

ENERGIE

magazin



BIOMETHAN

Mobile Aufbereitung



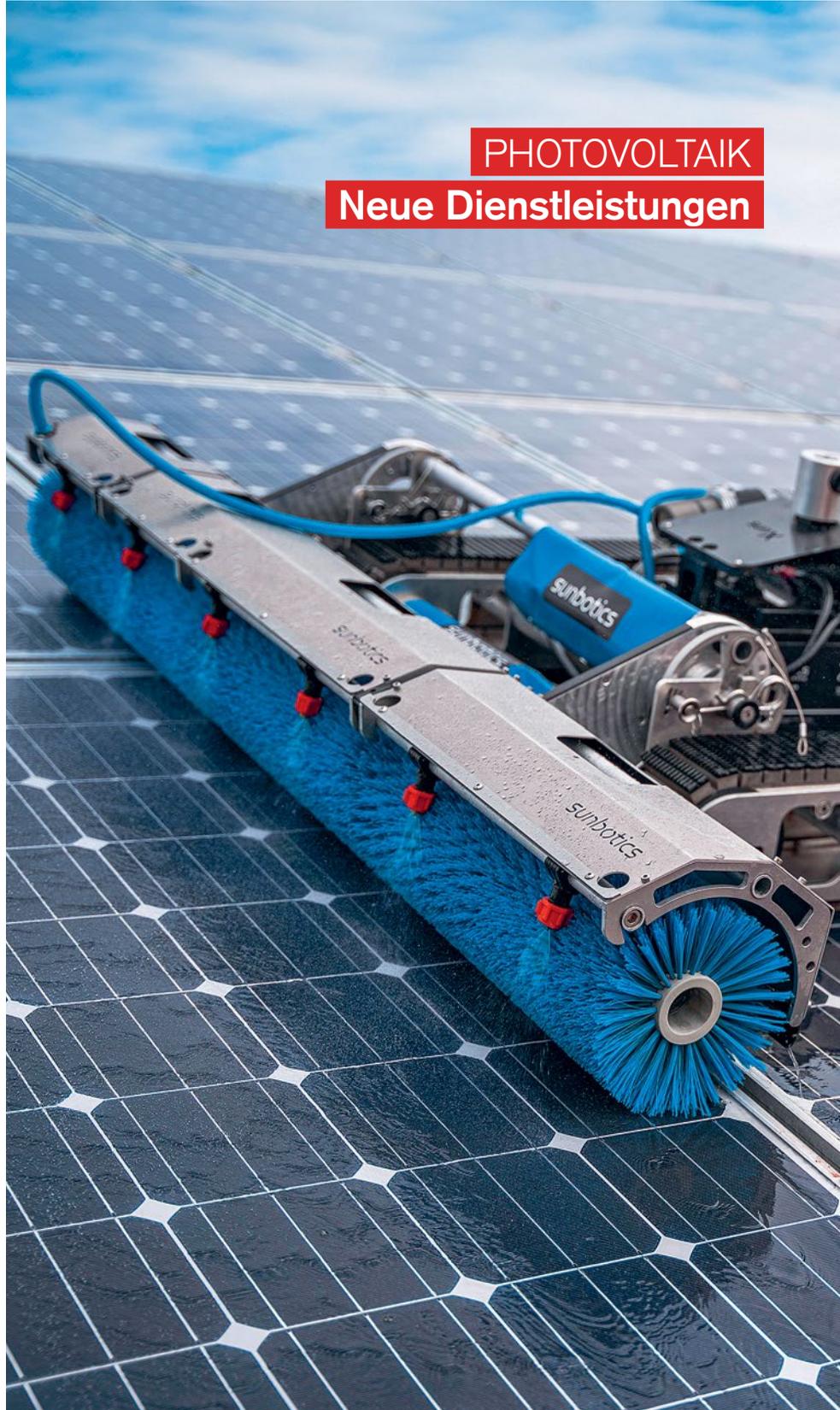
AGRI-PV

Tiere unter Modulen



WASSERKRAFT

Wärme aus dem Fluss



PHOTOVOLTAIK

Neue Dienstleistungen

WIR SUCHEN UNGENUTZTE POTENTIALE! KANN IHRE SILAGE MEHR? WIR FINDEN ES HERAUS!

Wissenschaftliche, objektive und kostenlose Prüfung Ihrer Silage auf das Biogaspotential und mehr!



„Unser hochmodernes, neu ausgestattetes Analyselabor untersucht jährlich 40.000 Futtermittel- und Fermenterproben, angefangen bei Energieparametern, Mineralstoffen und Spurenelementen über biologische Kenngrößen wie Säuren und Ammonium bis hin zu Biogaspotential-, Hemmstoff- und kontinuierlichen Biogastests.“

Dipl.-Ing. Dietmar Ramhold, Geschäftsführer ISF

**JETZT
100 €*
SPAREN!
NUR FÜR
KURZE ZEIT!**



**CODE SCANNEN
UND MEHR ERFAHREN!**

**Schritt 1
QR-Code scannen**

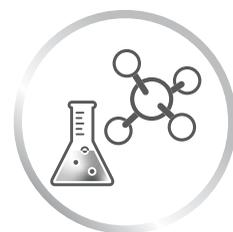
**Schritt 2
Kontaktformular ausfüllen**

**Schritt 3
Probe ziehen und einschicken**

*Angebot freibleibend; keine Auszahlung des Werts der Analyse (ca. 100 €) möglich; nur solange der Vorrat reicht.

Substrat Qualität
Energiegehalt
Inhaltsstoffe
Schadkeimbesatz
Trockensubstanz
Ascheanteile

Nach der Analyse im Labor erhalten Sie Ihre Auswertung und können persönlich entscheiden, wie es weitergeht.



TSF

SCHAUMANN FORSCHUNG

Mit freundlicher Unterstützung von Schaumann BioEnergy GmbH

**„Das Zögern der Politik
führt zu massivem
Vertrauensverlust!“**



Foto: Meckel

△ Hinrich Neumann,
top agrar-Redakteur

Agri-PV in Gefahr

► Als im April 2024 das Solarpaket verabschiedet wurde, haben viele Landwirte die darin enthaltenen Anreize direkt aufgenommen: Sie sind in die Planung einer Agri-PV-Anlage eingestiegen. Kein leichtes Unterfangen, denn im Laufe der Zeit offenbarte sich eine bürokratische Hürde nach der anderen:

- Pro Gemeinde werden alle Freiflächenanlagen (auch Agri-PV), die in einem Zeitraum von 24 Monaten in Betrieb gehen und in einem Abstand von bis zu 2 km zueinander liegen, zur Bestimmung der Größe zusammengezählt. Damit ist die Vergütungshöhe völlig offen.
- Die EEG-Vergütung gibt es nur, wenn die Anlage der Vornorm DIN SPEC 91434 entspricht.
- Die Tierhaltung unter Modulen gilt auch als landwirtschaftliche Tätigkeit – allerdings nur für Weidetiere. Bei Geflügel wären Gänse möglich, Legehennen dagegen nicht.
- Abhilfe soll die DIN SPEC Tierhaltung schaffen, die allerdings nicht in der Festlegung der Bundesnetzagentur erwähnt wird und damit nicht gilt.
- Wer dagegen eine konfliktfreie Bewirtschaftung wählt, ist trotzdem noch nicht aus dem Schneider: Das seit April 2024 verabschiedete „Solarpaket I“ benötigt zur finalen Gültigkeit die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission. Und die steht noch aus.

Sollte die EU-Kommission das Solarpaket nicht genehmigen, würden viele Projekte wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht umgesetzt. Das wäre nicht nur ein harter Rückschlag für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Viel schlimmer wiegt der Vertrauensschaden bei den Landwirten – eine Schlüsselbranche beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Politik darf dieses wertvolle Pfund nicht durch eine fehlende Abstimmung mit der EU-Kommission und anderen bürokratischen Hürden verspielen.

INHALT

MAGAZIN

- 3 Vorwort
- 4 Panorama
- 28 Impressum
- 62 Neuheiten

RUNDSCHAU

- 6 Interview: „Wir brauchen ein neues, flexibles Strommarktdesign“
- 10 Mit Wissen gegen Mythen
- 14 Interview: „Ja, sind wir denn bescheuert?“

BIOGAS

- 18 Cluster: Standort der Aufbereitung entscheidend
- 22 Interview: Geschäftsmodell – Gas in Flaschen verkaufen
- 24 Mehr Gasspeicher durch flexible Fütterung
- 30 Innovative Rührtechnik für Biogasanlagen
- 36 Interview: Vermarktung – „Wir drehen an vielen Schrauben“

SOLAR

- 38 Interview: Agri-PV – neue Norm soll Tierhaltung einbeziehen
- 42 Agri-PV und Tierhaltung: Erfahrung der Anbieter
- 44 Interview: Hühner und Agri-PV – die Technik muss passen
- 46 Tipps & Trends: Dienstleister für die Photovoltaik

SPEICHER

- 48 Interview: So profitieren Landwirte von Großspeichern
- 50 Biogas plus Batterie: Passt das zusammen?

WÄRME

- 54 Wärme aus dem Fluss: Riesiges Potenzial

WIND

- 56 Interview: Mit Windstrom heizen lohnt sich jetzt!
- 58 Tipps & Trends

BIOKRAFTSTOFF

- 60 Biogasstrom für die Ladesäule



Foto: Neumann

△ Wie diese Agri-PV-Anlage könnten künftig auch Moor-PV-Anlagen auf nassen Böden entstehen.

Agri-PV im Moor

► Kann Photovoltaik auf wiedervernässten Moorböden die Flächennutzungskonkurrenz in Deutschland reduzieren und die Wiedervernässung für Landwirtschaftsbetriebe attraktiver machen? Diese Frage wollen Wissenschaftler der Universitäten Greifswald und Hohenheim zusammen mit dem Johann Heinrich von Thünen-Institut und dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE beantworten. Im Projekt „MoorPower“ soll die generelle Machbarkeit von Photovoltaikanlagen auf Moorböden bei gleichzeitiger Wiedervernässung

untersucht werden. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) stellt dafür 7 Mio. € für einen Zeitraum von dreieinhalb Jahren bereit.

Auf Testflächen in Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Baden-Württemberg untersuchen die Forscher unterschiedliche Aufständerungshöhen, Solarmodultypen und Fundamente bei verschiedenen Wasserständen. Zudem werden die Auswirkungen der Beschattung auf die moortypischen Pflanzen in Topfversuchen erforscht. rsf.uni-greifswald.de

Fakten zur Photovoltaik

► Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) aus Freiburg gibt seit Jahren einen kostenlosen Leitfaden „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“ heraus. Er wird regelmäßig aktualisiert, zuletzt im März 2025. Er enthält Fakten zum Ausbau der Photovoltaik, zu technischen Entwicklungen, zu Stromgestehungskosten, zur Förderung und zum Strommarkt sowie zur Wirtschaftlichkeit. Außerdem beschäftigt er sich mit kritischen Fragen wie der Alterung der Module, der Brandgefahr, der Belastung der Stromnetze oder dem Recycling. Er ist als pdf abrufbar unter www.ise.fraunhofer.de

Anlagencheck auf dem Dach

► Die Wintermonate können Spuren auf der Solaranlage wie Laub, Schmutz, Flechten, Moose oder Vogeldreck hinterlassen haben. Bei starker

Verschmutzung gehen bis zu 15 % der Leistung verloren, warnt die Initiative „Zukunft Altbau“ aus Baden-Württemberg. Da die Anlagen ab März wieder deutlich mehr Ertrag bringen, sollten Anlagenbetreiber einen Solaranlagen-Check machen lassen. Fachleute prüfen dabei elektrische Anschlüsse sowie die Verkabelungen und Verglasungen. Mit Thermografieaufnahmen können sie fehlerhafte Stellen an den Modulen (Hotspots) ausmachen.



Foto: Neumann

△ Eine Thermografie deckt heiße Stellen (Hotspots) auf.

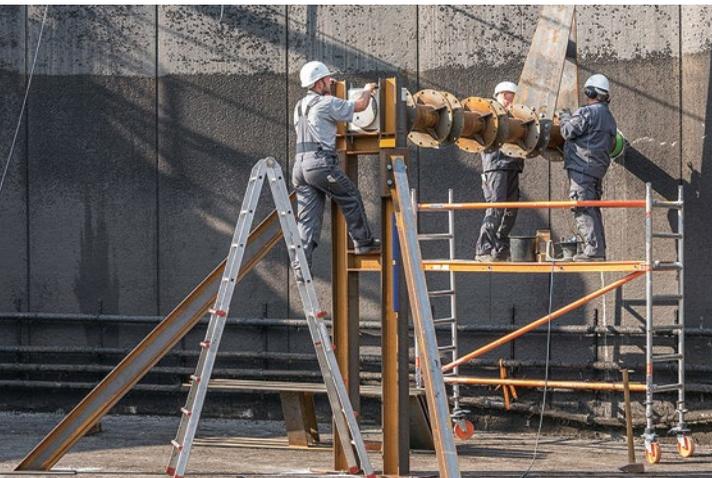


Foto: Kanadevia Inova Schmack

△ Rührwerktausch an einer Biogasanlage: Bioenergieanlagen schaffen Arbeitsplätze und Wertschöpfung in der Region.

Jobmotor Bioenergie

► Ähnlich wie die Windbranche verdoppelte sich von 2019 bis 2024 die Anzahl der Stellenausschreibungen im Bereich Biomasse – obwohl in der Zeit die Rahmenbedingungen alles andere als gut waren.

Im Jahr 2022 gab es 117.900 Beschäftigte im Bereich Biomasse. Dies entspricht einem Anteil von 30 % der Gesamtbeschäftigung bei den erneuerbaren Energien. Neben der gestiegenen Nachfrage nach Holzpel-

let-Heizungen sieht das Hauptstadtbüro Bioenergie die Ursache dafür darin, dass Bioenergieanlagen – mehr als Wind- und Solaranlagen – auch im laufenden Betrieb Arbeitsplätze generieren: Die Anlagen müssen „gefüttert“ werden, die Substrate und Sortimente vorher erzeugt und später in den Kreislauf zurückgeführt werden. Viele Biogasanlagen werden aktuell flexibilisiert, d.h. zusätzliche Kraftwerke aufgestellt und Speicher erweitert.



Foto: Amm

◁ Offizielle Inbetriebnahme der neuen Forschungsanlage (v.l.): Philipp Knötig, Karin Naumann (Projektleitung), Dr. Sven Halldorn (BMDV), Prof. Michael Nelles (DBFZ).

Vom Reststoff zu Methan und Wasserstoff

► Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) hat Mitte März in Leipzig eine Pilotanlage für synthetisiertes Biogas (SBG) im Technikumsmaßstab in Betrieb genommen. Die Anlage verarbeitet biogene Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle sowie grü-

nen Wasserstoff für die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Hauptprodukt. Das in der Anlage erzeugte Biomethan soll in einer sich anschließenden Tankanlage in komprimierter Form als erneuerbares CNG im DBFZ-Fuhrpark genutzt werden. Bis zum

Ende des Vorhabens „Pilot-SBG“ werden in der Anlage nach aktuellem Plan vier Kampagnen zum Biogasprozess mit den Ausgangsstoffen Stroh und Gülle (2025) sowie Bioabfall und Grünschnitt (2026) durchgeführt. www.dbfz.de/pilot-sbg

Kosten für die Energiewende

► Die neue Bundesregierung formiert sich noch, es scheint aber klar: Das Ziel Klimaneutralität 2045 bleibt. Wie viel dieses Ziel kostet, haben Forscher des Kopernikus-Projekts Ariadne berechnet. Demnach werden die nötigen Investitionen zum Großteil durch Minderausgaben für fossile Energieträger ausgeglichen. Brutto, die Einsparung bei fossilen Energieträgern noch nicht gegengerechnet, führt die Energiewende zu Investitionen von jahres-

durchschnittlich 116 bis 131 Mrd. € bis 2045 für erneuerbare Energien, Energienetze, energetische Sanierung und die Elektrifizierung von Industrieproduktion, Gebäudewärme und Straßenverkehr. Der Zusatzaufwand lässt sich durch kosteneffizienten Klimaschutz je nach Szenario auf jahresdurchschnittlich 16 bis 26 Mrd. € bis 2045 begrenzen, 0,4 bis 0,7% der aktuellen Wirtschaftsleistung. Den Report finden Sie unter ariadneprojekt.de



Foto: BP Europe SE

△ Deutschland zahlt jedes Jahr 68 bis 131 Mrd. € für den Import von Kohle, Öl und Gas, zeigt eine Studie des Öko-Instituts.



Foto: Werkbild

Mit dem starken Zubau von fluktuierenden Erzeugungsanlagen wie Windrädern steigen Diskussionen um Dunkelflauten oder negativen Börsenstrompreisen.

INTERVIEW

„Wir brauchen ein neues, flexibles Strommarktdesign“

Energiemarktexperte Daniel Hölder vom Energiedienstleister Baywa r.e. erklärt im top agrar-Interview, vor welchen Herausforderung Politik und Energiebranche im Jahr 2025 stehen.

Worauf kann die neue Bundesregierung aufbauen und welche energiepolitischen Projekte sollten bevorzugt umgesetzt werden, um eine erfolgreiche Energiewende zu sichern?

Hölder: Die vorherige Regierung hat viele gute Rahmenbedingungen geschaffen und nötige Aufgaben abgearbeitet. Die Solarbranche meldet einen erneuten Rekordzubau, bei der Windenergie nehmen die Genehmigungszahlen nach einer längeren Durststrecke

wieder zu. Mit der Zunahme der fluktuierenden Energien gibt es jetzt aber verstärkt Diskussionen um Dunkelflauten oder negative Börsenstrompreise, die auftreten, wenn zu wenig oder zu viel Strom aus Wind und Sonne im Netz ist. Mit einem neuen Strommarktdesign kann man das in den Griff bekommen. Hier kann eine neue Regierung auf den Ergebnissen der „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ (kurz: PKNS) aufbauen,

bei der Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft gemeinsam an Lösungen gearbeitet haben.

Wodurch entstehen Negativpreise?

Hölder: Negative Strompreise sind eine Folge des erfolgreichen Photovoltaik-Ausbaus. Das Thema hat im Jahr 2024 richtig an Fahrt aufgenommen. Das hat mehrere Ursachen. Zum einen gibt es zu wenig Flexibilität im Strommarkt. Hierzu gehören flexible Erzeu-

ger wie Biogasanlagen oder eine Verbrauchsverschiebung. Auch wenn das Thema seit über einem Jahrzehnt bekannt ist, haben alle Regierungen bisher versäumt, entsprechende Hemmnisse abzubauen. Viele Regelungen stammen noch aus einer Zeit, in der Grundlast produzierende Großkraftwerke das System geprägt haben. Zum anderen sind es aber auch die vielen kleinen Photovoltaikanlagen, deren Einspeisung nicht gesteuert wird. Das ist bei Wind- oder Solarparks sowie bei Biogasanlagen anders, sie werden von den Direktvermarktern preisabhängig gesteuert und lassen sich vom Netzbetreiber bei Engpässen abregeln.

Aber es gibt doch immer mehr Heimspeicher. Lösen sie das Problem der kleinen Solaranlagen nicht?

Hölder: Batteriespeicher sind zwar in relevantem Umfang vorhanden, aber es gibt bislang keinen Anreiz, sie systemdienlich zu betreiben. Wenn morgens die Sonne aufgeht und die Preise am Strommarkt hoch sind, werden mit dem Strom, der nicht unmittelbar selbst verbraucht wird, zuerst die Speicher aufgeladen. Gegen Mittag, wenn am meisten Solarstrom produziert wird und die Preise am Markt niedrig sind oder sogar ins Negative drehen, sind die Speicher voll und die Anlagen speisen ihre komplette Produktion ins Netz. Sinnvoller wäre es natürlich, wenn der Strom eingespeist würde, solange die Preise hoch sind, und die Speicher geladen würden, wenn die Marktpreise niedrig sind.

Was müsste sich dafür ändern?

Hölder: Die Betreiber von Heimspeichern 'sehen' keine Marktpreise, weil es keine Smart Meter und damit keine flexiblen Tarife gibt. Das muss sich dringend ändern. Dann würden sehr schnell neue Geschäftsmodelle entstehen, bei denen die Betreiber mehr verdienen und gleichzeitig das Stromsystem durch eine bedarfsgerechtere Einspeisung profitieren würde. Ein erster richtiger Ansatz ist, dass Erzeuger bei negativen Strompreisen keine Förderung mehr erhalten sollen.

Welche Marktanreize wären für flexible Kapazitäten nötig?

Hölder: Wir müssen Regelungen abschaffen, die Verbraucher zu einem möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch anreizen. Dazu gehört, dass

die Netzentgeltrate für stromintensive Industriekunden nur bei einem gleichbleibenden Stromverbrauch gewährt werden und dadurch wie ein Flexibilitätsverbot wirken. Auch die Berechnung von Leistungspreisen steht flexiblem Verbrauch entgegen. Eine Förderung für flexible Verbraucher und Batterien brauchen wir nicht, die schwankenden Marktpreise sind genügend wirtschaftlicher Anreiz. Das sehen wir derzeit an dem großen Interesse daran, Großbatteriespeicher zu bauen. Wir müssen allerdings aufpassen, dass wir im Strommarktdesign

„Wir sollten

**Preisschwankungen am
Strommarkt zulassen.“**

keine Regelungen einführen, die diese schwankenden Preise künstlich beschränken.

Wie passt das mit der Vorgabe zusammen, dass bis 2030 neue große fossile Gaskraftwerke gebaut werden sollen?

Hölder: Damit schränken wir die Flexibilität potenziell ein. Die Förderung des Baus von Gaskraftwerken wird zu Überkapazitäten führen. Das sorgt für einen weniger optimalen Anlagenmix im Markt. Dadurch wird Flexibilität weniger attraktiv und der Wert des Stroms aus Wind und Sonne sinkt. Wir wollen aber einen marktgetriebenen Ausbau der erneuerbaren Energien, und der findet nur statt, wenn der Strom aus den Wind- und Solarkraftwerken viel wert ist. Wir sollten daher Preisschwankungen zulassen und nicht durch neue Regelungen deckeln. Statt wenigen Großkraftwerken, die nur Strom produzieren, brauchen wir dezentrale, flexible Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die neben Strom auch Wärme liefern.

SCHNELL GELESEN

Der starke Zubau von Wind- und Solarenergie sorgt wetterbedingt für starke Strompreisschwankungen an der Börse.

Zum Ausgleich ist laut Daniel Hölder ein flexibler Verbrauch nötig, der ausgebaut werden sollte.

Batteriespeicher können helfen, kurzfristige Stromüberschüsse und hohe Verbrauchsspitzen abzuf puffern.

Der Bürokratieabbau bleibt genauso wichtig wie der Netzausbau.

Bioenergie behält eine wichtige Funktion im Strommarkt.

Welches Potenzial haben Großspeicher für das zukünftige Stromnetz?

Hölder: Großspeicher können helfen, Netzengpässe zu entlasten. Eine Hürde sehe ich aber in dem Baukostenzuschuss, den Batteriebetreiber an den Netzbetreiber zahlen müssen. Er ist ein zusätzlicher Kostenfaktor, mit dem der Netzbetreiber den Standort der Anlage beeinflussen will. Sobald die Anlage gebaut ist, wirkt der Baukostenzuschuss aber nicht mehr. Er hilft also nicht bei der Optimierung des Netz-

Foto: T. Pross



▷ Daniel Hölder, Head of Policy and Markets bei Baywa r.e.

▷ Nach langer Durststrecke nehmen die Genehmigungs-zahlen und damit der Bau von neuen Windrädern wieder zu.



betriebs. Es gibt aus meiner Sicht auch keine wirklich falschen Standorte für Speicher, sondern nur einen „falschen“ Betrieb eines Speichers an einem bestimmten Standort.

Wie wird ein Batteriespeicher falsch betrieben?

Hölder: Ein Beispiel: Wenn wir bei viel Wind in Norddeutschland in ganz Deutschland einen niedrigen Strompreis haben, kann es einen Engpass im Stromnetz zwischen Nord- und Süddeutschland geben. Wenn dann in Süddeutschland der Betreiber seinen Speicher bei niedrigen Preisen aufladen möchte, verstärkt das den Netzengpass in der Mitte von Deutschland. Denn er reagiert ja nur auf den bundesweiten Strompreis, nicht auf die Netzengpasssituation.

Wie kann man das Problem lösen?

Hölder: Es gibt aus meiner Sicht verschiedene Möglichkeiten, beispielsweise mit einer Netzampel, die im oben genannten Fall anzeigt, dass ein Netzengpass vorliegt und im betreffenden Netz kein Aufladen von Batterien stattfinden sollte. Dann könnte man Batteriespeichern, die sich diesem Regime unterwerfen, einen bevorzugten Netzzugang gewähren.

Ein anderer Weg wäre, mit variablen Netzentgelten zu arbeiten, sodass der Betreiber eines Batteriespeichers in einigen Stunden eine ‚Strafe‘ in Form eines Netzentgelts zahlt, wenn er Strom bei hohem Bedarf zusätzlich einspeichert und er dafür in anderen Stunden einen ‚Bonus‘ in Form eines negativen Netzentgelts erhält, wenn er bei Überschüssen Strom aufnimmt. Außer in Engpasssituationen sollte es allerdings so sein, dass Batteriespeicher keine Netzentgelte bezahlen müssen, damit sie unverfälscht auf die Preise am Strommarkt reagieren können.

Was halten Sie in diesem Zusammenhang von verschiedenen Strompreiszonen innerhalb von Deutschland?

Hölder: Ich kann den Ansatz, Netzgängen im Stromhandel durch Preis-zonen zu begegnen, akademisch nachvollziehen, glaube aber nicht, dass es wirklich die Lösung sein wird. Eine Strompreiszonentrennung wird sehr aufwendig und die Übertragungsnetzbetreiber benötigen nach eigenen Angaben drei Jahre, um das umzusetzen. In dieser Zeit haben wir jedoch hoffentlich erhebliche Fortschritte bei den Netzausbauprojekten, sodass die Grenze zwischen den Preis-zonen vermutlich woanders liegen müsste. Zudem lösen wir mit Preis-zonen die Probleme in den Verteilnetzen nicht. Hier müssen wir an variable Netzentgelte denken, um die richtigen Anreize zu gewährleisten.

Welches Potenzial hat die Überbauung von Netzanschlüssen, um die Kapazitäten der vorhandenen Anschlusspunkte möglichst effizient und gewinnbringend nutzen zu können?

Hölder: Die Überbauung halten wir für einen ganz zentralen Punkt, weil sie jetzt Probleme lösen kann, während

der Netzausbau noch Zeit braucht. Durch die Überbauung wird die Netzinfrastruktur besser ausgelastet. Das muss das Ziel sein. Die Überbauung von Netzanschlüssen ist übrigens heute schon möglich und wird von uns praktiziert. Allerdings ist sie vom Wohlwollen des betroffenen Netzbetreibers abhängig. Wichtig ist, dass neue gesetzliche Regelungen die Überbauung von Netzanschlüssen zum Standard machen, ohne dazu zu führen, dass die Pflicht zum Netzausbau eingeschränkt wird. Der Netzausbau soll weiter vorangetrieben werden.

Wo sehen Sie die Zukunft der Bioenergie? Findet sie noch ihren Weg oder wird sie irgendwann überflüssig, wenn wir immer mehr Speicher haben?

Hölder: Die Speicher werden nicht alle Probleme lösen können. Heute werden sie meist auf eine Kapazität von zwei bis vier Stunden ausgelegt. Ich gehe davon aus, dass wir irgendwann Speicher für acht oder sogar zehn Stunden sehen werden. Der Batteriespeicher wird den Tageslastgang ausgleichen, nicht nur im Sommer. Der Batteriespeicher hat auch in der Dunkelflaute seine Funktion im Ausgleich des Tageslastgangs. Er wird aber keinen Solarüberschuss aus dem Sommer in die Dunkelflaute verschieben können. Ich halte die Bioenergie dagegen für den Ausgleich von wöchentlichen oder monatlichen Schwankungen für wichtig. Die Branche hat verstanden, dass Flexibilität nötig ist. Wenn die Betreiber von Bioenergieanlagen konsequent flexibilisieren, kann ein erheblicher Teil des Back-up über Biogas laufen.

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



Foto: Werkbilder

◁ Große Batteriespeicher reduzieren Einspeisespitzen von Solarstrom, müssen aber richtig betrieben werden.

Sie ernten. Wir geben Sicherheit.

Hier beginnt die Energiewende – in Ihrer Region!

Alterric gestaltet eine Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen, die gleichzeitig klimaneutral, verlässlich und bezahlbar ist. Dabei sind Landwirtinnen und Landwirte unsere wichtigsten Partner.

Kombinieren Sie Ihre Flächen und unser Know-how für eine „zweite Ernte“. Mit unseren Windkraftanlagen sind Sie langfristig finanziell auf der richtigen Seite. Alterric bietet Ihnen sichere Pachteinahmen. Sie profitieren über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren und darüber hinaus. Denn wir entwickeln erprobte Windenergiestandorte auch im Repowering weiter.

Hand drauf: Wir sind vor Ort, setzen auf Dialog und kümmern uns. Von der Planung über die Realisierung bis zum Betrieb übernehmen wir sämtliche Aufgaben und auch die Verantwortung. Das Resultat: planbare und sichere Erlöse. Mit Alterric an Ihrer Seite bleiben Sie zukunftssicher.



**Lernen Sie Alterric kennen –
als Energiepartner für Generationen.**
alterric.com/windenergie/grundeigentuermer



Alterric

Mit Wissen gegen Mythen

Wissenschaftlich ist es längst geklärt: Das Klima ändert sich schnell und die Hauptursache liegt beim Menschen. Im Folgenden sammeln wir Fakten rund um den Klimawandel.

► Über 90 % der Klimawissenschaftler sind sich sicher, dass der heutige Klimawandel vom Menschen verursacht ist. Viele Klimamythen und -narrative widersprechen dem oder verharmlosen die Zusammenhänge trotzdem. Das hat sicher viele verschiedene Gründe.

Einer ist vermutlich, dass die Zusammenhänge hoch komplex sind und nicht jeder von uns ein Physik- oder Chemiegenie ist. Aufgrund des begrenzten Platzes können wir an dieser Stelle nur einige der verbreitetsten Mythen und Verschwörungstheorien

aufgreifen und die wissenschaftlichen Hintergründe vereinfacht herunterbrechen. Damit beim flüchtigen Lesen keine falschen Zusammenhänge im Kopf bleiben, haben wir bewusst auf die plakativen Aussagen der Klimaleugner verzichtet. *-stii-*

Was wir tun, ist relevant

► Im Jahr 2023 lag Deutschlands Anteil an den weltweiten CO₂-Emissionen bei 1,58 %. Im Vergleich zu den größten Verursachern scheint das minimal. Denn China produziert 31,5 % aller CO₂-Emissionen. Die USA liegen auf Platz zwei mit knapp 13 %.

Doch dieser große Abstand erscheint in einem anderen Licht, wenn man weiß, dass bei 198 von weltweit rund 200 Ländern der Anteil an den weltweiten CO₂-Emissionen im einstelligen Bereich liegt. Bei den meisten sind es

sogar weit unter 1 %. Wenn alle diese Länder argumentieren, dass ihr Anteil am Klimawandel ja gering ist und sie daher nichts ändern, kann die Krise nicht bewältigt werden.

Schauen wir auch noch darauf, was jeder einzelne Menschen an CO₂ ausstößt.



Der durchschnittliche CO₂-Pro-Kopf-Ausstoß bezogen auf alle Länder dieser Erde lag 2023 bei 4,7 t. In Deutschland liegen wir deutlich darüber: Der Pro-Kopf-Ausstoß betrug 7,1 t CO₂. Wir liegen also deutlich über dem Mittel und haben dringenden Handlungsbedarf.

Die Zahlen zeigen: Deutschland alleine wird das Weltklima nicht retten. Das wird nur gelingen, wenn alle Länder an einem Strang ziehen – aber eben auch Deutschland.

Klimawandel – eine Erkenntnis, die langsam reifte



Im Jahr 1824 erklärt der Franzose Jean Baptiste Joseph Fourier als erster Wissenschaftler den atmosphärischen Treibhauseffekt.



Der schwedische Chemiker Svante Arrhenius beschreibt erstmals einen menschengemachten (anthropogenen) Klimawandel. Er vermutet aber eine Erwärmung erst in Jahrhunderten.

Direkte Belege für die Annahme einer stetig steigenden CO₂-Konzentration und einer damit verbundenen Erwärmung bringt ab 1958 der US-amerikanische Forscher Charles David Keeling. Nach ihm wurde die Keeling-Kurve benannt. Sie basiert auf kontinuierlichen Messungen durch ein inzwischen weltweites Stationsnetz.



Fotos: Wikipedia, Imago/robertharding, Imago/ZUMA Press Wire



Eunice Newton Foote und etwas später John Tyndell entdecken die unterschiedlichen Wirkungen von Gasen wie CO₂ und Wasserstoff auf das Sonnenlicht. Das ist ein Grundstein für das Verständnis des Treibhauseffekts.

Der britische Ingenieur Guy Stewart Callendar weist durch Temperaturmessungen erstmals die globale Erwärmung nach und bringt sie mit dem menschengemachten Treibhauseffekt in Verbindung.

Erste Warnung von Wissenschaftlern gegenüber der amerikanischen Regierung.

Der heutige Klimawandel ist menschengemacht

Foto: ©magann/AdobeStock



△ Die Sonne ist Haupttreiber für unser Klima. Hauptursache für den aktuellen Klimawandel sind aber menschliche Aktivitäten.

► Heute beträgt der Kohlendioxid (CO₂)-Gehalt in der Atmosphäre rund 425 ppm. Ppm steht für parts per million (Teile einer Million). 425 ppm sind also 0,0425 %. Das hört sich nicht nach besonders viel an. Ist es aber: Denn im 18. Jahrhundert betrug der Anteil von CO₂ in der Luft noch rund 280 ppm. Er ist in den vergangenen 130 Jahren also rund um die Hälfte gestiegen – und steigt weiter. Natürlich haben der CO₂-Gehalt in der Atmosphäre und auch die Temperatur schon immer geschwankt. Es gab schon im-

mer etwa alle 100.000 Jahre Warm- und Kaltzeiten. Der CO₂-Gehalt schwankte zwischen 180 und 300 ppm.

Natürlich gab es davon auch Abweichungen. Doch während der CO₂-Gehalt in der Atmosphäre in den vergangenen mehreren 100.000 Jahren bei ungefähr 250 ppm lag, ist er seit Beginn der Industrialisierung vor gerade einmal 170 Jahren, also seitdem der Mensch begonnen hat, vermehrt fossile Energieträger wie Kohle, Erdöl und -gas zu verbrennen, durch die Decke gegangen. Er ist rund 40-mal schneller

gestiegen als seit der letzten Eiszeit. So schnell wie noch nie. Die Temperatur folgt: 2024 war das wärmste Jahr seit 1850. Erstmals lag die globale Durchschnittstemperatur 1,6 °C über dem vorindustriellen Niveau.

Übrigens gibt es einen wissenschaftlichen Beweis dafür, dass die erhöhte CO₂-Menge in der Atmosphäre zum Großteil aus der von Menschen vorgenommenen Verbrennung fossiler Energieträger stammt. Der Beweis heißt Suess-Effekt, benannt nach dem Chemiker und Kernphysiker Hans E. Suess.

In der Natur kommen drei Isotope des Kohlenstoffs vor: ¹²C, ¹³C, ¹⁴C. Als Isotope bezeichnet man verschiedene Atomarten desselben chemischen Elements.

¹²C und ¹³C sind stabil. ¹⁴C wird in den oberen Schichten der Erdatmosphäre ständig neu gebildet. Es ist radioaktiv. Seine Halbwertszeit beträgt 5.730 Jahre. Es zerfällt also mit der Zeit. Fossile Brennstoffe sind sehr alt. Entsprechend enthalten sie kein ¹⁴C mehr. Bei ihrer Verbrennung werden also nur ¹²C und ¹³C frei. Das wiederum ergibt dann den Suess-Effekt: Die starke Verbrennung der fossilen Energieträger führt zu einer messbaren „Verdünnung“ von ¹⁴C in der Atmosphäre und liefert den Beweis: Die rasant steigende CO₂-Konzentration in der Atmosphäre ist menschengemacht.



Die Vereinten Nationen rufen den Zwischenstaatlichen Ausschuss zum Klimawandel (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) ins Leben. Der IPCC soll politischen Entscheidungsträgern eine wissenschaftliche Grundlage bieten.



3. IPCC-Bericht: Die Belege für einen menschlichen Einfluss auf das Klima sind überwältigend.

6. IPCC-Bericht: Viele Veränderungen des Klimasystems, insbesondere im Ozean und bei den Eisschilden, sind über Jahrhunderte unumkehrbar. Eine sofortige und starke Senkung der Treibhausgasemissionen ist notwendig, um die Erderwärmung auf 2 °C zu begrenzen.

Die Erste Weltklimakonferenz markiert einen bedeutenden Schritt in der Anerkennung des Klimawandels als „ernstes Problem“ (WMO). Die Delegierten bringen das Weltklimaprogramm auf den Weg.



1979 ••••• 1980er Jahre ••••• 1988 ••••• 1997 ••••• 2001 ••••• 2015 ••••• 2021 •••••



Erste Berichte zum Klimawandel erscheinen in der Presse. Sie machen eine breitere Öffentlichkeit darauf aufmerksam. Parallel starten Unternehmen wie der Ölmulti Exxon gezielte Kampagnen, um den menschengemachten Klimawandel zu leugnen.

Das Kyoto-Protokoll ist das erste internationale Abkommen, das verbindliche Zielvorgaben für die Reduktion von Treibhausgasemissionen vorsieht.



Das Pariser Abkommen wird auf der 21. UN-Klimakonferenz (COP21) verabschiedet. Es unterzeichnen 195 Staaten. Es soll die globale Erwärmung auf „deutlich unter“ 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten begrenzen.



△ Ob im Schwarzwald, im Harz oder im Sauerland: Bilder von durch Hitze und Trockenheit abgestorbenen Bäume sind in Deutschland keine Seltenheit mehr.

Die Folgen sind schlimm

► Wetterereignisse wie Hochwasser, Stürme, Trockenheit, Hitze oder Kälte, die über das übliche Wetter hinausgehen, hat es schon immer gegeben. Doch schreibt der IPCC: „Mit großer Sicherheit wird im Laufe des 21. Jahrhunderts die Häufigkeit, Stärke und Dauer von Hitzewellen zunehmen.“ Zudem steige mit großer Sicherheit das Flutrisiko, das Risiko von Dürren, von Waldbränden, von Stürmen sowie die Zahl der stärksten Tropenstürme. Zu den Folgen schreibt die Welthungerhilfe auf ihrer Internetseite: „Während den Klimawandel in Europa bisher vor allem die Landwirte durch Ernteeinbußen spüren, verlieren Millionen Menschen im globalen Süden ihre Lebensgrundlage. Die Folgen der Erderwärmung sind massiv und vielfältig: Naturkatastrophen, Hunger, Flüchtlingsströme und Konflikte. Sie bedrohen das Zusammenleben und die Existenz der zukünftigen Generationen.“

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWK) listet in seiner Schrift „Was uns die Folgen des Klimawandels kosten“ unter anderem folgende Klimaschäden auf: zerstörte Gebäude und Infrastruktur, Ernteauffälle, Tote, Verlust der Artenvielfalt und politische Instabilität.

Insgesamt zählt das BMWK allein in Deutschland seit dem Jahr 2000 mindestens 30.000 extremwetterbedingte zusätzliche Todesfälle. 99 % davon gehen auf Hitzeereignisse zurück. Damit sind die schrecklichen Ereignisse im Ahrtal mit über 180 Toten „nur“ die Spitze des Eisbergs.

Allein durch die Überschwemmungen im Ahrtal und an der Erft im Juli 2021 sind Schäden von mindestens 40,5 Mrd. € entstanden. Die Schäden durch die Hitze- und Dürreextreme der Jahre 2018 und 2019 lagen bei rund 35 Mrd. €.

Die Hintergründe: Die Temperatur ist eine wichtige Stellenschraube des Wettergeschehens. Erwärmt sich die Atmosphäre, enthält sie mehr Energie. Zudem kann wärmere Luft mehr Wasser aufnehmen als kältere. Mehr Wasser in der Atmosphäre bedeutet unter anderem mehr Niederschlag. Über den erwärmten Ozeanen kommt es zu veränderten Luftzirkulationen, die Treiber für Stürme und Wirbelstürme sein können. Zudem verdunstet noch einmal mehr Wasser.

Dabei gilt: Wetter ist chaotisch. Es gibt immer mehrere Ursachen für ein Extremwetterereignis – der Klimawandel kommt noch dazu.

Keine Wetteränderung durch Windenergie

► Windräder nehmen die Bewegungsenergie des Windes auf. Je nach Größe der Anlagen sind in der Nachlaufzone, also aus Windsicht gesehen hinter der Anlage, tatsächlich geringere mittlere Windgeschwindigkeit und verstärkte Turbulenzen messbar. Ein Vermischen von Luftschichten kann dazu führen, dass das am Boden verdunstete Wasser nach oben befördert wird und so die Bodenfeuchtigkeit in der Umgebung des Windparks sinkt. In anderen Fällen steigt sie aber auch. Eine grundsätzliche Aussage ist nicht möglich. Viele Faktoren wie der Standort, die Wetterlage, die Tages- und die Jahreszeit spielen eine Rolle.

Ähnliches gilt für die Temperatur in Bodennähe. In großen Windparks im US-Bundesstaat Texas wurde beobachtet, dass die Lufttemperatur in Bodennähe bei bestimmten Wetterlagen um 0,3 bis 0,7°C steigt. Andere Studien zeigten aber auch das Gegenteil.

Für alle Fälle gilt aber: Auf dem Land nehmen die Effekte immer innerhalb weniger Kilometer ab. Anders sieht das bei Offshore-Windparks aus. Hier können Abschwächungen der Windgeschwindigkeiten bis zu 70 km weit reichen.

Das Wetter oder gar das globale Klima beeinflussen Windparks dennoch nicht – auch weil die Anlagen gar nicht hoch genug sind, um Luftschichten zu beeinflussen, in denen Wolken entstehen und sich Niederschläge bilden. Wer behauptet, dass die Anlagen Dürren verursachen, liegt also falsch.

▽ Windenergieanlagen können Einfluss auf das Mikroklima haben. Dürren oder Starkregen können sie aber nicht auslösen.





△ Damit Pflanzen wachsen können, benötigen sie CO₂. Doch viel hilft nicht unbedingt viel.

Der Einfluss von CO₂ auf Pflanzen

► Hohe CO₂-Werte in der Atmosphäre? Nicht schlimm, behaupten manche. Die AfD etwa formuliert in ihrem Grundsatzprogramm: „IPCC und deutsche Regierung unterschlagen die positive Wirkung des CO₂ auf das Pflanzenwachstum und damit auf die Welternährung.“

Richtig ist: Pflanzen benötigen CO₂. Sie betreiben Photosynthese und wandeln dabei mithilfe von Sonnenlicht CO₂ und Wasser (H₂O) in Sauerstoff (O₂) und Glucose (Traubenzucker C₆H₁₂O₆) um. Die Annahme, je mehr CO₂ desto mehr Pflanzenwachstum liegt also nahe. In Gewächshäusern können Gärtner dies nutzen – unter kontrollierten Bedingungen versteht sich. Tomaten und Gurken etwa gedeihen bei einer erhöhten CO₂-Konzentration von rund 550 ppm prächtig.

Nicht alle Pflanzen reagieren gleich. C₃-Pflanzen wie Weizen oder Reis können höhere CO₂-Konzentrationen verarbeiten und wachsen schneller. Allerdings enthält der schneller gewachsene Weizen weniger Protein. Bei C₄-Pflanzen wie Mais oder Hirse liegt die CO₂-Sättigungsgrenze knapp oberhalb von 400 ppm. In tropischen Ländern profitieren insbesondere Lianen von einem Mehr an CO₂ – zum Leidwesen der Bäume. Pflanzen, die bei höheren CO₂-Konzentrationen besser wachsen, können dies natürlich nur, wenn alle Nährstoffe und Wasser verfügbar sind.

Noch eins: Mehr CO₂ führt zu höheren Temperaturen und das zu mehr Extremereignissen wie Hitzewellen, Dürren, Starkregen oder Überschwemmungen. Und die wirken sich definitiv negativ auf Erntemengen aus.

CO₂: Kleiner Anteil, große Wirkung

► Die Atmosphäre umgibt die Erde wie eine Schutzschicht. Sie besteht hauptsächlich aus Stickstoff (78 Vol.-%), Sauerstoff (21 Vol.-%) und aus Argon (0,93 Vol.-%). Es folgen Wasserdampf mit 0,4 Vol.-% und Kohlendioxid (CO₂) mit gut 0,04 Vol.-%. Auf die Erwärmung der Erde haben Stickstoff und Sauerstoff trotz ihrer hohen Anteile keinen Einfluss.

Wenn die Sonnenstrahlung auf die Erde trifft, wird sie in der Atmosphäre und auf dem Boden teilweise in Wärme umgewandelt. Ein Teil dieser Wärmestrahlung wird reflektiert und verschwindet im Weltraum. Der andere Teil der Wärmestrahlung wird durch die sogenannten Treibhausgase in der Atmosphäre gehalten und erwärmt sie. Das ist erst einmal gut so. Denn ohne den Treibhauseffekt läge die mittlere Temperatur auf der Erde bei -18 °C. Die Erde liegt unter Eis.

Große Bedeutung beim natürlichen Treibhauseffekt hat der atmosphärische Wasserdampf. Er erwärmt die Erde auf eine mittlere globale Temperatur von knapp 15 °C und ermöglicht damit das Leben auf der Erde. Neben dem Wasserdampf gibt es andere Treibhausgase, zum Beispiel CO₂, Ozon, Methan und Distickstoffoxid. Sie unterstützen den natürlichen Treibhauseffekt schon immer. Steigen ihre Gehalte, wie es gerade bei CO₂ passiert, verstärken sie den natürlichen Treibhauseffekt – und das, obwohl ihre Konzentration in der Atmosphäre – wie Klimaleugner häufig monieren – so gering ist.

Ein Gedankenexperiment zu geringer Konzentration: Nimmt ein 75 kg schwerer Mensch eine Tablette mit 400 mg Ibuprofen, so entspricht das einer Wirkstoffkonzentration von gerade 0,00053 %.

Weitere Infos

Nicht immer ist es leicht, wissenschaftlich fundierte Informationen von denen von Klimawandel-Leugnern und -Verharmlosern zu unterscheiden. In Veröffentlichungen der Bundeszentrale für politische Bildung tauchen insbesondere zwei Akteure des Energiewende-Populismus auf:

- EIKE – Europäisches Institut für Klima und Energie. Der private Lobbyverein leugnet den menschengemachten Klimawandel, lehnt Klimapolitik und die deutsche Energiewende als unsinnig und hysterisch ab. EIKE steht der amerikanischen Szene der Klimawandel-Leugner nahe.

- Vernunftkraft – der 2013 gegründete Verein sieht sich als Dachverband der Antiwindkraftbewegung in Deutschland. Er behauptet, dass der Ausbau von Windkraft, Photovoltaik- und Biomasseanlagen keinen messbaren Einfluss auf das globale Klima hat und keinen Ersatz für Kernkraftwerke bietet. Seine Sprecher befürworten die weitere Nutzung von Kohlekraft- und Atomkraftwerken und bezeichnen die Energiewende als Projekt einer politischen Elite zulasten des Volkes. Die Plattform Lobbycontrol weist darauf hin, dass beide Vereine inhaltlich und personell mit der AfD verflochten sind.

- Weitere Informationen zu den Kosten verschiedener Energieformen sowie zum Einfluss von Kondensstreifen auf den Klimawandel und zu Klimamythen finden Sie auf unserer Internetseite.

www.topagrar.com/klimamythen2025

MEHR
INFOS





Foto: © Imaginis/AdobeStock



Foto: Lütke Hockenbeek



Foto: Schildkröte

△ Das EEG feiert sein Jubiläum: Seit 25 Jahren unterstützt es den Weg weg von fossiler Energie hin zu den Erneuerbaren.

INTERVIEW

„Ja, sind wir denn bescheuert?“

Am 1. April 2000 trat die erste Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft. Hans-Josef Fell schrieb den Gesetzentwurf. Heute blickt er auf Vergangenes und die Zukunft.

25 Jahre EEG – ein Grund zu feiern?

Fell: Ja, auf jeden Fall. Nichts anderes hat jemals so viel Emissionen reduziert wie die Investition in die erneuerbaren Energien. Über 60 Staaten haben das Gesetz kopiert. Dabei sind etwa Italien und Spanien, allen voran aber China. Es hat das Gesetz 2008 für die Wind- und 2012 für die Solarenergie übernommen. Mit größtem Erfolg: Heute ist China Weltmarktführer im Bereich Solar-, Wind- und Bioenergie.

Ganz im Gegensatz zu Deutschland.

Fell: In den ersten Jahren nach Einführung des EEG hat sich der Ausbau der

Erneuerbaren exponentiell entwickelt. Deutschland war schnell Marktführer in der Solartechnik. 2012 waren unter den zehn größten Solarfirmen der Welt sieben deutsche. Heute finden Sie unter den 50 größten Solarfirmen keine einzige deutsche mehr.

Was ist passiert?

Fell: Im Zuge der EEG-Novelle 2012 hat die schwarz-gelbe Bundesregierung die Vergütung für PV-Strom zu drastisch gesenkt. Der Zubau ist massiv eingebrochen. Die damalige Regierung hat die Solarindustrie damit aktiv aus Deutschland vertrieben. Die sich an-

schließende große Koalition hat den Ausbau der Erneuerbaren weiter gedämpft. Vor allem die Umstellung auf die Ausschreibungsverfahren unter Bundeswirtschaftsminister Gabriel (2013–2017) hat die Bürgerenergie massiv dezimiert und die Märkte noch weiter zum Schrumpfen gebracht – bei Solar-, Biogas und Windenergie.

Wäre der Ausbau so stark geblieben wie bis 2012, wären wir heute bei 100 % Ökostrom. Vorausgesetzt, dass gleichzeitig auch Wasserkraft, Speicher und die Bioenergie als Lückenfüller für die winterliche Schwäche der Sonne verstärkt ausgebaut worden wären.

Deutschland hätte Klimaschutz schon in viel besserer und kostengünstigerer Art und Weise schaffen können.

Argument dafür, den Ausbau der Erneuerbaren zu bremsen, waren immer wieder die Kosten. Und auch heute klagt die deutsche Wirtschaft über zu hohe Stromkosten.

Fell: In einem System mit 100 % Ökostrom wären die Strompreise deutlich niedriger. Das sieht man jetzt in Dänkeflauten, wenn die vorhandenen Solar- und Windkraftanlagen praktisch nichts liefern, dann müssen die Erdgaskraftwerke einspringen, die den teuersten Strom liefern. Dass die erneuerbaren Energien als Kostentreiber wahrgenommen werden, liegt an den Kampagnen der Branche der fossilen und atomaren Energien. Die hat immer mit falschen Argumenten heftig gegen das EEG und die Erneuerbaren opponiert.

Sie haben die Bioenergie als einen Baustein genannt. Aber grüne Politiker scheinen die Bioenergie eher abzulehnen. Wie passt das zusammen?

Fell: Wir als Grüne haben Bioenergie immer unterstützt. Mit der EEG-Novelle 2004 haben wir die nachwachsenden Rohstoffe in die Vergütung gebracht. Das erst war der eigentliche Anstoß für den starken Ausbau der Biogasanlagen. Wir brauchen Anlagen, die innerhalb von kurzer Zeit ein- und ausschalten und so hochflexibel Strom erzeugen können.

Gerade das ist ja ein Vorteil von Biogasanlagen. Warum also die Vorbehalte?

ZUR PERSON

Hans-Josef Fell wurde 1952 im unterfränkischen Hammelburg geboren. Er studierte Physik und Sport auf Lehramt und war anschließend 20 Jahre als Gymnasiallehrer tätig. Von 1998 bis 2013 war er für die Partei die Grünen Mitglied des Deutschen Bundestages.

Seit 2014 ist Fell Initiator und Präsident der Energy Watch Group, einem internationalen Netzwerk von Wissenschaftlern und Parlamentariern. Diese verfolgen das Ziel, die CO₂-Emissionen komplett zu beenden und mit Kohlenstoffsenken eine Abkühlung der Erdatmosphäre zu schaffen.

SCHNELL GELESEN

Vor 25 Jahren trat in Deutschland die erste Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Kraft.

Das Gesetz hat den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigt und wurde von einigen Staaten nachgeahmt.

Verschiedene EEG-Novellen haben jedoch den starken Zubau der Anfangsjahre gebremst.

Biogasanlagen und andere flexible Kraftwerke sind ein wichtiger Baustein der Energiewende.

Das EEG sollte sich weiterentwickeln. Wichtig wären zum Beispiel Anreize für systemdienliche Einspeisung.

Um das Klima ausreichend zu schützen, ist eine sehr schnelle Umstellung auf 100 % Erneuerbare erforderlich.

„Wir brauchen Anlagen, die hochflexibel Strom erzeugen können.“

Hans-Josef Fell

Bundeswirtschaftsministerium ausschreiben wollte, können wir komplett mit flexibilisierten Biogasanlagen und Wasserkraft ersetzen, wenn wir zudem Speicherbatterien und Wärmespeicher gut einbinden.

Wäre das so einfach? Was ist mit negativen Strompreisen und zu wenig Netzanschlüssen?

Fell: Das ist das Ergebnis der Fehler der zurückliegenden 10, 15 Jahre, in denen man versucht hat, die notwendigen Flexibilitäten nur mit großen Überlandleitungen und Anreizen an der Börse zu bekommen. Das ist schiefgelaufen. Wir sehen, wie hoch die Netzgebühren durch den uferlosen Ausbau überregionaler Leitungen schon heute sind.

Die Lösung liegt in der dezentralen Systemdienlichkeit. Vor Ort, in den Dörfern und Städten, einfach überall sollten die Investitionen in die Erneuerbaren systemdienlich erfolgen. Wir brauchen einen Mix aus Wind, Sonne, Bioenergie und Speicherbau. Im Moment ist oft vom Bau von Batteriespeichern sogar auf Höchstspannungsebene die Rede. Das macht sehr viel Sinn. Mit ihnen kann der weitere Netzausbau klein gehalten werden, Flexibilität wird geschaffen und die Spreizungen der Strompreise an der Börse, die zu stark sind, werden geglättet.

Das EEG basiert auf festen Vergütungen. Ist das vor diesem Hintergrund noch zeitgemäß?

Fell: Ich habe schon vor 15 Jahren einen Vorschlag für eine feste Vergütung von Strom, der netzdienlich eingespeist wird, gemacht.

Es ist richtig, dass man die Stromnachfrage optimiert, also zum Beispiel Wärmepumpen betreibt oder Elektro-



Foto: Privat

autos lädt, wenn Überschussstrom vorhanden ist. Doch man muss Anreize für systemdienliche Einspeisung geben. Das fehlt bis heute.

Müsste das EEG vor diesem Hintergrund grundlegend erneuert werden?

Fell: Ich denke, es wäre gut, erst einmal die Anreize für systemdienliche Einspeisung einzuführen, für große und kleinere Anlagen. Das neue Solar-spitzengesetz geht hier einen kleinen Schritt in die richtige Richtung.

Dafür braucht es die schnelle Installation von Smart Metern und Steuerungstechnik.

Fell: Ja. Natürlich. Das könnte alles schon weiter sein. Das Stadtwerk Haßfurt hat bereits vor 15 Jahren allen Kunden Smart Meter geschenkt und auf beiden Seiten – bei Kunden und Stadtwerken – nur Kostenvorteile geschaffen.

Und der Rest in Deutschland schafft das nicht. Das zeigt die Innovationslosigkeit in Deutschland: 1.000 Studien machen und reden, aber kaum handeln. Auch das bringt uns im Vergleich zu einem Innovationsland wie China unter die Räder.

Sie nennen immer wieder China als Beispiel. Aber China hat nicht nur einen enorm hohen Treibhausgasausstoß, sondern zudem keine demokratisch organisierte Regierung.

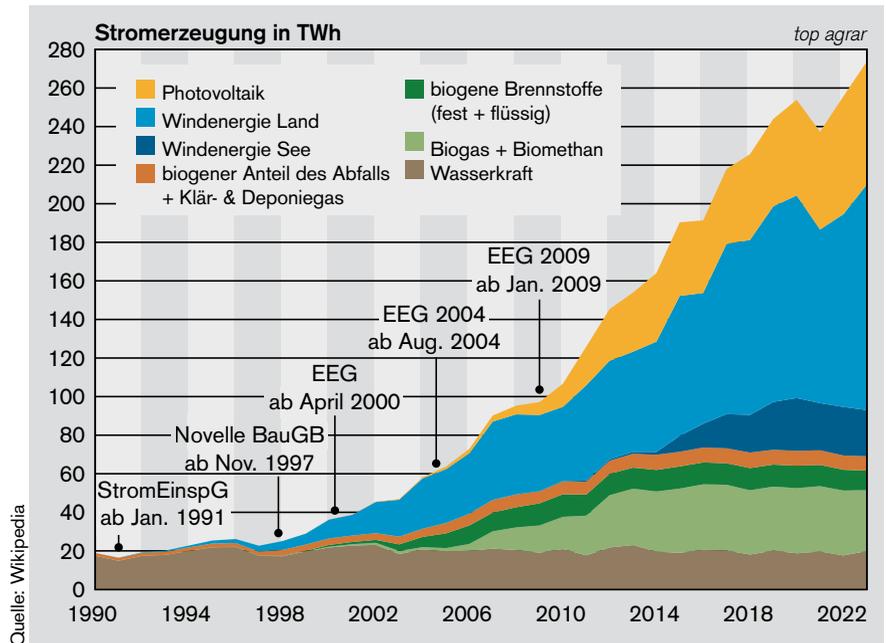
Fell: Das stimmt. Eine Demokratie wäre mir lieber. Aber China ist heute als Weltmarktführer in vielen Bereichen vorne. Das würde ich gerne in Deutschland sehen. Wir haben die Solarenergie in die Welt gebracht.

**„So unmöglich es
scheint, wir brauchen
bis zum Jahr 2030
Nullemissionen.“**

Hans-Josef Fell

Hätten wir das fortgeführt, dann wäre die Solarindustrie auch hier richtig groß. Dann würden wir als Exporteur PV-Module in die Welt liefern. Hätte VW frühzeitig auf E-Mobilität umgestellt, dann würden sie jetzt nicht den Markt in China verlieren, sondern überall hin exportieren und auch den

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND



Quelle: Wikipedia

△ Nach Verabschiedung des EEG im Jahr 2000 hat der Zubau der Erneuerbaren an Fahrt aufgenommen – mit verschiedenen Höhen und Tiefen.

heimischen Markt groß machen. Deutsche Technologien haben die Welt verschmutzt und Klimazerstörung gebracht, die Verbrennungsmotoren von VW, die Chemie von BASF, die Flugzeuge von Airbus. Deswegen sehe ich die deutsche Industrie in der Pflicht, umzukehren und saubere Technologien zu bringen. Aber sie tut viel zu wenig.

Sie beschäftigen sich schon so lange mit der Thematik. Sind Sie da manchmal frustriert?

Fell: Nein. Denn ich sehe unheimlich viele positive Effekte. Was mich betrübt, ist, dass das alles nach China geschwappt ist. Ich hätte die positive Entwicklung gerne in Europa, in Deutschland gehabt.

Dann sind Sie zuversichtlich, dass die Klimaschutzbestrebungen ausreichen?

Fell: Ganz klar nein. Die Schärfe des Klimaproblems ist zu groß. Wir haben heute 425 ppm Kohlendioxid in der Atmosphäre. Das hatte die Erde zuletzt vor 3 Mio. Jahren. Da lag der Meeresspiegel 20 m höher als heute. In dieser Phase sind wir also schon. Das wird uns zeitverzögert treffen, wenn wir nicht mit hoher Geschwindigkeit in wenigen Jahrzehnten die Reinigung der Atmosphäre voranbringen und auf Null

Emissionen umsteigen. Die notwendige Geschwindigkeit sehe ich nicht in Europa und den USA, nicht in Russland und nicht in Indien. Nur in China.

Also Klimaschutz vor allem?

Fell: Im Jahr 1972 hat mich die Studie des Club of Rome „Die Grenzen des Wachstums“ für die Problemlagen dieser Welt sensibilisiert. Ich habe Physik studiert und auch in der Oberstufe gelehrt. Als Naturwissenschaftler ist mir klar, dass die Sonne jedes Jahr 10.000-mal mehr Energie auf die Erde strahlt, als wir Menschen brauchen. Und wir nehmen die schmutzige fossile Energie aus dem Boden. Ja, sind wir denn bescheuert?

So bequem oder unmöglich es für viele auch scheint, wir brauchen bis zum Jahr 2030 Nullemissionen. Die Naturgesetze definieren die Schnelligkeit, wenn wir auf dieser Erde nicht in wenigen Jahrzehnten mit der menschlichen Zivilisation am Ende sein wollen.

Zurück zum EEG und zu den deutschen Klimaschutzmaßnahmen. Was braucht es?

Fell: Wenn man jetzt eine Offensive in Sachen Klimaschutz, in Sachen Ausbau der Erneuerbaren schaffen will, muss man analysieren: Was waren die Ele-

mente, die in den 16 Jahren unter Merkel den Einbruch beim Ausbau verursacht haben? Das muss man politisch zurückschrauben. Dazu gehört die Abschaffung der Ausschreibung. Da wäre schon mal sehr viel Bürokratie weg.

Wir brauchen Aufklärung und keine (kampagnenartige) Desinformation wie zum Beispiel beim Heizungsgesetz. Da sind viele Menschen erschrocken. Dabei gibt es jetzt für alle große Unterstützung für die Umstellung etwa auf Wärmepumpen. Aber was haben die Opponenten gegen das Heizungsgesetz

geschafft? Wir haben wieder einmal einen industriellen Rückgang. Diesmal bei den Wärmepumpenherstellern.

Desinformation – das gilt auch für den Bereich Kernenergie. Alle großen Probleme dieser Technologie sind nicht gelöst: Das Müllproblem, das Proliferationsproblem, also dass man die Atomreaktoren braucht, um Atomwaffen zu bauen. Zudem sind Atomkraftwerke viel zu teuer und es dauert mit über 20 Jahren viel zu lange, bis sie gebaut sind. Und dann noch die Unfallgefahr: Es kann immer wieder einen

Supergau geben, wie wir ihn schon mehrfach hatten und das ist und bleibt katastrophal.

Insgesamt: Wir müssen jetzt auf 100 % erneuerbare Energien umstellen, nicht in 20 Jahren.

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

Die neue Bundesregierung darf den Ausbau nicht bremsen

Erneuerbare Energien sind wettbewerbsfähig und weltweit auf dem Vormarsch. Das ist nach Meinung der Energieökonomin Prof. Dr. Claudia Kemfert ein wesentlicher Erfolg des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Ein Ausruhen und Weiterso sieht sie allerdings nicht als Erfolgsrezept für die Zukunft. Wie aber sollte es weitergehen?

„Erneuerbare Energien haben andere Anforderungen an das Energiesystem als konventionelle“, sagt sie und weiter: „Die Ampelregierung hat viele richtige Weichenstellungen für den schnelleren Ausbau von Solar- und Windenergie gestellt, wie bessere juristische Klarheit, vereinfachte Bürokratisierung und Ausweisung von Flächen. Diese Maßnahmen sollten nicht wieder eingeschränkt werden“, fordert sie. Von der neuen Bundesregierung wünscht sie sich deshalb, dass diese die Energiewende weiter erfolgreich vorantreibt. Dazu braucht es ihrer Meinung nach folgendes:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien darf auf keinen Fall ausgebremst, sondern muss verstärkt werden. Bestehende Regelungen und Gesetze wie das Verbrenner-Aus und das Gebäudeenergiegesetz dürfen nicht gekippt bzw. nicht abgeschafft wird. „Das Gebäudeenergiegesetz ist viel besser als sein Ruf“, sagt die Expertin.
- Dabei reicht es nicht, nur auf den Stromsektor zu schauen. „Es braucht die sogenannte Sektorenkopplung samt Flexibilisierung, also eine intelligente Vernetzung von Stromerzeugern und -verbrauchern. Dazu gehören zum Beispiel ein effektives Energie- und Lastmanagement,



Foto: O. Betke

△ Prof. Dr. Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) sowie Professorin an der Leuphana Universität Lüneburg.

eine verbesserte Digitalisierung mittels Smart Meter, Strompreise in Echtzeit, Spezial-Stromtarife für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, die Markt-Integration von Stromspeichern“, erklärt sie.

- Durch die energetische Sanierung von Gebäuden kann deren Energiebedarf weiter verringert werden. Hierfür muss die finanzielle Förderung dringend ausgeweitet werden.
- Gesenkt werden kann der Energiebedarf zudem über den vermehrten Einsatz von zum Beispiel Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Ihre Wirkungsgrade sind viel höher als die von konventionellen Antrieben bzw. Heizungstechnologien.
- Über die bessere Einbindung von Speichern und andere Flexibilitätsoptionen können die Kosten des Energiesystems deutlich sinken.
- Im Verkehrssektor fordert Kemfert eine bessere Unterstützung für die Elektromobilität, etwa durch den Ausbau der Ladeinfrastruktur sowie die Abschaffung der Vorteile für konventionelle Fahrzeuge.

- Die Stärkung des öffentlichen Nahverkehrs und der Schiene samt preiswertem Deutschlandticket kann für mehr soziale Gerechtigkeit sorgen. Zudem ist die Einführung eines Tempolimits überfällig.
- Sollen Klimaschutzziele zunehmend über steigende CO₂-Preise erreicht werden, müssen diese stark steigen. Nur so können sie eine ausreichende Lenkungswirkung erzielen. Das dies Bezieher von niedrigen Einkommen überproportional belasten würde, muss zur deren Entlastung ein Pro-Kopf-Klimageld eingeführt werden.

Damit es nicht zu einem Systembruch kommt, muss die Anpassung des EEG-Förderrahmens behutsam angepasst werden. Möglich, so die Expertin, seien die Umstellung auf eine reine Mengenförderung oder eine Kombination aus finanziellen Differenzverträgen und langfristigen Strombezugsverträgen (Purchase Power Agreements oder kurz PPA). Differenzverträge könnten dabei so ausgestaltet werden, dass nicht die Stromproduktion einer einzelnen Anlage, sondern die Produktion einer sogenannten Referenzanlage als Bemessungsgrundlage für die Erlösgarantie herangezogen wird. So könnten Anreize geschaffen werden, sowohl bei der Investition als auch beim Betrieb nicht nur auf die erzeugte Strommenge, sondern auch auf den Marktwert des Stroms zu achten.

„Investitionen in erneuerbare Energien würden mit marktlichen Anreizen erfolgen und parallel staatlich abgesichert. Gleichzeitig könnten so die Stromkosten für Verbraucher und den Staat sinken“, sagt die Energieökonomin. *-stü-*



Foto: Neumann

△ Biogasanlage aus dem Landkreis Rotenburg/Wümme: In der Region ist die Biogasdichte hoch.

Cluster: Standort der Aufbereitung entscheidend

Die Planungen in zwei Beispielregionen zeigen: Nicht jeder Zusammenschluss von Biogasanlagen für eine gemeinschaftliche Biomethanherzeugung ist sinnvoll.

Neben der flexiblen Stromerzeugung gilt auch die Biomethanherzeugung als Zukunftsoption. „Dabei gibt es drei Möglichkeiten“,

sagt Biogasberater Michael Kralemann vom Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe (3N). Das sind im Einzelnen:

- Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan und Nutzung als Kraftstoff, komprimiert als CNG oder flüssig als LNG. Bei dieser Variante würde das Gas über Gashändler, Tankstellenbetreiber oder Hoftankstellen vertrieben bzw. genutzt werden. Zudem ist eine Umstellung des Substrats auf Wirtschaftsdünger erstrebenswert, weil damit eine Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) möglich ist und damit höhere Erlöse verspricht.
- Aufbereitung zu Biomethan und Lieferung an Haushaltskunden als Erdgasersatz. Damit können die Abnehmer das Gebäudeenergiegesetz einhalten, wonach sie einen Anteil von mindestens 65 % erneuerbare Energien bei der Wärmeerzeugung erreichen müssen.
- Lieferung von Rohgas an Großabnehmer: Diese könnten das Gas im BHKW zur Wärme- und Stromerzeugung

Der richtige Standort

Was sich in Untersuchungen herausgeschält hat, sind Erfolgsfaktoren für den Standort der Gasaufbereitung:

- Planungsrecht: Es sollte ein Bebauungsplan bzw. Flächennutzungsplan vorliegen bzw. möglich sein.
- Es sollte Platz für die Gasaufbereitungsanlage vorhanden sein sowie Reserve für Erweiterung wie z.B. eine Verflüssigungs- und Abfüllanlage für CO₂.

- Die Lage zu den anzubindenden Biogasanlagen sollte optimal sein.
- Es sollte eine möglichst kurze Anbindungsleitung zum Gasnetz möglich sein.
- Zur Erzeugung von Strom für die Gasaufbereitung sollten erneuerbare Energien eingebunden werden können: Das reduziert den CO₂-Fußabdruck und erhöht den Marktwert des erzeugten Biomethans.

SCHNELL GELESEN

Ein Verbund von Biogasanlagen über eine Rohbiogasleitung (Clustering) ist eine Möglichkeit, um die Kosten für die Aufbereitung zu senken.

Bei der Clusterung gibt es verschiedene Optionen für den Standort der Aufbereitungsanlage.

Die Aufbereitung kann am Ende eines langen Netzes oder in der Mitte der Gasleitung stehen.

Ein langes Netz mit zentraler Aufbereitung für 21 Anlagen hat sich als teuerste Variante herausgestellt.

Bei der Planung sollten verschiedene Faktoren wie die nötige Druckstufe im Gasnetz berücksichtigt werden.

ÜBERSICHT 1: KOSTENBERECHNUNG VARIANTE 1

Baukosten	
Übergabestationen bei Biogasanlagen	4.468.000 €
Rohbiogasleitung	14.589.000 €
Biogasaufbereitung	5.741.000 €
Sonstiges, interne Erschließung, Unvorhergesehenes	735.000 €
Kostenbeitrag Gaseinspeiseanlage GasNZV	250.000 €
Sondergutachten	692.000 €
Planung	1.629.000 €
Summe	28.103.000 €
Variante: 30 % Preissteigerung (Pos. ohne akt. Richtpreise)	34.682.000 €
Spezifische Gastransportkosten	
Netz und Übergabestationen	1,22 ct/kWh (HS)
Biogasaufbereitung	0,82 ct/kWh (HS)
Summe	2,04 ct/kWh (HS)
Variante: 30 % Preissteigerung	2,57 ct/kWh (HS)

top agrar; Quelle:3N

△ Angegeben sind die Kosten für die Variante mit der Aufbereitung am Ende des Gasnetzes.

gung nutzen oder mit dem Gas abschließend heizen. Es würde den Unternehmen helfen, Nachhaltigkeitsziele einzuhalten.

ZWEI REGIONEN

Bei der Realisierung kann der Zusammenschluss von mehreren Anlagen helfen, um die hohen Investitionskosten für die Gasaufbereitung zu senken. Wie

sich so ein Biogascluster rechnet, hat das 3N-Kompetenzzentrum in Zusammenarbeit mit dem Ingenieurbüro Berg aus Aachen am Beispiel von zwei möglichen Zusammenschlüssen in den beiden niedersächsischen Biogas-Landkreisen Rotenburg/Wümme und Emsland untersucht.

Das Gebiet in Rotenburg/Wümme umfasst 21 Biogasanlagen an 27 Stand-

orten, darunter auch Satelliten-BHKW. Die Anlagen haben zusammen 21 MW installierter elektrischer Leistung und produzieren 100 Mio. kWh Strom.

DIE AUSGANGSLAGE

- Das EEG-Ende der 21 Anlagen liegt zwischen 2021 und 2033.
- 40 % der erzeugten Wärme, die die Anlagen erzeugen, werden für Netze

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



und andere Heizzwecke benötigt, sind also unentbehrlich.

- Der Wirtschaftsdüngereinsatz bewegt sich zwischen 0 und 63 %.

Die Anlagen könnten zusammen im Jahr ca. 4.000 m³ Rohgas erzeugen. „Nach Auslaufen der EEG-Vergütung ist es etwas weniger, weil die Anlagen dann den Maiseinsatz reduzieren und dafür mit Wirtschaftsdünger ersetzen wollen“, erklärt Michael Kralemann. Hintergrund ist die europäische Energiedirektive RED II, die Biogas aus Wirtschaftsdünger eine höhere Treibhausminderung attestiert und damit den Wert des erzeugten Biomethans erhöht.

DREI MÖGLICHE STANDORTE

Ein Zusammenschluss wäre bei 18 Anlagen denkbar. Würden alle Anlagen miteinander verbunden, würde sich ein Gasnetz von 73 km Länge ergeben. Es gibt verschiedene Möglichkeiten:

- Variante 1: In einem Gewerbegebiet einer größeren Kommune steht eine zentrale Aufbereitung.
- Variante 2: Die Aufbereitung wird in der Mitte des Gasnetzes errichtet.
- Variante 3: Das Netz wird in zwei Abschnitte mit zwei Aufbereitungsanlagen aufgeteilt.

„Bei der zentralen Aufbereitung in Variante 1 müsste der nötige Druck im Gasnetz über 1 bar liegen, um die große Entfernung überwinden zu können. Das erhöht die Kosten für die Gasverdichter“, sagt Kralemann.

ÜBERSICHT 2: ÜBERSICHT DER VARIANTEN

	Einheit	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Investition				
• Baukosten	€	5.782.000	22.153.000	19.670.000
• Sondergutachten, Nebenkosten	€	19.670.000	692.000	882.000
• Planung	€	1.629.000	1.458.000	1.194.000
Summe	€	28.104.000	24.303.000	21.746.000
Spezifische Biomethanherstellungskosten (bei 30 % Preissteigerung)				
• Netz- und Übergabestationen	ct/kWh	1,59	1,30	1,01
• Biogasaufbereitung	ct/kWh	0,98	0,96	1,22
Summe	ct/kWh	2,57	2,26	2,22
Variante: Ohne 30 % Preissteigerung	ct/kWh	2,04	1,80	1,80

top agrar; Quelle: 3N

△ Angegeben sind die Erzeugungskosten für Biomethan für die Varianten mit der Aufbereitung am Netzende (1), in der Netzmitte (2) und mit zwei Aufbereitungen (3).

Bei dieser Variante würden die Ingenieure zwei parallele Leitungen vorschlagen. Denn bei Gasleitungen mit einem Druck von über 1 bar sind höhere Anforderungen der Fernleitungsverordnung zu erfüllen. Das könnte man zwar mit zwei Leitungen mit weniger Druck vermeiden. „Das macht die Investition aber teurer“, sagt Kralemann.

DIE KOSTEN

Was die Investition im Einzelnen kostet, zeigt Übersicht 1 auf S. 19. Die Kosten für die Gasleitung schlagen mit 14 Mio. € zu Buche, die Gasaufbereitung würde nur 5,7 Mio. € kosten. Einschließlich Kondi-

tionierung des Rohbiogases auf den Anlagen, Übergabestationen sowie Gutachten- und Planungskosten würde diese Variante insgesamt 28 Mio. € kosten. „Wenn wir eine 30-prozentige Preissteigerung auf alle Positionen einkalkulieren, könnten es sogar 34 Mio. € werden“, rechnet Kralemann vor.

Pro kWh Biomethan würden die Leitungskosten 1,2 ct betragen, die Aufbereitung 0,8 ct/kWh. Damit würden die Kosten bei 2 ct/kWh liegen (mit 30 % Preissteigerung bei 2,5 ct/kWh). Im Vergleich dazu würden die anderen beiden Varianten bei 1,80 ct/kWh bzw. bei 30 % Preissteigerung zwischen 2,22 und 2,26 ct/kWh liegen (Übersicht 2).

DIE BEWERTUNG

Zu den drei Varianten gibt es unterschiedliche Vor- und Nachteile:

1. Aufbereitung am Netzende:

- Die Investitionskosten sind am höchsten, die Trassenführung sehr aufwendig, eine zusätzliche Druckerhöhung nötig und die Lage zum Gasnetz schlecht (rund 1 km Länge der Anbindungsleitung).
- Es gibt nur einen Abnehmer des Gases, was einige Anlagenbetreiber als Risiko bewerten.

2. Aufbereitung in der Netzmitte:

- Der Standort ist zentraler, womit eine Trasse mit kleinerem Durchmesser und ohne Druckerhöhung möglich ist.
- Das reduziert die Investitionskosten.
- Zudem ist die nötige Anbindungsleitung mit unter 1 km kürzer.
- Es gibt an dem Standort bessere Entwicklungschancen, z. B. für die Einbin-



Foto: Neumann

△ In der Gasaufbereitung wird vor allem CO₂ vom Rohbiogas abgetrennt.

dung eines Solarparks zur Stromerzeugung für die Aufbereitung. Zudem ist Fläche für eine zusätzliche CO₂-Verflüssigung vorhanden.

3. Zwei Biogasaufbereitungsanlagen:

- Die Investitionskosten sind hier am geringsten, weil die Trassenlänge und der nötige Leitungsdurchmesser kleiner ausfallen.
- Die Transportkosten liegen gleichauf mit Variante 2.
- Die Zuordnung der Biogasanlagen zu den Aufbereitungsanlagen ist leichter.

Weitere Infos zu Biogasclustern

Im Januar 2025 ist der Abschlussbericht zum Forschungsprojekt „Entwicklung von innovativen Konzepten zur Clusterung von Bestandsbiogasanlagen für die Bereitstellung von Biomethan“ erschienen. Im Rahmen dieses Projekts wurden kurz- und mittelfristig umsetzbare Maßnahmen für die Clusterung von Bestandsbiogasanlagen zur Bereitstellung von Biomethan identifiziert und Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber entwickelt. Dazu wurden Kapital- und Betriebskosten detailliert ermittelt sowie rechtliche, regulatorische und organisatorische Fragestellungen analysiert.

Um eine Detailanalyse anhand von Praxisdaten vorzunehmen, wurden im Projektverlauf drei geeignete Standorte für die Clusterung von Biogasanlagen betrachtet. Die Ergebnisse sollen in einem Leitfaden zur Clusterung von Biogasanlagen zusammengefasst werden. Dieser soll politischen Entscheidungsträgern, Unternehmen und Anlagenbetreibern als Entscheidungshilfe für die technische und wirtschaftliche Bewertung von Clustern dienen. Den Abschlussbericht finden Sie unter <https://biogas.fnr.de/projekte/projektuebersicht>

- Über die Themen „Wirtschaftlichkeit der Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethanproduktion“ und „Planung und Bau von Rohbiogasleitungen mit Beispielen“ informieren Experten beim „Biomethantag 2025“ am 17. Juni in Weimar. www.biogas-thueringen.de/biomethantag-2025

DAS ERGEBNIS

„Die beteiligten Biogasanlagenbetreiber haben in verschiedene Richtungen diskutiert und sich am Ende gegen die ganz große Lösung entschieden“, sagt Kralemann. Allein Genehmigungs- und Lieferzeit für die Komponenten würden gut drei Jahre in Anspruch nehmen, bis das erste Gas verkauft werden könnte. Das wäre für einige Anlagen, die das Ende der EEG-Vergütung erreichen, zu lang.

REGION EMSLAND

Auch in einer anderen Region gab es Planungen: Im Emsland überlegen Biogasanlagen mit insgesamt elf Standorten einen Zusammenschluss. Sie kämen auf zusammen 7 MW installierte Leistung, 27 km Gasleitungslänge und 13 Mio. € Investitionssumme. Als am kostengünstigsten hat sich eine Variante erwiesen, bei der die Aufbereitungsanlage auf dem Standort einer Biogasanlage steht. „Allerdings gibt es keinen genauen Netzanschlusspunkt, was ein gewisses Kostenrisiko darstellt“, sagt Kralemann.

UN SICHERER ERLÖS

Was die Planung in beiden Regionen unsicher gemacht hat, ist der zwischenzeitliche Preisverfall für die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote), der wichtigsten Erlös Komponente für Biomethan als Kraftstoff. „Gasaukäufer wollen sich meistens nicht an den Investitionskosten beteiligen. Es ist den Landwirten nicht zu verdenken, dass sie unter diesen Umständen das Gasnetz nicht unbedingt selbst errichten wollen“, sagt Kralemann.

Positiv könnte sich dagegen die Verflüssigung von CO₂ auswirken, eine relativ neue Entwicklung. Zwar sind auch hier die Investitionskosten nicht zu unterschätzen. „Aber die CO₂-Nutzung reduziert den CO₂-Fußabdruck der gesamten Kette weiter und macht das Gas wertvoller“, sagt Kralemann.

Unterm Strich lässt sich festhalten: Für ein erfolgreiches Biogascluster müssen verschiedene Faktoren günstig sein. Dazu gehört vor allem der richtige Standort der Gasaufbereitung (siehe Kasten).

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

telis energie
DEUTSCHLAND

ATTRAKTIVE
ERTRÄGE
DANK
SONNE UND
WIND



JETZT FLÄCHE
PRÜFEN LASSEN

- ◆ Verlässliches Einkommen
- ◆ Ab Unterschrift Geld verdienen



www.telis-energie.de

Geschäftsmodell: Gas in Flaschen verkaufen

Die Green Energy Max Zintl hat ein Konzept entwickelt, um Biomethan per Druckbehälter zu transportieren. Das ist für Anlagen interessant, die keinen Gasanschluss haben.

Sie haben eine neue Technik für eine alternative Biomethanvermarktung entwickelt. Was waren die Hintergründe?

Zintl: So mancher Biogasanlagenbetreiber will von der Stromerzeugung auf die Biomethanproduktion wechseln. Aber von den über 9.000 Biogasanlagen in Deutschland kann vermutlich über die Hälfte nie an das Gasnetz angeschlossen werden, weil sie zu weit entfernt davon sind. Daher besteht hier enormes Potenzial. Unser Ziel ist es, an solchen Anlagen direkt vor Ort das Biogas aufzubereiten, zu komprimieren und anschließend dorthin zu transportieren, wo Gas benötigt wird. Dies würde mehr Unabhängigkeit von ausländischen Energieimporten bedeuten. Kurzum: Das Rohbiogas wird zu Biomethan aufbereitet, aber anstatt es ins Gasnetz einzuspeisen, wird es in einem mobilen Gastank gespeichert.

Wie funktioniert das?

Zintl: Die Anlage ist transportabel. Verfügen Biogasanlagen über groß dimensionierte Gasspeicher, können sich zwei Anlagen eine Gasaufbereitungsanlage teilen. Hierzu habe ich einen Sattelaufleger entwickelt, der bei den Biogasanlagen steht. Das Biomethan wird dabei auf 250 bar verdichtet und in kleinen Flaschen abgefüllt, die auf dem Sattelaufleger platziert sind – denn es gibt keinen großen Druckbehälter für 250 bar.

Was passiert dann?

Zintl: Ist der Gasspeicher voll, kommt ein Unternehmen mit einem leeren Auflieger und nimmt den vollen mit. Es gibt erste Flüssiggashändler wie z.B. die Friedrich Scharr KG aus Stuttgart, die Interesse daran haben, das Biomethan abzuholen. Das Gas wird dann z.B. als Kraftstoff oder als Heiz-



Fotos: Werkbilder

△ Geschäftsführer Maximilian Zintl: „Viele Anlagen liegen nicht an einem Gasnetz.“

gas für Privathaushalte vermarktet. Oder an Klein-BHKW-Betreiber.

Kraftstoffgas ist ja wegen der höheren Treibhausminderung besonders gefragt, wenn es aus Wirtschaftsdünger hergestellt wird. Gibt es Vorgaben für die Rohstoffe für die Biogasproduktion?

Zintl: Nein, auch Gas aus nachwachsenden Rohstoffen und Nebenproduk-

ten kann gefragt sein, wenn wir es als Erdgasersatz im Heizungsmarkt verwenden. Hier sehe ich den größten Absatzmarkt, da rund 50 % der Haushalte eine Erdgasheizung haben. Und nicht alle Häuser lassen sich mit einer Wärmepumpe beheizen. Mit der Beimischung von Biomethan zum Erdgas können die Haushalte die Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes erfüllen. Der Hausbesitzer muss zwar aktuell ca. 6 ct/kWh mehr für das Biomethan bezahlen. Aber bei 15 % Beimischung und einem Verbrauch von 20.000 kWh im Jahr sind das 180 €. Dafür spart er 30 € an CO₂-Aufschlag ein. Je höher der CO₂-Aufschlag auf fossile Brennstoffe wird, desto eher lohnt sich die Beimischung. Das haben neben Gashändlern auch Stadtwerke erkannt, die jetzt Ökogas anbieten wollen.

Ab welcher Größenordnung wäre die Biomethanproduktion ohne Gaseinspeisung attraktiv?

Zintl: Das geht schon ab einer Anlagengröße von umgerechnet 50 kW elektrisch. Wir haben eine kleine Aufbereitung auf Basis der Membrantechnik konzipieren lassen, die 27 m³ Rohbiogas in der Stunde verarbeitet. Dann bräuchte der Betrieb nur noch einen Verdichter, um das Gas auf 250 bar zu komprimieren. Um hier Kosten zu sparen, könnte er Aufberei-

SCHNELL GELESEN

Die Biomethanproduktion ist vor allem für Biogasanlagen in der Nähe des Gasnetzes interessant.

Anlagen ohne Netzanschluss können Biomethan jetzt in Flaschen speichern.

Das Gas lässt sich über Flüssiggashändler vermarkten.

Kunden sind Klein-BHKW-Betreiber oder Hausbesitzer. Das Gas könnte aber auch als Kraftstoff in den Markt kommen.



△ Die mobile Aufbereitung ist auf einem Sattelaufleger untergebracht. Das Gas wird komprimiert und in Flaschen gespeichert (rechts).

tung und Verdichter zumindest im Sommer mit Solarstrom betreiben.

Wäre die CO₂-Verflüssigung auch noch eine Möglichkeit zu einem Zusatzerlös?

Zintl: Irgendwann ja, aber momentan sind die CO₂-Preise zu gering, als dass sich eine Verflüssigung lohnen würde. Etwas anderes ist es, wenn sich mehrere Anlagen zu einem Biogascluster zusammenschließen und gemeinsam

Biomethan erzeugen. Dann reden wir schon von größeren Anlagen. Damit sind dann auch neue Energiekonzepte möglich.

*Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@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

www.wpd.de



Mehr Gasspeicher durch flexible Fütterung

Mit dem neuen Biomassepaket müssen Betreiber künftig noch stärker auf Börsenstrompreise reagieren. Eine gezielte Rohstoffzugabe kann helfen. Dabei gilt es aber, Prozessstörungen zu vermeiden.

Mit der Fütterungsmenge können Anlagenbetreiber die Gasproduktion gezielt steuern. Das geht auch mit Mais.





Das neue Biomassepaket, aber auch die Preissituationen an der Börse stellen neue Anforderungen an Biogasanlagen. So sinkt am Wochenende, aber auch an Feiertagen, der Strompreis regelmäßig, weil zu diesen Zeiten wenig Strom benötigt wird. Hier sollten Biogasanlagen keinen Strom einspeisen. „Dagegen haben Dunkelflauten wie zuletzt am 11. und 12. Dezember 2024 großen Einfluss auf die Strompreise. In diesen Zeiten lohnt es sich, die Leistung der Biogasanlage zu erhöhen und Strom zu vermarkten“, sagt Christian Dorfner, Geschäftsführer des Strommarktdienstleisters SK Verbundenergie (SKVE) aus Regensburg.

REAKTION AUF STROMPREIS

Das Biomassepaket, das die Bundesregierung am 31. Januar beschlossen hat, unterstützt diese Entwicklung. Demnach gehört das Überbrücken von Dunkelflauten künftig zu einer wichtigen Aufgabe der Biogasanlagen. Es geht also darum, den Bedarf in Zeiten mit wenig Wind und Sonne zu decken. „Das werden im Winter zwei bis drei Ereignisse pro Monat sein“, erwartet er.

Gleichzeitig sollen Biogasanlagen Platz für Wind- und Solarstrom im Netz machen. Konkret sollen Betreiber von Anlagen auch bei Preisen unter 2 ct/kWh keine Vergütung mehr erhalten. „Wir hatten schon 2024 Phasen, bei denen der Preis 15 bis 20 Stunden am Stück unter 2 ct lag. Muss in der Zeit das BHKW produzieren, weil der

SCHNELL GELESEN

Über die Fütterungsmenge sowie die Art der Substrate lässt sich die Gasproduktion regulieren.

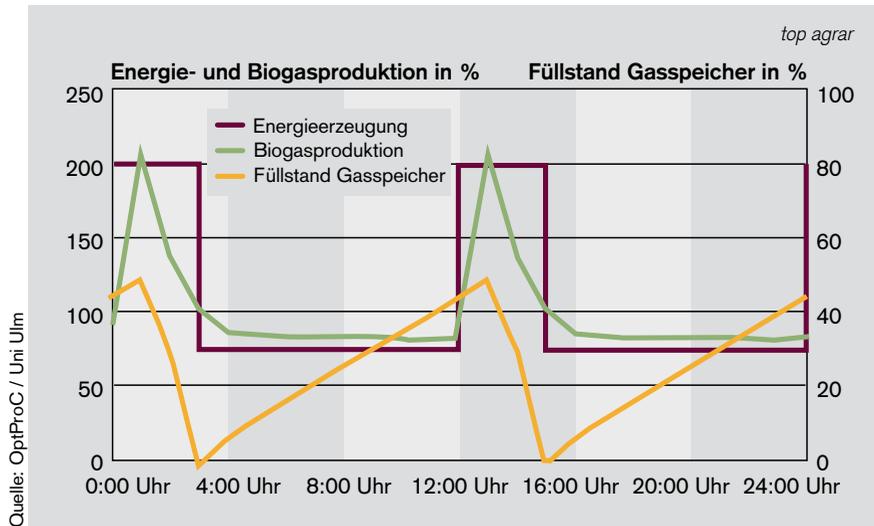
Mit ein paar Stunden Vorlauf können Anlagenbetreiber damit auf die erwartete Stromnachfrage im Netz reagieren.

Erste Betreiber reagieren damit auf die niedrigen Strompreise am Wochenende und reduzieren die Fütterung am Freitag bzw. erhöhen sie am Sonntag.

Für die Anpassung sind eine gute Prognose sowie eine enge Abstimmung mit dem Direktvermarkter nötig.

Mit der Prozessüberwachung vor allem über den CO₂-Wert lassen sich biologische Probleme vermeiden.

BEISPIEL FÜR EINE DOPPELT ÜBERBAUTE BIOGASANLAGE



△ In diesem Beispiel steht das BHKW mittags still. Währenddessen füllt sich der Gasspeicher. Wenn nachmittags wieder Strom gebraucht wird, wird das Gas im BHKW verbrannt.

Gasspeicher voll ist, erhält der Betreiber keine Vergütung“, sagt er. Es wird also notwendig, die BHKW-Stillstandzeiten immer weiter zu verlängern.

LÄNGERE SPEICHERZEIT

Über eine gezielte Fütterung lässt sich die Gasproduktion so anpassen, dass sich die Speicherkapazität des Gassacks verlängert. Das ist vor allem interessant für flexible Biogasanlagen mit kleinem Gasspeicher. Mit diesem Management können sie besser auf Preise am Strommarkt reagieren. Dorfner nennt dazu ein Beispiel: „Wenn mein Speicher nur die Gasproduktion von acht Stunden aufnehmen kann, muss das BHKW zweimal am Tag in Betrieb sein, um das Gas zu verbrauchen – selbst, wenn die Preise schlecht sind. Das muss ich möglichst vermeiden.“

REDUKTION AB FREITAG

Ideen zur flexiblen Fütterung gibt es schon länger. Aber bislang war sie darauf beschränkt, die Leistung im Sommer zu reduzieren und im Winter zu erhöhen, weil dort vor allem die Wärme gebraucht wird. Mittlerweile gibt es laut Dorfner bereits einige Anlagen, die schon am Freitagmittag beginnen, die Zufuhr von Feststoffen zu reduzieren und nur noch die energiearme Gülle zuzuführen.

Das wirkt sich Stunden später auf die Gaserzeugung aus, die dann ab Samstag deutlich geringer ist. Damit kann der Betreiber ohne Umstellung des

Substratmixes die Gasproduktion nach Dorfners Erfahrung um bis zu 30 % reduzieren. „Am Sonntagabend geben die Anlagen dann wieder Feststoffe dazu, damit der Gasspeicher am Montagmorgen ausreichend gefüllt ist. Zu der Zeit ist Strom meist wieder gefragt und teuer“, sagt er.

Die Zugabe hochreaktiven Substraten wie Zuckerrübenbrei oder Getreideschrot kann den Prozess kurzfristig



△ Mit der Zugabe von Zuckerrüben lässt sich die Gasproduktion auch sehr kurzfristig beschleunigen.

beschleunigen. Im Wochenschnitt bleiben Strom- und Gasproduktion damit gleich, nur wird der Schwerpunkt auf die fünf Arbeitstage gelegt.

Ideal ist es aus seiner Sicht, wenn sich Betreiber und Stromvermarkter abstimmen. Das wäre z.B. möglich, wenn der Betreiber Fahrpläne hinterlegt und automatisch eine Prognose an den Vermarkter schickt. Daran kann dieser dann sehen, wann die Biogasanlage mehr oder weniger Gas produziert.

Damit sich die Anlagenbetreiber auf eine nötige Einschränkung der Gasproduktion einstellen können, sind Wetterprognosen wichtig. „Dabei helfen meteorologische Daten, aber auch ein Blick auf die Börsenstrompreise. Diese reagieren meist zwei bis drei Tage vor einem Ereignis wie einer Dunkelflaute oder einer Starkwindphase auf die erwartete Stromproduktion“, sagt er.

WAS ZU BEACHTEN IST

Neben der Reaktion auf Strompreise muss der Betreiber aber bestimmte Parameter im Blick behalten:

- Mit der Fütterungsmenge schwankt auch die Menge an Gärrest. Reicht die Gärrestlagerkapazität auch in Phasen mit hoher Zugabemenge?
- Beim immer weiter sinkenden Maisdeckel nimmt der Anteil von schwer vergärbarem Material zu. Wird die Gasproduktion dadurch einfach nur träger oder gibt es andere Reaktionen?
- Wie reagiert die Biologie auf eine kurzfristige Erhöhung der Feststoffmenge, vor allem bei Zuckerrüben oder Getreide? (Siehe dazu auch nachfolgendes Interview).

Um Antworten auf diese Frage zu bekommen, rät Dorfner, jetzt die Zeit zu nutzen und sich langsam an eine Steuerung der Gasproduktion heranzutasten, z.B. am Wochenende. „Am besten verändert man nur eine Komponente und schaut, wie sich das auf die Gasproduktion auswirkt“, lautet seine Empfehlung.

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

INTERVIEW

CO₂ als Frühwarnindikator

An der Universität Ulm wurde ein System entwickelt, mit dem Anlagenbetreiber den Fermentationsprozess laufend überwachen können. Das hilft bei der flexiblen Fütterung, erklärt Prof. Marian Kazda im Interview.



Foto: Privat

△ Prof. Marian Kazda: „Anhand des CO₂-Werts kann der Betreiber lernen, den Prozess vorausschauend zu steuern.“

Warum ist eine Prozessüberwachung für flexible Anlagen sinnvoll?

Kazda: Mit einer variablen Substratzugabe können Anlagenbetreiber die Gasproduktion an die Strommarktanforderungen anpassen, also z. B. rechtzeitig die Gasproduktion erhöhen, wenn bei einer Dunkelflaute mehr Strom benötigt wird. Doch mit einer schnellen Substratzugabe allein ist es nicht getan. Sie kann zu einer ineffizienten Vergärung oder sogar zu einer Prozessstörung führen. Eine Störung kündigt sich schon viel früher an, als man das an der Gasblase erkennt. Oder schlimmer: Wenn der Betreiber meint, bei ausbleibender Gasproduktion noch mehr füttern zu müssen,

bewirkt er das Gegenteil, die Prozessstörung kommt dann noch schneller.

Wie funktioniert die Anlage, wo ist der Sensor verbaut?

Kazda: Wir messen mit einem optischen Sensor, der mit einer Lanze direkt im Fermenterinhalt platziert wird. Er funktioniert, einfach gesagt, über die Messung von Veränderungen im Lichtspektrum. Die Lichtsignale, die sich durch den CO₂-Gehalt der Fermentermasse verändern, sowie die Temperatur werden in einer Messbox ausgewertet und über WLAN in einen Cloudspeicher geladen. Von dort erhält der Betreiber die Daten, ihre Verläufe und Warnungen auf sein Handy. Wir haben dafür eine Art Tacho wie im Auto entwickelt, auf dem er schnell ablesen kann, ob der CO₂-Wert noch im grünen Bereich ist oder ansteigt. Genauso kann sich der Betreiber die Messwerte in der Anlagensteuerung anzeigen lassen. Aktuell arbeiten wir an einer Automatisierung der Substratzufuhr als Funktion der Prozessbelastung.

Bei Gasanalysegeräten haben die Sensoren je nach Gasart unterschiedlich lange Lebensdauern. Wie ist das bei Ihrer Sonde?

Kazda: Der Sensor arbeitet mit einem CO₂-sensiblen Farbstoff, der sich im Laufe der Zeit verbraucht. Feststellen lässt sich das anhand der abnehmenden Stärke des reflektierten Lichts. Wir haben einen Wert definiert, ab dem der Sensor getauscht werden muss. Der Betreiber bekommt dazu einen Hinweis auf seinem Handy. Ein Faustwert ist, dass ein Tausch nach 3 bis 6 Monaten nötig ist. Der Sensor in der Größe eines 5 Cent-

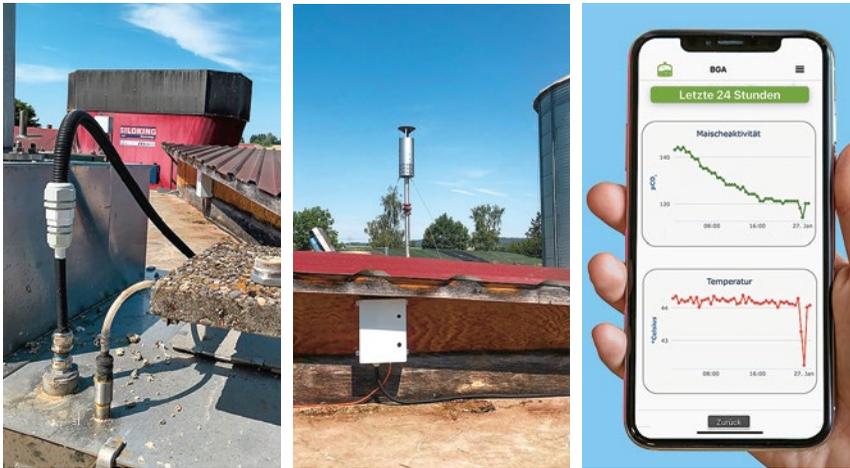
Kraftvoll, zuverlässig, flexibel!

Sie möchten die Transportwürdigkeit oder den TS-Gehalt Ihrer Gärreste 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
- | rühren
- | separieren

Tel. +49 4443 9666-0
www.stallkamp.de



△ Das Mess-System zur Echtzeitüberwachung von Biogasfermentern besteht aus einer Messlanze mit optischem Sensor, hier verbaut im Maischetank einer Biogasanlage (links), sowie einer Messbox (Mitte), in der die Daten aufbereitet und weitergeleitet werden.

Stücks lässt sich sehr einfach auch vom Betreiber wechseln, indem die Lanze aus dem Behälter gezogen und der neue Messkopf aufgesetzt wird.

Es gibt verschiedene Frühwarnindikatoren zur Prozessüberwachung wie

den Wasserstoffgehalt oder den FOS/TAC-Wert. Welchen Vorteil hat der CO₂-Gehalt?

Kazda: CO₂ wird in verschiedenen Stufen des Fermentationsprozesses gebildet. Wir haben schon vor einigen Jahren in dem FNR-Forschungsprojekt „Flexizucker“ gesehen, wie schnell die CO₂-Produktion bei Zugabe von Zuckerrübenbrei ansteigt und bei welchem Wert der Prozess zum Erliegen kommt. Eine Messung des CO₂-Gehalts ist also der direkte Blick in den Fermentationsprozess. Genauso wie unsere CO₂-Messung im Gärsubstrat ist Wasserstoff ein wichtiger Wert, um Veränderungen im Säureumsatz anzuzeigen. CO₂-Verluste erfasst er dagegen nicht. Außerdem lässt er sich erst in der Gasphase per Gasanalyse ermitteln. Und bis sich beim FOS/TAC-Wert eine Veränderung zeigt, ist schon viel

CO₂ ineffizient verloren gegangen. Denn FOS/TAC muss ja erst im Labor bestimmt werden und wird nur selten täglich gemessen. Unsere Anlage misst den CO₂-Wert automatisch jede halbe Stunde, also 48-mal am Tag.

Warum kann eine Zugabe schnell vergärbare Stoffe zur Ineffizienz führen?

Kazda: Wenn man zu viel schnell verdauliches Substrat wie Zuckerrübenbrei zugibt, kommt es zu einem sehr raschen Anstieg der CO₂-Bildung. Das CO₂ entweicht stoßweise in die Gasphase, der Kohlenstoff geht dem Prozess verloren. Denn die methanbildenden Archaeen, die in der Regel sehr langsam arbeiten, haben nicht genug Zeit, das CO₂ in Methan umzuwandeln. Vermeidet man das, kann man die Methanausbeute steigern, ohne mehr Rohstoffe zugeben zu müssen. Diese Optimierung erreicht man nur mit einer regelmäßigen CO₂-Messung, ansonsten bekommt der Anlagenbetreiber davon nichts mit. Was wir auch sehen konnten: Starke Temperaturschwankungen führen ebenfalls zu hohen CO₂-Verlusten.

Woran liegt das?

Kazda: Temperaturschwankungen ergeben sich, wenn z.B. eine große Menge kalter Rohstoffe zugegeben wird. Anlagen mit einem hohen Gülleanteil leiden oft unter Temperaturschocks durch das Einbringen kalter Gülle. Ebenso wenig sollten sich die Temperaturen im Tages- und Wochenverlauf schnell ändern. Da wir mit dem Messsystem auch die Temperatur halbstündig erfassen, konnten wir in einigen Anlagen Schwankungen von 10 °C und mehr innerhalb von Stunden feststellen. Die Archaeen sind aber auf eine



◁ Prozessüberwachung am Handy: Die Farben geben einen schnellen Überblick über den Zustand.

Fotos: Werkbilder

IMPRESSUM

Verlagsbeilage „Energiamagazin“ in der Ausgabe 5/2025 von top agrar und in der Ausgabe 5/2025 von profi

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

Redaktionsanschrift:
Landwirtschaftsverlag GmbH,
top agrar, D-48084 Münster,
Telefon: +49 2501 801 6400,
Fax: +49 2501 801 5554,
E-Mail: redaktion@topagrar.com

Chefredaktion: Guido Höner, Matthias Schulze Steinmann

Titelbilder: Werkbilder (3), Neumann

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 801 0

Geschäftsführer: Dr. Ludger Schulze Pals, Malte Schwerdtfeger

Publisher: Reinhard Geissel

Produktmanager: Jens Winkelkötter

Leiter Vertriebsmarketing:
Sylvia Jäger

Leiter Vertriebsmanagement:
Paul Pankoke

Leiter Media Sales und verantwortlich für den Anzeigenteil: Dr. Peter Wiggers

Anzeigendisposition:
Petra Feldmann, Tel.: +49 2501 801 2650

Anzeigenmarketing: Jonas Patzelt,
Tel. +49 2501 801 1790, E-Mail: jonas.patzelt@lv.de

Leser-Service Tel.: +49 2501 801 3020,
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.

möglichst konstante Temperatur angewiesen. Bei Kälteschocks verstoffwechseln sie das CO₂ nicht entsprechend und es entweicht, die Methanbildung geht zurück. Es muss also das Bestreben des Betreibers sein, den Kohlenstoff möglichst lange im Prozess zu halten. Dazu gehört auch, dass die Rührtechnik effizient arbeitet. Sie muss die eingefüllten Substratblöcke gleichmäßig verteilen und auch für eine homogene Temperatur im Fermenter sorgen.

„Ein zu hoher CO₂-Wert zeigt an, dass der Prozess überlastet ist.“

Welche Rückschlüsse kann der Betreiber aus dem CO₂-Wert schließen?

Kazda: Ganz allgemein kann man sagen: Wenn der CO₂-Wert niedrig ist, kann der Betreiber mehr füttern, um die Gasausbeute zu erhöhen. Ein zu hoher CO₂-Wert zeigt an, dass der Prozess überlastet ist. Auch sind nicht nur einzelne Werte entscheidend, sondern die Dauer ihres Auftretens und der bisherige Verlauf: Ein länger anhaltender hoher Wert könnte auf eine Säureakkumulation schließen lassen, die zu einer Prozessstörung führt. Schnell fallende

Werte dagegen sind beispielsweise ein Symptom für eine Unterbrechung der Substratzufuhr. Anhand der Veränderung des Wertes kann er feststellen, ob die zugeführte Menge richtig ist oder ob er sie reduzieren muss, um Effizienzverluste oder eine Prozessstörung zu vermeiden. Wir arbeiten jetzt an einer Weiterentwicklung, bei der der Betreiber Empfehlungen zur Zugabemenge erhält.

Welche Substrate eignen sich für eine schnelle Veränderung der Gasproduktion?

Kazda: Das sind vor allem kohlenhydratreiche Substrate wie Zuckerrüben, aber auch Kartoffelschalen, Getreideschrot, Speisereste usw. Zudem sollte man die Maissilage nicht unterschätzen. Auch damit lässt sich gezielt eine höhere Gasbildung nach ca. vier Stunden herbeiführen.

Was sind Ihre Erkenntnisse aus den bisherigen Messungen?

Kazda: Das Messsystem haben wir in etwa 30 Anlagen getestet und entwickelt. Aktuell ist das System bei 10 Anlagen fest installiert. Der CO₂-Wert ist für den Betreiber wichtig, um zu lernen, mit welchem Vorlauf man schnell vergärbare Substrate zuführt, um die Gasproduktion zum gewünschten Zeitpunkt zu erhöhen. Und es zeigt sich, dass das Beibehalten einer gleichmäßi-

Zum Weiterlesen

Die OptProC GmbH (www.OptProC.de) ist eine Ausgründung der Universität Ulm, die die Echtzeit-Fermenterüberwachung entwickelt hat. Unser Gesprächspartner, Prof. Marian Kazda, ist Mentor des Start-ups „OptProC“.

gen Temperatur bisher bei vielen Anlagen vernachlässigt wurde. Wer also die Gasproduktion über eine flexible Fütterung steuern will, sollte auch starke Temperaturschwankungen vermeiden, indem er z.B. das Substrat vorwärmt. Die Messung hilft nicht nur, die Gasproduktion kurzfristig zu erhöhen, sondern auch, die Gasproduktion vom Sommer in den Winter zu verschieben. Wenn ich im Winter mit der Substratzugabe bzw. der Raumbelastung an der Belastungsgrenze fahre, ist eine genaue und regelmäßige Überwachung nötig, um Abstürze zu vermeiden. *-neu-*

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



Innovative Rührtechnik für Biogasanlagen

Faserreiche Substrate und der Zwang zur Kosteneinsparung sorgen dafür, dass herkömmliche Tauchmotorrührwerke häufig an ihre Grenzen stoßen. Neue Untersuchungen zeigen, wie Rührwerke der Zukunft aussehen könnten.



Tauchmotorrührwerke sind für dünnflüssige Fermenterenthalte geeignet. Bei hohem TS-Gehalt nimmt der Verschleiß zu.

Foto: Neumann

Mist, Maisstroh, Zwischenfrüchte oder Gras sind als Substrate in Biogasanlagen gefragt. Damit können Betreiber nicht nur dem immer stärker abgesenkten Maisdeckel im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder im Gebäudeenergiegesetz (GEG) begegnen, sondern auch gegenüber der Maisvergärung Treibhausgasemissionen einsparen und damit den Wert von Biomethan als Kraftstoff erhöhen.

Dazu kommt, dass immer mehr Anlagenbetreiber mit einer variablen Substratzugabe die Gaserzeugung an den Strombedarf anpassen wollen. Denn damit könnten sich hohe Investitionen in größere Gasspeicher vermeiden lassen. Allerdings ist für die flexible Gasproduktion eine effiziente Rührtechnik nötig, damit auch größere Substratmengen weiterhin gleichmäßig im Fermenter verteilt werden.

AUSWAHL DER TECHNIK

Welches Rührwerk sich für welchen Zweck eignet, lässt sich nicht pauschal beantworten. „In der Summe hängen Erfolg und Effizienz des Rührvorganges von der Interaktion mehrerer Faktoren ab“, heißt es in der Fachinformation „Empfehlungen für die Auswahl von Rührwerken für Gärbehälter“, die das Biogas Forum Bayern 2023 veröffentlicht hat (siehe Zusatzinfo). Die Autoren nennen folgende Faktoren, die den Rührerfolg beeinflussen:

- installierte Leistung der Rührwerke,
- Konstellation der Rührwerke (u.a. Schnell- oder Langsamläufer, vertikale oder horizontale Installation),
- Behältergeometrie (Hochbehälter oder Rührkessel),
- Beschaffenheit des Mediums (TS-Gehalt, Struktur, Viskosität).

Die richtige Auswahl des Rührwerks hat großen Einfluss auf den Stromverbrauch – ein Kostenfaktor, der gerade für Post-EEG-Anlagen entscheidend ist. Denn sie müssen meist mit geringeren Erlösen zurechtkommen als in der Anfangszeit. Untersuchungen an bayerischen Biogas-Pilotanlagen haben ergeben, dass der Stromverbrauch zur Durchmischung der Gärsuspension in der ersten Vergärungsstufe im Mittel etwa 25 % des gesamten Stromeigenbedarfs der Biogasanlagen ausmachte, wobei der Wert in einem weiten Bereich von 6 % bis maximal 58 % variierte. „Dies deutet darauf hin, dass es beim Energieaufwand für das Rühren erhebli-

SCHNELL GELESEN

Der sinkende Maisdeckel sorgt dafür, dass alternative Substrate gefragt sind. Langfaseriges Material wie Stroh oder Mist ist günstig, erfordert aber eine neue Rührtechnik.

Rührwerke mit langen Wellen bzw. Paddeln haben sich bewährt: Sie rühren Fermenterinhalt mit hohem TS bei niedrigen Drehzahlen.

Der Strombedarf sinkt genauso wie der Verschleiß im Vergleich zu schnell-drehenden Tauchmotorrührwerken.

Empfehlungen zur Auswahl der Technik gibt das „Biogas Forum Bayern“.

Die Reportage informiert über Erfahrungen nach einem Rührwerkstausch.

che Einsparpotenziale gibt“, heißt es in der Fachinformation des Biogas Forums.

ABSTIMMUNG AUF DAS MEDIUM

Die Autoren weisen auch auf die passende Abstimmung der Rührtechnik auf das zu rührende Medium hin. Hierzu zwei Beispiele: ►

Zum Nachlesen

- Die Fachinformation „Empfehlungen für die Auswahl von Rührwerken für Gärbehälter und Gärrestlager“ soll Planern und Betreibern von Biogasanlagen in der Landwirtschaft eine Hilfestellung für die Auswahl von Rührwerken geben.

Wichtige technische Details der gängigsten Geräte werden in knapper Form beschrieben und basierend auf Expertenwissen und Praxiserfahrungen sowie ausgewählten Literaturquellen bewertet. Sie können die Fachinfo als pdf kostenlos herunterladen unter: www.biogas-forum-bayern.de

- Den Abschlussbericht zum Projekt „Innoflex“ finden Sie in der Projektdatenbank der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) unter projekte.fnr.de/projektverzeichnis

Landia®

GASMIX

Ein fortschrittliches Mischsystem für Biogasanlagen



UNSER
GESAMTPROGRAMM
FINDEN SIE UNTER
LANDIA.DE

Landia®

☎ 04453-489890

✉ info@landia.de

Fotos: Werkbilder



◁ Zentralrührwerke in Hochbehältern sind an der Behälterdecke befestigt (hier ein Modell des Herstellers Suma).

▽ Test der im Projekt Innoflex entwickelten Messlanze an einer Versuchsanlage in Kooperation mit PlanET Biogas und Trilogik.



Foto: FH Münster

- Wird einem dünnflüssigen Gärgemisch faseriges Substrat wie Ladewagensilage beigemischt, sind schneller laufende Rührwerke besser geeignet, die aufschwimmenden Fasern einzumischen. Denn sie haben eine höhere Schubleistung als langsam laufende Modelle. Die Stromaufnahme ist zwar relativ hoch, dafür können die Rührzeiten gering gehalten werden.
- Bei zähen, TS-reichen Gärgemischen dagegen sind Schnellläufer nicht geeignet. Hier können großdimensionierte Langsamläufer mit großen Flügeldurchmessern für eine intensivere Durchmischung und einen besseren Gasaustritt

aus dem Medium sorgen. Zudem würden hohe Propellerdrehzahlen in dickflüssigen Gärgemischen den Verschleiß der Rührflügel erhöhen.

NEUE RÜHRWERKSGENERATION

Wie man ein Rührwerk optimal an ein vorhandenes Substrat anpasst, um den Gasertrag zu steigern und den Strombedarf zu senken, hat die Fachhochschule Münster im Projekt „Innoflex – Innovative Rührtechnik in Biogasanlagen zur energieoptimalen Substrateinmischung“ erforscht. Gemeinsam mit Trilogik haben die Wissenschaftler eine neue Rührwerksgeneration mit verbesser-

tem Suspensionsverhalten und hohem Axialschub entwickelt.

Paddelrührwerke eignen sich nach Ansicht der Projektbeteiligten aufgrund ihrer großen Durchmesser und geringen Drehzahlen besonders für hochviskose Substratgemische. Um den Eigenenergiebedarf zu senken und die Rührwerkswirkung zu steigern, passten die Forscher die Geometrie dieser Rührwerke erstmalig an die Eigenschaften des Fermentersubstrats an. Dazu erarbeiteten sie einen umfassenden Profilkatalog, um in Kombination mit unterschiedlichen Substratmischungen und Simulationsrechnungen zur Fermenterströmung die passende Geometrie zu entwickeln.

ANGEPASSTE STEUERUNG

Zudem haben die Forscher eine substratangepasste Rührwerkssteuerung konstruiert. Rührintervalle und die Drehzahl der Rührwerke werden dabei in Abhängigkeit der Strömungsgeschwindigkeiten an verschiedenen Positionen im Fermenter geregelt. Strömungstechnische Rührwerksschwächen sollen sich so auch an Bestandsanlagen identifizieren und optimieren lassen.

Beratende Unternehmen wie Steverding Rührwerkstechnik und BioConstruct wollen die neuen Rührwerke und die Steuerung jetzt bei Vorauslegungen und praktischen Untersuchungen einsetzen.



▷ Langachsührwerke werden schräg im Fermenter eingebaut (im Bild das Modell Excentro S von Peters Mixer).

RÜHRWERKSTYPEN

Langachse oder Paddel

Langachs- und Paddelrührwerke wurden laut Bayerischer Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) speziell für die güllelose Vergärung von Energiepflanzen und für Behälter mit möglichst konstantem Füllstand konzipiert. Die Unterschiede:

- Langachsrührwerke haben Flügel-durchmesser mit über 1,5 m. Sie stehen schräg im Behälter und sind an Boden und Behälterwand bzw. -decke befestigt.
- Paddelrührwerke gibt es in horizontaler und vertikaler Bauweise. Die mit groß dimensionierten Paddeln bestückte Rührwelle horizontaler Paddelrührwerke wird durch die Behälterwand geführt und ist auf einem Eisen-gestänge in der Mitte des Behälters sowie in der Behälterwand gelagert. Vertikale Paddelrührwerke werden z. B. bei einer Betondecke eingesetzt.
- Eine Sonderform sind Zentralrührwerke in Hochbehältern. Sie werden durch die Mitte der Beton- oder Edelstahldecke geführt und sind dort auch gelagert. Auf der langen Rührwelle sind zwei bis drei speziell geformte Rührpaddel in mehreren Ebenen angeordnet.

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

Neue Rührwerke für den Fermenter

Das EVO Ultra ist ein neues Rührwerk von Armatec-FTS aus Edelstahl oder 3D-Polyamid. Ausgestattet mit einem 22-kW-Motor und einem Propeller mit bis zu 1,70 m Durchmesser erreicht es eine Umwälzleistung von bis zu 24.850 m³/h. Es arbeitet mit einer niedrigen Drehzahl von 80 bis 120 U/min, was Verschleiß minimieren und die Lebensdauer der Komponenten verlängern soll.

Das EVO Hybrid ist dagegen ein Langwellenrührwerk mit den Vorteilen eines Tauchmotorrührwerks. Es bietet eine hydraulische Höhenverstellung, die es ermöglicht, den Rührwerkskörper automatisch an verschiedene Füllstände anzupassen, wodurch Schwimmschichten vermieden werden. Die aerodynamische Einbaulage und der größere Abstand zur Behälterwand sollen dazu beitragen, Ablagerungen an der Wand und am Rührwerk zu minimieren.

www.armatec-fts.com

▷ Das Hybridrührwerk kann ohne Öffnen des Daches seitlich durch eine Wandöffnung montiert werden.



REMEX[®]
Paddelrührwerk
Energieeffizient und wartungsarm

Kanadevia
INOVA

Der langsame, gleichmäßige und kontinuierliche Rührvorgang des REMEX[®] Paddelrührwerks sorgt für eine optimale Durchmischung im Fermenter.

Es bietet zudem folgende Vorteile:

- sehr niedriger Energieverbrauch
- geeignet für höhere TS-Gehalte
- robust und langlebig
- wartungsfreundlich durch Außenzugang

Einfach den QR-Code
scannen und
mehr erfahren.



REPORTAGE

„Neue Rührwerke haben Stromkosten halbiert“

Die Granottgas GmbH hat vor drei Jahren in fünf Behältern Tauchmotorrührwerke gegen Langsamläufer mit Paddeln getauscht. Sie sparen Kosten ein und erleichtern die Wartung.

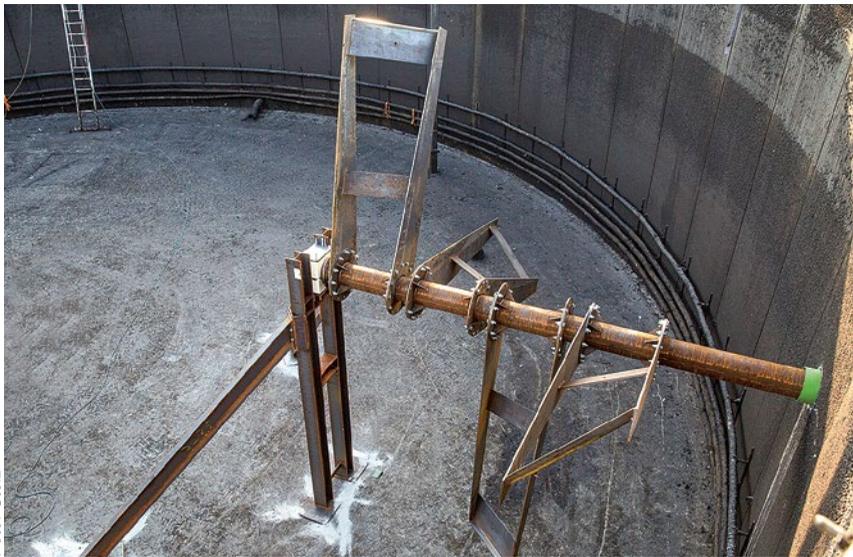


Foto: Stolz

△ Bei den Paddelrührwerken sind vier Paddel auf der Welle platziert. Sie ragen 30 bis 50 cm aus dem Flüssigkeitsspiegel heraus.

Die Biogasanlage der Granottgas GmbH aus dem thüringischen Grabsleben bei Gotha ist 2010 in Betrieb gegangen. Die Anlage mit heute 1,4 MW installierter Leistung war ursprünglich als Trockenfermentationsanlage mit 80 % Mais und 20 % Getreideganzpflanzensilage (GPS) geplant worden. „Erst in der Bauphase haben wir Gülle angeboten bekommen und konnten mit einem Anteil von 32 % im Substratmix den Güllebonus erhalten“, blickt Geschäftsführer Thomas Balling zurück.

NEUER SUBSTRATMIX

Die jahrelange Kritik am Rohstoff Mais hat Balling aber schon vor einigen Jahren dazu bewogen, den Substratmix umzustellen. Der Maisanteil beträgt heute nur noch 38 %. Weitere Bestandteile sind vor allem Ganzpflanzensilage (15 %), Hühnertrockenkot (15 %), Mist (10 %) und Stroh (5–8 %). „Bei

diesen Substraten muss die Anlagentechnik passen. Neben der Einbringtechnik und der Separation ist die Rührtechnik essenziell“, sagt Balling.

TAUCHMOTOREN AN DER GRENZE

Ursprünglich waren die fünf Behälter (drei Fermenter, zwei Nachgärer, ein Gärrestlager) im Jahr 2010 mit bis zu drei Tauchmotorrührwerken je Behälter ausgestattet. „Bei Gülle und Maissilage hat das tadellos funktioniert. Aber bei der allmählichen Umstellung des Substratmixes stieß die Technik an ihre Grenzen“, musste er feststellen.

Bei dem viskosen Brei mit bis zu 16 % TS hat die Technik keine Umwälzung mehr geschafft. „Sie haben mit hoher Drehzahl gearbeitet und damit viel Strom verbraucht, ohne dass es einen Effekt hatte“, beobachtete er. Weitere Symptome waren Schwimmschichten oder ein höherer Verschleiß an den Propellern, der am Ende einen Wechsel



Foto: Neumann

◀ Thomas Balling führt die Biogasanlage in Grabsleben.

der Rührwerke alle drei Jahre nötig machte. „Das bedeutet jedes Mal, dass der Behälter entleert und wieder angefahren werden muss bei entsprechendem Gasverlust“, schildert er.

UMRÜSTUNG AUF PADDEL

Darum hat er sich vor drei Jahren entschieden, die Tauchmotor-Modelle durch Paddelrührwerke zu ersetzen. Jetzt sind in allen Behältern jeweils drei Modelle „Remex“ von Kanadevia Inova Schmack eingebaut. „Ich weiß aus Erfahrung auch von anderen Anlagen, dass es sich bei aufschwimmendem Substrat bewährt hat, wenn die Rührtechnik aus dem Flüssigkeitsspiegel auftaucht und von oben auf die Schwimmschicht drückt“, schildert er.

Die Rührwerke in den Behältern mit 26 m Durchmesser und 8 m Höhe sind auf 4 m Höhe eingebaut. Auf der horizontalen Welle sind vier Paddel montiert. Die Paddel sind 3,25 m lang. Da die Behälter nie bis zur Oberkante gefüllt sind, ragen die Paddel immer 30 bis 50 cm aus der Flüssigkeit heraus. Weitere Besonderheiten:

- Der Motor liegt außerhalb des Behälters und ist damit – anders als bei den Tauchmotoren – leicht zugänglich und einfach zu warten, ohne dass der Behälter entleert werden muss. Das macht sich z.B. beim Ölwechsel positiv bemerkbar.
- Die Rührwerke laufen kontinuierlich ohne Pause. Sie sind mit Frequenzumrichtern ausgestattet. Bei 50 % der Ka-

pazität arbeiten sie bei 25 Hz mit 3,4 kW im Fermenter bzw. 2,8 kW im Nachgärer. „Ohne Frequenzumrichter würde die Leistung bei 7,5 kW liegen“, sagt Wolfgang Haberstroh vom Unternehmen Kanadevia Innova Schmack. „Die Rührwerke arbeiten mit 2 bis 8 Umdrehungen pro Minute und schieben das Substrat von der Behälterwand in Richtung Behältermitte“, erklärt er.

- Im Gärrestlager mit 37 m Durchmesser sind drei Paddelrührwerke auf 6 m Höhe eingebaut. Die Welle ist 6,80 m lang, die Paddel 3,25 m. „Da wir das Gärsubstrat nach dem Nachgärer separieren und nur die Flüssigphase in das Gärrestlager pumpen, haben wir hier keine Schwimmschichten“, sagt Balling.

Der Separator ist für ihn neben der Einbring- und der Rührtechnik die dritte Schlüsselkomponente beim Wechsel von Mais auf faserreichere Substrate. „Dazu kommt eine mög-

Die Paddel drücken

von oben auf die

Schwimmschicht.

lichst lange Verweilzeit, damit das Substrat im Fermenter lange ausgasen kann“, sagt er. Die Anlage in Grabsleben kommt auf 160 Tage Verweilzeit im gasdichten System.

GUTE ERFAHRUNGEN

Die Erfahrungen nach der Umrüstung:

- Die jährlichen Stromkosten pro Behälter haben sich auf knapp 20.000 € halbiert. Vorher zahlte Balling bei vier Tauchmotorrührwerken und einer Laufzeit pro Stunde von 30 Minu-

ten bei knapp 42.000 € im Jahr (213.000 kWh, 16 ct/kWh Stromkosten). Heute arbeiten die Rührwerke zwar rund um die Uhr. Dafür ist die Leistungsaufnahme deutlich reduziert.

- Störungen gab es seit der Zeit keine. „Wir mussten nur einmal eine Dichtung an der Ringwelle tauschen“, sagt Balling.

- Bei Investitionskosten von knapp 150.000 € pro Behälter und Einsparungen von 20.000 €/Jahr liegt die Amortisationszeit der Maßnahme bei etwa 7,5 Jahren. Die Einsparung ist bei 16 ct/kWh Strombezugskosten gerechnet. „Bei steigenden Stromkosten rechnet sich das noch eher“, sagt Balling.

„Die Horizontalrührwerke haben allgemein in der Biogasbranche für mehr Sicherheit, Bedienerfreundlichkeit sowie Kostenersparnis geführt“, sagt Balling, der auch im Präsidium des Fachverbandes Biogas tätig ist. *-neu-*

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.

MEHR INFOS



Fliegl
AGRARTECHNIK

WWW.FLIEGL.COM

INTERVIEW

Vermarktung: „Wir drehen an vielen Schrauben“

Martin Dotzauer vom Direktvermarkter e2m gibt im top agrar-Interview einen Überblick über aktuelle Chancen und Herausforderungen für flexible Biogasanlagen.

Sie sprechen bei der Vermarktung von Biogasstrom inzwischen von der Multi-Markt-Optimierung. Was ist damit gemeint?

Dotzauer: Wir haben bei der Stromvermarktung vor allem zwei Marktsegmente: den Stromgroßhandel und die Systemdienstleistungen. Beim Stromhandel geht es in der Regel um den Spotmarkt, vor allem um den Day-ahead- und den Intradaymarkt. Hier vermarkten wir die kWh, also Strommengen. Bei der Systemdienstleistung haben wir die Regelenergie im Blick, vor allem die Sekundärregelleistung SRL, mit der der Übertragungsnetzbetreiber die Spannung im Netz reguliert. Hier vermarkten wir vor allem kW, also die Leistung, die wir zuschalten (positive Regelleistung) oder abschalten (negative Regelleistung). Der spannendste Bereich ist aber momentan der kontinuierliche Intradayhandel.

Wie funktioniert das?

Dotzauer: Der Intradaymarkt ist der Stromhandel am gleichen Tag, um



Foto: e2m

△ Martin Dotzauer ist Produktmanager Biogas beim Stromhändler energy2market (e2m) aus Leipzig.

kurzfristig fehlende oder überschüssige Mengen auszugleichen. Dieser Ausgleich wird erforderlich, wenn Prognosefehler auftreten. Das kann z. B. wetterbedingt sein, wenn plötzlich weniger Wind weht oder eine Wolkendecke schneller als prognostiziert die Solarmodule wieder frei gibt. Genau wie beim Day-ahead-Markt werden diese Strommengen per Auktion gehandelt. Beim kontinuierlichen Intradaymarkt wird Strom dabei aber wie auf einem Basar sehr kurzfristig bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt gehandelt.

Passt das zu jeder Anlage?

Dotzauer: Nicht unbedingt, das hängt von den Vorlieben des Betreibers und der vorhandenen Technik ab. Beim kontinuierlichen Intradaymarkt müssen wir permanent auf die Anlage zugreifen können, das ist für ein manuelles Eingreifen des Betreibers viel zu kurzfristig. Tendenziell ist dieser Markt eher für hoch überbaute Anlagen interessant. Wer dagegen den Betrieb lieber am Tag vorher plant und seine Fahrpläne selbst macht, sollte auf den Day-Ahead-Markt setzen. Regelenergie ist immer dann interessant, wenn das BHKW längere Zeit eine gleichmäßige Leistung erzeugt, da aktuell der Leistungsmarkt in 4h-Inter-

vallen organisiert ist. So können diesen Markt z. B. auch Biogasanlagen nutzen, die noch unflexibel produzieren und bei Regelenergieabrufen ihre Anlage kurzfristig in den Teillastbereich fahren können. Hierzu muss die Maschine zur SRL präqualifiziert sein, also die technischen Anforderungen erfüllen. Wer zwei unterschiedliche BHKW hat, kann auch je nach Eignung eines für den Strommarkt und das andere für die Regelenergie einsetzen. Zu beachten ist, dass die 4h-Blöcke mit dem Anlagenfahrplan synchronisiert sein müssen. Es gilt hier also gerade im Kurzfristhandel abzuwägen, ob die Preise für SRL attraktiver sind als eine kontinuierliche Intradayvermarktung mit wechselnden Fahrplänen. Mit einer Multi-Markt-Optimierung finden wir auf der Basis von Preisprognosen die jeweils beste Vermarktungsstrategie.

Spielt denn bei der Entscheidung für die Märkte hauptsächlich das BHKW

SCHNELL GELESEN

Beim Strommarkt bleiben der Stromhandel und die Systemdienstleistungen für flexible Biogasanlagen attraktiv.

Der Stromhandel am gleichen Tag (Intraday) ist sehr lukrativ, besonders der sehr kurzfristige Intraday-continuous-Markt.

Bei der Regelenergie ist aktuell die negative Sekundärregelleistung interessant.

Bei hochflexiblen Anlagen kann der Direktvermarkter die Vermarktung so optimieren, um an verschiedenen Märkten optimale Erlöse zu erzielen.



Foto: Biogas Blumendorf

△ BHKW, Gas- und Wärmespeicher müssen flexibel betrieben werden können.

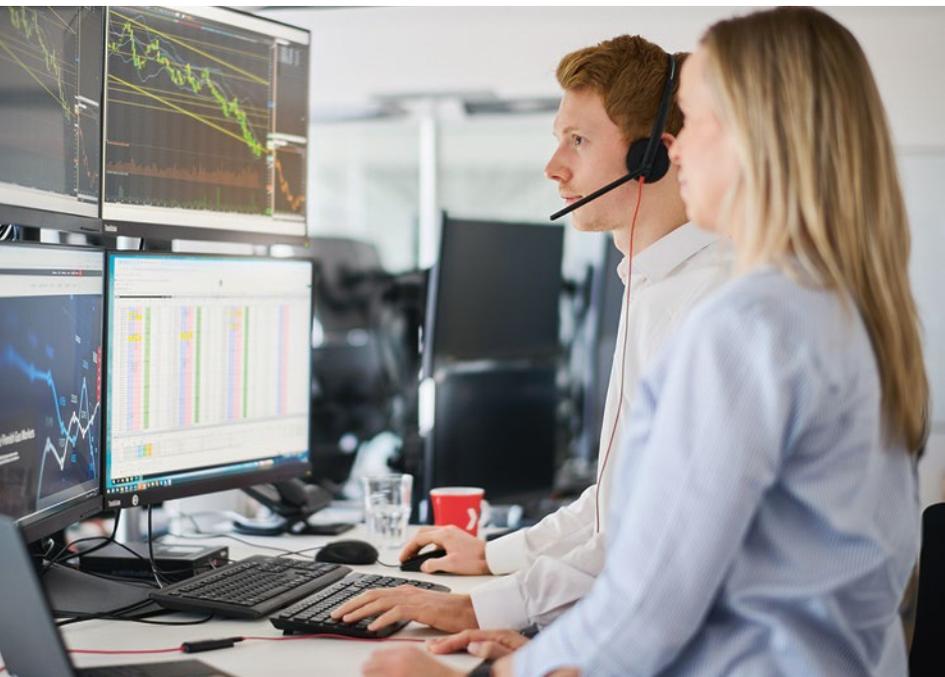


Foto: EEX

△ Die Preise am Strommarkt ändern sich immer kurzfristiger.

eine Rolle oder auch die Größe des Gasspeichers?

Dotzauer: Bei der Regelernergie ist vor allem das BHKW die ausschlaggebende Größe. Entscheidend ist: Wie zuverlässig startet es bei einem Abruf und lässt es sich auch in Teillast fahren? Und wie viele Maschinen sind für

den Regelergiemarkt präqualifiziert? Aber natürlich spielt auch der Gasspeicher damit rein: Wenn es z.B. einen Abruf für positive Regelernergie gibt, das BHKW aber vorzeitig stoppt, weil der Gasspeicher leer ist, haben wir ein Problem. Die Anlage muss eine hohe Fahrplantage erreichen, damit diese

Regelenergieblöcke auch wie versprochen zur Verfügung stehen.

Gibt es auch jahreszeitliche Unterschiede, welche Strategie sich anbietet?

Dotzauer: Ja, im Sommer bei viel Solarstrom im Netz könnte der Intradaymarkt interessanter sein. Auch haben wir im Sommer mittags häufig sehr hohe Preise bei der negativen Sekundärregelung. Das bedeutet: Man verdient viel, wenn zu der Zeit die Maschine aus ist. Daher ist ein ständiger Austausch zwischen Betreiber und Direktvermarkter wichtig, damit wir flexibel auf die sich schnell ändernden Anforderungen reagieren können.

Bleibt die SRL auch nach dem neuen Biomassepaket interessant?

Dotzauer: Ja. Die Multi-Markt-Optimierung wird durch die neuen Regelungen anspruchsvoller, aber das betrifft nur Anlagen, die nach der neuen Regelung einen Zuschlag erhalten und dann auch so vergütet werden, also frühestens Anfang 2026. Auch ist eine hohe Flexibilisierung mit der Regelergievermarktung kombinierbar.

Das vollständige Interview lesen Sie unter www.topagrar.com/energie

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



2 BIOGAS
BIOMETHAN

FLEX ODER BIOMETHAN? WIR HABEN DIE PASSENDE LÖSUNG.

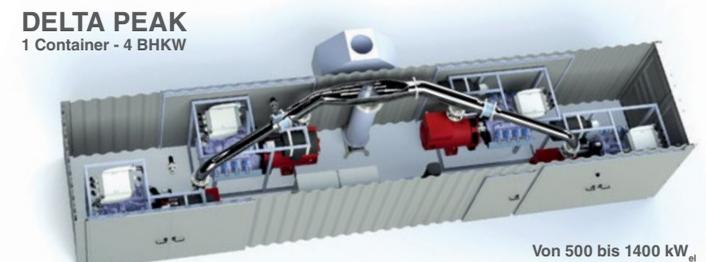


Wir haben die passende Lösung für Sie: ob konsequente Flexibilisierung oder Umstieg auf Biomethanproduktion.

Mit **agriPure®** bieten wir eine Komplettlösung für die **Biogasaufbereitung**: Von der Biogasvorbehandlung bis hin zur Biogas-/CO₂-Aufbereitung und Veredelung zu BioLNG oder BioCNG. Das Ergebnis ist eine erstklassige aufeinander abgestimmte Installation hochwertiger Komponenten.

Flex neu gedacht: Delta Peak. Bis zu 4 Motoren in einem Container. Leistung: 500 - 1400 kW_{el}. Wir haben den flexiblen Anlagenbetrieb völlig neu gedacht: Maximale Effizienz bei maximaler Flexibilität ist kein Widerspruch mehr! Die gemeinsame Nutzung von SCR System, OxiKAT, Steuerung und Abgasanlage führt zu einer signifikanten Kostenersparnis. Unsere BHKW sind Serienprodukte mit automotiver Ersatzteilverfügbarkeit was Service- und Ersatzteilkosten ebenso sehr niedrig hält. Machen Sie den Vergleich und fordern ein Angebot an.

Unser weit verzweigtes Servicenetzwerk sorgt für zuverlässigen Service. **Interessiert?** Unter repowering@agrikomp.de oder Tel. **09826 3248 911** stehen wir gerne zur Verfügung.



DELTA PEAK
1 Container - 4 BHKW

Von 500 bis 1400 kW_{el}

INTERVIEW

Agri-PV: Neue Norm soll Tierhaltung einbeziehen

Was tut sich bezüglich Agri-Photovoltaik in der Tierhaltung und wie können vor allem Geflügelhalter rechtssicher agieren? Vorschläge macht Dr. Stephan Schindele, Baywa r.e.



Dr. Stephan Schindele, bei der Baywa r.e. verantwortlich für Agri-PV.

Foto: J. Nefzger

Es gibt aktuell große Unsicherheiten bei der Agri-Photovoltaik (Agri-PV), weil die DIN SPEC 91492 (Tierhaltung) von der Bundesnetzagentur noch nicht anerkannt ist. Damit hängen viele Projekte in der Luft. Wie nehmen Sie das wahr?

Schindele: Wir sehen, dass die Verabschiedung der DIN SPEC 91492 zu

Unsicherheiten am Markt und in der Politik geführt hat, weil sie inhaltliche Widersprüche gegenüber der DIN SPEC 91434 aufweist. So beinhaltet die DIN SPEC 91492 keine Einschränkung der Flächennutzungsänderung von Ackerland zu Dauergrünland, was in der DIN SPEC 91434 noch enthalten ist. Solange diese Widersprüche

nicht aufgehoben sind, wird die BNetzA nach unserer Einschätzung nicht beide DIN SPEC in eine Festlegung aufnehmen. Allerdings ist die Tierhaltung im Agri-PV-Projekt auch nach der bereits rechtskräftigen DIN SPEC 91434 möglich. Wir sehen daher nicht, weshalb viele Projekte in der Luft hängen sollten. Selbstverständlich

SCHNELL GELESEN

Die **aktuelle Vornorm** zur Agri-PV (DIN SPEC 91434) deckt die Tierhaltung nur zum Teil ab.

Eine **Norm zur Tierhaltung** sollte die Probleme beseitigen. Doch die Norm ist von der Bundesnetzagentur nicht anerkannt.

Eine **reguläre DIN-Norm** soll jetzt beide Vornormen ablösen und bestehende Widersprüche aus dem Weg räumen.



Foto: Werkbild

△ Die Haltung von Weidetieren wird zum Teil auch mit der DIN SPEC 91434 geregelt. Die eigene Vornorm zur Tierhaltung hat dagegen keine rechtliche Bedeutung.

müssen neben der DIN SPEC 91434 auch die rechtlichen Vorgaben zum Tierwohl, Weidehaltung und weiteren agrarrechtlichen Vorgaben eingehalten werden.

Sie sind ja auch im Normungsausschuss vertreten. Ist denn damit zu rechnen, dass die DIN SPEC zur Tierhaltung zeitnah in Kraft tritt und damit Rechtssicherheit gibt?

Schindele: Das ist nicht zu erwarten. Hierzu muss ich ein wenig ausholen. Die im Jahr 2021 vorgelegte DIN SPEC 91434 ist damals auf Federführung der Universität Hohenheim und des Fraunhofer ISE entstanden. Vonseiten der Agrarwissenschaftler waren

Pflanzenbauer, aber keine Tierhaltungsexperten dabei. Damals hatte man sich zwar auf den Ackerbau fokussiert, wollte aber das ganze Dauergrünland mit Weideflächen für Schafe, Hühner oder Kühen nicht einfach ausgrenzen und hat es mit aufgenommen, ohne es weiter zu konkretisieren. Das sollte mit einer späteren DIN SPEC Tierhaltung geschehen, die auf die DIN SPEC 91434 abgestimmt ist. Denn die beiden Vornormen dürfen sich ja nicht widersprechen. Leider ist genau das bei der DIN SPEC 91492 passiert. Bei ihrer Entwicklung haben Partikularinteressen einzelner am Prozess beteiligter Firmen eine Rolle gespielt. Am Ende haben statt der an-

„Die DIN SPEC 91492 hat zu Unsicherheiten im Markt geführt.“

fänglich 18 Beteiligten fast 60 Organisationen mitgewirkt. Das hat am Ende zu einem unbefriedigenden Ergebnis geführt. Und daher haben auch nicht alle am Prozess Beteiligten den am Ende getroffenen Kompromiss unterzeichnet. Letztendlich könnte das auch der Grund sein, warum sie bisher ge-

isoplus[®]
Connecting District Energy



isoplus Fernwärmetechnik 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.



setzlich nicht verankert wurde. Rechtlich verpflichtend ist nur die DIN SPEC 91434.

Damit bleibt das Problem also ungeklärt.

Schindele: Nicht unbedingt. Das zuständige Deutsche Institut für Normung muss darauf achten, dass eine DIN SPEC nicht mit bestehenden Normen und Normierungsprozessen kollidiert. Die DIN SPEC 91434 wurde im Mai 2021 veröffentlicht und hat eine Beständigkeit von drei Jahren. Im Frühjahr 2024 trafen sich daher die Prozessbeteiligten, um darüber abzustimmen, ob die DIN SPEC 91434 überarbeitet werden, auslaufen, unverändert verlängert werden oder in einen Normierungsprozess überführt werden soll. Die Mehrheit sprach sich für die Überführung in einen Normierungsprozess aus, sodass fortan das DIN einen regulären Normungsprozess zu Agri-PV starten kann. Die bisherige DIN SPEC 91434 bleibt so lange aktuell, bis eine Norm die vorhandenen DIN SPEC ablösen kann. Der Normierungsprozess dauert schätzungsweise mindestens drei Jahre und wird im Mai 2025 starten. Inhalte aus der DIN SPEC 91492 müssen bei der Ausarbei-

„Der Normungsprozess dauert schätzungsweise drei Jahre.“

tung der Norm berücksichtigt werden, damit Inkonsistenzen aufgehoben und Kompromisse gefunden werden, die für alle im Konsens tragbar und verbindlich sein werden.

Dann ist es nicht so, dass aus einer DIN SPEC, die ja auch als „Vornorm“ bezeichnet wird, automatisch eine Norm entsteht?

Schindele: Nein, da gibt es keinen Automatismus. Eine DIN SPEC kann, aber muss nicht Grundlage für eine spätere Norm sein. Eine DIN SPEC dient dazu, schnell zu einer Standardisierung zu kommen. Das dafür zuständige Gremium muss die Ergebnisse auch nicht einstimmig beschließen.

Eine Norm dagegen wird von einem genau festgelegten Gremium einstimmig beschlossen. Partikularinteressen einzelner Firmen spielen dann eine untergeordnete Rolle, während die sektorübergreifende Abstimmung zwischen den Branchenverbänden gestärkt wird.

Was kann denn jetzt ein Hühnerhalter machen, der gern eine Agri-PV-Anlage errichten will? Zum einen gilt die Hühnerhaltung nicht als Weidehaltung im Sinne der DIN SPEC 91434. Zum anderen ist die in der Vornorm vorgeschriebene Modulmindesthöhe von 2,10 m für die Hühnerhaltung zu hoch.

Schindele: Ein wichtiger Bestandteil der DIN SPEC 91434 ist die Ausarbeitung eines stimmigen Agrarkonzepts. Das Agrarkonzept wird vom Projektentwickler vorbereitet und mit dem Landwirt abgestimmt. Sobald sich die Akteure einig sind, wie sich das Agri-

Zur Person

Bei der Inbetriebnahme der ersten Agri-Photovoltaik-Pilotanlage in Heggelbach (Bodensee) im Jahr 2016 stand die Kombination mit dem Ackerbau im Vordergrund. Allerdings wird mittlerweile auch die Tierhaltung interessant, vor allem die Kombination der Solarstromproduktion mit Rindern oder Geflügel. Doch die aktuell gültige Vornorm DIN SPEC 91434 regelt diesen Bereich nur am Rande. Abhilfe sollte eine neue DIN SPEC 91492 schaffen, die aber rechtlich nicht angewendet wird und inhaltliche Widersprüche zur DIN SPEC 91434 aufweist. Darum besteht die Sorge, dass Betreiber von einigen „Tierwohl-Solaranlagen“ keine höhere EEG-Vergütung erhalten könnten. Wir sprachen mit Dr. Stephan Schindele von der Baywa r.e. über das Problem. Schindele verantwortet in dem Unternehmen den Produktbereich Agri-PV, war aber schon 2016 bei der Forschungsgruppe des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) am Projekt in Heggelbach beteiligt und hat an beiden DIN SPEC-Prozessen mitgewirkt.

PV in die landwirtschaftliche Tätigkeit integriert, wird das Agrarkonzept einem externen Agrarsachverständigen zur Bestätigung vorgelegt. Dieser Sachverständiger prüft die Konformität des Agri-PV-Projektvorhabens mit den Anforderungen der DIN SPEC 91434. Nur das Projekt, das DIN SPEC 91434-konform ist, hat auch Anspruch auf die regulatorischen Anreize. Dazu gehört die Sondersegmentausschreibung im EEG, die maximale Angebotspreise von bis zu 9,5 ct/kWh zulässt. Für eine Hühnerhaltung muss die Modulmindesthöhe nicht zwangsläufig bei 2,10 m liegen und trotzdem kann die Agri-PV-Anlage DIN SPEC 91434-konform sein. In einem solchen Fall müsste das Projekt eben nicht im Sondersegment, sondern im ersten Segment der PV-Freiflächenanlagen in den Wettbewerb treten. Eine ähnliche Logik gilt übrigens für Agri-PV-Projekte auf Dauergrünland mit Schafbeweidung. Auch hier sind nicht zwangsläufig 2,10 m lichte Höhe notwendig, trotzdem kann das Vorhaben mit der DIN SPEC 91434 im Einklang sein.

Es gibt in der DIN SPEC 91434 außerdem die Kategorie II, die eine bodennahe Aufständigung unter 2,10 m zulässt. Vorgeschrieben ist hier die Bewirtschaftung zwischen den Modulreihen. Unter Punkt „1D“ fällt Dauergrünland mit Weidenutzung, das auch Geflügel allgemein einschließt.

Gänse gelten ja als Weidetiere. Fallen aber auch Legehennen darunter?

Schindele: Das entscheidet am Ende ein unabhängiger Gutachter, der das Landwirtschaftskonzept als DIN SPEC-konform absegnet. Das ist am Ende die Basis auch für die Baugenehmigung. Wenn man noch einen Schritt weitergehen will, kann man eine freiwillige Zertifizierung anstreben, die z. B. von AB Cert angeboten wird.

Das Solarpaket I und damit die höhere Vergütung hängen noch in der Luft, weil die beihilferechtliche Genehmigung der EU fehlt. Könnte ein Landwirt dann nicht besser auf die ganze Bürokratie einschließlich DIN SPEC verzichten? Ist das Einhalten der Vornorm wichtig?

Schindele: Mit der Norm ergeben sich auch weitere Vorteile wie EU-Agrarsubventionen sowie steuerrechtliche oder je nach Projektgröße auch baurechtliche Erleichterungen. Die feh-

lende beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission hat nichts mit DIN SPEC 91434 oder DIN SPEC 91492 zu tun.

Für Baywa r.e. ist klar, dass die Agri-PV ein wachsendes Marktsegment in Deutschland ist und dass bei der PV-Umsetzung auf Agrarflächen ein Einklang mit Landwirtschaft und Umweltschutz angestrebt werden sollte. Tierhaltung im Agri-PV-Projekt ist bereits heute DIN SPEC 91434-konform und wird zukünftig durch den Agri-PV-Normierungsprozess von DIN weiterhin konkretisiert. Politischen Handlungsbedarf sehen wir bei der Zusammenführung der GLÖZ 8 Ackerstilllegungsflächen und Eco-PV-Projekten. Hierbei kann Carbon Farming, Humus- und Biodiversitätsaufbau auf Ackerland ermöglicht werden, ohne dass zusätzliche Agrarflächen für den PV-Ausbau beansprucht würden. Diese Biodiversitätsaspekte sind in



Foto: Werkbild

◁ Agri-PV bietet die Chance, Landwirtschaft und Solarstromproduktion zu kombinieren.

noch keiner DIN SPEC oder DIN Norm vorgesehen, sollten aber dringend aus Gründen der Flächennutzungseffizienz und im Zuge von

Bodenschutz und Flächenkreislaufwirtschaft angepackt werden. ►

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



Der Marktplatz für
Solarparkflächen und
Batteriespeicher



Möchten Sie Land verpachten?
**Jetzt Pachtangebote
erhalten**

www.enlapa.de

Agri-PV und Tierhaltung: Erfahrung der Anbieter

Es gibt einige Unsicherheiten bezüglich Agri-PV mit Tierhaltung. Wir haben Projektierer von Agri-PV-Anlagen gefragt, wie sie damit umgehen und welche Lösungen sie anbieten.

Viele Landwirte haben derzeit Interesse an einer Agri-Photovoltaikanlage in Kombination mit der Tierhaltung („Tierwohl-PV-Anlage“), vor allem im Bereich Geflügelhaltung. Hierzu gibt es in der Praxis mehrere offene Punkte, die bei Landwirten, Beratern oder Behörden für Unsicherheit sorgen:

- Die DIN SPEC 91492 Tierhaltung ist ja noch nicht in einer Festlegung der Bundesnetzagentur erwähnt und damit auch nicht rechtlich bindend, z.B. nach EEG. Das bedeutet: Wenn man die derzeit geltende Vornorm DIN SPEC 91434 nicht einhält, gibt es keine EEG-

Vergütung. Einige Berater oder Verbände warnen: Wer eine niedrig aufgeständerte Anlage für Geflügel installieren will, würde für den Strom keine EEG-Vergütung erhalten.

- Das Solarpaket I, das eine höhere Vergütung für Agri-PV-Anlagen verspricht, ist von der EU noch nicht beihilferechtlich genehmigt. Damit ist die höhere Vergütung nicht sicher.

Trotz der rechtlichen Fragezeichen werden auch heute schon Tierwohl-Anlagen genehmigt und gebaut. Wir haben daher Projektierer um Antworten auf folgende Fragen gebeten:

- Bei welchen Tierarten gibt es Probleme bezüglich EEG-Vergütung, bei welchen nicht?
- Wie gehen Sie bzw. die Kunden mit der Problematik um?

„REGELWERK WIRD AKZEPTIERT“

„Die Aufnahme der DIN 91492 in die Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist zwar noch nicht erfolgt. Dennoch wird sie von der BNetzA als Regelwerk akzeptiert, wenn Netzbetreiber bzw. Gutachter des Agri-PV-Projekts den Nachweis geführt haben. Das hat uns die BNetzA in einem persönli-



Hühnerausläufe gelten nicht als Weidefläche.
Diese Spitzfindigkeit macht Probleme.

chen Schreiben bestätigt“, sagt Dr. Andreas Brockmüller, BEC – Energie Consult GmbH (www.bec-berlin.de). „Derzeit sind uns noch keine Fälle bekannt, in denen die Vergütung bei Einhaltung der Vorschriften (insbesondere in Bezug auf UV-Licht für Hühner) abgelehnt wurde. Wir haben aber Kunden, die den Bau bis zur Klärung der Angelegenheit zurückgestellt haben“, berichtet uns Marcel Thenée von GridParity (www.gridparityag.com).

FÖRDERFÄHIGKEIT BEI GEFLÜGEL

„Die aktuelle DIN SPEC 91434 erwähnt auf Seite 10 (Tabelle 1) unter Agri-PV-Kategorie 1 ‚Aufständigung mit lichter Höhe‘ unter 1D ‚Dauergrünland mit Weidenutzung‘. Für die Weidehaltung von Großvieh (Rinder, Pferde, Schafe in Herdengröße mit eindeutig kommerzieller Absicht) sowie für die Gänsezucht wird die Förderfähigkeit basierend auf der ersten gültigen DIN SPEC anerkannt“, erklärt Thomas Reimers von metavolt (www.metavolt.solar). „Obwohl sich bei der Geflügelhaltung – vor allem von Masthähnchen und Legehennen – eine der größten Symbiosen für Agri-PV und Tierhaltung erreichen lässt, wird gerade diese noch infrage gestellt, da es Stimmen gibt, die die Nutzung der Auslaufflächen durch Hühner nicht als Weidehaltung sehen wollen.“

Die meisten unserer Kunden sind fest entschlossen, die Anlage umzusetzen. Wir helfen dabei, auch alternative, EEG-unabhängige Konzepte zu entwickeln, die trotzdem von Banken und Versicherungen akzeptiert werden. Das kann z. B. bedeuten, dass wir bei Verfügbarkeit die Direktbelieferung lokaler Großabnehmer mit eigenem Kabel konzipieren, wenn die Lastgänge aus Erzeuger und Abnehmer harmonisieren oder Eigenverbrauchskonzepte zur Stromveredelung auf dem Hof entwickeln. Dies soll umgesetzt werden, sobald irgendeine grundlegende Gesetzes- oder Förderkriterien-Änderung nicht oder stark verzögert kommt.“

HÜHNERWEIDE MIT RINDERN?

„Es gibt Probleme bei Hühnern wegen der Flächennutzung. Der Auslauf ist kein Referenzertrag laut DIN SPEC. Ebenso gibt es bei Schafen Probleme, weil eine Gewinnerzielungsabsicht hinter dem Projekt bzw. der Bewirtschaftung meist nicht gegeben ist. Die

Genehmigung von Rinder- und Schweinehaltung unter Modulen geht recht problemlos. Bei Gänsen kommt es auf die Haltung an sich an. Eine Lösungsmöglichkeit könnte sein, die Hühnerweide mit Rindern zu ergänzen. Hierzu haben wir aber noch keine praktische Erfahrung, ob das EEG-konform wäre.“ (Luca Unger, M. Münch Elektrotechnik, www.muench-energie.de)

„HOFFEN AUF KLARSTELLUNG“

„Bei Freiland-Legehennen gibt es Unsicherheiten bezüglich EEG-Vergütung. Dabei wäre es sehr sinnvoll, im Auslauf von Hühnerställen Agri-PV zu

Agri-PV bietet den Hühnern Schutz vor Greifvögeln.

bauen, weil das Schutz vor Greifvögeln bietet und die Hühner die Fläche so besser nutzen können, während der Landwirt weniger Verluste hat. In der Festlegung der BNetzA vom 01. Juli 2023 zu besonderen Solaranlagen auf Grünland wird allerdings nur von mechanisch bewirtschaftetem Grünland gesprochen und die Ergänzung gemacht: ‚Dauerweideland wird ebenfalls vom Begriff des Dauergrünlands umfasst.‘ Hühner sind aber leider keine Weidetiere, sondern scharren nur und suchen Körner und Insekten. Somit ist der reine Auslaufbereich der Hühner nicht explizit von dieser Regelung eingeschlossen.

Momentan hoffen wir, dass es eine Klarstellung gibt, wonach Auslaufflächen von Hühnern unter die bestehende Regelung fallen oder die Regelung zeitnah deutlicher formuliert wird. Auch bei anderen Tierarten wäre es wünschenswert, für Weidehaltung klare Differenzierungsmerkmale zwischen Agri-PV und Freiflächen-PV zu haben. Deutungsspielräume sind auch immer Risiken für den Landwirt als Investor, insbesondere in weniger sonnenreichen Regionen, wo die Wirtschaftlichkeit schnell kippen kann.“ (Marcel Richter, Visioneere, www.visioneere.de)

-neu-

So geht Optimierung

Ihr Multimarket-Experte für maximale Erträge mit Biogas



Mit unserer Multimarket-Optimierung nutzen Sie die Flexibilität Ihrer Biogasanlage dort, wo sie die größten Erträge bringt.



Mehr Informationen:
e2m.energy/biogas



Fotos: HfWU

△ Die HfWU arbeitet mit einem Betrieb in Schöntal (Hohenlohekreis) zusammen, der 2023 eine PV-Anlage im Legehennenauslauf errichtet hat.

INTERVIEW

Hühner und Agri-PV: Die Technik muss passen

Die Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen untersucht die Kombination von Legehennen und Agri-PV. Wir sprachen mit Projektbearbeiterin Sarah Kimmich über erste Ergebnisse.

Wo sehen Sie die Vorteile in der Kombination von Agri-PV und Legehennen?

Kimmich: Der größte Effekt für den Landwirt ist die Doppelnutzung der Auslauffläche, die er zusätzlich zur Stromproduktion verwenden kann. Dann gibt es weitere Aspekte. So nutzen Freiland-Legehennen meist nicht die gesamte Auslauffläche, sondern bewegen sich meist im engen Radius um das Stallgebäude. Das schädigt die Grasnarbe und führt zur Nährstoffanreicherung auf dieser Fläche. Bei einer Agri-Photovoltaikanlage dagegen können die Hühner unter den Modulen Schutz finden und sich trauen, weiter

weg vom Stall zu wandern. Damit sollten sie sich gleichmäßiger über die Fläche verteilen.

Wie sieht eine ideale Agri-PV-Anlage für die Legehennenhaltung aus?

Kimmich: Noch können wir keine abschließende Empfehlung geben, da das Projekt noch bis Ende des Jahres läuft. Was wir bei unseren zwei Pilotanlagen feststellen konnten, die nach Süden ausgerichtet und ca. 1,30 bis 1,50 m hoch aufgeständert sind: Diese Aufständigung ist noch kein idealer Schutz gegen Beutegreifer wie den Habicht, zeigen die Erfahrungen der

Praktiker. Hier ist weiterer Forschungsbedarf nötig, ob z. B. eine Ost-West-Ausrichtung der Module Abhilfe schafft, bei der die Module dachförmig angeordnet sind. Zudem sollte die Modulfläche nicht zu groß sein. Zwei Module quer übereinander pro Seite sehe ich als Maximum an. Auch zeigen Erfahrungen aus der Praxis, dass eine Modulhöhe von 70 cm besseren Schutz vor dem Habicht gewährt. Weniger Tierverluste bedeuten mehr Eier und damit einen höheren Ertrag für den Landwirt. Aber die Solaranlage kann auch zu Nachteilen führen, die noch zu lösen sind.

Welche meinen Sie?

Kimmich: Die niedrig aufgeständerten Module sorgen für weniger Licht, was die Grasnarbe schädigen kann. Hier ist zu prüfen, inwiefern transparente Module Abhilfe schaffen können. Ein weiteres Problem ist die schlechte Wasserverteilung: Während es unter den Modulen sehr trocken ist, was das Graswachstum hemmt, kommt es an der Abtropfkante der Module zur Pfützenbildung durch Regenwasser. Da die Tiere aus den Pfützen trinken, erhöht sich der Keimdruck und damit die Gefahr von Krankheiten.

Bei Sonderkulturen gibt es inzwischen Lösungen mit Dachrinnen, Wasser-sammelbecken und Tröpfchenbewässerung. Wäre das auch in diesem Fall eine Lösung?

Kimmich: Auf jeden Fall. Allerdings kommt das auch auf die Kosten an.

Gibt es eine Faustzahl für eine ideale Flächengröße?

Kimmich: Das lässt sich nicht pauschal beantworten und hängt von verschiedenen Faktoren ab. Wir wissen, dass sich Tiere in größeren Herden weniger gut über die Auslaufläche verteilen.

Gibt es weitere Zwischenergebnisse oder Erkenntnisse zur landwirtschaftlichen Nutzung aus Ihrem Projekt?



△ Sarah Kimmich: „Erfahrungen zeigen, dass eine Modulhöhe von 70 cm besseren Schutz vor dem Habicht gewährt.“

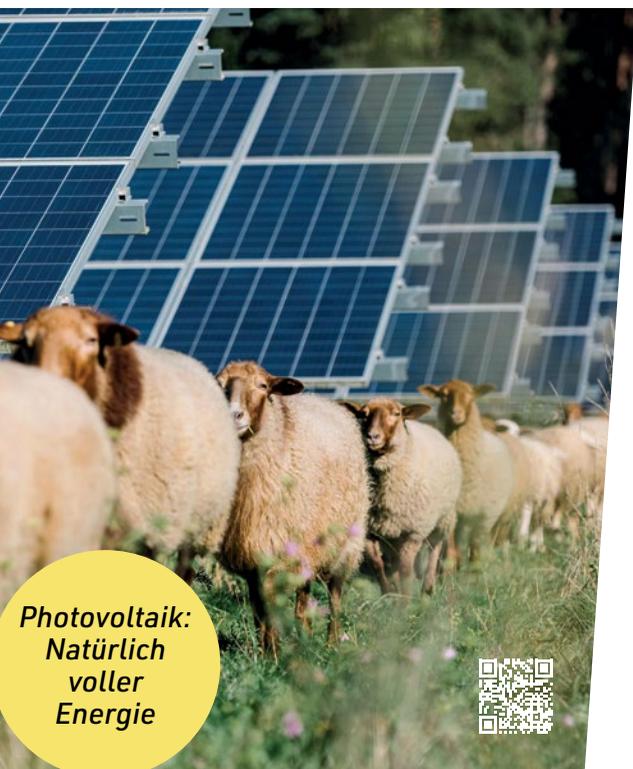
Kimmich: Wir konnten bei den bisherigen Untersuchungen feststellen, dass sich der Auslaufradius der Tiere erhöht hat, seit die Agri-PV-Anlagen installiert sind. Da allerdings mehr Tiere in den Auslauf gehen als vorher, ist auch die Grasnarbe auf der stallnahen Fläche stärker geschädigt. Die Verteilung der

Großes Modellprojekt

Die Kombination von Freiland-Legehennen und die Solarstromproduktion gilt als ideal, weil die Tiere unter den Modulen Schutz finden. In dem Forschungsprojekt „Kombination Photovoltaik und Freilandhaltung Legehennen“ im Verbundprojekt „Modellregion Agri-PV Baden-Württemberg“ untersucht die Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) seit Dezember 2022 die Wechselwirkungen zwischen den PV-Modulen und der Tierhaltung und entwickelt Empfehlungen für zukünftige Praxisanlagen. Weitere Informationen: Modellregion Agri-PV: www.agripv-bw.de

Tiere im hinteren Bereich der Fläche ist nicht so, wie wir uns das erhofft haben. Hier müsste untersucht werden, ob Netze oder andere Maßnahmen helfen könnten, das Schutzgefühl der Tiere zu erhöhen.

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



Solarpark-Flächen gesucht.

Wir pachten bundesweit ab 10 Hektar.

Bevorzugt Böden mit geringer Bonität.

Gerne auch Flächengruppen - Fragen Sie Ihre:n Nachbarn!

Fixe jährliche Pachtzahlungen und Ertragsbeteiligung.

Bei Interesse, direkte Beteiligungsmöglichkeit.

Wir sind Spitzenreiter in Entwicklung & Umsetzung von Solarparks und setzen auch auf Großbatteriespeicher. Alles aus einer Hand, von der Planung bis zum Betrieb.

Kontaktieren Sie uns!

Nürnberg: 0911/131374-900

Oldenburg: 0441/1813171-0

Stuttgart: 0711/4688565-0

solarpark@greenovative.de

www.greenovative.de

greenovative
Grüne Energie – innovative Konzepte



Photovoltaik:
Natürlich
voller
Energie

Dienstleister für die Photovoltaik

Von der Flächenprüfung über die Projektplanung bis zur Modulreinigung gibt es viele Dienstleister rund um die Photovoltaik. Wir stellen hier eine kleine Auswahl vor.

Reinigungsspezialisten unter einem Dach

► Die PV-Reinigungsspezialisten Sun-X und Sunbrush haben das Joint Venture Suntext gegründet. Im Fokus der Kooperation steht der PV-Reinigungsroboter Sunbotics von Sun-X. Das Unternehmen mit Hauptsitz im bayerischen Fraunberg bietet bereits heute – neben Sunbotics – Lösungen an, etwa einen Verschmutzungssensor sowie einen Algorithmus zur Bestimmung des optimalen Reinigungszeitpunkts. Sunbrush ist heute bereits in 70 Ländern mit einem etablierten Händlernetzwerk präsent; Kunden sind Betreiber von Solarparks und Landwirte rund um den Globus. Die Marke Suntext wird zunächst in Deutschland und Österreich eingeführt, während der international etablierte Produktname Sunbotics unverändert bleibt. www.sunbotics.energy



Foto: Werkbild

△ Der Sunbotics lässt sich über Schnellkupplungen mit wenigen Handgriffen in fünf Einzelteile zerlegen, die man per Leiter mit einer Person gut aufs Dach bringen kann.

Potenzialanalysen für Wind- oder Solarparks

► Wenn ein Landwirt, ein Projektierer oder eine Gemeinde wissen will, ob eine bestimmte Fläche infrage kommen

würde oder wo geeignete Flächen liegen, kann Lynn Toepper aus Münster helfen. Sie prüft die Eignung anhand

von Geodaten. Einbezogen werden unter anderem Naturschutzgebiete, Wald, Gewässer oder die Wohnbebauung. Bei Solaranlagen z.B. am Rande von Autobahnen oder Bahnstrecken gibt es die gesetzliche Privilegierung, also einen gewissen Vorzug. „Genauso kann ich prüfen, wo die nächste 110 kV-Leitung verläuft und wo das nächste Umspannwerk liegt“, sagt sie.

Das ist vor allem für den Netzan-schluss bei Solarprojekten interessant, während Knotenpunkte von Stromleitungen für den Bau von großen Batteriespeichern wichtig sind. Ein weiteres Thema ist die Eignung einer Fläche für die Agri-PV. Am Ende erhält man eine Analyse von Flächen, die vollständig oder nur zum Teil für die Energieproduktion geeignet sind.

www.toepper-planung.de

Foto: Neumann



▷ Freiflächen-Solaranlagen an Autobahnen sind baurechtlich privilegiert.

Vermittlerin von Investoren

► Die kaj Solar GmbH aus Niedersachsen (Gemeinde Wurster Nordseeküste) ist deutschlandweit in der Projektentwicklung von Solarparks tätig – von der Suche und Auswahl geeigneter Flächen bis zur Baugenehmigung. Kaj Solar sieht sich bei Solarprojekten als Knotenpunkt, der wie ein Bauunternehmer beim Hausbau alle Fäden zusammenführt. „Es gibt in der Landwirtschaft viele Themen, die ein auswärtiger Finanzinvestor nicht verstehen kann. Das geht damit los, dass bei einem Solarprojekt auch der Hofnachfolger einbezogen werden muss“, sagt Inhaberin Katharina Jantzen, die selbst aus einer landwirtschaftlichen Familie kommt.

Eine Besonderheit: Sie ist unabhängig von einer späteren Betreiberfirma und damit nicht an Weisungen bezüglich Pachtpreise oder Flächengröße gebunden. Sie entwickelt den Solarpark bis zur Baureife und sucht dann die passenden Investoren dafür. Die müssen dann die bestehenden Verträge mit dem Flächeneigentümer hinnehmen. www.kaj-solar.de



Foto: Jantzen

△ Katharina Jantzen stammt selbst aus der Landwirtschaft.

TIPP ZUM WEITERLESEN Ausführliche Interviews mit den zitierten Firmen finden Sie auf unserer Internetseite unter www.topagrar.com/energie



Foto: Neumann

△ Der kostenlose Flächencheck hilft herauszufinden, ob sich eine Fläche überhaupt für einen Solarpark eignet.

Marktplatz für Solarparkflächen

► Hilfe bei den ersten Schritten von der Vorauswahl einer potenziellen Solarparkfläche über das Inserieren bis hin zur Wahl des Projektentwicklers bietet das Unternehmen Enlapa aus München. Der Flächenbesitzer kann in dem Portal mit dem „Flächencheck“ selbst prüfen, ob es auf einer Fläche überhaupt möglich ist, einen Solarpark zu bauen. Dann erhält er kostenlos und ohne den Zwang, persönliche Daten eintragen zu müssen, ein Analyseergebnis bezüglich Natur- und Landschaftsschutz. Auch sieht er, ob es auf der Fläche Einschränkun-

gen oder Ausschlusskriterien für die Energieerzeugung gibt. Auf der Plattform können auf der anderen Seite akkreditierte Projektentwickler geprüfte Flächen vorfinden.

Enlapa arbeitet vor allem mit Projektentwicklern wie Energieversorgern zusammen, die den Strom selbst nutzen und ihn an ihre Kunden weiterverkaufen. Der Landwirt entscheidet selbst, mit welchem der Projektierer er zusammenarbeiten will. Enlapa hilft bei der Auswahl, indem es dem Landwirt u.a. Erläuterungen zu den vorgelegten Pachtverträgen gibt. www.enlapa.de

DIE EIGENE ERNTE SELBST IN DIE HAND NEHMEN

Als **Allgäuer Familienbetrieb** mit weiteren Standorten in Schwerin und Berlin setzen wir uns seit über 20 Jahren für den Solar- und Windbereich ein und haben uns besonders auf die Umsetzung großflächiger Photovoltaikanlagen spezialisiert. Wir sind auf der Suche nach engagierten Landwirten, Geschäftspartnern und Gemeinden, die mit uns in eine neue großartige Zukunft starten.



Betreiben Sie mit uns die Photovoltaikanlage als Energiegemeinschaft oder Bürgersolarpark und profitieren Sie von unserem Know-How.

Rufen Sie uns an / oder per WhatsApp / oder per Mail
a.schmolke@dhb-gruppe.de / 0385 48938663 / 0160 95 450 686
www.dhb-gruppe.de

AGRI-PV TRACKER ERMÖGLICHEN DIE DOPPELNUTZUNG VON LANDWIRTSCHAFTLICHEN FLÄCHEN UND FÖRDERN EINE NACHHALTIGE RESSOURCENNUTZUNG

Besuchen Sie uns auf Instagram, Facebook und LinkedIn



dHb GRUPPE
solar - wind - agrar

INTERVIEW

So profitieren Landwirte von Großspeichern

Die Anträge für den Anschluss von großen Stromspeichern sind seit letztem Jahr nach oben geschneilt. Alois Hadeier von CARMEN e. V. sieht dabei auch Chancen für Landwirte.

Herr Hadeier, ab welcher Größenordnung spricht man von Großspeichern und wer sind die potenziellen Investoren?

Alois Hadeier: Von Großspeichern spricht man ab einer Speicherkapazität von 1 MWh bzw. einer Leistung von 1 MW. Momentan werden die Systeme meist als 2-h-Systeme ausgeführt. Das heißt, dass der Speicher bei maximaler Lade- bzw. Entladeleistung innerhalb von zwei Stunden gefüllt bzw. entleert werden könnte. Für die Speichervermarktung durch spezialisierte Vermarkter sind aber oft erst Systeme mit einer Kapazität von mindestens 5 MWh interessant.



Foto: CARMEN e. V.

△ Alois Hadeier ist Energieberater beim Netzwerk CARMEN e. V.

Investoren solcher Projekte sind oft Betreiber anderer Erneuerbarer-Energien-Projekte wie PV-Freiflächen- oder Windkraftanlagen. Jedoch kommen neue Akteure auf den Markt, die das

momentan hohe Renditepotential nutzen wollen.

Sind darunter nach Ihrer Kenntnis auch Landwirte?

Hadeier: Wir stellen ein erhöhtes Interesse und Beratungsaufkommen bei Landwirten fest, die bereits Erfahrungen zum Beispiel mit PV-Freiflächenanlagen oder Biogasanlagen haben. Vor allem im Hinblick auf niedrige Marktwerte und eine steigende Stundenzahl negativer Börsenstrompreise suchen viele Anlagenbetreiber Flexibilisierungsmöglichkeiten in der Vermarktung bzw. weitere Standbeine.

Mit welchen Investitionskosten muss man rechnen?

Hadeier: Die Investitionskosten bewegen sich je nach System (1 h, 2 h oder 4 h) bei vorhandener Netzeinspeisemöglichkeit zwischen ca. 200 und 500 €/kWh. Zu beachten sind auch noch mögliche Baukostenzuschüsse, die im Bereich von ca. 125 €/kW liegen und für Speicher gezahlt werden, die Strom aus dem Netz einspeichern (Graustromspeicher).

Welche Standortvoraussetzungen sind für den Betrieb eines Großspeichers nötig?

Hadeier: Zuallererst muss der potenzielle Standort natürlich genehmigungsfähig sein. Eine zentrale Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers stellt zudem der Netzananschluss dar. Denn mit zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energien wird die



Foto: be.storaged

◁ Landwirte können vom Speicherboom auch bei der Verpachtung von Flächen profitieren.

Ressource Netzzugang zu einem immer knapper werdenden und wertvolleren Gut. Da der Flächenbedarf von Speichieranlagen relativ klein ist, orientiert sich die Wahl des Standorts vor allem an günstigen Netzanschlusskapazitäten, zum Beispiel in der Nähe von vorhandenen Umspannwerken.

Sogenannte Co-Location-Speicher an einem Energiepark nutzen hingegen einen mit einer Erzeugungsanlage geteilten Netzanschluss und können die Kosten für den Netzzugang durch eine höhere Auslastung reduzieren.

Könnte das Betreiben von Großspeichern ohne Bezug zum eigenen Betrieb auch ein Geschäftsmodell für Landwirte sein?

Hadeier: Bei der Nutzung von Speichern mit Netzstrom (sogenannte Graustromspeicher), die einen eigenen Netzanschluss haben (Stand-Alone-Speicher) oder als Co-Location-Speicher ausgeführt werden können, entstehen aufseiten der Vermarktung Vorteile gegenüber Speichern, deren Strom über das EEG vermarktet werden soll. So profitieren sie in vollem Umfang von den Zeiten negativer Strompreise. Denn sie retten Strom aus einer Erzeugungsanlage nicht nur vor der Nichtvergütung, sondern bekommen vielmehr noch Geld für den Bezug aus dem Netz.

Die untertägigen Preisunterschiede vor allem im Sommer zwischen günstigem Sonnenstrom am Mittag und teurem Abendstrom ermöglichen auch ohne eine Kombination mit einer PV-Anlage auskömmliche Renditen. Derzeit können mit Großspeichern Amortisationszeiten von fünf bis sechs Jahren erzielt werden.

Bei Stand-Alone-Speichern gibt es zudem keine Einschränkungen der Einspeiseleistung durch eine konkurrierende Erzeugungsanlage und die Betreiber können Speicher maximal flexibel in den verschiedenen Märkten wie Regelenergie und Energiehandel einsetzen.

Welche Risiken sehen Sie bei so einem Invest?

Hadeier: Da Speicher meist außerhalb einer gut kalkulierbaren EEG-Einspeise-Förderung betrieben werden, sind die Erlöse weniger sicher berechenbar, was zu einer schwierigeren Finanzierung führen kann. Diese Unsicherheiten müssen daher mit erhöhten

SCHNELL GELESEN

Große Batteriespeicher können auch für Landwirte ein zusätzliches Standbein werden.

Der Strom wird eingespeichert, wenn er günstig ist, und bei hohem Bedarf und hohen Preisen wieder ins Netz eingespeist.

Speicher sind auch in Kombination mit bestehenden Solarparks interessant.

Chancen verbunden sein. Für die nächsten Jahre scheinen diese durch den zunehmenden Ausbau fluktuierender Stromerzeuger wie Windkraft- und PV-Anlagen gegeben zu sein. Aber das könnte sich ändern.

Inwiefern?

Hadeier: Mit einem weiteren Zubau von Speicherkapazitäten und einer steigenden Anzahl steuerbarer Verbraucher wie Elektroautos oder Wärmepumpen lassen sich Lasten sehr gut in Zeiten günstiger Strompreise verlagern. Dadurch kann es zu einer zunehmenden Kannibalisierung bzw. Konkurrenz um günstige Strompreise kommen, sodass sich die für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers nötigen tageszeitlichen Preisunterschiede verringern.

Wie könnten Landwirte von dem Boom bei Großspeichern profitieren?

Hadeier: Perspektivisch werden die Schwankungen der Preise und Anzahl der Zeiten negativer Strompreise durch die Zunahme von Speicherkapazitäten abnehmen. Landwirte als Betreiber von größeren Erneuerbare-Energien-Anlagen können dadurch von höheren Börsenstrompreisen für Solarstrom indirekt profitieren.

Auch durch einen Eigenbetrieb von Speichieranlagen mit oder ohne Kombination mit vorhandenen Erzeugungsanlagen können Landwirte sich ein weiteres Standbein schaffen und eventuell bereits vorhandene Netzanschlusskapazitäten besser ausnutzen.

Als Eigentümer von geeigneten Flächen können Landwirte zudem ein erhöhtes Einkommen aus der Verpachtung an Anlagenbetreiber erzielen.

*Ihr Kontakt zur Redaktion:
klaus.dorsch@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



**Wir suchen
Ihre Fläche.**

Biogas plus Batterie: Passt das zusammen?

Es gibt verschiedene Kombinationen, um bei einer Biogasanlage einen Batteriespeicher zu ergänzen. Wir stellen aktuelle Ideen aus der Praxis vor.

Das Ende Januar mit dem „Biomassepaket“ geänderte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fordert von Biogasanlagen, die nach 20 Jahren Laufzeit eine Anschlussvergütung haben wollen, eine mindestens 3,6-fache Überbauung. „Da kommen viele Anlagen aber an ihre Grenzen. Denn nicht überall ist der Platz für zusätzliche BHKW, größere Gasspeicher oder zusätzliche Wärmepufferspeicher vorhanden“, sagt Alfons Himmelstoss, Geschäftsführer des Ingenieurbüros AEV Energy aus Dresden.

Dazu kommen das aufwendige Genehmigungsverfahren, die Auflagen für die Störfallverordnung usw. Und die Investitionskosten könnten laut Himmelstoss schon bei einer doppelten Überbauung so hoch sein, wie die Erstinvestition der Biogasanlage. „Gerade Anlagen, die noch nicht flexibilisiert oder einen Investitionsrückstand haben, haben es schwer, Kredite in zehn oder zwölf Jahren zurückzuzahlen“, sagt er.

Abhilfe könnte ein großer Batteriespeicher schaffen. „Er übernimmt die Funktion eines Spitzenlast-BHKW zur bedarfsgerechten Einspeisung. Ich kann damit wie mit einem zusätzlichen Gasspeicher die Biogasproduktion und die Stromerzeugungseinheit, das BHKW,

voneinander trennen“, erklärt er. Bei einem ausreichenden Netzzugang wäre eine 10- bis 12-fache Überbauung problemlos möglich, ohne die Biogasanlage zu verändern – sofern der Netzananschluss das hergibt.

Die Batterie übernimmt

die Funktion des

Spitzenlast-BHKW.

DIE GRÖSSE DER BATTERIE

Wenn man eine Biogasanlage mit 500 kW Bemessungsleistung nimmt und den Strom zwölf Stunden speichern will, benötigt man eine Kapazität von 6.000 kWh. „Theoretisch kann die Batterie dann 6 MW in der Stunde einspeisen. Das muss der Netzananschluss auch hergeben“, sagt er.

Die Speicherkapazität in kWh hängt von der Leistung in MW und der C-Rate ab. Die C-Rate gibt an, wie schnell ein Stromspeicher mit welcher Leistung beladen bzw. entladen werden kann. In der Regel liegt die C-Rate bei 0,5. Das

bedeutet: Ein Speicher mit 1 MW kann in zwei Stunden beladen oder entladen werden. Die Kapazität wäre dann 2 MWh, also 2.000 kWh. Je größer die Leistung oder je kleiner die C-Rate, desto besser verteilen sich die Netzananschlusskosten. Die Lebensdauer einer Batterie ist nach Angaben der Hersteller am höchsten, wenn sie nur zwischen 40 und 60 % der Kapazität be- und entladen wird.

Wichtig ist, dass der Speicher vormittags von 6.00 bis 9.00 Uhr entlädt und dann mittags Strom aufnimmt in der Zeit, wenn der Strompreis negativ ist. Später kann er Strom einspeisen, wenn der Preis wieder hoch ist.

ZAHL DER LADEZYKLEN

Die Investitionskosten liegen etwa zwischen 250 und 350 €/kWh Kapazität für die Batterie, inkl. Container und Wechselrichter. Dann kommt noch die Netzanbindung dazu.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des Großspeichers sind – neben den Investitionskosten – die Zahl der Ladezyklen. Gemeint ist die Anzahl der kompletten Ladungen und der anschließenden Entladungen. „Da Biogasanlagen wetterunabhängig sind, können sie am Tag zwei Ladezyklen schaffen, also 730 im Jahr“, sagt Himmelstoss. Das senkt die Speicherkosten bei Biogasstrom erheblich.

Denkbar wäre auch, die Biogasanlage mit einer PV-Anlage zu kombinieren, den Speicher also tagsüber im Sommer mit PV-Strom laden, während das BHKW stillsteht. Das BHKW kann den Speicher dann nachts wieder laden. Im Winter, wenn kein PV-Strom zur Verfügung steht, könnte man die BHKW-Kapazität erweitern, weil da dann ja auch mehr Wärme benötigt wird. Ebenso denkbar ist die Kombination mit einer Windkraftanlage. „Mit der Batte-

SCHNELL GELESEN

Flexible Biogasanlagen können zur Stromvermarktung auch Batteriespeicher einsetzen.

Die Batterie ermöglicht eine kostengünstigere Überbauung als mit BHKW und Gasspeicher.

Die Speicherkapazität beschränkt sich auf mehrere Stunden.

Die Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus der Anzahl der Ladezyklen und dem Strompreis an der Börse.

An einem Tag sind bis zu zwei Ladezyklen möglich.

Eine Kombination mit anderen Erzeugungseinheiten wie der Windenergie oder der Photovoltaik ist problemlos möglich.

rie kann ich auch den landwirtschaftlichen Betrieb rund um die Uhr mit Eigenstrom versorgen oder Ladesäulen beliefern“, nennt er weitere Möglichkeiten.

SO FLIESST DER STROM

Der gesamte erzeugte Strom fließt kontinuierlich oder gemäß den Betreibervorgaben und ohne Einfluss des Direktvermarkters in die Batterie. Der Direktvermarkter gibt ihn bedarfsgerecht sekundengenau mit hoher Leistung an das Netz ab.

Die Entladungszeit beträgt je nach Auslegung zwischen vier und sechs Stunden, die Entlademenge am Tag zwischen 10.000 und 12.000 kWh bei einer Entladeleistung der Batterie von bis zu 5.000 und 6.000 kW.

Die Vermarktung von Strom ist laut EEG künftig auf Betriebsviertelstunden bezogen. In einer Viertelstunde kann der Preis hoch sein, in der nächsten wieder niedrig. „Das kann man mit ei-

Möglichkeiten des Speichers

Ein Großspeicher bietet laut Alfons Himmelstoss (AEV Energy) verschiedene Vermarktungsoptionen:

- Primärregelleistung,
- Sekundärregelleistung,
- Minutenreserve,
- positive Regelenergie,
- negative Regelenergie,
- negative Residuallast (gemeint ist die Stromentnahme).

Darüber hinaus gibt es weitere Vorteile von Großspeichern:

- Hohe Überbauung möglich (fünf- bis zwölffach),
- ganztägige Eigenversorgung des Betriebes mit Strom,
- Einbindung von PV- und/oder Windkraftanlagen,
- Belieferung von Ladesäulen (siehe hierzu auch Beitrag auf Seite 60).

ner Batterie wesentlich genauer steuern“, sagt Himmelstoss.

In Zeiten hoher Strompreise kann das BHKW direkt ins Stromnetz einspeisen, ohne den Umweg über die Batterie. Das würde die Überbauung der

Anlage weiter erhöhen. „Der Vorteil der Batterie ist, dass man die ganze Speicherleistung in einem einzigen Container hat. Außerdem kann der Direktvermarkter das System komplett stufenlos steuern und Einschränkungen



Große Batteriespeicher können auch auf Standorten von Biogasanlagen stehen – alleinstehend oder mit dem BHKW verbunden.

durch den Füllstand des Gasspeichers oder dem Pufferspeicher für Warmwasser entfallen“, sagt er.

FLEXZUSCHLAG FRAGLICH

Ob ein Anlagenbetreiber bei der Investition in einen Batteriespeicher den Flexzuschlag erhält, ist noch offen. „Gerechnet werden könnte hier die Leistung am Netzanschlusspunkt, nicht die Speicherkapazität des Speichers. Die Leistung, mit der die Batterie ins Netz einspeist, wäre die flexible Leistung“, schlägt Himmelstoss vor.

WENIGER INVESTKOSTEN

Was man dagegen rechnen muss: Anders, als bei sonstigen Investitionen, wird die herkömmliche Flexibilisierung spezifisch nicht günstiger, wenn man größer baut. „Denn je stärker ich überbaue, desto mehr muss ich bei der Bestandsanlage anpassen: Gasleitungen, Verdichter, Speicher usw. Es gibt also keine Degression“, erklärt er.

Auch Klaus Anduschus vom Strommarktdienstleister SK Verbundenergie aus Regensburg sieht bei einer Flex-Batterie Kostenvorteile. „Bei einer vierfachen Überbauung einer 500 kW-Biogasanlage auf 1.500 kW mit Flex-BHKW und zusätzlichem Gasspeicher bin ich schnell bei Investitionskosten von 2.000 €/kW. Ein Batteriespeicher mit 1.500 kW Leistung und 5.000 kWh Kapazität dagegen kostet nur 330 € je kWh“, rechnet er vor. Die zur Verfügung stehende Leistung ist allerdings durch die Kapazität der Batterie direkt begrenzt.



Fotos: Neumann

▷ Ein Gasspeicher füllt sich, wenn ein BHKW stillsteht. Die Trennung von Gas- und Stromerzeugung könnte auch eine Batterie übernehmen.

Was noch dazu kommt: Die Preisausschläge am täglichen Strommarkt werden nicht so hoch bleiben wie heute. Das beeinflusst die Wirtschaftlichkeit. Himmelstoss dazu: „Mit der Batterie erreicht man eine höhere Überbauung bei einer Wirtschaftlichkeit wie bei einer zweifachen herkömmlichen Überbauung.“ Rechtlich sei dagegen derzeit unklar, ob Batteriespeicher zur installierten Leistung zählen und die Bemessungsleistung ansonsten bei 100 % bleiben kann.

STAND-ALONE AM STANDORT

Die bayerische Firma Aggretech hat die Planung von großen Batteriespeichern in der Landwirtschaft ebenfalls ins Pro-

gramm aufgenommen. Bislang bietet die Firma für Landwirte BHKW für Erdgas oder Biogas in verschiedenen Größen sowie Notstromaggregate und Kleinwindkraftanlagen an. „Bei den Speichergößen haben wir verschiedene Modelle mit Leistungen von 92 bis 1.500 kW und Speicherkapazitäten im Bereich 82 bis 3.600 kWh im Programm. Darüber hinaus können wir durch die Kombination mehrerer Speicher auch größere Projekte, im zweistelligen Megawatt-Bereich, realisieren“, sagt Vertriebsleiter Stefan Kuttenberger.

Anfragen zu Großspeichern gibt es von Investoren oder aus der Industrie sowie aus dem Agrarsektor. Hier soll der Großspeicher meist in Kombination einer bestehenden Photovoltaikanlage errichtet werden. Aber darunter sind auch Betreiber von Biogasanlagen. „Viele möchten ihren Stromhaushalt optimieren. Andere steigen aus der Biogasproduktion aus und wollen an dem Standort einen Batteriespeicher errichten“, sagt Kuttenberger. Sie könnten den schon vorhandenen Netzanschluss dafür nutzen und die Batterie als einzelne „Stand-alone-Lösung“ betreiben.

Daneben gibt es auch Betreiber, die auf Biomethan umsteigen. Sie haben mit der Gaseinspeiseanlage samt Biogasanlage vielleicht einen Leistungsbedarf von 500 kW und daher noch Netzanschlusskapazitäten frei. „Hierfür könnte man einen Speicher installieren und diesen dann ausschließlich zur Vermarktung von Strom nutzen. Erste Direktvermarkter haben sich auf diesen



◁ Ein Flex-BHKW auf einer Biogasanlage. Eine Batterie könnte nach Ansicht einiger Anbieter eine Alternative sein.

Bereich fokussiert und bieten spezielle Lösungen an“, sagt er.

MULTI-USE ALS OPTION

Wenn sich der Markt weiter so gestaltet wie in den letzten Monaten, wird man die nächsten Jahre mit einem Stromspeicher gute Renditen einfahren können und die Investition wird sich in wenigen Jahren amortisieren. Aber wie sich die Strompreise an der Börse oder im Regenergiemarkt verhalten, lässt sich schwer voraussagen.

„Und es kommt auch drauf an, ob ich mit einer Stand-alone-Batterie im Strommarkt tätig bin oder eine Multi-Use-Anwendung anstrebe“, sagt Kutenberger. Multi-Use bedeutet, dass der Speicher mehrere Probleme löst, zum Beispiel die Spitzenlastkappung im Gewerbe- oder Industriebetrieb. Oder man kann Solarstrom von einer größeren Post-EEG-Anlage künftig zum Eigenverbrauch nutzen.

VORTEILE DES EINZELSPEICHERS

Die Firma BHT Energie aus Niedersachsen hat sich erst im Sommer 2024 gegründet und bietet eine herstellerunabhängige Beratung von Großbatterieprojekten an, von der Konzeptionierung, die Wirtschaftlichkeitsberechnung über den Netzanschluss, die Genehmigung, die Ausschreibung der Technik bis zur Baubegleitung. „Da wir

aus dem Biogasbereich kommen, sind es aktuell vorwiegend Biogasanlagenbetreiber, die uns ansprechen. Wir haben bereits einige Projekte mit derzeit insgesamt 100 MW Leistung in der Planung“, erklärt Michael Tiedemann, einer der drei Geschäftsführer.

Unter den Interessenten sind auch Anlagenbetreiber, die die Biogasproduktion aufgeben wollen und planen, den vorhandenen Netzanschluss mit der Batterie zu nutzen und Strom zu vermarkten. „Am häufigsten haben wir heute mit Stand-alone-Projekten zu tun. Hierbei hat der Betreiber am meisten Befreiheit bei der Vermarktung“, ergänzt Mitgeschäftsführer Carsten Bahlburg.

Heiß umkämpft sind gerade Flächen in der Nähe von existierenden Umspannwerken. Es kann aber auch eine Lösung für den Mittelspannungsbereich sein. Das wäre zum Beispiel beim Bau auf einem Biogasanlagenstandort denkbar, bei dem der Speicher aber nicht mit dem BHKW verbunden wäre, sondern allein agiert. Hier kann ein Speicher mit einer Größe von 5 bis 7 MW laut Bahlburg schon wirtschaftlich sein.

DIE RICHTIGE VERMARKTUNG

Bei der Wirtschaftlichkeit eines Stand-alone-Speichers kommt es auf den Direktvermarkter an und in welchen

Märkten er tätig ist. „Wir empfehlen eine Multi-Market-Optimierung mit Day-Ahead- und Intradaymarkt beim Stromhandel sowie dem Regenergiemarkt“, sagt Tiedemann.

Es gibt Berechnungen von Projektierern mit sehr kurzen Amortisationszeiten von unter zwei Jahren. „Aber das halten wir für nicht seriös. Meist sind da sehr günstige Speicher zugrunde gelegt und es fehlen Kosten für Netzanschluss, Planung und Baugenehmigung“, sagt er. Bei Speichern mit 5 MW und 10 MWh Kapazität rechnet BHT dagegen bei einem konservativen Ansatz der Erlöse mit Amortisationszeiten von ca. sechs Jahren.

TIPP

Zum Weiterlesen

Ausführliche Interviews mit den zitierten Firmen finden Sie auf unserer Internetseite unter www.topagrar.com/energie

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

Komm in unser Team
und gestalte mit uns
die Energiewende!



recruiting film

BBWind
Projektberatungsgesellschaft mbH
Schorlemerstr. 12-14
48143 Münster

bewerbung@bbwind.de
Tel. 0251 981103-15

@bbwind

bbwind

Wir leben Bürgerwind.



Nicht verpachten, selber machen!

Wärme aus dem Fluss: Riesiges Potenzial

Mit großen Wärmepumpen lässt sich die Wärme aus Fließgewässern zum Heizen nutzen. Die „Aquathermie“ bringt auch Wasserkraftwerke neu ins Spiel.

In Flüssen steckt viel Energie. Das Wasser treibt nicht nur Turbinen oder Wasserräder an, um ganzjährig sauberen Strom zu erzeugen. Es enthält auch viel Wärme, die sich mithilfe von Wärmepumpen nutzen lässt. Erste Projekte zum „Aquathermie“ genannten Verfahren gibt es in Schweden, der Schweiz, Dänemark sowie in Mannheim, Köln oder Rosenheim.

Mindestens die Hälfte der bayerischen Städte und Gemeinden könnten für die Wärmeplanung Wärmepumpen an ihren Flüssen einbeziehen, zeigt eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) aus München. Bayerische Haushalte und das Gewerbe benö-

tigen im Jahr rund 150 Terawattstunden (TWh) Wärme. Um diesen Bedarf rechnerisch decken zu können, müsste dem aus den Flüssen erster und zweiter Ordnung entnommenen Wasser lediglich 1,5 °C Wärme entzogen werden. Würde man die Wassertemperatur um 3 °C absenken, wäre das Wärmepotenzial schon bei 340 TWh.

WIE DAS KONZEPT FUNKTIONIERT

Bei der Aquathermie gibt es zwei Systeme:

- **Offen:** Über Pumpen etc. wird Wasser aus dem Fluss entnommen und zur Wärmepumpe geführt.
- **Geschlossen:** Der Verdampfer der Wärmepumpe ist im Fließgewässer platziert.

Wie bei anderen Wärmequellen auch wird die Effizienz der Wärmepumpe, also der Strombedarf je kWh Wärme, von der Temperaturdifferenz der Quelle bestimmt. „Und diese Effizienz ist umso größer, je kleiner die Differenz zwischen Gewässer- und Wärmesenktemperatur ist“, sagt Studien-Co-Autor Joachim Ferstl von der FfE.

Die Übersicht zeigt, wie sich der Coefficient of Performance (COP, ein Maß für die Effizienz) von Flusswasserwärmepumpen bei verschiedenen Gewässertemperaturen von 0 bis 25 °C und verschiedenen Vorlauftemperaturen von 60 bis 120 °C entwickelt. Bei einer relativ niedrigen Vorlauftemperatur von 60 °C und hohen Flusswassertemperaturen von 15 °C wäre der COP

Gewässerwärmepumpen sind eine ideale Kombination zu Wasserkraftwerken.



bei fast 5 und damit ein sehr guter Wert. Übliche Wärmepumpen liegen bei COP 3–4. Zu bedenken ist auch, dass heute schon Gebäude auch unter 60 °C beheizt und nur für die Warmwasserbereitung kurzzeitig höhere Temperaturen aus hygienischen Gründen genutzt werden.

DIE VORTEILE

Wärmepumpen können verschiedene Quellen anzapfen, wie Luft oder Grundwasser. „Ähnlich wie beim Grundwasser hat auch ein Fluss wesentlich geringere Temperaturschwankungen im Verlauf des Tages und des Jahres als die Außenluft. Und im Vergleich zum Grundwasser regeneriert sich ein Fluss schneller“, zählt Ferstl die Vorteile auf.

Die Wärmequelle sei daher für viele Kommunen ideal, um sie in der jetzt anstehenden kommunalen Wärmeplanung einzubeziehen. Diese zu erstellen, sind alle Kommunen in Deutschland verpflichtet. Größere Kommunen müssen bis 2026, kleinere bis 2028 einen Plan vorlegen, wie die Wärmeversorgung der Zukunft aussehen soll.

Dazu kommt, dass sich die Gewässer im Rahmen des Klimawandels deutlich erwärmt haben. „Man spricht von etwa 1 bis 2 °C in den letzten Jahrzehnten“, sagt Dr. Josef Rampl, Geschäftsführer der Vereinigung Wasserkraftwerke in Bayern (VWB). Mit der Aquathermie könnte man dem Fluss wieder etwas Wärme entziehen und das ökologische Gleichgewicht so stabilisieren oder wiederherstellen.

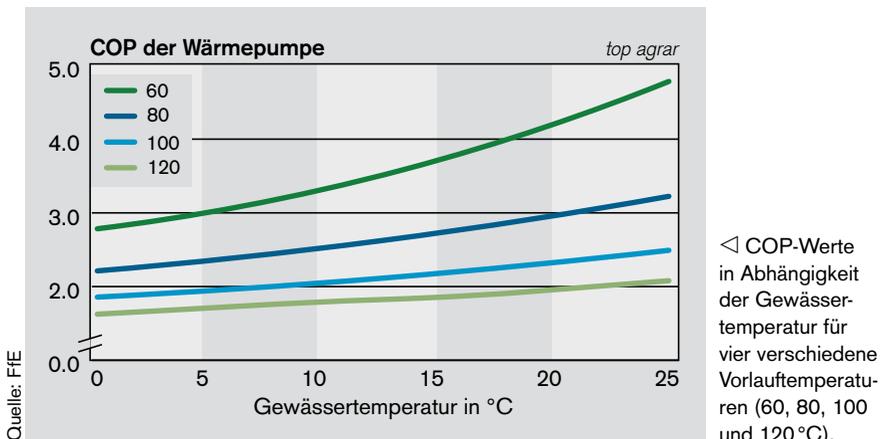
DER RICHTIGE STANDORT

Auch mit der Frage des richtigen Standorts für Flusswasserwärmepumpen haben sich die Forscher beschäftigt. „Von Experteninterviews wissen wir, dass Standorte in unmittelbarer Gewässernähe liegen müssen und dass es sinnvoll ist, vorhandene Infrastrukturen zu nutzen“, sagt Ferstl. Damit ließen sich Synergien schaffen, um nicht zu viele neue Eingriffe zu erzeugen. Das erleichtert auch das Genehmigungsverfahren.

Aus diesem Grund kommen Wasserkraftwerke ins Spiel. Aber auch Industrie- und Kraftwerkstandorte, beispielsweise zur Kühlwassernutzung, Mühlen oder Kanäle wären geeignet. „Bei der konkreten Standortwahl spielt aber neben der Wärmequelle im Fluss natürlich auch die Wärmesenke eine wichtige Rolle“, so der Wissenschaftler.

Um eine möglichst hohe Effizienz der Wärmepumpe zu erreichen, wäre es

ARBEITSAHLE (COP) VON FLUSSWÄRMEPUMPEN



◁ COP-Werte in Abhängigkeit der Gewässertemperatur für vier verschiedene Vorlauftemperaturen (60, 80, 100 und 120 °C).

SCHNELL GELESEN

Die Wärme in Flüssen lässt sich über Großwärmepumpen nutzen.

Damit können Kommunen, die an einem Fluss der ersten oder zweiten Ordnung liegen, einen Großteil ihres Wärmebedarfs decken.

Die Abkühlung des Flusswassers ist sogar erwünscht, denn sie hilft, das ökologische Gleichgewicht wiederherzustellen.

Wasserkraftanlagen sind wegen der vorhandenen Infrastruktur ein idealer Standort für die Wärmepumpen.

auch denkbar, ein „kaltes“ Nahwärmenetz zu nutzen, bei dem die Leitungstemperatur zwischen 5 und 35 °C liegt. In den Häusern der Kunden könnten einzelne Wärmepumpen dann für die nötige Raumtemperatur sorgen.

WARUM WASSERKRAFT PROFITIERT

„Gewässerwärmepumpen sind eine ideale Kombination zu Wasserkraftwerken“, sagt Dr. Josef Rampl (VWB). Ein großer Vorteil sei, dass sie im Fluss ständen und es bestehende Infrastrukturen für die Energieerzeugung vor Ort gäbe, die zum Betreiben der Wärmepumpen genutzt werden können. Dazu gehören neben der günstigen Strombereitstellung und vorhandenen Gebäuden auch das Bauwerk im Fluss. „Außerdem sind viele Wasserkraftanlagen nicht nur im ländlichen Raum, sondern auch in Städten und Gemeinden angesiedelt, wo viel Energie benötigt

wird und wo Umgebungswärme wie Luft nur schwer genutzt werden kann“, sagt er.

Dazu kommt: Wasserkraft verhält sich gerade in Bayern komplementär zur Solarenergie. „Im Winter, wenn die Solarenergie nur wenig Strom liefern könne, haben wir mehr Niederschläge und damit bessere Bedingungen für die Stromerzeugung als im Sommer“, erklärt er. Im Sommer könnte die Wasserkraft dagegen andere Aufgaben übernehmen wie Wasserrückhalt in Trockenzeiten und Grundwasserstabilisierung.

DAS RESÜMEE DER BRANCHE

„Das Flusswasser hilft uns, unsere Gebäude warmzuhalten und ermöglicht es, nur ein Drittel der Energie im Vergleich zur Vergangenheit einzusetzen“, sagt Gunnar Braun von der Landesgruppe Bayern des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU). Die Nutzung von Flusswärme biete eine klimaneutrale Option, die Wärmeversorgung der Zukunft zu gestalten. „Die Flüsse zu nutzen, ist auch eine Chance, sie abzukühlen“, sagt Braun.

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

Zum Nachlesen

Die Studie Wärmepumpen an Fließgewässern der FfE finden Sie unter www.vbew.de

INTERVIEW

Mit Windstrom heizen lohnt sich jetzt!

Unter dem Motto „Nutzen statt Abregeln“ gibt es einen neuen Paragraphen im Energiewirtschaftsgesetz, um unter anderem das Heizen mit Strom anzureizen.

Wir sprachen darüber mit Dr. Arwen Colell von decarbon1ze.

Was bedeutet Windduschen?

Colell: Hintergrund ist die Regelung „Nutzen statt Abregeln“ im Paragraph 13 k im Energiewirtschaftsgesetz. Dabei geht es darum, Anlagen zur Produktion von erneuerbaren Energien auszulasten, anstatt die Leistung zu reduzieren. Diese Abregelung kommt gerade in Norddeutschland immer häufiger vor. Wenn wir den Strom mit einem Heizstab im Warmwasserspeicher der Heizung einspeichern, anstatt die Erzeugung abzuregeln, nennen wir das „Windduschen“.

Wie kann der Hausbesitzer davon profitieren?

Colell: Zunächst müssen Warmwasserpufferspeicher, die es in vielen Haushalten gibt, mit einem elektrischen Heizstab, einer Art Tauchsieder, ausgestattet werden. Dieser Heizstab wird eingeschaltet, wenn der Netzbetreiber Flexibilität anfordert, um Abregelung zu vermeiden, wenn also z. B. viel Wind weht und der Strompreis damit niedrig ist. Der Heizstab hat den gleichen Wirkungsgrad wie eine Öl- oder Gasheizung, nämlich 1:1. Der „normale“ Strom aus dem Netz wäre für den Betrieb eines Heizstabs zu teuer. Wärme aus günstigem Windstrom ist damit jetzt erstmals wettbewerbsfähig gegenüber fossilen Brennstoffen.

Wie erfahre ich denn, wann der Strompreis niedrig ist und sich das Heizen damit lohnt?

Colell: Hier kommen wir ins Spiel. decarbon1ze tritt für „Windduscher“ als der sogenannte Einsatzverantwortliche auf. Wir handeln im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers, der für die Vermeidung von Engpässen im Stromnetz



Foto: Duch

△ Dr. Arwen Colell ist Einkaufsleiterin (CPO) bei der Firma decarbon1ze.

zuständig ist. Er signalisiert uns, dass wir in einer Region mit einer Windfront und damit einem besonders großen – für das Netz aktuell zu großen – Windstromangebot rechnen dürfen. Dann schalten wir flexible Verbrauchseinrichtungen wie Heizstäbe per Fernzugriff ein. Der Stromverbrauch des Heizstabs wird separat gezahlt und über einen eigenen, spezifischen § 13 k-Stromtarif abgerechnet.

Was macht den Strompreis günstiger? Und wie wird das kompensiert?

SCHNELL GELESEN

Viele Windparks werden heute bei Starkwind vom Netzbetreiber abgeregelt, um eine Netzüberlastung zu vermeiden.

Der Überschussstrom lässt sich sinnvoll und wirtschaftlich zur Wärmeproduktion verwenden.

Fernsteuerbare Heizstäbe sind dafür die Voraussetzung. Wie das funktioniert, erforscht decarbon1ze jetzt in einem Pilotprojekt.

Colell: Die heute übliche Abregelung verursacht aktuell hohe Kosten für die Entschädigung von Anlagenbetreibern und die Beschaffung von Regelenergie. Das Ziel ist also, durch den niedrigeren § 13 k-Strompreis einen starken Anreiz dafür zu schaffen, zum Beispiel die Wärmeversorgung zu elektrifizieren. Klar ist aber auch, dass diese Preissenkung gegenfinanziert werden muss. Die Erwartung ist, dass es zu weniger Redispatch-Kosten kommt, wenn Anlagen nicht abgeregelt werden müssen.

Ist das Gesetz schon in Kraft?

Colell: Ja, das Gesetz ist in Kraft getreten. Im Oktober 2024 hat eine zweijährige Erprobungsphase für die neuen „Nutzen statt Abregeln“-Prozesse begonnen. Die Grundvoraussetzung zur Teilnahme ist zunächst eine zuschaltbare Last, wie zum Beispiel ein Heizstab im Warmwasserspeicher, deren Stromverbrauch separat viertelstundenscharf erfasst wird. Die Anlage braucht also ein intelligentes Messsystem, was derzeit leider vielerorts noch fehlt, und einen eigenen § 13 k-Stromliefervertrag. Der Einsatzverantwortliche erbringt auch den Nachweis, dass die jeweilige Anlage zur Netzentlastung beigetragen hat und deshalb den günstigen Strompreis in Anspruch nehmen darf.

Welche Kosten entstehen den Teilnehmern?

Colell: Für einen fernsteuerbaren Heizstab für den Warmwasserspeicher zahlt man im Schnitt einen mittleren dreistelligen Betrag. Dazu kommen die Kosten für den Anschluss und das Messsystem. Der Strompreis für „Nut-



Foto: Neumann

Windpark an der Westküste in Schleswig-Holstein: Bei gutem Wind und wenig Verbrauch müssen viele Anlagen stillstehen.

zen statt Abregeln“ wird durch die gesetzliche Regelung deutlich unter den mittleren Gaspreis pro kWh gesenkt. In unserem „Windduschen“-Pilotprojekt in Schleswig-Holstein liegt der Preis bei 8 ct/kWh. Die optimale Preisbalance zu finden, ist aber auch ein Ziel der jetzigen Erprobungsphase.

Ändert sich für Windparkbetreiber auch etwas?
Colell: Nein, sie speisen den Strom wie gehabt ins Netz ein. Ändern sollte sich nur, dass die Anlagen weniger häufig abgeregelt werden und damit die Entschädigungszahlungen zurückgehen. Ziel ist es, dass der gesamte Strom pro-

duziert, ins Netz eingespeist und dann je nach Menge und Bedarf verteilt wird.
Ihr Kontakt zur Redaktion:
hinrich.neumann@topagrar.com

Das vollständige Interview können Sie auf unserer Internetseite unter www.topagrar.com/energie nachlesen.

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



Fotos: Werkbilder

△ Die Stahltürme bieten laut Enercon auch Kostenvorteile beim späteren Rückbau oder Repowering.

Stahltürme für immer höhere Anlagen

► Der Windkraftanlagenhersteller Enercon entwickelt weitere und höhere Hybrid-Stahltürme (HST) für die aktuellen EP5-Anlagentypen. Mit den zusätzlichen Stahlturmvarianten wird das Turmportfolio erweitert, um weltweit Türme mit hohen Nabenhöhen anbieten und bereits ab 2026 liefern zu können. Bislang stehen für höhere Anlagen nur Hybridtürme in der Kombination aus Beton- und Stahlsegmenten zur

Verfügung. Der HST-Turm kombiniert Segmente des Modulare Stahlturms (Modular Steel Tower, MST), bestehend aus miteinander verschraubten gekanteten Stahlblechen für die Turmbasis, mit Segmenten eines Stahlrohrturms (Turbular Steel Tower, ST), die auf die unteren MST-Segmente gesetzt werden. In einem ersten Schritt bietet Enercon die neuen Turmvarianten HST 162m, HST 166m und HST 175m an.

Weniger Ersatzzahlung in Bayern

► Das Bayerische Wirtschafts- und das Umweltministerium haben eine Erleichterung für den Bau von Windrädern geschaffen. Wer ein Windrad errichtet, muss normalerweise eine Ersatzzahlung für die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes leisten. In speziellen Gebieten ist diese Zahlung auf 25 % reduziert. Diese sogenannten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete werden von der Regionalplanung festgelegt und eignen sich besonders gut als Standorte für Windräder. Planer erhalten so einen Anreiz, in diesen Gebieten Windenergieprojekte umzusetzen. Da jedoch die Vorrang- und Vorbehaltsgebiete noch nicht überall endgültig

festgelegt sind, könnten sich Bauvorhaben für Windräder verzögern und ungerechtfertigte Kosten entstehen.

Die neue Lösung: Im Entwurf des Regionalplans sind bereits Gebiete vorgesehen, die sich für Windkraft eignen. Projekte, die in diesen Gebieten geplant werden, können schon heute von den reduzierten Ersatzzahlungen profitieren. Die neue Regelung sieht vor, dass zunächst die volle Ersatzzahlung angesetzt wird. Vor Baubeginn sind davon 25 % zu zahlen. Die restlichen 75 % werden erst nach drei Jahren fällig – aber nur, wenn das Gebiet bis dahin nicht als Vorrang- oder Vorbehaltsgebiet ausgewiesen wurde.

Ausgefällte Transporttechnik

► Bei den immer größer werdenden Windenergieanlagen werden Transport und Installation vor Ort immer mehr zur Herausforderung. Ein Beispiel ist der Bau von sechs modernen Windenergieanlagen der Landwind-Gruppe im Landkreis Wolfenbüttel.

Die neuen Windenergieanlagen des Herstellers Nordex vom Typ N163/6.X haben eine Nabenhöhe von 164 m, einen Rotordurchmesser von 163 m und erreichen eine Gesamthöhe von 245 m. Ihre Nennleistung beträgt jeweils

6,8 MW, sodass die Gesamtleistung der sechs Anlagen bei 40,8 MW liegt.

Ein Meilenstein war die nächtliche Anlieferung der 80 m langen und 28 t schweren Rotorblätter. Die Logistik solcher Schwerlasttransporte erfordert eine präzise Planung, da die Routen individuell an die örtlichen Gegebenheiten angepasst und Straßenabschnitte temporär gesperrt werden müssen. Die Transporte finden üblicherweise nachts zwischen 22.00 und 6.00 Uhr statt.



◁ Bei den 80 m langen und 28 t schweren Bauteilen sind anspruchsvolle Wendemanöver nötig.



△ Mit einer Wärmebildkamera lassen sich frühzeitig Materialschwächen an einem Rotorblatt erkennen.

Innovative Prüfung von Rotorblättern

► Die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) arbeitet an neuen Prüfmethoden, um Rotorblätter von Windenergieanlagen widerstandsfähiger zu machen. Mithilfe von Thermografie werden frühzeitig Materialschwächen identifiziert, wodurch sich die Langlebigkeit der Rotorblätter steigern lässt. Das Projekt ReliaBlade2, koordiniert vom Fraunhofer IWES und gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, bringt Wissenschaft und Industrie zusammen, um die Effizienz und Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen weiter zu verbessern.

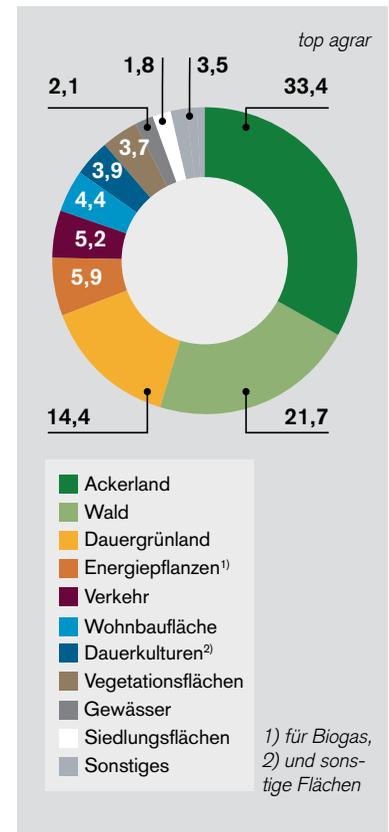
Windenergie braucht wenig Fläche

► Eine neue Karte der Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN) zeigt, dass der Flächenbedarf für Windenergie und Photovoltaik im Vergleich zu anderen Nutzungen in Niedersachsen überraschend gering ist.

Um die Auswirkungen des Windenergieausbaus besser einzuschätzen, ist zwischen der Ausweisung von Vorranggebieten und dem tatsächlichen Flächenverbrauch zu unterscheiden. Während „Vorranggebiete“ ein planerischer Begriff für eine Kulisse ist, liegt der tatsächliche Flächenverbrauch pro Windenergieanlage bei lediglich 0,5 ha. Die Windenergieanlagen in Niedersachsen, die für das 30 GW-Ziel nötig sind, würden insgesamt 0,09 % der Landesfläche benötigen – und damit weniger als Golfplätze (0,1 %).

Die Karte zeigt die proportionalen Anteile verschiedener Nutzungskategorien an der Gesamtfläche des Bundeslandes. Um die Flächenverhältnisse darzustellen, hat die KEAN die Daten in Cluster zusammengefasst und als Tortendiagramm abgebildet. Die Windenergie liegt etwa gleichauf mit Fußballplätzen, Golfplätzen oder Weihnachtsbaumkulturen. Grundlage der Grafik sind amtliche Flächenerhebungen.

AKTUELLE FLÄCHENNUTZUNG IN NIEDERSACHSEN



△ Die Windenergie fällt zusammen mit Fußballplätzen, Golfplätzen, Weihnachtsbaumplantagen, dem Tagebau, Steinbrüchen oder Freiflächenphotovoltaik unter „Sonstiges“.

LASSEN SIE DEN WIND FÜR SICH ARBEITEN

Finanzieller Rückenwind für Landbesitzer: Erschließen Sie sich mit Windkraft eine zusätzliche Einnahmequelle – und tragen Sie mit grünem Strom zur Energiewende bei. Sie möchten wissen, wie sich Ihr Grundbesitz für Windkraft eignet? Gern prüfen wir Ihre Flächen – umfassend und unverbindlich.



Jetzt kostenfrei Flächen prüfen lassen.

www.uka-gruppe.de/landeigentuemer/flaechenpruefung



Der Energieparkentwickler

Biogasstrom für die Ladesäule

Die Riedl Unternehmensgruppe betreibt seit über einem Jahr eine Elektrotankstelle, die mit Strom aus einer Biogasanlage versorgt wird. Die Erfahrungen sind überwiegend positiv.

Eine lukrative Stromvermarktung ist für viele Biogasanlagenbetreiber essentiell: Die Festvergütung nach dem EEG reicht heute häufig nicht aus, um die ständig steigenden Kosten für Rohstoffe, Technik oder Investitionen, die durch nachträglich auferlegte Auflagen nötig werden, zu decken. Das musste auch die Riedl Unterhain Unternehmensgruppe aus dem bayerischen Essenbach feststellen, die zwei Anlagen mit je 560 kW in Bayern und Brandenburg betreibt. „Ein Ausweg sind höhere Erlöse. Aber der Strommarkt selbst reicht dafür nicht aus“, musste Firmeninhaber Michael Riedl feststellen. Zudem suchte er für die eine Anlage, die Bioenergie Unterhain (BEU), eine Weiterbetriebsoption. Denn sie kommt 2031 ans Ende der 20-jährigen EEG-Förderung. All das war die Motivation, sich im Jahr 2023 mit dem Thema Stromtankstellen zu beschäftigen.

DIE TECHNIK

Die ca. 100 m Luftlinie entfernte Tankstelle wird von der Biogasanlage über ein eigenes Stromkabel versorgt. Das hat den Vorteil, dass er keine Stromsteuer bezahlen muss. Die BHKW laufen fast komplett durch. „Wir wol-

len sie aber künftig mithilfe des Direktvermarkters fahrplanoptimiert betreiben“, sagt er.

Während die Genehmigung für die E-Tankstelle laut Bayerischer Bauordnung genehmigungsfrei ist, war das der Parkplatz nicht. Zudem benötigte die BEU eine Zulassung vom Hauptzollamt als „eingeschränkter Versorger nach dem Stromsteuergesetz“. Der gepflasterte Parkplatz ist beleuchtet und öffentlich ausgeschildert.

DER BETRIEB

Die Anlaufphase war laut Riedl sehr mühsam. „Anfangs kamen nur sehr wenige Kunden.“ Denn die Tankstelle war zunächst nicht in Portalen von E-Tankstellen aufgeführt. Das ist aber für die E-Auto-Fahrer essentiell. Denn darin kann ein Fahrer auch sehen, ob die Ladesäulen belegt sind oder nicht. Daher hat er die Anmeldung schnell nachgeholt, wodurch die Besuchszahlen stiegen. Zudem gab es einige Störungen aufgrund falscher Einstellungen im Ladeportal, die sich aber einfach lösen ließen.

Die Anlage muss einmal im Jahr von einem Servicetechniker überprüft werden. „Ansonsten macht sie kaum Arbeit, vieles der geringen Wartungsarbei-

ten kann man auch selbst machen“, sagt Riedl. Aufwendiger ist dagegen die Verwaltung vom Büro aus.

Die Investitionskosten von ca. 100.000 € konnte er noch mit der Förderung zur Elektromobilität vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zu 80 % decken. „Das Programm ist aber inzwischen ausgelaufen. Jetzt gibt es nur noch ein bayrisches Förderprogramm, das 40 % der Kosten übernimmt“, erklärt er.

DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT

Riedl kalkuliert mit einem Stromverkauf von 180.000 kWh/Jahr, das wären 500 kWh pro Tag. Bei zwei Ladesäulen mit je 50 kW Ladeleistung wäre das eine Auslastung pro Ladesäule von 1,2 Stunden am Tag, also 5 % der Tagesstunden. „Ab etwa 1 Stunde Auslastung pro Ladepunkt kann sich die Tankstelle rechnen“, hat er festgestellt.

Ein Stromverkauf von 180.000 kWh bedeuten jährliche Einnahmen von 70.000 € (bei einem Erlös von 40 ct je kWh). „Wir sind mit 40 ct etwa 4 bis 5 ct günstiger als sonstige Anbieter, womit wir einen attraktiven Ladepreis bieten“, erklärt er. Zu diesen Einnahmen kommen 10.000 € als Einnahmen vom





△ Bei der Eröffnung (v.l.): Simon Gerauer (Prokurist Riedl Gruppe), Michael Riedl, Hubert Aiwanger (Bayerischer Energieminister), Franz Wallner (erster Ladekunde).

Verkauf der Treibhausminderungsquote (THG-Quote). Hier rechnet er im Schnitt mit 5 ct/kWh, wobei die Spanne in den letzten Jahren zwischen 3,5 und 10 ct/kWh lag. „Der Preisverfall hat sich mit den Betrugsfällen aus China ergeben, den auch wir zu spüren bekommen haben“, sagt er. Damit summieren sich die Einnahmen auf 80.000 €/kWh.

Die Biogasanlage liefert Strom für 19,5 ct/kWh. Das wären 35.000 € Ausgaben für die E-Tankstelle. Riedl rechnet zusätzlich 5 % Lade- bzw. Leitungsverluste (zusammen 10.000 €) und 5.000 € für sonstige Ausgaben, also in Summe 50.000 €. „Zieht man diese Ausgaben von den 80.000 € Einnahmen ab, bleiben jedes Jahr 30.000 € zur De-

ckung der Investitionskosten“, rechnet Riedl vor.

DAS RESÜMEE

Nach über einem Jahr Erfahrung nennt er folgende Vor- und Nachteile:

- Pro: Die Stromtankstelle ermöglicht einen einfachen Betrieb mit wenig laufenden Arbeiten und Arbeitsstunden vor Ort. Es lässt sich auch gut in das Biogaskonzept integrieren. Zudem bietet es eine höhere Wertschöpfung aus der Stromvermarktung.
- Kontra: Riedl hält nicht jede Region für geeignet, da die Kunden eine gewisse Finanzstärke benötigen. Zudem ist viel Organisation im Büro für Verhandlungen mit dem Zoll, den Netzbe-

SCHNELL GELESEN

Die Biogasanlage von Michael Riedl versorgt zwei Stromladesäulen über eine eigene Stromleitung. Sie liegen ca. 100 m von der Biogasanlage entfernt.

Über die Ladesäulen lassen sich im Jahr rund 180.000 kWh Strom zu Preisen von ca. 40 ct/kWh verkaufen.

Die Investitionskosten von 100.000 € haben sich auch dank einer Förderung in weniger als drei Jahren amortisiert.

Wichtige Erfolgsfaktoren sind ein geeigneter Standort, schnelle Ladezeiten, ein attraktives Umfeld mit Zusatzangeboten und eine Listung in E-Ladesäulen-Portalen.

treibern sowie für Bilanzkreis, Förderprogramme, Ladekartenabrechnungen usw. nötig.

DER AUSBLICK

Riedl plant inzwischen sieben Ladeparks mit 400 kW-Ladesäulen, wofür er Förderanträge gestellt hat. Der Strom soll bilanziell von den beiden Biogasanlagen aus Brandenburg und Bayern zu den Ladeparks kommen. Bei dieser Stromvermarktung helfen Direktvermarkter wie z. B. Energy2market (e2m) oder Trianel. „Das ist aber ein sehr komplexes Thema mit wenig Erfahrung und ohne bestehendes Beispiel“, musste er feststellen.

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

Erfolgsfaktoren für eine Stromtankstelle

Michael Riedl hält folgende Standortvoraussetzungen sowie Zusatzangebote für den erfolgreichen Betrieb einer Stromtankstelle für wichtig:

- Die Entfernung zwischen BHKW und Tankstelle sollte möglichst kurz sein, um die Baukosten für die Direktleitung zu begrenzen. In seinem Fall beträgt die Entfernung lediglich 100 m Luftlinie.
- Um die Bedürfnisse der Kunden richtig erfassen zu können, sollte jeder Ladesäulenbetreiber selbst ein E-Auto fahren und das ganze System verstehen lernen.
- Die Ladesäule muss verkehrstechnisch

günstig liegen, damit man auch zufällig Vorbeifahrende als Kunden gewinnen kann.

- Der Parkplatz muss barrierefrei zu erreichen sein. Auch ist eine öffentliche Ausschilderung wichtig.
- Das Umfeld sollte ansprechend gestaltet sein, um die Wartezeit zu verkürzen.
- Dazu gehören wie bei einer normalen Tankstelle das Angebot von Snacks und Getränken, die Möglichkeit zur Autoreinigung, eine Sitzbank sowie eine Bepflanzung, um das Umfeld schön zu gestalten. „Wir haben einen Automaten mit Produk-

ten aus unserem Hofladen aufgestellt“, sagt der Landwirt.

- Mit einer eigenen Ladekarte und Vorzugspreisen kann man Kunden binden.
- Riedl rät, darauf zu achten, dass der Standort erweiterbar ist. Auch sollte die Ladeleistung mindestens 150 kW betragen. Eine höhere Ladeleistung (gleich kürzere Ladedauer) erhöht die Zahlungsbereitschaft.
- Ab 10 % Auslastung einer Ladesäule sollte besser eine zweite errichtet werden, um die Kunden nicht durch lange Wartezeiten zu verlieren.

Flexvermarktung mit der Option Regelenergie

► Next Kraftwerke stellte auf den Biogas-Infotagen in Ulm Lösungen für einen zukunftssicheren Betrieb von Biogasanlagen vor.

In einem Cross-Market-Ansatz kombiniert das Unternehmen die Fahrplanoptimierung im Day-Ahead-Markt und der Intraday-Auktion mit der Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt. Auch Stromlieferverträge (PPA) hat das Unternehmen bereits im Bereich Bioenergie realisiert.

Damit will der Stromhändler verschiedene Vermarktungsoptionen auch für den zweiten Vergütungszeitraum mit der neuen Anschlussförderung bieten – von der Eigenstromversorgung bis hin zur automatisierten Gasspeicheroptimierung mit der Option Regelenergie.

www.next-kraftwerke.de



Zu dem neuen Angebot von Next gehört auch die Gasspeicheroptimierung.

Foto: Neumann



Foto: Neumann

△ In vielen Biogasanlagen sorgen Spurenelemente für Prozessstabilität.

TRGS-konforme Spurenelemente

► Die Zusatzstoffmischung „Novodyn“ von Kanadevia Inova Schmack enthält nicht nur Spurenelemente, sondern auch Eisenhydroxid, das den Schwefel bindet und Korrosion im Fermenter verhindert. Die Mischung entspricht der neuen Technischen Regel für Gefahrstoffe (TRGS) 529. In der 2024 optimierten Version wurde der Gehalt aller Spurenelemente erhöht – vor allem bei Nickel. Dadurch ist eine niedrigere Dosierung möglich. Das Produkt gibt es in fermentierbaren Säcken mit 10 oder 25 kg.

www.kanadevia-inova.com

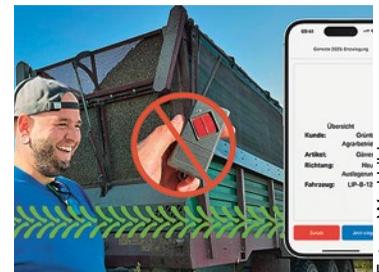
Service für Gasspeicher

► Baur Folien bietet jetzt jährliche Wartungsverträge mit wiederkehrenden Überprüfungen und Handlungsempfehlungen durch Fachpersonal an. Der Service umfasst die Überprüfung aller relevanten Komponenten der Behälterabdeckung, die Sichtkontrolle der Membranen sowie eine Leckageprüfung mittels Gaskamera. So können mögliche Störungen frühzeitig erkannt werden. Gleichzeitig können die Betreiber auch den Vorgaben der TRAS 120 und den technischen Regeln für Gefahrstoffe (TRGS) nachkommen.

www.baur-folien.de



△ Baur Folien ist ein Anbieter von Doppelmembrangasspeichern.



Fotos: Werkbilder

△ Die App soll zuverlässiger arbeiten als Systeme mit Funksendern.

Neue Wiege-App

► Biotaktix hat mit Praktikern eine Software speziell für die Verwaltung von Biogasanlagen entwickelt. Sie erfasst unter anderem Wiegescheine flexibel, inklusive GPS-Tracking und Schlagermittlung in der Ernte per App. Sie hilft bei der Zuordnung von Schlägen während der Ernte. Zugänge können flexibel vergeben werden, sodass der Mist-Lieferant z. B. nur Pferde- und Rindermist wiegen kann. Die Verwaltung von Einzel- und Mischproben (TS etc.) ist ebenfalls möglich. Bestehende Fahrzeugwaagen können unkompliziert integriert werden. Die App dokumentiert auch Fütterungsdaten www.biotaktix.de

Gasspeicher | Doppelmembrangasspeicher
Emissionsschutzabdeckungen | EPDM-Hauben
Leckagesystem mit Zulassung



Baur Folien GmbH

T +49 8334 99991-0
www.baur-folien.de

Hofgülleanlagen bis 150kW

Gaseinspeisung

Flexibilisierung

Neuanlagen-Status sichern für die nächsten 20 Jahre



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

www.topagrar.com



AGROTEL®

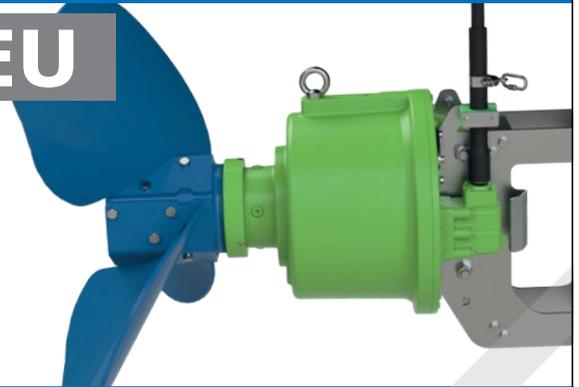
CENO TEC

**Biogasspeicher Emissionsschutz
Betonschutz Substratlager**

AGROTEL GmbH www.agrotel.eu/biogas info@agrotel.eu 08503 914 99 0

Anaergia
Technologies

NEU



PSM Pro
NEXT LEVEL MIXING

- > Permanentmagnetmotor der neuesten Generation
- > Noch höhere Effizienz und Haltbarkeit
- > Verbesserte Leckageerkennung
- > Steckbares Leistungs- und Steuerkabel
- > Bis zu 14% TS, je nach Viskosität
- > 3D-Flügel mit 940mm / 1200mm / 1500mm
- > 3 Jahre Gewährleistung (Auf Antrieb, 2 Jahre + 1 Jahr bei einmaliger Wartung in den ersten beiden Jahren.)

www.anaergia-technologies.com



www.euro-p.de

Hochwertige Pump- und Separationstechnologie
nach modernstem Maßstab



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



**top
agrar shop**

Kalender, Kleidung, Bücher und
vieles mehr – ideal für die ganze
Familie!

**AGRI-PV und Dachflächen
weiterrentabel**



**Seit 15 Jahren Ihr zuverlässiger
Partner im PV Sektor**

Unser Schwerpunkt sind PV-Parks und
Dachflächenanlagen von 100 kWp bis 5 MW.
Wir liefern hochwertige, namenhafte Technik fertig
montiert ab 319€ pro kWp - bundesweit

Referenzen vorhanden, Besichtigungen möglich
Wir pachten alt auch Ihre Dachfläche an!

Photovoltaik - Ladeinfrastruktur - Energietechnik

Technoplan Christoph Cord
Coerdestraße 37, 48147 Münster
E-Mail info@technoplan-muenster.de

Tel. 0251 20079034
Tel. 0176 10573049

TECHNOPLAN
Ingenieurbüro für Gebäudemanagement & Energietechnik

Standzeit-Garantie:
Bis zu 3x länger pumpen!
VERSprochen!

maximale
Effizienz



Reduzierte
Lebenszyklus **Kosten**

Servicefreundlich
und wartungsarm



VOLLE LEISTUNG BIS ZUM SCHLUSS

Die revolutionäre, konische
Exzentrerschneckenpumpe HiCone®



Vervielfachte Standzeiten und deutlich reduzierte Lebenszyklus-Kosten: Dank der konischen Rotor- und Statorgeometrie, der intelligenten Anfahrautomatik sowie eines innovativen Ein- und Nachstellsystems steht die neue HiCone® für maximale Effizienz. Sind die Fördererelemente verschlissen, stellen Sie sie einfach nach, anstatt sie aufwendig zu wechseln. Starten Sie mit Vogelsang in eine neue Ära und profitieren Sie von den Vorteilen der überlegenen HiCone®.



vogelsang.info/de/hicone

VOGELSANG – LEADING IN TECHNOLOGY
vogelsang.info

VOGELSANG

