer.

Standardisierte Kennwerte erschweren die Beurteilungen von Wärmenetzen.

Die Wirtschaftlichkeit hängt von der Betreiberform, den Baukosten und der Energiequelle ab.

Im Projekt Bastheim konnten die Leitungskosten durch Eigenleistung deutlich gesenkt werden.

gekommen. Dabei hat die Bürgerenergiegenossenschaft jetzt 10.000 € als Anschlussgebühr, eine Grundgebühr von 40 €/Monat sowie 10,2 ct/kWh als Wärmepreis vereinbart. Wären die Leitungskosten mit 800 €/m für Rohr- und Tiefbau doppelt so hoch gewesen, müsste der Wärmepreis bei 18,3 ct pro kWh liegen. Mit einem teureren Wärmeerzeuger oder einem Energieversorger als Betreiber wären es schnell über 20 ct/kWh gewesen.

Wie startet man ein neues Projekt?

Euring: Dazu gehört ein Partner, der alle Schritte von der Planung und Projektierung bis zur Wärmeerzeugung beherrscht. Sinnvoll ist es zudem, frühzeitig den Bürgermeister und Bürgervertreter einzubeziehen.

Das ausführliche Interview finden Sie unter www.topagrar.com/energie

Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com

masseheizanlage und Wärmepuffer speicher gebaut. Alle Arbeiten wurden an externe Firmen vor Ort vergeben. Laut Tabelle hätten wir bei unserer dörflichen Struktur mit Leitungskosten von 1.200 €/m rechnen müssen. Wir sind aber nur auf Kosten von 400 €/m

HEIZUNG
DAUERHAFT
GEDACHT



- Pelletkessel
- Scheitholzkessel
- Hackschnitzelkessel
- Kombikessel

HOLZHEIZUNG WÄRMEPUMPE SOLARTHERMIE

HDG Bavaria GmbH
84323 Massing
Tel.: 08724/897-0

www.hdg-bavaria.com



bis zu
70%
Förderung

froling

BESSER HEIZEN MIT FRÖLING HACKGUTKESSEL

Jetzt bis zu **70 % Förderung***

T4e 20-350 kW
HACKGUTKESSEL

- Einfache Bedienung mittels 7" Farb-Touch-Display und Fröling APP
- Vollautomatische Reinigung und Entaschung



* Nähere Informationen und Richtlinien zu den Förderungen unter www.froeling.com oder beim Fröling Gebietsleiter.

www.froeling.com

Tel. 089 / 927 926 - 301

Geratskirchen heizt mit Hackschnitzeln

Die niederbayerische Gemeinde Geratskirchen hat mit einem Nahwärmennetz Zeichen gesetzt.

Im Oktober 2024 nahm die neue Heizzentrale ihren Betrieb auf und versorgt
100 Haushalte mit nachhaltiger Wärme.

Während viele Kommunen in Deutschland mit Machbarkeitsstudien zur kommunalen Wärmeplanung beschäftigt sind und sich eventuell in ferner Zukunft mit dem Umstieg auf eine erneuerbare Wärmeerzeugung beschäftigen, hat sich die niederbayerische Gemeinde Geratskirchen bereits für die Zukunft gerüstet. Denn die 855 Einwohner-Kommune besitzt seit Oktober 2024 eine eigene Heizzentrale und ein ca. 4 km langes Nahwärmennetz, das rund 100 Haushalte versorgt.

Betreiber ist der Forstbetrieb Maier Lohn und Forst aus dem ca. 30 km entfernt liegenden Triftern. Der Betrieb bietet nicht nur Forstarbeiten, sondern auch kommunale Tätigkeiten und die Brennstoffaufbereitung an und ist im Brennstoffhandel tätig. „Wir haben

täglich mit Holz zu tun. So pflegen wir auf ca. 650 km Strecke die Flächen unter Freileitungen und nutzen das Holz als Brennstoff“, sagt Inhaber Maximilian Maier.

Bis 2022 hat er die Hackschnitzel nur verkauft, 80 % davon nach Österreich, während die Haushalte vor Ort fast ausschließlich mit Öl beheizt wurden.

„Mit dem Ukrainekrieg haben die Leute plötzlich umgedacht und bei mir angerufen, ob ich sie nicht mit Wärme beliefern kann“, sagt er. Erst hatte Herr Maier nur eine kleine Lösung im Blick, um fünf bis sechs Häuser zu versorgen. Aber dann kam er mit Thomas Moser ins Gespräch, dem Produktmanager der Firma HDG Bavaria aus Massing. „Wir haben zwei Jahre lang geplant, verworfen, neu geplant usw., bis wir im September 2023 endlich bauen konnten.“

DAS KONZEPT

Nach einem Jahr Bauzeit hat die Anlage im Oktober 2024 das erste Mal Wärme geliefert. Das Konzept sieht jetzt so aus:

- Betreiber der Anlage ist die BMH Geratskirchen GmbH & Co. KG, eine Tochter der Maier Lohn & Forst GmbH & Co. KG. Maximilian Maier ist Geschäftsführer.
- Die BMH Geratskirchen hat am Dorfrand ein neues Heizhaus errichtet. Hierfür wurde der Standort des alten Wertstoffhofs genutzt und für den neuen Zweck umgebaut. Somit wurden keine neuen Flächen verdichtet.
- Der Hackschnitzelbunker fasst rund 460 m³, das Heizhaus ist mit zwei Hackschnitzelheizkessel vom Typ HDG M300-400 und einem HDG Compact 149 Kessel sowie der Wärmeverteilung und einem kleinen Büro ausgestattet.
- „Mit ca. 900 kW haben wir noch etwas Puffer, die Heizlast liegt noch unter dem Wert“, sagt Maier. Es gibt bereits die nächsten Anfragen von Anschlussnehmern, die angeschlossen werden wollen. Und auch im Heizhaus ist noch Platz für eventuelle weitere Kessel.
- An dem Heizhaus steht ein Pufferspeicher mit knapp 32.000 l Volumen, von dem aus die Wärme ins 4 km lange Nahwärmennetz abgegeben wird.
- In jedem Haus wurden anstelle der Ölheizungen ein Pufferspeicher mit 800 oder 1.000 l Volumen sowie eine Über gabestation errichtet. Außerdem wurden mit der Nahwärmeleitung auch gleich Datenkabel verlegt, damit darüber jedes Haus einzeln angesteuert werden kann.



△ Zentrales Element sind zwei Hackschnitzelkessel vom Typ HDG M300-400.



△ Maximilian Maier (rechts, mit Thomas Moser, HDG): „Der Wärmeverkauf ist keine Gelddruckmaschine!“

- Bei den Tiefbauarbeiten wurde bereits Glasfaser mitverlegt, damit die Straßen nicht nochmal geöffnet werden müssen.
- Die Wärme kursiert mit 80 °C Vorlauf und 55 °C Rücklauf im Netz. Die drei Kessel sind in Kaskade geschaltet. Die Steuerung erfolgt über die Temperatur im großen Wärmepufferspeicher am Heizhaus. Fällt sie unter ein bestimmtes Niveau, springt der zweite und dann der dritte Kessel an.

DIE FINANZIERUNG

Heizhaus, das Nahwärmenetz und die Übergabestationen haben zusammen rund 3 Mio. € gekostet. Um die Ausga-

ben zu finanzieren, wurde der Anschluss an das Nahwärmenetz wie folgt abgerechnet:

- Jeder Anschlussnehmer hat einen Anschlusspreis von 14.400 € (brutto) für Pufferspeicher und Übergabestation einschließlich Kernbohrung ins Haus gezahlt.
- Dazu kam eine Grundgebühr von 35 €.
- Der verbrauchsabhängige Wärme Preis liegt hier aktuell bei 12 ct/kWh.
„Die Preise hatten wir 2023 vereinbart. Bei den gestiegenen Preisen für Kessel, Nahwärmenetz usw. liegen die Preise Stand heute eher zwischen 18.500 € und 25.000 € als Anschlussgebühr. Des

SCHNELL GELESEN

Die Gemeinde Geratskirchen hat ein Nahwärmenetz mit einer eigenen Heizzentrale errichtet.

Der Forstbetrieb Maier betreibt die Heizzentrale und versorgt zusammen etwa 100 Haushalte.

Die Anlage besitzt 32 m³ Puffervolumen und eine flexible Kaskadenschaltung.

Die Finanzierung des Projekts wurde durch Anschlusspreise und Grundgebühren gesichert.



◀ Die Steuerung des Wärmenetzes erfolgt über die Temperatur im großen Wärme-pufferspeicher am Heizhaus.

Weiteren liegt die Grundgebühr auch bereits bei 40 €.

DER BETRIEB

Die Hackschnitzel stammen überwiegend von Privatwaldbesitzern aus der Gegend. Maier kauft ihnen entweder das Holz ab oder die Hackschnitzel, wenn sie selbst einen Hacker haben. In der Region fällt überwiegend Nadelholz an. Der Preis liegt momentan bei 25 €/m³ für waldfrische Hackschnitzel, bei 30 €/m³ für getrocknete Ware. „Für die Kessel sind Hackschnit-

**„Eine transparente und
gute Kommunikation
ist unglaublich wichtig!“**

Maximilian Maier

zel mit 25 bis 30 % Feuchtigkeit ideal, sie sollten nicht zu trocken, aber auch nicht feucht sein“, sagt HDG-Produktionsmanager Moser.

DIE ERFAHRUNGEN

Die Erfahrungen bei der Umsetzung:

- Die Planungsphase kostet sehr viel Zeit und Mühe. „Ich bin sonntags von Tür zu Tür gelaufen und habe fast jedem Hausbewohner unser Modell vorgestellt. Eine transparente und gute Kommunikation ist unglaublich wichtig“, sagt Maier.

- Eine Trennung von Wärmeproduktion und Wärmeverkauf, z.B. durch eine Genossenschaft, wäre zwar denkbar, war aber in dem Dorf kein Thema.
- Als Unternehmer musste er lernen, sich abzugrenzen. „Anfangs habe ich meine Handynummer weitergegeben, da wurde ich auch sonntags angerufen. Das würde ich bei einem neuen Projekt anders machen“, sagt er. Feststeht: Die Bürger brauchen eine ständige Anlaufstelle für ihre Fragen. Dazu gehören Auskünfte zur Technik genauso dazu wie die Hilfe beim Ausfüllen von Förderanträgen und vielem mehr. „Das gehört eigentlich nicht zu unseren Aufgaben, aber wir sind ja kein seelenloser Großkonzern, sondern wollen ja auch helfen, wenn wir es können“, sagt er.
- Er musste den Abnehmern ebenfalls klarmachen, dass der Wärmeverkauf keine Gelddruckmaschine, sondern sehr knapp kalkuliert ist. Oder dass der Hackschnitzelpreis anders kalkuliert wird als z.B. Öl oder Gas. „Wenn man sich die Kurven der letzten Jahre im Vergleich ansieht, ist der Hackschnitzelpreis relativ konstant. Bei Öl und Gas hingegen spielt der Weltmarkt eine große Rolle und schwankt oft sehr“, sagt er.

- Erfahrungsgemäß ist es für einen Betreiber besser, wenn er nicht aus dem Ort kommt.
- Ein großer Hemmschuh ist immer wieder die Förderung: Schon Ankündigungen auf eine Änderung lassen viele Bürger abwarten. „Da unsere Regierung in den letzten Jahren sehr viele Änderungen im Bereich dieser Förde-

itung hatte, hat das viele Bürger massiv verunsichert“, sagt er.

- Ein überzeugendes Konzept ist auch für die Finanzierung wichtig. „Ich hatte einen Bankberater, der wollte mir eigentlich schon absagen, aber als ich ihm vor Ort das Konzept ausführlich erläutert habe, hat er seine Meinung geändert“, sagt Maier.
- Für wichtig hält er es, ungeplante Preissteigerungen mit einzukalkulieren. Preiserhöhungen während der Bauphase haben das Projekt am Ende 400.000 € teurer werden lassen.
- Für wichtig hält er auch den Lagerraum am Heizhaus. „Den Lagerraum muss ich eh bezahlen. Wenn ein Holzlieferant mir Hackschnitzel just in time liefert, muss er sie ja auch lagern und lässt sich das bezahlen. Dann kann ich das auch selbst machen“, sagt er.
- Die drei einzelnen Kessel haben sich bewährt, da ihr Betrieb immer von den Außentemperaturen abhängt. Nur selten werden alle drei benötigt.

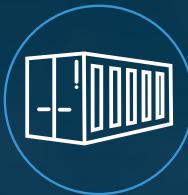
DER AUSBLICK

Künftig könnte sich Maier noch weitere Entwicklungen vorstellen: Dazu gehört u.a. der Umstieg auf einen elektrisch angetriebenen Radlader zum Befüllen des Hackschnitzelbunkers. Zum Laden würde er gern Solarstrom vom Dach des Heizhauses nehmen. „Aber die Maschinen sind momentan noch viel zu teuer. Und spannend wäre auch, die Batterie des Laders zu nutzen, um den Strom nachts für das Heizhaus verwenden zu können“, sagt er. Doch auch das bidirektionale Laden ist aktuell noch nicht möglich in Deutschland. Genauso denkbar wäre, sehr günstigen Überschussstrom aus dem Netz mit einer Power-to-Heat-Anlage oder einer Wärmepumpe zu nutzen, die ebenfalls an den Pufferspeicher angeschlossen werden könnten. In einem weiteren Projekt, das er gerade plant, soll ein Teil der Wärme von einer Biogasanlage kommen. „Auch denken wir über eine Flusswärmepumpe nach, die das 12 °C warme Wasser aus einem Fließgewässer nutzt“, sagt er. Hackschnitzelheizkessel würden in allen Fällen immer dafür sorgen, Spitzenlasten oder saisonale Lücken zu decken. Sein Resümee: „Für mich sind Holzhackschnitzel die Zukunft in der Wärmewende. Ohne sie geht es nicht.“

Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com

Profitieren Sie von der nächsten Stufe der Energiewende

Megawatt-Tradingspeicher entwickelt und gebaut in Deutschland



HOCHLEISTUNG

Entwickelt für den Strom-Trading-Betrieb

CO-LOCATED

Für PV-, Windkraft- und Biogasanlagen

STAND-ALONE

Freier Netzanschluss genügt

360°-SERVICE

Von der Planung bis zur Betriebsführung



Maximale Sicherheit und Effizienz

Megawattspeicher – der nächste Meilenstein der Energiewende. Der KB.eSAVE wurde speziell für die dynamischen Anforderungen des Tradings entwickelt: für dauerhafte Hochleistungen, optimale Renditen und langfristige Wirtschaftlichkeit. Sein Herzstück sind die nicht brennbaren Lithium-Eisenphosphat-Zellen. Ein patentiertes Verfahren zur State-Of-Health-Bestimmung überwacht permanent jede einzelne Zelle. Die skalierbare Bauweise des KB.eSAVE ermöglicht Projekte ab 2,5 Megawatt, als Stand-alone-Speicher oder als Co-located-Variante.

360-Grad-Projektbegleitung

Batteriespeicherprojekte sind komplex. Damit sie von Anfang an erfolgreich sind, begleiten wir Sie mit einem technischen und wirtschaftlichen 360-Grad-Service: von der Bedarfsanalyse, über die Netzanfrage, bis zur Installation und Wartung. Unsere Experten unterstützen Sie in diesem Komplettpaket auf Wunsch ebenfalls bei individuellen Lösungen zu Finanzierungen und Versicherungen. Aufbau und Betrieb des KB.eSAVE zeigen wir Ihnen gerne live in einem unserer aktiven Speicher. Besichtigungstermine können unter www.kb.energy/kontakt vereinbart werden.



Bei guten Bürgerprojekten sind die Anwohner und Flächeneigentümer fair beteiligt.



Echte Bürgerwindparks erhöhen die Akzeptanz

Der Kreis Steinfurt hat Bürgerenergie-Leitlinien herausgegeben. Über echte Bürgerwindparks und eine faire Beteiligung sprachen wir mit Jan-Hendrik Wolke vom Planungsbüro Enwelo.

Was ist für Sie ein echter Bürgerwindpark?

Wolke: Wir orientieren uns an den Bürgerenergie-Leitlinien des Kreises Steinfurt, nach denen ein Projekt freiwillig zertifiziert wird. Dies ist ganz neu, die ersten Projekte starten jetzt. Für ein Zertifikat ist eine Mindestpunktzahl nötig. Punkte gibt es für bestimmte Merkmale. Zudem gibt es K.o.-Kriterien sowie eine Liste von Zusatzleistungen, von denen man einige erfüllen muss. Dazu gehört, dass die Interessengruppen frühzeitig beteiligt werden und dass die Betreibergesellschaft ihren Sitz vor Ort hat. Zudem soll die Pacht unter den Flächeneigentümern fair aufgeteilt werden und die Bürgerbeteiligung bestimmte Mindestvoraussetzungen erfüllen.

Wie sieht diese aus?

Wolke: In den Leitlinien ist sie gestaffelt nach Parkgröße. Bei Windparks mit ein bis zwei Anlagen muss der Eigenkapitalanteil der Bürger mindestens

25 % ausmachen, bei drei bis vier Anlagen mindestens 40 % und ab fünf Anlagen mindestens 50 %. Die Beteiligung sollte z.B. über eine Genossenschaft oder direkte Kommanditbeteiligung erfolgen. Zudem darf es in der Gesellschaft keine Mehrheitsbeteiligung geben, bei der ein einzelnes Mitglied einen Großteil der Anteile hält. Die maximale Einzelbeteiligung liegt dabei bei 300.000 €.

Lohnt sich denn der Aufwand für diese freiwillige Zertifizierung? Steigt dadurch die Akzeptanz?

Wolke: Ja, wir merken, dass die Anwohner im Kreis die Leitlinien inzwischen kennen und auch wissen, dass wir nur Windparks nach diesen Kriterien planen und errichten. Das bringt viel Ruhe in die Diskussion, sowohl mit Bürgern als auch mit Naturschützern.

Inwieweit verfolgen Sie auch Ziele der Naturschützer?

Wolke: Neben der Bürgerbeteiligung ist die Einbindung von Naturschutzinteressen ganz wichtig für eine hohe Akzeptanz. Hierzu hat sich bewährt, einen Teil der Einnahmen in einen Windfonds oder Ähnliches einzuzahlen.

SCHNELL GELESEN

Bürgerwindparks erhöhen durch finanzielle Beteiligung die Akzeptanz bei Anwohnern.

Zertifizierungen bieten eine Struktur für echte Bürgerwindprojekte.

Naturschutzinteressen sollten integriert werden, um Akzeptanz zu sichern.

Konflikte unter Landwirten werden durch gleichmäßige Pachtverteilung vermieden.

Aktuelle Gesetze decken Bürgerenergiuprojekte nur unzureichend ab.

len. Damit werden besondere Maßnahmen im Naturschutz finanziert, wie die Wiedervernässung von Mooren, die Pflege von Heideflächen oder eine Greifvogelaufzuchtstation. Zudem bieten wir freiwillige Leistungen an, die über das Bundesnaturschutzgesetz hinausgehen. Dazu gehören Abschaltungen zu bestimmten Zeiten, wie bei der Grasernte von Wiesen rund um die Anlagen, weil da die Greifvögel zur Jagd in den Windpark kommen.

Reicht die finanzielle Beteiligung für eine höhere Akzeptanz?

Wolke: Es gibt verschiedene Arten von Gegnern: aktive Kritiker, die lauthals protestieren und die stillen Befürworter. Man muss die unterschiedlichen Typen richtig einschätzen und mitnehmen. Eine pauschale Lösung gibt es nicht.

Wie kriegt man die Flächeneigentümer unter einen Hut?

Wolke: Kritik entsteht oft dann, wenn Pachten ungleich verteilt werden. Das Problem bei renditeorientierten Projektierern ist, dass sie nur die Flächen im Blick haben, die sie wirklich brauchen. Dabei bieten sie einzelnen Landwirten eine sehr hohe Pacht für das Land sowie einen Bonus für die Stellfläche des Windrads. Das weckt eine gewisse Erwartungshaltung. Wenn



△ Jan-Hendrik Wolke,
Geschäftsführer vom
Planungsbüro Enwelo.

aber nachträglich Genehmigungsauflagen kommen oder eine Richtfunkstrecke durch das Gebiet verläuft, die der Projektierer nicht beachtet hat, kann der Stellplatz des Windrades verschoben werden und der Landwirt leer ausgehen, während sein Nachbar alles bekommt. Da sind Neid und Diskussionen kaum vermeidbar. Darum ist eine faire Verteilung der Pacht an alle Landwirte in der Region wichtig.

Wie gelingt das?

Wolke: Wichtig ist die Bildung eines Flächenpools. Dazu müssen sich die Landwirte im Vorfeld einig sein: Sobald einer von einer Projektgesellschaft angesprochen wird, müssen alle in der Region überlegen, wie sie damit umgehen wollen. Was wir dabei auch oft er-

leben: Wenn sich die Landwirte erstmal organisiert haben, kommen sie schnell auf die Idee, einen Bürgerwindpark selbst umzusetzen und damit mehr zu verdienen als nur mit der Verpachtung von Flächen. Letztes Jahr haben wir beispielsweise eine GbR mit 40 Grundstückseigentümern gegründet. Da war vorher ein Projektierer unterwegs, der als Pacht 15 % vom Stromertrag geboten hat. Das ist unseriös, weil damit kaum noch jemand Geld mit dem Windpark verdient. Üblich sind 5 bis 7 %. Die hohe Zahlungserwartung hat aber dazu geführt, dass wir gute Argumente anführen mussten, um zu erklären, warum es sinnvoll ist, auf Rendite zu verzichten, dafür aber mit einem Flächenpool mehr Ruhe und Sicherheit zu bekommen.

In vielen Bundesländern gibt es ein Beteiligungsgesetz. Wie bewerten Sie das?

Wolke: Es sorgt dafür, dass sich Politiker und Projektierer mit der Beteiligung beschäftigen. Aber die darin vorgeschriebene Beteiligung geht meist nicht weit genug. Ein Vorbild könnten die Bürgerenergie-Leitlinien vom Kreis Steinfurt sein.

Das ausführliche Interview finden Sie unter www.topagrar.com/energie

*Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com*

An advertisement for isoplus Fernwärm 技术 GmbH. The top half shows a QR code with a yellow circle logo containing a smaller yellow circle. To the right of the QR code is the company name 'isoplus' in a bold, yellow, sans-serif font, with a registered trademark symbol (®) next to the 'plus'. Below the name is the tagline 'Connecting District Energy' in a smaller, yellow, sans-serif font. A curved line connects the tagline to the QR code. The bottom half of the advertisement shows a close-up view of several black district heating pipes stacked together.

isoplus Fernwärm 技术 GmbH

Ihr zuverlässiger und qualitätsbewusster Partner für die effiziente Wärmeverteilung in Nahwärmenetzen. Wir unterstützen Sie gerne bei der erfolgreichen Realisierung Ihres Projekts – von der Planung bis zur Fertigstellung.



So schützen Sie sich vor schlechten Pachtverträgen

Mit hohen Pachtpreisen werden Landwirte zu einer schnellen Unterschrift bei Windprojekten gelockt. Oft wird aber nachverhandelt. Wie Landwirte reagieren können, erklärt Christoph Sonntag.



Foto: Neumann

◀ Eine schnelle Unterschrift unter dem Pachtvertrag kann zum Bumerang werden.

Der Wettbewerb um geeignete Flächen für Windenergieprojekte nimmt zunehmend skurrile Züge an. Immer häufiger werden Standorteigentümern überzogene Pachtversprechen gemacht, die später nicht eingehalten werden können. „Standorteigentümer sollten sich daher jetzt aktiv absichern, um nicht Zeit auf unseriöse Angebote zu verschwenden“, rät Christoph Sonntag, Geschäftsführer bei SoLa Energiepartner aus Paderborn.

Hintergrund für die sinkenden Pachtpreise ist der große Wettbewerb um einen Zuschlag bei den Ausschreibungen. Denn wegen der steigenden Zahl an genehmigten Projekten steigt die Zahl der Projektierer, die an einem Ausschrei-

bungsverfahren teilnehmen. Die Folge: Da die Ausschreibungen regelmäßig überzeichnet sind, müssen die Projektierer ihre Angebotspreise senken, um einen Zuschlag zu erhalten.

Zusammen mit den hohen Kosten der Errichtung von Windparks lassen sich die von einigen Projektierern versprochenen hohen Pachten nicht realisieren. „Es mehren sich die Fälle, bei denen die Projektierer auf die Standorteigentümer zugehen und einräumen, die hohen Pachten nicht zahlen zu können“, schildert Sonntag.

In der Zwischenzeit sind aber oft schon Planungen vorgenommen, Gutachten für die BImSchG-Anträge erstellt oder auch bereits Genehmigungen

erteilt worden. „Wenn die Flächeneigentümer unter diesen Bedingungen einer Änderung der Verträge nicht zustimmen, verlieren sie sehr viel Zeit und müssen mit anderen Projektierern von vorn starten. Daher knicken sie oft ein und akzeptieren niedrige Pachten“, sagt er.

FREIWILLIGE MASSNAHMEN

Es gibt laut Sonntag eine Möglichkeit, auf freiwilliger Basis gegen illusorische Pachten anzugehen. „Um dem unseriösen Wettlauf um Standorte durch hohe Pachtversprechen vorzubeugen, sollten die Standorteigentümer in den Verträgen Folgendes vereinbaren: Falls der Pächter den Vertrag nicht einhalten

Pachtpricebegrenzung im Koalitionsvertrag

Die Pachtprice sind auch Thema im Koalitionsvertrag der Bundesregierung: „Die zulässige Höhe der Flächenpachten für im EEG geförderte Anlagen werden wir begrenzen“, heißt es darin. „Es ist positiv, dass das Thema Pachtbegrenzung für im EEG geförderte Anlagen im Koalitionsvertrag erwähnt wird. Mit der Entscheidung des Bundesgesetzgebers, den Bau von Windenergianlagen über das WindBG auf bestimmte Flächen zu be-

grenzen, hat sich die Konkurrenzsituation um diese Flächen noch einmal verschärft“, bewertet der Bundesverband Windenergie (BWE) das. Mit „WindBG“ ist das „Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen und zur Genehmigungserleichterung für Windenergianlagen an Land“ gemeint. Folgerichtig sehe sich die Bundesregierung nun ermutigt, eine angemessene Begrenzung der Pacht ins Spiel zu bringen, die die Bedürfnisse der

Landesentwickler berücksichtige und das Ziel verfolge, die Kosten der Energiewende und der Stromkunden zu begrenzen. Wichtig bei der Umsetzung der Pachtbegrenzung sind laut BWE die Anknüpfung an die Ausschreibung und der richtige Kontrollmechanismus.

Worauf Sie bei Pachtverträgen achten sollten, erklärt Windberater Max Wendt im Beitrag „Windpacht: Mut zur Verhandlung“ auf www.topagrar.com

kann oder will, gehen alle Planungsleistungen, Genehmigungen, Gutachten etc. in das Eigentum des Standorteigentümers über. Eine solche Vereinbarung würde dazu führen, dass un seriöse Projektierer keine Pachtversprechen abgeben, die sie nicht einhalten können.“

Unvorhersehbare Umstände müssen laut Sonntag von dieser Klausel ausgenommen werden. Dazu zählen etwa grundlegende Änderungen des Genehmigungsverfahrens oder drastisch steigende Baukosten. Explizit nicht unter diesen Schutz sollten hingegen die Zuschläge der Bundesnetzagentur fallen, da deren Veränderungen absehbar sind.

Auch dem Bunkern von Standortflächen sollte ein Riegel vorgeschoben werden. „Projektierer sichern sich häufig Flächen, konzentrieren sich aber nur auf die ertragreichsten Vorhaben. Weniger lukrative Projekte werden dagegen vernachlässigt“, erklärt er. Um dem entgegenzuwirken, sollten Projektierer verpflichtet werden, innerhalb einer festgelegten Frist nachzuweisen, dass sie sich aktiv um die Umsetzung des jeweiligen Projekts bemühen. Eine angemessene Frist wäre beispielsweise ein Zeitraum von zwei Jahren.

Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com

SCHNELL GELESEN

Die sinkende Vergütung bei Windparkprojekten lässt das Pachtpriceiveau abschmelzen.

Hohe Pachtversprechen bei Windprojekten führen oft zu späteren Nachverhandlungen.

Die Bundesregierung kündigt im Koalitionsvertrag eine Begrenzung der Pachtprice an.

Verpflichtende Nachweise zum Projektfortschritt können gegen spekulatives Bunkern von Flächen schützen.

Komm in unser Team
und gestalte mit uns
die Energiewende!

Wir leben Bürgerwind.



Wir suchen Dich!
Offene Stellen:

BBWind
Projektberatungsgesellschaft mbH
Schorlemerstr. 12-14
48143 Münster

bewerbung@bbwind.de
Tel. 0251 981103-15

Elektro-Hoflader und E-Traktoren im Einsatz

Die Landwirtschaftskammer Niedersachsen hat auf dem Versuchsgut in Echem aktuell verfügbare Alternativen zu dieselbetriebenen Hof- und Landmaschinen gezeigt.



Foto: Ehrecke/LWK Niedersachsen

△ Niedersachsens Landwirtschaftsministerin Miriam Staudte (l.) machte sich in Echem selbst ein Bild von den alternativen Antriebsenergien, darunter ein elektrisch angetriebener Traktor.

► Alternativen zu dieselbetriebenen Maschinen für Hof und Acker sind in der Landwirtschaft keine Zukunftsmusik mehr, sondern bereits für viele Funktionen einsatzfähig: Dies wurde beim Praxistag Alternative Antriebsenergien für Landmaschinen deutlich, den die Landwirtschaftskammer Niedersachsen (LWK) zusammen mit dem Niedersächsischen Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz in Echem (Kreis Lüneburg) veranstaltete.

E-ANTRIEB FÜR ARBEITEN IM STALL

Auf dem Gelände des Landwirtschaftlichen Bildungszentrums der Kammer zeigten die Hersteller bzw. Landmaschinenhändler u.a. elektrisch betriebene Rad- und Teleskopladern, einen E-Futtermischwagen und E-Traktoren. „Gerade für Arbeiten im Stall und auf dem Be-

triebsgelände sowie bei Traktoren bis etwa 100 PS Leistung ist der Elektroantrieb eine interessante Alternative“, berichtete Dr. Harm Drücker, bei der LWK Leiter des Fachbereichs Landtechnik, Energie, Bauen, Immissionsschutz und einer der Organisatoren des Praxistages. Betriebe könnten u.a. Solarstrom zum Laden ihrer E-Fahrzeuge und -Maschinen nutzen. „Bei Landmaschinen mit höherer Leistung ist ein Elektroantrieb derzeit noch nicht praktikabel – entsprechende Batterien wären zu schwer, die erforderlichen Ladezeiten zu lang“, so Drücker.

Insbesondere bei Hofladern gebe es bereits eine brauchbare Auswahl an E-Modellen, ergänzte Martin Vaupel, Schlepper- und Transporttechnik-Experte der LWK. „Zwar sind elektrisch betriebene Fahrzeuge in der Regel deutlich teurer als vergleichbare

Verbrenner-Modelle. Doch mit staatlicher Förderung und günstigem Strom etwa aus eigenen Photovoltaikanlagen können manche Elektromodelle bei der Wirtschaftlichkeit ihren Verbrenner-Pendants überlegen sein.“

KLEINE LANDMASCHINEN

„Kleine und mittlere Landmaschinen werden batteriebetrieben sein“, stellte auch Professor Ludger Frerichs, Leiter des Instituts für mobile Maschinen und Nutzfahrzeuge an der Technischen Universität (TU) Braunschweig, fest. Insgesamt geht Frerichs von einem Energiemix mit batterieelektrischen und verbrennungsmotorischen Antrieben aus: „Jeder Betrieb ist anders, jeder muss seinen wirtschaftlich passenden Energiemix fahren.“

FLÜSSIGE ALTERNATIVEN

Neben Strom werden flüssige Alternativen zum fossilen Dieselkraftstoff stark gefragt sein, um deutsche und EU-Klimaschutzziele zu erreichen – auch darin waren sich die Referenten einig. „Nach heutigen technischen Möglichkeiten werden flüssige erneuerbare Kraftstoffe in der Landwirtschaft in der näheren Zukunft die größte Bedeutung haben“, sagte Dr. Hartmut Matthes, Geschäftsführer des Bundesverbands Lohnunternehmen. „Besonders gilt das für Landmaschinen höherer Leistungsklassen, während hofnahe Fahrzeuge und untere Leistungsklassen organisatorisch gut mit batterieelektrischen Antrieben nutzbar sind.“ Fossiler Dieselkraftstoff habe keine Zukunft – kurzfristig und sehr CO₂-wirksam gelte es auf pflanzenbasierte Kraftstoffe zu setzen, am schnellsten auf HVO und Biodiesel, betratigte TU-Dozent Frerichs.

Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com



△ Der eVerti-Feed 1251 benötigt zum Mischen einer Tonne Futter ca. 3 kWh Strom.

Elektrisch füttern

► Der voll batterieelektrisch angetriebene Futtermischwagen eVerti-Feed 1251 von Strautmann mischt das Futter mit einem separaten Elektromotor mit 72 kW, während der hydraulische Fahrantrieb und die Arbeitshydraulik von einem 46 kW-Motor versorgt werden. Laut Hersteller mischt er mit einer Batterieladung bis zu 10 t Futter. Das Fassungsvermögen beträgt 10 m³, das sich mit Aufsätzen auf 12,5 m³ erweitern lässt. Wer Eigenstrom zum Laden des Mischers nutzen kann, spart am Tag gegenüber dem Dieselantrieb rund 20 €. www.strautmann.com



△ Der 23e von Schäffer kann mit einer Akkuladung bis zu sieben Stunden am Stück arbeiten.

Strom für einen ganzen Arbeitstag

► Der Lader 23e von Schäffer besitzt zwei Elektromotoren: einen mit 21 kW für den Fahrantrieb, einen mit 9,7 kW für die Arbeitshydraulik. Das Akkupaket hat eine Kapazität von 15,6 kWh. Bei üblichen Ladearbeiten soll eine Akkuladung für vier Stunden Betrieb ausreichen, verspricht der Hersteller. Auf Wunsch lässt sich auch eine Batterie mit 31,3 kWh einbauen, die für sieben Stunden ausreicht. Dank Hochvolttechnik soll der Lader hohe Schubkräfte haben. www.schaeffer.de

Am langen Arm

► Der elektrische Teleskoplader von Giant 2700 mit 2,7 t Gewicht hat einen mittig angebrachten Teleskoparm. Voll ausgefahren kommt er auf eine Höhe von 3,70 m. Bei einer Extra-variante ist der Drehpunkt des Arms niedriger. Damit hat die Maschine bei einem höheren Hubgewicht mehr Standfestigkeit. Die Li-Ionen-Batterien mit 48 Volt-System lassen sich an der Haussteckdose laden. www.tobroco-giant.com/de



Fotos: Wobser
△ Der G2700 mit 3,70 m Hubhöhe.

Sechs Stunden Betrieb

► Der batterieelektrische Kompaktraddräger CAT 906 baut auf der Dieselplattform Next Generation 906 auf. Der Elektrolader 906 wird von einer CAT 300-V-Batterie mit einer Kapazität von 64 kWh angetrieben und bietet je nach Nutzung und Anwendung eine Betriebsdauer von bis zu sechs Stunden pro Ladung, verspricht der Hersteller. Das Modell 906 eignet sich u.a. für Siloarbeiten in der Maisernte. Der Hersteller verwendet zwei Motoren: einen Traktionsmotor mit 55 kW sowie einen Hubmotor mit 45 kW. www.zeppelin-cat.de



△ Der Cat 906 beim Beladen eines Futtermischwagens.



△ Der E904i des chinesischen Herstellers Xeevo war in Echem das erste Mal in Deutschland zu sehen.

Neuer E-Traktor aus China

► Der E904i des chinesischen Herstellers Xeevo ist ein elektrischer Traktor mit einer Dauerleistung von 66 kW bzw. einer Spitzenleistung von 90 kW. Er ist sowohl für den Gemüsebau als auch für Kommunen geeignet. Mit einem Dreischarfplug hat eine Akkuladung von 105 kWh für vier Stunden Betrieb ausgereicht, mit einem Mulchgerät bis zu sieben Stunden.

www.xeevo.de

Passend für den Weinberg

► Der Fendt e107 Vario ist der schmalste Traktor aus dem Hause Fendt, der speziell für Weinberge konzipiert wurde. Er baut auf der Plattform des 200 VFP Vario mit Verbrennungsmotor von Fendt auf. Achsen, Hydraulik, Krafthebe und das Variogetriebe sind identisch mit den dieselanggetriebenen Modellen. Die Leistung liegt bei 68 PS. Bei Bedarf lässt sich die Leistung kurzzeitig auf bis zu 90 PS erhöhen. Der Elektromotor ist unter der Kabine angeordnet, der Akku unter der Haube. Die Akkukapazität beträgt 100 kWh. Er kann mit 22 kW Wechselstrom oder 80 kW Gleichstrom geladen werden. www.fendt.com/de/landmaschinen/fendt-e-traktoren



△ Der Fendt e107 Vario ist auch für Gewächshäuser oder den Kommunalbereich geeignet.

Fast 6 m Hubhöhe

► Der Teleskoplader ZT 6.26 von Zeppelin hebt Lasten mit bis zu 2,6 t auf eine Höhe von bis zu 5,9 m. Der Hersteller bietet drei Batteriegrößen mit Lithium-Ionen-Technik an: 24, 32 und 43 kWh. Die Betriebszeit liegt laut Zeppelin je nach Batterie bei acht bis elf Stunden. Der Traktionsmotor liefert 30 kW Leistung, der Arbeitsmotor für die Hydraulik 18 kW. Dank eines integrierten Schnellladegeräts ist der Akku in drei Stunden vollgeladen. www.zeppelin-cat.de



△ Hydraulik- und Fahrantrieb werden von zwei eigenständigen Elektromotoren versorgt.

Umstieg auf Elektro: Für wen lohnt sich das?

Aus Sicht von Dr. Hartmut Matthes, Geschäftsführer des Bundesverbands Lohnunternehmen, spielen bei der Umsetzung der Energiewende im Tank und im Speicher eine Reihe von Kriterien eine Rolle, damit die Unternehmen bei der Antriebsenergie ihrer Maschinen die für sie richtige Entscheidung treffen können: „Dies beginnt bei der Beschaffung der Landmaschinen und Energieträger – zu bedenken sind verfügbare Modelle und eine passende Ladeinfrastruktur“, erläuterte Matthes. „Weiterhin gilt es, die Wirkung der neuen Technologien auf die Produktionsverfahren abzuschätzen, etwa was die Kompatibilität zu vorhandenen Geräten anbelangt.“

Zu berücksichtigen seien außerdem die Wirkungen auf die Arbeitswirtschaft, etwa was Tank- und Ladevorgänge sowie das Handling der Energieträger betreffe, führte der Lohnunternehmer weiter aus. „Und schließlich sollte die Wirtschaftlichkeit der alternativen Antriebsenergien bewertet werden: Hierzu gehören Aspekte wie Investitionskosten und Investitionssicherheit, mögliche Förderungen, Einflüsse auf die Wettbewerbsfähigkeit und auf den ökologischen Fußabdruck der Agrarprodukte.“

Lader mit zwei verschiedenen Batteriegrößen

► Der T4512e von Weidemann besitzt eine Systemleistung von insgesamt 55 kW. Der Motor für den Fahrantrieb hat 33 kW, der Motor für Arbeitshydraulik etwa 22 kW. Die Lithium-Ionen Batterie mit 96 V ist wahlweise in zwei Kapazitätsgrößen erhältlich, womit die Lauf- und Ladezeiten auf die betrieblichen Arbeitsanforderungen abgestimmt werden können. Die flexibel wählbaren Ladestcker in Kombination mit einem integrierten Ladegerät sollen das Laden effizient und sicher machen. Breite und Höhe des Laders liegen unter 2 m. www.weidemann.de



◀ Die maximale Hubhöhe des Teleskoparms beträgt am Schaufeldrehpunkt 4,54 m.

PRO BIOKRAFTSTOFFE

Landwirte und Branchenvertreter fordern verlässlichen Rahmen

„Wir brauchen eine Förderung, die langfristig trägt, technologieoffen ist und Investitionen in klimafreundliche Antriebe möglich macht. Solange klare steuerliche Vorteile und verlässliche Investitionsbedingungen fehlen, bleibt der Einsatz erneuerbarer Antriebe ein Risiko!“ So lautet die Einschätzung von Lars Ruschmeyer und Theresa Schmidt, Bundesvorsitzende des Bundes der Deutschen Landjugend (BDL). Das Statement gehört zu über 30 Stimmen einer Testimonial-Kampagne, die verschiedene Firmen- und Verbandsvertreter sowie Landwirte im Rahmen des Projekts „Akzeptanz und Effekte von klimafreundlichen Antrieben in der Landwirtschaft (TrAkzeptanz)“ seit Ende Februar 2025 abgegeben haben.

WORUM ES GEHT

Im Fokus der Testimonials stehen die wichtigsten umzusetzenden Maßnahmen für eine verstärkte dynamische Nutzung von erneuerbaren Antriebsenergien in der Landwirtschaft sowie die gegenwärtig größten diesbezüglichen Hemmnisse. Im Blickpunkt der erneuerbaren Antriebsenergien stehen dabei nachhaltige Biokraftstoffe wie zum Beispiel Biodiesel, Pflanzenöl, HVO und Biomethan, die E-Mobilität aus erneuerbarem Strom

sowie weitere erneuerbare Kraftstoffe wie zum Beispiel e-Fuels und Wasserstoff.

ÜBER 30 STATEMENTS

Mittlerweile wurden über 30 Statements veröffentlicht. Hier einige Beispiele:

- Marlene Mortler, Vorsitzende des Bundesverbandes Bioenergie: „Für eine dynamische Nutzung erneuerbarer Antriebe in der Landwirtschaft braucht es verlässliche Investitionsanreize. Dazu gehören prioritär eine Energiesteuerbefreiung für erneuerbare Kraftstoffe in der Landwirtschaft und Investitionsförderungen für Neumaschinen und Umrüstungen der Bestandsmaschinen über eine Fortführung des BMLEH-Bundesprogramms zur Steigerung der Energieeffizienz und CO₂-Einsparung in Landwirtschaft und Gartenbau.“
- Josef Höckner, Geschäftsführer der BioG GmbH aus Österreich: „Bio-CNG ist der einzige Schwerverkehrsstreibstoff, der wirtschaftlich regional erzeugt werden kann. Jede Biogasanlage könnte zugleich Treibstoffversorger sein.“
- Andreas Platzer, Landwirt: „Der Hauptgrund für die Nutzung von erneuerbaren Antriebsenergien ist für mich die Treibstoffautarkie. Ich stelle aus selbst angebautem Raps Kraftstoff her,

der in den eigenen Traktoren zum Einsatz kommt. Doch die eigene Rapsölproduktion bietet noch mehr Vorteile: Sie reduziert die Abhängigkeit von fossilen Importen, garantiert kurze Lieferketten, senkt CO₂-Emissionen und schafft einen geschlossenen Kreislauf, bei dem das Koppelprodukt Presskuchen für die Rinder verwendet wird.“

Weitere Statements finden Sie unter www.erneuerbar-tanken.de



Foto: BDL

△ Lars Ruschmeyer, Theresa Schmidt, Bund der Deutschen Landjugend.



△ Daniel Königs von der „Königs Pflanzenenergie“ aus Neuss (Niederrhein) verkauft seit Längerem Bio-CNG.

Foto: Dressier

Bio-CNG für Lkw und Traktoren: Markt wächst

Auf einer Biomethantagung des Fachverbandes Biogas und des Landesverbandes Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein zeigten Praktiker Lösungen für Landwirtschaft und Logistik.

Komprimiertes Biomethan (kurz: Bio-CNG) bietet als Kraftstoff bei Lkw in der Logistik, aber auch als Kraftstoff in der Landwirtschaft viel Potenzial. Biogasanlagenbetreiber können zweifach davon profitieren: Sie haben einen günstigen Kraftstoff für eigene Traktoren, können aber auch mit dem Verkauf an Tankstellen ein neues Geschäftsfeld erschließen und Zusatzeinkommen erwirtschaften. Das zeigten mehrere Vorträge auf der Tagung „Biomethan: Die Lösung für regionale Logistik und Landwirtschaft“, die der Fachverband Biogas und der Landesverband Erneuerbare Energien (LEE) Schleswig-Holstein in Rendsburg organisiert hatten.

Gerade auf EU-Ebene gebe es viele Regelungen, die Biomethan als Kraftstoff voranbringen könnten, berichtete Dirk Bonse, Leiter der Stabsstelle Erneuerbare Gase beim Fachverband Biogas. Dazu gehört die FuelEU Maritime-Verordnung, die die Umstellung des Schiffsverkehrs auf saubere Kraftstoffe voranbringen will (Interview ab S. 12).

Oder die Clean Vehicle Directive, die sicherstellen soll, dass kommunale und kommerzielle Betreiber bis hin zu Herstellern saubere Fahrzeuge beschaffen. „Das ist z.B. mit Biomethan-Bussen oder Lkw möglich“, sagte Bonse.

Ein Problem dabei ist, dass beispielsweise Kommunen ihre Flotten sukzessive auf emissionsfreie Antriebsenergie

umstellen müssen. Wenn sie zusätzlich zu Elektrofahrzeugen noch Fabrikate für Biodiesel, Bio-LNG bzw. Bio-CNG im Portfolio brauchen, um Entfernung zu meistern, die mit Elektroantrieben nicht möglich sind, müssten sie drei verschiedene Tank- bzw. Ladeinfrastrukturen, unterschiedliche Werkstätten usw. vorhalten.

WILDWUCHS BEIM IMPORT

Ein weiteres Problem sieht Bonse im Import von Biomethan aus dem Ausland. „Es gibt Länder, die die heimische Biomethanproduktion fördern und dieses Gas auch auf die nationalen Klimaziele anrechnen“, sagte er. Wenn das Gas dann aber nach Deutschland ex-

portiert wird und hierzulande ebenfalls offiziell zum Klimaschutz beiträgt, ist das laut Bonse eine unzulässige Doppelrechnung. „Dieser existierende Wildwuchs soll mit der sogenannten Unionsdatenbank beendet werden. Aber es ist unklar, wann sie an den Start geht. Das könnte nach jüngsten Infos Anfang 2026 für flüssige Kraftstoffe wie Bio-LNG sein, gasförmige Kraftstoffe sollen folgen“, sagte er.

UNSSINNIGE UMWIDMUNG

Genauso kritisch sieht er die von der letzten Regierung diskutierte Umwidmung von rund 60 % des existierenden Erdgas-Fernleitungsnetzes auf Wasserstoff. Teilweise war auch über eine Stilllegung von Erdgasleitungen im Verteilernetz philosophiert worden. „Es ist technisch auf absehbare Zeit kaum realisierbar, ein Gasnetz einfach auf Wasserstoff umzustellen“, betonte er. Dazu kommt die Forderung der EU, dass es nach dem Plan „RePowerEU“ bis zum Jahr 2030 ca. 35 Mrd. m³ Biomethan in Europa geben soll. „Wenn im Transitland Deutschland 60 % des Gasnetzes ausfallen, kann das Gas nicht mehr in andere Länder geleitet werden“, sagte er.

PREIS FÜR THG-QUOTEN STEIGT

Auch der Preis für die Treibhausminde rungsquote verleiht Biomethan wieder Auftrieb. Diese fällt an, wenn ein Tank-

SCHNELL GELESEN

Bio-CNG eröffnet Landwirten neue Einnahmequellen und eine kostengünstige Alternative zu herkömmlichen Treibstoffen.

Der Markt für Biomethan erlebt Auf schwung dank gestiegener Preise für THG-Quoten.

Speditionen zögern aufgrund fehlender Anreize und unsicherer Marktumfelder weiterhin.

Potenzielle Tankstellenbetreiber müssen Nachfrage sorgfältig kalkulieren und einen guten Standort wählen, um wirtschaftlich zu bleiben.

stellenbetreiber Biomethan z.B. in Form von Bio-CNG verkauft. Die Quote lässt sich auf Mineralölkonzerne übertragen, die damit die gesetzlich vorgeschriebene THG-Minderung ein halten können. „Nach einem extremen Preisanstieg im Jahr 2022 aufgrund der Gaskrise und des starken Preisverfalls durch Klimaschutzzertifikate aus China hat sich der Preis für THG-Quoten wieder erholt. Seit mehr als einem Jahr liegen die Preise für die Unterquote for schriftlicher Kraftstoffe wieder bei ca. 300 €/t“, erklärte Prof. Frank Scholwin vom Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie aus Weimar. Auch der Preis für Biomethan aus Gülle und Mist hat sich auf ein Niveau zwischen 11 und 12 ct/kWh eingependelt.

Was laut Scholwin ebenfalls zu beobachten ist: Während früher Gas- und

Quotenpreis parallel verliefen, entkoppelt sich der Quotenpreis nach und nach. „Wenn Biomethanproduzenten davon profitieren wollen, müssen sie aber eine Tankstelle selbst betreiben“, riet er. Die Herausforderung dabei liegt darin, dass man ausreichend Kunden finden muss. Eine Tankstelle lohnt sich seiner Kalkulation nach ab einem Absatz von ca. 25 bis 35 m³ Biomethan pro Stunde. Dazu müssten täglich drei Traktoren oder 16 Pkw zum Tanken kommen.

Doch Traktoren sind nicht ganzjährig im Einsatz und versprechen daher kei nen kontinuierlichen Absatz. Und der Pkw-Bereich gilt als Auslaufmodell, da keine neuen Gasfahrzeuge mehr in Deutschland hergestellt und verkauft werden. „Was bleibt, sind Lkw und Busse. Aber die Speditionen haben im

ERNTZEIT DAS GANZE JAHR

Sie möchten mehr aus Ihren Flächen herausholen – ohne zusätzlichen Aufwand, parallel zu Ihrem gewohnten Betrieb? Dann erschließen Sie sich jetzt mit Windenergie eine neue Einnahmequelle: wetterfest, renditestark und planbar – mit uns als verlässlichem Partner an Ihrer Seite.



Jetzt
Fläche prüfen



▷ Mit einer Hof-tankstelle können Landwirte einen Teilstrom des Biogases zu Biomethan als Kraftstoff aufbereiten.



Fotos: Neumann

Moment wenig Motivation, auf Biomethan umzustellen, weil ein Anreiz wie die Mautbefreiung fehlt“, sagte er. Diese habe bis vor zwei Jahren noch für eine Einsparung von 35.000 € pro 40-Tonner und Jahr gesorgt, sei jedoch genauso ausgelaufen wie Zuschüsse für die Anschaffung von Gas-Lkw.

GÜLLE UND MIST GEFRAGT

Eine weitere Schwierigkeit: Wegen der hohen THG-Minderung ist Biomethan fast ausschließlich aus Gülle und Mist gefragt. Damit sich eine Gasaufbereitung lohnt, wäre eine Anlage mit einer Erzeugungskapazität von 100 m³ Rohbiogas pro Stunde nötig. Die über die eigene Tankstelle als Kraftstoff verkaufté Gasmenge wäre dabei nur eine Teilmenge. Will der Betrieb 100 m³ Rohbiogas allein aus Gülle herstellen, wäre dafür ein Tierbestand von ca. 1.700 Großviecheinheiten nötig. „Daher spricht vieles dafür, eine Gemeinschaftsanlage zu bauen oder sich mit anderen Anlagenbetreibern zusammenzuschließen“, stellte er zwei Möglichkeiten vor.

STANDORT MUSS PASSEN

Eine weitere wichtige Entscheidung ist der Standort der Tankstelle. Wenn die Tankstelle bei Bedarf auch Gas aus dem Netz einsetzen soll, falls die Nachfrage sehr hoch ist oder die Biomethanproduktion stockt, ist die Nähe zum Gasnetz nötig. Das wäre in der Regel auch der Ort der Biomethananlage, die ja zum Einspeisen auf das Gasnetz angewiesen ist. Mit Blick auf den Absatz kann es dagegen sinnvoller sein, die Tankstelle an einem verkehrstechnisch günstigen Ort zu platzieren. In dem Fall ist die Herausforderung, wie man das Gas dorthin transportiert und eine temporär höhere Nachfrage bewältigt.

Wenn eine Tankstelle nicht ans Gasnetz angeschlossen ist, sind netzunabhängige Lösungen gefragt. „Es gibt mo-

bile Speicher wie z.B. Hakenliftcontainer, die das Gas mit einem Druck von 200 bis 250 bar speichern. Das System ist in Skandinavien stark verbreitet, weil dort wegen des felsigen Untergrunds Gasleitungen in manchen Regionen nur schwer verlegt werden können“, berichtete Jan Ludeloff vom Unternehmen MovinGreen aus Sittensen (Niedersachsen), das CNG-Tankstellen plant, baut und weitere Dienstleistungen rund um die Bio-CNG-Vermarktung anbietet.

VORBEHALTE BEI SPEDITIONEN

Seiner Erfahrung nach hat zwar die Zahl der CNG-Tankstellen in Deutschland in den letzten Jahren abgenommen. „Der Absatz von Bio-CNG als Kraftstoff hat sich aber allein von 2022 auf 2024 in etwa verdoppelt. Heute gibt es rund 700 CNG-Tankstellen, die ausschließlich Biomethan einsetzen“, berichtete er. Als Grund nannte er u.a. den starken Anstieg von Betriebstankstellen bei Unternehmen, die in offiziellen Statistiken nicht auftauchen. „Viele sind im Sammel- und Verteilverkehr regional tätig“, sagte er.

Trotzdem gibt es bei vielen Speditionen Vorbehalte gegen die Umstellung. Nach einer Umfrage der Deutschen Energieagentur aus dem Jahr 2024 unter 76 Unternehmen gaben 54 % die Unsicherheit über zukünftige Marktentwicklungen, 40 % die fehlende Tankinfrastruktur und 37 % die hohen

Anschaffungskosten für einen Lkw als Gründe an, die sie von der Anschaffung eines gasbetriebenen Fahrzeugs bislang abgehalten haben. Diese Vorbehalte gilt es in Zukunft zu entkräften, um die Akzeptanz von Biomethan zu erhöhen.

„Mit der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Direktive der EU (RED III) in Deutschland wird hoffentlich der Zeithorizont für die weitere Entwicklung der THG-Quote bis 2040 verlängert. Das könnte auch einen der Vorbehalte von Fuhrunternehmen gegenüber Bio-CNG beseitigen“, sagte Ludeloff.

Als interessante Weiterentwicklung nennt er das Slowfill-System, das vor allem in Skandinavien weit verbreitet ist. Dabei wird der Lkw abends an die Zapfsäule angeschlossen und der Tank langsam in vier bis sechs Stunden gefüllt. Dadurch hat das eingefüllte Gas immer wieder Zeit, sich während der Betankung im Fahrzeugtank abzukühlen. Mit dieser Methode lässt sich der Tank über Nacht mit 190 kg fast komplett füllen, sodass sich die Reichweite eines CNG-Lkw auf über 700 km verlängert. Ohne Slow-Fill-Anlage wären nur 160 kg Tankinhalt möglich.

AUFTRAGGEBER ENTSCHEIDET

Die Erfahrung, dass Speditionen aktuell wenig Motivation zum Umstieg auf Bio-CNG haben, bestätigte Daniel Königs von der „Königs Pflanzenenergie“ aus Neuss (Niederrhein). Die Biogasanlage mit umgerechnet 1,3 MW elektrischer Leistung erzeugt Biomethan aus Pferdemist. Seit Anfang 2023 hat Königs eine eigene Tankstelle, die direkt von der Biogasanlage versorgt wird.

„Wir verkaufen aktuell Gas für 1,33 € je kg. Das entspricht einem Benzinpreis von 0,85 ct/l“, sagte er.

Doch der günstige Spritpreis allein reicht nicht aus. „Am Ende entscheidet der Auftraggeber der Spedition über die Klimafreundlichkeit des Transports. Das sind vor allem Unternehmen, die



▷ Damit genügend Fahrzeuge tanken, ist der Standort der Tankstelle entscheidend.

www.euro-p.de



Hochwertige Pump- und Separationstechnologie
nach modernstem Maßstab



Die Energiewende läuft!
Jetzt Förderung sichern!

Wir beraten Sie gerne:
Green Energy Max Zintl GmbH
Telefon: 09633 / 923 44 - 0
info@green-energy-zintl.de

Ihre Alte ist nicht dicht?
Dichten durch Beschichten!

Beschichtung als Betonschutz
und/oder Dämmung
Ihrer alten oder neuen Biogas-
anlage/Güllebehälter/Fahrsilo.

Tel. 03525/8753610
www.nilpferdhaut.de

traktorpool



Hassenham 4 • 84419 Schwindegg
Tel. +49 8082 27190-0
www.geisberger-gmbh.de

GEISBERGER

Sind Sie es auch leid, Ihr Tragluftdach zur
Rührwerkswartung zu öffnen?

Unser neues Strahlrohrwerk macht Schluss damit!

- Max. Wartungsfreundlichkeit durch aus-schließlich externe Wartungskomponenten (kein Kran, kein Güteltaucher mehr nötig)
- Für alle gängigen Endlagergrößen geeignet
- Höchste Homogenität im Gärrest
- Löst selbst die dicksten Schwimmdäcken auf
- Höchste Effizienz durch abgestimmte Düsen- und Pumpentechnik
- Fassfüllstation kann mitversorgt werden
- Einfach nachrüstbar

Biogas Convention & Trade Fair in Nürnberg
Besuchen Sie uns vom 09.-11. Dezember 2025
in Halle 09 an Stand A62 und erfahren Sie
mehr über unser neues Strahlrohrwerk

Gasspeicher | Doppelmembrangasspeicher
Emissionsschutzabdeckungen | EPDM-Hauben
Leckagesystem mit Zulassung



Biogas Convention
Halle 9 / Stand C20
www.baur-folien.de

baur
folien



AGROTEL®

CENOTEC

Biogasspeicher
Betonbeschutz

Emissionsschutz
Substratlager

AGROTEL GmbH www.agrotel.eu/biogas info@agrotel.eu 08503 914 99 00

 **APROVIS**
better performance

Wegweisend für die Flexibilisierung
Unverzichtbar bei Satelliten-BHKW
Höchster Standard in der Rohgasqualität
TRAS 120 konform

- FriCon Gaskühlsysteme
- ActiCo Aktivkohlefilter
- Prozessgaswärmetauscher
- Verdichter

360
Wartung &
Service



APROVIS.com

PETERS

Wer bei der Rührtechnik spart,
zahlt am Ende doppelt!



Biogas-Profis
paddeln mit uns.

Wir wissen, was Ihre
Anlage braucht.



top agrar online

Finde uns
auf:



PETERS-MIXER.COM · +32 (0)87 74 44 57

Kontakt zum Endkunden und gegenüber dem Verbraucher ein Gesicht zu wahren haben“, lautete seine Erfahrung.

Er setzt bewusst nicht auf Laufkundschaft, um die Absatzmengen besser kalkulieren zu können. Kunden an seiner Tankstelle sind Transport-Lkw einer benachbarten Alu-Hütte, ein Abfallentsorgungsunternehmen sowie die Konzerne „Fressnapf“ und „Haribo“. Außerdem tankt er dort seine beiden eigenen Biomethan-Traktoren. „Bei der Kalkulation der Absatzmengen sollten potenzielle Tankstellenbetreiber einkalkulieren, dass der Absatz an Wochenden und Feiertagen drastisch sinkt. Währenddessen läuft aber die Biologie im Fermenter weiter, sodass man für das Gas einen Speicher oder die Einspeisung in das Erdgasnetz benötigt.“

Königs hat auch interessante Zahlen erhoben: Mit der Tagesmistmenge von einem Pferd (40 kg) erzeugt die Biogasanlage etwa 23 kWh Biomethan. Das entspricht etwa 1,7 kg Bio-CNG. Damit fährt ein Kleinwagen mit Gasantrieb bereits 50 km.

Ein Traktor (T6 von New Holland) hat bei Arbeiten wie Säen einen Verbrauch von ca. 25 kg Bio-CNG pro Stunde. „Mit dem Biomethan von 40 kg Pferdemist kann ich also so viel Fläche bearbeiten wie früher ein Pferd an einem Morgen“, rechnete Königs vor.

EIGENER FUHRPARK

Die Schnackenberg GmbH besitzt seit 2001 eine Biogasanlage sowie seit 2023 eine CNG-Tankstelle. Sie betankt damit sieben eigene Lkw sowie fünf Pkw mit Gasantrieb (VW-Caddy), die als Be-



Foto: Neumann

△ Klaus Senghaas (New Holland) sieht auch wirtschaftliche Vorteile für Bio-CNG.

triebsfahrzeuge im Einsatz sind. Mit den Lkw fährt das kleine Speditionsunternehmen landwirtschaftliche Güter wie Gülle, Mist, Hackschnitzel, Stroh usw. „Die CNG-Lkw aus dem Jahr 2022 sind nicht so agil wie die Dieselmodelle, die Fahrer mussten sich erst einmal umstellen“, sagte Magnus Sackmann, kaufmännischer Leiter bei der Schnackenberg GmbH. Als großen Vorteil sieht er die geringere Lautstärke und die nicht mehr nötige Abgasnachbehandlung, die bei Diesel-Lkw einer der Hauptgründe für Störungen ist.

MEHR REICHWEITE

Der Traktorhersteller New Holland hat mit den Modellen T6 und T7 zwei Traktoren mit Biomethantrieb auf den Markt gebracht. „Vor allem die Verkaufschancen beim T7 mit 270 PS stimmen uns optimistisch“, sagte Klaus Senghaas, Manager Alternative Fuels bei New Holland. Der Hersteller arbeitet seit Längerem an Lösungen, um die Reichweite der Traktoren zu erhöhen.

„Wir haben am T7 acht Tanks mit insgesamt 650 l Volumen und einen Range-Extender mit 480 l angebaut. Damit wir eine Reichweite von zwölf Stunden schaffen, ist der Frontzusatztank nötig“, erklärte er.

BIO-CNG GÜNSTIGER ALS DIESEL

Damit Biomethan in der Landwirtschaft ein praxistauglicher Kraftstoff wird, sind Tankstellen auf den Betrieben nötig. Mit einer Biogasanlage mit umgerechnet 1 MW elektrisch lassen sich pro Stunde 450 m³ Rohbiogas oder 250 m³ Biomethan erzeugen. Die Menge entspricht im Jahr 1,7 Mio. kg Biomethan oder 2,2 Mio. l Diesel.

Mit einem Traktor T7 mit Gasantrieb (Verbrauch: 19 kg/h) und 1.200 Betriebsstunden im Jahr spart ein Landwirt nach Senghaas' Rechnung im Jahr rund 24.700 € gegenüber einem vergleichbaren Traktor mit Dieselantrieb (Verbrauch 25 l/h). Dabei ist Senghaas von einem Dieselpreis von 1,60 €/l ausgegangen. Abzüglich der Mehrwertsteuer und der Agrardieselrückvergütung, jedoch mit Kosten für Adblue kostet der Diesel den Landwirt 1,23 €/l.

Bei Bio-CNG hat Senghaas für Energiesteuer und Verdichtung Kosten von 0,5 €/kg kalkuliert. Der Verkauf der THG-Quote als Erlös für die Biomethanproduktion ist darin enthalten.

Das Fazit: Der Erfolg von Bio-CNG als Kraftstoff für Landwirtschaft und Logistik wird letztlich davon abhängen, ob es den Akteuren gelingt, innovative Lösungen für die aktuellen Herausforderungen zu finden.

Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com

IMPRESSUM

Verlagsbeilage „Energiemagazin“ in der Ausgabe 12/2025 von top agrar und in der Ausgabe 12/2025 von profi

Redaktion: Dr. Anja Böhrnsen, Hinrich Neumann (verantw.), Katja Stückemann

Redaktionsanschrift:
Landwirtschaftsverlag GmbH,
top agrar, D-48084 Münster,
Telefon: +49 2501 8016400,
E-Mail: redaktion@topagrar.com

Chefredaktion: Guido Höner,
Matthias Schulze Steinmann

Titelbilder: Sascha Dressler, Hinrich Neumann,
Torsten Wobser, Paul Zenner

Layout: Martin Bendig, Beate Driemer,
Carola Gloystein (verantw.), Karola Krechting,
Kirsten Orb, Claudia Reimann, Charlotte Rück

Verlag: Landwirtschaftsverlag GmbH,
Hülsebrockstraße 2–8, 48165 Münster,
Telefon: +49 2501 8010

Geschäftsführer: Dr. Ludger Schulze Pals,
Malte Schwerdtfeger

Publisher: Reinhard Geissel

Produktmanager: Jens Winkelkötter

Leiterin Vertriebsmarketing:

Sylvia Jäger

Leiter Vertriebsmanagement:

Paul Pankoke

Leitung Media Sales und verantwortlich für den Anzeigenanteil: Tanja Pfisterer-Lang,
Dr. Peter Wiggers

Anzeigenidisposition:

Petra Feldmann, Tel.: +49 2501 8012650

Anzeigenmarketing: Jonas Patzelt,
Tel. +49 2501 8011790, E-Mail: jonas.patzelt@lv.de

Leser-Service Tel.: +49 2501 8013020,
E-Mail: vertrieb@topagrar.com

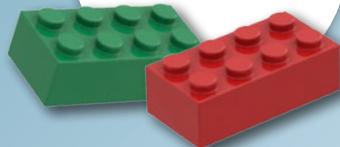
Die Gleichbehandlung der Geschlechter ist uns wichtig. Deshalb versuchen wir möglichst männliche und weibliche oder aber neutrale Sprachformen zu nutzen. Nicht immer ist das aus Gründen der Lesbarkeit möglich. Wenn wir nur eine Sprachform verwenden, sind damit ausdrücklich alle Geschlechter gemeint.

CASE PUMA 179

Steinanzahl: 313
Maße: ca. 14,4 x 9 x 10,4 cm
Art.-Nr.: 012038



Kompatibel mit
den Steinen des
Weltmarktführers



CLAAS QUADRANT 5300

Steinanzahl: 451
Maße: ca. 29,4 x 9,7 x 10,4 cm
Art.-Nr.: 012030



CLAAS JAGUAR 990 TERRA TRAC

Steinanzahl: 973
Maße: ca. 31,1 x 32,7 x 18,1 cm
Art.-Nr.: 002986



FENDT 1052 VARIO

Steinanzahl: 631
Maße: ca. 21,5 x 11 x 14,3 cm
Art.-Nr.: 012027



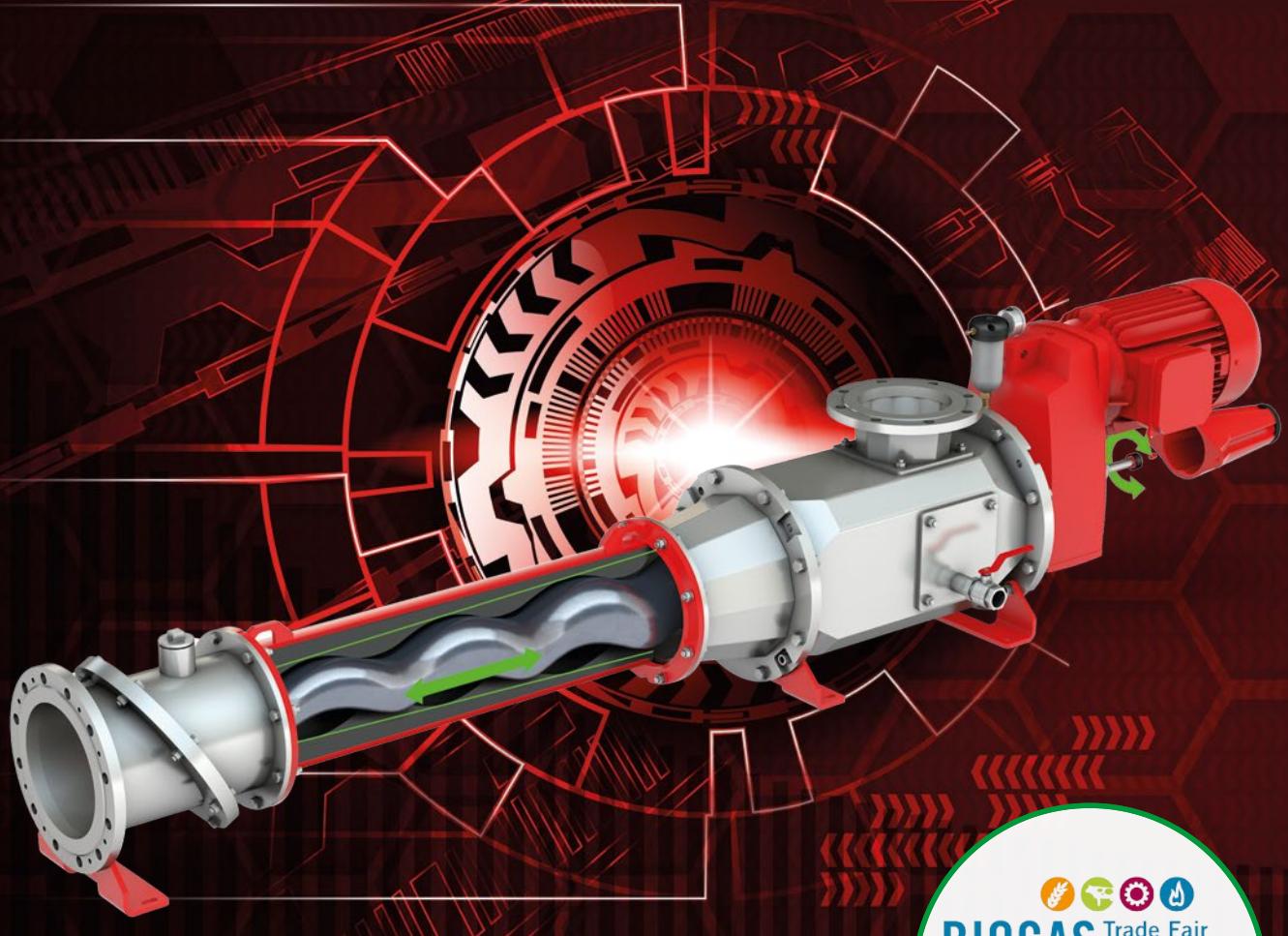
Krampe RamBody Abschieber

Steinanzahl: 819
Maße: ca. 40,5 x 11,2 x 13,9 cm
Art.-Nr.: 002998

JETZT BESTELLEN!

weitere Modelle finden Sie in unserem Shop:
profi.de/brixies | Tel. 02501/8013030





VOLLE LEISTUNG BIS ZUM SCHLUSS

HiCone® – die konische Exzenter-schneckenpumpe mit Standzeit-Garantie

Bis zu 3 x länger pumpen garantiert! Dank der konischen Rotor- und Statorgeometrie sowie dem innovativen Ein- und Nachstellsystem steht die neue HiCone® für maximale Effizienz. Sind die Förderelemente verschlissen, stellen Sie sie einfach nach, anstatt sie aufwendig zu wechseln. Starten Sie mit Vogelsang in eine neue Ära und profitieren Sie von den deutlich reduzierten Lebenszyklus-Kosten der überlegenen HiCone®.



vogelsang.info/de/hicone


BIOGAS Trade Fair
Messe Nürnberg

Besuchen Sie uns
in Nürnberg!
09. – 11. Dezember 2025
Halle 9, Stand D26