



Zellen sind wie Fässer mit vielen Löchern. In der nächsten Zeit werden einige davon gestopft werden.

Die Evolution geht weiter

Höhere Wirkungsgrade: Lange waren neue kristalline Zelltechnologien hauptsächlich ein Thema für Wissenschaftler in Forschungslaboren. Doch seit kurzem steigen Anlagenbauer darauf ein, und Zell- und Modulhersteller wagen sich an die Umsetzung. Die nächste Generation Zellen und Module wird es bald zu kaufen geben.

Eine Solarzelle ist wie ein Fass, das immer noch eine Menge Löcher hat. Von oben kommt Lichtenergie hinein, durch die Löcher strömt ein mehr oder weniger großer Anteil ungenutzt nach außen. Wie viel in Strom umgewandelt wird, ergibt sich aus der Bilanz der zugeführten zur verloren gegangenen Menge.

Dabei ist in den Forschungslaboren schon lange bekannt, wie man die Löcher stopfen kann. Doch erst jetzt verlassen dafür geeignete Technologien die Labore und kommen in der Herstellung an. Neue

Produkte werden nicht mehr lange auf sich warten lassen. „Wir spüren zurzeit ein enormes Interesse an MWT-Rückseitenkontaktzellen“, sagte etwa Paul Wyers am Rande der EU PVSEC, der europäischen Photovoltaikkonferenz im September. MWT steht für eine der Möglichkeiten, mit denen sich der Wirkungsgrad der Zellen und Module steigern lässt.

Wyers leitet beim niederländischen Energieforschungsinstitut ECN den Bereich Solarenergie und hat diese Technologie maßgeblich mitentwickelt. Dabei

werden die Kontakte (Busbars) der Zellen intern auf die Rückseite durchgeführt. Dadurch liegen auf der Vorderseite weniger Leiterbahnen, die Licht von der Zelle fernhalten. Der Wirkungsgrad steigt, und gleichzeitig können Module mit effizienteren Methoden gefertigt werden. Wyers Mitarbeiter entwickelten schon vor Jahren eine multikristalline MWT-Zelle, die das Unternehmen Soland Solar zur Serienreife gebracht hat. Nur fand sich drei Jahre lang niemand, der sie in Module einbauen wollte.

Jetzt geht es wieder voran. Schott Solar beispielsweise hat verkündet, zusammen mit Solland eine Pilotlinie für den Modulbau zu entwickeln (siehe **photovoltaik** 10/2010, Seite 58).

Wie groß der Sprung ist, der jetzt vielleicht bevorsteht, veranschaulichen die Wirkungsgradrekorde polykristalliner Module. Seit Mitte der 90er Jahre hielten ihn die Sandia National Laboratories in den USA mit 15,5 Prozent. Dann geschah lange nichts. Erst letzten Dezember brachen ihn Wyers und seine Kollegen mit 17,0 Prozent. Danach dauerte es nur vier Monate, bis sich Kyocera mit 17,3 Prozent an die Spitze setzte. Jetzt folgte im September bereits Schott mit 17,6 Prozent.

Neues Interesse für Altbekanntes

Vier Technologien sind es, die jetzt bevorzugt auf den Roadmaps der Hersteller auftauchen. Neben MWT die sogenannten selektiven Emitter, bessere Passivierungen auf der Rückseite und n-Typ-Zellen.

Zwar sind diese Verfahren im Prinzip schon lange bekannt. Neu ist aber, wie intensiv sich Hersteller dafür interessieren, dass sie erste Ergebnisse verkünden

und dass Zulieferer Maschinen dafür entwickeln. „Der Innovationsdruck ist da, weil man mit der heutigen Standardzelle ohne zusätzliche Features den Wirkungsgrad kaum über 18,5 Prozent steigern kann“, sagt Stefan Glunz, der am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme die Abteilung Solarzellen leitet. „Fast alle großen Firmen erreichen heute schon über 18 Prozent, so dass kaum noch ein Spielraum besteht.“

Dabei zeigt ein Blick auf Sunpower aus den USA im Prinzip, wohin die Reise geht. Seit 2002 stellt das Unternehmen in industriellem Maßstab Rückseitenkontaktzellen her. Dabei nutzt es nicht die MWT-Technologie, sondern eine noch elegantere Methode, bei der es überhaupt keine Abschattungen durch Leiterbahnen mehr gibt.

Erst vor kurzem stellte Forschungsleiter Peter Cousins auf einer Konferenz in Hawaii den neuen Wirkungsgradrekord mit einer dieser Zellen vor: 24,2 Prozent, nicht auf einer Miniaturzelle, wie es in der Forschung oft üblich ist, sondern, viel schwieriger, auf einer großen Zelle im üblichen Format. „Da sitzen dann 20 unserer Doktoranden aus der Forschung

an Hocheffizienzzellen und fragen sich, wie die das im Detail gemacht haben“, sagt Stefan Glunz.

Damit könnte die Suche nach den fortschrittlichen Zellkonzepten ja eigentlich zu Ende sein. Doch nach den Zahlen, die Sunpower-Gründer und Guru der Solarzellenforscher Richard Swanson in einem Vortrag auf der EU PVSEC vorstellte, kosten die Zellen und Module in der Produktion rund 50 US-Cent pro Watt mehr als bei den preiswertesten Wettbewerbern. Sunpower kann zwar trotzdem ziemlich viele Module verkaufen, nach Aussage von Swanson für einen um 40 Cent bis einen Dollar höheren Preis im Vergleich zu preiswerten Produkten. Doch die Kosten sind mittelfristig ein Problem, gelingt es nicht, sie zu senken.

Ein Grund dafür, dass die Zellen und Module so gut gehen, ist zum Beispiel das im Vergleich zu anderen Zellkonzepten homogene Aussehen, bei dem man keine Leiterbahnen auf der Vorderseite sieht. „Die Frage ist, wie lange das so bleibt“, gibt Wyers zu bedenken. Schon in den letzten Jahren sind auch die konventionellen Module in ihrem Erscheinungsbild deutlich homogener geworden. »

Anzeige



DAS SOVELLO QUALITÄTSVERSPRECHEN

-  **Qualität Made in Germany**
Jedes Sovello Pure Power Solarmodul durchläuft 130 Qualitätskontrollen.
-  **Stabilität**
Unsere Solarmodule widerstehen höchsten Wind- und Schneebelastungen von bis zu 5,4 kN/m² (Mindestanforderung nach IEC 61215: 2,4 kN/m²).
-  **Einfaches Handling**
Die Sovello Pure Power Solarmodule sind robuste Module mit geringem Gewicht.
-  **Nachhaltigkeit**
Sovello baut die nachhaltigsten Module der Welt mit der kürzesten Energieamortisationszeit.
-  **Leistungsgarantie**
Wir garantieren nach 10 Jahren noch über 90% und nach 25 Jahren noch über 80% der Nennleistung.
-  **Hohe Erträge**
100% positive Leistungstoleranz und bester spezifischer Leistungsertrag.

Sonnige Aussichten für maximalen Ertrag.

High-Tech „Made in Germany“: Die Sovello Pure Power Solarmodule werden in einer der modernsten Solarmodulfabriken der Welt nach höchsten Qualitätsstandards produziert. Durch den Einsatz von STRING RIBBON™-Wafers überzeugen sie mit dem besten spezifischen Leistungsertrag und einer minimalen CO₂-Belastung. Solarmodule von Sovello sind mit der im Vergleich zu Wettbewerbsprodukten kürzesten Energieamortisationszeit die nachhaltigsten der Welt.

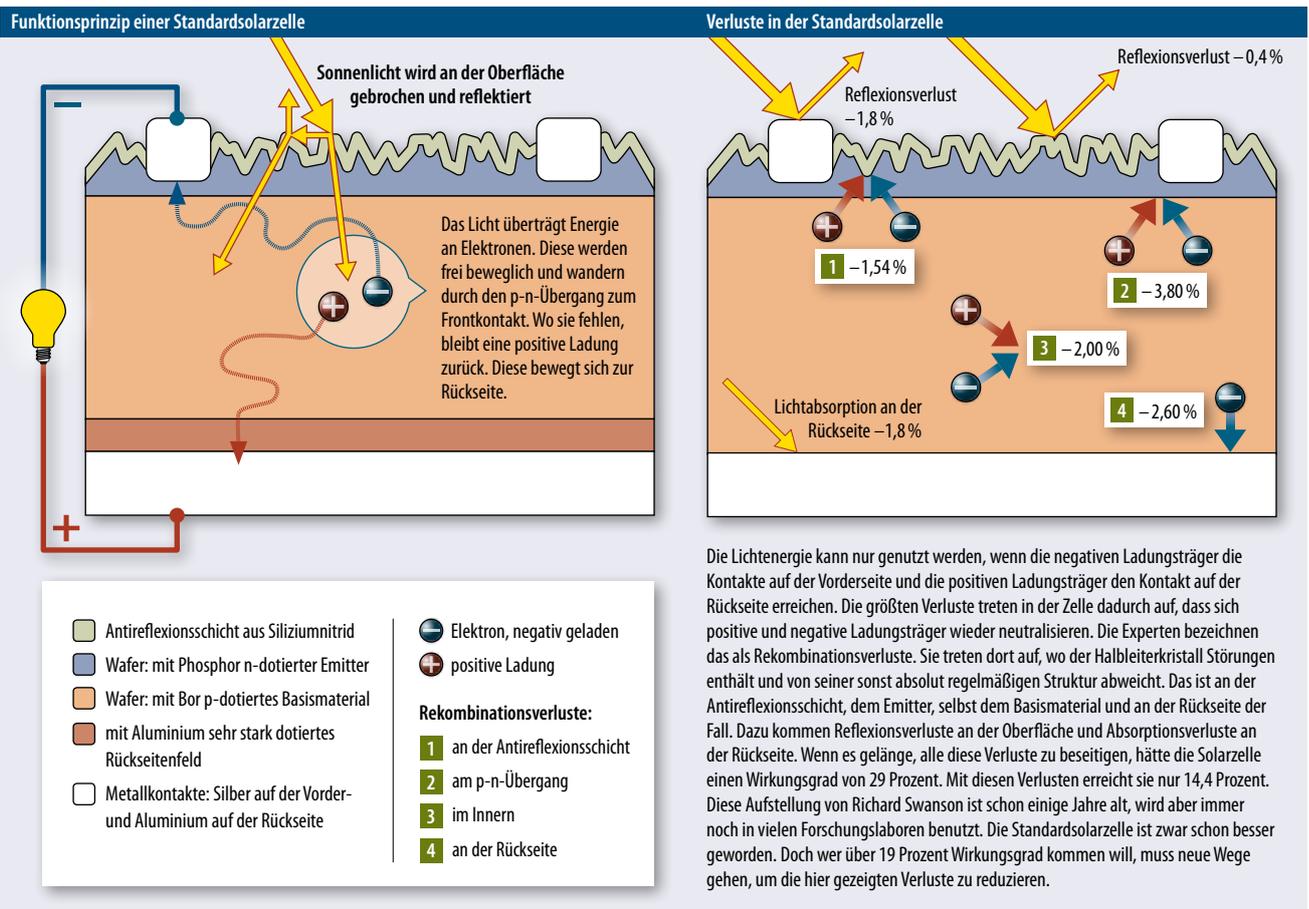
Mit Sovello wird Sonnenenergie die Energie der Zukunft.

www.sovello.com

STRING RIBBON™ ist eine Marke von Evergreen Solar, Inc. Das Wafer-Herstellungsverfahren von Evergreen Solar ist in den USA und anderen Ländern durch Patent geschützt.



Grafiken: Solarpraxis AG/Harald Schütt



Die Lichtenergie kann nur genutzt werden, wenn die negativen Ladungsträger die Kontakte auf der Vorderseite und die positiven Ladungsträger den Kontakt auf der Rückseite erreichen. Die größten Verluste treten in der Zelle dadurch auf, dass sich positive und negative Ladungsträger wieder neutralisieren. Die Experten bezeichnen das als Rekombinationsverluste. Sie treten dort auf, wo der Halbleiterkristall Störungen enthält und von seiner sonst absolut regelmäßigen Struktur abweicht. Das ist an der Antireflexionsschicht, dem Emitter, selbst dem Basismaterial und an der Rückseite der Fall. Dazu kommen Reflexionsverluste an der Oberfläche und Absorptionsverluste an der Rückseite. Wenn es gelänge, alle diese Verluste zu beseitigen, hätte die Solarzelle einen Wirkungsgrad von 29 Prozent. Mit diesen Verlusten erreicht sie nur 14,4 Prozent. Diese Aufstellung von Richard Swanson ist schon einige Jahre alt, wird aber immer noch in vielen Forschungslaboren benutzt. Die Standardsolarzelle ist zwar schon besser geworden. Doch wer über 19 Prozent Wirkungsgrad kommen will, muss neue Wege gehen, um die hier gezeigten Verluste zu reduzieren.

„In einigen Jahren sehen alle Module gleich gut aus.“ Nicht zuletzt deshalb erhoffen sich Konkurrenten durch andere Technologien höhere Wirkungsgrade bei gleichzeitig geringeren Kosten.

Das weist auf einen Grundkonflikt in der Solarzellenentwicklung hin. Sunpower-Zellen gelten seit jeher als revolutionär. Ebenso die HIT-Zellen von Sanyo. Das japanische Unternehmen ummantelt

monokristalline Zellen mit einer dünnen Schicht aus amorphem Silizium. Erst kürzlich meldete es, einen Wirkungsgrad von 21,1 Prozent zu erreichen, im Modul von 18,6 Prozent. Von solchen Werten können andere Hersteller, die auf die Standardzelle setzen, nur träumen.

Das Ziel ist Evolution

Trotzdem haben sie eine Chance gegen diese revolutionären Konzepte. „Wir sehen dieses Jahr, dass mehr Firmen auf Evolution setzen“, sagt Joachim John, Leiter industrielle Solarzellen am belgischen Forschungsinstitut Imec in der Nähe von Brüssel. Das Problem seien die Kosten. „Es sieht so aus, dass die Firmen ein hohes Risiko vermeiden wollen und deshalb den evolutionären Weg gehen“, sagt auch Glunz, in dessen Abteilung die Forscher am Fraunhofer ISE Projekte zu den meisten evolutionären wie revolutionären Technologien durchführen.

Die Kunst des evolutionären Wegs besteht darin, möglichst viel des Produktions-Know-hows der vorherigen Stufe in die nächsten Generationen von Zell- und Modulproduktionen hinüberzueretten. Das geht zum Beispiel mit den MWT-Rückkontaktzellen. Schott Solar und

Solland Solar sind nicht die einzigen Unternehmen, die daran arbeiten. Kyocera und Bosch Solar arbeiten daran. JA Solar hat MWT-Zellen angekündigt. Canadian Solar will sogar schon im ersten Halbjahr 2011 in die Massenproduktion einsteigen.

Am einfachsten scheint der evolutionäre Weg aber beim selektiven Emitter zu sein. Auf der EU PVSEC 2008 hat China Sunergy bereits verkündet, diese Technologie zu verwenden. 2009 wurde sie als besonders heißes Thema gehandelt. Doch in großem Maßstab setzt sie sich erst jetzt durch. „Es bewegt sich etwas, da sich jetzt auch die Anlagenhersteller wie Centrotherm, Schmid und Rena dieses Themas angenommen haben“, sagt Stefan Glunz.

Ein Beispiel zeigt, wie die Zellhersteller auf die Maschinenbauer angewiesen sind. Das Unternehmen Asys liefert komplette Metallisierungslinien mit unterschiedlichen Siebdruckschritten für die elektrische Kontaktierung der Solarzelle. Früher mussten die Siebdruckmaschinen nur 120 Mikrometer breite Kontaktlinien aus Silberpasten auf die Oberfläche der Zellen drucken. Für den selektiven Emitter ist es komplizierter. »

VON WISSENSCHAFTLERN FÜR WISSENSCHAFTLER

Je mehr die EU PVSEC wächst, umso unübersichtlicher wird sie. Das gilt besonders, weil sie eine sehr große wissenschaftliche Konferenz mit einer Messe verbindet. Dagegen will sich die Konferenz SiliconPV abheben, die vom 17. bis 20. April 2011 das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme zusammen mit 21 anderen Instituten und Firmen veranstalten wird. Nächstes Jahr findet sie in Freiburg statt, in den darauffolgenden Jahren an anderen europäischen Instituten. Sie richtet sich vor allem an Wissenschaftler der Zell- und Modulentwicklung.

www.siliconpv.com



Übernehmen Sie Verantwortung für die Umwelt und nachfolgende Generationen!

Entscheiden Sie sich für die nachhaltigsten Module der Welt – die Sovello Pure Power Solarmodule.

Die Sovello AG produziert vom polykristallinen Wafer über Solarzellen bis hin zum fertigen Modul alles unter einem Dach. 100 % Qualität Made in Germany. Sovello ist Partner von mp-tec.

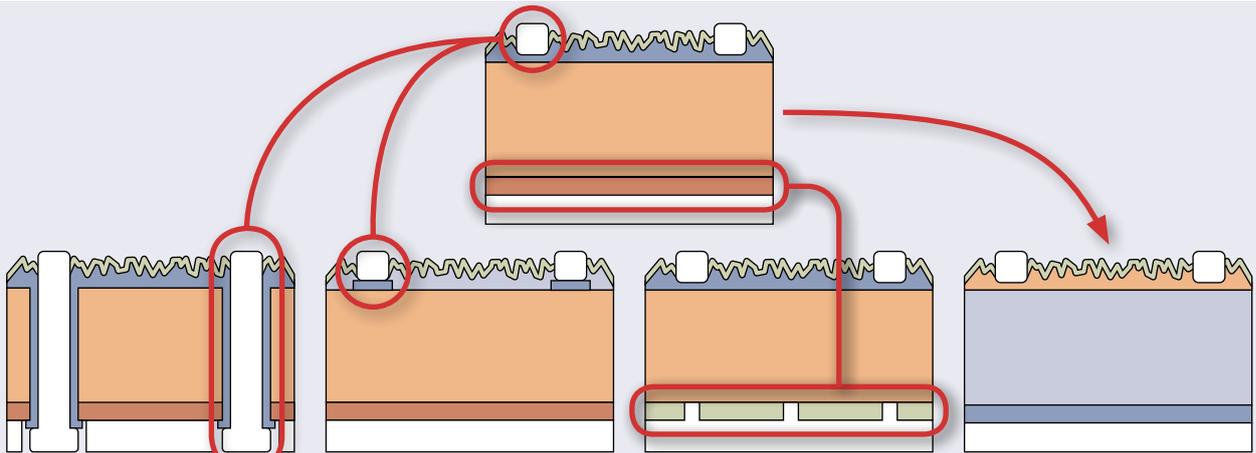

sovello
Energie der Zukunft



Verkauf von Sovello-Modulen über: **mp-tec GmbH & Co. KG**
W.-C.-Röntgen-Str. 10–12, 16225 Eberswalde, Hotline +49 (0) 33 34.59 44 40

mp|tec

Evolution der Standardzelle



Metal Wrap Through (MWT):

- **Bosch Solar** (Zelle, Entwicklung der Modulverschalttechnik)
- **ECN**
- **Fraunhofer ISE**
- **Solland Solar** (Zellen und Module auf PVSEC 2008 vorgestellt)
- **Schott Solar** (mit Solland Pilotlinie für Module)
- **Canadian Solar** (Massenproduktion für das 1. Halbjahr 2011 geplant, 17%)
- **Ja Solar** (kooperiert mit ECN zur Zellentwicklung)
- **Kyocera** (multikristalline Zellen 18,3%, Module 17,3%)
- **Asys** (geeignete Metallisierungslinie)

selektiver Emittter:

- **Bosch Solar** (Pilotlinie Sommer 2011, 18,9%)
- **Canadian Solar** (Massenproduktion, 18,5%)
- **China Sunergy** (Zelle auf PVSEC 2008 vorgestellt)
- **Suntech** (Pluto-Zelle Stufe 1, 450 MW Kapazität)
- **REC** (hat sich für Technologie entschieden)
- **Yingli Green Energy**
- **Centrotherm** (Upgrade für Produktionslinie)
- **Applied Materials** (Siebdruckmaschine)
- **Asys** (Siebdruckmaschine)
- **Gebr. Schmid** (Tintenstrahlrucker für die Produktion)
- **Manz Automation** (Laserprozess für die Produktion)

Rückseitenpassivierung (Perc):

- **Bosch Solar**
- **Imec** (industrielle Prozesse, 19,1%)
- **Schott Solar** (multikristalline Zellen > 18%, Module 17,6%)
- **Q-Cells** (Lizenz vom Fraunhofer ISE)
- **Suntech** (Pluto-Zelle Stufe 2)
- **Centrotherm** (Produktionsanlagen für monokristalline Zellen mit 19,1% inklusive selektivem Emittter)
- **Levitech** (Abscheideanlage für Passivierungsschicht in Entwicklung)

n-Typ-Zellen:

- **Yingli** (Panda-Zelle, 18,5%, in Zusammenarbeit mit ECN)
- **FHI ISE** (Laborzelle 23,9%, mit industrienahen Methoden ca. 20,0%)
- **Tempress** (Diffusionsöfen)

- Antireflexions- und Passivierungsschicht aus Siliziumnitrid
- Wafer: mit Phosphor n-dotierter Emittter
- Wafer: schwach n-dotierter Emittter
- Wafer: mit Bor p-dotiertes Basismaterial
- mit Aluminium sehr stark dotiertes Rückseitenfeld
- Metallkontakte: Silber auf der Vorder- und Aluminium auf der Rückseite

Emittter heißt die obere aktive Schicht der Zelle, die mit Phosphor dotiert, das heißt verunreinigt wird (siehe Grafik „Funktionsprinzip einer Standardsolarzelle“ auf Seite 72). Je mehr Phosphor sie enthält, desto besser leitet sie. Das ist zwar gut für die Kontakte, die auf dem Emittter angebracht sind und die den Minuspol der Zelle mit der Außenwelt verbinden. Es ist aber schlecht für den Wirkungsgrad.

Der neue Trick besteht deshalb darin, nur unter den Kontakten mit viel Phosphor zu dotieren, dazwischen mit deutlich weniger. Dazu muss die Siebdruckmaschine zweimal ran. Erst wird die Dotierung mit einer speziellen Dotiertinte unter den späteren Kontakten gedruckt. Dann folgt die Dotierung mit Phosphor im Diffusionsofen. Danach muss an der gleichen Stelle die Kontaktierungspaste aufgetragen werden. Die

Druckmaschinen müssen dafür deutlich genauer arbeiten, um bei den hintereinander folgenden Schritten die entsprechenden Positionen auf dem Wafer wiederzufinden. „Die XS2 von Asys kann das auf unter 20 Mikrometer genau“, sagt Lars Wende, Vizepräsident von Asys.

Allerdings funktioniert eine Siebdruckmaschine nur so genau, wie die Siebe, die sie verwendet, die Form halten. Diese lernen im Gebrauch aus. „Da

Anzeige



Eine Unternehmung der
MDT technologies GmbH

Hersteller und Systemanbieter für Photovoltaik

Module - Wechselrichter - Komplettsysteme
Service & Qualität zu Top-Preisen

Wir beliefern ausschließlich Fachhändler und Installateure



Unser Angebot:

- MDT Module mit 200 Wp bis 230 Wp
- SMA - Wechselrichter
- MDT Alu-Fix® Montagesysteme
- Anlagenauslegung und Beratung durch erfahrene Fachleute

Für alle MDT Komplettsysteme bieten wir optional eine „Solar-Vollkasko“ mit Ertragsausfallversicherung an.

www.mdtsolar.de
solar@mdt.de

Papiermühle 1
 51766 Engelskirchen
 Fon +49/2263/88-116
 Fax +49/2263/3588

Wir gehen flexibel auf die Wünsche jedes Kunden ein.



Mit uns scheint die Sonne für alle Kunden.

Ok, Hundehütten werden bei Ihnen theoretisch eher selten angefragt. Aber auch ganz praktisch sind die mit MAGE SOLAR[®] kein Problem: Als Komplettanbieter haben wir immer eine optimale Lösung für Sie – auch bei ungewöhnlichen oder kniffligen Projekten. Einschließlich der kompletten Planung, die Ihnen bei jedem Projekt eine ganze Menge Zeit erspart.

Ob Hundehütte, Einfamilienhaus oder Industriegebäude: Unsere 10-jährige Produkt- und unsere 30-jährige Leistungsgarantie gelten immer und überall!

Jetzt sind Sie dran! Sprechen Sie uns an – wir freuen uns auf Sie!

MAGE – NEW ENERGY FOR A NEW WORLD[®]



— Module und Wechselrichter



— Montagesystem



— Fernüberwachung



— Versicherung

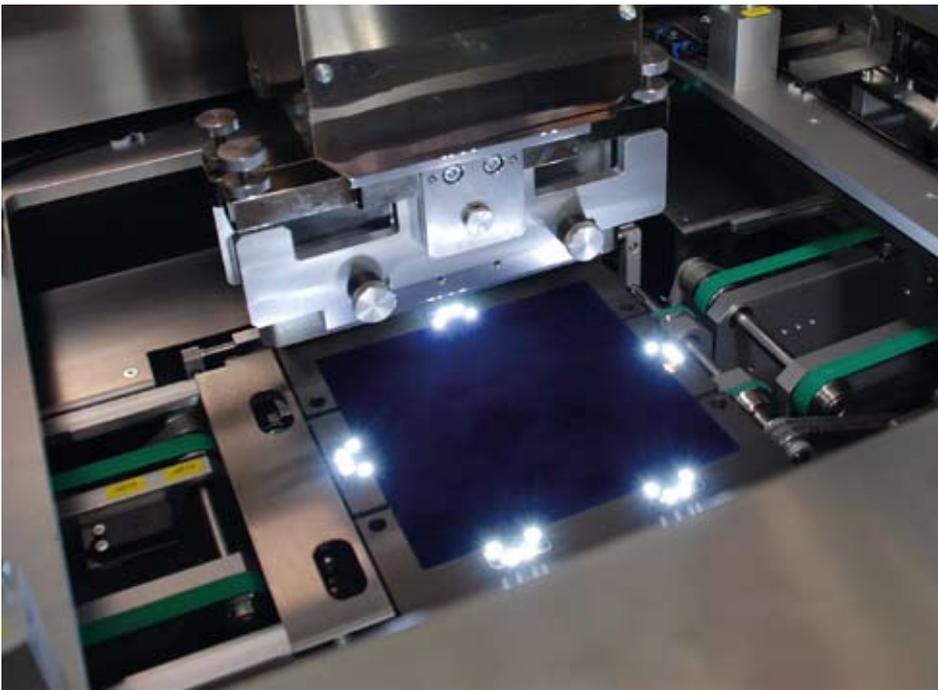


— Partnerprogramm

MAGE SOLAR GMBH
88214 Ravensburg – Germany
Tel +49 (0) 751 / 5 60 17-0

WWW.MAGESOLAR.DE

Foto: Asys Automatisierungssysteme



Mit solch einer Siebdruckmaschine lassen sich selektive Emmitter herstellen, die den Wirkungsgrad um rund einen halben Prozentpunkt steigern.

hat sich in der letzten Zeit viel entwickelt“, sagt Wende. Dadurch steige der Zellwirkungsgrad um bis zu 0,5 Prozentpunkte und es ließen sich Spitzenwerte von mehr als 17 Prozent auf multikristallinem und von bis zu 18,5 Prozent auf monokristallinem Material erreichen.

Es hängt dabei vom Ausgangsmaterial des Wafers ab, was in absoluten Zahlen herauskommt. Die Tinte stammt von dem kalifornischen Unternehmen Innovalight, das eine Rekordzelle von 19 Prozent Wirkungsgrad meldete. Das Unternehmen nennt in seinen Pressemeldungen die Solarzellenhersteller JA Solar, Yingli Green Energy und Solarfun, die mit der Tinte ihre Effizienzen steigern wollen. So wird der Fortschritt der Zellhersteller nicht nur durch die der Maschinenbauer, sondern auch durch die der Sieb- und Tintenhersteller erst möglich.

Dabei ist die Siebdrucktechnologie nur eine Methode, den selektiven Emmitter herzustellen. Es geht zum Beispiel auch mit den Tintenstrahldruckern der Gebrüder Schmid (siehe **photovoltaik** 11/2009, Seite 74), einem Laserprozess von Manz Automation, mit Anlagen von Centrotech und von Applied Materials. Die Unternehmen nennen auch bereits etliche Kunden oder Interessenten, darunter Bosch, Conergy und auch wieder Yingli. Bosch Solar erreicht nach eigenen Angaben im Entwicklungslabor auch schon einen Wirkungsgrad von 18,9 Prozent und will nächsten Sommer in die Pilotfertigung gehen. Effizienzwerte um 19 Prozent scheinen also machbar. REC gab auf der Pressekonferenz während der EU PVSEC bekannt, dass die Firma sich jetzt für eine der Technologien entschieden habe.

Bei Zellherstellern ist die Resonanz trotzdem zwiespältig. Jörg Müller, Leiter Forschung und Entwicklung Zellen bei Q-Cells, ist zum Beispiel noch nicht überzeugt. Es komme darauf an, mit welcher Technologie man den selektiven Emmitter vergleiche. „Wir haben einen sehr guten homogenen Emmitter“, sagt er. Dagegen seien die Wirkungsgradsteigerungen relativ gering.

Ob es sich lohnt, die Zelllinien trotzdem auf den selektiven Emmitter umzustellen, hängt vom Aufwand ab. „Einige Konzepte benötigen drei bis vier zusätz-

liche Arbeitsschritte. Das ist zu viel.“ Ähnlich sieht es Joachim John. Selbst bei nur zwei zusätzlichen Arbeitsschritten benötige man eine Wirkungsgradsteigerung von 0,3 bis 0,5 Prozentpunkten, allein um die Umrüstung zu finanzieren. Müller und John und einige andere setzen deshalb zunächst darauf, die Rückseiten der Zellen zu verbessern.

Oder zuerst das Rückseitenleck

Die Forscher um Joachim John am Imec haben dadurch kürzlich mit monokristallinen Zellen einen Wirkungsgrad von 19,2 Prozent erreicht. Die Zellen seien bereits auf dem Weg zu einem unabhängigen Prüflabor. Dabei ist wichtig, dass sie mit Prozessen hergestellt wurden, für die es serienfertigungstaugliche Maschinen zu kaufen gibt. John hat dazu den Rückkontakt der Zellen modifiziert, eines der Themen, über das in der Fachwelt schon seit etlichen Jahren viel diskutiert wird.

Um das zu verstehen, muss man sich das Funktionsprinzip der Solarzelle vergegenwärtigen. Wenn das Licht auf den Wafer trifft und absorbiert wird, nimmt ein Elektron die Lichtenergie auf und kann sich dadurch frei durch den Wafer bewegen, möglichst zur Vorderseite, wo der Minuspol der Zelle angebracht ist. Dem Siliziumatom, von dem sich das Elektron gelöst hat, fehlt ein Elektron. Anders ausgedrückt: Es besitzt ein Loch. Nun beginnt ein fröhliches Elektronenhopsen. Elektronen füllen das Loch und hinterlassen dadurch woanders ein neues. So wandert auch das Loch durch den Wafer, möglichst zur Rückseite, dem Pluspol. Löchern und Elektronen kann auf ihrem Weg allerdings etwas dazwischenkommen: Störungen, die dazu führen, dass das vom Licht angeregte Elektron und das dadurch entstandene Loch – egal wo sie inzwischen hingewandert sind – wieder zusammenfinden. Physiker nennen das Rekombination.

In dem Fass-Bild von der Solarzelle entsprechen der Rekombination die Lecks, durch die die Energie verschwindet. Die Rückseite ist ein sehr großes Leck (siehe Grafik „Verluste in der Standardsolarzelle“).

Bei den zurzeit käuflichen Standardzellen fließt der Strom von der Rückseite über einen Aluminiumkontakt ab, der großflächig auf dem Siliziumwafer liegt. Der elektrische Kontakt zum Pluspol ist dadurch zwar sehr gut, aber der

Anzeige



Top-Spitzen-technologie

Stabile Produktion zu wettbewerbsfähigen Kosten
Hohe Einsparungen beim Verkauf

Top Qualitätskontrolle

Strenge Qualitätsüberwachung durch 64 nachgeschaltete Prozesse
Multidimensionale Kontrollen und strikte Prüfungen

Top-Zuverlässigkeit im Kundenservice

Zuverlässigkeits-Garantie und örtlicher Kundendienst
Versicherung für Produktqualität und -zuverlässigkeit durch dritte Partei

Starke finanzielle Plattform

Börsennotiertes Unternehmen am NYSE
Stabile finanzielle Ergebnisse

Ständiges Kapazitätswachstum

500 MW bei der Herstellung von Blöcken, Wafern, Zellen und Modulen
Kontinuierliche Optimierung der Wertschöpfungskette

Stabile Produktzustellung

Kontinuierliche Entwicklung neuer Produkte
Verlässlicher Partner bei der Vertragserfüllung

3T + 3S = Grüne Zukunft

Durch die Anwendung eines internen strategischen Leitplans und einer vertikal integrierten Wertschöpfungskette schafft Jinko Solar Solartechniken & geeignete Ressourcen und bleibt dadurch einer der Marktführer der weltweiten PV-Industrie.



Foto: Levitech



Mit dieser Maschine will die Firma Levitech Aluminiumoxid auf der Rückseite von Zellen sehr schnell abscheiden. Damit und mit einem besonderen Zellkonzept kann der Wirkungsgrad um rund 0,5 Prozentpunkte steigen.

direkte Kontakt zwischen Metall und Halbleiter führt zu den Rekombinationsverlusten in der Zelle. In der heutzutage produzierten Standardzelle nutzt man deshalb einen Trick. Das Aluminium dotiert den Siliziumwafer an der Rückseite sehr stark positiv. „Dadurch werden die Elektronen ferngehalten und können dort nicht rekombinieren“, erklärt Glunz.

Dieser Effekt funktioniert jedoch mit anderen Schichten, die nicht leiten, viel besser. Das sind sogenannte dielektrische Passivierungsschichten. Das kann etwa Siliziumnitrid, Siliziumdioxid oder Aluminiumoxid sein. Damit sie bezahlbar sind, muss man sie schnell in der Serienfertigung auftragen können. Außerdem leitet diese Schicht keinen Strom. Man muss, um den positiven Pol am Solarwafer zu kontaktieren, die Verbindungen durch die Passivierungsschicht hindurchführen.

Konzepte dafür sind unter den Namen PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) und PERL (Passivated Emitter with Rear Locally diffused) schon vor langer Zeit von Martin Green an der Universität von New South Wales, Australien, entwickelt worden. Er hält damit immer noch den Weltrekord für den Wirkungsgrad von monokristallinen Zellen mit 25 Prozent. Die Zellen haben nur einen Haken: Sie sind nur vier Quadratzentimeter groß,

und die Methoden, die er zum Beispiel zur Strukturierung der Rückseite benutzt hat, sind teuer, langsam und nicht auf die Serienfertigung übertragbar.

Beste Beschichtung gesucht

In zwei Sitzungen der EU-PVSEC-Konferenz ging es daher nur um diese Rückseitenpassivierung. Wie scheidet man verschiedene dielektrische Schichten ab, wie muss man die Oberfläche vorbereiten, wie gut funktionieren die Zellen. „Seit etwa drei Jahren ist es in der Forschung ein Thema, dass die Passivierung mit Aluminiumoxid noch besser funktioniert als mit anderen Schichten“, sagt Glunz. „Seit einem Jahr diskutiert man sehr stark, wie man es praktisch umsetzen kann.“

Ein Hinderungsgrund für die industrielle Umsetzung ist immer noch, dass man das Aluminiumoxid nicht schnell genug auftragen kann. Eine sehr gute Methode ist die sogenannte Atomic-Layer-Abscheidung. Dazu wird erst eine Vorläufersubstanz auf die Oberfläche gebracht, in einem zweiten Schritt eine zweite, die mit der ersten reagiert. Da die Vorläufer nacheinander angewendet werden und sich jedes Mal nur eine dünne Schicht bildet, lässt sich die Schichtdicke sehr gut kontrollieren. „Das Problem damit ist, das ist ultralangsam“, sagt Glunz.

In der Halbleiterfertigung werden Wafer trotzdem damit passiviert. Dort kommt es weniger darauf an, eine große Fläche passivierter Wafer zu produzieren, sondern Wafer mit komplizierten Schaltungsstrukturen. „Doch diese Anlagen haben einen Durchsatz von 20.000 Wafern pro Monat. Wir brauchen in der Zellherstellung 3.600 Wafer pro Stunde“, sagt Jaap H.M. Beijersbergen, CEO und Mitgründer der niederländischen Firma Levitech. Er entwickelt das Verfahren weiter und hat jetzt eine Methode präsentiert, die inline wie am Fließband funktioniert. Normalerweise werden die notwendigen Prozesse nacheinander in der gleichen Kammer appliziert. Bei Levitech funktioniert das hintereinander an einer acht Meter langen Linie. Nächstes Jahr soll die Maschine bereit sein für eine Fertigung von großen Volumina.

Aber es muss ja nicht das Beste sein, sprich Aluminiumoxid. Zur Abscheidung anderer Rückseitenpassivierungsschichten sind industrietaugliche Maschinen bereits jetzt erhältlich. Centrotherm hat beispielsweise Resultate von Zellen vorgestellt, die das Unternehmen mit einer Technologie namens Centaurus auf industrietauglichen Maschinen produziert habe. Die Zellen aus monokristallinem Silizium haben nach eigenen Angaben einen Wirkungsgrad von 19,1 Prozent, aber nicht nur durch eine Rückseitenpassivierung, sondern gleichzeitig mit einem selektiven Emittor.

Auch die Zellhersteller selbst arbeiten an der Rückseitenpassivierung. Schott stellte dieses Jahr in Valencia eine entsprechende Zelle aus multikristallinem Silizium vor, nach eigenen Angaben mit einem Wirkungsgrad von 18,2 Prozent, was Weltrekord für multikristallines Silizium sei. Sie kommen in dem 17,6-Prozent-Weltrekordmodul zum Einsatz. „Wir testen jetzt die Umsetzung in die Massenproduktion“, sagt Unternehmenssprecher Lars Waldmann. Da sich Schott zuerst auf diese Technologie stürzt, verwundert es nicht, dass auch Waldmann die Wirtschaftlichkeit der selektiven Emittortechnologie auf der Vorderseite anzweifelt. Als nächsten Schritt plane Schott die Kombination mit der MWT-Rückseitenkontaktierung. Q-Cells setzt dagegen zunächst nur auf verbesserte Rückseitenpassivierung und nutzt dafür eine Lizenz des Fraunhofer ISE für die Methode. Bosch Solar will die Rückseitenpassivierung dagegen mit

einem selektiven Emitter kombinieren und damit einen Zellwirkungsgrad über 19 Prozent erreichen. Die Roadmaps sind also verschieden.

Den Anfang im Reigen der Verkündung neuer Schritte in der Zellfertigung machte übrigens Suntech im März vor einem Jahr. Suntech meldete, eine Technologie namens Pluto entwickelt zu haben, „die auf dem PERL-Verfahren basiert“. Wer dabei in erster Linie an eine Rückseitenpassivierung denkt, irrt jedoch. Auf Nachfrage erklärt Suntech, dass es die vollständige Pluto-Technologie nur in drei Schritten geben soll. Pluto der ersten Generation besitzt nur eine verbesserte Vorderseite inklusive eines selektiven Emitters. Der Zellwirkungsgrad, den das Unternehmen angibt, liegt in etwa bei dem, was auch die anderen Unternehmen melden, die Aussagen zum selektiven Emitter machen. Allerdings ist Suntech nach eigenen Angaben in der Produktion schon sehr weit. Pro Monat würden inzwischen sechs Megawatt produziert. Insgesamt seien aber Linien mit einer Kapazität von 450 Megawatt „Pluto enabled“. Auf die neue Technologie umzustellen lohne sich aber erst, wenn der Markt sich beruhige, da dann Produktionsausfälle wegen der Umstellung weniger negativ ins Gewicht fielen.

Stopfen mit n-Typ-Zellen

Die vierte der Technologien, die jetzt in die Praxis kommt, um die Rekombinationslecks zu stopfen, ist die sogenannte n-Typ-Zelle. Bei dieser ist Yingli Green Energy Vorreiter. Das Unternehmen hatte sie schon auf der Intersolar in München unter dem Namen Panda vorgestellt. Bei dieser Zelle ist das Basismaterial des Wafers nicht wie üblich p-, sondern n-dotiert. Das reduziert die Verluste im Basismaterial.

Passivierung ist auch in diesem Fall das Zauberwort. Insbesondere auf der Vorderseite ist es schwieriger als in der Standardzelle. Denn bei der n-Typ-Zelle ist die Vorderseite p-dotiert, so wie in der Standard-p-Typ-Zelle die Rückseite. Das Fraunhofer ISE setzt deshalb auch dafür eine Schicht Aluminiumoxid ein und kommt damit auf einen Wirkungsgrad von 23,9 Prozent. Wenn die Forscher Prozesse benutzen, die denen einer möglichen Serienfertigung ähnlich sind, kommen sie auf knapp 20 Prozent.

Auch die Entwickler von Yingli, die mit dem ECN und der Firma Tempres

für Diffusionsöfen kooperieren, scheinen das Passivierungsproblem gelöst zu haben. Sie erreichen mit den Panda-Zellen nach Yingli-Angaben einen Wirkungsgrad von 18,5 Prozent in der Produktion. Beachtlich ist, dass sie dieses Ergebnis in nur einem Jahr, in dem sie an der Umsetzung arbeiten, erreicht haben. Die Produktion soll ausgebaut werden. Nächsten Sommer soll eine neue Linie mit 600 Megawatt Kapazität anlaufen.

Die Beispiele zeigen, dass die einzelnen Unternehmen und Institute alle etwas unterschiedliche Roadmaps haben, in welcher Reihenfolge welche Technologie kommen soll. So steht in der Roadmap des Imec die Rückseitenkontaktzelle an letzter Stelle. Bei den Kollegen vom ECN aus den Niederlanden steht sie in Form einer MWT-Zelle ganz vorne, gefolgt vom Umstieg auf n-Typ-Zellen. Yingli nutzt die ECN-Technologie jetzt gleich für n-Typ-Zellen, ohne erst MWT umzusetzen. ECN-Wissenschaftler Paul Wyers hält dementsprechend wenig von Roadmaps. „Wir glauben nicht daran. Wir glauben an grundsätzliche Trends: höhere Effizienzen, dünnere Zellen, billigere Materialien.“

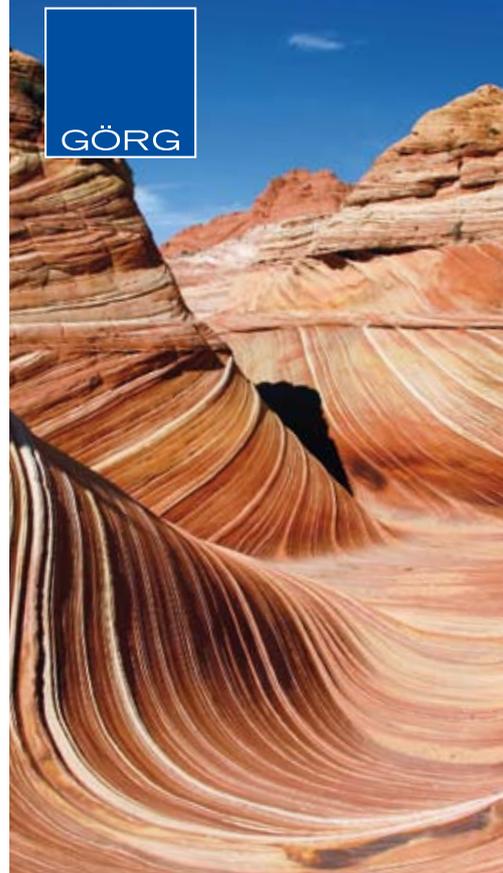
Auch Jörg Müller von Q-Cells hält es nicht für sinnvoll, sich auf Technologien festzulegen, sondern will „den Wirkungsgrad durch evolutionäre Entwicklungen um 0,6 Prozent pro Jahr steigern“. Zurzeit arbeitet das Unternehmen daran, die 19,4 Prozent Zellwirkungsgrad für monokristalline Zellen und die 18 Prozent für multikristalline Zellen, die es in den Laboren erreicht, in die Produktion zu überführen.

Am Ende müssen sowieso alle Löcher eines Fasses gestopft werden, wenn sich der Inhalt nicht immer wieder einen alternativen Weg nach außen suchen soll. Das gilt auch für Solarzellen.

Die verschiedenen Konzepte werden nach Ansicht von Stefan Glunz, der das Fassbild in einer etwas anderen Form gerne zitiert, deshalb über kurz oder lang sowieso konvergieren. Es macht schlicht keinen Sinn, nur auf der Vorder- oder nur auf der Rückseite gut zu sein. Denn wenn man Rekombination auf der einen Seite vermeidet, schlägt sie auf der anderen Seite umso stärker zu Buche.

Alle Löcher schließen

Das ist wie bei einem Fass mit drei Löchern. Wenn dann Vorder- und Rückseite so gut prozessiert sind, dass an



Schwieriges Terrain? Eher eine Frage der Expertise.

GÖRG – WIR BERATEN UNTERNEHMER.
INNOVATIV. PRAXISNAH. RICHTUNGSWEISEND.

BERLIN
ESSEN
FRANKFURT/M.
KÖLN
MÜNCHEN

JUVE
AWARDS 2009

WWW.GOERG.DE



In solchen Diffusionsöfen werden Standardzellen mit Phosphor dotiert. In Zukunft wird es mehr Zellen aus n-Typ-Silizium geben, die eine höhere Effizienz erreichen können und mit Bor dotiert werden.

ihnen sehr wenig Rekombination auftritt, begrenzt die Rekombination im p-dotierten Basismaterial den Wirkungsgrad. Das ist der Grund, warum der Umstieg auf n-Typ-Silizium als Basismaterial nötig werden kann. „Mit den Zellkonzepten kann man dann im Prinzip einen Wirkungsgrad von 21 Prozent oder mehr erreichen“, sagt Glunz. Am Ende führt die Evolution aber vielleicht sogar zum gleichen Ergebnis wie heute schon Sunpowers Revolution. Sunpower nutzt – wie sollte es anders sein – bereits n-Typ-Zellen.

Die Kosten entscheiden

An dieser Stelle schließt sich der Kreis. Es stellt sich die Frage, wie wichtig der Wirkungsgrad überhaupt ist. Denn am Ende zählen nur die Kosten pro Watt. Nach den Vorstellungen des Halbleiterverbandes Semi, die Axel Metz von Schott Solar auf der EU PVSEC vorgestellt hat, werden sie bis 2020 um weitere 60 bis 80 Prozent im Vergleich zu 2008 fallen. Der größte Teil der Kostensenkung werde von der verbesserten Produktionstechnologie, mehr Standardisierung und einigen weiteren Punkten der Semi-Roadmap kommen. Nur fünf bis zehn Prozent der zukünftigen Kostensenkung führt Metz auf eine Wirkungsgradsteigerung zurück. „Manchmal wird der Wirkungsgrad überbewertet“, sagt er. Wenn man den Blick von den reinen Kosten für die Zellen weg zu den Systemkosten richtet, ändert sich das Bild allerdings etwas.

Denn da spielen zum Beispiel Montagekosten eine Rolle, die von der Fläche abhängen. Je höher der Wirkungsgrad ist, desto kleiner ist die Fläche, so dass es eine indirekte Kostenersparnis gibt.

Es ist schwierig, die Effekte so klar auseinanderzuidividieren. „Auch in den letzten zehn Jahren sind nicht nur die Kosten pro Quadratmeter gefallen, sondern auch die Wirkungsgrade gingen um zwei bis drei Prozentpunkte nach oben“, sagt Stefan Glunz. Das führt direkt zu einer Kostenreduktion, wenn für den gleichen Preis mehr Watt die Fabrik verlassen. „Es lohnt sich deshalb nicht, eine Zelle herzustellen, die schlechter ist als der heutige Standard, nur weil sie billiger ist.“ Einige Unternehmen werden den Weg zu höheren Wirkungsgraden und den neuen Zelltechnologien etwas schneller, andere etwas langsamer gehen. Doch dass alle in diese Richtung gehen, dessen ist sich der Wissenschaftler sicher.

In der Semi-Roadmap stehen allerdings einige Verbesserungen im Vordergrund, die noch näher liegen. Zum Beispiel ist darin festgelegt, wie schnell die Wafer dünner werden sollen. Auch sollen die Emittler geringer dotiert werden, nicht nur wie beim selektiven Emittler zwischen den Kontakten, sondern auf der gesamten Fläche. „Dadurch wird die Solarzelle besser, aber es wird immer schwieriger, sie zu kontaktieren“, erklärt Glunz.

Das liegt an der Art, wie die Kontaktbahn hergestellt wird. Erst druckt eine

Siebdruckmaschine eine Silberpaste auf die schon fast fertige Zelle, die bereits die Antireflexschicht hat. Dann wird die Zelle erhitzt. Dadurch brennt sich die Paste durch die Antireflexionsschicht durch und verbindet sich mit dem Emittler. Das funktioniert umso besser, je höher der Emittler dotiert ist. „Inzwischen gibt es aber auch Silberpasten, mit denen Emittler kontaktiert werden können, die schwächer dotiert sind“, sagt Imec-Forscher John. Er wählt aber einen anderen Weg und erzeugt Kontakte mit elektrolytischer Nickel- und darauffolgender Kupferabscheidung (Plating), die nur 40 Mikrometer breit sind und auch gering dotierte Emittler kontaktieren. Damit erreicht er einen um nochmals 0,4 Prozentpunkte höheren Wirkungsgrad. Auch das geht mit industriell verfügbaren Prozessen.

Besser warten

Forscher und Zulieferer schaffen so immer wieder Innovationen, die es den Zellherstellern erlauben, neue Wege zu gehen. Auf die Frage, warum es zeitweise so aussah, als ob vor allem asiatische Unternehmen die Zelltechnologie nach vorne bringen, gibt es mehrere Antworten. Jörg Müller von Q-Cells sieht nicht, dass die deutsche Industrie langsamer ist. Sie kündige nur nicht an, was hinterher nicht umgesetzt werde. Außerdem hat Q-Cells zum Beispiel schon vor sechs Jahren auf der PVSEC, in Paris, eine MWT-Zelle vorgestellt. Die Entwicklung sei nur nicht weitergeführt worden, weil sie sich nach Ansicht des Unternehmens kommerziell nicht lohne.

Eine andere Hypothese hat Stefan Glunz. Früher sind die ersten zwei Maschinengenerationen einer neuen Technologie in Deutschland installiert worden. Dann haben Unternehmen in Fernost die schon ausgereifere Technologie übernommen. „Jetzt ist das oft umgekehrt“, sagt er. Das liegt zum einen daran, dass die chinesischen Unternehmen viel Geld für Investitionen haben. Zum anderen könnte sich das als Vorteil für die deutschen Unternehmen erweisen, weil sie dadurch am Ende die bessere Technologie bekommen. Der Evolution tut das keinen Abbruch. Sie kann am Ende sogar zu Ergebnissen führen, die heute noch revolutionär wären. Eine Verbindung der Sunpower-Technologie mit der HIT-Technologie von Sanyo: Stefan Glunz arbeitet daran. ◆ Michael Fuhs