

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 89 (1998)

Heft: 10

Artikel: Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern

Autor: Tiwari, Ayodhya N. / Haug, Franz-J. / Zogg, Hans

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-902079>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 15.01.2026

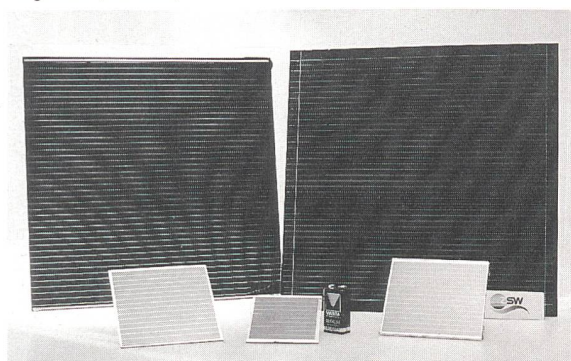
ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Sonnenenergie ist eine zuverlässige, nachhaltige und kostenlose Energiequelle, die auch auf lange Sicht nicht zur Neige geht. Dünnschichtsolarzellen aus den Verbindungshalbleitern Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid («CIGS») oder Kadmium-Tellurid sind wenige Mikrometer dünn und erreichen derzeit Wirkungsgrade von 10 bis 18%. Sie bestehen aus mehreren Schichten, welche meist mit Vakuumbeschichtungstechniken auf billige Glassubstrate abgeschieden werden. Ihre Herstellung ist wesentlich kostengünstiger als die der konventionellen kristallinen Siliziumzellen. Die auf lange Frist prognostizierten Herstellungskosten pro Watt Leistung betragen bei einer Jahresproduktion von 500 MW_p weniger als 0,3 ECU/W_p [1], das heisst sie liegen unterhalb der Grenze von 0,8 ECU/W_p, bei der sich konkurrenzfähige Strompreise erreichen lassen.

Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern

■ Ayodhya N. Tiwari, Franz-J. Haug und Hans Zogg

Bild 1 Dünnschicht-Solarzellenmodule aus Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) verschiedener Grösse. Das grösste abgebildete Modul misst 30 × 30 cm und hat 11,5% Wirkungsgrad. Die Module wurden am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg, hergestellt (Bild ZSW).



Nachhaltige Energiequelle

Unsere derzeitige weltweite Energieversorgung beruht im wesentlichen auf fossilen Energieträgern. Diese zeigen

schwerwiegende Einflüsse auf unsere Umwelt. Ferner zeichnet sich ab, dass die Vorräte dieser Energieträger in naher Zukunft aufgebraucht werden.

Sonnenenergie ist eine zuverlässige, nachhaltige und kostenlose Energiequelle, die auch auf lange Sicht nicht zur Neige geht. Solarzellen produzieren daraus ohne Umweltbelastung elektrische Energie. Sie stellen somit eine echte Alternative zu fossilen und anderen problematischen Energieformen dar.

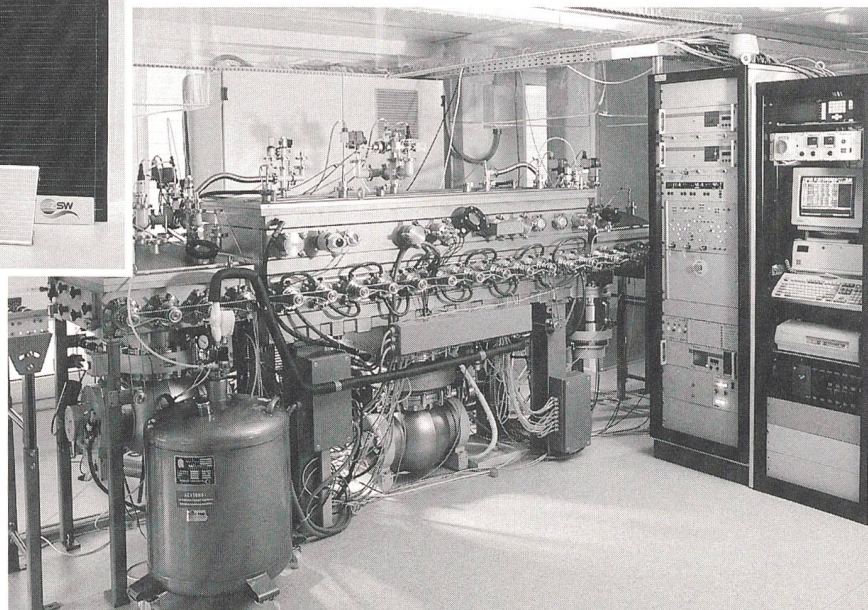


Bild 2 Durchlaufbeschichtungsanlage zur grossflächigen Herstellung von Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) mit thermischer Verdampfung im Vakuum (Bild ZSW).

Adresse der Autoren

Dr. Ayodhya N. Tiwari, Franz-J. Haug,
PD Dr. Hans Zogg
Gruppe Dünnschicht-Physik
IQE (Institut für Quantenelektronik)
ETH-Zürich
Technopark, ETH-Teil
8005 Zürich

	Produktionskapazität (MW _p /Jahr)	Jahresverkaufszahlen (MW _p)	Addiert (1987–1994) (MW _p)
Europa	31,7	21,7	96,2
USA	54	25,4	135,9
Japan	55,2	16,5	123,8
Rest	12	6,2	35,9
Total	122,9	69,8	391,8

Tabelle I Marktübersicht 1994 [1].

Wachstum	Weltweite Verkaufszahlen (MW _p /Jahr)	Weltweit installierte Leistung (MW _p)	Europaweit installierte Leistung (MW _p)
15% (derzeit)	630	3 900	1 200
20%	1 240	6 300	2 000
25%	2 380	10 200	3 300
30%	4 460	16 700	5 300

Tabelle II Marktprojektion im Jahr 2010 für verschiedene Szenarien [1].

Derzeitiger Stand der Photovoltaik

Die Gesamtverkaufszahlen von Photovoltaikmodulen beliefen sich 1996 weltweit auf 91 MW_p, im Jahr davor auf 80 MW_p und 1994 auf 69,8 MW_p. Die Grösse W_p bedeutet Watt-Peak, das heisst die maximale Leistung bei «optimalen» (d.h. normierten) Beleuchtungsbedingungen. Tabelle I zeigt, wie sich 1994 die Marktanteile der wichtigsten Produktionsländer verteilen.

Der Markt für Photovoltaikmodule konnte in den letzten Jahren Zuwachsraten von 15 bis 20% verzeichnen. Es ist abzusehen, dass sich dieser Trend halten, wenn nicht sogar verstärken wird. Marktprojektionen für verschiedene Szenarien finden sich in Tabelle II.

Zur Produktion von Solarzellen wurde bisher meist kristallines Silizium als Ausgangsmaterial verwendet, da die gesamte Herstellungstechnologie aus der

Halbleiterindustrie bekannt ist. Silizium hat jedoch einen relativ geringen Absorptionskoeffizient für Licht, deshalb benötigt man Absorberschichten von etwa 300 µm Dicke. In der Regel werden dafür Scheiben verwendet, die aus ein- oder polykristallinen Blöcken gesägt werden.

Die aufwendige Zucht der Einkristalle und die hohen Sägeverluste spiegeln sich im Preis der Module ebenso wider wie die aufwendige Prozessierung der einzelnen Zellen und die anschliessende Verschaltung zum Modul. Damit ist die Photovoltaik aber bei den gegenwärtigen Energiepreisen ohne Subventionen nicht konkurrenzfähig. Die Herstellungskosten eines Moduls auf der Basis von kristallinem Silizium liegen derzeit bei etwa 3,3 ECU/W_p (Kosten ohne Halterung, Montage und Umrichter). Erst bei Modulkosten von weniger als 0,8 ECU/W_p lassen sich konkurrenzfähige Strompreise von 0,12 ECU/kWh erreichen [1].

Die hohen Preise der konventionellen Zellen und Module aus Silizium haben eine breitere Anwendung bisher verhindert. Bei der Suche nach Alternativen zeigten besonders Dünnschichtsolarzellen grosses Potential für die Produktion von preisgünstiger und umweltverträglicher Energie. Wegen der hohen Absorptionsquerschnitte dieser Materialien genügen bereits 2 µm dicke Absorberschichten. Zudem ist man in der Lage, mit Dünnschichtprozessen Material in kurzer Zeit auf grosse Flächen aufzutragen. Bild 1 zeigt einige solche Module, und in Bild 2 ist eine Pilotanlage zu ihrer Herstellung abgebildet.

Die Energierücklaufzeit, das heisst die Zeitspanne, in der das Modul die Energiemenge erzeugt, die zu seiner Produktion benötigt wurde, fällt aufgrund dieser Eigenschaften gering aus.

Einen Überblick über die Forschungs- und Entwicklungstätigkeit auf dem Gebiet der Dünnschichtsolarzellen in der Schweiz gibt Tabelle III. Die Solarzelle der zweiten Zeile in Tabelle III, die **farbstoffsensibilisierte Solarzelle**, basiert auf elektrochemischen Vorgängen. Sie wurde an der EPF in Lausanne entwickelt, und hat durch ihre einfachen Materialien wie Titandioxid grosses Potential. Welche Probleme eine industrielle Fertigung im grossem Massstab mit sich bringt, ist derzeit schwierig abzusehen [2]. Die drei übrigen in der Tabelle erwähnten Zelltypen entsprechen den weltweit gebräuchlichen und am weitesten entwickelten Dünnschichtsolarzellen, welche auf Halbleitern basieren.

Halbleiter-Dünnschichtsolarzellen

Die Solarzelle aus amorphem Silizium

Die amorphe Siliziumsolarzelle ist technologisch weit fortgeschritten und bereits in der Produktion. Die Herstellung mit Plasma CVD ist einfach und erprobt, und es werden grossflächige Module hergestellt. Obwohl Forschung und Entwicklung seit 20 Jahren voranschreiten, ist es noch nicht gelungen, die zeitliche Degradation des Wirkungsgrades gänzlich zu verhindern (Staebler-Wronski-Effekt). Der Wirkungsgrad nach der Degradation beträgt für die kommerziellen grossflächigen Module lediglich 3 bis 6%.

Die geringe Stabilität der Absorberschicht lässt sich mit tandem- oder triple-junction Aufbauten steigern, jedoch beobachtet man am Anfang immer noch ein Nachlassen des Wirkungsgrades. Verbesserungen wurden bei Unisolar/Canon

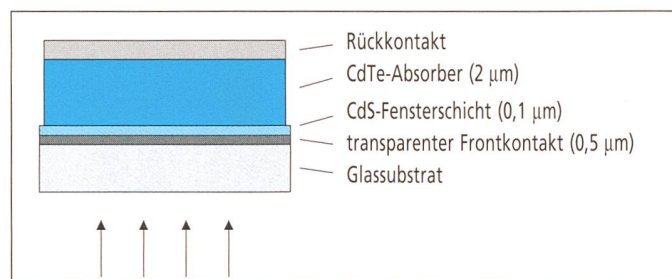


Bild 3 Der Aufbau einer typischen CdTe-Solarzelle.

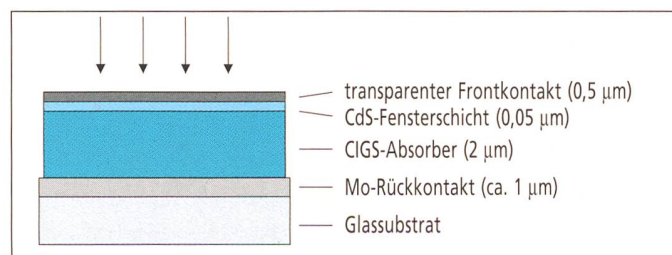


Bild 4 Der Aufbau der CIGS-Solarzelle.

und an der Universität Neuchâtel mit der Micromorph-Solarzelle erzielt [3].

Bei einer Jahresproduktion von 100 MW_p erwartet man einen Modulpreis von 1 bis 1,35 ECU/W_p. Bei einer höheren Produktion von 500 bis 1000 MW_p pro Jahr rechnet man mit Modulkosten zwischen 0,5 und 0,75 ECU/W_p. Die Energierücklaufzeit eines Moduls aus amorphem Silizium liegt zwischen 3 und 6 Monaten [4].

Die CdTe-Solarzelle

Die optoelektronischen Eigenschaften von Kadmium-Tellurid (CdTe) sind bezüglich des Absorptionskoeffizienten und der Bandlücke von 1,5 eV nahezu optimal für Solarzellen. Die Fensterschicht lässt sich mit CdS bilden (Bandlücke von 2,5 eV, d.h. durchsichtig für das Sonnenlicht). CdTe wird üblicherweise auf Glassubstrate aufgebracht, auf denen sich eine transparente leitfähige Schicht wie Indiumzinnoxid oder Zinkoxid befindet. Der Aufbau einer typischen Zelle ist in Bild 3 dargestellt.

CdTe kann mit Dünnschichttechnologie in «Solarzellenqualität» deponiert werden. Derzeit werden gemäss Tabelle IV und V im Labormassstab Wirkungsgrade zwischen 10 und 16% erreicht, für grossflächige Module knapp 10% [5]. Zum Vergleich: Typische kommerzielle Module aus konventionellen kristallinen Siliziumzellen erbringen zurzeit 13 bis 15%. Im Gegensatz zu Solarzellen aus amorphem Silizium zeigen CdTe-Module eine ausgezeichnete Langzeitstabilität. Die Produktion von CdTe-Modulen hat mittlerweile das Stadium der Pilotfertigung erreicht.

Die erwarteten Kosten der Module liegen bei einer Produktionskapazität von 10 MW_p/Jahr im Bereich von 1 bis 1,5 ECU/W_p, bei einer Jahresproduktion von 500 MW_p jedoch unterhalb von 0,28 ECU/W_p. Zur Produktion der Module benötigt man etwa eine Energiemenge von 30 kWh/m², der Hauptanteil davon wird zur Herstellung der Glasunterlage benötigt. Die Energierücklaufzeit eines rahmenlosen CdTe-Moduls liegt damit bei einer angenommenen Effizienz von 10% zwischen 2 und 3 Monaten [4].

Chalkopyrit-Solarzellen: Cu(In,Ga)Se₂ (CIGS)

Solarzellen aus dem Chalkopyrit CIGS (Kupfer-Indium-Gallium-Disele-nid) sind aufgrund ihrer hohen Effizienz und ihrer Langzeitstabilität besonders attraktiv. Die CIGS-Zelle ist eine Weiterentwicklung der CuInSe₂(CIS)-Zelle: Durch Beimischung von Gallium erreicht man eine Erhöhung der Bandlücke von

Labor	Zell-Typ	Methode	Wirkungsgrad (%)
IMT, Uni Neuchâtel	a-Si/mc-Si Tandem	Plasma CVD	10,7
ICP, EPF Lausanne	TiO ₂ -Farbstoff	Siebdruck (?)	11
IQE, ETH Zürich	CdTe	Vakuumdposition	10,7
IQE, ETH Zürich	Cu(In,Ga)Se ₂	Vakuumdposition	13,3

Tabelle III Dünnschichtsolarzellen: Forschungstätigkeit in der Schweiz.

Prozess	Labor	Wirkungsgrad (%)
Close Space Sublimation	Matsushita, ANTEC, SCI, Uni Parma	16
Spray Pyrolyse	Golden Photon	14,7
Elektrodeposition	BP-Solar, ENSCP, Uni Queensland	14,2
Siebdruck	Matsushita, Uni Gent	12,8
MOCVD	GIT, Uni Durham	11,9
Vakuumdposition	IEC, NREL, ETHZ	11,8
Sputtering	NREL, Uni Toledo	11 (?)

Tabelle IV Wirkungsgrade von CdTe-Solarzellen (Labormassstab).

Prozess	Hersteller	Fläche (cm ²)	Wirkungsgrad (%)
Close Space Sublimation	SCI (USA)	6728	9,1
Elektrodeposition	BP-Solar (UK)	4540	8,4
Spray Pyrolyse	GPI (USA)	3528	9,2
Siebdruck	Matsushita (Japan)	1200	8,7
Close Space Sublimation	ANTEC GmbH (BRD)	100	10,5

Tabelle V Wirkungsgrade von CdTe/CdS-Grossmodulen aus industrieller Pilot-Fertigung [5].

Struktur auf Mo/Glas	Prozess	Labor	Wirkungsgrad (%)
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	3 Schritt Koevaporation	NREL, USA	17,7
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	1 Schritt Koevaporation	Uni Uppsala/Uni Stuttgart	17,6
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	Sputtern und Selenisierung	Siemens-Solar/Ind, USA	16,2
MgF ₂ /ITO/ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	1 Schritt Koevaporation	Matsushita Corp., Japan	17,6
ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	Koevaporation	ZSW/Uni Stuttgart	15,2
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	Koevaporation	Uni Stuttgart	16,5
ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	Koevaporation	ETH Zürich/Uni Stuttgart	13,3
MgF ₂ /ZnO/CdS/CuInS ₂	Koevaporation	Uni Stuttgart	12,2
MgF ₂ /ZnO/CdS/CuGaSe ₂	Koevaporation	Uni Stuttgart	8,9

Tabelle VI Wirkungsgrade von Chalkopyrit-Solarzellen im Labormassstab [5].

Absorber	Hersteller	Fläche (cm ²)	Wirkungsgrad (%)
Cu(In,Ga)Se ₂	Siemens-Solar, USA	3830	11,2
Cu(In,Ga)Se ₂	EPV Inc., USA	3156	6,3
Cu(In,Ga)Se ₂	ZSW & PST, BRD	717	11,5
Cu(In,Ga)Se ₂	Uni Stuttgart & ZSW, BRD	90	13,9
Cu(In,Ga)(S,Se) ₂	Siemens-Solar, USA	50	13,6
Cu(In,Ga)(S,Se) ₂	Showa Shell, Japan	50	14,1
Cu(In,Ga)Se ₂	Solarex (Enron), USA	40	13

Tabelle VII Wirkungsgrade von CIGS-Modulen aus industrieller Pilot-Fertigung [5].

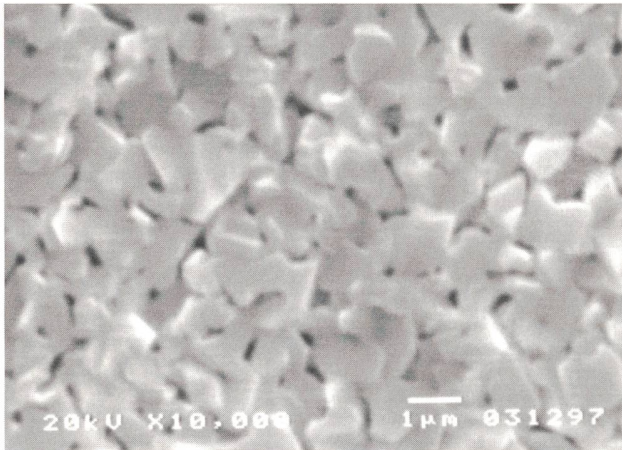
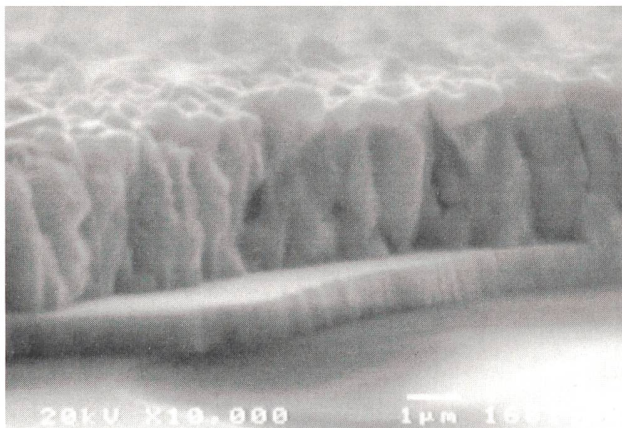


Bild 5 Rasterelektronenmikroskopische Aufnahme der Absorberschicht nach der Deposition. Die Korngrösse liegt typischerweise zwischen 1 und 3 µm.



ZnO (0,5 µm)
CdS (0,05 µm)

Cu(In,Ga)Se₂ (2,5 µm)

Mo (1 µm)

Glassubstrat

Bild 6 Querschnitt einer Laborzelle im Rasterelektronenmikroskop: Unten kann man das Glassubstrat erkennen, die helle Schicht ist der Molybdänkontakt. Die dunklen, länglichen Strukturen in der Mitte bilden den CIGS-Absorber, der Frontkontakt besteht aus den breiten Körnern im oberen Bildteil. Bei dieser Laborzelle wurde auf das Al-Gitter verzichtet.

1,0 eV auf Werte zwischen 1,2 und 1,3 eV, dadurch kann ein grösserer Teil des Sonnenspektrums verwendet werden.

Als Substrat für die CIGS-Solarzellen verwendet man meist metallbeschichtetes Glas. Dabei hat sich herausgestellt, dass Molybdän einen guten ohmschen Kontakt zur Absorberschicht bildet. Beim Aufbringen des Absorbers erweist es sich als vorteilhaft, die Zusammensetzung im Lauf der Deposition von Ga-reich nach In-reich zu variieren. Der typische Aufbau ist in Bild 4 wiedergegeben.

Die Deposition der Absorberschicht ist aufwendiger als bei den zuvor genannten Materialien, sie wird meist mit einem Vakuumprozess aufgebracht. Der erhöhte technische Aufwand wird jedoch durch die hohen Wirkungsgrade des Cu(In,Ga)Se₂-Absorbers gerechtfertigt: Im Labor erreichen Cu(In,Ga)Se₂-Solarzellen derzeit bis zu 17,7% Wirkungsgrad. Einen Überblick über die verwendeten Prozesse, Hersteller und die erreichten Wirkungsgrade von Labor-Zellen gibt Tabelle VI. Die bisher bekanntgewordenen Werte für Module sind in Tabelle VII

zusammengefasst. Weiter ist aus Tabelle VI ersichtlich, dass (bisher) etwas schlechtere Werte für die reine CGS(CuGaSe₂)-Zelle resultierten, sowie für Zellen, in denen das Selen (Se) durch Schwefel (S) substituiert wurde.

Herstellung von CIGS-Zellen

In Bild 5 ist eine elektronenmikroskopische Aufnahme einer CIGS-Absorberschicht dargestellt. Diese wurde bei etwa 500 °C mit Vakuumdeposition aus vier Quellen hergestellt. Man erkennt, dass die Korngrösse zwischen 1 und 3 µm liegt.

Auf dem etwa 3 µm dicken Absorber wird danach mit Chemical Bath Deposition (CBD) eine nur rund 50 nm dünne Cadmiumsulfid(CdS)-Schicht abgeschieden. Darauf wird eine transparente Zinkoxid(ZnO)-Schicht mit RF-Magnetron Sputtering aufgebracht, die den transparenten Frontkontakt darstellt. Auf grossen Flächen erfolgt die endgültige Kontaktierung durch ein aufgedampftes Aluminiumgitter. Eine Antireflexschicht aus Magnesiumfluorid reduziert die Verluste durch Reflexion. Bild 6 zeigt

den Querschnitt einer fertigen Laborzelle (ohne Al-Gitter).

Die in Zürich in Zusammenarbeit mit der Universität Stuttgart hergestellten Zellen der beiden nebenstehenden Abbildungen weisen je nach Prozessführung Wirkungsgrade zwischen 12 und 13,3% auf. Ein Strom-Spannungs-Diagramm einer solchen Zelle mit den daraus hergeleiteten Parametern ist in Bild 7 dargestellt.

Verfügbarkeit der Materialien

Dünnschichtsolarzellen haben den Vorteil, nur geringe Mengen an Absorbermaterial zu benötigen. Dennoch lohnt es, sich über die Verfügbarkeit der verwendeten Materialien Gedanken zu machen. Cadmium entsteht als Nebenprodukt von Zink, die jährliche Produktion beläuft sich auf 20 000 t. Tellur fällt als Nebenprodukt bei der Kupferproduktion an, wegen des geringen Bedarfs werden derzeit etwa 300 t pro Jahr produziert. Die Kupfervorkommen würden allerdings eine Fördermenge von bis zu 5000 t erlauben. Die benötigte Menge für einen m² Modulfläche beträgt 5 bis 10 g. Daraus errechnet sich eine obere Schranke für die Produktion von 50 bis 100 GW_p pro Jahr, wenn man 10% Wirkungsgrad annimmt.

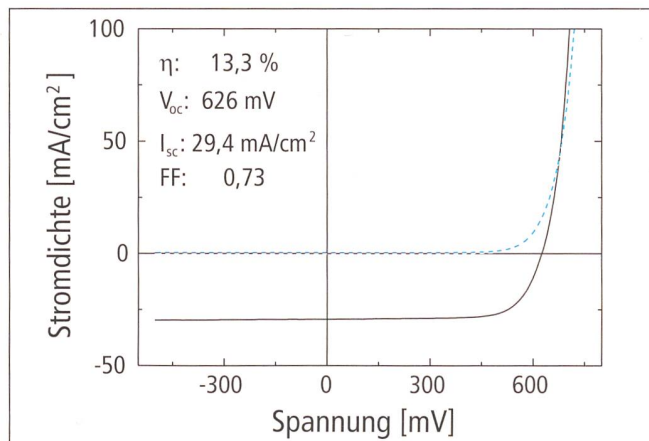
Die Produktionsmenge von Indium, die weltweit bei 120 t liegt, würde bei einem Bedarf von etwa 4 g pro m² eine maximale Produktionskapazität von 4 GW erlauben. Diese Zahl wird laut Tabelle I auch bei extrem optimistischen Prognosen in absehbarer Zeit nicht erreicht. Zudem sind derzeit noch nicht alle Lagerstätten erschlossen und natürlich kann Indium aus den Modulen am Ende der Lebensdauer rezykliert werden [6].

Belange der Sicherheit und der Gesundheit

Oftmals werden Bedenken wegen der Giftigkeit von CdTe-Solarzellen geäussert. Dem ist zu entgegnen, dass CdTe eine stabile chemische Verbindung ist, deren Giftigkeit nicht mit der der Elemente Cadmium oder Tellur verglichen werden kann. Am Brookhaven National Laboratory (BNL) und am National Renewable Energy Laboratory (NREL) in den USA wurden eine Vielzahl von Untersuchungen bezüglich der gesundheitlichen und ökologischen Risiken durchgeführt. 30 × 30 cm² grosse CdTe-Module von BP-Solar wurden von der amerikanischen Environmental Protection Agency (EPA) als nichtschädlich eingestuft, sie könnten bedenkenlos auf normalen Mülldeponien entsorgt werden. Leuchtstoffröhren und Computerbildschirme haben diese Tests nicht bestanden.

In der Pilotfertigung von Golden Photon Inc. (Colorado, USA) ist nachgewiesen worden, dass die Belegschaft keiner bemerkbar erhöhten Dosis ausgesetzt ist. Die fertigen Module sind zuverlässig versiegelt, und auch im Fall eines Brandes werden im Normalfall nie die notwendigen Temperaturen für eine Zersetzung von CdTe erreicht [7, 8].

Bild 7 I-V-Kurve einer Solarzelle mit 13,3% Wirkungsgrad.



Ausblick

Die Entwicklung der Halbleiter-Dünnschichtsolarzellen aus den drei Materialien a-Si, CdTe und CIGS hat eine Phase erreicht, in der die industrielle Produktion von kostengünstigen Solarmodulen möglich ist.

Gegenwärtig ist noch nicht klar, welches Material sich endgültig als das geeignetste erweisen wird, da allen ganz spezielle Vor- und Nachteile innewohnen. Für alle drei Materialien existieren jedoch keine prinzipiellen technologischen Hindernisse. Bei einer Produktion von Dünnschichtsolarzellen im Umfang von 10 MW_p jährlich werden die Herstellungskosten weniger als 1 bis 1,3 ECU pro W_p betragen, bei jährlicher Produktion von Leistung oberhalb 500 MW_p weniger als 0,3 ECU/W_p. Dies sind Kosten, die konkurrenzfähige Strompreise erlauben werden.

Amorphes Silizium ist Ausgangsmaterial für weitere Produkte wie Dünnschichtdisplays und profitiert so neben der Solarzellenforschung auch noch von anderen Forschungsergebnissen. Allerdings sind die Wirkungsgrade von kommerziellen großflächigen a-Si-Modulen niedrig.

Bessere Wirkungsgrade um 10% werden mit CdTe-Modulen in der Pilotproduktion bereits erreicht. Module mit CIGS-Zellen versprechen noch bessere Wirkungsgrade, allerdings ist die Herstellung komplizierter. Für CIGS muss die Technologie zur großflächigen Abscheidung vereinfacht werden und der Einsatz der Elemente Indium und Gallium sollte noch reduziert werden.

CdTe und CIGS sind zudem gegenüber hochenergetischer Strahlung unempfindlich und bieten sich auch aus Gründen der Gewichtsersparnis für Weltraumanwendungen an.

Literatur

- [1] European Commission Directorate-General for Energy: Photovoltaics in 2010. Office for Official Publications of the European Communities, Brüssel, 1996.
- [2] M. Graetzel: Photovoltaic Insiders Report, Denver, Colorado, 1997.
- [3] R. Platz, D. Fischer, S. Dubail and A. Shah: a-Si: H/a-Si: H stacked cell with 9% stabilised efficiency deposited in a single-chamber reactor at high rate due to VHF-GD. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona 1997.

[4] W. H. Bloss, F. Pfisterer, M. Schubert and T. Walter: Thin-film solar cells, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 3, 3, (1995).

[5] H. S. Ullal, K. Zweibel and B. G. von Roedern: Current Status of polycrystalline thin-film PV technologies. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, 1997.

[6] H. W. Schock and A. Shah: Status and prospects of photovoltaic thin film technologies. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona 1997.

[7] M. H. Patterson, A. K. Turner, M. Sadeghi and R. J. Marshall: Health, safety and environmental aspects of the production and use of CdTe thin film photovoltaic modules. 12th European Photovoltaic Energy Conference, Amsterdam 1994.

[8] V. M. Fthenakis and P. D. Moskowitz: Thin film photovoltaic cells: Health and environmental issues in their manufacture, use and disposal. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 3, 295, (1995).

Cellules photovoltaïques à couches minces à semi-conducteurs de liaison

L'énergie solaire est une source d'énergie fiable, durable et gratuite, et dont le flux ne va pas tirer de sitôt à sa fin. Les cellules photovoltaïques à couches minces constituées de semi-conducteurs de liaison en biséléniure de cuivre-indium-gallium («CIGS») ou de tellure de cadmium ont une épaisseur de quelques micromètres et atteignent à l'heure actuelle des rendements de 10 à 18%. Elles comprennent plusieurs couches qui sont le plus souvent déposées à l'aide de techniques de projection sous vide sur des substrats de verre bon marché. Leur fabrication est notablement moins coûteuse que celle des cellules en silicium cristallin classiques. Les coûts de fabrication pronostiqués par watt de puissance sont inférieurs à 0,3 ECU/W_p pour une production annuelle de 500 MW_p.