

# DICKER FORTSCHRITT BEI DÜNNEN ZELLEN

## DÜNNSCHICHTTECHNOLOGIEN IM MARKTDURCHBRUCH

Dünnschicht-Solartechnologien sind derzeit sehr oft in den Medien. Bisher haben sie jedoch nur einen geringen Marktanteil. Welche unterschiedlichen Technologien sind am Markt und welche kommen demnächst? Wie verhalten sich Dünnschichtmodule im Einsatz? Welche Argumente sprechen für diese Technik und kommt es demnächst zum Marktdurchbruch?

Als im Februar das dritte OTTI-Anwenderforum Dünnschichtphotovoltaikmodule im fränkischen Seminarzentrum Kloster Banz stattfand, hatte sich aus einem eintägigen Seminar für ein vormals Nischenthema in der Solartechnik immerhin eine zweitägige Konferenz mit 200 Teilnehmern entwickelt. Auf der Freiburger Solarmesse Intersolar präsentierten sich gleich drei neue deutsche, sowie viele internationale Dünnschichtfirmen. Bei der diesjährigen Europäischen PV-Konferenz (PV-Sec) in Mailand waren alle Sessions mit Dünnschichttechnologien mit über tausend Teilnehmern dicht besetzt. Und auch im Rahmenprogramm des PV-SEC stattfindenden PV-Industry-Forum nahmen die Dünnschichttechnologien breiten Raum ein. Das gesteigerte Interesse spiegelt den Auftrieb, den die Dünnschichttechnologien derzeit erfahren, wieder. Ausgangspunkt für die viel gepriesenen, mit Vorschusslorbeeren versehenen, aber trotzdem seit fast einem Jahrzehnt vor sich her dümpelnden Dünnschichttechnologien, die die Produktionskosten entscheidend senken könnten, war die Knappheit von Polysilizium in den vergangenen zwei Jahren. Die Hersteller der klassischen kristallinen Siliziumzellen hatten ein Materialproblem und konnten ihre Produktionsstätten teilweise nicht auslasten sowie den boomenden Markt nicht bedienen. Polysilizium dient als Grundmaterial für die Wafer der Elektronikindustrie und für mono- und polykristalline Siliziumzellen. Die Hersteller von Polysilizium wie Wacker konnten sich Anfang der 2000er Jahre nicht vorstellen, dass sich die Photovoltaik weltweit so dynamisch entwickelt und konnten dann nicht so kurzfristig neue Hochöfen finanzieren

und aufbauen. Die Chance für die seit Jahren in Forscherstuben entwickelten Dünnschichttechnologien war da. Plötzlich gab es genug Risikokapital um in neue Solarzellengenerationen nachhaltig zu investieren. Zwar gibt es schon seit den 90er Jahren amorphe Dünnschichtsiliziumsolarmodule mit einem Marktanteil von über 13% und auch kleinere Mengen von den neuen Solarzellarten CIS und CdTe-Module wurden von Firmen wie Siemens, BP und Matsushita Ende der 90er produziert. Aber seit dem schrumpft der Marktanteil bis auf 7%, weil einerseits die genannten namenhaften Hersteller sich aus der Dünnschichttechnologie verabschiedeten, aber insbesondere weil sich die kristallinen Technologien so rasant entwickelten. Eine erste Trendumkehr zeigte sich im letzten Jahr; so basierten ca. 7,8% der verbauten Module auf Dünnschichttechnologien. In den nächsten Jahren ist ein rasanter Anstieg der weltweiten Kapazitäten zu erwarten. So kündigte die japanische Firma Mitsubishi Heavy auf der PV-Sec an, dass sie im nächsten Jahr 100 MWp mikromorphe Module produzieren wollen. Sharp kündigte gar für nächstes Jahr den Baubeginn einer 1-Gigawatt-Fabrik für amorphe Module in Triple-junction-Technologie (s. u.) an. Auch deutsche Hersteller bauen große Produktionskapazitäten auf: Ersol,

Q-Cells, Avancis, Odersun, Schott Solar, Inventux, Johanna Solar, WürthSolar...

Das Joint Research Center IES erwartet, dass die Herstellungskapazitäten der Dünnschichttechnologien bis 2011 auf über sechs Gigawatt steigen und dann ca. ein Viertel der weltweiten PV-Kapazitäten darstellen. Die etablierten kristallinen Siliziummodultechnologien bekommen also Konkurrenz. Allerdings besteht erfahrungsgemäß eine Differenz zwischen den angekündigten Herstellungskapazitäten und den tatsächlichen Produktionsmengen. So betragen bei der Rückschau die Produktionsmengen rund die Hälfte der angekündigten Herstellungskapazitäten. Entsprechend fällt die Prognose der Produktionsmengen durch die Photon Consulting geringer aus.

Langfristig gehört der Dünnschichttechnik mit ihrem hohen physikalischen und technologischen Potenzial, sowie den kurzen Energierücklaufzeiten die Zukunft. Techniker und Anwender fasziniert die Dünnschichttechnik durch vielfältige Eigenschaften. Hierzu zählen geringere Temperatur- und Verschattungsempfindlichkeit, Flexibilität, bessere Ausnutzung des spektralen Angebots der Sonne, geometrische Freiheit, mögliche Transparenz des Materials, homogenes Erscheinungsbild, Integrationsfähigkeit und Kunstlicheinsatz. Letztendlich

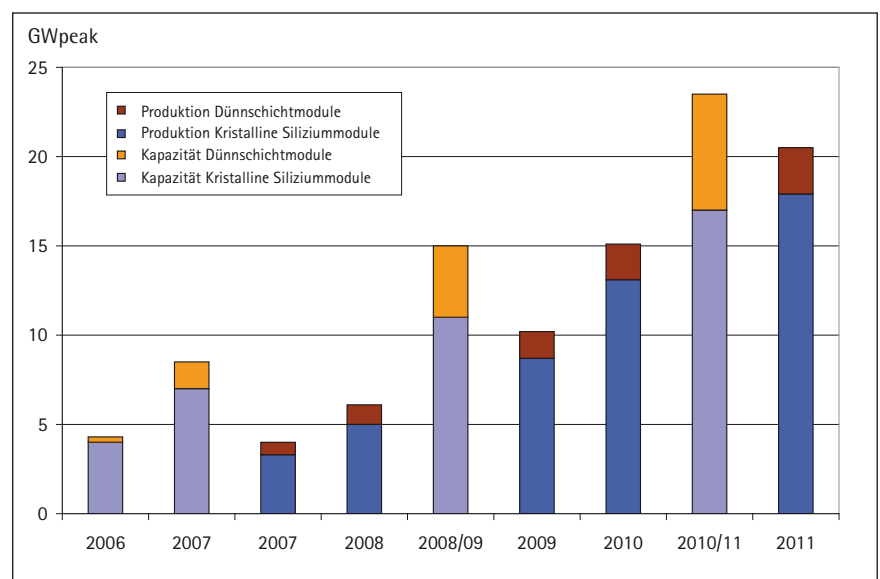


Bild 1: Angekündigte PV-Herstellungskapazitäten und Prognose der Produktionsmengen

Daten: Joint Research Center IES und Photon Consulting

entscheidend ist jedoch das Automatisierungspotential bei der im Vergleich zur Siliziumwafertechnologie deutlich unaufwendigeren Herstellung. Zelltechnologien mit absehbaren eingeschränkten Materialverfügbarkeiten (wie CIS und CdTe) werden dabei nur mittelfristig Marktanteile erobern und halten können. Bei der zunehmenden energiewirtschaftlichen Bedeutung der Photovoltaik schon Ende des nächsten Jahrzehnts und der daraus resultierenden Mengen werden Dünnschichttechnologien mit Silizium oder Siliziumverbindungen den Markt bestimmen.

Je deutlicher die Dünnschichttechnik ihren Kostenvorteil ausspielt, umso größere Marktanteile werden erreicht. Derzeit sind die Investitionskosten einer PV-Anlage mit gleicher Nennleistung im kleinen Leistungsbereich in Dünnschichttechnik und in kristalliner Technik vergleichbar. Der Preisvorteil der etwas billigeren Dünnschichtmodule wird durch die erhöhten Montage- und Installationskosten – für die gleiche Leistung wird mehr Solarfläche benötigt – und den höheren Planungsaufwand ausgeglichen. Bei größeren Anlagen über 100 kW können jetzt schon Dünnschichttechnologien kürzere Amortisationszeiten als kristalline Siliziummodule erreichen.

### Verschiedene Technologien

Gemeinsam ist allen Dünnschichttechnologien, dass sie direkt auf ein Trägermaterial als hauchdünne, wenige Mikrometerdicke Schichten abgeschieden werden. Aufgrund der hohen Lichtabsorption von Dünnschichtmaterialien und durch Lichtfallenstruktur sowie Rückseitenreflektorschichten, sind Schichtdicken von wenigen Mikrometern für die Umwandlung des Sonnenlichts ausreichend. Danach werden die Schichten in einzelne Zellstreifen durch Lasertechnik strukturiert. Dabei erfolgt bis auf die CSG-Technologie (später im Artikel mehr) die Kontaktierung der lichtzugewandten Seite mit einem transparenten Frontkontakt. Dieser besteht aus einer hochtransparenten und leitfähigen Me-

talloxidschicht, der so genannten TCO-Schicht (englisch: Transparent Conductive Oxide). Übliche Materialien sind Zinkoxid, Zinndioxid oder Indium-Zinn-Oxid. Die Zellen werden durch die TCO-Schicht nur minimal verschattet. Der elektrische Kontakt wird auf der Rückseite durch eine Metallschicht hergestellt. Während die rechteckigen kristallinen Solarzellen Zelle für Zelle miteinander verlötet werden (externe Verschaltung), werden Dünnschicht-Zellen direkt beim Zellfertigungsprozess verschaltet. Die elektrische Trennung und Verschaltung der Zellen geschieht durch Strukturierung zwischen den einzelnen Herstellungsschritten für die Zellschichten. Dabei entstehen dünne transparente Trennschnitte zwischen den einzelnen Zellen. Diese integrierte Verschaltung lässt ein hohes Maß an Automatisierung und Geschwindigkeit bei der Modulproduktion zu.

Um eine möglichst hohe Energieausbeute zu erreichen sind diese so schmal wie möglich und mit dem bloßen Auge kaum zu erkennen. Sie können jedoch als gestalterisches Element genutzt und gezielt verbreitert werden. Je breiter die Trennschnitte zwischen den Zellen sind, desto höher ist die Transparenz. Die semitransparente Optik lässt sich außerdem durch zusätzliche Trennschnitte senkrecht zu den Zellstreifen einstellen.

In Bild 3 erkennt man die Bearbeitungsreihenfolge und den Stromfluss, wenn die Zelle auf der Vorderseite abgeschieden wird. Dies ist bei den meisten amorphen Silizium-Modulen, aber auch bei CdTe-Modulen der Fall. Amorphe Zellen auf der Basis von flexiblen Folien und CIS-Zellen werden in umgekehrter Reihenfolge abgeschieden, beginnend mit dem Rückkontakt.

Die Zellmaterialien sind toleranter gegenüber Verunreinigungen mit Fremdatomen. Bei der Herstellung werden lediglich Temperaturen zwischen 200 °C und 700 °C benötigt, während kristalline Siliziumzellen Herstellungstemperaturen von 1.500 °C erfordern. Deshalb brauchen Dünnschichtmodule nur die Hälfte bis ein Drittel der Herstellenergie von



Bild 2: Semitransparente ASI-Module am Neubau der Fachhochschule München

kristallinen Siliziummodulen und besitzen eine energetische Rücklaufzeit von zwei bis drei Jahren. Mit fortschreitender technologischer Entwicklung und wachsenden Fertigungskapazitäten wird der Energieaufwand weiter sinken. Der geringere Material- und Energieverbrauch und die Möglichkeit des hohen Automatisierungsgrades der Fertigung mit großem Durchsatz bieten beträchtliche Einsparpotenziale gegenüber der kristallinen Siliziumtechnologie. Dünnschicht-Zellen sind in ihrer Form nicht an standardisierte Wafergrößen gebunden, wie dies bei den kristallinen Zellen der Fall ist. Das Trägermaterial kann nahezu beliebig zugeschnitten, gebogen oder sogar flexibel sein – Dünnschichttechnologien ermöglichen der Photovoltaik somit die verschiedensten Einsatzmöglichkeiten.

### Dünnschicht-Siliziumzellen

Der Klassiker der Dünnschichttechnik ist das **amorphe Silizium (aSi)**. Schon 1974 entwickelten die Forscher die ersten funktionsfähigen amorphen Zellen. Recht bald darauf begann der Einzug dieser ersten Dünnschichtgeneration in den Konsumerbereich. Amorphe Kleinmodule sind seit diesem Zeitpunkt bei Taschenrechnern, Uhren, Taschenlampen u.s.w. im millionenfachen Einsatz. Nachdem sich Vorbehalte bezüglich ihrer Stabilität und ihres Alterungsverhaltens durch Langzeit-Testergebnisse als unbegründet erwiesen haben, etablieren sich amorphe Module zunehmend bei größeren PV-Anlagen mit guten Erträgen. Das rötlichbraun bis schwarz amorphe (= gestaltlose) Silizium bildet keine regelmäßige Kristallstruktur, sondern ein ungeordnetes Netzwerk. Dadurch treten offene Bindungen auf, an die sich Wasserstoff anlagert. Das amorphe Silizium wird durch chemische Abscheidung bei Temperaturen von ca. 200 °C aus gasförmigem Silan hergestellt.

Amorphe Siliziummodule weisen eine hohe Anfangsdegradation auf. Dieser technologisch bedingte Effekt der Lichtalterung (Staebler-Wronski-Effekt) des Materials führt in den ersten sechs Monaten zu einem Sinken des Wirkungs-

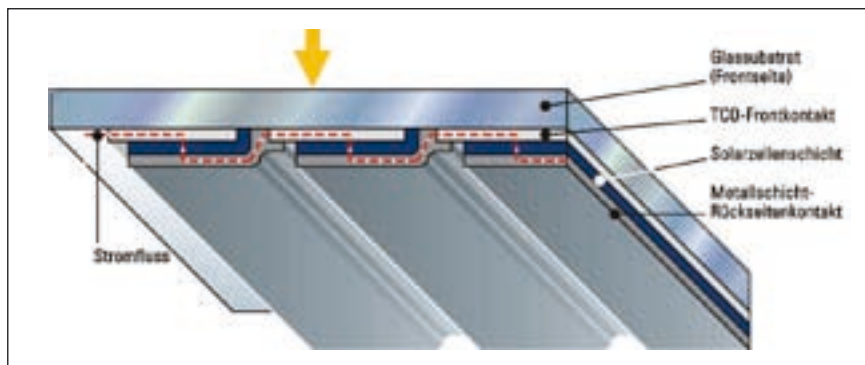


Bild 3: Laserbasierte integrierte Verschaltung bei Dünnschichtmodulen [1]

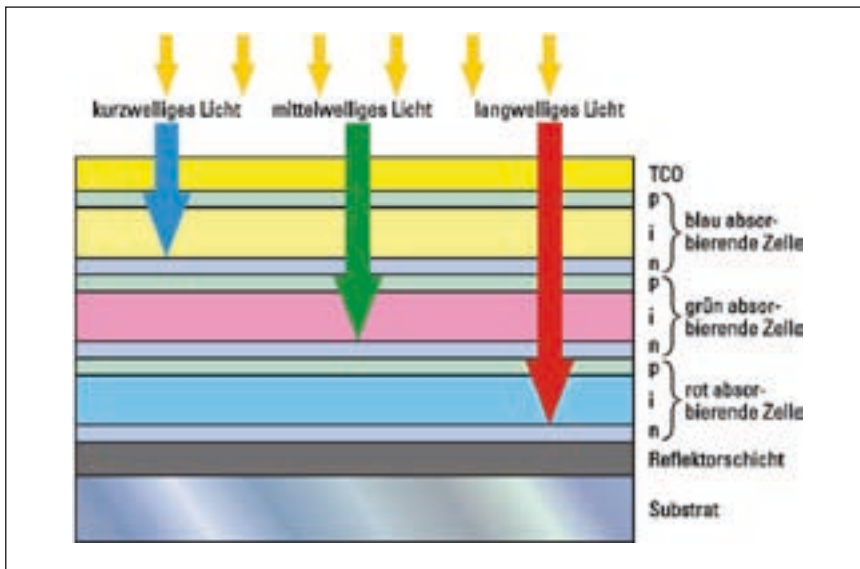


Bild 4: Schichtaufbau einer amorphen „Tripel“-Stapelzelle [1]

grades bis zu einem stabilen Wert. Dieser Wert wird vom Hersteller als Nennleistung angegeben. Das bedeutet, dass die Module mit einer höheren Leistung als der Nennleistung ausgeliefert werden. Dieses muss bei der Dimensionierung der Systemtechnik, z. B. des Wechselrichters beachtet werden.

Die Entwicklung von Stapelzellen führte zu höheren Wirkungsgraden. Bei Tandemzellen werden zwei und bei Tripel-Zellen drei amorphe Zellen mit unterschiedlichen Lichtabsorptionsverhalten übereinander abgeschieden.

Die amerikanische Firma United Solar erreichte bereits 1994 mit einem 30 cm x 30 cm großen Tripelzellen-Modul einen Rekordwirkungsgrad von 10,2%. Jede Teilzelle wird für einen anderen Farbbereich des Sonnenspektrums optimiert und dadurch der Gesamtwirkungsgrad erhöht. UniSolar produzierte im letzten Jahr etwa 30 MW und stellt die meisten auf dem Markt befindlichen amorphen Dünnschichtzellen her. Die Besonderheit bei den UniSolar-Modulen ist, dass die Zellen ohne Deckglas in einer Fluoropolymer- und EVA<sup>1)</sup>-Verbindung auf einer flexiblen Metallfolie abgeschieden werden und so auf die unterschiedlichsten Materialien aufgebracht werden können. Abweichend von den durchgängigen Zellstreifen über ein Modul verwendet UniSolar separate großflächige Zellenfelder mit einer Fläche von z. B. 34 cm x 12 cm. In jedem Zellfeld sind mehrere Zellstreifen miteinander verschaltet. Die Zellfelder werden dann über Bypassdioden zu einem Großmodul verschaltet. Die Teilung in einzelne Zellfelder und die Verschaltung mit Bypassdioden optimiert die Verschalt-

<sup>1)</sup> EVA - Ethyl-Vinyl-Azetat ist das Standard-einkapselungsmaterial bei PV-Modulen

ungstoleranz dieser Module. Auf dem deutschen Markt bieten die Firmen Biohaus, Corus, Rheinzink und Alwitra Module mit UniSolar-Zellen an (siehe Tabelle). Biohaus bietet mit diesen Zellen einerseits gerahmte Module für den Indach- und Aufdachbereich, daneben auch die großen „Dachplates“ mit über 6 m<sup>2</sup> Fläche für Trapezblechdächer, zur Verklebung auf Bitumbahndächer oder ähnliche Anwendungen. Der Kunststoffdachbahnhersteller Alwitra hat die UniSolar-Zellen direkt auf ausrollbare Kunststoffdachfolien gebracht. So können auch statisch für Standardmodule nicht geeignete Dächer, z. B. Leichtbau-Flachdächer, genutzt werden. Die Verlegung und Verklebung der Dachbahnen erfolgt wie bei einem normalen Kunststoffdach, nur noch die elektrische Verbindung muss über Steckverbinder hergestellt werden. Die Firmen Corus und Rheinzink integrieren die Folienmodule auf deren Blechdachsysteme. Die Verlegung erfolgt wie bei normalen Stehfalzblechdachbedeckungen.

War bisher UniSolar die einzige Firma auf der Welt, die Tripel-Junction-Module produziert, so bekommt diese jetzt ernsthafte Konkurrenz: Der Photovoltaik-Weltmarktführer Sharp hat angekündigt, in seiner Dünnschichtsparte statt seiner mikromorphen (s. u.) Module demnächst amorphe Tripelzellmodule mit höherem Wirkungsgrad und einer Leistung von 105 W anzubieten. Im Unterschied zu UniSolar wird Sharp auf Glas und nicht auf Metallfolie abscheiden. Die schon erwähnte Gigawattfabrik wird ab 2010 für großen Marktzuwachs in diesem Modulbereich sorgen.

Die japanische Firma Kaneka bietet Glas-Folien-Module mit einfachen amorphen Siliziumzellen in Deutschland an, auf dem japanischen Markt sind



Bild 5: Amorphe Tripelsolarmodule „Dachplates“ auf Tonnendach [Biohaus]

leistungsstärkere mikromorphe Dünnschichtmodule im Einsatz. Mikromorphe Solarzellen sind eine Kombination von mikrokristallinem und amorphem Silizium in Tandemzellen. Dazu wird auf Glas eine ca. 0,3 Mikrometer dicke amorphe Schicht abgeschieden. Danach wird von der glasabgewandten Seite das amorphe Silizium auf eine Temperatur von 600 °C gebracht, so dass auf einer Dicke von ca. 0,25 Mikrometern eine kristalline Struktur entsteht. Die restliche Schicht zum Glas hin bleibt amorphes Silizium. Die entstehende Tandem-Zelle kann das Sonnenspektrum besser nutzen und besitzt im Gegensatz zu rein amorphen Zellen einen doppelt so hohen Wirkungsgrad. Die japanische Firma Kaneka bietet schon seit 2004 diese Module mit Modulwirkungsgraden von 9,1% auf dem japanischen Markt an.

Die Firmen Mitsubishi Heavy und SchottSolar bieten bisher Module mit amorphen Tandem-Zellen an. Beide Firmen werden im nächsten Jahr leistungsstärkere Module mit mikromorpher Technologie produzieren. Eine zunehmende Anzahl kristalliner Solarzellhersteller steigt in diese Dünnschichttechnologie ein – so z. B. die eigentlich auf mono- und polykristalline Zellen spezialisierte Thüringer Firma Ersol. Nach der Pilotfertigung von klassischen ASI-Modulen stellt jetzt Ersol ThinFilm seine Produktionslinie auf mikromorphe Module um.

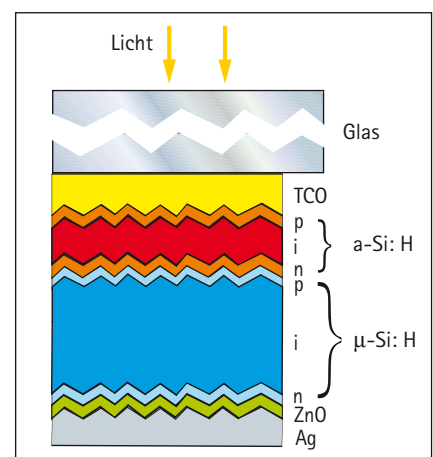


Bild 6: Aufbau eine mikromorphen Stapelzelle

Ob allerdings dieses Jahr noch die ersten Module auf den Markt kommen, ist ungewiss. Auch die Q-Cells Tochterfirma Brilliant 234 GmbH will mit der 25 MW-Produktion von mikromorphen Dünnschichtmodulen im nächsten Jahr starten. Ein vorgestelltes Produktionsmuster hat eine Leistung von 120 W und erreicht bei Abmessungen von 1,5 m x 0,93 m einen Wirkungsgrad von 8,5%. Ebenfalls mit mikromorpher Technologie wollen im nächsten Jahr bei Dresden gleich zwei Firmen, Signet Solar und die Sunfilm AG, Modulfabriken und die Firma Inventux in Berlin errichten. Die neugegründete Firma Inventux will eine 30 MW-Fabrik bauen und die ersten Module mit einem Wirkungsgrad von 8% sollen 2008 auf den Markt kommen. Ermöglicht werden die dynamischen Entwicklungen und die vielen Firmenneugründungen im Dünnschichtbereich vor allem Herstellerfirmen von Produktionsanlagen, wie Oerlikon Cooperate und Applied Materials, die ihre Fortschritte bei den Beschichtungstechnologien aus anderen Industrien (Elektronik, Maschinenbau...) jetzt an die Photovoltaikbranche weitergeben.

Eine weitere Silizium-Dünnschichttechnologie ist das Crystalline silicon on glass (CSG)-Verfahren. Mit dieser Technologie produziert die in Sachsen-Anhalt ansässige CSG Solar AG seit Ende 2006 die Module. Wie der Name schon sagt wird kristallines Silizium direkt auf Glas gebracht, allerdings werden zuerst amorphe n- und p-Siliziumschichten abgeschieden, die dann im Ofen bei 600 °C kristallisieren. Die dann polykristalline Siliziumschicht wird per Laser in etwa 6 mm breite Zellstreifen zerschnitten und mit isolierendem Kunstharz beschichtet. Der augenfälligste Unterschied zu den anderen Dünnschichttechnologien besteht in der punktförmigen Kontaktierung der Zellen über Krater und Grübchen, die in die isolierende Kunstharzschicht geätzt werden.

Die Serienmodule werden derzeit mit einem Wirkungsgrad von 5,8% angebo-

ten. Mit einem Kleinmodul 15 x 15 cm<sup>2</sup> konnte CSG einen Wirkungsgrad von 10,4% nachweisen. Für die nächsten Jahre ist somit insbesondere bei CSG-Tandemzellen bzw. Tripelzellen mit deutlich höheren Wirkungsgraden zu rechnen.

### CIS-Module

Die CIS-Technik erreicht zurzeit die höchsten Wirkungsgrade bei den Dünnschichttechnologien. Bei der Herstellung der schwarzen CIS-Solarzellen wird das Trägerglas in einer Vakuumkammer bei Temperaturen um 500 °C mit einer dünnen Kontaktschicht überzogen, auf die der Kupfer-Indium-Diselenid-(CIS)Halbleiter<sup>2)</sup> aufgebracht wird. CIS-Solarzellen sind nicht wie amorphes Silizium der lichtinduzierten Alterung unterworfen. Bisher stellt nur die Firma WürthSolar Mengen im zweistelligen Megawattbereich her. Die gerahmten 80 W-Doppelglasmodule von WürthSolar besitzen mit 11% den höchsten Wirkungsgrad im Dünnschichtbereich.

Eine Pilotfertigung für Module der zweiten CIS-Generation, bei denen kein Selen zum Einsatz kommt, die auf Kupfer-Indium-Disulfid basieren, ist seit 2005 in Berlin durch die Firma Sulfurcell in Betrieb. Das leistungsstärkste Doppelglasmodul von Sulfurcell besitzt einen Wirkungsgrad von 7,6%. Ebenfalls in Berlin will der amerikanische CIS-Modulhersteller GlobalSolar 2008 eine Fertigungsstätte eröffnen. Die Brandenburgische Firma Johanna Solar ist da schon weiter: die 30 Megawatt-Fabrik steht schon und die ersten Module laufen vom Band. Die Module basieren auf einer Kupfer-Indium-Gallium-Schwefel-Selen-Verbindung. Diese CIGSSe-Module mit den Abmessungen 1,21 m x 0,51 m besitzen eine Nennleistung von 55 W [2].

Im sächsischen Torgau produziert ab 2008 ein 20 Megawatt-Werk der Firma Avancis CIS-Module. Ebenfalls 2008 will die Q-Cells-Tochter Solibro mit ihrer CIS-Modulproduktion in Thalheim starten.



Bild 8: Endfertigung von CIS-Modulen bei WürthSolar [WürthSolar]

Im brandenburgischen Eberswalde will noch dieses Jahr mit Nanosolar ein weiterer amerikanischer CIS-Hersteller den Einstieg in den deutschen Markt wagen. Durch die Entwicklung von CIS-Nanostrukturen ist es der amerikanischen Firma Nanosolar möglich, den Vakuumprozess konventioneller CIS-Fertigung zu umgehen. Die Firma kann nanostrukturierte CIGS-Tinte direkt auf Aluminiumfolie im Roll-to-roll-Prozess drucken. Der Aufbau der Zellfertigung an drei Standorten in den USA mit einer Gesamtkapazität von 430 MW soll bis 2010 erfolgen. [3]

Die amerikanische Firma Daystar scheidet die 10 x 10 cm<sup>2</sup> und 15,6 x 15,6 cm<sup>2</sup> großen CIGS-Zellen auf einer Edelstahlfolie ab. Diese Zellen werden dann wie herkömmliche Siliziumwaferzellen miteinander verlötet und in Modulen einlaminiert. Daystar will bis 2010 eine Produktionskapazität von mehreren Hundert MW erreichen. Bisher sind Module mit Daystar-Zellen nur vereinzelt auf den deutschen Markt gelangt.

Die Odersun AG in Frankfurt (Oder) begann im April mit der Produktion von einem völlig anderen Herstellungskonzept für CIS-Zellen. Dabei wird Kupfer-Indium-Disulfid auf klassisches Kupferband abgeschieden, dann in Stücke geschnitten und verschindelt miteinander zu Modulen verschaltet. Die SOLAR4POWER-Produktreihe nach Firmenangaben soll kostengünstige Standardmodule zwischen 50 und 150 Wp umfassen. Derzeit beträgt die Produktionskapazität fünf Megawatt – sie soll im nächsten Jahr auf 30 MW gesteigert werden [4].

Spannend ist auch das CIS-Zellkonzept „Sunrise“ vom Glashersteller Scheuten, der im Juli sein 10-Megawatt-Pilotwerk in den Niederlanden eröffnete. Das Besondere an dem „Sunrise“-Konzept ist, dass Scheuten nicht großflächig Glasscheiben mit CIS beschichtet, sondern 0,2 mm kleine Glaskügelchen. Diese CIS-Glaskügelchen stellen dann die Solarzellen dar und werden zu Tausenden auf eine perforierte

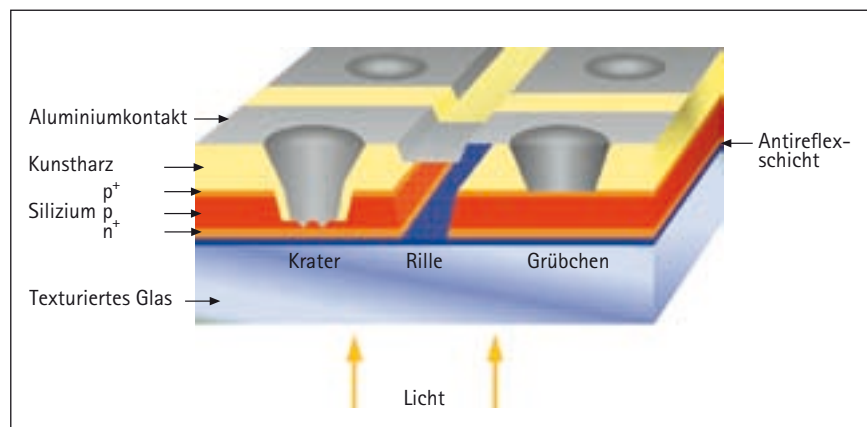


Bild 7: Aufbau von CSG-Zellen [1]

<sup>2)</sup> Meist wird auch Gallium verwendet, so dass die korrekte Bezeichnung dann CIGS-Module wäre.

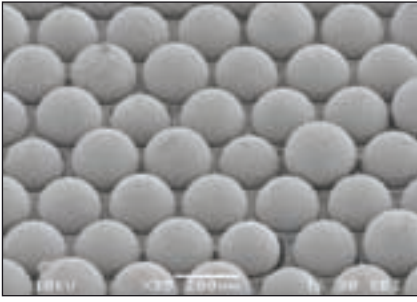


Bild 9: CIS-Kügelchen auf Lochmetallfolie [Scheuten Solar]

Metallfolie gebracht und kontaktiert. Die mit den Kügelchen bestückte Metallfolie wird dann in quadratische Stücke geschnitten. Die Abmessungen des so entstandenen CIS-Kügelchen-Zellverbunds wurden mit 156 mm x 156 mm analog den üblichen Siliziumzellen gewählt, so dass eine Weiterverarbeitung zu Modulen in den gleichen Modulfabrikationslinien erfolgen kann. Das homogene Abscheiden von großflächigen CIS-Schichten stellt bei den konventionellen CIS-Produzenten eine Herausforderung dar. Deshalb

werden bisher nur Modulwirkungsgrade von 11% erreicht, obwohl das Material weitaus höhere Wirkungsgrade verspricht. Das Sunrise-Konzept umschiffte diese Klippe elegant und es bleibt abzuwarten mit welchen Wirkungsgraden die ersten Sunrise-Module aufwarten können.

### CdTe-Module

Die dunkelgrün spiegelnd bis schwarzen Cadmium-Tellurid- (CdTe) Solarzellen erreichen ebenfalls höhere Wirkungsgrade als amorphe Zellen. Die Massenproduktion läuft seit 2000. Obwohl CdTe als Verbindung ungiftig und sehr stabil ist, haben die Hersteller Probleme mit der Akzeptanz des Materials durch die Toxizität von Cadmium. Umwelt- und Gesundheitsrisiken birgt nur der gasförmige Zustand, der aber nur bei der Herstellung in der vollkommen geschlossenen Produktionsanlage oder im Brand auftritt. Die Hersteller bieten ein Recyclingkonzept von ausgedienten CdTe-Modulen an. Die Abscheidung der Halbleiterschichten erfolgt bei etwa 700 °C im Vakuumverfahren.

Zwei Firmen, die deutsche Firma Antec Solar und die amerikanische Firma First Solar, stellen seit Anfang 2000 CdTe-Module her. Bei Antec Solar wurden immer wieder Qualitätsprobleme und Fabrikationsfehler der Module bekannt und noch dazu ging die Firma wenig kulant mit den geschädigten Kunden um. Deshalb fehlen die Module in der Übersichtstabelle. Die Module der Firma First Solar, die seit 2002 auf dem amerikanischen Markt sind, haben in der Solarbranche einen guten Ruf. Die Firma bemüht sich sehr um Transparenz und guten Kundenkontakt. Die First Solar errichtet gerade in Frankfurt/Oder eine 100MW-Fabrik. Schon die massive Erweiterung der amerikanischen Produktionsstandorte sorgten für eine Verdoppelung des Marktanteils der CdTe-Module im Jahr 2006 auf 60 MW, so kann man für dieses Jahr auch von einer Verdoppelung ausgehen. Die rahmenlosen 70W-Doppelglasmodule besitzen einen Modulwirkungsgrad von 7,6% und eine maximale Systemspannung von 1000V, so dass diese inzwischen auch immer mehr bei Großpro-

Tabelle 1: Marktübersicht 2007 Dünnschichtmodule

Technologie	ASI Single	ASI Single	ASI Single	ASI Tandem	ASI Tandem	ASI Tripel	ASI Tripel	a-Si Tripel	a-Si Tripel	a-Si Tripel	ASI Tripel	ASI Tripel	ASI Tripel	ASI Tripel	
Typ	K120-H / V	K60	MA 100 T2	ASI-F 32/12	ASI-F 100	ES-62T	US-64	Biosol PV-Plate B / T	Biosol XXL Indach	Biosol UniPro (Aufdach)	Solar PV Stehfalz / PV Klickleiste (Indach, Fassade)	Kalzip AluPlusSolar PVL 68 (Indach, Aufdachoption)	Kalzip AluPlusSolar PVL 136 (Indach, Aufdachoption)	Evalon V-Solar 408 (Kunststoffdachbahn)	Evalon V-Solar 272 (Kunststoffdachbahn)
Hersteller	Kaneka	Kaneka	Mitsubishi Heavy	SchottSolar	SchottSolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar	Unisolar
Anbieter/Modulhersteller	IBC Solar	IBC Solar, Sunset	Phönix Sonnenstrom	SchottSolar	SchottSolar	Donauer Solartechnik	Donauer Solartechnik, Sunset	Biohaus	Biohaus	Biohaus	Rheinzink	Kalzip/Corus	Kalzip/Corus	Alvitra	Alvitra
Nennleistung in Wp	120	60	100	32,2	97	62	64	2 x 136	127	124	68	68	136	408	272
Wirkungsgrad	6,3%	6,3%	6,3%	5,3%	5,3%	6,2%	6,3%	4,3% <sup>1)</sup>	6,6% <sup>1)</sup>	6,4% <sup>1)</sup>	4,0%	4,4%	4,6%	4,4%	4,3%
Leistungstoleranz	+10%/-5%	+10%/-5%	+/-5%	+/-10%	+/-10%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-10%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%
Leistungsgarantie	20 J. 80%	20 J. 80%	10 J. 90% 20 J. 80%	10 J. 90% 20 J. 80%	10 J. 90% 20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%	20 J. 80%
Produktgarantie	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	10 Jahre	10 Jahre
MPP-Spannung in V	67	67	108	16,8	50,4	15	16,5	2 x 33	30,2	30	16,5	16,5	33	99	66
MPP-Strom in A	1,8	0,9	0,93	1,92	1,92	4,1	3,88	4,1	4,2	4,2	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
Leerlaufspannung in V	92	92	141	22,8	68,4	21	23,8	2 x 46,2	42,2	46,2	23,1	23,1	46,2	138,6	92,4
Kurzschlussstrom in A	2,38	1,19	1,17	2,5	2,5	5,1	4,8	5,1	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
max. Systemspannung in V	530	530	600	600	600	1000	600	1000	1000	1000	600	1000	1000	1000	1000
Leerlaufspannung bei -10° in V	101,8	101,8	156,8	25,4	75,8	23,8		2 x 52,4	47,8	47,6	26,3	26,3	52,3	149,3	99,5
MPP-Spannung bei 70° in V	57,8	57,8	92,4	14,3	43,4	12,4		2 x 28,4	26,0	25,8	23,1	23,1	27,4	89,2	59,4
Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung in %/°C	-0,42	-0,42	-0,33	-0,33	-0,33	-0,38		-0,38	-0,38	-0,38	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22
Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms in %/°C	0,075	0,075	0,09	0,08	0,08	0,10		0,10	0,10	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Temperaturkoeffizient Leistung in %/°C	-0,23	-0,23	-0,20	-0,20	-0,20			-0,21	-0,21	-0,21	-0,29	-0,29	-0,29	-0,29	-0,29
Schwachlichtverhalten Leistung bei 200 W/m²	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA
Höhe in mm	1979/1919	990	1414	1005	1815	1257	1366	5836 / 5586	2504	2458	4000 / 4000	2850	5500	6000	6000
Beite in mm	960/990	960	1114	605	1015	792	741	1085 / 867	788	791	430 / 475	537	537	1550	1050
Dicke in mm	46	46	35	36	47	32	32	40 / 40	16	42	kA	kA	kA	5,1	5,1
Gewicht	27/27,5	13,7	21	6,2	23	10,9	9,2	53 / 44	17,5	19,7	9,65 / 10,23	kA	kA	4,30 kg/m²	4,33 kg/m²
Aufbau	Glas/ Folien- Modul	Glas/ Folien- Modul	Glas/ Folien- Modul	Glas/Folien- Modul	Glas/ Folien-Modul bestehend aus 3 Stück ASI-F 32/12			Oberseite: Fluorpolymer, Unterseite: beschichtetes und verzinktes Stahlblech	Oberseite: Fluorpolymer, Unterseite: Galvalum- platte, Solrif-Rah- mensystem	Oberseite: Fluorpolymer, Unterseite: Galvalum- platte, Hohlkammer- rahmen	Fluorpolymer, Zinkplatte	Fluorpolymer, Aluminium- platte	Fluorpolymer, Aluminium- platte	Fluorpolymer, Kunststoffbahn	Fluorpolymer, Kunststoffbahn
Rahmentyp	Alu	Alu	Alu	Alu	Alu	Alu	Alu	ohne	Alu	Alu	ohne	ohne	ohne	ohne	ohne
Anzahl der Bypassdioden	2	1	1	keine	3 (1 je Teilmodul)	10	10	44	20	20	10	10	22	60	44
Markteinführung	2000	2000	2004	2003	2004	2000	2000	2006	2006	2006	2000	2005	2005	2000	2000
Füllfaktor FF:	0,55	0,55	0,61	0,56	0,57	0,58	0,56	0,57	0,58	0,52	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58

<sup>1)</sup> Moduldeffizientenwert abhängig von der Verlegung: statt Modulmaße kann auch Verlegeraster (z.B. Biosol XXL Indach: 2485 mm x 771mm) benutzt werden



Bild 10: Dachanlage mit CdTe-Modulen

jekten zum Einsatz kommen – so z. B. bei der sich im Bau befindlichen Freiflächenanlage in Brandis, die im Endstadium mit einer Gesamtleistung von 40 Megawatt zu den größten Anlagen weltweit zählen wird. In den nächsten Jahren werden auch die CdTe-Module ihre Marktanteile deutlich ausbauen. Nach dem das Patent für diese Technologie ausgelaufen ist, haben bisher fünf Firmen angekündigt, die Cd-Te-Modulproduktion aufzunehmen. Eine der ersten wird die Q-Cells Tochterfirma Calyxo GmbH sein, die im nächsten Jahr mit der Herstellung von CdTe-Modulen

beginnt. Die Fabrik in Thalheim ist auf eine jährliche Produktionskapazität von 25 MW ausgelegt.

In Zukunft werden sich auch neue Dünnschichtkonzepte verstärkt durchsetzen. Dazu gehören insbesondere moderne Silizium-Dünnschichttechnologien wie z. B. mikrokristalline und die schon erwähnten mikromorphen Solarzellen, neuartige CIS-Zellen oder völlig andere Technologien wie Farbstoffzellen oder organische bzw. Kunststoffzellen.

### Marktübersicht und Eigenschaften von Dünnschichttechnologien

Die elektrischen Kenndaten der auf dem deutschen Markt befindlichen, üblichen Dünnschichtmodule sind in der Tabelle 1 aufgeführt. Auffällig dabei ist, dass viele der vorher beschriebenen Hersteller noch gar keine Module auf dem deutschen Markt oder überhaupt derzeit anbieten. Die meisten neuen Dünnschichtmodule werden im nächsten und übernächsten Jahr auf den Markt kommen. So ist die

Auswahl an Dünnschichtmodulen für den Installateur recht übersichtlich. Ein Maniko besteht bei vielen Dünnschichtanbietern noch bei der Angabe des Schwachlichtverhaltens der Module.

Gerade im Schwachlichtverhalten haben viele Dünnschichttechnologien ihre Stärken. Wesentliche Unterschiede zwischen kristallinen und Dünnschicht-Modulen bestehen neben dem Wirkungsgrad insbesondere bei der Einstrahlungs- und Temperaturabhängigkeit, der spektralen Empfindlichkeit sowie der Verschattungstoleranz. Jedoch gibt es auch zwischen den Dünnschichtmodulen signifikante Unterschiede im elektrischen Verhalten auch innerhalb einer Technologie (insbesondere bei CIS).

Der geringe Wirkungsgrad der Dünnschicht-Module führt zu einem höheren Flächenbedarf für eine gewünschte Leistung, hat jedoch keine Auswirkung auf den spezifischen Energieertrag pro Kilowatt. Bei den kristallinen Modulen werden die viereckigen Siliziumzellen bestimmt. Die

ASI Tripel	ASI Tripel	ASI / mikro-kristallin	ASI / mikro-kristallin	CSG	CIS	CIS	CIS	CIS	CIS	CIS	CIS	CIS	CdTe	CdTe	CdTe	CdTe	CdTe
Evalon V-Solar 204 (Kunststoffdachbahn)	Evalon V-Solar 136 (Kunststoffdachbahn)	NA-851WP	NA-901WP	CSG 80	WS-G0036E080	WSG0016	WSK0019	WSS0007	SCG45-HV	SCG50-HV	SCG55-HV	SCG55-HV	FS 260	FS 262	FS 265	FS 267	FS 270
Unisolar	Unisolar	Sharp	Sharp	CSG Solar	Würth Solar	Würth Solar	Würth Solar	Würth Solar	Sulfurcell	Sulfurcell	Sulfurcell	Sulfurcell	First Solar	First Solar	First Solar	First Solar	First Solar
		Phönix Sonnenstrom, Sharp	Sharp	CSG Solar, Blitzstrom, IBC Solar	Würth Solergy	Würth Solergy	Würth Solergy	Würth Solergy	Sulfurcell, Aixtec, Blitzstrom, IBC Solar	Sulfurcell, Aixtec, Blitzstrom, IBC Solar	Sulfurcell, Aixtec, Blitzstrom, IBC Solar	Sulfurcell, Aixtec, Blitzstrom, IBC Solar	Blitzstrom, Conergy, Gehrlacher, Juwi, Phönix-Sonnenstrom, R&P Sun Energy	Blitzstrom, Conergy, Gehrlacher, Juwi, Phönix-Sonnenstrom, R&P Sun Energy	Blitzstrom, Conergy, Gehrlacher, Juwi, Phönix-Sonnenstrom, R&P Sun Energy	Blitzstrom, Conergy, Gehrlacher, Juwi, Phönix-Sonnenstrom, R&P Sun Energy	Blitzstrom, Conergy, Gehrlacher, Juwi, Phönix-Sonnenstrom, R&P Sun Energy
Alvitra 204	Alvitra 136	85	90	80	80	75	23	67,5	45	50	55	60	60	62,5	65	67,5	70
3,9%	3,9%	8,1%	8,5%	5,8%	11%	10,4%	9,4%	9,4%	5,5%	6,1%	6,7%	7,3%	8,3%	8,7%	9,0%	9,4%	9,7%
+/-5%	+/-5%	+/-10%	+/-10%	+/-5%	+5%/-2%	+/-10%	+/-10%	+/-10%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%
20 J. 80%	20 J. 80%	10 J. 81% 25 J. 72%	10 J. 81% 25 J. 72%	12 J. 90% 25 J. 80%	20 J. auf 80%	20 J. auf 80%	-	20 J. auf 80%	10 J. 90% 20 J. 80%	10 J. 90% 20 J. 80%	10 J. 90% 20 J. 80%	10 J. 90% 20 J. 80%	25 J. 80%	25 J. 80%	25 J. 80%	25 J. 80%	25 J. 80%
10 Jahre	10 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	5 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre
49,5	33	49	49,3	59	35	35	16,5	35,5	36	38,5	41	41,5	61,7	62,5	63,7	64,6	67,1
4,13	4,13	1,74	1,83	1,4	2,3	2,1	1,4	1,9	1,25	1,3	1,35	1,35	0,97	1,00	1,02	1,05	1,04
69,3	46,2	63,6	65,2	83	44	44,5	22	45,9	47,6	51	53	52,5	86	86	87	87	89
5,1	5,1	2,11	2,11	1,6	2,5	2,4	1,5	1,9	1,51	1,6	1,7	1,7	1,17	1,17	1,17	1,18	1,19
1000	1000	600	600	1000	1000	1000	50	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
76,8	52,3	70,5	72	97	48,5	49	24,3	50,5	52,1	55,8	58	57,3	93,5	93,5	94,6	94,6	96,8
42,6	27,4	42,4	42,6	67	29,5	29,3	13,8	29,8	35,1	33,7	35	36,6	54,8	55,5	56,5	57,3	59,6
-0,22	-0,22	-0,24	-0,24	-0,47	-0,29	-0,29	-0,29	-0,29	-0,26	-0,26	-0,26	-0,26	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25
0,08	0,08	0,07	0,07	0,14	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
-0,29	-0,29	-0,3	-0,43	-0,58	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25
kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA	12,6	12,8	13,0	13,2	13,7
3360	3360	1129	1129	1253	1205	1200	605	1200	1256	1256	1256	1256	1200	1200	1200	1200	1200
1550	1050	934	934	1103	605	600	405	600	656	656	656	656	600	600	600	600	600
5,1	5,1	46	46	41	35	7,5	31	7,5	30	30	30	30	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
4,03 kg/m²	4,17 kg/m²	18	18	14,5	12,71	13,34	4,51	13,34	13,7	13,7	13,7	13,7	12	12	12	12	12
Fluorpolymer, Kunststoffbahn	Fluorpolymer, Kunststoffbahn	Glas/Folien-Modul	Glas/Folien-Modul	Glas/Folien-Modul	Glas-Glas Verbund	Glas-Glas Verbund mit TVG Frontglas	Glas-Glas Verbund	Glas-Glas Verbund mit TVG Frontglas	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul	Glas/Glas-Modul
ohne	ohne	Alu	Alu	Alu	Alu	Alu	Alu	ohne	Alu	Alu	Alu	Alu	ohne	ohne	ohne	ohne	ohne
30	40	kA	kA	1	1	1	keine	1	kA	kA	kA	kA	keine	keine	keine	keine	keine
2000	2000	2004	2004	2007	2001	2001	2001	2001	2006	2006	2006	2006	2005	2006	2006	2006	2007
0,58	0,58	0,63	0,65	0,62	0,73	0,70	0,70	0,77	0,63	0,61	0,61	0,67	0,60	0,62	0,64	0,66	0,66

Spannung ergibt sich als Vielfaches der in Reihe geschalteten Zellen. Dünnschicht-Module sind flexibler in den geometrischen Abmessungen, die Zellen bestehen aus 0,5 bis 2 cm breiten Zellstreifen. Mit der Vergrößerung der Modulfläche kann die Leistung „streifenweise“ erhöht werden.

### Toleranter gegenüber Verschattung und Temperatur

Bei der Planung von Dünnschicht-Anlagen muss der erhöhte Flächenbedarf berücksichtigt werden. Während kristalline Module nur acht bis zehn Quadratmeter Fläche pro Kilowattpeak-Leistung benötigen, beträgt der Flächenbedarf bei amorphen und CSG-Modulen das Doppelte, bei CIS-Modulen etwa zwölf Quadratmeter und bei mikromorphen und CdTe-Modulen ca. sechzehn Quadratmeter. Für dieselbe Leistung werden mehr Module und Unterkonstruktion benötigt. Ebenso steigt der Aufwand für Verschaltung, Verkabelung und Montage. Die Hersteller versuchen durch geeignete Systemlösungen dem entgegen zu wirken.

Auffallend sind die flacheren Kennlinien von Dünnschicht-Modulen, insbesondere der CdTe-Module und die sich daraus ergebenden geringeren Füllfaktoren<sup>3)</sup> (siehe Tabelle 2). Trotz des relativ geringen Wirkungsgrades kann die Energieausbeute unter bestimmten Bedingungen recht hoch sein.

Die Ausnutzung von diffusem und schwachem Licht ist bei Dünnschicht-Zellen besser: Sie besitzen einen günstigeren Temperaturkoeffizient, somit ist die Leistungsabnahme bei höheren Betriebstemperaturen kleiner als bei kristallinen Zellen. Dünnschicht-Module verlieren nicht soviel Leistung bei Temperaturerhöhungen wie kristalline Zellen. Im Vergleich fällt auch die höhere Verschattungstoleranz der Dünnschichtmodule auf. Eine Vollverschattung von einer Zelle führt bei kristallinen Standardmodulen mit zwei Bypassdioden in der Regel zum Ausfall

<sup>3)</sup> Als Füllfaktor wird das Verhältnis von MPP-Leistung und dem Produkt von Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung bezeichnet.

<sup>4)</sup> Annealing-Effekt – Durch Wärme hervorgerufene langsame Erhöhung des Wirkungsgrades bei amorphen Modulen

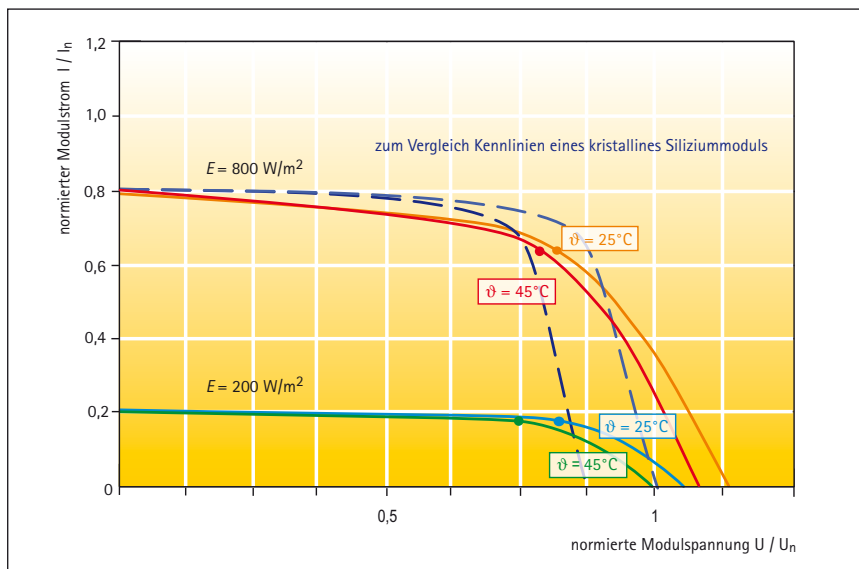


Bild 11: Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit von CdTe-Modulen [1] nach Messung von First Solar

des halben Moduls. Im Gegensatz dazu erschweren die streifenförmigen Zellen von Dünnschichtmodulen die Vollverschattung einer ganzen Zelle. Die Leistung vermindert sich deshalb meist nur proportional zur verschatteten Fläche.

Doch Unterschiede in den elektrischen Eigenschaften bestehen auch zwischen den verschiedenen Dünnschichttechnologien. Die temperaturbedingte Leistungsminderung ist bei CIS-Modulen mit kristallinen Siliziummodulen vergleichbar, während CSG-Module 0,2% mehr Leistung bei Temperaturerhöhung verlieren. Die temperaturunabhängigen CdTe-Module verlieren bis 0,3% und die amorphen Module bis 0,4% je Grad Celsius weniger als kristalline Zellen. So gewinnen amorphe Module durch den niedrigeren Temperaturfaktor und den sogenannten „Annealing“-Effekt<sup>4)</sup> typischerweise im ertragsreichen Sommer mehr und im ertragsarmen Winter weniger Energie als kristalline Siliziummodule aus der Sonne.

### Bessere Nutzung des Sonnenspektrums

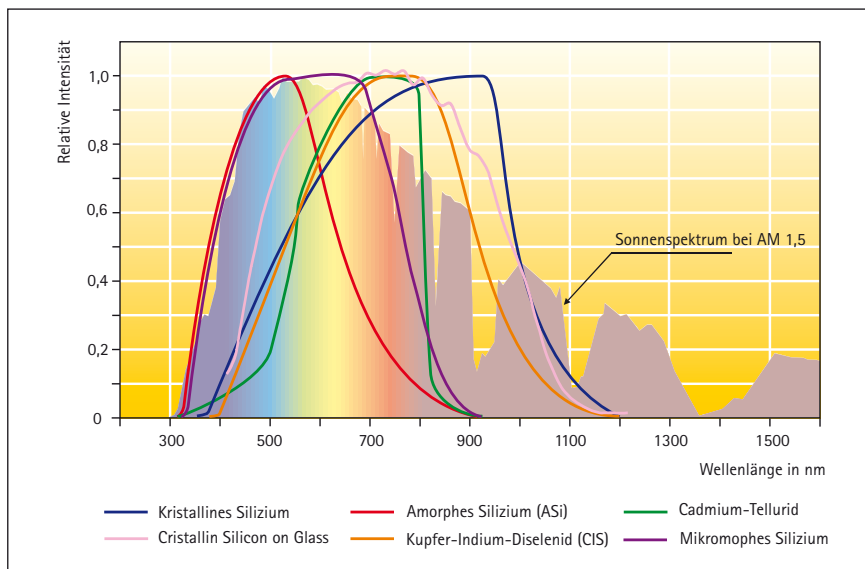
Je nach verwendetem Material und Technologie können Solarzellen die unterschiedlichen Farbbereiche des Sonnenlichts besser oder schlechter in Strom umwandeln. Die spektrale Empfindlich-

keit beschreibt, in welchem Wellenlängenbereich eine Zelle am effizientesten arbeitet, und beeinflusst den Wirkungsgrad bei verschiedenen Einstrahlungsverhältnissen.

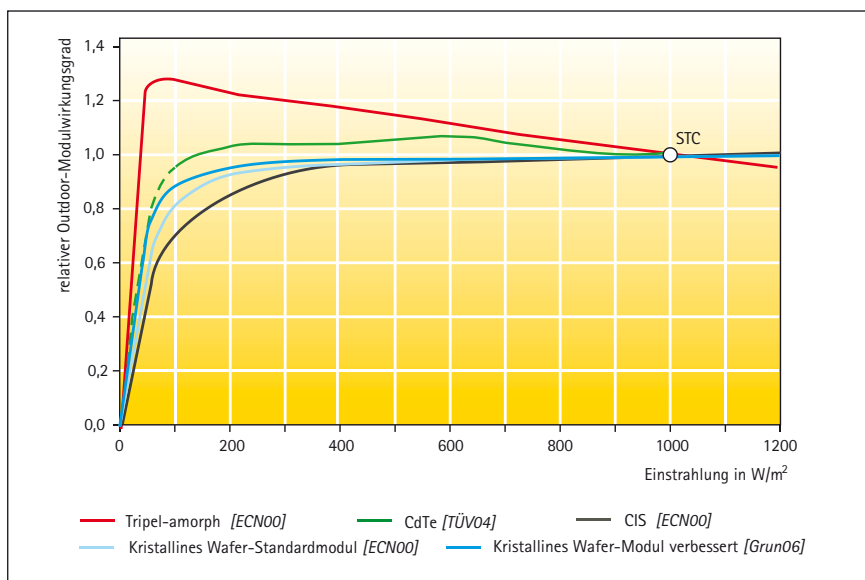
Während kristalline Solarzellen besonders empfindlich für langwellige Solarstrahlung sind, nutzen Dünnschichtzellen das sichtbare, energiereichere Sonnenlicht besser. Amorphe Siliziumzellen können kurzwelliges Licht optimal absorbieren, CdTe- und CIS-Zellen dagegen die mittleren Wellenlängen. Dadurch werden von Dünnschichtmodulen in geringen Einstrahlungsklassen höhere Wirkungsgrade erreicht. Wenn Stapelzellen verwendet werden, kann dieser Effekt bis zu 30% über STC-Wirkungsgrad gesteigert werden (siehe Bild 4 und Bild 13). Die oberste Zelle absorbiert das blaue Licht und lässt die anderen Lichtanteile durch. Der blaue Anteil des Sonnenspektrums ist in der Lage, die Wolken zu durchdringen, so dass die Effizienz der Zellen bei einem höheren Diffusstrahlungsanteil, wie es bei Bewölkung und geringen Einstrahlungen oft der Fall ist, gesteigert wird. Das grün/gelbe Licht wird von der mittleren Zelle genutzt, die untere Zelle schließlich wandelt das rote Licht um. Neben amorphen und mikromorphen Stapelzellen weisen besonders CdTe-Module ein gutes Schwachlichtverhalten auf.

Tabelle 2: Temperaturkoeffizienten und Füllfaktoren der verschiedenen Solarzellentechnologien

	Kristalline Si-Module	Amorphe Si-Module	Mikromorphe Si-Module	CIS-Module	CdTe-Module	CSG-Module
<b>Füllfaktor</b>	0,75 bis 0,85	0,56 bis 0,61	0,63	0,64 bis 0,71	0,47 bis 0,64	0,62
<b>Temperaturkoeffizient in % pro °C</b>						
für Leerlaufspannung	-0,30 bis -0,45	-0,28 bis -0,5	-0,27	-0,26 bis -0,5	-0,22 bis -0,43	-0,47
für Kurzschlussstrom	+0,02 bis +0,08	+0,06 bis +0,1	+0,07	+0,05 bis +0,1	+0,02% bis +0,04	+0,14
für MPP-Leistung (STC)	-0,37 bis -0,52	-0,1 bis -0,29	-0,3 bis -0,43	-0,35 bis -0,4	-0,25 bis -0,36	-0,58



**Bild 12:** Spektrale Empfindlichkeit verschiedener Zellmaterialien nach Messung am ISET-Kassel und Herstellermessung (CSG: CSGSolar, mikromorph: Mitsubishi Heavy)



**Bild 13:** Relativer Modulwirkungsgrad bei unterschiedlichen Einstrahlungen [1] nach Messungen am niederländischen Forschungsinstitut ECN 2000 und dem TÜV Rheinland 2004

### Besonderheiten beim Einsatz

Das Maximum der Leistung, der Maximum Power Point (MPP), ist nicht so stark ausgeprägt. Wegen des kleineren Wirkungsgrades fließt ein geringerer Strom. Um die gleiche Leistung wie kristalline Zellen zu erreichen, wird eine doppelt so große amorphe Zellfläche benötigt. Der weniger eindeutig ausgeprägte MPP stellt an die Regelungstechnik der Wechselrichter bzw. MPP-Regler höhere Anforderungen. Der geringere Füllfaktor bewirkt eine höhere Leerlaufspannung, die bei der Auslegung der Systemtechnik beachtet werden muss. Die Auslegungsspannung  $U_L$  bei  $-10^\circ\text{C}$  und  $U_{MPP}$  bei  $70^\circ\text{C}$  erhöhen sich entsprechend der Temperaturfaktoren (Tabelle 2). Viele Dünnschichtmodule können nur bis zu Systemspannungen von maximal 600 Volt eingesetzt werden, so dass dann Parallelschaltungskonzepte verwendet werden [1].

Amorphe Module können in den ersten Monaten ihres Einsatzes eine um ca. 20% höhere Leistung besitzen, ehe sich die Leistung durch die anfängliche Lichtalterung auf den konstanten Nennwert, der auf dem Datenblatt des Moduls angegeben ist, einstellt. Auch für die Spannungs- und Stromdimensionierung des Wechselrichters muss dieser Effekt beachtet werden. Die Betriebsspannung kann um ca. 11% und der Betriebsstrom um ca. 4% höher als die Nennwerte in diesem Zeitraum sein. Diese muss bei der Wahl der Anzahl der in Reihe geschalteten Module und der Anpassung an den Arbeits- und MPP-Bereich des Wechselrichters berücksichtigt werden. Bei amorphen Stapelzellen wie auch mikromorphen Zellen ist der Effekt der Lichtalterung um 5 bis 15% geringer.

Besonders bei CdTe-Modulen fällt die höhere Nennspannung der Module auf.

Die Nennspannung liegt um 60 Volt, so dass in PV-Insulanlagen mehrere Akkumulatoren in Reihe geschaltet werden müssen. In netzgekoppelten Anlagen werden wegen der hohen Spannung mitunter Parallelschaltungskonzepte gewählt bzw. Wechselrichter mit hohen Eingangsspannungen eingesetzt.

Wie im Folgenden erklärt, sollte bei Dünnschichtmodulen der negative Pol geerdet werden. Nur CSG-Module machen dabei eine Ausnahme: sie können eine negative Spannung gegen Erde von bis zu 400 V problemlos vertragen. Prinzipiell sollte der Installateur sich beim Wechselrichterhersteller vergewissern, ob sein Gerät für den Betrieb von Dünnschichtmodulen geeignet ist.

### Energieertrag und Langzeiterfahrungen

Die aufgezählten Eigenschaften, wie das Verhalten bei geringeren Einstrahlungen oder erhöhter Temperatur sowie bei Verschattung, sorgen bei vielen realisierten Dünnschichtanlagen dafür, dass gute Erträge durch die Anlagen erreicht werden. Bei verschiedenen Anlagen mit Dünnschichtmodulen wurde allerdings im Langzeitverhalten eine starke Degradation bis zum Totalausfall von Modulen beobachtet. Zurückzuführen war dieses auf eine Schädigung des TCO-Kontaktes bei hohen Spannungen. Ableitströme gegen Erde können bei einigen Dünnschichtmodulen die TCO-Schicht korrodieren lassen. Der TCO-Kontakt bei Dünnschichtmodulen kann sich bei ungünstiger Verschaltung zersetzen und somit das komplette Modul ausfallen. Insbesondere bei hohen negativen Spannungen gegen Erde wurde dieser TCO-„Fraß“ beobachtet. Deshalb sollten Dünnschichtmodule möglichst mit dem Minuspol geerdet werden. Dieses ist nicht bei allen Wechselrichtern möglich, so sind insbesondere einige trafolose Wechselrichter nicht für Dünnschichttechnologien geeignet [5]. Wurde die Erdung beachtet, konnte keine Leistungsdegradation beobachtet werden.

So erreichen amorphe Module etwas geringere oder mit kristallinen Modulen vergleichbare Energieerträge. Sie können aber auch deutlich höhere Erträge bei eingeschränkter oder gar keiner Hinterlüftung, so wie es bei der Gebäudeintegration der Fall ist, aufweisen. Aber auch bei geringen Neigungswinkeln oder Verschattungen lassen sie kristalline Module ertragsmäßig hinter sich. In solchen Fällen fallen insbesondere amorphe Tripel-Stapelzellen mit Mehrerträgen bis 20% im Vergleich zu kristallinen Modulen auf. Nach anfänglicher Lichtalterung besitzen amorphe Module eine etwas höhere



Langzeitdegradation als kristalline Module. Zusätzlich findet im Betrieb eine reversible Degradation im Winter statt, die jedoch die höheren Temperaturen im Sommer wieder rückgängig machen (thermische Regeneration). Deswegen schwankt die Leistung von amorphen Modulen zwischen Sommer und Winter um die Nennleistung und ist gerade in den einstrahlungsreichen Sommermonaten besonders hoch. Bei Messungen über zwei Betriebsjahren am Institut für Solare Energiesystemtechnik (ISET) in Kassel wurde bei mikromorphen Modulen 10% mehr Ertrag als bei monokristallinen Vergleichsmodulen ermittelt [6].

Seit 2002 wurde das Betriebsverhalten von CdTe-Modulen aus der Serienproduktion intensiv untersucht [7]. Anlagen mit CdTe-Modulen zeigen etwa 5% höhere Erträge als Anlagen mit kristallinen Modulen. Im Langzeitverhalten zeigt sich eine geringfügig höhere Leistungsabnahme als kristalline Module. Die Anfangsdegradation von CdTe-Modulen von 3% wird von First Solar gleich bei der Nennleistungsangabe berücksichtigt. So liefern die Module in den ersten Betriebsmonaten eine etwas höhere Leistung.

CIS-Module weisen hohe Energieerträge und ein gutes Langzeitverhalten auf. An Testanlagen mit amorphen, CdTe- und CIS-Modulen ermittelte das Labor für Photovoltaik der Berner Fachhochschule in der Schweiz die höchsten spezifischen Energieerträge bei CIS-Modulen, auch im Vergleich zu einer Anlage mit monokristallinen Modulen [8]. Allerdings lag das auch daran, dass früher bei der Leistungsmessung von CIS-Modulen mittels Flasher<sup>5)</sup> geringere Modulleistungen als bei späteren Outdoor-Nennleistungsmessungen ermittelt wurden. Ursache dafür ist der „Light soaking“-Effekt der CIS-Module: der Wirkungsgrad steigt im Laufe von Bestrahlung eines vorher dunklen CIS-Moduls langsam an. Inzwischen wurde die Messung mittels Flasher entsprechend verändert und kalibriert. So werden neue CIS-Module nun mit der höheren „wahren“ Nennleistung klassifiziert werden. So dürften dann auch die zukünftigen spezifischen Erträge in kWh/kWp von CIS-Modulen geringer als in Vergangenheit ausfallen und sich an die anderen Technologien angleichen.

Bisher gibt es wenig Betriebserfahrungen mit CSG-Modulen. Immerhin sind CSG-Prototyp-Module in Sydney seit 7 Jahren erfolgreich im Einsatz. Die Firma CSG Solar führt regelmäßig beschleunig-

<sup>5)</sup> Flasher: Mit dem Blitzlicht-Sonnensimulator (Flasher) wird während der Modulproduktion die Kennlinie von Modulen gemessen und deren Leistungsdaten ermittelt.

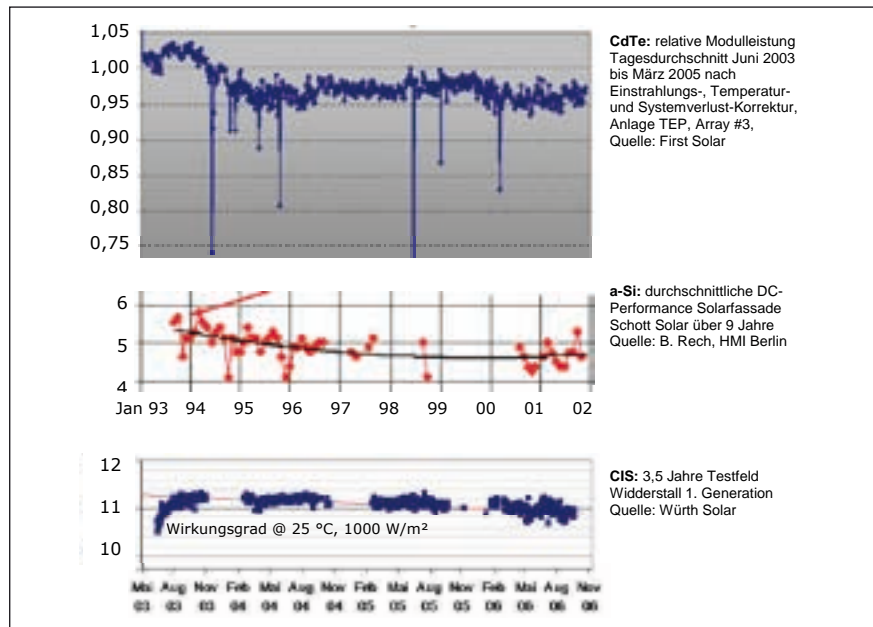


Bild 14: Langzeitverhalten von unterschiedlichen Dünnschichtanlagen

te Alterungstests in Klimakammern durch und vergleicht diese mit handelsüblichen anderen Modulen. Dabei zeigt sich, dass CSG-Module mindestens die gleiche Beständigkeit wie die besten kristallinen Module zeigen [9].

### Resümee

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich Dünnschichttechnologien zurzeit im Marktdurchbruch befinden. Ihr Anteil wird in den nächsten Jahren deutlich steigen, obwohl der Markt noch weiter lange Zeit von klassischen kristallinen Siliziummodulen dominiert werden wird. Aber schon im nächsten Jahr wird der Installateur zwischen Dünnschichtmodulen von immer zahlreicheren Anbietern auswählen können. Um Fehler beim Einsatz von Dünnschichtmodulen zu vermeiden, sollte der Installateur unbedingt auf die Auslegungs- und Verschaltungshinweise achten. Dünnschichtmodule besitzen Vorteile insbesondere hinsichtlich Abschattungen, beim Temperaturverhalten und im Schwachlichtbereich. Die Stärken der Dünnschichttechnik liegen somit vor allem in der Gebäudeintegration, bei der eine gute Hinterlüftung der Module, eine gute Ausrichtung sowie eine minimierte Verschattung oft erschwert werden. Inzwischen sind viele Anlagen mit Dünnschichtmodulen schon über ein Jahrzehnt im Einsatz, so dass auf verlässliches Betriebsverhalten geschlossen werden kann. Viele Dünnschichtanlagen zeigen gute und sogar mitunter höhere Erträge als kristalline Vergleichsanlagen. Berücksichtigt man die etwas höhere Leistungsdegradation, steht einer sicheren Investition in eine Dünnschichtanlage nichts im Wege.

### Quellen

- [1] R. Haselhuhn, C. Hemmerle: „DGS-Leitfaden Photovoltaische Anlagen“, ISBN 3-9805738-3-4, 3. Auflage Berlin 2005, www.dgs-berlin.de
- [2] Persönliche Korrespondenz mit Johanna Solar
- [3] www.nanosolar.com
- [4] www.odersun.de
- [5] H. Schmidt, u.a.: „Wechselwirkung zwischen Solarmodulen und Wechselrichtern“, Fachbeitrag zum OTTI-Kolleg Anwenderforum Dünnschicht-PV-Module, 2007
- [6] H. Takatsuka: „The world's largest a-Si/mc-Si tandem modul production“ Vortrag auf der 22. European PV Solar Energy Konferenz, Milano, Sept. 2007
- [7] www.firstsolar.com, u.a. „System Performance Report – Tucson Electric Power: Springville Generating Station“, FirstSolar, Dez. 2006
- [8] H. Häberlin und Ch. Geissbühler: „Photovoltaik-Anlage Newtech – drei Dünnschichtzellentechnologien im mehrjährigen Langzeitvergleich (2002–2005)“. 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Banz 2006
- [9] FAQ; www.csgsolar.com

### ZUM AUTOR:

► *Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn* ist Vorsitzender des Fachausschuss Photovoltaik der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS)