

INHALT

Politik & Wirtschaft

Kabinett beschließt Atomausstieg



Energiewende vollständig
Energiewende einfach
IPCC: Energiewende bis 2050, machbar und gefährdet

Windenergie

Hessen: Vogelschützer wahren Abstand zu Windrädern
Süddeutscher Windenergieverband gegründet
Gamesa baut Windgeschäft in Osteuropa aus



Meerwind mit neuer Kraft
Fachaufsatz: Zeitfalle Eismann-Abrechnung

Solarenergie

Kristallfehler aufspüren
Neue Norm für BIPV kommt
CEE und Gehrlacher kooperieren
Neue Prognosen für Solarstrom



Flexible Solarzellen auf dem Vormarsch
Fachaufsatz: Fehler strahlen Wärme ab

Bioenergie



Erster Verband von Industiepallettproduzenten
Pallets statt Kohle verfeuern
Kein Biodiesel aus Tierfett mehr
Biogasmarkt China
Das neue Wärmegestz birgt Chancen
Fachaufsatz: Biomethan für die Energiewende



Aktuelle Rechtsprechung

Kosten für Blindstromnutzung
Richtiger Netzverknüpfungspunkt
Keine Baugenehmigung bei Gebäuden nur für Module
Biogas: Weniger Geruchsbelastung verlangt

Liebe Leserinnen und Leser,

Die schwarz-gelbe Koalition hat nach einer 180-Grad-Drehung vor allem der Kanzlerin Angela Merkel den Atomausstieg noch einmal beschlossen, fast zehn Jahre nachdem schon die erste rot-grüne Bundesregierung den ersten Atomausstieg in Deutschland beschlossen hatte. Immerhin, die kurz zuvor noch beschlossene Laufzeitverlängerung ist damit vom Tisch. Der Atomstrom verstopft jetzt zwar nicht mehr die Netze für die leider zu oft abgeregelten erneuerbaren Energien. Von einer Energiewende, wie sie die Bundesregierung gerne kommuniziert, kann aber gemäß dem Entwurf für die nächste Anpassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) keine Rede sein. Einzig für die Offshore Windenergie werden die Vergütungssätze in der Vorlage der EEG-Novelle angehoben. Der Rest der Erneuerbaren ist ab 2012 schlechter gestellt. Für die Photovoltaik droht Merkel sogar indirekt mit einem Deckel. Am 8. Juni hatte sie gesagt, dass die Umlage nicht weiter steigen dürfe. Da die Umlage für die Photovoltaik für die Jahre 2010 und 2011 zu hoch berechnet ist, und die Preise für

PV-Anlagen genau wie die EEG-Vergütung weiter sinken, wird auch die Umlage ohnehin schon bald sinken. Die Drohung ist aber unmissverständlich. Energiewende sieht anders aus. Für eine solche Wende wird eine Technologie mit dem Potenzial der Photovoltaik dringend gebraucht.

Versäumt wurde auch, die Chancen auf dem Wärmemarkt zu nutzen. So ist die Neuauflage des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) wieder nur für Neubauten verpflichtend. Für Bestandsbauten besteht nach wie vor keine Pflicht, erneuerbare Energien einzusetzen, obwohl das Potenzial Treibhausgase einzusparen dort wesentlich höher ist.

Dabei haben wir keine Zeit zu verlieren. Laut des Energieberichts des Weltklimarats (IPCC) können bis zum Jahr 2050 weltweit 77 Prozent unserer Energie aus erneuerbaren Quellen kommen. Wir müssten uns aber sehr ranhalten.

Viel Spaß beim Lesen wünscht
Karsten Schäfer
Chefredakteur

POLITIK & WIRTSCHAFT

Kabinett beschließt Atomausstieg

2022 soll in Deutschland das letzte AKW vom Netz genommen werden. Das hat jetzt die Bundesregierung offiziell beschlossen. Umweltorganisationen gehen das nicht schnell genug. Die Betreiber der Meiler wollen hingegen klagen.



Will gegen den Atomausstieg klagen: RWE-Chef Jürgen Großmann. Auch Vattenfall erwägt Rechtsmittel.
Foto: RWE

(kol) Das schwarz-gelbe Bundeskabinett hat den Atomausstieg abgesegnet. Bis spätestens 2022 sollen alle 17 deutschen Atomkraftwerke vom Netz. Der Zeitplan sieht vor, dass Grafenrheinfeld (Eon) 2015 abgeschaltet wird, Gundremmingen B (RWE/Eon) 2017, Philippsburg II (EnBW) 2019, Gundremmingen C (RWE/Eon), Grohnde (Eon) und Brokdorf (Eon/Vattenfall) 2021 sowie Neckarwestheim II (EnBW), Isar II (Eon) und Emsland (RWE/Eon) schließlich 2022. Die sieben ältesten Meiler und das Atomkraftwerk Krümmel sind bereits abgeschaltet und sollen es auch bleiben – bis auf einen, der möglicherweise bis 2013 in Bereitschaft gehalten wird. Ob allerdings überhaupt solch ein Reservemeiler gebraucht wird, soll die Bundesnetzagentur in den nächsten Wochen noch entscheiden. Als Favoriten gelten übereinstimmenden Medienberichten gemäß

Biblis B und Philipsburg 1. Bis 8. Juli soll das geänderte Atomgesetz von Bundestag und Bundesrat abgesegnet werden, um dann in Kraft treten zu können. Während die SPD in weiten Teilen Zustimmung signalisiert hat, diskutieren die Grünen ihre Haltung auf einem Sonderparteitag am 25. Juni in Berlin. Umweltverbände wie Greenpeace kritisieren die Regierungspläne als unambitioniert. Sie hatten schon 2015 aussteigen wollen.

Ganz anders sehen das die betroffenen Energiekonzerne und drohen mit Schadenersatzklagen für den Fall, dass sie die vertraglich zugesicherten Strommengen nicht mehr produzieren dürfen. Einer Studie der Landesbank Baden-Württemberg zufolge könnten sich die Ergebniseinbußen der vier deutschen Kernkraftwerksbetreiber Eon, RWE, EnBW und Vattenfall auf bis zu 22 Milliarden Euro summieren.

Energiewende vollständig

Ein Verbund um das Fraunhofer IWES will beweisen, dass 100 Prozent Erneuerbare im Stromnetz keine Utopie sind – zahlreiche Tests und Simulationen sollen das beweisen.



Über ganz Deutschland verteilt sollen Wind-, Solar- und Biogasanlagen in der Lage sein, den deutschen Strombedarf zu decken. Grafik: Agentur für Erneuerbare Energien

(deg) Um die Vollversorgung Deutschlands mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen unter allen realen Umständen nachzuweisen, hat das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) mit neun Partnern das Projekt „Kombikraftwerk 2“ ins Leben gerufen. Das Vorhaben ist ein Anschlussprojekt des „Kombikraftwerks 1“, mit dem das IWES im Jahr 2007 nachwies, dass Wind-, Solar- und Bioenergie bedarfsgerecht Strom erzeugen können.

Im neuen Kombikraftwerk wollen die Projektpartner untersuchen, ob die erneuerbaren Energiesysteme auch die nötigen Systemdienstleistungen erfüllen, um die Stromversorgung insbesondere in kritischen Situationen zu gewährleisten. „Beim ersten Kombikraftwerk haben wir nachgewiesen, dass erneuerbare Energien durch eine intelligente Steuerung nicht nur in

der Lage sind Fahrpläne einzuhalten, sondern auch Prognosefehler abzufangen“, sagt Kaspar Knorr, zuständig für Analyse und Simulation am Fraunhofer IWES in Kassel. Damals bewies das IWES, dass sich die Leistung der Erneuerbaren an einem zuvor festgelegten Verbrauchsplan ausrichten lässt und selbst Schwankungen zuverlässig ausgleichen konnten. „Weitere Aspekte der Netzstabilität blieben jedoch unbeachtet“, erläutert Knorr.

Im aktuellen Projekt müssen die Partner nun auch die zukünftige räumliche Verteilung der regenerativen Energieerzeuger und die Netzinfrastruktur berücksichtigen. Denn sie simulieren unter anderem die Versorgung süddeutscher Verbrauchszentren mit Strom aus Offshore-Windparks. Und beim Transport von Energie über große Entfernungen, entstehen Spannungsungleichgewichte im Übertragungsnetz, die die Netzstabilität gefährden können. „Die Spannung darf nur innerhalb enger Grenzen schwanken. Deswegen untersuchen wir Konzepte zur Lösung dieses Problems in einem rein regenerativen Energieversorgungssystem“, sagt Knorr. Neben der Fähigkeit der Erneuerbaren, eine konstante Spannung ins Netz einzuspeisen, untersuchen die Projektpartner, ob die Wind-, Solar- und Bioenergieanlagen auch Aufgaben übernehmen können, die bisher den konventionellen Kraftwerken überlassen wurden. So sollen sie auch fähig sein, kurzzeitig ihre Leistung zu reduzieren oder zu erhöhen, um Schwankungen im Netz schnell auszugleichen (Primärregelbarkeit).

In der dreijährigen Projektlaufzeit simulieren die Forscher, wie zuverlässig Deutschland seinen Strom komplett aus erneuerbaren Energien beziehen kann. Dabei rechnet das IWES auch mit bestehenden Stromspeichern, wie Pumpspeicherkraftwerken sowie mit Kapazitäten zukünftiger Speichertechnologien.

Praktische Tests im kleineren Maßstab sollen die Forschung begleiten. Laut Fraunhofer Institut könnten die Erneuerbaren den Strombedarf 2050 zu 100 Prozent decken. „Hierfür brauchen wir allerdings wesentlich mehr Windparks und Solar-

anlagen als heute. Außerdem müssen die Netze und Stromspeicher ausgebaut und die gesetzlichen Rahmenbedingungen an den wachsenden Anteil der wetterabhängigen Erzeuger angepasst werden“, erläutert Knorr.

Energiewende einfach

Der Solarverein SFV sieht nur wenige nötige Änderungen, um die Energiewende in Deutschland möglich zu machen – und fasst sie in einem Flyer zusammen.



Solaranlage auf dem Dach des Kanzleramts. Der SFV fordert den schnellen Ausbau der Photovoltaik auf städtischen Dächern. Foto: BSW-Solar / Langrock

(deg) Der Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV) hat Ende Mai das Papier „Drei Schwerpunkte für die Energiewende“ veröffentlicht. Laut Papier seien nur drei wesentliche Ziele zu verfolgen, um die Energiewende in Deutschland einzuleiten. Dabei wendet sich der SFV von Großprojekten wie Offshore-Windparks und dem Desertec-Vorhaben ab und fordert eine bessere Vergütung für Wind- und Solarparks an Land. Deren Ausbau sollte nicht gebremst, sondern beschleunigt werden. Dabei sei es wichtig, vor allem den dezentralen Ausbau zu fördern. Im Solarenergiebereich fordert der SFV bessere Anreize für Eigentümer städtischer Gebäude. Bei der Windenergie hingegen müssten mehr Turbinen zugelassen werden, anstatt ihren Bau durch Windvorrangflächen einzuzugrenzen.

Um ausbaubedingten Engpässen im Netz vorzubeugen, schlägt der Verein die großflächige

Einführung sogenannter Kurzzeit-Stromspeicher vor, die zum Beispiel in den Kellern von Ein- und Mehrfamilienhäusern installiert werden könnten. Ein Speicher müsste dabei durchschnittlich so viel Kapazität haben, dass er den Strombedarf pro Verbraucher für zwei Tage deckt, erläutert SFV-Geschäftsführer Wolf von Fabeck auf Anfrage von ERNEUERBARE ENERGIEN. Damit hätte der Stromspeicher – der SFV nennt als Beispiel stationäre Bleibatterien – eine Größe von etwa 0,3 Kubikmetern. Eine Kilowattstunde aus der Batterie würde zusätzlich etwa zehn bis 25 Cent pro Kilowattstunde kosten. Um diese Speicher dennoch wirtschaftlich betreiben zu können, sei ein schneller Ausbau der Erneuerbaren hilfreich, denn nur so könnten die Batteriebesitzer bei Stromüberschuss große Energiemengen günstig einkaufen und bei Stromknappheit teuer verkaufen.

„Wir haben mit dem Flyer großen Wert auf Kürze und Einfachheit gelegt, um auch die Bürger damit gut zu erreichen“, sagt SFV-Mitarbeiterin Kerstin Watzke. So soll das Schriftstück die sehr ausführlichen Pläne zur Energiewende, die in letzter Zeit die Verbände Bundesverband Solarwirtschaft, Greenpeace und Eurosolar veröffentlichten, um eine schnell einsehbare Version ergänzen. Zum Teil unterscheiden sich die Vorschläge des SFV aber auch von den Inhalten anderer Pläne. So sieht „Der Plan“ von Greenpeace den großflächigen Ausbau von Solaranlagen im Süden und von Windenergieanlagen zu Land und zur See im Norden vor. Dieses Konzept macht einen umfangreichen Stromnetzausbau erforderlich, um die Energie bedarfsgerecht zu verteilen. Der SFV bevorzugt hingegen die dezentrale Variante des Ausbaus der Erneuerbaren, wo Wind und Sonne überall dort geerntet werden, wo sie ausreichend vorhanden sind. Und statt den überschüssigen Strom durch die Republik zu schicken, soll er erzeugernah in die Speicher oder Endgeräte der Verbraucher gelangen.

IPCC: Energiewende bis 2050, machbar und gefährdet

Trotz des Ausbaus der Erneuerbaren kann laut einer Studie des Weltklimarats nicht auf fossile Brennstoffe verzichtet werden. Treibhausmissionen steigen stark an.



Auch wegen solcher Meiler sind die Forscher besorgt: Kohle hat Konjunktur. Foto: H.-G. Oed

2050 könnten 77 Prozent der weltweit benötigten Energie aus regenerativen Quellen stammen. Zu diesem Ergebnis kommt der 900 Seiten umfassende Energiebericht des Weltklimarates (IPCC). Bereits heute können der Studie zufolge die erneuerbaren Energien im Wettbewerb bestehen. Um die Energiewende bis 2050 zu schaffen, müssten sie jedoch stärker von der Politik gefördert werden. Und selbst unter der optimistischsten Annahme könne auch in 40 Jahren noch nicht auf Kohle, Gas und Erdöl verzichtet werden. Allerdings könne der Anteil der fossilen Rohstoffe von derzeit rund 85 Prozent auf weniger als ein Viertel gesenkt werden.

Für Mitautor Sven Teske von Greenpeace zeigt der Report, dass es aus wissenschaftlicher Sicht keine Probleme gibt, die Welt mit alternativen Energien zu versorgen. Im optimistischsten IPCC-Szenario könnten bis 2059 rund 560 Gigatonnen des Treibhausgases CO₂ eingespart werden. Diese Verminderung beim Kohlendioxidausstoß könnte reichen, um die Erderwärmung auf zwei Grad zu begrenzen, meint Teske, zumindest wenn auch die Waldzerstörung eingedämmt werde, die zu rund 20 Prozent zum Klimawandel beitrage.

CO₂-Ausstoß steigt

Eine Entwarnung gibt das UN-Gremium aber noch nicht: Derzeit werde der Klimawandel keinesfalls begrenzt, sagt einer der drei leitenden Autoren des Reports, Ottmar Edenhofer vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Im Gegenteil: „Wir beobachten einen enormen Anstieg bei der Emission von Treibhausgasen.“ Tatsächlich meldete die internationale Energieagentur IEA am 30. Mai, dass der CO₂-Ausstoß 2010 weltweit um noch einmal fünf Prozent verglichen mit den bisherigen Rekordemissionsjahr 2008 zunahm. 2009 lag die Verschmutzung aufgrund der Wirtschaftskrise tiefer. Damit der Anteil grüner Energie auf das erforderliche Maß steigen könne, sei neben politischer Förderung auch eine neue Infrastruktur nötig, fordert Edenhofer

daher. Als Beispiel nennt er die neue Netzstruktur, die Deutschland braucht, um zügig aus der Atomkraft auszusteigen.

Während die im so genannten Kyoto-Protokoll von den Unterzeichnerstaaten verankerten Verpflichtungen zur Senkung von Treibhausgasen 2013 auslaufen, hält zumindest die Europäische Union (EU) am Ziel einer 21-prozentigen Minderung bis 2020 fest. Wichtigstes Instrument dazu ist der Emissionshandel, der ab 2013 stärker harmonisiert wird, um gleiche Wettbewerbsbedingungen innerhalb der EU sicher zu stellen. Dann wird es einheitliche Zuteilungsregeln geben, wobei der überwiegende Teil der Emissionszertifikate nicht mehr kostenlos vergeben, sondern versteigert wird. Übergangsweise gibt es eine kostenlose Zuteilung für Industriesektoren, die einem starken internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind. Die Menge des EU-weit möglichen Ausstoßes an Treibhausgasen wird dann jährlich um 1,74 Prozent gesenkt.

Kosten bleiben im Rahmen

Für die IPCC-Untersuchung hatten 120 Wissenschaftler 164 Zukunftsszenarien mit verschiedenen politischen und wirtschaftlichen Ausgangsdaten berechnet. Vier der Szenarien wurden genauer analysiert. Darin gingen die Forscher für den Zeitraum 2011 bis 2020 von Investitionen aus Politik und Wirtschaft in Höhe von 949 bis 3.562 Milliarden Euro aus. Für das folgende Jahrzehnt nahmen die Forscher Investitionen von 1.041 bis 5.014 Milliarden Euro an. Damit würden die Kosten für erneuerbare Energien ein Prozent des weltweiten Bruttosozialproduktes nicht überschreiten. In den bisherigen Berechnungen, die von deutlich höheren Kosten ausgehen, würden Gewinne aus den erneuerbaren Energien zu gering angesetzt.

„Meilenstein für die Erneuerbaren“

„Ein Meilenstein auf dem Weg zu 100 Prozent erneuerbare Energien“, lobt auch Stephan Singer von der Umweltstiftung WWF den IPCC-Report. Der WWF war jedoch – ebenso wie die Umweltorganisation Greenpeace – in eigenen Analysen zum Ergebnis gekommen, dass die erneuerbaren Energien bis 2050 den gesamten Weltenergiebedarf decken können. Auch Hans-Josef Fell, der energiepolitische Sprecher der Grünen-Bundestagsfraktion verweist lieber darauf, dass die kalifornischen Universitäten Stanford und Davis Machbarkeit und die wirtschaftlichen Vorteile einer globalen Vollversorgung mit 100 Prozent Regenerativenergie längst nachgewiesen haben.

(Stefan Kohl)

Hessen: Vogelschützer wahren Abstand zu Windrädern

Eine Einigung der Branche mit dem Naturschutzbund Deutschland für den künftigen Ausbau der Windenergie in dem windparkarmen Bundesland ist in letzter Minute gescheitert.



Vogelschutzgebiet mit Raum für Windkraft? Der Kellerwald. Foto: Runzelkorn/Fotolia

(tw) **Naturschützer** und Windbranche ziehen in Hessen anders als geplant nicht an einem Strang. Nach fünf Monate währenden Gesprächen zwischen den Landesorganisationen von Bundesverband Windenergie (BWE) und Naturschutzbund Deutschland (NABU) platzte am 30. Mai die anvisierte gemeinsame Erklärung zu Gunsten eines beschleunigten Windenergieausbaus in sprichwörtlich letzter Minute. Gescheitert ist die Einigung an einer Regelung für kleinere Vogelschutzgebiete mit Flächen unter 10.000 Hektar sowie einer vom NABU gewünschten Tabuisierung von Vogelfluglinien.

Die Naturschützer zeigten sich vor allem über die Weigerung des BWE verärgert, ganz auf europäische Vogelschutzgebiete unter 10.000 Hektar zu verzichten. Dafür hätte der NABU unterstützt, dass größere Vogelschutzgebiete beplant werden. Die Regelung hätte beiden Seiten Planungssicherheit gebracht, zeigte sich NABU-Landesgeschäftsführer Hartmut Mai enttäuscht. Nun sei die Chance verpasst, „dass der Bau neuer Windräder bei Naturschützern mehr Akzeptanz findet“.

Zielabweichungsverfahren änderte Voraussetzung

Tatsächlich hatte der BWE-Landesverband Anfang Mai diese Position noch unterstützt. Doch nach einer Genehmigung eines Zielabweichungsverfahrens durch das Regierungspräsidium Gießen für

den Windpark Knoten Arborn mit fünf Drei-Megawatt-Windrädern zog der BWE die Zusage an den NABU zurück. Die Regierungsbehörde hatte das Projekt außerhalb der im Regionalplan definierten Vorrangflächen zugelassen, die Windparks auf wenige Landschaftsbereiche beschränken. Doch das Vorhaben liegt ausgerechnet in einem kleineren Vogelschutzgebiet. „Wir müssen uns daran orientieren, wie die Fachbehörden im Land urteilen“, erklärt Lars Rotzsche als Verhandlungsführer des BWE-Landesverbands damit den argumentativen Schwenk der Windbranche. Der BWE plädiert nun für Einzelfallprüfungen bei kleineren Vogelschutzgebieten, worauf sich aber der NABU bisher nicht einlässt.

Auch einer NABU-Kartierung von Vogelfluglinien hatte der BWE widersprochen. Windparks hätten nach dem Willen der Naturschützer dort untersagt werden sollen. Doch der BWE identifizierte mehrere bestehende Windparks entlang dieser Linien, an denen es bisher auch zu keinerlei Kollisionen gekommen war – und plädierte daher beim Vogelflug ebenfalls für Einzelfallprüfungen.

Signal der Einigkeit würde bei neuen Energiezielen helfen

Brisant ist der nun sichtbare Dissens deshalb, weil die traditionell windkraftskeptische hessische Landesregierung an einem neuen Energiekonzept arbeitet, um auf den Atomausstiegsbeschluss der Bundesregierung reagieren zu können. „Es wäre gut gewesen, wenn wir hierfür Einigkeit demonstriert hätten“, betont Lars Rotzsche. Zumal Wiesbaden bis 2012 auch einen neuen Landesentwicklungsplan erarbeitet, der nach Informationen des BWE als Ziel für Regionalplanungen vorgeben könnte, dass 1,5 Prozent des Landes für Windenergie reserviert werden. Hessens Windkraft winkt hier ein unverhoffter Durchbruch, liegen die bisherigen Vorrangflächen für neue Windparks im Land doch im unteren Promillebereich. Die offenbar aus Wiesbaden lancierte Vorgabe 1,5 Prozent sei allerdings womöglich in der zynischen Hoffnung ausgegeben worden, dass Naturschützer vor Ort die Pläne noch torpedierten, sagt Lars Rotzsche. Allerdings ist der BWE-Mann überzeugt: Eine Einigung mit dem NABU sei dennoch in absehbarer Zeit machbar.

Süddeutscher Windenergieverband gegründet

Ein neues Forschungsnetzwerk will die Windenergie im Süden stärker machen. Dabei sollen auch regional bedeutende Probleme des Windausbaus gelöst werden.



Der Stiftungslehrstuhl Windenergie (SWE) an der Uni Stuttgart hat die Kooperation Windfors angestoßen. Seit Jahren in der Branche tätig, begleitet der SWE in diesem Jahr auch die Vermessung der getriebelosen 2,5-MW-Turbine SDD von Schuler. Foto: SWE

(deg) Anfang Juni gründeten sechs süddeutsche Hochschulen und Forschungsinstitute das Windenergie Forschungsnetzwerk Süd, kurz Windfors. Die Forschungspartner wollen mit der Windforschung in Norddeutschland mithalten, wo kürzlich der Universitätenverbund Forwind und das Fraunhofer-Windenergieinstitut IWES sich zu einer Kooperation zusammenschlossen. Windfors soll sich allen Forschungsfeldern der Windenergie widmen.

Das Netzwerk geht auf die Initiative des Stiftungslehrstuhls Windenergie (SWE) der Universität Stuttgart zurück. „Wir haben uns zu der Kooperation entschlossen, um unter anderem auch national und international besser sichtbar zu sein, als es uns als einzelnes Institut möglich wäre“, sagt Andre-

as Rettenmeier, kommissarischer Leiter des SWE. In seinen Forschungsprojekten soll sich Windfors auch regionalen Problemen widmen, solchen, die eben vor allem in Süddeutschland auftreten. Denn insbesondere in den windreichen Bergregionen herrschen hohe Turbulenzen, die die Windernte erschweren. „Wir wollen die Ressource Wind im bergigen Gelände untersuchen, die Anlagenbelastung reduzieren und uns mit Möglichkeiten der Ertragssteigerung befassen“, sagt Rettenmeier. Hierzu zählen neben verbesserten Rotorblattprofilen auch neue Windmesssysteme, mit denen sich turbulente Windfelder zuverlässiger analysieren lassen. Zudem will Windfors Konzepte entwickeln, die die Logistik der Windenergie in Bergregionen optimieren. Ein geplanter Forschungswindpark in bergigem Gelände, soll es ermöglichen, neue Entwicklungen auch an realen Anlagen anzuwenden.

Neben diesen Arbeitsschwerpunkten plant das Forschungsnetzwerk alle relevanten Fragen der Windenergie vom Bau bis zum Betrieb der Anlagen abzudecken. Dazu gehören die Themen Bodenmechanik, Anlagenkonstruktion, Optimierung von Werkstoffen und Fertigungstechnik sowie Netzanbindung, Betriebsführung und Wartung. Zu Windfors zählen die Hochschule Aachen, das Karlsruher Institut für Technologie, die Universitäten Stuttgart und Tübingen, die Technische Universität München sowie das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

Gamesa baut Windgeschäft in Osteuropa aus

Mit dem Zugferd Polen gewinnt Europas Osten zunehmend an Bedeutung

(deg) Der spanische Windturbinenhersteller Gamesa will seinen polnischen 48-Megawatt (MW)-Windpark Pelplin an die PGE Energia Odnawialna, der Abteilung für Erneuerbare des größten polnischen Energieversorgers PGE, verkaufen. Der Windpark entsteht derzeit in der nordpolnischen Region Pomorskie – die 24 Turbinen der Zwei-MW-Maschine für mittlere Windstärken, G90-2.0 MW, sollen in der ersten Hälfte 2012 fertig gestellt werden. Gamesa hat damit in diesem Jahr den zweiten Windparkverkauf in Polen eingeläutet: Erst im Januar verkaufte das Unternehmen den Windpark Piecki an den Energieversorger RWE Innogy und die deutsche Projektgesellschaft für Regenerativenergieprojekte HSE Regenerativ. Der



Gamesas Favorit für den polnischen Markt: Die G90-2.0 MW. Foto: Gamesacorp

32-MW-Windpark im Nordosten Polens besteht aus 16 Turbinen des Typs G90-2.0-MW.

Das aktuelle Projektportfolio Gamesas liegt für Polen bei 677 Megawatt – 1,7 Gigawatt haben die Spanier zusammen mit Rumänien und Bulgarien in Osteuropa in der Pipeline. Gut ein halbes Gigawatt ist dort zudem schon installiert. Im ersten Quartal 2011 verdoppelte Gamesa seine Verkäufe nach Osteuropa im Vergleich zum Vorjahreszeitraum

auf 107 MW, was 18,4 Prozent der Gesamtverkäufe des Unternehmens in diesem Zeitraum entspricht.

Mittlerweile hat der osteuropäische Markt einen Anteil von 7,5 Prozent an allen Projektvorhaben der Spanier. Zum Vergleich: In China, wo Gamesa jüngst die fünfte Fabrik in Betrieb genommen haben – dort sollen jährlich 250 Zwei-MW-Turbinen der G9X-Klasse montiert werden – liegt die Projektpipeline des Unternehmens bei 2,9 Gigawatt.

Meerwind mit neuer Kraft

23 Windparkprojekte in der Nordsee und drei in der Ostsee sind bereits genehmigt, für weitere 73 Vorhaben hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie Anträge vorliegen. Doch erst zwei Windparks sind fertig, ein dritter befindet sich im Aufbau. Jetzt erst kommt auf breiterer Front Bewegung in die deutsche Offshore-Szene.



Ostseewindpark Baltic 1. Foto: Matthias Ibeler/EnBW

Zumindest Lautstärke und Frequenz der Ankündigungen der deutschen Offshore-Windenergie-Industrie nehmen zu. So bereitet derzeit Stromriese EnBW wegen des verspäteten Anschlusses seines Ostsee-Windparks Baltic 1 eine Millionenklage gegen den Übertragungsnetzkonzern vor. Vor Baubeginn des nächsten Ostseewindfeldes Baltic 2 im Jahr 2012 könnte sich das Karlsruher Unternehmen juristisch in eine bessere Ausgangsposition im Verhältnis zur 50 Hertz Transmission GmbH bringen, die auch Baltic 2 anschließen muss. Für die Nordsee wiederum meldeten alleine im Mai mit Baukonzern Strabag, Windparkprojektierer Windreich AG und Stromtrasseur Tennet drei Akteure ihre nächsten Schritte an, aufs offene Meer hinaus.

Der erste deutsche Ostsee-Windpark Baltic 1 mit 21 Windrädern der Marke Siemens SWT-2.3-93 und einer Gesamtleistung von 48 Megawatt (MW) war erst am 2. Mai von Bundeskanzlerin Angela Merkel offiziell in Betrieb genommen worden. Die volle Netzeinspeisung war allerdings schon für Ende 2010 vorgesehen, nachdem Windturbinenbauer Siemens den letzten Rotorstern schon im September und kein halbes Jahr nach Start der Kollarbeiten

gezogen hatte. 50 Hertz gab als Gründe der Verzögerung an, ein harter Winter mit Bedingungen wie 30 Zentimeter dicke Eisschichten im Meer oder zu oft zu hoher Wellengang und Lieferengpässe bei Kabeln hätten zu der Projektverschiebung geführt.

Aufstellungen im Starterfeld

An den deutschen Westküsten besetzen derweil weitere Mitspieler die Starterpositionen. Zwei Wochen vor der Branchenkonferenz für die deutsche Meereswindkraftszene, der Windstärke 11 in Bremerhaven, meldete der niederländische Übertragungsnetzbetreiber Tennet den Baubeginn der Offshore-Stromrichterplattform Helwin Alpha. Die Umspannplattform auf See wird jetzt ebenso bei der Wismarer Werft Nordic Yards gebaut wie die zwei Wochen vorher dort mit Schweißarbeiten in Angriff genommene Borwin Beta. Beide Plattformen dienen der Übertragung des Windparkstroms von den Netzanbindungen Borwin 2 (Offshore-Windparks Veja Mate und Global Tech 1) sowie Helwin 1 (Nordsee-Ost und Meerwind). Während die eine Plattform zwei mal 400 MW an Land spannen soll, muss Helwin 1 genau 576 MW übertragen. In beiden Fällen sind Distanzen von rund 130 Kilometer zu überwinden. Tennet legte bisher bereits Anschlüsse für den im Bau befindlichen Windpark Bard Offshore 1 sowie den errichteten Forschungswindpark Alpha Ventus. Zudem haben die Niederländer nun fünf Anschlussprojekte angeschoben, mit Arbeiten an Plattformen oder Bohrungen zu den Kabelverlegungen.

Die Projektierungsgesellschaft von Global Tech 1 kündigte vier Tage später die „endgültige Netzzusage nach den Richtlinien der Bundesnetzagentur“ durch Tennet für ihr Folgeprojekt MEG 1 an. MEG 1 werde 2014 mit der „kompletten Leistung von 400 MW an das Übertragungsnetz gehen“, versprach der Geschäftsführer der Gesellschaft für das Windparkprojekt, Michael Eisele. Die von den Windparkplanern gefeierte Zusage gilt als eine

Voraussetzung für die Finanzierungsfähigkeit eines Projektes für Banken. Die Zusage gibt es nur, wenn der Windparkplaner mit festen Lieferverträgen inklusive vereinbarter Haftungsklauseln eine hohe Projektwahrscheinlichkeit nachweisen kann. Während Global Tech 1 nach den Plänen schon 2012 mit Areva-Wind-Turbinen ans Netz geht und über mehrere Investoren verfügen soll, habe MEG 1 für die Übernahme von Restrisiken während der Bauphase einen Versicherungskonzern gewonnen, erklärte die Windreich AG.

Womöglich nur zufällig hatte ebenfalls vier Tage zuvor der österreichische Baukonzern Strabag einen Vorvertrag mit dem Projektentwickler Northern Energy Projekt GmbH unterzeichnet. Demnach steigen die Hersteller von Schwerlastfundamenten für Offshore-Windturbinen demnächst auch als Projektierer ein. Die Strabag SE kündigte den Einstieg als 51-Prozent-Mehrheitseigner an. Das Pikante: Der Geschäftsführer von Northern Energy, Günter Eisenhauer, ist auch am Projekt Global Tech 1 der Windreich AG beteiligt. Die Staatsanwaltschaft Oldenburg hatte Ende 2010 Eisenhauer plötzlich mit Fragen nach der Rechtmäßigkeit seines Kapitals konfrontiert, nachdem dieser Anteile an Global Tech 1 verkauft hatte. Die Wiener Strabag drängt ihrerseits mit Macht in das Geschäft. Sie baut in Cuxhaven ein Terminal zur Vormontage von Seewindturbinen, die als ganze Anlage auf See gebracht und aufgestellt werden sollen.

„Bisher gibt es für die Windparkprojekte der Northern Energy Projekt GmbH noch keine Ausschreibungen für die Zulieferung von Windenergieanlagen oder Komponenten“, sagte eine Strabag-Sprecherin Anfang Juni. Die Projektgesellschaft

betreue bisher 15 Projekte für insgesamt 850 Anlagen. Am weitesten fortgeschritten seien die Offshore-Windkraftfelder Global Tech 2 und 3, OWP West und vor allem Albatros. Dieser Windpark soll auch die Türen für die Strabag-Fundamente öffnen. Laut Northern-Energy-Chef Eisenhauer darf Strabag die Fundamente für zehn Windräder in dem „unmittelbar vor einer Genehmigung stehenden Projekt“ liefern.

Servicegeschäft lockt

Eine neue Studie untermauert derweil auch für Servicegesellschaften den Wert des Offshore-Geschäftes. So liefert das Marktforschungsbüro Trendresearch aus Bremen Prognosen für das Geschäft mit der Wartung und Betriebsführung der Seewindparks. Drei Milliarden Euro könne das 2030 jährlich in deutscher Nord- und Ostsee einbringen. Vermehrt dürften internationale Konkurrenten in das deutsche Servicegeschäft einsteigen, sieht das Bremer Institut voraus. Schon Ende 2011 könne das Jahresgeschäft hierzu ein Volumen von 40 Millionen Euro erreichen. Allerdings geht Trendresearch von dann 133 errichteten Anlagen aus. Dafür müsste außer Alpha Ventus mit zwölf und Baltic 1 mit 21 Anlagen auch der zwei Jahre hinter seinem Zeitplan liegende Windpark Bard Offshore 1 alle geplanten 80 Anlagen ans Netz gebracht haben. Derzeit speisen aber erst ein Dutzend Bard-Turbinen ein. Außerdem müssten noch zehn Anlagen aus einem der Projekte Baltic 1, Riffgat, Borkum West II, Global Tech 1 oder Dan Tysk fertig sein – von denen die meisten selbst nach Plan erst 2012 in Bau gehen.

(Tilman Weber)

WINDENERGIE Fachaufsatz:

Zeitfalle Eisman-Abrechnung

Wenn die Netzbetreiber Windenergieanlagen abschalten, wird es teuer für deren Besitzer. Sie können sich für die Einnahmeausfälle entschädigen lassen, doch in der Vergangenheit war das mit hohem Aufwand verbunden. Jetzt kann das Verfahren automatisiert ablaufen.



Bei den 20 Turbinen im nordfriesischen Bürgerwindpark Struckum schlägt oft der Eisman zu. Die Ertragsausfälle lassen sich die Betreiber automatisiert abrechnen. Foto: WEB Andresen GmbH

Die Netzbetreiber sind nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz dazu verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energiequellen mit mehr als 100 Kilowatt Leistung abzunehmen. Überschreitet das Stromangebot jedoch die Netzkapazität, dürfen die Netzbetreiber die erneuerbaren Erzeuger von der Leitwarte aus drosseln, um das Stromnetz vor einer Überlastung zu schützen. Davon sind vor allem Windparks betroffen.

Seit Anfang 2011 müssen alle Windenergieanlagen mit einer Technik zur ferngesteuerten Redu-

zierung der Anlagenleistung auf Anforderung des Netzbetreibers ausgerüstet sein. Diese Maßnahme soll es den Netzbetreibern erleichtern, die Windparkleistung gezielt zu kontrollieren. Dabei können die Windenergieanlagen gerade bei Starkwind, der lukrativsten Zeit für die Anlagenbesitzer, die Kapazitäten der Übertragungsleitungen überlasten, was die Betriebsbereitschaft des Netzes insgesamt gefährdet. Je nach Höhe des Stromüberschusses werden die Windturbinen daher gemäß dem so genannten Einspeisemanagement, kurz Eisman genannt, auf 60, 30 oder Null Prozent gedrosselt. Die Betreiber der Windparks haben dabei einen Anspruch auf eine Entschädigungszahlung für die verlorengegangene Einspeisevergütung. Die durchgeführte Reduzierung wird nach wenigen Tagen bereits veröffentlicht (siehe Bild 1).

Um die Entschädigungszahlungen zu ermitteln, geben die Netzbetreiber bestimmte Berechnungsmöglichkeiten vor. Dabei werden die Daten häufig in Excel-Dateien eingetragen, die beispielsweise Eon-Netz auf ihren Internetseiten veröffentlicht. Der Windparkbetreiber muss diese Daten nun selbst zusammenstellen und in die vorgegebene Liste eintragen – für jede einzelne Drosselung, die der Netzbetreiber veranlasst hat. Er muss die Daten der Schaltung minutengenau aus dem veröffentlichten Bericht in das Arbeitsblatt übertragen. Neben diesen Daten sind die 15min-Lastgänge – die durchschnittliche Stromnachfrage der Verbraucher am Netz in Abschnitten von jeweils 15 Minuten – des Netzverknüpfungspunktes für den Schaltungszeitraum einzutragen. Diese muss der Betreiber vom Netzbetreiber, separat anfordern und ebenfalls in das Arbeitsblatt für den betroffenen Zeitraum übertragen. Der gesamte Vorgang kann je nach Umfang der Schaltung häufig zwei bis drei Stunden dauern.

Neben der anzusetzenden Arbeitszeit für die Erstellung der Abrechnung ist dabei zusätzlich zu bedenken, dass die Übertragung der umfangreichen Abrechnungsdaten und Datenreihen, wie Schaltungszeiträume, Stufen der Drosselung und Lastgänge (Stromnachfrage), manuell erfolgt und dadurch fehleranfällig ist. Die verfügbaren Lastgänge sind teilweise mit Beginn des Intervalls zur Drosselung, teilweise mit dem Ende des Intervalls gekennzeichnet. Manche Netzbetreiber geben Leistungsdaten in Kilowatt (kW), manche Netzbetreiber Arbeitsdaten in Kilowattstunden (kWh) für die Lastgänge an. Das kann leicht zu Fehlern und unbeabsichtigten Verschiebungen in den einzutragenden Datenreihen führen. Zudem erfolgt die Standardabrechnung in den Arbeitsblättern nach dem „Pauschalen Verfahren“, das die Ausfallarbeit aufgrund des zuletzt gemessenen Leistungswertes vor der Maßnahme für den Einsatzzeitraum ansetzt.

Das Spitzabrechnungsverfahren

Das ebenfalls zulässige, genauere und gerechtere „Spitzabrechnungsverfahren“, das die sich än-

Einsatzbericht Einspeisemanagement

Datum: 15.05.2011

Netzbereich: Lübeck
Einsatz-Nr.: 79
Region: Lü_2 Nordfriesland - Schobüll/Lindewitt
 Lü_3 Nordfriesland - Niebüll
Region: Nordfriesland - Niebüll
Beginn des Aufrufs: 15.05.11 09:30
Ende des Aufrufs: 15.05.11 20:19
Ursache: Engpassverletzung auf 110-kV-Stromkreis Flensburg – Niebüll rot / Schobüll / Lindewitt

Einsatzdaten:

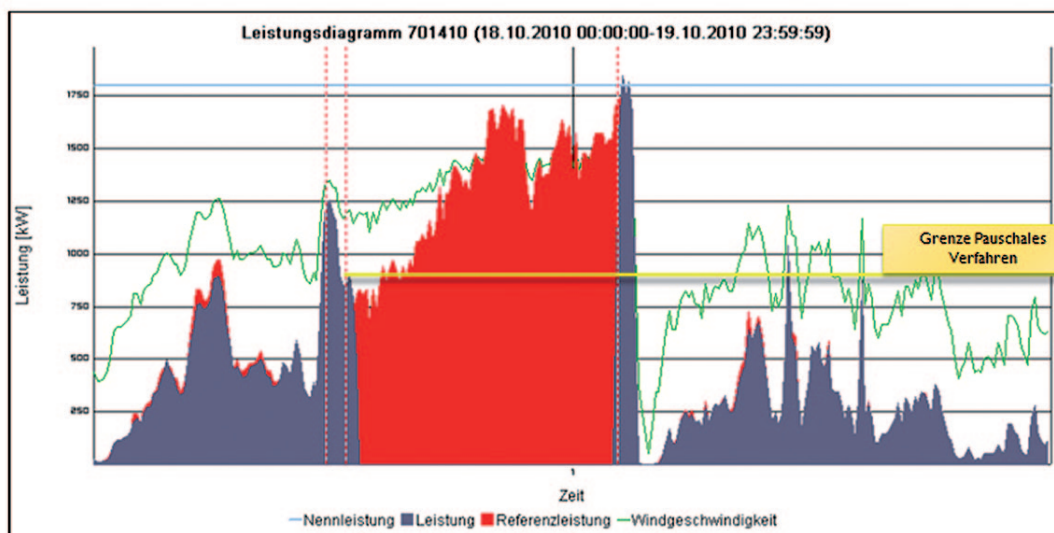
Datum [TT.MM.JJJJ hh:mm]	Region	Stufe [%]	Zeitdauer [min]	Dauer [min]
15.05.11 09:30	Lü_2	0	649	
15.05.11 20:19	Lü_2	100		649
15.05.11 09:41	Lü_3	60	9	
15.05.11 09:50	Lü_3	30	29	
15.05.11 10:19	Lü_3	60	12	
15.05.11 10:31	Lü_3	30	26	
15.05.11 10:57	Lü_3	60	15	
15.05.11 11:12	Lü_3	30	102	
15.05.11 12:54	Lü_3	0	253	
15.05.11 17:07	Lü_3	30	62	
15.05.11 18:09	Lü_3	100		
15.05.11 18:43	Lü_3	60	20	
15.05.11 19:03	Lü_3	30	7	
15.05.11 19:10	Lü_3	60	16	
15.05.11 19:26	Lü_3	30	30	
15.05.11 19:56	Lü_3	60	11	
15.05.11 20:07	Lü_3	100		592

Bild 1. Auszug eines Einsatzberichts zum Einspeisemanagement der Eon-Netz. Im Kreis Niebüll griff Eon am 15. April für beinahe zehn Stunden in die Stromproduktion der Windparks ein.

Quelle: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG_KWK-G/Erneuerbare_Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Einspeisemanagement_Einsatz/index.htm

dernden Windverhältnisse in die Ausfallberechnung mit einbezieht, erfordert hingegen einen wesentlich höheren Aufwand und ist ohne Einsatz einer geeigneten Software durch einen Anlagenbetreiber kaum abrechenbar, da diesem Verfahren viel mehr Daten zugrunde liegen, die separat zu beschaffen sind. So müssen die Daten des Netzverknüpfungspunktes (15min-Lastgang) sowie die Hersteller-Kennlinien der Windenergieanlagen und Datenaufzeichnungen (10min-Daten) von jeder einzelnen Anlage – was zusätzlich die Standortbedingungen einer Anlage in die Rechnung einbringt – miteinander verrechnet werden.

Die Herstellerkennlinien sind dabei auf Schritte von 0,1 Meter pro Sekunde zu interpolieren und die Anlagendaten aus der Fernüberwachung auszulesen. Hier benötigt man zumindest die Windgeschwindigkeitsmittelwerte im Zehn-Minuten-Takt, um über die Kennlinie eine theoretische Leistung zu errechnen, die die Anlage im nichtreduzierten Betrieb hätte erbringen können. Da die Kennlinie unter anderem aufgrund von Verwirbelungen vor dem Anemometer oft nicht genau den tatsächlichen Bedingungen entspricht, muss ein Korrekturfaktor in einem Vergleichszeitraum vor der Schaltung ermittelt werden. Der Korrekturfaktor stellt das



Kommt der Wind während der Drosselung zu Höchstleistungen, verlieren die Betreiber mit dem pauschalen Verfahren bis zu einem Viertel der tatsächlich möglichen Vergütung. Hier schafft nur die aufwändige Spitzabrechnung Genauigkeit.
Quelle: EisMan-Abrechnung BYTE MEE

Verhältnis von theoretischer Leistung laut Kennlinie zu der tatsächlichen abgegebenen Leistung am Netzverknüpfungspunkt dar. Mit diesem Faktor werden dann die Leistungswerte im Berechnungszeitraum analog verändert.

Aufgrund der korrigierten Leistungswerte wird dann die Ausfallarbeit in jedem 15-Minuten-Intervall des Lastgangs berechnet und summiert. Dabei ist zu beachten, dass der Netzbetreiber für eine Drosselung oberhalb des angestrebten Wertes nicht haftet. Wird beispielsweise eine Reduzierung auf 60 Prozent angefordert und die Anlagen am Netzverknüpfungspunkt reduzieren auf 50 Prozent, darf die entstandene Differenz nicht in die Berechnung des Ausfalls mit eingehen sondern geht zu Lasten des Betreibers, der die Steuerung nicht wie gefordert umsetzen konnte. Ist die tatsächliche Leistung höher als die Anforderung, darf hingegen nur die tatsächliche Differenz zur Sollleistung berechnet werden.

Die besondere Herausforderung bei der Spitzabrechnung ist, dass häufig Anlagen unterschiedlicher Typen und Hersteller zusammen an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind. Diese Daten sind aufgrund der unterschiedlichen Fernüberwachungssysteme nicht konsistent. Sie müssen in ein einheitliches Format gebracht werden, um sie gemeinsam zu bearbeiten.

Eine weitere Schwierigkeit: Bei älteren Anlagen sind die zwingend erforderlichen 10min-Daten oft nur kurze Zeit (z. B. in einem Ringspeicher mit der Kapazität von 24 Stunden) auf der Anlage gespeichert. Liest man diese in dieser Zeit nicht aus und speichert sie auf externen Medien, sind die Daten nicht mehr rekonstruierbar. Bei den ersten Anlagensteuerungen ohne Speicherung dieser Daten kommt man nicht um eine Aufrüstung herum. Die so zusammengetragenen Zehn-Minuten-Anlagendaten sind zur Abrechnung auf 15-Minuten-Intervalle

der Lastgänge des Netzverknüpfungspunkts zeitlich zu synchronisieren. Ohne Zuhilfenahme von Berechnungssystemen und Automatismen kann dieses schnell unübersichtlich werden. Außerdem muss man das eigene Berechnungssystem beim Netzbetreiber dokumentieren und prüfen lassen, bevor er die Ausfallberechnungen akzeptieren wird.

Pauschales Verfahren zu ungenau

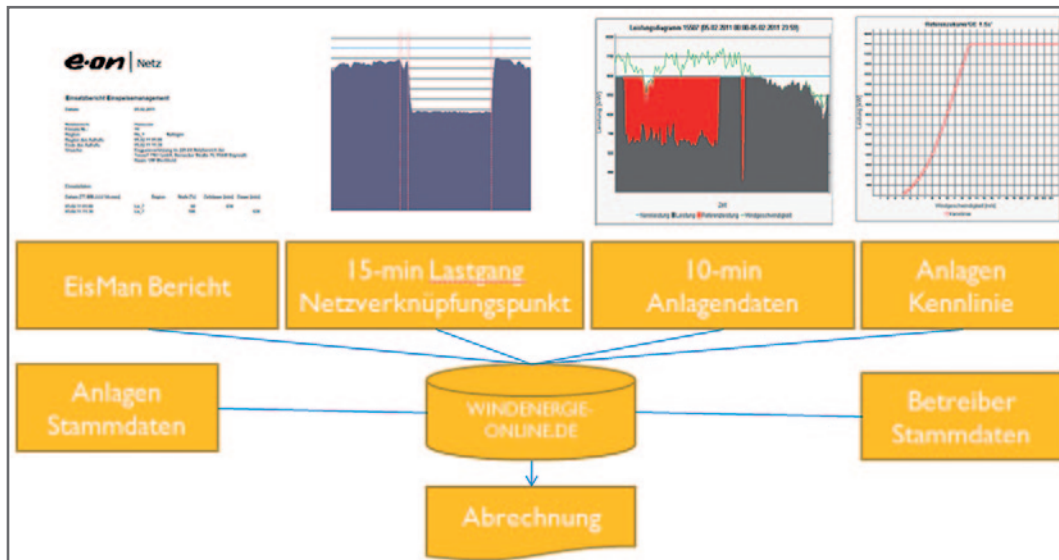
Bei bisherigen Vergleichsabrechnungen nach beiden Verfahren sind die Ergebnisse sehr unterschiedlich. In den nördlichen Regionen oberhalb von Husum, wird inzwischen selbst bei geringeren Windstärken eine Reduzierung der Anlagen angefordert. Nicht selten verstärkt sich das Windangebot im Laufe der Schaltung, so dass nach dem Spitzabrechnungsverfahren höhere Entschädigungszahlungen berechnet werden, weil die tatsächliche Windgeschwindigkeit in die Ausfallberechnung einfließt. Teilweise erreichen die Berechnungen hier einen verdreifachten Erstattungsbeitrag gegenüber der pauschalen Methode. 25 Prozent höhere Ausfallforderungen in Summe sind hier keine Seltenheit.

In südlicheren Bereichen (Niedersachsen) wurden die Anlagen weit weniger häufig aus dem Volllastbetrieb gedrosselt. Hier kann das Pauschale Verfahren sich positiv auf die Erträge auswirken, da es dann die Maximalleistung über den gesamten Zeitraum der Drosselung annimmt, auch wenn der Wind in diesem Zeitraum abschwächt.

Letztendlich geht es aber nicht um Gewinnen und Verlieren sondern um eine gerechte Ermittlung von Entschädigungszahlungen. Aus diesem Grund muss der Betreiber sich auch für ein gesamtes Jahr auf ein Verfahren festlegen, mit dem er abrechnet und kann nicht das jeweils für ihn günstigere Verfahren pro Schaltung aussuchen.

Als mögliche Option für den Anlagenbetreiber ergibt sich die Möglichkeit, erst nach Jahresende

Byte Mee nutzt alle relevanten Windpark- und Netzdaten, um eine automatische Spitzabrechnung zu generieren. Der Betreiber muss die fertige Abrechnung nur ausdrucken und an den Netzbetreiber schicken. Quelle: BYTE MEE



gegenüber den Netzbetreibern abzurechnen. Erst dann kann man die Ergebnisse beider Berechnungsverfahren vergleichen und die wirtschaftlich bessere Variante wählen. Hierbei ist aber die finanzielle Situation des Betreibers zu berücksichtigen, der entsprechende Liquidität besitzen muss, um die entstandenen Ausfälle vorzufinanzieren. Auch müssen die Anlagendaten kontinuierlich und lückenlos aufgezeichnet werden, um über das Spitzabrechnungsverfahren abrechnen zu dürfen.

Ein Drittel mehr Vergütung möglich

In den nördlichen Regionen Schleswig-Holsteins sind im ersten Quartal 2011 oft mehr 20 abrechnungsfähige Einsätze je Monat zum Einspeisemanagement durchgeführt worden. Alleine gemäß dem pauschalen Verfahren erreichte das Einspeisemanagement damit in Bezug auf die tatsächliche Einspeisung ein Verhältnis von 1:3. Das heißt: Auf die Vergütung von drei Megawattstunden (MWh) Stromproduktion kann sich der Betreiber auf Entschädigungszahlungen für mindestens eine weitere MWh im ersten Quartal einstellen, wenn er seine Anlagen in den derzeit stark betroffenen Regionen stehen hat.

Um den hohen Aufwand für die Betreiber bei der Abrechnung zu reduzieren, hat die Byte Mee Softwareentwicklung GmbH ein vollständig automatisiertes Abrechnungsverfahren entwickelt. Damit lässt sich die Abrechnung gegenüber dem Netzbetreiber effizient und zeitnah durchführen. Die Verfahren sind inzwischen mit den Netzbetreibern abgestimmt, optimiert und werden von mehreren Gesellschaften und privaten Windparkbetreibern in Anspruch genommen. Ist das Programm einmal auf den Windpark abgestimmt, arbeitet es vollkommen selbständig:

1. Nach einmaliger Einrichtung der Stammdaten (Daten der Betreibergesellschaft, Anlagendaten, Vergütungssätze, Anlagenschlüssel, Zuordnungen und weiteres) werden diese in die Datenbank von windenergie-online.de aufgenommen. Die Anlagenkennlinien

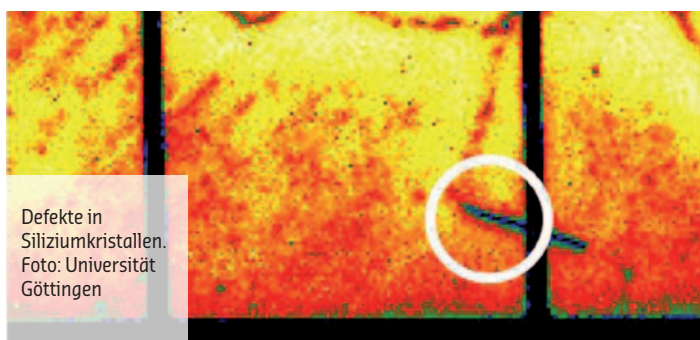
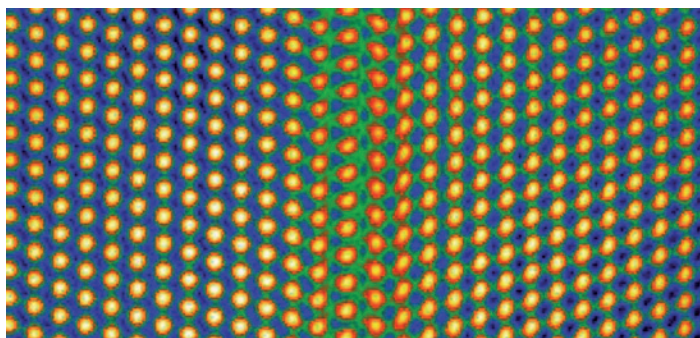
sind bereits im System hinterlegt und den Anlagen zugeordnet.

2. Das automatische Abrufsystem der Betriebsdaten der Windenergieanlagen erfolgt dann durch windenergie-online.de und stellt damit die lückenlose Datensammlung der Anlagendaten sicher.
3. Einmal monatlich werden durch Byte Mee die Daten der Netzverknüpfungspunkte (15min-Lastgänge) übernommen. Diese werden entweder direkt aus den Stromzählern ausgelesen, wenn möglich, oder über die Schnittstellen zu den Betreiberportalen, wie dem Eon-Hanse-Energiedatenmanagement (EDM), importiert.
4. Das Programm hinterlegt die Einsatzberichte der Netzbetreiber nach ihrer Veröffentlichung im System und prüft deren Inhalt.
5. Die Abrechnungen (Berechnungsdateien) werden automatisiert als PDF-Datei erstellt und bei Bedarf direkt im Anschluss an den Netzbetreiber elektronisch weitergeleitet. Der Anlagenbetreiber erhält eine Kopie.
6. Der Anwender erhält die zugehörigen Rechnungen an den Netzbetreiber als PDF-Datei, druckt diese aus und sendet diese ebenfalls an den Netzbetreiber.

Für den Betreiber reduziert sich dadurch der Arbeitsaufwand nach der einmaligen gemeinsamen Einrichtung der Stammdaten auf das Ausdrucken und Versenden der Rechnungen zu den Berechnungsdateien, die bereits als Rechnungsanlage vom System versandt wurden. Aber auch dieser letzte Schritt kann auf Wunsch automatisiert erfolgen. Dann ist der Betreiber von allen Aufgaben seiner Eisman-Abrechnung befreit und muss nur noch die Schecks der Netzbetreiber empfangen.

Jens Bohlmann
Geschäftsführer
BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH
www.bytemee.de

Kristallfehler aufspüren



(hs) Göttinger Forscher untersuchen die Auswirkungen der Defekte in Siliziumkristallen. Diese Defekte führen dazu, dass ein Teil des aus Sonnenlicht erzeugten Stroms wieder verloren geht. Wissenschaftler am Göttinger Institut für Physik kooperieren bei dem Projekt mit Forschern im US-amerikanischen Bundesstaat Pennsylvania und im russischen Tschernogolowka. Das Bundesumweltministerium fördert das „Solarforschungscluster zur Ermittlung des maximalen Wirkungsgradniveaus von multikristallinem Silicium“ (SolarWinS) drei Jahre lang mit 6,5 Millionen Euro. Davon fließen rund 860.000 Euro nach Göttingen. Die Kristalldefekte im Silizium sind Störungen in der perfekten Kristallstruktur des Halbleiters. Mit Spektroskopen und atomar auflösenden Mikroskopen wollen die Forscher dem Problem auf die Schliche kommen. Auch atomare Simulationen sollen helfen, den Wirkungsgrad von Solarzellen zu verbessern. Insgesamt sind zwölf deutsche und eine amerikanische Arbeitsgruppe sowie mehrere deutsche Solarfirmen an dem Forschungsverbund beteiligt.

Neue Norm für BIPV kommt

(hs) Für die gebäudeintegrierte Photovoltaik (BIPV) wird derzeit eine Norm erstellt, um die baulichen Anforderungen an Solargeneratoren in der Fassade und anderen Strukturteilen der Gebäudehülle zu definieren. Die ersten Entwürfe sollen bis Ende 2011 vorliegen. Im europäischen Normenausschuss der IEC (International Electrotechnical Commission) sitzen auch deutsche Experten des Instituts für Fenstertechnik (IFT) aus Rosenheim. Die Norm soll künftig für alle Photovoltaikmodule gelten, die in die Fassade integriert oder ihr vorgehängt werden. Dabei handelt es sich in der Regel um Verbundglas mit Beschichtungen oder um Solarzellen im Verbund von Gläsern und Folien. Um solch ein Solarprodukt als Verbundsicherheitsglas nach der Bauregelliste A Teil 1 mit PVB- oder anderen Folien einzusetzen, braucht es eigentlich eine Zulassung der Bauaufsicht. Denn baurechtlich gesehen fällt ein Solarprodukt in der Fassade in den Geltungsbereich der Technischen Regeln für die Verwendung von linienförmig gelagerten Verglasungen (TRLV) oder für punktförmig gelagerte Produkte (TRPV). Auch



gelten die Technischen Regeln für absturzsichernde Verglasungen (TRAV). Für geklebte Varianten gelten gesonderte Vorschriften. Die neue Norm wird Vorgaben machen für die Standsicherheit, die Resttragfähigkeit, die Dauerhaftigkeit und die Verträglichkeit mit anderen am Bau verwendeten Materialien. Auch bauphysikalische Aspekte wie Licht, Wärme- und Sonnenschutz werden definiert.

Stadion in Verona, Studentenwohnheim in Mainz. Fotos: Juwi Solar, Wagner & Co

CEE und Gehrlicher kooperieren



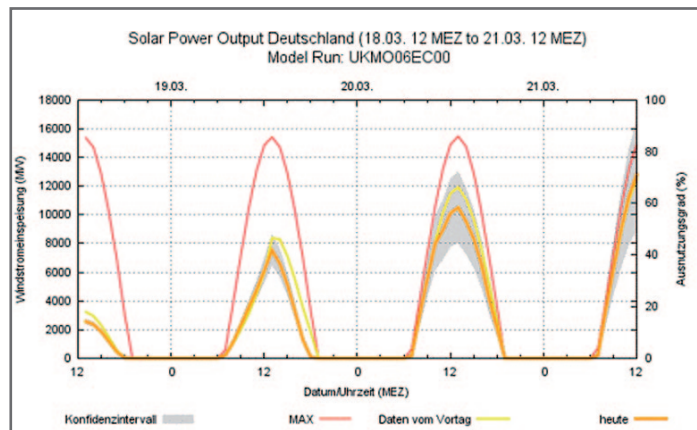
Dynamik durch große Solarparks? Lager von Gehrlicher Solar in Neustadt. Foto: Gehrlicher Solar

(hs) Die Hamburger Beteiligungsgesellschaft CEE und Gehrlicher Solar wollen gemeinsam große Solarparks bauen. Die vereinbarten Projekte be-

laufen sich auf eine Leistung von insgesamt 35 Megawatt. Sie sollen bis Ende 2011 aufgebaut und an die Netze angeschlossen sein. CEE hält ein breites Portfolio an Beteiligungen und Projekten in den Bereichen Biogas, Biomasse, Windkraft und Photovoltaik. Die Investoren haben 2010 bereits zwei von Gehrlicher geplante und errichtete Solarparks mit einer Gesamtleistung von 10,5 Megawatt übernommen. Den dritten Solarpark mit 10,1 Megawatt übernahm CEE Anfang Dezember im brandenburgischen Missen. Er besteht aus fünf Einzelprojekten. Gehrlicher Solar verantwortet die technische Betriebsführung, CEE kümmert sich um die kaufmännische Seite. Die Investition in Missen kostete rund 25 Millionen Euro. Der Kredit kam von der Deutschen Kreditbank. Gehrlicher verbaute in dem Solarpark rund 126.000 Solarmodule von First Solar (Cadmiumtellurid) und Solar Frontier (CIS) sowie Wechselrichter von Siemens. Er bedeckt eine Fläche von rund 55 Hektar.

Neue Prognosen für Solarstrom

(hs) Europas größter privater Wetterdienst, die Meteogroup, bietet nun auch Solarstromprognosen an. Sie sind für Deutschland, die Bundesländer und jeden Übertragungsnetzbetreiber erhältlich und geben den zu erwartenden Solarstrom für die nächsten zehn Tage an. Die Prognosen unterstützen Energiehändler dabei, die Einspeisung von Solarstrom in die Netze und ihre Auswirkungen auf die Strompreisbildung besser einzuschätzen. Die Daten werden stündlich aktualisiert. Sie berücksichtigen alle gemeldeten Anlagen für die regionale Verteilung der installierten Leistung. Anhand von Daten der Bundesnetzagentur werden die Informationen über die installierten Leistungen monatlich angepasst. In die Prognosen fließen neben anlagenspezifischen Leistungsmerkmalen, aktuelle Stationsmessungen, Satelliteninformationen sowie Daten der Vorhersagemodelle UKMO und ECMWF ein. Das Vertrauensintervall und die maximal mögliche Leistung



für jede Stunde werden angegeben. Meteogroup liefert auch Prognosen für einzelne Solaranlagen sowie Windleistungsprognosen für Windparks und Regionen. Im Internet: www.meteogroup.de.

Flexible Solarzellen auf dem Vormarsch

Biegsame Solarzellen aus Silizium oder organischem Material gewinnen an Bedeutung. Derzeit stößt die Forschung neue Tore für diesen jungen Markt auf.

Solarzellen werden bereits massenhaft auf Dächern und Freiflächen installiert. Dennoch bleibt der Forschungsbedarf groß, weil die klassischen

Solarmodule sehr teuer sind und erhebliche Ressourcen an Energie und Material verschlingen. Am Oldenburger Forschungslabor Next Energy bemü-

hen sich die Entwickler, Siliziumzellen aus hauchfeinen Schichten zu optimieren. Das Labor gehört zum Forschungszentrum für erneuerbare Energien des regionalen Energieversorgers EWE, dem fünftgrößten Stromversorger im Bundesgebiet. Dabei gehen die Wissenschaftler den Verlustmechanismen in den Siliziumschichten auf den Grund und testen die optimierten Zellen in kleinen Labormodulen.

Sechs Kammern zur Beschichtung

Next Energy verfügt über sechs Prozesskammern, um die flexiblen Foliensubstrate mit Silizium, dem transparentem Frontkontakt und Metallen zu beschichten. Neben amorphen Silizium-Solarzellen (Single-Junction) lassen sich auch mikromorphe Tandemsolarzellen mit mehr als zehn Prozent Wirkungsgrad herstellen. Dabei werden eine amorphe und eine mikrokristalline Solarzelle gestapelt, die jeweils Licht von unterschiedlicher Wellenlänge absorbieren. Die Forscher streben an, den nutzbaren Wellenbereich des Sonnenlichts weiter auszuweiten. „Wir arbeiten daran, die Entwicklung der Triple-Junction-Solarzelle mit neuartigen Siliziumlegierungen voranzutreiben“, sagt Karsten von Maydell, Chef der Photovoltaik bei Next Energy. „Mit der Schichtung von drei Zellen lässt sich die Nutzung des Sonnenspektrums ausdehnen, was letztlich zur Effizienzsteigerung der Solarzelle führt“. Das Design dieser Triple-Junction-Zellstruktur entstand nach umfangreichen Simulationen.

Unablässig überwachen die Oldenburger Wissenschaftler alle Prozesse zur Herstellung der neuen Zellen. Bei der In-Line-Kontrolle entwickeln sie Verfahren und Messvorschriften, mit denen großflächig elektrische und optische Informationen von Schichten und Schichtpaketen auf Glas oder flexiblen Substraten detektiert werden. Zudem wurde mit der Firma FAP GmbH ein Regelkreislauf entwickelt, der die Prozessparameter während der chemischen Gasphasenabscheidung (PECVD) optisch kontrolliert und die Abscheideparameter augenblicklich anpasst.



Blick auf die Prozesskammern von Next Energy zur Beschichtung der flexiblen Substrate mit dünnen Siliziumschichten. Foto: Next Energy



Auch die Siliziumstruktur wird analysiert. „Wir haben ein Modell entwickelt, mit dem wir sowohl die optische Lichteinkopplung in die Dünnschicht-solarzelle als auch den elektrischen Transport der Ladungsträger in mehreren Dimensionen darstellen können“, erläutert von Maydell. „Mit dieser Simulation lassen sich Optimierungspotenziale an Single-, Tandem- oder Triple-Solarzellen aufspüren“. Beispiele seien die Simulation effektiver Lichteinfangstrukturen, funktioneller Zwischenschichten und neuartiger Materialien für die Absorber.

Die flexiblen Siliziumzellen erlauben den Einsatz nahezu überall. Foto: Next Energy

Bald unter einem Dollar pro Watt

Unterdessen gibt es bei den organischen Dünnschichtzellen Fortschritte. Forschungsdirektor Jens Hauch von der Firma Konarka Technologies meldete einen neuen Rekordwirkungsgrad bei diesen speziellen Flexzellen. „Mit einem Quadratmeter großen Zellen haben wir einen Wirkungsgrad von 8,3 Prozent erreicht“, sagt Hauch. Die Anwendungsbereiche für die Solarzellen, bei denen ein organischer Farbstoff im angeregten Zustand Elektronen abgibt, sind vielfältig: Das neuartige photovoltaische Halbzeug lässt sich sowohl in Textilien integrieren als auch in Glas verpacken. Die Zellen eignen sich zum Beispiel für netzautarke Inselsysteme, tragbare elektronische Geräte und gebäudeintegrierte Systeme. Ob Semitransparenz, rot, grün, blau oder grau – theoretisch ist jede Farbe und jegliche Mischung möglich. Weil sich die Zellen synthetisch bei niedrigen Temperaturen herstellen lassen, sind die Produktionskosten gering. Konarka will sie in den nächsten zwei bis drei Jahren auf einen Dollar pro Watt senken.

Rekord auch beim CIGS

Das Schweizer Forschungsinstitut EMPA hat mit Solarzellen aus Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) kürzlich einen Rekordwirkungsgrad von 18,7 Prozent erreicht. Die EMPA-Forscher bringen die Zellen sowohl auf flexiblen Polymer- oder



Kleine Laborzellen erreichen mit CIGS-Beschichtung bereits einen Wirkungsgrad von 18,7 Prozent. Foto: EMPA

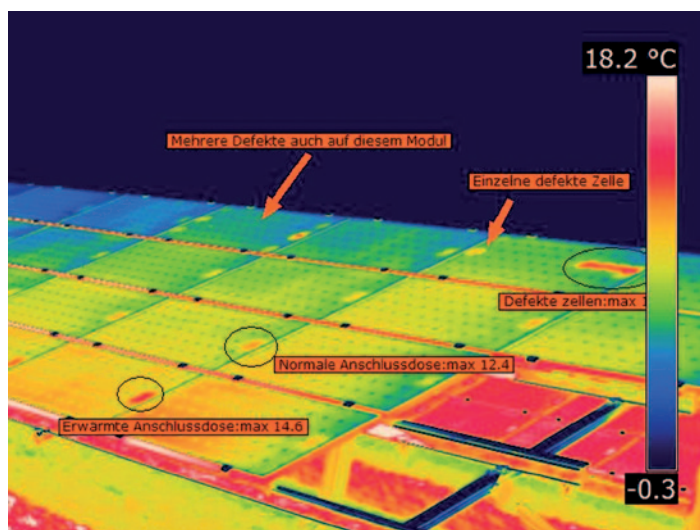
Metallfolien an. Mit dem Rolle-zu-Rolle-Verfahren lassen sie sich bei niedrigen Temperaturen kostengünstig fertigen. Weitere Kosten spart man bei der Installation und dem Transport. „Die Module lassen sich wie Teppiche tragen“, erklärt Professor Ayodhya N. Tiwari, der bei EMPA das Photovoltaiklabor leitet. Mögliche Anwendungsbereiche sind portable und gebäudeintegrierte Systeme, Industriedächer, landwirtschaftliche Installationen und Freiflächenanlagen.

(Heiko Schwarzburger)

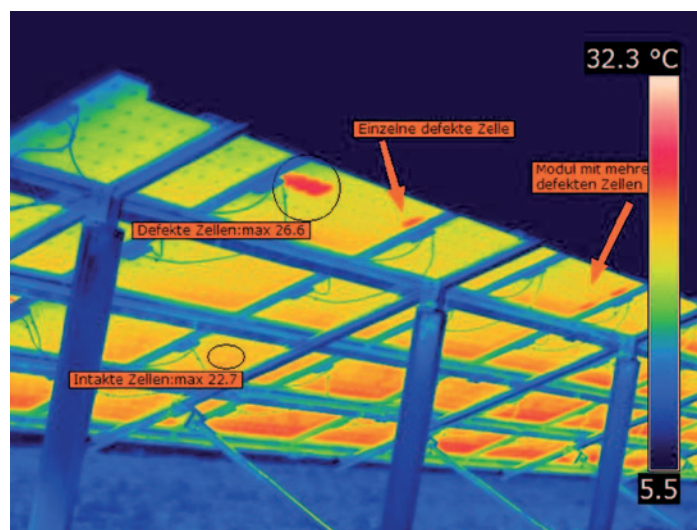
SOLARENERGIE Fachaufsatz:

Fehler strahlen Wärme ab

Wer Thermografie nutzen will, um Solaranlagen zu überwachen und Fehler zu orten, braucht eine gute Schulung und die geeignete Kamera. Dann erfüllt das Verfahren auch hohe Ansprüche.



Solarmodule von vorne:
Es sind verschiedene Defekte vorhanden. Reflektionen auf der Glasscheibe der Module verschlechtern aber teilweise die Erkennbarkeit.
Foto: Ralph Rulle, MESSBAR.DE



Die gleichen Solarmodule von hinten:
Von hinten sind die Defekte meist noch besser erkennbar, da weniger Reflektionen auftreten.
Foto: Ralph Rulle, MESSBAR.DE

Die Thermografie hat bereits in vielen Bereichen bewiesen, dass sie – richtig angewendet – ein sehr effektives und verlässliches Werkzeug für die frühzeitige Erkennung von Fehlern ist. In der Elektrotechnik, in der Industrie und auf dem Bau fest etabliert, bietet die Thermografie auch für die Photovoltaik viel versprechende Analysen. Mit ihrer Hilfe kann man die Qualität der Module und ihrer Installation überprüfen sowie Defekte und Schadstellen schnell orten.

Mit jedem Jahr werden mehr Photovoltaikanlagen installiert. Der wirtschaftliche Erfolg jeder einzelnen Anlage ist der treibende Motor für die

oft nicht unerheblichen Investitionen. Die dauerhafte Leistungsfähigkeit der Anlage wird damit zum Dreh- und Angelpunkt ihrer Wirtschaftlichkeit. Das Beispiel in der Tabelle beweist, wie aus einem erhofften Überschuss sehr leicht ein Verlustgeschäft werden kann. Die Zahlen gelten für eine Dachanlage mit 30 Kilowatt Spitzenleistung, wie sie auf landwirtschaftlichen Gebäuden typisch ist. Entsprechend der Ergebnisse in der Tabelle reicht bereits eine Leistungseinbuße von nur zehn Prozent, um aus einem geplanten Gewinn von über 500 Euro jedes Jahr einen Verlust von fast 300 Euro entstehen zu lassen. Da sich Anlagenfehler meist dadurch

Tabelle 1: Amortisations-Rechnung

Anlage im Landkreis München, Dachanlage, errichtet Anfang 2011, Südrichtung, 45° Dachneigung, 200m² Monokristallines Silizium

Finanzierung:	100% finanziert, Zinssatz 4,2% eff. über 15 Jahre
Nennleistung der Anlage:	28,60 kWpeak
Gesamtpreis PV-Anlage (2.600 € pro kWpeak, Netto):	74.360,00 €
Einspeisevergütung je kWh:	28,74 Cent
Optimal:	
anfänglicher jährlicher Stromertrag:	27.880,00 kWh
durchschnittlicher jährlicher Nettoertrag:	8.010,00 €
Tilgung + Zinsen + Versicherung, jährlich:	7.500,00 €
Überschuss, jährlich:	510,00 €
Kleinere Defekte sorgen für ca. 10% Einbuße:	
anfänglicher jährlicher Stromertrag bei 10% Minderleistung:	25.092,00 kWh
durchschnittlicher jährlicher Nettoertrag:	7.211,00 €
Tilgung + Zinsen, jährlich:	7.500,00 €
Überschuss, jährlich:	-289,00 €

Differenz: 799 € fehlen bei dieser Anlage JÄHRLICH
Aus dem erhofften Selbstläufer mit Gewinn ist ein Verlustgeschäft geworden

bemerkbar machen, dass die elektrische Leistung in Verlustwärme umgewandelt wird, bietet sich die Thermografie zur Fehlersuche an.

Drei gewichtige Vorteile

Bei der Thermografie werden die Wärmestrahlen an der Oberfläche von mehreren tausend Sensorpunkten in der Kameraberührung frei erfasst. Üblich sind 19.000 bis über 300.000 einzelne Sensorpunkte. Nach der Bildaufnahme rechnet die Elektronik diese Messwerte in Temperaturwerte zurück. Den Temperaturen werden Farbwerte zugeordnet und auf dem Display als sogenanntes Falschfarbenbild dargestellt.

Drei Vorteile waren für den Siegeszug der Thermografie in den vergangenen zehn Jahren ausschlaggebend:

- (1) Die Thermografie arbeitet vollkommen berührungs- und zerstörungsfrei und ohne dass Anlagenteile ausgebaut oder besonders präpariert werden müssen.
- (2) Durch das erzeugte Falschfarbenbild können gut ausgebildete Thermografen Abweichungen leicht erkennen und großflächige Bereiche schnell und kostengünstig untersuchen.
- (3) Die Speicherung aller erfassten Messwerte bei den sogenannten vollradiometrischen Kameras ermöglicht die schnelle und einfache Dokumentation. Auch nach Jahren können Messungen problemlos überprüft und nachvollzogen werden.

Bei der Instandhaltung von Photovoltaikanlagen kommen den ersten beiden Punkten besondere Bedeutung zu. Bei den bisherigen Prüfungsmethoden wie der Leistungsmessung am Modul müssen

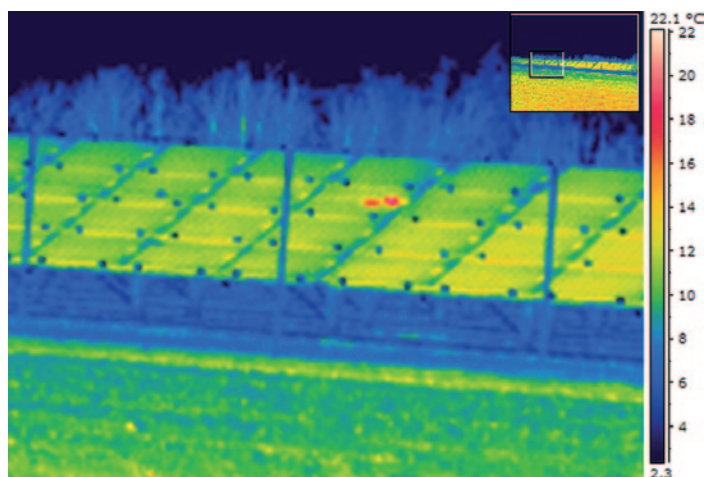
zumindest die Verkabelung einzelner Module aufgetrennt oder die Module ausgebaut werden. Neben dem hohen Zeitaufwand sind Streitigkeiten darüber, ob der Fehler nicht erst beim Ausbau entstanden ist, vorprogrammiert und bereits Gegenstand vieler Gerichtsverfahren.

Thermografische Prüfungen konnten lange Zeit nur von wenigen Experten ausgeführt werden, da sie umfangreiches Wissen und Erfahrungen über die Zusammenhänge von Modulfehlern, deren Auswirkungen auf die Leistung und die thermografische Erkennbarkeit benötigen. Im Sommer des vergangenen Jahres veranstaltete der Autor die erste Schulung zur Thermografie für PV-Anlagen, dadurch änderte sich die Situation. Gut ausgebildet, ist die effektive Fehlersuche mittels Thermografie jetzt auch für Installateure, Wartungstechniker und Bauthermografen problemlos möglich. Die Berichte und Erfahrungen der Kursteilnehmer aus mittlerweile drei Kursen belegen dies.

Unumgängliche Grundlagen

Neben den fachspezifischen Teilen der Anwendung in der Photovoltaik sind die Grundlagen der Thermografie unumgänglich. Zwar ist die Bedienung einer hochwertigen Wärmebildkamera sehr einfach und intuitiv möglich. Für die Auswertung der Aufnahmen braucht man aber ein physikalisches Verständnis der Strahlungsgrundlagen. Emissionsgrad, Reflektion, optische Auflösung und Wärmeübertragungstheorie sind einige Begriffe, die dem Thermografiker geläufig sein müssen. Es ist Aufgabe einer guten Basisschulung, diese Grundlagen jedem Anwender verständlich zu vermitteln.

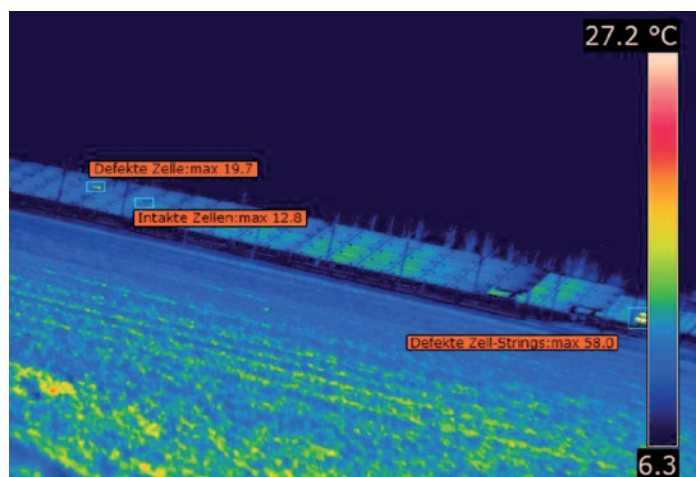
Die fachspezifische Schulung für die Thermografie an Photovoltaikanlagen vermittelt darauf auf-



Auflösungsgrenze:

Die defekte Zelle aus dem letzten Bild hier mit 4fach Digitalzoom nun als 2 defekte deutlich erkennbar. Nachbearbeitungen sind aber nur hochauflösenden Kameras sinnvoll.

Foto: Ralph Rulle, MESSBAR.DE



Auch die beste Kamera kommt irgendwann an die Auflösungsgrenze:

Bei dieser Modulmenge sind auch mit der hochwertigsten Kamera und 640 x 480 Bildpunkten die Grenzen erreicht. Defekte Einzelzellen sind kaum noch erkennbar, defekte Zell-Strings wie vorne rechts dagegen schon.

Foto: Ralph Rulle, MESSBAR.DE

bauend die Besonderheiten bei der Thermografie an diesen Anlagen. Insbesondere auf die erforderlichen Randbedingungen muss eingegangen werden. So ist die Thermografie an Photovoltaikanlagen beispielsweise nur bei möglichst wolkenfreiem Himmel mit Einstrahlungsleistungen am Modul von mindestens 600 Watt pro Quadratmeter möglich. Auch sollte die Theorie im Weiterbildungskurs unbedingt mit praktischen Übungen einhergehen, am besten in kleinen Gruppen. Andernfalls stehen die Inspektoren bei der ersten Anlage wie der sprichwörtliche Ochs vor dem Berg, weil die Erfahrung fehlt.

Qualität kostet Geld

Erst nach der Ausbildung stellt sich die Frage nach der richtigenameratechnik, andernfalls ist auch die teuerste Kamera wertlos. Man kann die Technik kaufen oder leihen, je nach Bedarf. Sinnvolleameratechnik wählt man nach mehreren Kriterien aus. Eine der wichtigsten Eigenschaften ist die optische Auflösung, also die Fähigkeit der Kamera, kleinste Details auch dann abzubilden, wenn man viele Module in einem Bild darstellt. Je höher die Auflösung, desto teurer ist die Technik. Neben der Anzahl der Sensorpunkte spielt dabei die Qualität der Optik (Objektive) und die Größe der Sensorfläche eine entscheidende Rolle. Ähnlich wie bei digitalen Fotoapparaten werben Hersteller gerne mit vielen Sensorpunkten. Zu kleine Sensoren und minderwertige Optik verhindern aber oft, dass diese Auflösungen tatsächlich auch als Messauflösung realisierbar sind. Gute Optiken und eine gute Kameraelektronik kosten Geld, zumal Objektive nicht aus dem für infrarote Strahlung undurchlässigen Glas, sondern sehr aufwendig aus Halbleitermaterialien gefertigt werden.

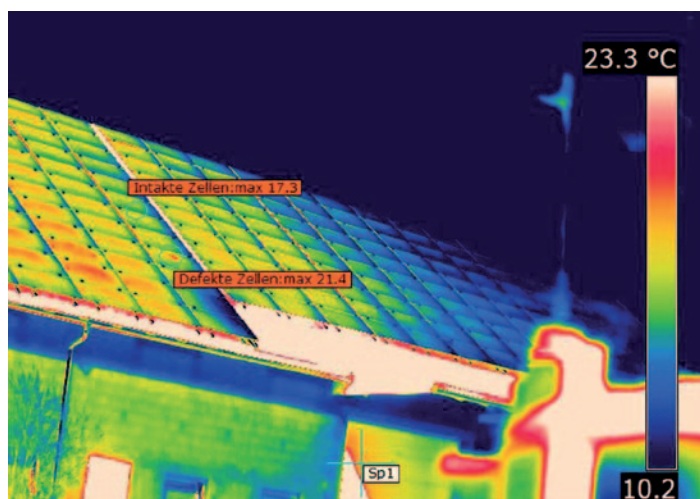
Da in den veröffentlichten Tests die tatsächliche Messauflösung normalerweise nicht kontrolliert wird, hilft nur der Griff zu einem der großen

Markenhersteller. Wer wirklich Geld sparen muss, sollte lieber zu einer etwas einfacheren Markenkamera als zu einem fragwürdigen Billigergerät mit unglaublichen technischen Spezifikationen greifen. Aufrüsten kann man später immer noch, da Wärmebildkameras hervorragende Preise am Gebrauchtmärkte erzielen. Auch die Fachberatung eines vertrauenswürdigen Händlers schützt vor Fehlkäufen.

Kameras mit mehr als 300.000 Sensorpunkten (zum Beispiel bei einer Auflösung von 640 mal 480 Messpunkten) stellen die Top-Gruppe dar. Hochwertige Optik vorausgesetzt, sind diese Kameras aufgrund der sehr feinen optischen Auflösung grundsätzlich für die effektive Untersuchung größter Solarparks geeignet. Für die Thermografie an Photovoltaikanlagen ist ein Weitwinkelobjektiv dringend zu empfehlen. Nur so kann man die Leistungsfähigkeit des Sensors voll ausnutzen. Ein Teleobjektiv für Anlagenbereiche, die aus der Nähe nur schwer erreichbar sind, rundet ein solches System ab. Für die Bildbearbeitung direkt auf der Kamera ausgelegt, lassen sie in der Ausstattung meist keine Wünsche offen. Im Preis liegen Systeme mit diesen Qualitäten allerdings bei deutlich über 20.000 Euro. Bei der Instandhaltung großer Solarparks zahlt sich diese Investition aber schnell durch entsprechende Leistungssteigerungen und Einsparungen bei den Arbeitszeiten aus.

Ausstattung variiert stark

Im Mittelfeld finden sich gute Kameras mit etwa 80.000 Sensorpunkten. Auch bei ihnen ist ein Weitwinkelobjektiv empfehlenswert, ein Teleobjektiv kann sich als praktisch erweisen. Die Ausstattung dieser Geräte variiert stark. Dafür ist die Frage wichtig, ob die Aufnahmen bereits auf der Kamera analysiert werden, um Fehlerstellen sofort zu erkennen und zu beseitigen. Oder ob der Nutzer



Größere Dachanlage mit defekten Zellen:
Durch den ungünstigen Winkel ist die Erkennbarkeit von Defekten sehr eingeschränkt. Ein Hubsteiger würde die Arbeit hier massiv vereinfachen.
Foto: Ralph Rulle, MESSBAR.DE

die Aufnahmen nur speichert und erst später am Computer ausgewertet. Die so genannten Pistolengehäuse eignen sich weniger gut, um die Aufnahmen sofort am Gerät auszuwerten. Flache Gehäuse mit drehbaren Objektiven oder Camcorder-Gehäuse sind hierfür besser geeignet. Die Preise reichen je nach Ausstattung von 7.500 bis über 15.000 Euro.

Einsteiger-Kameras, die für kleinere Photovoltaikanlagen noch geeignet sind, verfügen über mindestens 19.000 Messpunkte. Ihre Bilder sind nie wirklich scharf und in der Dokumentation gegenüber dem Kunden kaum eine Augenweide. Solange man sich aber pro Bild auf wenige Module beschränkt, können auch sie messtechnisch sinnvoll sein. Bei Anlagen über 20 Kilowatt gerät die Dokumentation jedoch schnell zu einer unübersichtlichen Ansammlung von vielen Einzelbildern und Blättern. Bei größeren Anlagen benötigt man mit solchen Geräten allein für die Erstellung der Aufnahmen mehrere Tage. Weitwinkelobjektive bringen bei dieser geringen Sensorauflösung eher wenig. Preislich beginnen empfehlenswerte Geräte bei 4.000 Euro.

Integrierte Sprachaufzeichnung empfehlenswert

Eine integrierte Digitalkamera, die bei der späteren Zuordnung der Bilder hilft, sowie eine integrierte Sprachaufzeichnung für Audiokommentare sind in jedem Fall empfehlenswert. Ein Sonnenschutz für das Display ist notwendig, denn gemessen werden kann ausschließlich bei Sonnenschein. Auch dann sollte man das Bild auf dem Gerätedisplay noch

beurteilen können. Außerdem muss die thermische Empfindlichkeit (NETD) mindestens bei 0,1 Grad Celsius liegen. Dann kann die Kamera zwischen zwei Bildpunkten noch Temperaturunterschiede von einem Zehntelgrad nachweisen. Bei richtiger Anwendung und der richtigen Technik wird die Thermografie die hohen Erwartungen der Solarinstallateure, der Projektierer, der Betriebsingenieure und nicht zuletzt der Solarkunden nicht enttäuschen. Sie ermöglicht die frühzeitige und schnelle Erkennung von Anlagenfehlern. Erkennbare Fehlerquellen sind unter anderem:

- Ablösung der Elektroden,
- Risse im Zellmaterial,
- Abbruch kompletter Zellteile, übermäßiger Dreck auf dem Glas,
- unterbrochene oder kurzgeschlossene Leiterbändchen,
- defekte Anschlüsse zur Leiterbahn,
- kurzgeschlossene oder unterbrochene Bypass-Dioden,
- Steckverbindungen lose, undicht oder fehlerhaft,
- Kabel defekt oder falsch dimensioniert,
- Schutzeinrichtungen defekt,
- Anschlüsse verpolt oder gar nicht angeschlossen,
- Klemmen lose oder zu fest.

Die Fehler zu erkennen, beugt nicht nur wirtschaftlichen Verlusten vor. Gerade an der Verkabelung und den Schaltkästen erlaubt die Thermografie, Bränden vorzubeugen. Bei typischerweise auftretenden Gleichströmen von zehn bis über 100 Ampere können sich aus Fehlern und Defekten schnell örtliche Überhitzungen bis hin zum Lichtbogen und Brand ergeben.

Kaum sinnvoll: Thermografie des Wechselrichters

Anders als bei den Modulen und der Gleichstromverkabelung ist die Thermografie der Wechselrichter wenig sinnvoll. Der interne Aufbau der Wechselrichter in mehreren Ebenen und die wechselnden Emissionsgrade von Kühlkörpern, Bauteilen und Abdeckungen machen die Ergebnisse im Allgemeinen unbrauchbar.

Dipl.-Ing. Ralph Rulle
Geschäftsführer
Messbar
www.messbar.de

Erster Verband von Industriepelletproduzenten

In den USA haben vier Pelletproduzenten die US. Industrial Pellet Association gegründet. Sie wollen Qualitätsstandards für Industriepellets entwickeln, was ihre Produktion für den europäischen Markt attraktiv machen könnte.

Spänen masse:
Die vier Gründer des
US-amerikanischen
Verbands U.S. Industrial
Pellet Association
kommen auf eine
Produktionskapazität
von mehr als einer
Million Tonnen. Sie
wollen standardisierte
Industriepellets für
Europa und den
US-Binnenmarkt
herstellen.
Foto: Green Circle
Bioenergy



Werk besitzt 560.000 Tonnen Jahreskapazität und ist die drittgrößte Pelletfabrik der Welt. Enviva LP, Sitz in Bethesda, Maryland, betreibt zwei Pelletwerke in Mississippi mit einer Gesamtkapazität von 250.000 Tonnen. Eine weitere Fabrik wird derzeit gebaut und soll im vierten Quartal 2011 in Betrieb genommen werden. Geplant ist eine Kapazität von 330.000 Tonnen. Die Westervelt Renewable Energy LLC will bei Aliceville im US-Bundesstaat Alabama ein Pelletswerk mit einer Jahreskapazität von 250.000 Tonnen errichten. Die Planungen sehen vor, dass es bei Bedarf auf 500.000 Tonnen ausgebaut werden kann. Das Werk produziert Pellets für den US-amerikanischen Markt und für den Export. Der Produktionsstart ist für Frühjahr 2012 vorgesehen. Fram Renewable Fuels LLC hat sein erstes Pelletwerk mit 145.000 Tonnen Jahreskapazität jüngst in Betrieb genommen. Fram zielt auf den US-Markt.

(diko) Die Gründer der U.S. Industrial Pellet Association sind Enviva LP, Fram Renewable Fuels LLC, Green Circle Bio Energy Inc. und Westervelt Renewable Energy LLC. Der Verband will unter anderem Zertifizierungsstandards für Industriepellets entwickeln. Seit einigen Jahren entstehen in den Vereinigten Staaten große Pelletproduktionen, die für den europäischen Kraftwerkmarkt Holzpellets produzieren. Die vier Gründer zählen teilweise dazu: Green Circle Bioenergy in Florida produziert seit April 2008 in seinem Werk in Cottdale Pellets für den europäischen Markt. Das

Der europäische Kraftwerkmarkt ist für nord-amerikanische Pelletproduzenten ein Wachstumsmotor. Kanada und die USA verdoppelten binnen zwei Jahren ihren Export von 0,8 Millionen Tonnen im Jahr 2008 auf 1,6 Millionen Tonnen 2010. Insbesondere die USA haben in den vergangenen zwei Jahren einen Riesensprung nach vorn gemacht. 2008 waren es 85.000 Tonnen Pellets, die die USA nach Europa exportierten. Zwei Jahre später sind es 600.000 Tonnen. Experten prognostizieren, dass der Export deutlich steigen wird.

Pellets statt Kohle verfeuern

Die Energieversorger Offenbach AG (EVO) hat in Offenbach ihr Pelletwerk in Betrieb genommen. Die EVO dürfte der erste Energieversorger in Deutschland sein, der in einem großen Heizkraftwerk Kohle durch Pellets ersetzt.

(diko) Das Pelletwerk der EVO kann 65.000 Tonnen Holzpellets im Jahr produzieren, eine Verdopplung der Kapazität sei durch einen Ausbau möglich. Die Presslinge sollen im Heizkraftwerk (HKW) der EVO bis zu 30 Prozent Steinkohle ersetzen. Das HKW hat eine thermische Leistung von 100 Megawatt. Die EVO dürfte eines der ersten Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Deutschland sein, das in einem Kohle-Kraftwerk Pellets einsetzt und damit Co-Firing betreibt. Das wird derzeit nur im Ausland betrieben. Dort aber im großen Stil. Holland, Belgien und Großbritannien verstromen schon mehrere Millionen Tonnen Holzpellets im Jahr.



Energie für eine Stadt auf Basis von Biomasse: Pellets aus dem Werk der EVO ersetzen bis zu 30 Prozent Steinkohle im Kraftwerk des Energieversorgers. Außerdem bilden sie die Grundlage für die Versorgung von 18 Nahwärmenetzen. Foto: EVO

Die Prozesswärme für die Pelletproduktion, zum Beispiel zur Trocknung der Späne, liefert ein benachbartes Vier-Megawatt-Biomasseheizkraftwerk der EVO. Das ist deswegen interessant, da dieses mit Hackschnitzeln in Gang gehalten wird, die aus einem Energiewald stammen, den die EVO anlegte und im März erstmals erntete. Diese Plananlage hat eine Fläche von einem Hektar. Gepflanzt wurden 5.000 Weiden und 5.000 Balsampappeln. Schnell wachsende Baumarten zu energetischen

Zwecken angepflanzt werden auch als Kurzumtriebplantagen (KUP) bezeichnet. In Deutschland befindet sich der Aufbau von KUP zur kommerziellen Nutzung noch ganz am Anfang. Die RWE Innogy GmbH, Bioenergietochter der RWE AG, setzt mit einem 15.000-Hektar-KUP-Programm, das sie in Deutschland und Osteuropa realisiert, einen Maßstab. Die KUP-Fläche in Deutschland wird von Experten auf etwa 3.000 Hektar geschätzt. Verbindliche Zahlen gibt es nicht.

Kein Biodiesel aus Tierfett mehr

Laut des Verbands der Deutschen Biokraftstoffindustrie (VDB) ist die Biodieselproduktion aus Abfall- und Reststoffen in Deutschland binnen eines Jahres um 75 Prozent gefallen.



Biodiesel aus Tierfett wird in Deutschland immer weniger hergestellt. Ab 2012 ist Schluss. Foto: Petrotec AG

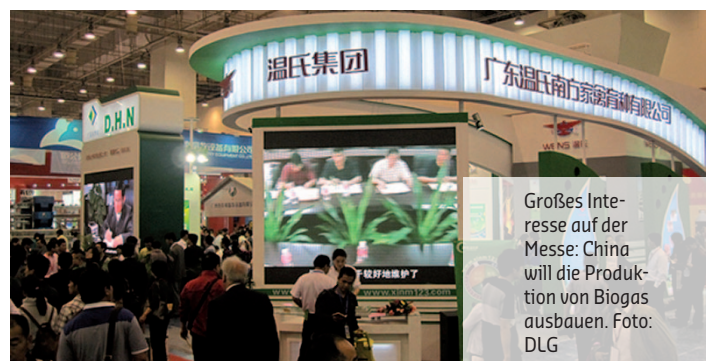
(diko) Biodiesel in Deutschland wird immer seltener aus Abfall- und Reststoffen hergestellt. Der VDB beziffert den Anteil auf fünf Prozent im Jahr 2009. 2010 sank er nach Angaben der Produzenten auf rund ein Prozent. Das Bundesumweltministerium (BMU) plant laut Medienberichten Biokraftstoffe aus Abfällen und Reststoffen zwar doppelt auf die Biokraftstoffquote (ERNEUERBARE ENERGIEN 2/2011) anzurechnen. Doch tierische Fette sollen davon ausgenommen sein. Ab 2012, heißt es, sollen tierische Fette ganz von der Biodieselproduktion ausgeschlossen sein. Doch in anderen europäischen Ländern der EU kann Biodiesel aus Abfall- und Reststoffen nicht nur ohne Einschränkung hergestellt werden, beklagt der VDB, er werde dort sogar gefördert.

Biogasmarkt China

Es soll bereits mehr als 5.000 Biogasanlagen in China geben. Die Regierung will jetzt den Bau größerer Anlagen fördern.

(diko) „Der Bedarf an moderner Technologie für den Bereich Bioenergie mit Schwerpunkt Biogas ist in China riesig“, resümiert Bernd Koch, Geschäftsführer der Deutschen Landwirtschafts-Gesellschaft (DLG) International GmbH seine Eindrücke von der Bio-Energy-Expo in Qingdao Ende Mai. Die DLG International war Mitveranstalterin der Messe. „Der Staat versucht über Finanzhilfen nun auch Großanlagen einzurichten. Der Markt boomt“, sagt Koch. Bisher handele es sich überwiegend um Kleinanlagen im bäuerlichen Besitz. Drei Tage vor der Bio-Energy-Expo trafen sich 150 Experten aus Forschung und Projektentwicklung, die Biogasanlagen planen und bauen. Sie berichteten untereinander von der Marktsituation in China,

erörterten ihre Erfahrungen mit internationalen Biomethanprojekten und diskutierten Fragen von Umsetzungen in der Volksrepublik.



Großes Interesse auf der Messe: China will die Produktion von Biogas ausbauen. Foto: DLG

Das neue Wärmegesetz birgt Chancen

Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) hat keine Pflicht für den Wohnbestand gebracht. Eine verpasste Chance? Die öffentliche Hand, die jetzt verpflichtet ist erneuerbare Wärme einzusetzen, kann als Multiplikator wirken.



Anfeuern mit Rammel. Der grüne nordrhein-westfälische Umweltminister Johannes Remmel (Bildmitte) nimmt Ende 2010 einen Pelletkessel in der gläsernen Heizzentrale der Gemeinde Saerbeck in Betrieb. Sein Vorgänger Eckhard Uhlenberg (CDU) hatte die indirekt noch mit auf den Weg gebracht, indem er Saerbeck als Klimakommune NRW 2009 auszeichnete. Foto: Gemeinde Saerbeck

Lange bevor es ein Wärmegesetz auf Bundesebene gab, nämlich im Juli 2008, beschloss die Gemeinde Saerbeck im Münsterland, bei der Wärmeversorgung einiger öffentlicher Gebäude auf Holzpellets zu setzen. Diese Maßnahme war Bestandteil des Integrierten Klimaschutz- und Klimaanpassungskonzeptes (IKKK), das der Gemeinderat beschloss und mit dem die Gemeinde danach bundesweit Furore machte, wiewohl sie darauf eigentlich gar nicht abzielte. Über 150 Projekte hat sich die Gemeinde bis zum Jahr 2030 vorgenommen, um energieautark zu sein, sich rein rechnerisch mit Energie aus der Umgebung selbst zu versorgen. Die Kommune wurde dafür zur Klimakommune NRW 2009 ernannt, was ihr nebenbei eine Förderung von 1,1 Millionen Euro einbrachte, außerdem erhielt sie den Deutschen Solarpreis 2009.

Vorbild für die Bürger

Unter diesen 150 Projekten finden sich eben auch zwei Holzpelletskessel. Sie sollten in einer gläsernen Heizzentrale eingerichtet werden, so die Vision der Planer und Macher, also zeigen, wie die Wärme aus Pellets statt aus Erdgas erzeugt wird. Sie wird über ein Nahwärmenetz an ein Schul- und Sportzentrum sowie einen Kindergarten verteilt. Im Dezember 2010 wurde dieses Leitprojekt in Betrieb genommen. Und in der Tat ist für Interessierte sichtbar nun hinter einer Glasscheibe in der Fassade des Gesamtschulzentrums zu sehen, wie das Nahwärmenetz auf Basis von Holzpellets seine Arbeit tut.

Parallel gab die Gemeinde die jährlichen Einspareffekte bekannt, die durch den Einsatz von Holzpellets im Vergleich zum zuvor verwendeten

Erdgas erzielt werden. Absolut spart die Gemeinde jährlich 50.000 Euro Brennstoffkosten ein. Relativ zur Vorgängerheizung auf Basis von Erdgas werden die Heizkosten fast halbiert. Das könnte dem ein oder anderen zu denken geben und den Entschluss reifen lassen, es der Gemeinde im Eigenheim gleichzutun.

Was das EEWärmeG bringt und was nicht

Das EEWärmeG ist seit 1. Januar 2009 in Kraft. Es verpflichtet Bauherren zu einem Mindestanteil erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung ihres Gebäudes. Die Wahl ist relativ frei. Es kann unter den Technologien Solarthermie, Holzheizungen, Erdwärme oder Biogas ausgewählt werden. Die Erfüllungsquoten für die Anteile erneuerbarer Wärme an der Gesamtwärmeversorgung des Gebäudes, die das Gesetz bei Einsatz der verschiedenen regenerativen Erzeugungstechnologien vorschreibt, sind aber unterschiedlich hoch. Wer Solarthermie wählt, muss die Quote 15 Prozent erfüllen. Beim Einsatz einer Holzheizung sind es 50 Prozent.

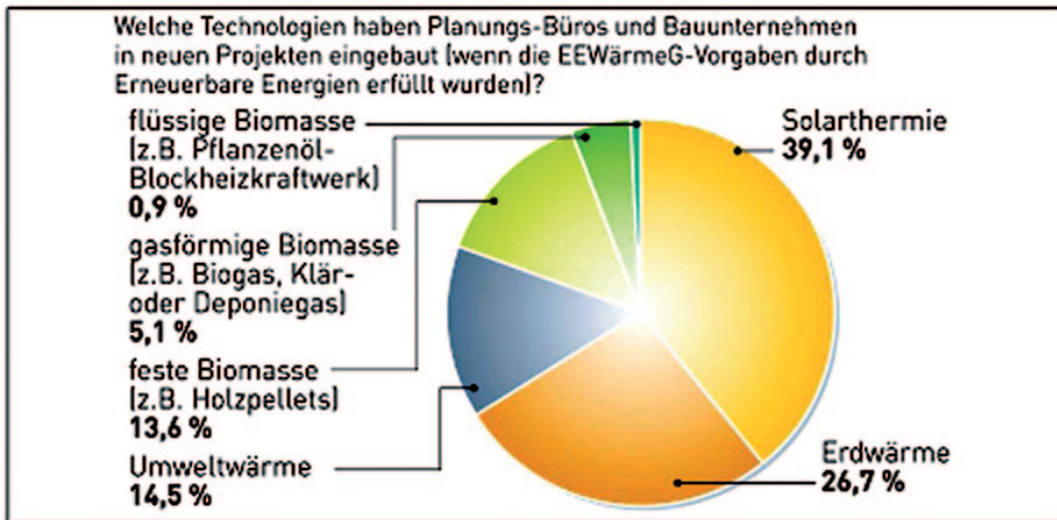
Überwiegend wird Solarthermie zur Pflichterfüllung eingesetzt, wie eine Befragung der Agentur für Erneuerbare Energien im Dezember 2009 unter 500 Architektur- und Ingenieurbüros, Bauunternehmen und Bauträgern ergab. Der Anteil von Solarthermie liegt bei rund 40 Prozent. Der von fester Biomasse bei knapp 14 Prozent.

Der Industrieverband Haus-, Heiz- und Küchentechnik (HKI) kritisiert, dass Biomasse bei der Erfüllung des Wärmepflichtanteils nach EEWärmeG diskriminiert wird (ERNEUERBARE ENERGIEN 4/2011). Er fordert, den Prozentsatz für Holzheizungen auf die 15 Prozent zu senken, die für Solarwärme gelten. Die Quoten sind in der Novelle unverändert geblieben.



Gläserne Heizzentrale im Bau: Im Erdgeschoss des Schulzentrums in Saerbeck entsteht für alle Bürger sichtbar die neue Heizzentrale auf Basis von Holzpellets, die über ein Nahwärmenetz ein Schul- und Sportzentrum und einen Kindergarten versorgt. Die Heizkosten werden fast halbiert. Foto: Gemeinde Saerbeck

Erneuerbare-Wärme-Technik im Neubau 2009



Quelle: TNS Emnid-Umfrage Dezember 2009

Das Statistische Bundesamt gibt die Neubaulistung an Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland für das Jahr 2009 mit 108.791 Einheiten an. Der Wohngebäudebestand beträgt rund 18 Millionen. Die Wärmebranche sagt, dass das Gesetz das Potenzial für erneuerbare Energien nicht einmal im Ansatz erfasst, solange die Bestandsgebäude vom EEWärmeG ausgenommen bleiben. Es würde mehr Markt für erneuerbare Energien geschaffen durch einen gesetzlichen Zwang. Doch die Frage ist, ob Zwang zu Akzeptanz führt.

Akzeptanz eines Gesetzes

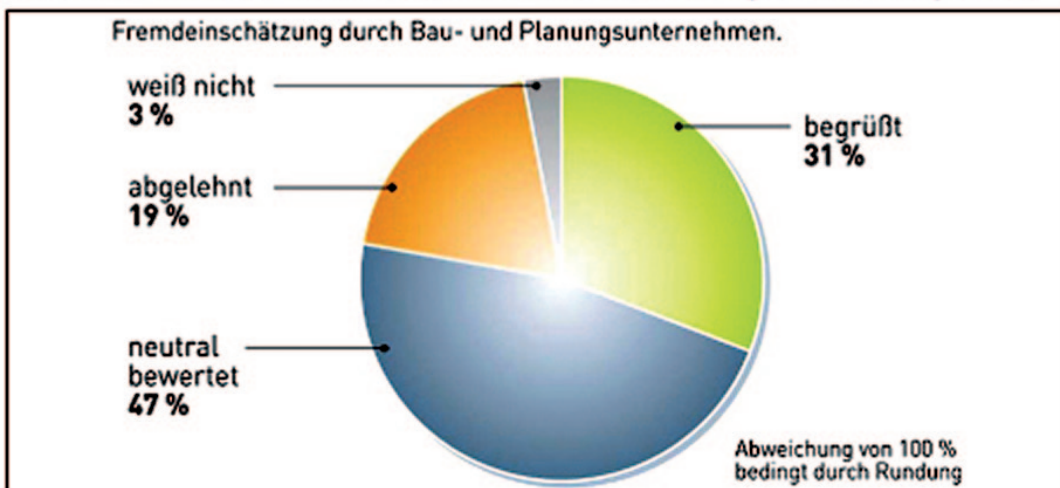
Auf die Frage der Agentur für Erneuerbare Energien vom Dezember 2009, wie Bauherren das EEWärmeG beurteilen, haben nur ein Fünftel der Antwortenden die Nutzungspflicht abgelehnt. Es ist eine Frage der Perspektive. Die Grafik lässt sich auch

so lesen, dass nur 31 Prozent der Bauherren das EEWärmeG gut heißen. Mehr Akzeptanz könnte besser durch überzeugende Vorbilder erreicht werden. Die sind jetzt in der Pflicht.

Öffentlicher Bestand ist jetzt einbezogen

Es hilft aber auch ein Blick nach Brüssel: Über das Europarechtsanpassungsgesetz wurde das EEWärmeG an die EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien angepasst. Das modifizierte EEWärmeG trat am 1. Mai in Kraft. Zwar klammert das neue EEWärmeG den Wohngebäudebestand aus. Doch es ermächtigt die Länder über Paragraph 3 (4), dass sie eigene Wärmegesetze aufstellen können, um über diese auch Wohngebäude in die Nutzungspflicht für erneuerbare Energien einzubeziehen. Die Novelle verpflichtet Kommunen und die öffentliche Hand, bei Gebäudesanierungen einen Teil des Wärme-

Wie beurteilen Bauherren das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz?



Quelle: TNS Emnid-Umfrage Dezember 2009

oder Kältebedarfs über erneuerbare Energien zu decken. Auch für gemietete Gebäude gilt die Nutzungspflicht.

Wenn Kommunen und Private profitieren

Die Pflicht, die jetzt den Kommunen und der öffentlichen Hand auferlegt wurde, könnte zu einer Freiwilligkeit aufgrund von Überzeugung führen, die ein Gesetz niemals bringt. Ein Beispiel liefert Saerbeck: Gelingen könnte es durch überzeugende Betriebskostenzahlen, die zeigen, dass es sich lohnt, in erneuerbare Energien zu investieren – und über-

haupt: Dass eine Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien funktioniert.

Für die chronisch finanzklammen Kommunen indes, denen jetzt das EEWärmeG im Sanierungsfall wie eine Zumutung erscheint, mag Saerbeck eine Hilfe sein, den Blick zu weiten. Denn Investitionskosten sind nicht entscheidend, sondern die Betriebskosten, die über die Jahre ein Vielfaches der Investitionskosten ausmachen. Was jeder Kämmerer und jeder vernünftige Lokalpolitiker eigentlich auch weiß.

(Dittmar Koop)

BIOENERGIE Fachaufsatz:

Biomethan für die Energiewende

Die Energiewende ist nur in Kombination einer Energieerzeugung aus Solar, Wind und Biogas möglich. Überschüssig dezentral erzeugte Energie aus Biomasse wird als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist und zur Spitzenversorgung eingesetzt, wobei die Biogastechnologie noch verbesserbar ist.



Biogas in Form von Biomethan dient in dezentralen Energiesystemen als Regelenergie für unsteady anfallenden Strom aus Wind und Solar. Die Biomethanproduktion kann dabei verbessert werden, wie Ergebnisse im Forschungszentrum Wittenberg der Firma DGE zeigen. Foto: DGE GmbH

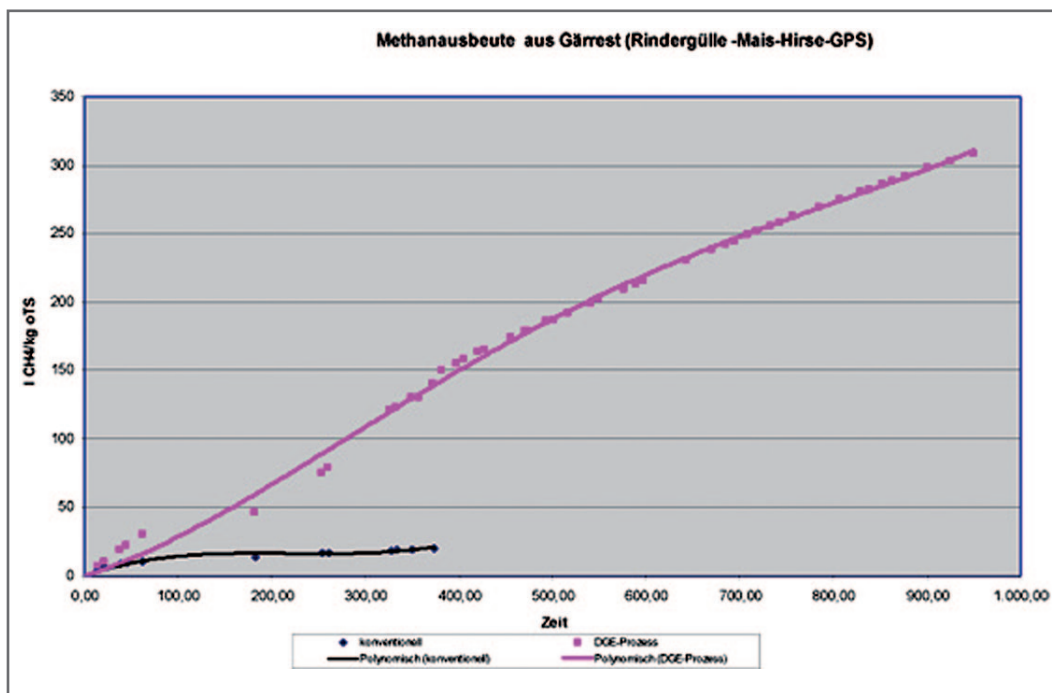
Die dezentrale Energieversorgung von Gemeinden kann beim heutigen Stand der Technik ohne Energieversorgung von außen gelingen. Problematisch ist aber die Beherrschung der notwendigen Regelleistungen für den Strom- und Erdgasbedarf. Zu Tag und zu Nacht sowie sommers und winters ist dieser sehr verschieden. Abweichungen im Bereich von eins zu 100 sind hier durchaus an der Tagesordnung. Erschwerend kommt die unsteady Stromerzeugung durch Wind und Solar hinzu. Da der Stromverbrauch in der Nacht geringer ist als tagsüber, kann die Fluktuation von Solarstrom immerhin leichter kompensiert werden als jene von Windstrom.

Biogas ist hier in Form von Biomethan die Ausgleichslösung. Dazu ein Beispiel: Eine Gemeinde mit 2.000 Einwohnern hat einen jährlichen Energiebedarf an Erdgas von 20,4 Millionen Kilowattstunden, also 1,85 Millionen Normkubikmeter Erdgas pro Jahr und einen Strombedarf von 3,4 Millionen Kilowattstunden. Der Strombedarf wird als Grundlast über Wind- und Solarenergie abgesichert. Das können zwei Windräder und eine beliebige Anordnung von Solartechnik übernehmen.

Bei Windstille und nachts funktioniert das aber nicht. Also muss Zusatzenergie eingespeist werden. Das kann eine überregionale Versorgung sein. Oder die Einschaltung oder Umschaltung einer dezentralen Energieversorgung. Die besitzt erhebliche Vorteile. Denn regionale Schwankungen werden dann nicht auf eine große Energieversorgungseinheit verteilt. Die ist oft zu träge. Hier greift Biogas.

BHKW auf Basis von Biomethan als Spitzenkraftwerk

Der mittlere Stromverbrauch von 3,4 Millionen Kilowattstunden pro Jahr entspricht einer Grundlast von 395 Kilowattstunden. Die kann nun sehr einfach von einem dezentralen Blockheizkraftwerk (BHKW) vor Ort für einen beliebigen Zeitraum aufgebracht werden. Das BHKW wird mit Biomethan betrieben und nur zum Ausgleich der erforderlichen Regelleistung in Betrieb gesetzt. Darüber hinaus produziertes Biomethan wird ins Erdgasnetz eingespeist. Es ist technisch heute nicht mehr zu verantworten, dass aus Biogas oder Biomethan Strom ausschließlich für die Abdeckung der Grundlast



produziert wird. Hier sind intelligentere Systeme des Zusammenwirkens alternativer Energien nötig.

Der praktisch vorhandene unendlich große Erdgasspeicher ermöglicht hier völlig neue Dimensionen einer wirtschaftlich abgestimmten Versorgung mit alternativer Energie. Doch das kann nur realisiert werden, wenn alle Bereiche der Erzeugung alternativer Energie zusammenarbeiten. Ein System allein wird die Herausforderungen nicht annähernd bewältigen.

Wenn wir die Herausforderungen richtig und langfristig belastbar angehen wollen, dann sollten pro Kilowattstunde, die aus Wind und Solar erzeugt werden, mindestens zwei Kilowattstunden an Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dann wird der Verbund alternativer Energie zu einem wirtschaftlich tragfähigen Versorgungssystem.

Die Gemeinden warten auf technische Lösungen. Das Kapital für die Umsetzung ist vorhanden. Die Spareinlagen der Bürger sind hoch wie nie. Bürgermodelle, mit denen diese über Ihre Energieversorgung selbst entscheiden und darin investieren, sind überfällig. Die Technik ist vorhanden. Das Potential dezentral abgestimmter Energieerzeugung ist viel größer als bisher angenommen.

Ein Nadelöhr für solche Versorgungssysteme indes kann das Fehlen örtlicher Gasnetze oder zentraler Gasnetze sein. Doch auch dann sind autarke Netz- und Speichervarianten für Bioerdgas möglich und wirtschaftlich gestaltbar.

Mit der rasanten technischen Entwicklung bei Solar, Windkraft und bei Biogas sowie Biomethan sind Versorgungssysteme überall realisierbar. Dem stehen praktisch nur die unterschiedlichen wirtschaftlichen Interessenlagen der Stromversorger, der Versorger mit Importerdgas und der kommu-

nalen Bedürfnisse gegenüber. Erneuerbare Energien aber gewinnen für alle Parteien an Attraktivität, wenn sie günstiger werden.

Steigerungsraten bei der Effizienz um bis zu 100 Prozent möglich

Einen Beitrag dazu kann auch Biogas leisten. Die neuen BCM-Techniken für die Erzeugung von Biogas wären ein wesentlicher Schritt dazu (BCM steht für B=Biogas, C=C0₂, M=Methan). Die derzeit verwendete Anlagentechnik basiert im Wesentlichen auf dem Stand der Veröffentlichungen des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) aus dem Jahr 1980 und ist völlig überaltert.

Welches Entwicklungspotenzial die Verfahrenstechnik von Biogasanlagen noch birgt, zeigen Untersuchungsergebnisse anschaulich. Die folgenden Zahlen sind Ergebnis einer dreijährigen Forschungsarbeit im BCM-Biogasentwicklungszentrum der DGE GmbH in Lutherstadt-Wittenberg. Die Untersuchung zeigt, dass allein durch eine Verfahrensumstellung bei der Biogaserzeugung die Biogasausbeute bei Mais- oder Pflanzensilage um bis zu 50 Prozent und bei Gülle zu über 100 Prozent gesteigert werden kann. Der Gärrest einer konventionellen Biogasanlage auf Basis von Rindergülle und Cosubstrat besitzt noch so viel Restgärpotential, was einer Steigerung der Methanproduktion von fast 50 Prozent entspricht. Das Restgärpotential von Biogasanlagen, die nur mit Gülle allein betrieben werden, liegt sogar 100 Prozent über der derzeitigen Nutzung.

Durch eine neue Verfahrensstufe BCM-Amino wird während des Gärprozesses der sich bildende und die Biologie stark hemmende Ammoniak

abgeschieden und als Dünger bereitgestellt. Zusätzlich wird das Grundwasser entlastet. Die Verfahrensstufe eliminiert die Gärrestpotentiale. Sie werden bereits beim normalen Biogasprozess mit erschlossen. Auch bei Abfallanlagen auf Basis von Grünschnitt und Hausmüll gibt es Reserven von deutlich über 20 Prozent.

Durch die Aufspaltung des Biogasprozesses in eine Hydroferm- und eine Methanofermstufe wird der Prozess der Biogasbildung fast um den Faktor Zwei beschleunigt – und Biogasanlagen können wirtschaftlicher gebaut werden. In der Hydrofermstufe werden bereits mit dem Schwachgas nahezu der gesamte Schwefelwasserstoff und das Ammoniak abgeschieden und gezielt gereinigt. Geruchsprobleme sind dauerhaft beseitigt, so dass so eine

Anlage sogar in der Stadt stehen kann. Das in der Methanofermstufe erzeugte Biogas hat einen Methangehalt von 70 Volumenprozent. Üblich bisher sind 50 Volumenprozent. Die Verfahrensstufen Entschwefelung und Biogasaufbereitung zu Biomethan können damit nur halb so groß als bisher ausfallen – was nicht zuletzt Betriebskosten spart.

Fazit: Das Potential dezentral abgestimmter Energieerzeugung ist viel größer als bisher wahrgenommen wird. Das gilt selbstverständlich auch fürs Ausland.

Dr.-Ing. Lothar Günther
Geschäftsführer
DGE GmbH
www.dge-wittenberg.de

AKTUELLE RECHTSSPRECHUNG



Windparks und Netze, kostspielige Beziehung? Foto: Jürgen Effner/Fotolia.

Kosten für Blindstromnutzung Bundesgerichtshof, Urteil vom 6. April 2011 – VIII ZR 31/09

Es ist in der Praxis nicht ungewöhnlich, dass Netzbetreiber von Betreibern von Anlagen erneuerbarer Energien sogenannte Blindstromentgelte fordern. Die Blindstromerzeugung der Anlagen belastet das Netz und schränkt seine Nutzbarkeit ein. Ob und inwieweit die Forderung solcher Entgelte rechtmäßig ist, war lange Zeit umstritten. Es geht hier gerade bei großen Windparks mit langen Netzanschlussleitungen auch wirtschaftlich um erhebliche Summen.

Der Bundesgerichtshof hat aktuell entschieden, dass jedenfalls dann, wenn Anlagen- und Netzbetreiber sich über die Zahlung von Blindstromentgel-

ten geeinigt haben, eine solche Regelung wirksam ist. Der Bundesgerichtshof geht davon aus, dass eine Zahlungsverpflichtung in einem Formularvertrag als allgemeine Geschäftsbedingung nicht unwirksam ist, weil sie den Anlagenbetreiber nicht unzulässig benachteiligt. Gleichzeitig geht das Gericht davon aus, dass das Blindstromentgelt auch keine Auswirkung auf die vorgeschriebene Mindestvergütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hat. Vielmehr ist, wenn sich die Vertragsparteien einigen, der Anlagenbetreiber verpflichtet, entsprechende Zahlungen zu leisten.

Die Entscheidung zeigt mit dringender Deutlichkeit, dass bei Abschluss eines Vertrages mit dem Netzbetreiber über Netzanschluss oder Netznutzung jedenfalls sichergestellt sein sollte, dass Regelungen gefunden werden, die dem Anlagenbetreiber keine Rechte und Pflichten auferlegen, die über das EEG hinausgehen.

Richtiger Netzverknüpfungspunkt Oberlandesgericht Hamm, Urteil vom 3. Mai 2011 – 21 U 94/10

Die Wahl des richtigen Netzverknüpfungspunktes ist für die Kosten des Netzanschlusses einer Erneuerbare-Energien-Anlage von entscheidender Bedeutung. Je länger die Leitungen zur Anbindung an das Netz, umso höher die Kosten

für den Anlagenbetreiber. Insoweit spielt es eine Rolle, wie der Verknüpfungspunkt gewählt wird.

In dem vom Oberlandesgericht Hamm entschiedenen Fall stritten sich Anlagen- und Netzbetreiber um die zusätzlichen Kosten von rund 190.000 Euro die zusätzlich für eine Netzanbindung entstanden waren, die vom Netzbetreiber gewünscht wurde. Dieser hatte argumentiert, dass in seinem eigenen Netz ein wirtschaftlich und technisch günstiger Netzverknüpfungspunkt vorläge, der für eine Anbindung der Anlage zur Verfügung stünde. Demgegenüber beharrte der Anlagenbetreiber darauf, dass für die Wahl des Netzverknüpfungspunktes die kürzeste Entfernung zwischen Anlage und Netz entscheidend sei, auf die auch das Gesetz jedenfalls grundsätzlich abstellt. Das Urteil verpflichtete den Netzbetreiber zur Zahlung. Das Gericht begründete dieses Ergebnis mit dem Wortlaut des insoweit entscheidenden Paragraphen 5, Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), der nur die Möglichkeit vorsieht, einen anderen Netzanschlusspunkt im Hinblick auf ein anderes Netz zu wählen. Die noch zum EEG 2004 vertretene Auffassung, dass auch das gleiche Netz insoweit gemeint sei, kann im Hinblick auf die Systematik des neuen EEG nicht angenommen werden.

Mit dieser Frage wird sich wahrscheinlich abschließend der Bundesgerichtshof befassen müssen. Es zeigt sich jedoch immer mehr, dass das EEG 2009 den Anlagenbetreibern Möglichkeiten bietet, Netzanschlusskosten zu ersparen.

Zulässigkeit von Hallen als Träger von Photovoltaikanlagen

Verwaltungsgericht Würzburg, Urteil vom 24. März 2011 – W 5 K 10.1117

Bei der Vergütungsfähigkeit von Photovoltaikanlagen ist es oftmals entscheidend, ob diese als Freiflächenanlagen oder als Gebäudeanlagen errichtet werden. Die hier besprochene Entscheidung befasst sich jedoch nicht mit der Vergütung der Anlagen, sondern bereits mit der blauplanungsrechtlichen Zulässigkeit nicht der Anlagen selbst, sondern der sie tragenden Gebäude. Gegenstand des Rechtsstreits war eine Verfügung des Landratsamts, die einen Landwirt verpflichtet hatte, insgesamt sechs Pultdachhallen mit einer Grundfläche von jeweils 98 Quadratmetern zu beseitigen. Diese waren im Außenbereich errichtet und gestaffelt aufgestellt und genau nach Süden hin ausgerichtet. Sie dienten jeweils als Träger von Photovoltaikmodulen.

Neben verfahrensrechtlichen Problemen ging das Gericht davon aus, dass die Hallen nicht genehmigungsfähig waren. Das Gericht begründete dies damit, dass eine Privilegierung als landwirtschaftliche Nutzung nicht angenommen werden

könne, denn die Hallen dienten nicht der landwirtschaftlichen Nutzung, sondern waren ersichtlich nur darauf ausgerichtet, Träger von Photovoltaikanlagen zu sein. Die Photovoltaiknutzung sei allerdings im Außenbereich nicht privilegiert zulässig. Die Hallen seien somit nicht Bestandteil des vorliegenden landwirtschaftlichen Betriebes.

Auch eine Zulassung als sonstiges Vorhaben käme nicht in Betracht, denn der Flächennutzungsplan der Standortgemeinde weise für den Standort Flächen für die Landwirtschaft aus – das Vorhaben entspräche aber gerade nicht diesen Vorgaben, denn es diene nicht der Landwirtschaft, sondern der Photovoltaiknutzung. Insoweit waren die Hallen aus Sicht des Verwaltungsgerichts nicht genehmigungsfähig.

Es stinkt?

Verwaltungsgericht Schleswig,
Urteil vom 4. April 2011 – 6 A 60/10

Dass es zu Nachbarrechtsbehelfen gegen die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen kommt, ist nicht selten. Seltener ist jedoch, dass diese Nachbarklagen erfolgreich sind. Vorliegend hat das Verwaltungsgericht Schleswig eine Genehmigung für eine Biogasanlage aufgehoben, weil die betroffene Nachbarin sich unzulässigen Geruchsmissionen ausgesetzt sah. Die nach dem Genehmigungsverfahren festgestellte Geruchstundenhäufigkeit von 0,2, ein Wahrscheinlichkeitswert dafür, dass Geruch wahrnehmbar wird, sah das Gericht als unzulässig an. Es stellte wesentlich darauf ab, dass die Erzeugung von Biogas aus Biomasse über die typischen landwirtschaftlichen Geruchsbelästigungen hinausginge, insbesondere, wenn im vorliegenden Fall die Erträge des Futteranbaus von 200 Hektar Fläche verwendet würden. In einem solchen Fall sei nur die relative Geruchstundenhäufigkeit von 0,15 hinzunehmen. Dies entspräche auch der Regelfallbeurteilung der entsprechenden Verwaltungsvorschrift für die Beurteilung der Geruchsmissionen.

Das Gericht betont zwar, dass es sich um eine Einzelfallentscheidung handle. Es ist jedoch abzusehen, dass diese Entscheidung auch Auswirkungen auf die Genehmigungspraxis von Biogasanlagen haben wird. Es ist heute jedenfalls unüblich, den Bewohnern des Außenbereichs einen so hohen Schutzanspruch zu gewähren, wie dies das Verwaltungsgericht getan hat.

Dr. Andreas Hinsch
Blanke Meier Evers
Rechtsanwälte in Partnerschaft
www.bme-law.de

IMPRESSUM

Impressum für *ERNEUERBARE ENERGIEN*

Herausgeber:

SunMedia Verlags GmbH
Hans-Böckler-Allee 7
30173 Hannover
Tel: 0511 / 8550-2560,
Fax: 0511 / 8550-2500
ISSN 1436-8773

www.erneuerbareenergien.de

Handelsregistereintrag:

Amtsgericht Hannover HRB 56746
Umsatzsteuer-Identifikationsnummer:
DE 191460944

Vertreten durch:

Geschäftsführung: Klaus Krause

Verantwortlich für den Inhalt nach § 55 Abs. 2 RStV

Karsten Schäfer (V.i.S.d.P.)

Redaktion

Karsten Schäfer (Chefredakteur)
schaefer@erneuerbareenergien.de
Telefax +49 511 8550-2500

Denny Gille

gille@erneuerbareenergien.de
Telefon +49 511 8550-2559
Telefax +49 511 8550-2500

Tilman Weber (CvD)

weber@erneuerbareenergien.de
Telefon +49 511 8550-2564
Telefax +49 511 8550-2500

Heike Klar (Redaktionsassistentin)

klar@erneuerbareenergien.de
Telefon +49 511 8550-2633
Telefax +49 511 8550-2500

Mitarbeit

Heiko Schwarzburger
schwarzburger@erneuerbareenergien.de
Telefon +49 30 4487381

Dittmar Koop

koop@erneuerbareenergien.de
Telefon +49 5731 1865009

Andreas Haude

haude@erneuerbareenergien.de
Telefon +49 511 8550-2565

Sven Ullrich

ullrich@erneuerbareenergien.de

Die Vervielfältigung des Inhalts ist nur nach ausdrücklicher und schriftlicher Genehmigung der Redaktion (mit Quellangabe) gestattet.

Ansprechpartner Redaktion:

Online Koordination
Cornelia Hanne
hanne@schluetersche.de
Telefon +49 511 8550-2452

Anzeigenverkauf

Patrick Krumbach (Leitung)
krumbach@sunmediaverlag.de
Telefon +49 511 8550-2520

Sven Kammann

kammann@sunmediaverlag.de
Telefon +49 511 8550-2562

Vertrieb:

Christian Engelmann
Telefon +49 0511 8550-2424
vertrieb@schluetersche.de

Der Premium-Newsletter erscheint im 14-tägigen Wechsel mit dem Monatsmagazin *ERNEUERBARE ENERGIEN*.

Abonnenten (Jahresabo Inland 113,-€, Studenten 80,-€, Ausland 143,-€) erhalten ihn im Wechsel mit dem Monatsmagazin *ERNEUERBARE ENERGIEN*.

Newsletter kündigen:

Falls Sie zukünftig keinen erneuerbareenergien.de-Newsletter beziehen wollen, können Sie den Newsletter unter vertrieb@schluetersche.de abbestellen.
