



Schlapp gemacht: In der 1988 errichteten 340-Kilowatt-Anlage im Moseltal bei Kobern ist der Leistungsverlust nicht zu übersehen. Die von RWE betriebene Anlage, einstmals Europas größte, ist eine der wenigen mit einer solchen Langzeiterfahrung.

Vorzeitige Altersschwäche

Solarmodule sollen 25 Jahre lang mit möglichst konstanter Leistung Strom erzeugen. Wegen des derzeitigen Booms kommen Qualität und **Qualitätssicherung** aber auf allen Wertschöpfungsstufen **zu kurz** – mit **negativen Folgen für Pannelleistung** und -lebensdauer. Bei der Dünnschicht steht die Forschung erst am Anfang.

Text: Sascha Rentzing

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 Photovoltaik(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 Euro in einen neuen Versuchsstand, eine Art Zeitmaschine, 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 Megawatt (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 Unternehmen künftig noch aus anderen Gründen beschäftigen. So steigt die Nachfrage nach Dünnschicht-Solaranlagen derzeit stark, da sie weniger kosten als konventionelle Siliziummodule (neue energie 6/2008). Ob die neuen Technologien aber auch nach Jahren noch volle Leistung bringen, ist ungewiss. Die Leistungsversprechen der Hersteller basierten weniger auf Wissen als vielmehr auf Schätzungen, warnen Experten. „Wir haben das physikalische Verhalten der Dünnschicht noch nicht ganz verstanden“, sagt Dieter Geyer, Leiter des Testzentrums für solare Dünnschicht-Module im Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZWS) in Stuttgart.

Auch die Tatsache, dass in Zeiten von Nachfrageboom und Massenproduktion Qualität und Qualitätssicherung oft zu kurz kommen, birgt Gefahren. Ingot- und Waferhersteller klagen über unreines Silizium, Zellenproduzenten über schlechte Wafer, Modulbauer über fehlerhafte Zellen. Eine Reihe von Betreibern wird sich in einigen Jahren möglicherweise über vorzeitig alternde Lichtsammler und Mindererträge beschweren. Die Vorwürfe von Brancheninsidern wiegen schwer: Für viele Hersteller zählten Qualitätsstandards in Boomzeiten nichts mehr, manchmal würden minderwertige Bauteile sogar wissentlich durch die Produktion gewunken, um Prozesse in Gang und Kosten gering zu halten. Die Kritik richtet sich dabei nicht nur gegen die üblichen Verdächtigen – Neueinsteiger und Firmen aus Fernost –, sondern auch gegen Branchengrößen in Europa, Japan und den USA.

Jeder zehnte Wafer schadhaft

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 von Rohstoffknappheit und hohen Fertigungsdrucks nicht ausschließlich hochwertiges Silizium verwendeten, sondern oft

unterschiedliche Qualitäten vermischten. Produktionsergebnis seien dann niederohmige Wafer, die stärker degradierten 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 Zellen-Einbettung 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 Prozent Luftfeuchtigkeit und 85 Grad Celsius Hitze ausgesetzt werden. Verliert ein Panel dabei 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 TÜV 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 kolportiert, rechnen die Modulwirkungsgrade dann runter und berücksichtigen den Degradationseffekt stärker.

Viele unbekannte Größen

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-Leistungen bringt, aber in freier Wildbahn schwächelt. „Obwohl wir in den letzten Jahren viel über Degradation gelernt haben, ist es schwer vorherzuga- ▶



Aktuelle Forschungsprojekte: Alterungsfaktoren auf der Spur

Bislang weiß die Solarbranche wenig über ein Solarmodul-Leben. Welche Faktoren es wie stark altern lassen und durch welche Maßnahmen das Älterwerden aufgehalten werden kann, wurde kaum systematisch 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 vom BMU geförderte Projekt „Zuverlässigkeit von PV-Modulen“. Anlagen diverser deutscher Hersteller wurden auf der Zugspitze, in der Negev-Wüste, 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. Mit den Ergebnissen wollen die Wissenschaftler neue Prüfmethoden entwickeln und eine Klimakammer zur beschleunigten Bewitterung bauen, um neue Materialien besser beurteilen zu können. Ein Statusbericht ist für Ende 2008 in Aussicht gestellt, über eine Fortsetzung des Projekts wird nachgedacht.

Die Deutsche Landwirtschaftsgesellschaft (DLG) befasst sich mit den Auswirkungen landwirtschaftlicher Ammoniakdämpfe auf die Lebensdauer der Module. Die DLG investierte in ein eigenes Prüflabor und will dort in einem halben Jahr mit ersten Messungen beginnen. Die Gesellschaft hofft, das Problem der Ammoniak-Degradation in zwei bis drei Jahren verstanden zu haben. Dann will sie gemeinsam mit Herstellern Ammoniak-resistente und Landwirtschaft-taugliche Module entwickeln.

Das Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE) sucht ideale Einkapselungsmaterialien, um die Modullebensdauer zu erhöhen. Hierzu werden sie mit diversen Verpackungen großer Hitze wie hoher Feuchtigkeit ausgesetzt und anschließend vermessen. Das Photovoltaik Institut in Berlin (PI) will mit Messung der Elektrolumineszenz von Modulen herausfinden, wo deren Schwachstellen liegen. Beim Durchleuchten werden Defekte sichtbar, die in allen anderen Qualitätstests nicht auffallen. Derartige Messungen könnten bei Prüfungen oder Herstellertests künftig vermeiden, dass schadhafte Module in Umlauf kommen.

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZWS) widmet sich vor allem der Dünnschicht. Es forscht an Methoden zur verlässlichen Leistungsvermessung von CIS-Modulen und studiert die Degradationsmechanismen bei simulierter Alterung. Das ZWS leistet beim CIS wertvolle Basisarbeit: Bislang ist unklar, wie sich CIS-Module über die Jahre verhalten. Einige Materialkombinationen werden im Alter sogar leistungsstärker.

bar, 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 Auslöschung 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 Prozent 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 Prozent der Nennleistung eines neuen Moduls erreicht werden. Bei der Differenz von 7,5 Prozent handelt es sich um Sicherheitsabschläge, die die Anbieter wegen möglicher unerwarteter Alterungseffekte mit einplanen.

Genau diese unbekanntes 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 metallurgischen Silizium ablaufen. Einige Hersteller wie Q-Cells planen langfristig mit diesem neuartigen Sonnenstoff, da er deutlich günstiger herzustellen ist als Standardsilizium, aber dennoch gute Zelleffizienzen von 14 bis 16 Prozent verspricht (neue energie 5/2008).

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 Prozent ihrer Leistung verlieren. Doch in einem stabilen Zustand und bereit zur Leistungsvermessung sind sie dann noch nicht. Zum einen geht die Degradation in amorphem Material nach 1.000 Stunden verlangsamt weiter, zum anderen macht es bei Kälte schlapp, während es mit steigenden Temperaturen mehr Licht in Strom umwandelt. Die Wankelmütigkeit amorpher Module be-



Schwein gehabt: oder Pech? Ob die Ammoniak-Ausdünstungen der rosa Quieker den Panelen auf Stalldächern schlecht bekommen, wird derzeit untersucht.

reitet Forschern und Firmen große Schwierigkeiten, da 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 eingesetzt. Dieser Materialmix lässt höhere Wirkungsgrade erwarten

als Singlezellen. Doch wie lange ergänzen sich die Materialien wirkungsvoll? Diese Frage lässt sich derzeit nicht eindeutig beantworten.

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 Watt verkauft, kann es sein, dass es tatsächlich nur 100 Watt oder aber 125 Watt bringt“, schildert ZSW-Mann Geyer das Problem.

Arbeit an besseren Tests

Noch kommt die Solarindustrie mit ihren vagen Leistungsangaben beim Kunden durch. 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, weil die ersten großen Solarkraftwerke bislang nicht in die kritischen Jahre gekommen sind. Doch es spricht einiges dafür, dass künftig nicht nur Preis und Leistungsfähigkeit, sondern auch die Robustheit von Modulen ein entscheidendes Auswahlkriterium sein werden. Nicht wenige Experten sehen den Solarmarkt vor dem Wandel vom Anbieter zum Käufermarkt. Möglicherweise werden 80-prozentige Leistungsgarantien dann nicht mehr reichen. Ebenso wenig werden sich potenzielle Investoren künftig mit Ertragschätzungen abspesen lassen; sie werden genau wissen wollen, welches die Altersrisiken sind und wie sie sich konkret auswirken. Vor allem Dünnschichtanbietern könnten dadurch in Post-Boomzeiten große Absatzprobleme entstehen.

Aber das Bewusstsein bei Forschern wie Herstellern wandelt sich: Lange klein geredet, 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 sie sich in unterschiedlichen Klimaten verhalten. Aus den Messergebnissen sollen dann Labortests entwickelt werden, die über bisherige Standards hinausgehen. Auch die DLG könnten mit ihrem Ammoniak-Projekt künftige Enttäuschungen vermeiden helfen. Allerdings wird sie bislang kaum beachtet. ◀