

■ Erfolge der Photovoltaik-Forschung

- Kristalline Silicium-Solarzellen
- Dünnschicht-Solarzellen auf der Basis von amorphem und mikrokristallinem Silicium
- Dünnschicht-Solarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern
- PV-Anlagen – Bewährung und Herausforderung

Kristalline Silicium-Solarzellen

Dr. Gerhard Willeke

Fraunhofer ISE¹

gerhard.willeke@ise.fraunhofer.de

Dr. Armin Räuber

Projektgesellschaft Solare Energiesysteme PSE GmbH
raeuber@pse.de

Marktentwicklung

Der weltweite Photovoltaikmarkt hat sich in den letzten 20 Jahren mehr als ver Hundertfacht (Abb. 1), und immer war die kristalline Silicium-Technologie marktbeherrschend. Während anfangs nur monokristalline Si-Wafer eingesetzt wurden, hat das blockgegossene multikristalline Silicium mit einem Marktanteil von 50 % im Jahre 2002 das einkristalline Silicium (40 % in 2002) überflügelt. Hier hat sich eine Material-technologie, die nur auf die Photovoltaik abgestimmt ist, allmählich nach vorne geschoben. Das amorphe Silicium sowie das Band- bzw. das

Rohrsilicium (EFG)² der Firma RWE Schott Solar sind ebenfalls sehr wichtige Forschungserfolge, die aber mit je etwa 5 % Marktanteil derzeit eine geringere Rolle im Photovoltaik-Weltmarkt spielen. In diesem Beitrag konzentrieren sich die Autoren daher auf die Kerntechnologien der waferbasierten Solarzellen aus einkristallinem und blockgegossenem Silicium.

Die Entwicklung des weltweiten Marktes wurde in den letzten 10 Jahren durch gezielte Markteinführungsprogramme vor allem in Japan, Deutschland und den USA voran getrieben (Abb. 2) [1]. Die Initialzündung dazu gab das deutsche Tausend-Dächer-Programm Anfang der 90er Jahre, welches allerdings keine konsequente Fortsetzung erfuhr. Diese Idee einer Markteinführung wurde Ende 1993 von den Japanern mit ihrem Residential Roof Program in größerem Maßstab aufgegriffen und konsequent umgesetzt. Bis Ende 2002 wurden dort über 140.000 Systeme mit einer Gesamtleistung von 650 MW installiert. Die USA haben 1997 ein Eine-Millionen-Dächer-Programm angekündigt. Dieses Programm ist aber bisher eine Absichtserklärung geblieben, da das Federal Government für den Endverbraucher keinerlei Fördermittel bereitstellte. Die in den letzten Jahren beobachtete Marktausweitung in den USA beruht auf ehrgeizigen Förderprogrammen weniger Bundesstaaten, aber auch auf dem Wunsch vieler Bürger nach einer Notstromversorgung, angestoßen durch hohe Strompreise in der Spitzenlastzeit und durch spektakuläre Netz-Zusammenbrüche.

Die deutsche Politik hat spät aber mit einer doppelten Markteinführungsstrategie reagiert: Im Jahr 1999 wurde das Hundert-Tausend-Dächer-Programm mit zinsgünstigen Krediten aufgelegt. Zusammen mit der ein Jahr später eingeführten Gewährleistung einer Stromeinpreisvergütung im Rahmen des Erneuerbare-

Abbildung 1
Stammbaum des Photovoltaik-Weltmarktes: Marktanteile der verschiedenen Technologien

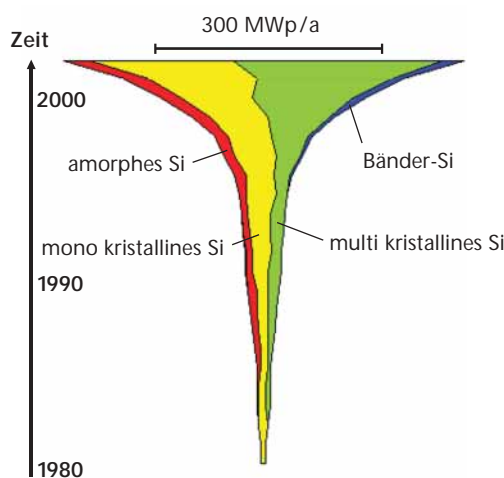
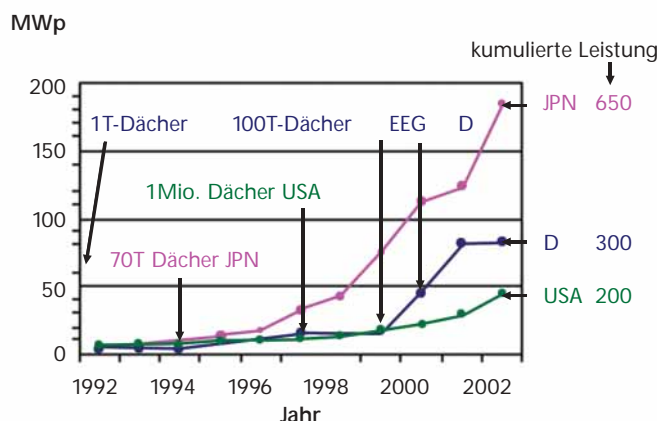


Abbildung 2
Entwicklung der jährlich installierten PV-Systemspitzenleistung in den drei führenden Nationen [2] und kumulierte Leistung in MW pro Land



¹Fraunhofer ISE, Zweigstelle in 45884 Gelsenkirchen, Auf der Reihe 2

² Edge Defined Film-fed Growth

Energien-Gesetzes (EEG) hat dies zu einer kräftig steigenden Nachfrage geführt. Bis Ende 2002 wurden in Deutschland insgesamt 300 MW an Photovoltaik-Systemleistung installiert. Trotz dieser Anstrengungen hat die japanische Industrie aufgrund des konsequenten Ausbaues eines Binnenmarktes den Vorsprung von etwa drei Jahren beim Ausbau der industriellen Fertigung halten können.

Durch die Stimulierung des deutschen Binnenmarktes haben in den letzten Jahren auch die deutschen Zell- und Modulhersteller ihre Fertigungskapazitäten ausgebaut. Zu den Zellproduzenten auf Basis von Silicium-Wafern gehören die Firmen RWE Schott Solar in Alzenau mit 25 MW gefertigten Zellen in 2002, Shell Solar in Gelsenkirchen mit 9 MW, ErSol in Erfurt mit 9 MW, Q-Cells in Thalheim bei Bitterfeld mit ebenfalls 9 MW, Sunways in Konstanz mit 5 MW [2] und Deutsche Cell in Freiberg mit 1 MW. Die drei größten deutschen Modulhersteller in 2002 waren die SolarFabrik (Freiburg, 7,2 MW), Solon (Berlin, 6 MW) und Shell Solar (München, 5 MW) [2], wobei der Standort in München mittlerweile geschlossen wurde. Insgesamt wurden im Jahr 2002 knapp 40 MW an kristallinen Silicium-Modulen in Deutschland gefertigt.

[MW _p]	Produktion				Installation
	Wafer	Zellen	Module	Inverter	Systeme
JPN		245	260		184
D	87	60	42	165	83
USA		121	78		44
Summe		426	380		311

Bei der Fertigung von System-Komponenten und bei der System-Installation steht die deutsche Industrie im internationalen Vergleich sehr gut da. Wie Abb. 3 zeigt, ist Deutschland stark in der Inverter- und Wafer-Produktion. Auch auf dem Gebiet des Anlagenbaus haben sich deutsche Unternehmen eine starke Position erarbeitet und vertreiben weltweit Geräte und Fertigungstechnologie. Aber bei den Solarmodulen ist unsere Außenhandelsbilanz noch deutlich negativ. Im letzten Jahr wurde die Hälfte der installierten Module importiert. Dies wird sich bei den Ausbauplänen und -maßnahmen der deutschen Industrie in den nächsten Jahren aber absehbar ändern.

Forschungsmittel und Programm

Von Anfang an haben besonders die USA, Japan und Deutschland die Photovoltaik-Forschung intensiv gefördert, und dies hat stark zu der industriellen Vormachtstellung dieser Länder beigetragen. Inzwischen bildet Deutschland bei den öffentlichen Photovoltaik-Forschungsmitteln im Vergleich mit den USA und Japan leider das Schlusslicht (Abb. 4). Die Forschungsförderung hat sich in Deutschland den letzten 10 Jahren kontinuierlich verringert, so dass die Schere im internationalen Vergleich immer weiter aufgeht. Hält diese Entwicklung an, wird leichtfertig die gute technologische Position aufs Spiel gesetzt. Denn die deutsche Photovoltaik-Forschung hat sich international einen guten Ruf erworben.

Ein Rückblick auf die deutsche Forschungslandschaft der letzten 20 Jahre ist recht aufschlussreich. Eine in diesem Zusammenhang wichtige Informationsquelle sind die Statusberichte des Bundesministeriums BMFT bzw. BMBF [3]. Hier erkennen wir Mitte der 80er Jahre eine starke direkte Förderung der damals beteiligten Industriefirmen wie Wacker, Siemens, AEG Telefunken und Bayer. Wir sehen erste Verbundprojekte zwischen dem Fraunhofer ISE und Industriepartnern wie Siemens Solar (heute in Shell Solar aufgegangen) und der Telefunken electronic (heute in RWE Schott Solar aufgegangen). Die Universität Erlangen hat damals schon Pionierarbeit geleistet auf dem Gebiet des Technologie-Transfers aus der Universität in die Industrie durch die Lizenzierung der sogenannten MIS-Solarzelle (Metal Insulator Semiconductor) an die Firma NUKEM.

Im Wettbewerb mit der Universität Erlangen hat

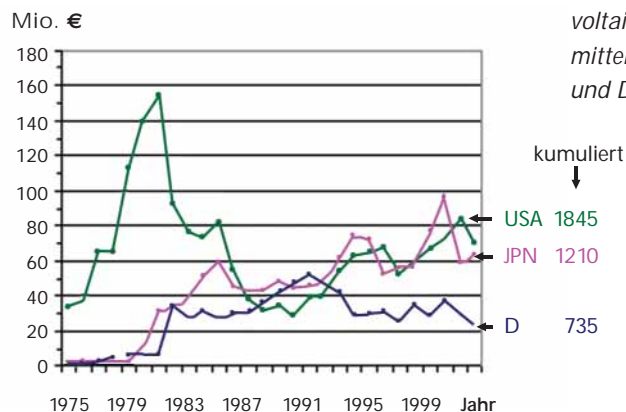


Abbildung 3
Vergleich der in 2002 hergestellten PV-Systemkomponenten und installierten Systeme in Deutschland, Japan und USA [2]

Abbildung 4
Vergleich der Entwicklung der jährlichen öffentlichen Photovoltaik-Forschungsmittel der USA, Japan und Deutschland

auch die Universität Konstanz an der MIS-Solarzelle geforscht. Diese MIS-Technologie, eine Alternative zum üblicherweise diffundierten Emmitter, hat sich aber in der industriellen Fertigung bislang nicht durchgesetzt.

Etwa 10 Jahre später, also Mitte der 90er Jahre, hat sich das Bild deutlich gewandelt. Die Firma Wacker ist aus der Blockgussentwicklung ausgestiegen, die sie Ende der 60er Jahre in einer Pionierleistung begonnen hatte [5]. Diese Technik wurde von der Firma Bayer Solar erfolgreich weitergeführt und befindet sich mittlerweile in den Händen der Deutschen Solar in Freiberg.

1953	Erste SZ aus krist. Si, d=1mm, p auf n, Emmitter Wrap-Around, $\eta=6\%$
1956	10%-Si-Solarzelle
1958	Erster solarbetriebener Satellit
1962	n auf p, Frontfingergrid, $\eta=13\%$
1968	Back Surface Field BFS
1968	Blockgussexperimente für Infraroptik
1974	Flachere (0.25 μm) Emmitter, Zufallspyramidenfronttextur, $\eta=17.5\%$
1975	Siebdruckkontakte
1976	Oxid-Oberflächenpassivierung

*Abbildung 5
Meilensteine der
Technologieentwicklung
der kristallinen Si-Solar-
zelle: die ersten 25 Jahre*

Anfang der 90er Jahre wurde ein großes Verbundprojekt (DIXSI) unter Beteiligung vieler Universitäten und Forschungsinstitute gestartet mit dem Ziel, ein besseres Verständnis des Einflusses von Defekten in einkristallinem und multikristallinem Silicium auf die Herstellung von Solarzellen zu gewinnen. Dieses Projekt ist als sehr erfolgreich einzustufen und wurde von den kooperierenden Industriefirmen Bayer, Siemens, Wacker und Freiburger Elektronikwerkstoffe besonders gelobt. Die dabei erarbeiteten neuen Messverfahren zur Sichtbarmachung von Verlustmechanismen und eine Verbesserung von Solarzellenprozessen führten direkt zu einer Ausbeute- und Wirkungsgradsteigerung in der industriellen Fertigung.

Im Bereich Solarzellen- und Modultechnik wurde an der Universität Konstanz die sogenannte POWER-Zelle, eine mechanisch texturierte semitransparente kristalline Si-Solarzelle entwickelt, die inzwischen bei der Firma Sunways in Konstanz in Produktion gegangen ist. Auch erstes Recycling von Solarmodulen wurde bei

der Flachglas Solartechnik in Köln untersucht; eine Aktivität, die jetzt von der Deutschen Solar in Freiberg erfolgreich weitergeführt wird.

Meilensteine und Stand der Technologieentwicklung

Die kristalline Silicium-Solarzelle feiert im Jahr 2003 ihren 50. Geburtstag. Wenn man zurückgeht in der Geschichte der kristallinen Si-Solarzelle so erkennt man, dass alle wesentlichen Technologieschritte wie Oberflächen-Texturierung und -Passivierung, Siebdruck-Metallisierung und das so genannte Back Surface Field (BSF), also eine starke p⁺-Dotierung auf der Zellrückseite, bereits vor 1978 im Labor realisiert wurden, also in den ersten 25 Jahren der Entwicklungsgeschichte (Abb. 5). Der beste Laborzellenwirkungsgrad aus dieser Periode, mit 17,5 % auf kleinen Flächen, kann heute – etwa 30 Jahre später – nach viel Forschung und Entwicklung auf großen Flächen in der industriellen Fertigung erzielt werden.

Auch das Blockgussverfahren zur Herstellung multikristallinen Siliciums wurde schon Ende der 60er Jahre bei der Firma Wacker entwickelt. Damals arbeitete man an einem Gießverfahren für Silicium zur Herstellung von Bauelementen für die Infraroptik [5]. Daraus entstand in den 80er Jahren das sogenannte SILSO-Verfahren für die Photovoltaik. Wacker stellte damals 430 x 430 mm² große Blöcke her und sägte Scheiben, die dann bei der AEG in Wedel zu 10 cm x 10 cm großen Solarzellen mit 12 % Wirkungsgrad verarbeitet wurden. Am Fraunhofer ISE wurden jüngst solche alten Silicium-Scheiben aus der Schublade gezogen und daraus Zellen mit einem Wirkungsgrad von 15 % gefertigt [7]. Daran erkennt man, welche großen Fortschritte bei der Prozesstechnologie gemacht wurden. Heute versteht man viel besser, wie man das Material behandeln muss, um die größtmögliche Solarzellenleistung herauszuholen.

In der zweiten Hälfte der Entwicklung, also in den letzten 25 Jahren, wurden Fortschritte bei den ein- und multikristallinen Silicium-Solarmodulen erzielt, die in den Abb. 6 und 7 verdeutlicht sind: Die ersten einkristallinen Siliciumsolarzellen

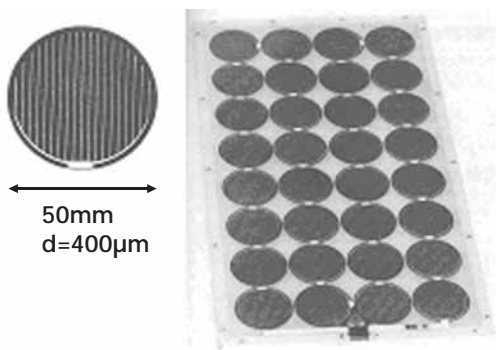
kamen aus der Raumfahrt und hatten einen Durchmesser von 50 mm. Die aus ihnen gefertigten Module hatten einen Modulwirkungsgrad von 8% [5]. Heutige Module haben 125 cm x 125 cm quasiquadratische Zellen mit einem Modulwirkungsgrad im Bereich von 11 bis 15%, wobei der durchschnittliche Wirkungsgrad bei 13–14% liegt. Die Wafer sind in dieser Zeit dünner geworden, und zwar von 400 auf ca. 300 µm und an einer vollquadratischen Technologie von 150 cm x 150 cm wird bereits gearbeitet. Das erfordert die Herstellung von einkristallinen Czochralski³-Kristallen mit einem Durchmesser von 220 mm.

Die ersten multikristallinen Silicium-Minimodule bei AEG-Telefunken mit 10 cm x 10 cm großen, damals noch sehr feinkristallinen Zellen hatten

einen Modulwirkungsgrad von knapp 6% [6]. Heutige Module mit standardmäßig 125 cm x 125 cm großen Zellen liegen im Bereich 10–14% Modulwirkungsgrad, mit typischerweise knapp 13%. Auch bei den multikristallinen Solarzellen wurde die Waferdicke im Laufe der Zeit auf 300 µm reduziert, und eine Zellgröße von 150 mm x 150 mm beginnt sich derzeit bereits als Industriestandard durchzusetzen.

Zusammenfassung und Ausblick

Die kristalline Si-Solarzelle feiert dieses Jahr ihren 50. Geburtstag. In den ersten 25 Jahren wurden die Grundlagen für die heutige Wafer-technologie und die heutige Zellstruktur gelegt



$P_{max} = 8,5 \text{ Wp}$, $\eta = 7,9\%$

Raumfahrtsolarzellen für die Terrestrik
AEG-Telefunken, 1978



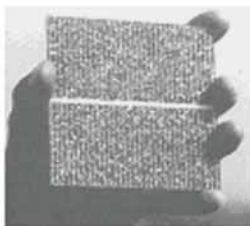
125 mm
d=300 µm

modernes Modul,
 $P_{max} = 160 \text{ Wp}$
 $\eta_m = 12,1\%$

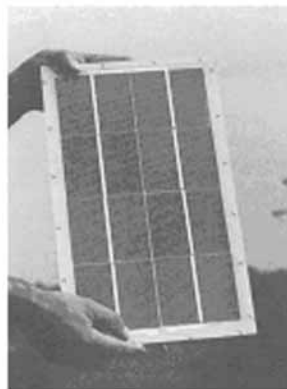
Shell Solar, 2003

Produktbereich:
 $85 < P_{max} [\text{Wp}] < 180$
 $11\% < \eta = 15\%$

Abbildung 6
Einkristalline Silicium-Solarmodule vor 25 Jahren (links) und heute (rechts) [5]

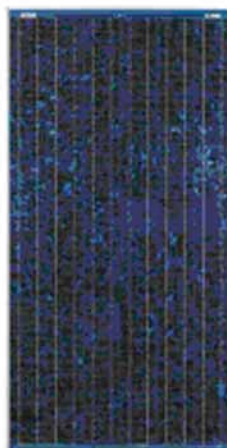


d=400µm
Si-Solarzelle



$P_{max} = 6,2 \text{ Wp}$, $\eta = 5,7\%$

Experimentalmodul
AEG-Telefunken, 1978



125 mm
d=300 µm

modernes Modul,
 $P_{max} = 160 \text{ Wp}$
 $\eta_m = 12,7\%$

BP Solar, 2003

Produktbereich:
 $85 < P_{max} [\text{Wp}] < 180$
 $11\% < \eta = 15\%$

Abbildung 7
Blockguss-Siliciumsolarzelle und Module vor 25 Jahren (links) und heute (rechts) [5]

³ Mit Czochralski bezeichnet man ein spezielles Kristallzüchtungsverfahren.

und ein aus heutiger Sicht kleiner aber wirtschaftlicher Markt im Weltraum gefunden. In den folgenden 25 Jahren bis heute wurde der Einstieg in die Massenfertigung geschafft und ein mehrere hundertmal größerer terrestrischer Markt eröffnet. Die Zellstruktur ist dabei im Wesentlichen gleich geblieben. Die Siliciumscheiben wurden mit der Zeit geringfügig dünner, dafür aber wesentlich größer und betragen heute oft schon 15 cm x 15 cm. Die derzeit industriell gefertigten Solarzellen und Module sind aufgrund von Material- und insbesondere Prozessverbesserungen im Vergleich zu 1978 nun wesentlich effizienter, nämlich um durchschnittlich 5 % absolut bei durchschnittlichen Modulwirkungsgraden von etwa 13 % mit Spitzenwerten von 15 %.

Innerhalb der nächsten 25 Jahre werden wir voraussichtlich ein weiteres Marktwachstum um einem Faktor von 100–1000 sehen, und die Photovoltaik wird dann einen signifikanten Beitrag zur weltweiten Stromerzeugung leisten. Für diesen überschaubaren Zeitraum wird die kristalline Si-Technologie ihre Vormachtstellung wohl behalten. Die technologische Entwicklung wird sich auf die Erhöhung des Wirkungsgrads und die Erarbeitung von kostengünstigen Fertigungsverfahren konzentrieren. Die Wafergröße wird sicher noch etwas weiterwachsen auf 20 cm x 20 cm, wobei die Scheiben im dann folgenden Schritt wesentlich dünner werden, möglicherweise unter 100 µm. Die Modulwirkungsgrade in der industriellen Massenfertigung werden kontinuierlich weiter steigen, insbesondere beim einkristallinen Silicium, auf durchschnittliche 18 % mit Spitzenwerten um 20 %. Die Steigerung der Modulwirkungsgrade wird dann allerdings langsam in eine Sättigung gehen, wobei die Solarzellen bei gleichbleibenden Wirkungsgraden wohl immer dünner werden. Dass dies möglich ist, zeigen bereits heutige Laborergebnisse.

Eine auf PV abgestimmte Materialherstellung wird sich mehr und mehr durchsetzen, wobei schon im nächsten Jahrzehnt eine rohstoffmäßige Entkoppelung von der Mikroelektronik realisiert werden wird.

5. Literatur

- [1] A. Räuber, W. Warmuth und W. Wettling, Die PV-Szene heute – Markt, Industrie, Technologie, 17. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 13.–15. März 2002, Kloster Banz, Staffelstein: OTTI Energie-Kolleg, 2002
- [2] Trends in Photovoltaic Applications, Report IEA-PVPS T1-12:2003, International Energy Agency, August 2003, www.iea-pvps.org
- [3] Statusreport 1987 Photovoltaik, Projektleitung Biologie, Ökologie, Energie (PBE) des Bundesministeriums für Forschung und Technologie (BMFT), Kernforschungsanlage KFA Jülich
- [4] Statusreport 1996 Photovoltaik. Projektträger Biologie, Energie, Ökologie (BEO) des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF)
- [5] D. Helmreich, The Wacker Ingot Casting Process, Chapter 2 in C.P. Khattak and K.V. Ravi, Silicon Processing for Photovoltaics II, Elsevier, 1987
- [6] H. Gochermann, W. Pschunder, G. Wahl, Experimentalstudie zur Entwicklungsdefinition von terrestrischen Solarzellen-Generatoren, BMFT Forschungsbericht T79-143, Fachinformationszentrum Energie, Physik, Mathematik, Kernforschungszentrum Eggenstein, Dezember 1979
- [7] R. Schindler, persönliche Mitteilung, 2003

Dünnschichtsolarzellen auf der Basis von amorphem und mikrokristallinem Silicium

Einleitung

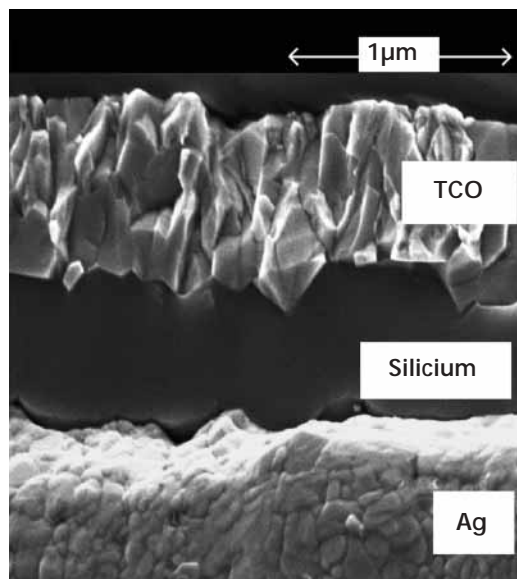
Solarzellen aus amorphem, Wasserstoff-dotiertem Silicium (a-Si:H) werden heute erfolgreich in vielen Anwendungen zur Stromerzeugung eingesetzt. Die besonderen Vorteile der Silicium-Dünnschichttechnologie sind:

- Die verwendeten Materialien sind praktisch unbegrenzt verfügbar.
- Die Solarmodule bestehen aus ökologisch unbedenklichen Bestandteilen.
- Bei der Herstellung sind nur niedrige Prozesstemperaturen erforderlich, was einerseits die Verwendung kostengünstiger Substratmaterialien ermöglicht (zum Beispiel Fensterglas) und andererseits den Energieverbrauch bei der Herstellung senkt. Daraus resultieren kurze Energierücklaufzeiten [1].
- Die Herstellung mit Plasmadepositionsverfahren ermöglicht die Beschichtung großer Flächen. Daraus ergibt sich das Potenzial für signifikante Kostensenkungen.
- Die Dünnschichttechnologie erlaubt eine integrierte Serienverschaltung der Solarzellen zu Solarmodulen und damit auch eine einfache Anpassung der Modulspannung.

RWE SCHOTT Solar und das Forschungszentrum Jülich verfolgen in ihrer bereits seit 1993 bestehenden Kooperation zwei zentrale Ziele: Eine konsequente Weiterentwicklung der bestehenden a-Si:H-Technologie und parallel dazu die Entwicklung einer neuen Generation von Silicium-Dünnschichtsolarmodulen mit deutlich verbessertem Wirkungsgrad. Im ersten Teil des Artikels wird die a-Si:H-Solarzellentechnologie kurz vorgestellt und weitere spezifische Vorteile von a-Si:H-Solarmodulen aufgezeigt. Eindrucksvolle Beispiele sind die vielfältigen Anwendungen der Module im Bereich der Gebäudeintegration. Dieser Teil zeigt aktuelle Forschungsergebnisse zum mikrokristallinen Silicium (μ c-Si:H) und zu Tandemzellen aus a-Si:H und μ c-Si:H.

1. Entwicklung von Solarzellen und Solarmodulen aus amorphem Silicium

Die elektronenmikroskopische Aufnahme in *Abb. 1* zeigt den Querschnitt durch eine a-Si:H-Solarzelle. Die Siliciumschichten, in denen das Sonnenlicht in elektrischen Strom umgewandelt wird, sind zwischen einer transparenten Frontkontaktschicht, dem TCO (Transparent Conductive Oxide), und einer Metallschicht eingepackt. Als Substrat dient Glas. Die Funktionsweise von Silicium-Dünnschichtsolarzellen wird im Beitrag von Fuhs et al. [2] genauer beschrieben. Eine nachteilige Eigenschaft von Solarzellen aus a-Si:H ist der sogenannte Staebler-Wronski-Effekt. Dieser führt dazu, dass der Wirkungsgrad der Solarzellen im Laufe des Betriebs bis zu einem Sättigungswert abnimmt. Dieser stabile Wirkungsgrad ist die entscheidende Größe für a-Si:H-Solarzellen und wird für Solarmodule von den Herstellern spezifiziert. Dabei liegt der Anfangswert je nach Bauweise um relativ 10–30% über dem stabilen Wirkungsgrad.



Dr. Bernd Rech

FZ-Jülich

b.rech@fz-juelich.de

Peter Lechner

RWE SCHOTT Solar GmbH

Peter.lechner@

solar.rwesolutions.com

Abbildung 1

Querschnitt einer Silicium-Dünnschicht-solarzelle aufgenommen mit einem Raster-elektronenmikroskop (Aufnahme: RWTH Aachen)

Die Entwicklung von a-Si:H-Solarzellen mit möglichst hohem stabilem Wirkungsgrad ist eines der zentralen Themen in der Kooperation zwischen RWE SCHOTT Solar (RSS) und dem Forschungszentrum Jülich. Dabei umfasst die Kooperation, neben dem Transfer von Forschungsergebnissen aus dem Labor in die Produktion, die Zusammenarbeit bei der Entwicklung von TCO-Schichten (Transparent Conductiv Oxid), die Analyse von Problemen in der Produktion sowie die Entwicklung von zukünftigen Dünnschichtsolarmodulen auf der Basis von amorphem und mikrokristallinem Silicium. Ergebnisse der Zusammenarbeit haben bereits zur heutigen a-Si:H/a-Si:H-Stapelzellentechnologie von RSS beigetragen. Dabei beträgt der stabile Modulwirkungsgrad derzeit 6 %.

D. h. wenn die Temperatur des Solarmodules im Betrieb steigt, so nimmt der Wirkungsgrad um 0,1 % pro Grad Temperaturerhöhung ab. Dabei ist zu beachten, dass Solarmodule unter Standardtestbedingungen (STC) bei 25 °C gemessen und spezifiziert werden. Die Betriebstemperatur in der Anwendung liegt typischerweise im Bereich 50 °C. Für kristallines Silicium beträgt der Temperaturkoeffizient meist ca. $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$ [3], wodurch die relative Abnahme des Wirkungsgrads mit steigender Betriebstemperatur höher ist als bei a-Si:H-Solarzellen ist.

Unabhängige Studien wie zum Beispiel die Studie von Jardine [4] bestätigen diese Vorteile der a-Si:H-Technologie (Abb. 2). In einem mediterranen Klima (z. B. Mallorca) zeigten die a-Si:H-Solarmodule von RWE SCHOTT Solar eine im Mittel um 22 % und in England (UK) eine um 17 % höhere Energieausbeute pro installierter Modulleistung als kristalline Silicium-Solarmodule. Dabei wurde die Modulleistung unter STC-Bedingungen bestimmt.

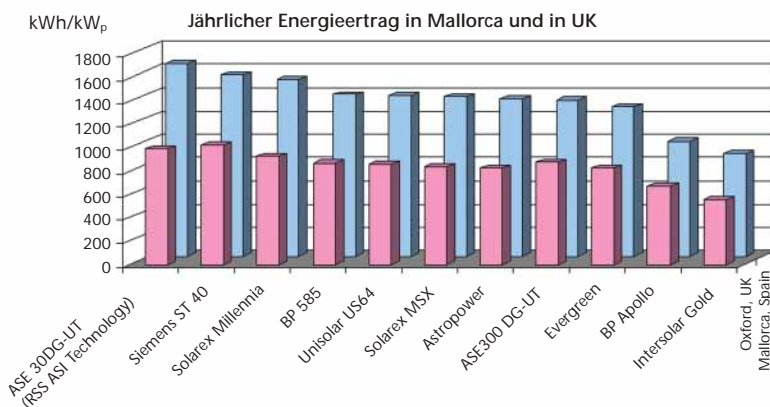
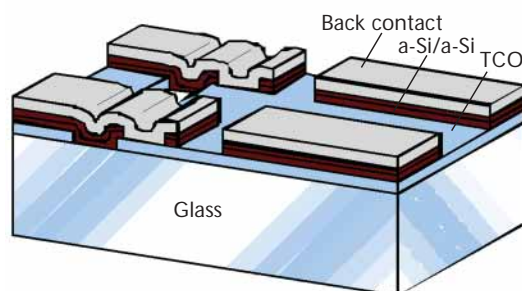


Abbildung 2
Jährliche Energieausbeute pro installierter Peakleistung für verschiedene Modultechnologien [4]

Die a-Si:H-Technologie zeigt einige Besonderheiten, die den – im Vergleich zur kristallinen Silicium-Wafertechnologie – niedrigen Wirkungsgrad teilweise kompensieren. Neben der spezifizierten Modulleistung, die natürlich zunächst das zentrale Kriterium ist, bestimmen der Temperaturkoeffizient und weitere Abhängigkeiten die Energieausbeute eines Solarmoduls in der Anwendung: Der Temperaturkoeffizient beträgt für a-Si:H-Solarmodule nur etwa $-0,1\%/^{\circ}\text{C}$.

Abbildung 3
Semitransparente Solarzellenstruktur (ASITHRU®-Design)



2. Solarmodule aus amorphem Silicium – Anwendungen in der Gebäudeintegration

Ihre besonderen Vorteile zeigt die a-Si:H-Solarzellentechnologie bei Anwendungen im Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik (BIPV – building integrated PV). Hier ist das Solarmodul ein Baustoff, der integriert in Gebäuden verschiedene Aufgaben wie Wärmeschutz, Abschattung, Blendschutz und Design mit Elektrizitätserzeugung verknüpft. Die Anwendung von a-Si:H-Solarmodulen in Gebäuden ist vielfältig. Dächer, Fassaden, Markisen, Fenster und Türen können mit Photovoltaik kombiniert werden. Die Substratgröße für die Herstellung der Solarmodule ist durch die Depositionsanlagen zur Halbleiterfertigung vorgegeben. Allerdings können durch Schneiden und Laminatbildung Module an die spezifischen Größen des gewünschten Bauelements angepasst werden. Die Herstellung von Silicium-Dünnschichtsolarmodulen auf Glas ermöglicht zusammen mit modernen Lasertechniken auch die Realisierung von semitransparenten Solarmodulen. Hierbei

wird ein kleiner Teil der aktiven Solarzelle entfernt. Dieses Abtragen der Schicht kann beispielsweise senkrecht zu den Linien der integrierten Serienschaltung erfolgen und ist in [Abb. 3](#) schematisch dargestellt. Dadurch entsteht ein durchsichtiges, feines Raster, das die farbneutrale Sicht durch das Solarmodul ermöglicht (*siehe Abb. 4*). Der Transmissionsgrad kann kundenspezifisch gewählt werden und beträgt typischerweise 10%. Da das transmittierte Licht nicht in der Solarzelle genutzt wird, verringert sich der Wirkungsgrad zwar entsprechend, gleichzeitig erfüllen die semitransparenten Module dafür aber wesentliche zusätzliche Funktionen für ein Licht- und Energiemanagement im Gebäude.

So ergeben sich sehr vielfältige und äußerst attraktive Möglichkeiten in der Anwendung und im Design von opaken und semitransparenten a-Si-PV-Elementen (ASITHRU®) durch die Kombination neuartiger und konventioneller Techniken im Bereich der BIPV.

Betrachtung der Kosten

Bei herkömmlichen Solarmodulen ist es üblich, den Preis pro „Peakwatt“ (W_p) zu betrachten. Bei BIPV-Elementen gibt man aber meist die Kosten bzw. Preise pro Quadratmeter an. Dafür sprechen die folgenden Argumente:

- Die Kosten müssen mit konventionellen Dach- oder Fassadenelementen verglichen werden, die in der Regel pro Quadratmeter kalkuliert sind.
- Ästhetik und Design sind Werte, die individuell beurteilt und quantifiziert werden müssen.
- Die Energieausbeute setzt sich sowohl aus der erzeugten Elektrizität als auch aus dem Gewinn aus thermischen Funktionen zusammen.

Die Photovoltaik ist in der Gebäudeintegration ein additiver Wert, der nur mit den entstehenden Mehrkosten verrechnet werden muss. Der Spielraum für Kostensenkungen ist in diesem Bereich noch beträchtlich.

Im Folgenden werden anhand einiger Beispiele verschiedene Kombinationen von Funktion, Design und Ästhetik vorgestellt, die mit der a-Si:H-Technologie weltweit realisiert wurden. Die Solarfassade des bayerischen Umwelt-



Abbildung 4
Südfassade der RWE
SCHOTT Solar Fabrik,
SmartSolarFab®



Abbildung 5
Semitrtransparentes
Glasdach



Abbildung 6
Stillwell Avenue
Terminal (Computer-
simulation)

ministeriums war eines der ersten gebäudeintegrierten PV-Projekte auf Basis der a-Si:H-Technologie. Der erfolgreiche Betrieb seit neun Jahren ist ein Beispiel für die hohe Zuverlässigkeit der a-Si:H-Module. Drei weitere Beispiele verdeutlichen die gestalterischen Möglichkeiten mit semitransparenten Solarmodulen:

[Abb. 5](#) zeigt ein semitrtransparentes Glasdach. Das 2,8 kW_p-System verkoppelt Energieerzeugung mit einer Abschattung für eine Cafeteria. Die Südfassade der RWE SCHOTT Solar Fabrik in Alzenau ([Abb. 4](#)) ist mit einer ASITHRU® Doppelverglasung ausgestattet. Hier verknüpft die Fassade elektrische Energieerzeugung, Wärmeisolierung und Abschattung des Gebäudes.

Ein 6000 m² Dünnschicht-PV-Installations-Projekt wird derzeit in der Stadt New York realisiert.

Das Stillwell Avenue Terminal wird mit 210 kW_p die weltgrößte gebäudeintegrierte Dünnschichtsolaranlage und bis Ende des Jahres 2004 realisiert sein. Die *Abb. 6* zeigt eine Computersimulation des Objekts. Die Solarmodule werden als Überkopfverglasung ausgeführt und kombinieren transparente Glasbereiche mit a-Si:H PV-Komponenten.

3. Eine neue Generation von Silicium-Dünnschicht-solarmodulen

Zentrales Thema in der Photovoltaikforschung ist die Verbesserung des Wirkungsgrads als ein Weg zu Kostensenkung. In den letzten Jahren haben sich Tandemsolarzellen aus amorphem und mikrokristallinem Silicium als eine der vielversprechendsten Konzepte für die Dünnschichtphotovoltaik herausgestellt. Solarzellen aus $\mu\text{-Si:H}$ lassen sich wie a-Si:H mit dem PECVD-Verfahren (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) abscheiden. Sie zeigen im

Gegensatz zu a-Si:H-Solarzellen keine oder nur eine geringe lichtinduzierte Degradation und nutzen auch den langwelligen Spektralbereich des Sonnenlichts. Allerdings sind aufgrund der kleinen Absorptionskoeffizienten für langwelliges Licht ein effektives „light trapping“ und Schichtdicken von 1–3 μm notwendig (bei a-Si:H sind es nur ca. 0,3 μm).

Solche $\mu\text{-Si:H}$ -Solarzellen wurden bereits auf einer Fläche von 30 cm x 30 cm im Forschungszentrum Jülich hergestellt und als Bottomzellen in a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$ -Tandemsolarzellen eingesetzt. Der Verlauf des Wirkungsgrads als Funktion der Beleuchtungsdauer ist in *Abb. 7* für drei verschiedene Silicium-Dünnschicht-solarzellen dargestellt. Die a-Si:H Zelle zeigt eine deutliche Degradation und stabilisiert bei einem Wirkungsgrad von ca. 7 % Die mikrokristalline Si:H-Zelle ist stabil und zeigt einen Wirkungsgrad von 8,9 %. Den höchsten Wert liefert die Tandemzelle mit einem stabilisierten Wirkungsgrad von 11,2 %.

Um die a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$ -Tandemzellentechnologie zur Produktionsreife zu bringen, wurde als erster Schritt eine komplette Solarmodultechnologie für 30 cm x 30 cm am Forschungszentrum Jülich aufgebaut, die seit einem Jahr in Betrieb ist. Ziel ist die Realisierung von hohen Modulwirkungsgraden mit industrierelevanten Fertigungsverfahren. Neben der Entwicklung von Siliciumschichten steht die Entwicklung von Lichtfallen („light trapping“) auf Basis von Zinkoxidschichten (ZnO) im Vordergrund. Das Aufskalieren der ZnO-Schichten erfolgt dabei mit industrienahe n Sputterverfahren. Die Verschaltung zu Solarmodulen basiert zunächst auf einer Technologie von RWE SCHOTT Solar. Durch gemeinsame Entwicklungsarbeiten sind nun neue Laserverfahren zur Strukturierung des ZnO, des $\mu\text{-Si:H}$ und des metallischen Rückkontakts im Labor etabliert.

Abbildung 7
Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Beleuchtungsdauer von verschiedenen Silicium-Dünnschicht-solarzellen

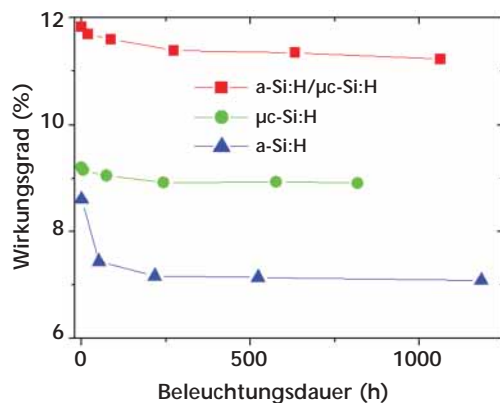
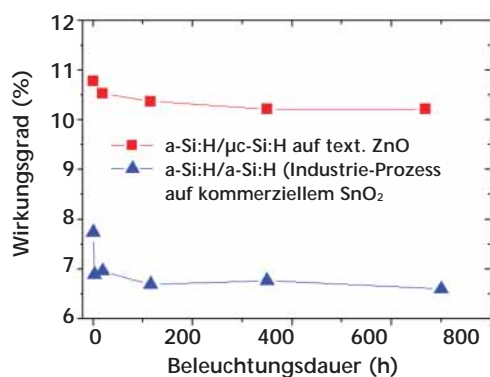


Abbildung 8
Zwei a-Si:H/μ-Si:H-Solarmodule vom FZ-Jülich



Funktionstüchtige Module mit Abmessungen von 10 cm x 10 cm und 30 cm x 30 cm werden inzwischen vollständig am Institut für Photovoltaik (IPV) ausgehend vom Glassubstrat hergestellt (*Abb. 8*). Die monolithische Serienschaltung erfolgt dabei ausschließlich mit Laserprozessen. *Abb. 9* illustriert das Potenzial der a-Si:H/ $\mu\text{-Si:H}$ Tandemtechnologie am IPV

durch den Vergleich zweier Minimodule mit einer Substratgröße von 10 cm x 10 cm. Die stabilen Wirkungsgrade (bezogen auf die Aperturfläche) betragen 10,2% für das a-Si:H/ μ c-Si-Modul und 6,5% für das a-Si:H/a-Si:H-Modul, das aus dem industriellen Produkt geschnitten wurde.



Der Vergleich zeigt, dass Modulwirkungsgrade von 10% mit der Silicium-Dünnschicht-technologie erreichbar sind. Die Umsetzung in ein industrielles Produkt erfordert allerdings noch große Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen. Dieser Aufgabe stellt sich unsere Kooperation in gemeinsamen Projekten mit der Unterstützung von weiteren Partnern aus Forschung und Industrie.

Zusammenfassung

Solarzellen aus amorphem Silicium (a-Si:H) werden heute erfolgreich in vielen Anwendungen zur Stromerzeugung eingesetzt. Besonders eindrucksvoll verdeutlichen dies Beispiele aus dem Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik. Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsergebnisse zeigen ein großes Potenzial für weitere Kostensenkungen und Verbesserungen des Wirkungsgrads.

Dank

Vielen Dank an die Kolleginnen und Kollegen in Putzbrunn und Jülich für ihre Mitarbeit sowie dem BMBF und dem BMWA für die finanzielle Unterstützung.

Literatur

- [1] G. Hagedorn, Proc. 9th Eur. Sol. Energy Conf., Freiburg 1989, pp.542-545.
- [2] W. Fuhs, H. Stiebig, S. Reber, Themenheft 2003 „Photovoltaik – Neue Horizonte“, S. 42 FVS, Berlin 2003
- [3] K. Emery, J. Burdick, Y. Caiyem, D. Dunlavy, H. Field, B. Kroposki, T. Moriarty, L. Ottoson, S. Rummel, T. Strand, M.W. Wanlass, Proc. 25th IEEE PVSC, Washington, DC (1996), p. 1275
- [4] C. N. Jardine, K. Lane, Proc. „PV in Europe, from PV Technology to Energy Solutions“, Rome 2002

Abbildung 9
Vergleich zweier Mini-
module (10 cm x 10 cm)

Dünnschichtsolarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern

Dr. Michael Powalla

ZSW

Powalla@zsw-bw.de

Bernhard Dimmler

Würth Solar

bernhard.dimmler@we-online.de

Karl-Heinz Groß

Würth Solar

Karl-Heinz.Gross@we-online.de

Dr. Susanne

Sieberttritt

HMI

sieberttritt@hmi.de

Dr. Rolf Reineke-Koch

ISFH

r.reineke-koch@isfh.de

Volker Probst

Shell Solar

Volker.V.Probst@si.shell.com

Einleitung

Um langfristig eine Kostenreduktion in der Photovoltaik von ca. 5 % pro Jahr zu realisieren – wie vom EEG gefordert – müssen möglichst alle Reduktionspotenziale ausgeschöpft werden. Ein ganz wichtiger Punkt ist dabei die Reduktion des Materialeinsatzes und die großflächige, automatisierte Herstellungstechnik, die insbesondere in Industrieländern essentiell ist. Im Gegensatz zur heutigen Standardtechnik, bei der Siliciumscheiben mit ca. 10 cm x 10 cm Größe und ca. 300 µm Dicke eingesetzt werden, geht man in der Dünnschichttechnik andere Wege. Zum Beispiel in der Architekturglas-technologie beschichtet man heute schon 3 m x 6 m große Glasscheiben im 45s-Takt. Da man für die photovoltaische Stromwandlung jedoch hochwertigere Schichten aus Halbleitern benötigt, konnten solche Taktzeiten hier noch nicht realisiert werden. Die Produktgrößen sind heute im Maximum 60 cm x 120 cm. Andere Beispiele, wie z. B. die Flachdisplaytechnologie [1] belegen eindeutig, dass die Kosten mit der Größe der produzierten Einheit sinken. Dies will man auch für die Photovoltaik erreichen.

Eine Option zur Kostenoptimierung in der Photovoltaik (PV) sind Dünnschichtsolarzellen basierend auf dem Absorbermaterial $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$. Bei diesem Solarzellentyp besteht die lichtabsorbierende Schicht aus den Elementen Kupfer (Cu), Indium (In), Gallium (Ga) und Selen (Se). Daher werden diese Solarzellen auch kurz CIS-Solarzellen oder CIGS-Solarzellen genannt. Die gesamte Solarzelle besteht aus einem Schichtaufbau von ca. 4 µm Dicke, welcher mit Beschichtungsverfahren auf Fensterglas aufgebracht wird. Das heißt, eine Schichtdicke von zwei tausendstel Millimetern reicht aus, um das Sonnenlicht zu absorbieren. Das Material ist sowohl bezüglich Stöchiometrie-abweichungen als auch Defekten sehr tolerant, so dass es auf quadratmetergroßen Flächen mit ausreichender Qualität hergestellt werden kann. Denn das hohe Kostenreduktionspotenzial kann

nur ausgeschöpft werden, wenn es gelingt, die Herstellung der Solarmodule großflächig in eine Serienproduktion umzusetzen.

In den FVS-Forschungseinrichtungen von ZSW, ISFH, HMI und in der Firma Shell Solar werden die Basistechnologien, Materialien und modifizierten Prozessansätze entwickelt. Durch diese kontinuierliche Forschung und Entwicklung konnten in Deutschland Pilotproduktionslinien für Module im Quadratmetermaßstab aufgebaut und stabilisiert werden. Damit ist ein wichtiger Nachweis erbracht: CIS-Solarmodule lassen sich auf Glas mit Wirkungsgraden von über 12 % auf Flächen bis zu 0,7 m² herstellen.

Schon 1975 konnten im Labor auf Flächen kleiner 1 cm² Wirkungsgrade von über 12 % demonstriert werden [2]. Die ersten kommerziell erhältlichen Module kamen von Shell Solar im Jahr 1998 und von der Firma Würth Solar im Jahr 2000 auf den Markt. In diesen Pilotproduktionen von Shell Solar in München und Würth Solar in Marbach a. N. liegt der Schwerpunkt auf der Produktionstechnologie. Inzwischen haben sich CIS-Module in verschiedenen PV-Anlagen bereits weltweit bewährt. Während die weltbesten CIS-Solarzellen in USA [3] und Japan [4] auf Flächen kleiner 1 cm² mit Wirkungsgraden über 19 % hergestellt werden, ist man in Deutschland führend bei der Erweiterung der Produktion auf große Flächen.

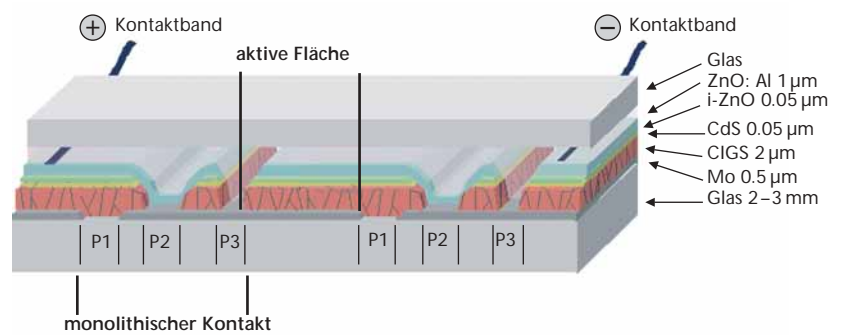
Die Anwendungen reichen von produktintegrierter Photovoltaik bis zu gebäudeintegrierten Dünnschichtsolarzellen. Die typische Größe bisher installierter Anlagen liegt zwischen ca. 1 und 50 kW_p. Die CIS-Module zeigen stabile Ertragsdaten, die mit den Werten von polykristallinen Siliciummodulen vergleichbar sind.

CIS-Dünnschichtsolarzellen

Für die Herstellung einer CIS-Solarzelle werden insgesamt fünf verschiedene Schichten nacheinander auf einen Glasträger aufgebracht. Diese Schichten werden mehrfach strukturiert, sodass einzelne Zellen elektrisch in Serie verschaltet werden und ein photovoltaischer Generator mit wählbarer Ausgangsspannung entsteht. Schließlich werden an den zwei äußeren Zellen Kontakte montiert und das Rohmodul zum Schutz vor Umwelteinflüssen mit einem Deckglas versiegelt. Das Endprodukt entsteht somit vom Rohglas bis zum fertigen Solarmodul in einem geschlossenen Fertigungsablauf. *Abb. 1* zeigt einen Schnitt durch ein CIGS-Modul. Beispielhaft ist die serielle Verschaltung zweier Einzelzellen, die in der Regel ca. 6 mm breit sind, schematisch dargestellt. Die Gesamtdicke der Schichten beträgt nur etwa 4 μm .

Sowohl Frontseitenkontakt bestehend aus Zinkoxid (ZnO) als auch Rückseitenkontakt bestehend aus Molybdän werden mit dem Kathodenzerstäubungsverfahren deponiert. Eine besondere Herausforderung stellt die Herstellung der photoaktiven Halbleiterschicht dar. Verschiedene Prozessvarianten werden im Folgenden beschrieben: Bei ZSW/Würth Solar wird die CIS-Halbleiterschicht auf einer Fläche von 60 cm x 120 cm in einem Schritt im „in-line“ oder Durchlaufverfahren mittels Koverdampfung der Elemente abgeschieden (*Abb. 2*). Das für die Dotierung wichtige Natrium diffundiert während der Beschichtung vom natriumhaltigen Glassubstrat in die CIS-Schicht. Für die Großflächenbeschichtung mussten zunächst thermische Verdampferquellen mit senkrecht zur Bewegungsrichtung homogenem Abstrahlprofil entwickelt werden. Derzeit befindet sich die Abscheidung auf 60 cm Breite in der Pilotproduktion, wobei die Verdampferquellen für 120 cm Abscheidebreite beim ZSW bereits erfolgreich getestet werden. Die technologische Herausforderung besteht hauptsächlich in der Entwicklung der Verdampferquellen und der Stabilisierung des Prozesses.

Bei dem Shell Solar Verfahren werden die Materialien Cu, In, Ga und Se durch Kathodenzerstäubung und Verdampfung zunächst einzeln



auf 60 cm x 90 cm Glasscheiben aufgebracht und diese Vorläuferschicht in einem schnell aufheizenden Ofen kristallisiert. Um unkontrollierbare Diffusion von Natrium aus dem Fensterglas in die CIS-Schicht zu vermeiden, wird zusätzlich eine Barrierschicht zwischen Glas und Molybdän aufgebracht. Die benötigte Na-Dotierung kann dann gezielt und homogen in die Vorläuferschichten eingebracht werden. Das Technologiekonzept von Shell Solar in München ist eine Weiterentwicklung der Prozesse von Shell Solar in Camarillo Kalifornien, wo seit 1998 erfolgreich CIS-Module der Größe 1" x 4" produziert werden. In *Tab. 1* sind die aktuellen Spitzenwirkungsgrade von CIS-Solarzellen und Modulen nach der Größe sortiert aufgelistet. Die Spitzenwirkungsgrade für Module haben inzwischen Werte erreicht, die durchaus mit Werten von polykristallinem Silicium aus der Produktion vergleichbar sind.

Abbildung 1
Prinzipschnittbild eines CIS-Dünnschichtsolarmoduls. Durch die in den Herstellungsprozess integrierten Strukturierungsprozesse (P1, P2, P3) wird eine elektrische Serienverschaltung der Einzelzellen realisiert, die als ca. 6 mm breite Streifen ausgeführt werden.



Abbildung 2
CIS-Modul (60 cm x 120 cm) aus der Pilotlinie von Würth Solar GmbH & Co. KG

Tabelle 1
Spitzenwirkungsgrade von CIS-Solarzellen und Modulen

Spitzenwirkungsgrade von CIS-Solarzellen und Modulen					
Fläche					
Zelle [cm ²]	Modul [cm ²]	Wirkungsgrad [%]	Jahr	Labor/Firma	Bemerkung
0,5		19,2	2003	NREL (USA) [3]	3-Stufen-Prozess, Labor
0,5		18,6	2003	NREL/AGU (J) [5]	beste Cd-freie Laborzelle
	16	16,6	2000	ASC (S) [6]	Laborprozesse
	18,9	14,7	1999	Siemens [7]	sequentielle Prozessierung
	736	12,9	2003	ZSW [8]	Ko-Verdampfung, Cd-frei
	864	14,2	2003	Showa Shell (J) [9]	sequent. Prozess., Cd-frei
	3651	12,1	1999	Shell Solar (USA) [10]	sequentielle Prozessierung
	4938	13,1	2003	Shell Solar [11]	sequentielle Prozessierung
	6507	12,2	2003	Würth Solar/ZSW [8]	Ko-Verdampfung

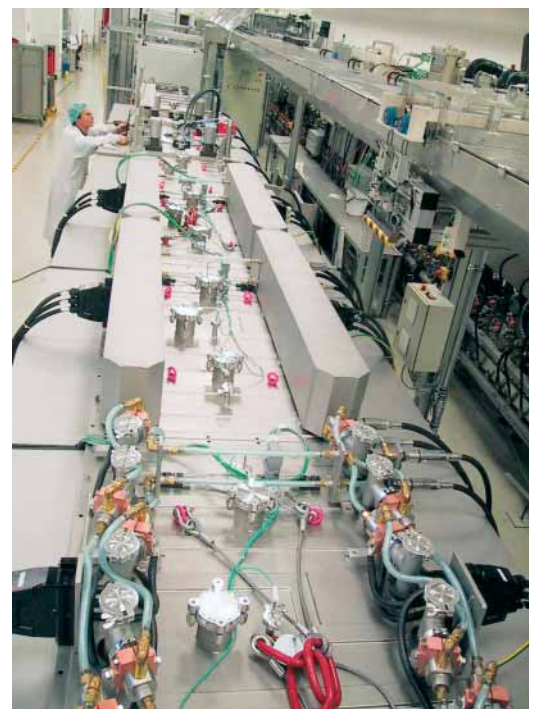
Industrielle Produktion von CIS-Modulen

Für die Produktion ist es entscheidend, dass die Ausbeute der Einzelprozesse hoch genug ist, um eine Gesamtausbeute von mindestens 85 % zu realisieren. Dies ist in der Fertigung von Shell Solar in Camarillo in den Jahren 2002 /2003 gelungen. Eine Statistik, die fast 16 000 Module der Größe 1" x 4" beinhaltet, zeigt eine Normalverteilung mit einem mittleren Wirkungsgrad von 10,9% ± 0,9% [12].

Bei Shell Solar in München ist es mit dem neu entwickelten Verfahren gelungen, mittlere Wirkungsgrade um 11 % für 30 cm x 30 cm Module (mit ausreichender Statistik) herzustellen. Herstück ist ein neu entwickelter speziell für große Flächen optimierter RTP (rapid thermal process)-Reaktor zur CIGS-Schichtbildung, der mit ausreichend hoher und homogener Heizleistung ausgestattet ist, um die 3 mm dicken Glassubstrate mit 10 K/s aufzuheizen, ohne diese zu zerbrechen oder zu verbiegen. Mit dieser Technologie konnten bei Shell Solar Spitzenwirkungsgrade von über 13 % auf einer Modulfläche von 60 cm x 90 cm erreicht werden. Bei Würth Solar konnte durch einen kontinuierlichen Betrieb die Qualität in 2002 weiter verbessert werden. So konnte der mittlere Wirkungsgrad der 60 cm x 120 cm Module von ca. 9 % (entspricht ca. 58 W_p) auf über 10 % (entspricht ca. 65 W_p) gesteigert werden. Die Verbesserungen resultierten hauptsächlich aus der Stabilisierung und Homogenisierung der

Prozesse durch Vermeiden von typischen Fehlern wie z. B. Glasbruch, Haftungsproblemen der Schichten auf dem Glaträger. Ganz entscheidend war die Einführung einer ganzheitlichen Prozesskontrolle und Datenerfassung. Zur Analyse tiefer liegender Effekte werden vom ZSW produktionsbegleitende Methoden wie Thermografie, Rasterelektronenmikroskopie, lateral aufgelöste elektrische, optische und analytische Messungen und Kreuzvergleiche eingesetzt. Zur Steigerung der Anlagenkapazität wurde in 2003 eine neue CIS-Durchlaufbeschichtungsanlage in Betrieb genommen (Abb. 3).

Abbildung 3
Die neue CIS-Beschichtungsanlage in der Fertigung von Würth Solar GmbH & Co. KG



Während auf dieser Anlage die 120 cm x 60 cm Substrate längs auf der Breite von 60 cm beschichtet werden, wird am ZSW schon der nächste Anlagentyp mit Prozesseinbauten und Verdampferquellen entwickelt. In 2003 wurden in der ZSW-Anlage für 120 cm breite Beschichtungen erste CIS-Schichten hergestellt. Vorausgesetzt der Prozess besteht alle Langzeit- und Stabilitätstests, bedeutet diese Neuentwicklung eine Verdopplung des Durchsatzes und langfristig auch die Möglichkeit größere Einheiten, z. B. 120 cm x 120 cm, zu fertigen. Obwohl die CIS-Technik damit ihre Machbarkeit im Prinzip gezeigt hat, ist eine erhebliche Kostenreduktion nur durch Produktionseinheiten mit Fertigungskapazitäten von mehreren MW_p pro Jahr (entspricht mehreren Zigtausend Quadratmetern) erreichbar. Um dieses damit verbundene hohe Investment zu rechtfertigen, sind allerdings noch einige Entwicklungen sowohl im anlagentechnischen als auch verfahrenstechnischen Bereich nötig.

Alternativentwicklungen

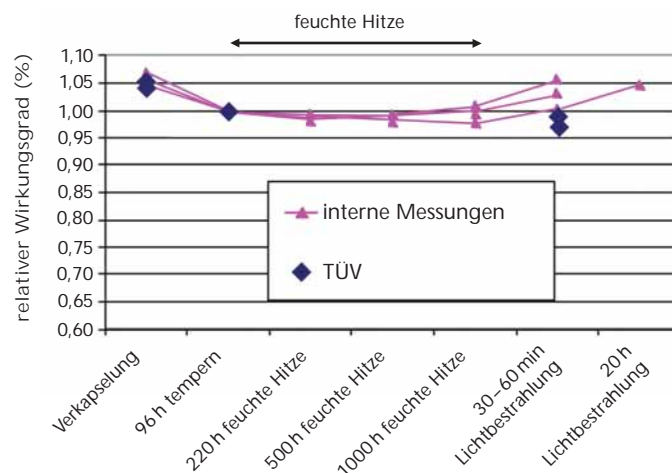
Neben der CIS-Abscheidung selbst sind vor allem die Grenzflächen CIS/Puffer/Frontkontakt Gegenstand intensiver Forschung, da sie die Leistungsfähigkeit und Stabilität der Solarzelle entscheidend beeinflussen.

Seit mehreren Jahren werden am HMI Cadmiumfreie Puffer für CIS-Solarzellen entwickelt. Mit mittels chemischem Bad abgeschiedenem ZnS wurden Wirkungsgrade bis zu 14,4 % (mit ZnSe 14,0%) auf Shell Solar-Absorbern erzielt, was praktisch kein Unterschied zur Standard-Referenz ist (14,6 % mit CdS Puffer), siehe auch [13]. Damit ist nachgewiesen, dass die Vermeidung von auch minimalsten Mengen Cadmium kein prinzipielles Problem darstellt. Bei Shell Solar konnten bereits auf 30 cm x 30 cm erste Cd-freie Module mit bis zu 11,9 % Wirkungsgrad (Mittelwert 11,7 %) unter Anwendung eines CBD¹-Zn(S,OH)-Puffers hergestellt werden. Durch den Ersatz des einzigen nasschemischen Prozesses in der Herstellungskette durch einen

trockenen Prozess kann möglicherweise eine weitere Prozessvereinfachung erzielt werden. Während man mit einem gepulsten CVD-Verfahren (chemical vapour deposition) am ZSW 12,9 % auf 30 cm x 30 cm erzielt hat, wurden am HMI mit MOCVD (metal organic CVD) auf kleinen Flächen 13,4 % erreicht. Das MOCVD-Verfahren hat den Vorteil, dass es relativ schnell (Abscheidezeit ca. 3 min) und gut skalierbar ist.

Ganz neue Wege geht das ISFH gemeinsam mit der CIS Solartechnik GmbH. Durch eine galvanische Abscheidung, die für eine Metallbandbeschichtung geeignet ist, sollen die relativ teuren und entwicklungs-aufwändigen Vakuumprozesse ersetzt werden. Gleichzeitig sollen als Substrate Metallfolien (Kupfer oder Edelstahl) dienen, die man z. B. für ein begehbare Metaldach einsetzen könnte. Bisher wurden ein Wirkungsgrad bis zu 9 % (Fläche 0,247 cm²) mit einer sequenziellen Abscheidung der Vorläuferschichten mit hohen Abscheidungs-raten (<10 min/pro Solarzelle) erreicht. Bevor größere Solarzellen hergestellt werden können, muss die Homogenität und die Schichthftung noch deutlich verbessert werden. Falls dies erfolgreich ist, ist die Verschaltung zu Modulen einfach: Die 35 mm breiten „Solarzellenbänder“ werden mit einem Kontaktgitter versehen und mittels einer Schindeltechnik mechanisch und elektrisch verbunden.

Abbildung 4 Hitze/Feuchte-Messungen an 30 cm x 30 cm-Modulen aus der Pilot-fertigung von Shell Solar



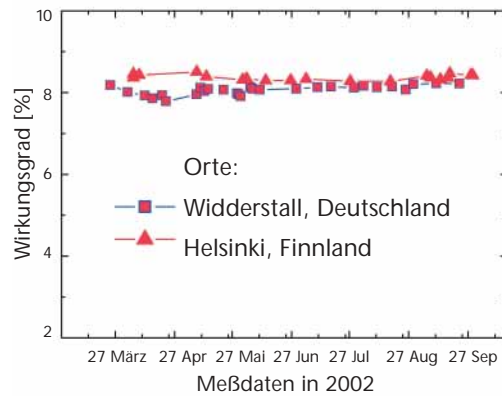
Der Wirkungsgrad der Module wird nach verschiedenen Schritten gemessen: nach der Verkapselung und anschließenden Temperung, nach Temperung in feuchter Hitze, sowie nach einer Bestrahlung mit Licht

¹ CBD = chemical bath deposition (chemische Badabscheidung)

CIS-Module im Test und Anlagenbeispiele

Für die Anwendung ist vor allem die Langzeitstabilität wichtig. Einer der wichtigsten beschleunigten Alterungstests in der IEC-Norm 61646 ist der Hitze/Feuchte-Test. Nach 1000 Stunden bei 85 °C und 85 % relativer Feuchte darf die Leistung der Module nur um maximal 5 % schlechter werden. Diesen Test haben die 30 cm x 30 cm-Module aus der Shell Solar-Pilotlinie ausgeführt als Glas/Glas-Laminat ohne Randversiegelung bestanden, wie sowohl Shell interne als auch Messungen vom TÜV belegen (Abb. 4).

Abbildung 5
Freifeldtests von 60 cm x 120 cm-Modulen von Würth Solar in Helsinki (Finnland) und Widderstall (Deutschland); Die Daten sind korrigiert zu 25 °C und 1000 W/m² (EU Projekt „Pythagoras“).



ZSW-Module der Größe 30 cm x 30 cm haben schon 1998 den Hitze/Feuchte-Test bestanden. Aktuell läuft die offizielle Zertifizierung von 60 cm x 120 cm Würth Solar-Modulen und sie wird voraussichtlich im Oktober 2003 erfolgreich erreicht werden. Weltweit konnten verschiedene CIS-Anlagen installiert und dabei gute Energieertragsdaten gemessen werden. So wurden z. B. jährliche Ertragsdaten von

Abbildung 6
CIGS-Anlage auf dem Dach einer Schule in Marbach a.N. mit 50 kW_p



ca. 1000 kWh pro installierter kW_p Leistung (DC-Wert) bei einer Anlagengröße von ca. 1 kW_p nachgewiesen [14]. Freifeldtests an verschiedenen Standorten (Helsinki, Widderstall) belegen die Stabilität der Module. Abb. 5 zeigt den stabilen temperaturkorrigierten Wirkungsgrad (25 °C/1000 W/m²) von 60 cm x 120 cm Würth Solar-Modulen, der im 10 min-Takt über eine Periode von einem halben Jahr gemessen wurde.

Ein weiteres Beispiel ist die weltweit größte CIS-Anlage auf einem Flachdach des Berufsbildungszentrums in Marbach am Neckar, siehe Abb. 6. Hier sind 880 Module mit je 0.7 m² Fläche installiert. Die gesamte installierte Leistung beträgt 50 kW_p und es wird ein jährlicher Ertrag von ca. 42 500 kWh erwartet.

Danksagung

Die Arbeiten wurden und werden vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF), dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), dem Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg und der Europäischen Kommission gefördert.

Literatur

- [1] A. Büchel, Vortrag im Workshop Materials Valley, Alzenau, 2002
- [2] J.L. Shay, S. Wagner, H.M. Kasper, Applied Physics Letters, Vol. 27, No.2 15 July 1975, p. 89
- [3] M. J.Romero, K. Ramanathan, M. A. Contreras, M. M. Al-Jassim, J. AbuShama, R. Noufi, Proceedings of the NREL Photovoltaic Review Meeting (2003) 7 pp.; NREL Report No. CP-520-33566
- [4] T. Negami et al., Sol. Energy Materials and Solar Cells, vol. 67, 2001, p. 331-335
- [5] M. A. Contreras, T. Nakada, M. Hongo, A. O. Pudov, J. R. Sites, to be published in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [6] J. Kessler, M. Bodegård, L. Stolt, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Glasgow. James & James Ltd: UK, 2000; 2057-2060
- [7] F. H. Karg, Solar Energy Materials & Solar Cells 2001; 66, 645-653
- [8] M. Powalla, B. Dimmler, to be published in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [9] K. Kushiya, to be published in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [10] Press Release Siemens Solar, 19.04.1999
- [11] V. Probst, W. Stetter, J. Palm, R. Tölle, S. Visbeck, H. Calwer, T. Niesen, H. Vogt, O. Hernandez, M. Wendel, F. H. Karg, in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [12] D. E. Tarrant, R. Gay, V. Probst, F. H. Karg, in proc. of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, 2003
- [13] A. Ennaoui, W. Eisele, M. Lux-Steiner, T.P. Niesen, F. Karg, Thin Solid Films, 431-432 (2003) 335-339
- [14] F. H. Karg, D. Kohake, T. Nierhof, B. Kühne, S. Grosser, M. Ch. Lux-Steiner, Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Glasgow. James & James Ltd: UK, 2000; 391-395

Photovoltaik-Anlagen – Bewährung und Herausforderung

Ulrike Jahn
ISFH
ujahn@easynet.de

Die Qualität und Zuverlässigkeit von photovoltaischen Anlagen sind stärker in den Mittelpunkt des Interesses von Betreibern, Herstellern und Investoren gerückt, seit es das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gibt. Denn nur gut geplante und fehlerfrei installierte sowie über Jahre störungsfrei arbeitende PV-Anlagen erzielen die gewünschte Solarrendite, die im wesentlichen durch die Stromproduktion der PV-Anlage bestimmt wird. Aufgrund des langfristigen Finanzierungsplans muss auch eine langfristige Qualitätssicherung der PV-Anlagen angestrebt werden. Dies ist jedoch „draußen Vorort“ schwieriger zu realisieren als die Qualitätssicherung der Komponenten im Labor oder in der Produktion, weil die PV-Anlagen unter sehr verschiedenen Umgebungsbedingungen installiert sind und arbeiten.

Lernerfahrungen zur Verbesserung der PV-Anlagen in der Planungs- und Installationsphase

sowie langjährige Betriebsergebnisse sind aus verschiedenen Messprogrammen von einer Arbeitsgruppe der Internationalen Energieagentur (Task 2 des PVPS-Programms) zusammengetragen und ausgewertet worden. Die Ergebnisse der Analysen sowie eine PV Performance Database mit aufbereiteten Daten zum Langzeitverhalten von PV-Anlagen findet man unter: www.task2.org.

In diesem Artikel werden die Erfahrungen zusammengefasst, ausgewählte Analysen aus dem Datenbestand von PV-Anlagen in Deutschland vorgestellt sowie Trends in der Anlagenqualität und Zuverlässigkeit aufgezeigt. Das große Nutzungspotenzial der PV in Gebäuden wird aufgezeigt für bautechnische, energetische und architektonische Aspekte. Abschließend werden Finanzierung und Kosten von PV-Anlagen in den 90er Jahren dem heutigen Stand gegenübergestellt.

Kenngrößen für PV-Anlagen

Die wichtigsten Größen zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit von PV-Anlagen sind Ertrag, Wirkungsgrad und Performance Ratio. Diese Parameter sind definiert in den europäischen Richtlinien [2] und dem IEC-Standard 61724 [3]. Der spezifische Energieertrag Y_f (engl.: Final yield) ist die gesamte Energieausbeute innerhalb eines Zeitraumes bezogen auf die Nennleistung des PV-Generators in kWh pro kW_p. Zum Vergleich von netzgekoppelten PV-Anlagen an verschiedenen Standorten wird das Performance Ratio (PR) als entscheidende Kenngröße verwendet. Das PR ist definiert als Quotient aus dem realen Energieertrag (Y_f) und dem theoretisch möglichen Energieertrag Y_r (engl.: Reference yield), der erreichbar wäre, wenn die gesamte Einstrahlung auf die PV-Generatorflächen entsprechend den Standardprüfbedingungen (engl.: STC) erfolgen würde und der reale Generatornutzungsgrad

gleich dem nominellen Modulwirkungsgrad wäre. Performance Ratio entspricht also dem Begriff der Anlagenqualität und wird als dimensionslose Größe angegeben.

Damit ist das PR ein weitgehend vom Standort (Einstrahlung) unabhängiges Maß für die Anlagenqualität. Das PR ist ein geeigneter Indikator für die Summe der Ertragsminderungen die beim PV-Generator (durch Modultemperatur, Reflektion, geringe Bestrahlungsstärke) auftreten, für Wirkungsgradverluste beim Wechselrichter und für Verluste durch Abschattung oder Betriebsunterbrechungen. Frühere Untersuchungen haben gezeigt, dass bei gut funktionierenden netzgekoppelten PV-Anlagen jährliche PR-Werte zwischen 0,60 und 0,80 erreicht werden. Unter Berücksichtigung der verbesserten Umwandlungswirkungsgrade von neueren Wechselrichtern ergeben sich heute ideale PR-Jahreswerte von 0,80 bis 0,84.

Anlagenplanung und Anlagenertrag

Eine sorgfältige Anlagenplanung ist erforderlich, um optimale Betriebsergebnisse zu erzielen. Viele PV-Systeme liefern die erwarteten Energieerträge und gute bis sehr gute Ergebnisse beim langjährigen Betrieb. Andererseits gibt es auch PV-Anlagen, die die Ertragserwartungen nicht erfüllen. Die Beobachtungen in den vergangenen zehn Jahren haben gezeigt, dass die dominierenden Faktoren für eine reduzierte Energieausbeute die relativ geringe Zuverlässigkeit der Wechselrichter, Stillstandszeiten wegen Reparatur sowie Abschattungsprobleme waren.

Betriebsunterbrechungen sind vor allem durch Wechselrichter im ersten Betriebsjahr aufgetreten. Nach Beseitigung der Fehlerursachen liefen die PV-Anlagen fehlerfrei für etliche Jahre. Nach acht bis zehn Betriebsjahren wurde an einzelnen Anlagen dann wieder eine erhöhte Ausfallrate durch Wechselrichter festgestellt. Das Auswechseln der alten Wechselrichter verursachte lange Ausfallzeiten und damit Energieertragsverluste, weil Ersatzteile nach mehr als zehn Jahren oft nur schwer zu beschaffen waren. Gute Kontakte zwischen Betreiber, Installateur und Hersteller der Komponenten helfen, die defekten Teile schneller zu ersetzen und damit die Ausfallzeiten zu verringern.

Die Auswirkungen von Verschattung des PV-Generators² durch Bäume oder Gebäudeteile werden in der Regel unterschätzt. In der Planungsphase lassen sich teilweise Abschattungen des Solarfeldes durch den Anlagenplaner oder Architekten vermeiden oder deutlich verringern. Durch geeignete elektrische Verschaltung der PV-Module (verschattete Module in einen Strang) kann damit der Gesamtanlagenenertrag verbessert werden.

In einzelnen Fällen wurde beobachtet, dass die Wechselrichter zu wenig Strom abgaben, weil

- der Wechselrichter nicht richtig an der PV-Generator angepasst war,

- die Solarmodule teilweise abgeschattet waren oder
- zwei PV-Generatorteile auf unterschiedlich ausgerichteten Dachflächen an einen zentralen Wechselrichter angeschlossen waren.

Unter diesen Betriebsbedingungen kann der Wechselrichter nicht optimal funktionieren was aber nicht auf einen geringen Umwandlungswirkungsgrad von Gleichstrom zu Wechselstrom des Wechselrichters zurückzuführen ist.

Aus den Betriebserfahrungen der untersuchten PV-Anlagen resultieren die Empfehlungen, die in der Planungsphase berücksichtigt werden müssen, um bessere Systemenergieerträge zu erzielen:

- Bereits in der Planungsphase sollten Architekt und PV-Anlagenplaner eng zusammenarbeiten.
- Bei der Bestimmung der Ertragserwartungen müssen die etwaigen Minderungseinflüsse berücksichtigt und dem Anlagenbetreiber erklärt werden (Verluste in %) [1]:



Abbildung 1a und b
Die neue dachintegrierte Photovoltaik-Anlage (50,4 kWp) auf der Gesamtschule in Sehnde bei Hannover weist Abschattungen durch einen vorstehenden Anbau auf (1a). Der Effekt ist dadurch verringert worden, dass im Kernbereich der zeitweise hohen Verschattung Modulimitationen eingesetzt wurden. Zusätzlich wurden die PV-Module in Randbereichen der Verschattung in einem Strang verschaltet.

Die Ergebnisse der PV-Anlage im ersten Betriebsjahr sind den Umständen entsprechend gut:
Energieertrag 2002 = 804 kWh/kWp,
Performance Ratio = 73,6 Anlagenverfügbarkeit: 100 %
(Fotos: Solar Engineering Decker & Mack GmbH)

² Der PV-Generator ist das verschaltete Solarmodulfeld zur Stromerzeugung (ohne Wechselrichter).

- Angabe der wahren, also gemessenen Nennleistung des PV-Generators (0–5%)
- Abweichung von STC³: Bestrahlungsstärke, Modultemperatur, Reflektionen (10–14%)
- Verschmutzung der Module durch Schnee, Ablagerungen (0–2%)
- Mismatchverluste der Module in einem Strang (1–3,5%)
- Gleichstrom-Installationsverluste (1–3%)
- Wechselrichternutzungsgrad (5–10%)

unterschiedlichen Ausrichtungen des PV-Generators) optimiert werden.

- Eine Überhitzung der PV-Module kann durch ausreichende Hinterlüftung vermieden werden. Trotz Vorkehrungen zur Hinterlüftung der PV-Module erreichten die gemessenen Modultemperaturen z. B. in der dachintegrierten PV-Anlage in Sehnde (*Abb. 1b*) Maximalwerte von 70 °C in den Sommermonaten.

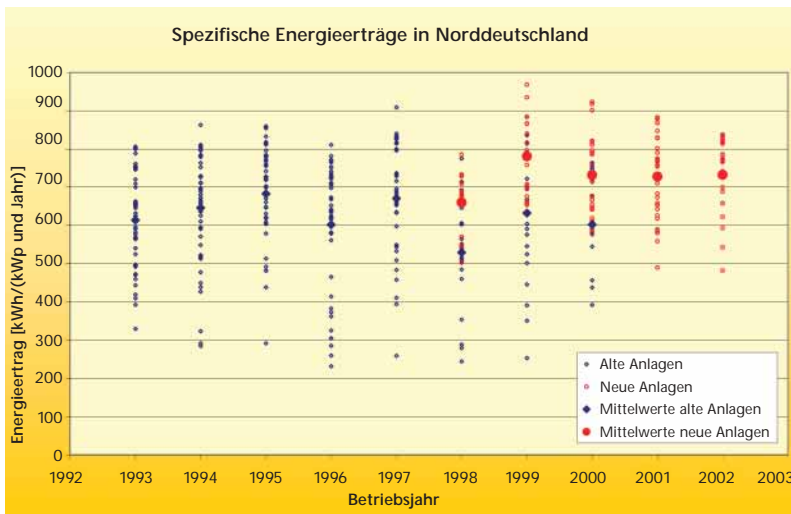


Abbildung 2
Jährliche Energieerträge von alten und neuen PV-Anlagen in Norddeutschland: 50 Anlagen aus dem 1000-Dächer-Programm in Niedersachsen, Installation 1991–1992, im Vergleich mit 42 neuen Anlagen aus „Sonne in der Schule“ und anderen Programmen, Installationen ab 1997 in Norddeutschland

Bei optimaler Anlagenkonfiguration werden mit realistischen Jahresnutzungsgraden von Wechselrichtern neuerer Bauart demnach ideale Werte von 80 bis 84% des theoretischen Ertrags (entspricht dem jährlichen Performance Ratio) erzielt.

- Der Wechselrichter sollte gut zugänglich sein, sodass er gegebenenfalls schnell ausgetauscht werden kann.
- Die Ertragsminderungen durch Verschattung durch Bäume oder Gebäudeteile (*Abb. 1a*) sind weitestgehend zu vermeiden und durch geeignete Modulverschaltung zu minimieren.
- Bei der Wahl des Standorts sollte die PV-Anlage bestmöglich zu Sonne ausgerichtet werden.
- Ein Generatorfeld, das in einen gemeinsamen, zentralen Wechselrichter einspeist, darf nur **eine** Orientierung besitzen. Unterschiedlich ausgerichtete Generatorflächen benötigen mehrere Wechselrichter.
- Der Nutzungsgrad des Wechselrichters kann durch geeignete Anpassung an den PV-Generator sowie durch geeignete Betriebsbedingungen (keine Abschattung, keine

Wie stark unterscheiden sich die Energieerträge an Standorten mit vergleichbarer Einstrahlung? *Abb. 2* zeigt, wie extrem unterschiedlich die Solarerträge ausfallen können. Die neuen, ab 1997 gebauten PV-Anlagen liefern eindeutig mehr Energie als die, welche bereits zu Beginn der 90er errichtet wurden. Auch streuen hier die Werte weniger, die Erträge pendeln sich bei den neuen Anlagen bei etwa jährlich 730 kWh pro kWp ein. Bei guter Planung und fehlerfreier Installation sind in Norddeutschland heute 800 kWh pro kWp und Jahr durchaus erreichbar – in Süddeutschland sind es sogar 900 kWh pro kWp.

Anlagenqualität und Zuverlässigkeit

Wie ist die Entwicklung der Anlagenqualität über einen längeren Zeitraum? In *Abb. 3* sind die jährlichen PR-Werte über zehn Betriebsjahre dargestellt. Die Daten stammen aus dem 1000-Dächer-Programm und aus laufenden Messprogrammen wie z. B. „Sonne in der Schule“. Die jährlichen PR-Werte der Anlagen aus den frühen 90er Jahren weisen eine erhebliche Streuung von Anlage zu Anlage auf und zeigen über die Jahre eine deutlich abnehmende Tendenz, die im wesentlichen auf Wechselrichterausfälle zurückzuführen ist. Der durchschnittliche Jahres-PR sinkt von 0,67 in 1993 auf 0,60 in 2000. Die PR-Werte der neueren Anlagen ab 1997 streuen dagegen weniger stark und erreichen durchweg bessere Mittelwerte (0,73 bis 0,76). Eine abnehmende Tendenz im Verlauf der Jahre 1998–2002 ist nicht zu erkennen. Heutige PV-Anlagen besitzen nicht nur leistungsfähigere

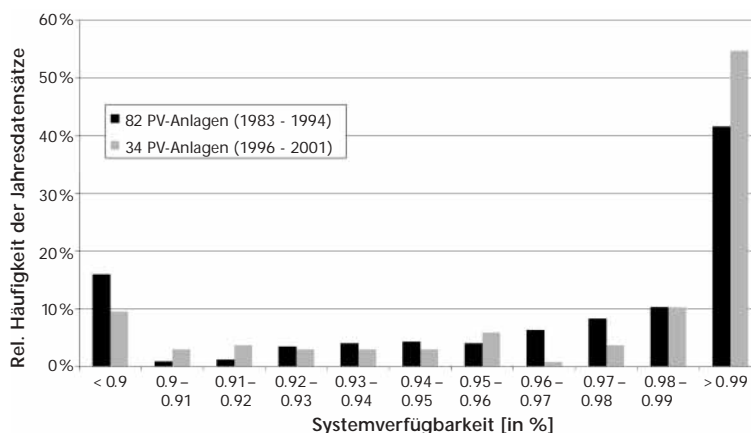
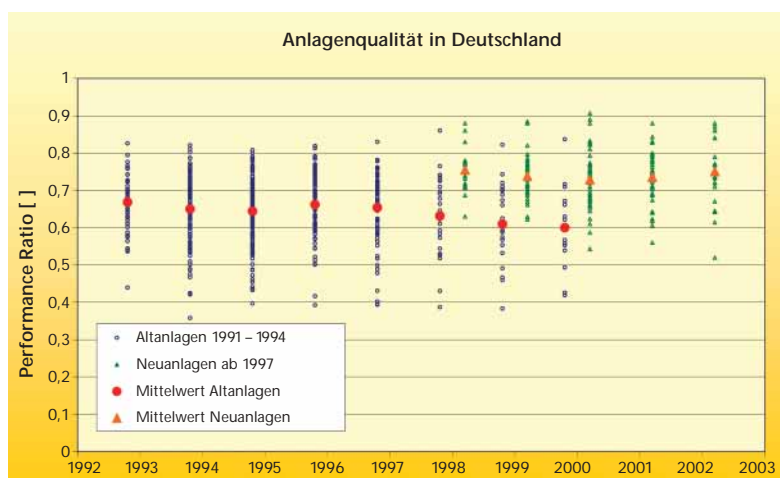
Komponenten (z. B. Wechselrichter) und erreichen im einzelnen sehr gute PR-Werte von über 0,80, sie zeigen auch keine Leistungseinbußen im Laufe der Betriebsjahre.

Die deutlich gestiegenen PR-Durchschnittswerte von 0,64 für die 149 frühen Anlagen auf 0,74 für die 62 neueren Anlagen zeigen, dass die Anlagenqualität in Deutschland signifikant gestiegen ist (Abb. 3). Hauptursachen für diese positive Entwicklung sind die verbesserte Wechselrichtereffizienz, die gestiegene Anlagenverfügbarkeit (weniger Ausfälle, kürzere Stillstandzeiten) sowie die genauere Angabe der Nennleistung der PV-Module.

Wie sind die Trends in der Zuverlässigkeit der PV-Anlagen früher und heute? Zum Vergleich sind die Daten von 116 PV-Systemen in Deutschland, der Schweiz und in Italien in bezug auf Performance Ratio und Verfügbarkeit untersucht worden. Abb. 4 zeigt, dass die neueren Anlagen aus den Baujahren 1996–2001 tendenziell zuverlässiger sind als die Anlagen aus den 80er und frühen 90er Jahren, wobei sich der Mittelwert der Anlagenverfügbarkeit nur geringfügig von 94,6% auf 95,6% verbessert hat. Im gleichen Zeitraum ist jedoch der durchschnittliche PR-Wert der 116 Systeme um 5% gestiegen. Dies bedeutet, dass der deutliche PR-Anstieg nur zum Teil auf die verbesserte Verfügbarkeit zurückgeführt werden kann und andere Erfolgsfaktoren (höhere Wechselrichterwirkungsgrade, bessere Modulleistungsangabe, weniger Verluste durch Verschattung und Modultemperatur) die Anlagenqualität bestimmen. Es wurde ferner beobachtet, dass im allgemeinen die Zuverlässigkeit der PV-Anlagen verbessert wird, wenn die Systeme beim Betrieb vermessen werden.

Nutzung der Photovoltaik in Gebäuden

Ein PV-Generator auf dem Dach oder an der Fassade eines Gebäudes erzeugt Strom, der ins öffentliche Netz eingespeist werden kann oder direkt einzelnen Verbrauchern zur Verfügung steht. Neben der elektrischen Stromproduktion besitzt die gebäudeintegrierte Photovoltaik ein



vielfältiges Nutzungspotenzial, bei dem die Photovoltaikanlage technische Funktionen in der Gebäudehülle übernehmen kann.

Gebäudeabdichtung/Wetterschutz

PV-Module sind geeignet und getestet für den Einsatz als Außenflächen der Gebäudehülle und schützen das Gebäude vor Witterungseinflüssen wie Regen, Feuchtigkeit, Schnee und Hagel. Sie können zur Dachdeckung, als Fassadenelement, zur Wandverkleidung, als Brüstungselement, als Eingangsüberdachung oder als Verglasung eines Oberlichtes eingesetzt werden und dienen dabei gleichzeitig (multifunktional) zur Stromerzeugung. Anwendungsbeispiele sind in Abb. 5b und 6 gezeigt.

Wärmeschutz

Durch die Absorption der Sonnenstrahlung in den Solarzellen gelangt weniger Wärme in das Gebäude, womit die sommerliche Überhitzung begrenzt werden kann. Semitransluzide Solar-

Abbildung 3 (oben)
Trends in der Anlagenqualität: jährliche Werte des Performance Ratio von 149 Altanlagen (1991–1994) im Vergleich zu 62 neueren Anlagen (1997–2002)

Abbildung 4 (unten)
Trends in der Zuverlässigkeit von 116 PV-Anlagen aus Deutschland, Schweiz und Italien: Der Mittelwert der Anlagenverfügbarkeit bei Altanlagen (1983–1994), beträgt 94,6% im Vergleich mit 34 neueren Anlagen (1996–2001) mit einem Mittelwert von 95,6%.

Abbildung 5a und 5b
Photovoltaik-Anlage
an und auf einer Schule
in Stadelhofen



Photovoltaik-Anlage an einer Schule in Stadelhofen: An der Außenfassade (Südwesten) sind geneigte, feststehende Verschattungslamellen aus PV-Modulen mit einer Gesamtleistung von 12,8 kWp installiert, die dem Sonnenschutz dienen.



Die Isolierverglasung mit integrierten Solarzellen wird als Dachdeckung eingesetzt und übernimmt zugleich Sonnenschutzfunktion. Zusätzlich produzieren die Solarzellen mit einer installierten Leistung von 13,7 kWp Strom für das Gebäude (Fotos: TNC Consulting AG).

module lassen sich mit einem Glas-Glas-Aufbau zu einer transparenten Isolierglaseinheit erweitern und ermöglichen einen Wärmeschutz im Gebäude. Ein Beispiel ist in [Abb. 6](#) dargestellt.

Sonnenschutz

Externe Sonnenschutzsysteme eignen sich ideal für eine PV-Integration, da sie wie die PV-Module zur Sonne ausgerichtet sein müssen, um optimal zu funktionieren. Den Grad der Abschattung kann der Gebäudeplaner über die Semitransparenz des PV-Moduls bzw. die Größe der

Zellzwischenräume bestimmen. In der Regel werden Sonnenschutzsysteme mit PV-Anlagen spezifisch entwickelt und gebaut:

- Feststehende Sonnenschutzsysteme an Südfassaden: Geneigte Verschattungslamellen bieten zusätzlich eine optimale Ausnutzung des Sonnenlichtes zur Stromproduktion ([Abb. 5a](#)).
- Bewegliche Sonnenschutzlamellen, die eine Steuerung der Verschattung zulassen ([Abb. 7a](#)).

Tageslichtsteuerung

Die Photovoltaik kann zur Steuerung und zum direkten Betrieb aktiver und passiver Tageslichtsysteme verwendet werden. Damit können Blendschutzsysteme (Lamellen, Rollos) den Tageslichteinfall und die Wärmestrahlung je nach Sonnenstand steuern und regeln ([Abb. 7b](#)).

Schallschutz

Der mehrschichtige Aufbau konventioneller PV-Dachelemente und PV-Fassadelemente verfügt bereits über ein hohes Maß an Schalldämmung, das die Umgebung effektiv vor Lärm schützt. Die Schalldämpfungseigenschaften können durch zusätzliche Glasscheiben und vergrößerte Scheibenabstände sowie durch die Verwendung von Spezialgläsern verbessert werden, wobei die PV-Stromproduktion voll erhalten bleibt. Günstige Einsatzorte für PV-Schallschutzanlagen sind auch entlang Autobahnen und Eisenbahntrassen.

Abbildung 6
Die gebäudeintegrierte
Photovoltaik der Fa.
STMicroelectronics mit
einer Gesamtleistung
von 33 kWp wurde mit
dem Schweizer Solar-
preis 2003 ausge-
zeichnet.



Die Dachkonstruktion aus PV-Glas-Glas-Laminaten schützt vor Sonne und Wetter und produziert zusätzlich Solarstrom. Die semitransluziden PV-Module lassen nur einen Teil der Sonnenstrahlung in die Innenhallen und schützen damit vor sommerlicher Überhitzung (Foto: STMicroelectronics nv, Plan-les-Oates).



*Abbildung 7a (links)
Deutscher Bundesrat
in Berlin mit 21 kWp
Gesamtleistung: Die
beweglichen PV-Ver-
schattungslamellen
werden mittels Schub-
gestänge dem Sonnen-
stand nachgeführt und
dienen dem Sonnen-
schutz.*

*Abbildung 7b (rechts)
Mit den beweglichen
Verschattungslamellen
lässt sich das Tages-
licht im Innenraum
kontrolliert steuern,
das durch das Glaspy-
ramidendach in den
Plenarsaal fällt (Fotos:
TNC Consulting AG).*

Bei einer Integration eines PV-Systems in die Gebäudehülle gilt es, sowohl bautechnische und energietechnische als auch gestalterische Aspekte gleichwertig zu berücksichtigen, damit ein ganzheitlich gelungenes Projekt entstehen kann. Die Nutzungsvielfalt von Photovoltaik in Gebäuden ist noch längst nicht ausgeschöpft und bedarf der gemeinsamen Weiterentwicklung durch Architekten, Hersteller und Planer. Weitere Beispiele zur Nutzung der gebäudeintegrierten PV findet man bei I. B. Hagemann in [4] und [5].

Anlagekosten – früher und heute

Die Wirtschaftlichkeit des Solarstroms in Deutschland hängt von speziellen ökonomischen Rahmenbedingungen ab. In den 90er Jahren wurden erste bundesweite Erfahrungen am Markt im Rahmen des 1000-Dächer-Programms (Staatlicher Zuschuss zu den Investitionskosten) gemacht. Die in den Jahren 1991 bis 1995 errichteten Hausdachanlagen wiesen eine enorme Streuung der Gesamtkosten auf, die zwischen 8 und 16 Euro pro Watt lagen. Der Mittelwert der Systemkosten inklusive Installation von 2250 netzgekoppelten Anlagen zwischen 1 und 5 kWp lag bei 12 Euro pro Watt, die förderfähige Obergrenze bei 13,5 Euro pro Watt.

Mit dem Hundert-Tausend-Dächer-Programm (HTDP) ab 1999, vor allem aber mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab 2000

wurden in Deutschland beste Marktbedingungen geschaffen. Die spezifischen Kosten der PV-Anlagen sanken drastisch auf 7,8 Euro pro Watt im Zeitraum 1999 – 2001 ermittelt aus 4000 Anlagen im HTDP im gleichen Leistungsbereich (2 bis 4 kWp) [6]. Die Kostenstruktur dieser HTDP-Anlagen lässt erkennen, dass der Solar-generator mit etwa 70%, der Wechselrichter mit 12%, die Installation mit 10% und sonstige Bauteile mit 8% an den Gesamtkosten beteiligt waren. Ähnliches galt auch für die netzgekoppelten Kleinanlagen der 90er Jahre. Bemerkenswerterweise war der von der KfW in den Jahren 1999 – 2001 festgestellte Kostendegradationseffekt von insgesamt –11% vor allem durch Kostenreduktionen bei der Installation (–30%), beim Wechselrichter (–23%) und bei den sonstigen Bauteilen (–15%) erzielt worden, während der PV-Generator den geringsten Anteil (–5%) hatte.

Die Gesamtanlagekosten liegen heute (2003) inzwischen bei 6 bis 6,5 Euro pro Watt für Anlagen im kleinen Leistungsbereich zwischen 2 und 4 kWp.

Der Finanzierungsplan einer im Jahr 2003 installierten 3kW_p-PV-Anlage im HTDP mit Einspeisevergütung nach dem EEG ist in Abb. 8 gezeigt. Die Rechnung basiert auf Investitionskosten von 5.500 Euro pro kWp + Mehrwertsteuer, kontinuierlichen Betriebskosten von 2% der Investitionssumme (380 Euro pro Jahr), einer geschätzten Jahresproduktion von 800 kWh/kWp sowie auf 20 Jahren Betriebszeit. Unter Inanspruchnahme des zinsgünstigen Kredits des HTDP (1,91%) und der für 2003 gültigen Ein-

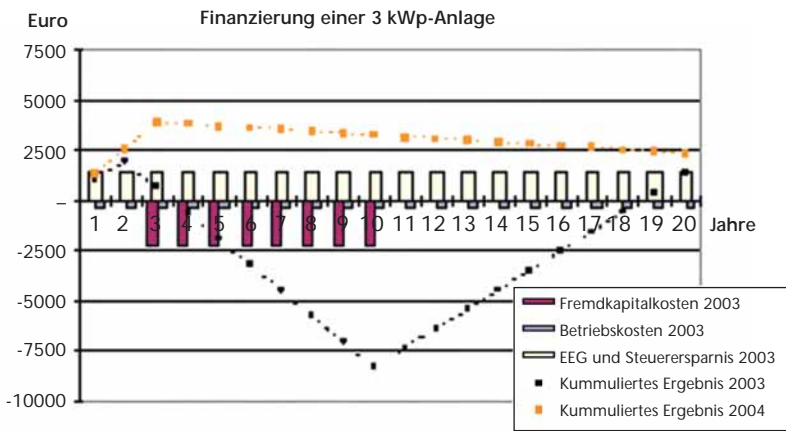


Abbildung 8
Finanzierungsplan einer in 2003 installierten 3 kWp-PV-Anlage gemäß HTDP und EEG im Vergleich zur Finanzierung einer Anlage in 2004 gemäß CO₂-Minderungsprogramm und EEG-Vorschaltgesetz (Quelle: Projektträger Jülich GmbH)

speisevergütung von 45,7 Cents pro kWh ergibt sich eine positive Bilanz nach 18 Jahren störungsfreien Betriebs (siehe Abb. 8).

Vergleichsweise wurde die Bilanz für eine im Jahr 2004 installierte PV-Anlage mit den gleichen Annahmen gerechnet, allerdings mit Finanzierung nach dem CO₂-Minderungsprogramm (Zinssatz 4%) und einer erhöhten Vergütung von 57,4 Euro pro kWh gemäß EEG-Vorschaltgesetz vom 22. Dezember 2003. Das kumulierte Ergebnis zeigt in Abb. 8 (Kurve mit gelben Vierecken), dass eine PV-Anlageninvestition in 2004 nach 20 Betriebsjahren geringfügig besser abschneiden wird als eine von 2003. Aus der Rechnung geht deutlich hervor, dass der reale Energieertrag über 20 Jahre die wesentliche Größe ist, die allerdings die größten Unsicherheiten (Einstrahlungssumme Betriebsausfälle) in sich birgt. Umfassende Informationen zur wirtschaftlichen Beurteilung von PV-Anlagen sowie ein aktuelles Berechnungsprogramm mit verschiedenen Szenarien sind von solid [7] zusammengestellt und entwickelt worden.

Schlussfolgerungen

In den vergangenen zehn Jahren sind enorme Fortschritte in der PV-Systemtechnik erzielt worden, welche sich nicht zuletzt in der deutlich gestiegenen Anlagenqualität und Zuverlässigkeit der Komponenten und Systeme ausdrücken. Diese Ergebnisse sind vor allem auch durch frühere PV-Markteinführungsprogramme sowie die konsequente Förderung von Demonstrations-

anlagen erreicht worden. Die Entwicklung im Systembereich und die Demonstration von PV-Technologie müssen Hand in Hand gehen und auch in Zukunft gefördert werden, um die Photovoltaik durch steigende Performance der Anlagen und gleichzeitige Kostenreduktionen näher an die Wirtschaftlichkeit heranzuführen.

Die Überwachung der PV-Anlagen auch im kleineren Leistungsbereich hat enorm zugenommen. Es liegt im Interesse eines jeden Betreibers, einen optimalen und störungsfreien Betrieb seiner Anlagen zu erzielen. Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist dieses Interesse deutlich gestiegen; der Einsatz des Betreibers und die schnelle Behebung von Betriebsstörungen wird finanziell belohnt. Heute existiert bereits eine breite Palette verschiedener Methoden zur Betriebsüberwachung, diverse Systeme zur kontinuierlichen Messung der Anlagenleistung sind kommerziell verfügbar, die dem Betreiber eine geeignete Anlagenkontrolle ermöglichen. Als positiver Nebeneffekt hat sich gezeigt, dass überwachte PV-Anlagen ein erhöhtes Engagement der beteiligten Fachfirmen und Hersteller zur Folge haben.

Die Qualitätssicherung der PV-Anlagen aber kann und darf nicht den Betreibern der Anlagen und den Herstellern der Komponenten allein überlassen werden. Hier tragen Politik, Wissenschaft und Fachverbände eine Verantwortung mit dem Ziel, dass die PV-Solarbranche eine nachhaltige und überzeugende Performance zeigt. Die Forschungsinstitute und Prüfstellen verfügen über ein langjähriges Know-how, das geeignet ist, Konzepte und Maßnahmen zur Qualitätssicherung von PV-Anlagen zu entwickeln und einzuführen.

Die deutsche Bundesregierung hat in den vergangenen Jahren den Rahmen gesetzt, der einen erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht. Das EEG in der geplanten Fassung ab 2004 zeigt für PV-Anlagen eine positive ökonomische Bilanz in den Modellrechnungen mit 20 Jahren Betriebszeit. Jetzt gilt es, dafür Sorge zu tragen, dass sich auch die technische und architektonische Performance der Solarstromanlagen positiv entwickelt und überzeugend ist.

Danksagung

Die Autorin dankt herzlich Wolfgang Nasse und Thomas Nordmann sowie allen Mitarbeitern der Arbeitsgruppe Task 2 der Internationalen Energieagentur (IEA) im Photovoltaic Power Systems (PVPS)-Programme für ihre Beiträge zur PV Performance Datenbank und für das Bildmaterial. Das Projekt wurde gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter den Projektnummern 0329640 und 0329640B.

Literatur

- [1] B. Decker, U. Jahn, „Performance of 170 grid-connected PV plants in Northern Germany – Analysis of yields and optimisation potentials“, Solar Energy, Vol. 59, elsevier 1997, pp. 127-133
- [2] Commission of the European Communities, „Analysis and Presentation of Monitoring Data, Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants“, Document B, version 4.3, Report EUR 16339 EN, March 1997
- [3] International Electrotechnical Commission: „Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis“, International Standard IEC 61724, Geneva, Switzerland, first edition, April 1998
- [4] I. B. Hagemann, „Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Architektonische Integration der Photovoltaik in die Gebäudehülle“. Köln 2002: Rudolf Müller. ISFB 3-481-017776-6
- [5] I. B. Hagemann, „Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Innovative Technik für das Baugewerbe“. In: Tagungsband 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie 12.–14. März 2003. pp. 239-247
- [6] K. Oppermann, „Förderergebnisse des 100.000-Dächer-Programms – Eine Zwischenbilanz“, Perspektiven Erneuerbarer Energien, Teil 4, KfW Research, August 2002
- [7] S. Dietrich, „Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen – PVProfit“, solid, Erlangen 2003, Verlag „Solare Zukunft“, ISBN 3-933634-09-1