

Das Vorhaben der Deutschen Landwirtschaftsgesellschaft (DLG) klingt sehr speziell: Die Organisation will untersuchen, ob und wie stark sich tierische Ammoniakdämpfe, wie sie etwa in Schweinemastbetrieben auftreten, in Gläser und Anschlüsse von PV-Anlagen fressen. Noch werde diese Frage in den international genormten Testverfahren nicht betrachtet, sagt Winfried Gramatte, im DLG-Prüflabor zuständig für erneuerbare Energien. Dabei gebe es Hinweise, dass Module durch Geruchs- und Ammoniakemissionen schneller altern.

Seine Gesellschaft hat kürzlich 220 000 € in einen neuen Versuchsstand investiert, auf dem Module in einer Ammoniakatmosphäre schnellen Temperatur- und Klimaschwankungen ausgesetzt werden. So wollen die DLG-Prüfer den Alterungsprozess, die sogenannte Degradation, bei landwirtschaftlichen Lichtsammlern simulieren. Ende 2008 soll das Projekt starten, das Know-how wolle man den Prüfinstituten und PV-Herstellern anbieten, erklärt Gramatte das Ziel.

Ätzende Schweinegase

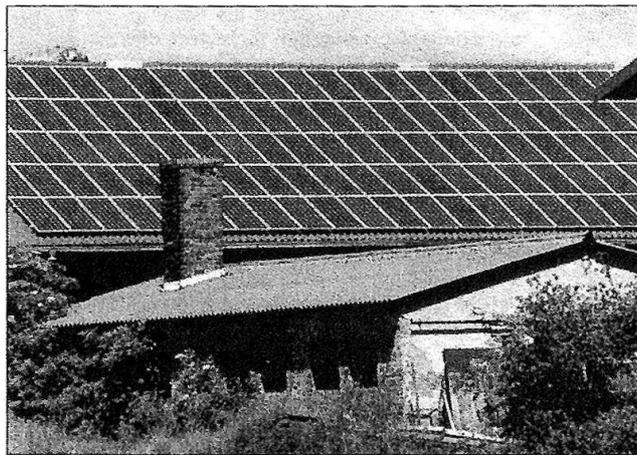
Die Solarbranche zeigt an dem Projekt bislang wenig Interesse: Es gebe keine konkreten Fälle von Ammoniakkorrosion, heißt es auf Anfrage bei Unternehmen und Maschinenring, über die viele Landwirte ihre Solaranlagen beziehen.

Doch es könnte ein Bauernaufstand ausbrechen, wenn die ersten Landkraftwerke in die Jahre kommen. Allein in den vergangenen vier Jahren installierten die Agrarier nach Expertenschätzungen hierzulande über 1 500 MW Solarstromleistung – weit mehr als jede andere Kundengruppe. Selbst wenn nur ein Bruchteil dieser Anlagen auffällig wird, drohen der Solarbranche enorme Regressforderungen und ein erheblicher Akzeptanzverlust.

Das Thema vorzeitige Modulalterung dürfte die Solarbranche künftig noch aus anderen Gründen beschäftigen. So steigt die Nachfrage nach Dünnschicht-solaranlagen derzeit stark, da sie weniger kosten als konventionelle Siliziummodule. Ob die neue Technik aber auch nach Jahren noch volle Leistung bringt, ist ungewiss. Die Leistungsversprechen der Hersteller basierten weniger auf Wissen als vielmehr auf Schätzungen, warnen Experten. „Wir haben das physikalische Verhalten der

Vorzeitige Altersschwäche

Solaranlagen sollen möglichst lang konstant Strom erzeugen. Zurzeit kommen Qualität und deren Sicherung aber zu kurz.



Für die meisten Module wird eine Nennleistung von mindestens 80 % nach 20 Jahren versprochen.

FOTOS: SABINE RÜBENSAAT (2), BSW-SOLAR/ALEO

Dünnschicht noch nicht ganz verstanden“, sagt Dieter Geyer, Leiter des Testzentrums für solare Dünnschicht-Module im Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Stuttgart.

Das größte Problem ist wohl, dass die Silizium- und Solarhersteller in Zeiten von hoher Nachfrage und Massenproduktion offensichtlich wenig Wert auf Qualität und Qualitätssicherung legen. Hersteller von sogenannten Wafern, den Zellenrohlingen, klagen über unreines Silizium, Zellenproduzenten über schlechte Wafer, Modulbauer

über fehlerhafte Zellen – und viele Betreiber werden sich möglicherweise bald über vorzeitig alternde Module und Mindererträge beschweren. Die Vorwürfe von Brancheninsidern wiegen schwer: Für viele Hersteller zählten Qualitätsstandards in Boomzeiten nichts mehr, manchmal würden minderwertige Bauteile sogar wesentlich durch die Produktion gewunken, um Prozesse in Gang und Kosten gering zu halten. Die Kritik richtet sich dabei nicht nur gegen Billiganbieter aus Fernost, sondern auch gegen Branchengrößen in Europa, Japan und den USA.

Jeder zehnte Wafer ist kaputt

Solarhersteller Sunways zum Beispiel hat seit einiger Zeit Probleme mit der Qualität der Wafer, die ihm geliefert werden. „Vor fünf Jahren hatten wir so gut wie keinen Ausschuss, heute kommt es vor, dass wir zehn Prozent aussortieren müssen“, sagt Vorstandschef Roland Burkhardt. Die Ursache liege bei den Ingotherstellern, die in Zeiten der Rohstoffknappheit und hohen Fertigungsdrucks nicht ausschließlich hochwertiges Silizium verwendeten, sondern oft unterschiedliche Qualitäten vermischten. Produktionsergebnis seien dann niederohmi-

ge Wafer, die stärker degradieren als gute, hochohmige Ware.

Um Kunden nicht zu verärgern, geht Sunways bei den Leistungswerten seiner Module daher auf Nummer sicher: Vor deren Auslieferung würden ihre Wirkungsgrade ermittelt und um einige Prozent nach unten korrigiert, sagt Burkhardt.

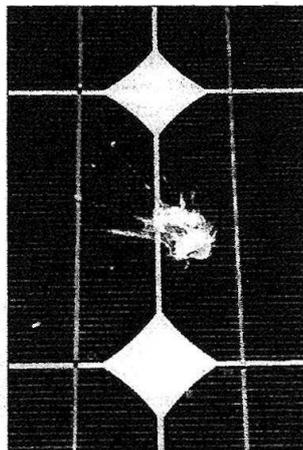
Am Ende der solaren Wertschöpfungskette gibt es ebenfalls Grund zur Klage: Der Dresdner Modulbauer Solarwatt wurde zuletzt häufiger mit mangelhaften sogenannten Ethylenvinylacetat (EVA)-Folien zur Zelleinbettung beliefert. „Wir machen zwar präzise Vorgaben, was wir brauchen, aber manchmal passt die gelieferte Ware nicht zu unserem technologischen Prozess“, erklärt Dietmar Jakob, Vertriebsleiter für den deutschsprachigen Raum.

Bei den hohen internationalen Prüfanforderungen ist es nur schwer verständlich, dass es minderwertige Module bis auf die Dächer schaffen: Sie sollen mindestens 25 Jahre lang halten – entsprechend hart sind die Alterungstests. Als besonders hohe Hürde gilt der Feuchte-Hitze-Test, bei dem Module über einen Monat lang 85 % Luftfeuchtigkeit und 85 °C Hitze ausgesetzt werden. Verliert ein Panel dadurch mehr als fünf Prozent Leistung, fällt es durch. Besteht es, folgt der Stresstest mit 200 Temperaturzyklen. Zwischen den Testläufen werden die Panels Sicht-, Leistungs- und Isolationsprüfungen unterzogen. Nur Module, die alle Prozeduren schadlos überstehen, erhalten ein Zertifikat.

Dennoch werden nicht durchweg langlebige Premiumprodukte verkauft. So vergehen etwa bei der Tiv Deutschland Group zwischen Basiszertifizierung und dem sogenannten Reaudit, der Modulnachprüfung, drei Jahre. In dieser Zeit können sich die Leistungswerte eines Modultyps deutlich verschlechtern, etwa wenn vermehrt Zellen aus unreinem Silizium verarbeitet werden. Nicht alle Hersteller, so wird verbreitet, rechnen die Modulwirkungsgrade dann runter und berücksichtigen den Degradationseffekt stärker.

Weit weg von der Realität

Außerdem können die gängigen Tests die realen „Lebensbedingungen“ der Module unter der Sonne nicht genau simulieren. So kann es sein, dass ein Modul auf dem Prüfstand Top-Leistung bringt, aber in freier Wildbahn schwächelt. „Obwohl wir in den letzten Jahren viel über



Dreck, der sich in das Glas frisst und zu dessen Ermattung führt, hat Leistungsverluste zur Folge.

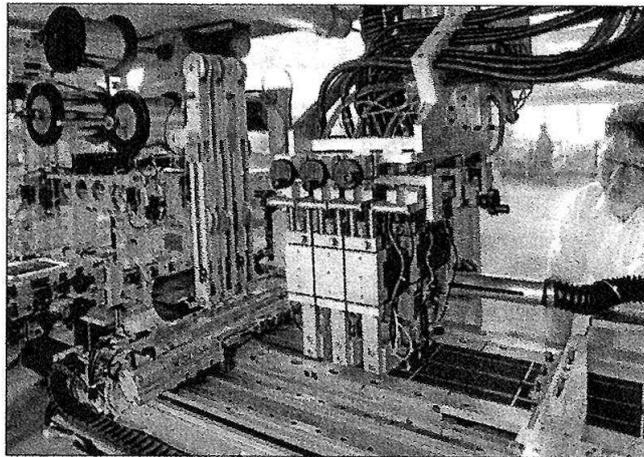
Degradation gelernt haben, ist es schwer vorhersagbar, wie schnell ein Modul altert“, resümiert Jörg Eylert, Leiter des TÜV-Prüflabors Photovoltaik. Immerhin sind den Testern die wesentlichen Ursachen für Leistungsverluste bekannt: Ablagerungen und Fremdschichten wie Staub und Dreck, die sich in das Glas fressen und zu dessen Ermattung führen können, sowie physikalische Effekte in der Zelle wie zum Beispiel irreversible Rekombinationsvorgänge, also das gegenseitige Auslösen der Ladungsträger, die dadurch für die Solarstromerzeugung verloren gehen.

Wegen der Lücken in der Altersforschung haben sich Wissenschaftler und Unternehmen auf eine einfache Sprachregelung verständigt: Bei kristallinen Siliziummodulen wird heute allgemein von einem halben Prozent Leistungsverlust pro Jahr ausgegangen, also von 12,5 % nach 25 Jahren Betrieb. Aus dieser vagen Annahme erklären sich auch die Leistungszusagen der Hersteller. Das Gros garantiert, dass bei gegebener definierter Solareinstrahlung nach 20 oder 25 Jahren noch 80 % der Nennleistung eines neuen Moduls erreicht werden. Bei der Differenz von 7,5 % handelt es sich um Sicherheitszuschläge, die die Anbieter wegen möglicher unerwarteter Alterungseffekte mit einplanen.

Genau diese unbekanntesten Größen bergen aber große Gefahren. Niemand kann zum Beispiel heute sagen, ob Schweinegase Module nicht fast gänzlich funktionsunfähig machen können. Ebenfalls unklar ist, welche physikalischen Prozesse im Laufe der Jahre in direkt gereinigtem metallurgischem Silizium ablaufen. Einige Hersteller wie Q-Cells planen langfristig mit diesem neuartigen Rohstoff, da er deutlich günstiger herzustellen ist als Standardsilizium, aber dennoch gute Zelleffizienzen von 14 bis 16 % verspricht.

Unbekannte dünne Schichten

Bei den Dünnschichttechnologien ist die Bestimmung von Leistung und elektrischem Verhalten noch kniffliger als bei kristallinen Modulen. Bei Panels aus amorphem Silizium zum Beispiel wird gemeinhin davon ausgegangen, dass sie in den ersten 1 000 Sonnenstunden rund 20 % ihrer Leistung verlieren. Doch in einem stabilen Zustand und bereit zur Leistungsvermessung sind sie dann noch nicht. Zum einen geht die Degradation in amorphem Materi-



Modulfertigung in einer Fabrik. Nicht nur Billiganbieter, auch Markenhersteller haben Probleme mit der Qualität.

al nach 1 000 Stunden verlangt weiter, zum anderen macht es bei Kälte schlapp, während es mit steigenden Temperaturen mehr Licht in Strom umwandelt. Die Wankelmütigkeit amorpher Module bereitet Forschern und Firmen große Schwierigkeiten, weil sich der günstigste Zeitpunkt für eine Charakterisierung nur schwer bestimmen lässt. Wird im falschen Moment gemessen und eine zu hohe Nennleistung ermittelt, werden beim Kunden möglicherweise zu hohe Ertragserwartungen geweckt.

Noch ärgerlicher wäre es, wenn unvorhersehbare oder bislang unbekannte Altersbeschwerden hinzukommen. Das ist nicht ausgeschlossen: Amorphes Silizium wird heute immer häufiger mit mikrokristallinem Silizium in sogenannten Tandem- oder Triplezellen einge-

setzt. Dieser Materialmix lässt höhere Wirkungsgrade erwarten als Singlezellen, doch wie lange sich die Materialien wirkungsvoll ergänzen, ist völlig unklar.

Ebenso schwer lässt sich der Alterungsprozess von Modulen aus Kupfer in Verbindung mit Indium, Gallium, Selen oder Schwefel (CIS) sowie Cadmiumtellurid (CdTe) prognostizieren. Anders als bei amorphen Siliziummodulen steigt die Leistung zum Beispiel bei CIS-Modulen bei Lichtbehandlung zunächst an, sie können aber durch eine Dunkelphase elektrisch instabil werden und erheblich an Leistung verlieren. Je nachdem, um welche CIS-Technologie es sich handelt, sind diese Effekte stärker oder weniger stark ausgeprägt. Hinzu kommt, dass alle CIS-Module unter Sonnenlicht besser abschneiden als im Labor. Es ist also schwierig, dem

Material beizukommen und dafür eine einheitliche Messroutine zu etablieren. „Wenn ihnen ein Hersteller heute ein CIS-Modul mit einer Nennleistung von 110 W verkauft, kann es sein, dass es tatsächlich nur 100 W oder aber 125 W bringt“, schildert ZSW-Forscher Geyer das Problem.

Arbeit an besseren Tests

Noch kommt die Solarindustrie mit ihren vagen Leistungsangaben beim Kunden durch. Die Photovoltaik liegt im Trend, und Solaranlagen sind heiß begehrt – in solchen Boomzeiten wird selten nach möglichen Schwächen im Alter gefragt. Zumal es bislang kaum schlechte Nachrichten über vorzeitig alternde Anlagen gibt, denn die ersten großen Solarkraftwerke sind bislang noch nicht in die kritischen Jahre gekommen. Doch es spricht einiges dafür, dass künftig nicht nur Preis und Leistungsfähigkeit, sondern auch die Robustheit von Modulen ein entscheidendes Auswahlkriterium sein wird. Nicht wenige Experten sehen den Solarmarkt vor dem Wandel vom Anbieter- zum Käufermarkt. Möglicherweise werden 80-%ige Leistungsgarantien dann nicht mehr reichen. Ebenso wenig werden sich potenzielle Investoren künftig mit Ertragsschätzungen abspesen lassen; sie werden genau wissen wollen, welches die Altersrisiken sind und wie sie sich konkret auswirken. Vor allem den Dünnschichtanbietern könnten dadurch in Post-Boomzeiten große Absatzprobleme entstehen.

Aber das Denken bei Forschern wie Herstellern wandelt sich: Lange Kleingeredet, wird Degradation für die Solarbranche immer mehr ein Thema. Das vom Bundesumweltministerium geförderte Projekt „Zuverlässigkeit von PV-Modulen“ ist dafür ein Beleg. Um die Modulalterung künftig besser simulieren zu können, haben das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme und der TÜV mit Beteiligung deutscher Solarhersteller Module in den unterschiedlichsten Gegenden der Welt aufgestellt. So wollen die Institute verstehen, wie sich die Module in unterschiedlichen Klimaten verhalten. Aus den Messergebnissen sollen dann Labortests entwickelt werden, die über bisherige Standards hinausgehen. Auch die DLG könnte mit ihrem Ammoniak-Projekt dazu beitragen. Allerdings wird es bislang kaum beachtet. SASCHA RENTZING

FORSCHUNG

Alterungsfaktoren auf der Spur

Bislang weiß die Solarbranche wenig über ein Solarmoduleben. Welche Faktoren es wie stark altern lassen und durch welche Vorkehrungen das Alterwerden aufgehalten werden kann, wurde kaum erforscht. Das soll sich ändern: In mehreren Projekten nehmen Institute die Lichtsammler nun genau unter die Lupe. Das Fraunhofer ISE und der TÜV Rheinland starteten zum Beispiel 2007 das Projekt „Zuverlässigkeit von PV-Modulen“. Anlagen wurden auf der Zugspitze, in der Negewüste, im feucht-heißen Indonesien und auf dem Dach des TÜV in Köln installiert. Messungen dieser Anlagen sollen zeigen, wie sich Materialkenngrößen wie Diffusion oder Wärmeleistung durch Degradation verändern.

Die Deutsche Landwirtschaftsgesellschaft (DLG) befasst sich mit den Auswirkungen landwirtschaftlicher Ammoniak-Dämpfe auf die Lebensdauer von Modulen. Das Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE) sucht ideale Einkapselungsmaterialien, um die Modulebensdauer zu erhöhen. Das Photovoltaik Institut Berlin (PI) will mit Messung der Elektrolumineszenz eines Moduls herausfinden, wo dessen Schwachstellen liegen. Beim Durchleuchten werden Defekte sichtbar, die in allen anderen Tests nicht auffallen.

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) widmet sich vor allem der Dünnschicht. Es forscht an Methoden zur verlässlichen Leistungsvermessung von CIS-Modulen und studiert die Degradationsmechanismen bei simulierter Alterung.