Energieertrag unterschiedlicher Solarmodultechnologien

Autor(en): **Baumgartner, Franz**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **102 (2011)**

Heft 7

PDF erstellt am: **30.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856828

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Energieertrag unterschiedlicher Solarmodultechnologien

EKZ-Referenzanlage liefert differenzierte Daten

Was leisten Solarmodule im Kanton Zürich wirklich? Wie viel Solarstrom produzieren Standardmodule, wie viel Module mit Dünnschichttechnologien? Welche Einflussfaktoren sind im Wirtschaftsraum Zürich für einen hohen Ertrag am wichtigsten? Antworten auf diese und weitere Fragen liefert die Referenzanlage der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ). Das Projekt wird gemeinsam mit der ZHAW und Oerlikon Solar durchgeführt.

Franz Baumgartner et al.

Der Weltmarkt für Solarzellen ist im letzten Jahrzehnt konstant gewachsen, die Fotovoltaikindustrie konnte durch effizientere Produktionsmethoden im gleichen Zeitraum die Preise halbieren. In der Schweiz gibt es noch grosses Potenzial in der Installation von Fotovoltaikanlagen. Dies kann auch daran abgelesen werden, dass im Solarleitmarkt Deutschland Ende 2010 ca. 3 % der Elektrizität mit Solarzellen erzeugt wurde und im Vergleich in der Schweiz weniger als ein Zehntel des obigen Anteils erreicht wurde. Welcher der über tausend am Markt offerierten Wechselrichter und welches der über dreitausend verschiedenen Solarmodulprodukte soll nun im Solarkraftwerk im Raum Zürich eingesetzt werden?

Aktuelle wissenschaftliche Fachkonferenzen haben dieser Frage des «Energy Ratings» hohe Aufmerksamkeit zugemessen. International führende Fotovoltaik-Forschungsgruppen aus Hochschulen und Industrie diskutieren ihre Ergebnisse in Spezialsitzungen nur zu diesem Thema [1, 2]. Unter Fotovoltaikexperten ist bekannt, dass die Antwort auf diese sehr komplexe Fragestellung nicht einfach aus internetbasierten Standard-Messdatenerfassungsanalysen zufriedenstellend abgelesen werden kann. Nachfolgend soll dargelegt werden, welche technisch-wissenschaftlichen Voraussetzungen an die Messtechnik und die Analyse der Daten gestellt werden müssen, um verlässliche Aussagen machen zu können. In der hier vorliegenden Analyse werden aus Platzgründen die Messergebnisse der Wechselrichter nicht diskutiert.

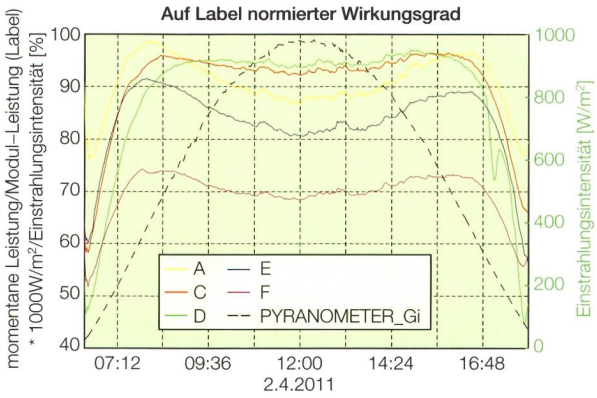
Test unter realen Bedingungen

Unter der wissenschaftlichen Leitung der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften in Winterthur (ZHAW) und in Zusammenarbeit mit dem Schweizer Hersteller von schlüsselfertigen Produktionslinien für die Massenproduktion von Dünnschichtsilizium-Solarmodulen, Oerlikon Solar, untersuchen die EKZ verschiedene Solarmodultechnologien. Stellvertretend für die Vielzahl auf dem Markt erhältlicher Technologien werden auf dem Betriebsgebäude der EKZ in Dietikon fünf verschiedene Solarmodultechnologien mit Wirkungsgraden zwischen 8 und 17 % unter realen Bedingungen getestet. Zu diesem Zweck haben die EKZ 2010 in Zusammenarbeit mit obigen Partnern eine Referenzanlage erstellt und mit hochwertiger Fotovoltaik-Messtechnik ausgestattet.

Die fünf Solarmodultechnologien sind je in einer ca. 3 kW grossen Solaranlage mit einem passenden Wechselrichter ans Netz gekoppelt. Im Minutentakt werden die elektrischen Kenngrössen auf der DC- und AC-Seite sowie die Solareinstrahlung und die Modultemperaturen auf der Modulrückseite gemessen. Zusätzlich wird ein Modul aus jeder Technologie ebenfalls, synchron im Minutentakt, einer Strom-/Spannungskennlinienmessung unterzogen. Alle Messdaten werden automatisch in einem Datenbanksystem abgelegt und stehen so anspruchsvollen Analysen zur Verfügung. Oerlikon Solar und Wissenschaftler der ZHAW haben ihre langjährige Erfahrung in die Konzeption der Messtechnik und Analyse einfliessen lassen [1, 2].

EKZ

Bild 1 Fünf verschiedene Solarmodultechnologien werden in Dietikon getestet: polykristallines Silizium, Silizium-HIT, Dünnschicht uc-Si/a-Si, Dünnschicht-CIS und Dünnschicht-CdTe.



ZHAW

Bild 2 Tageszeitlicher Verlauf des relativen Wirkungsgrades der unterschiedlichen Solarmodultechnologien bezogen auf den Typenwert der Nennleistung nach Herstellerangaben und der Einstrahlungsmessung am 2. April 2011, EKZ-Referenzdach Dietikon.

	Modultyp	Wirkungsgrad	Temperaturkoeffizient von PN
A	Standardmodul: polykristallines Silizium	14 %	−0,44 %/°C
C	Hocheffizienzmodul: kristallines Silizium (HIT)	17 %	−0,29 %/°C
D	Dünnschichtsilizium Tandem	8 %	−0,31 %/°C*
E	Dünnschicht: Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)	11 %	−0,48 %/°C
F	Dünnschicht: Cadmium-Tellurit (CdTe)	10 %	−0,24 %/°C

*Herstellerangaben

Tabelle 1 Nachfolgende kommerzielle Solarmodultechnologien mit Modulleistungen von 230 W bis 75 W werden im EKZ-Referenzsolardachprojekt in Dietikon getestet. Der Wirkungsgrad und der Temperaturkoeffizient wurden gemessen (bei 900 W/m², siehe Bilder 2 und 3). Modulneigung auf dem Flachdach 30° und Südorientierung.

Nennleistung

Die tatsächliche Nennleistung eines Fotovoltaikmoduls entspricht nicht immer der vom Hersteller angegebenen Nennleistung. Es können Leistungsunterschiede von rund 5 % auftreten und damit den erwarteten Jahresertrag um den gleichen Betrag verändern.

Um die tatsächliche Nennleistung zu messen, wird bei der Referenzanlage jedes Solarmodul mindestens einmal pro Jahr demontiert und im gemeinsam mit der ZHAW entwickelten mobilen Solarlabor der EKZ [3] vermessen. Dabei wurde eine kommerzielle Blitzlampe/Flasher mit Messelektronik in einem Transporter integriert. Dies ermöglicht Vor-Ort-Leistungsmessungen von Standardmodulen aus kristallinem Silizium mit einer Grundgenauigkeit von 3 % bei einem Vertrauensniveau von 95 %. Zusätzlich bietet das mobile Messlabor die Messung des spektralen Verhaltens der Solarmodule sowie die Messung des Schwachlichtverhaltens an.

Die Auswertung der Flasher-Nennleistungsmessungen der hier verwendeten Solarmodule zeigt, dass die von den ausgewählten Herstellern angegebenen Leistungen innerhalb von 2 % übereinstimmen und damit deutlich unterhalb der Messunsicherheit von 3 % liegen.

Für die CIS-Module hat nur die Leistungsmessung im Aussenbetrieb, basierend auf Pyranometer-Einstrahlungsmessungen, eine sehr gute Übereinstimmung (gesamte Messunsicherheit 4 %) mit der vom Hersteller angegebenen Nennleistung erbracht. Die Abweichung beträgt 3 %. Hingegen zeigte die Leistungsmessung mit dem mobilen EKZ-Solarlabor eine um über einen Zehntel geringere Leistung, wobei zu erwarten ist, dass diese Differenz durch eine aufwendige Lichtvorbehandlung unmittelbar vor der Messung reduziert werden könnte.

Solareinstrahlung in der Modulebene

Es ist nur dann sinnvoll, die jährliche Menge des ins Stromnetz eingespeisten Solarstroms zu vergleichen, wenn die aktuelle Sonneneinstrahlung ebenfalls ermittelt wird. Denn es reicht nicht aus, die Erträge der Stromzähler auf die langjährige, für den Standort geschätzte Jahressumme der Sonneneinstrahlung zu beziehen. Typische kommerzielle Simulationstools greifen jedoch genau auf diese Mittelwerte zurück, ohne die Schwankungen von Jahr zu Jahr zu berücksichtigen. Diese Schwankungen ergeben eine typische Standardabweichung von 5 %, einzelne Ausreisser gehen sogar darüber hinaus. Wurde für das Betriebsjahr 1. April 2010 bis 31. März 2011 in Dietikon eine solare Einstrahlungssumme von 1249 kWh/m² (Pyranometer, Messunsicherheit 2,3 %, k=2) in der 30° zur horizontalen und nach Süden orientierten Referenzebene gemessen, so liefert das bekannte Fotovoltaik-Simulationstool PVSYST V5 für den Standort Zürich in dieser Orientierung das langjährige Mittel 1191 kWh/m², also 5 % weniger.

Um die Langzeitstabilität zu garantieren, wurden die in der Meteorologie bewährten Pyranometer (CMP21) eingesetzt. Darüber hinaus wurden bei der EKZ-Referenzanlage speziell optisch gefilterte kristalline Silizium-Referenzsensoren verwendet, um die Änderung des Spektrums der täglichen und jahreszeitlichen Sonneneinstrahlung zu erfassen.

Einflüsse auf den Solarertrag: Temperatur und Einstrahlung

Eine grobe Vereinfachung zur Hochrechnung des Jahresertrags eines Solarmoduls könnte darin bestehen, vom konstanten Solarmodul-Wirkungsgrad der auf die Standardbedingungen STC bei 1000 W/m², Spektrum AM 1.5 und einer Modultemperatur von 25 °C bezogen ist, auszugehen und dazu die gemessene solare Einstrahlung in der Ebene des Solarmoduls zu nutzen.

Im vorliegenden Projekt würde diese grobe Approximation, konstanter Wirkungsgrad, mit den Pyranometer-Messwerten für den Standort Dietikon, einen Gleichstromertrag an den Klemmen des Moduls von 1249 kWh/m² erwarten lassen. Tatsächlich wurde aber z.B. vom polykristallinen Silizium-Solarmodul nur 1179 kWh/m² Energie gemessen, also 94 % davon. Man spricht dann von einer Performance Ratio (PR) von 94 % (Tabelle 2), was nicht den Herstellerangaben widerspricht, sondern den Einfluss der Umweltbedingungen abbildet [4].

Die unterschiedlichen Einflussfaktoren zeigen sich z.B. im Tagesverlauf des relativen Wirkungsgrades (Bild 2). Die höchsten Erträge werden am Morgen und am Abend erzielt, wenn die Modultemperatur noch gering ist, die solare Einstrahlung aber schon um die 400 W/m² beträgt. Steigt die Einstrahlung weiter, so sinkt der Wirkungsgrad wegen der höheren Modultemperatur und des negativen Temperaturkoeffizienten der Leistung (Tabelle 1). Vergleicht man dabei die kris-

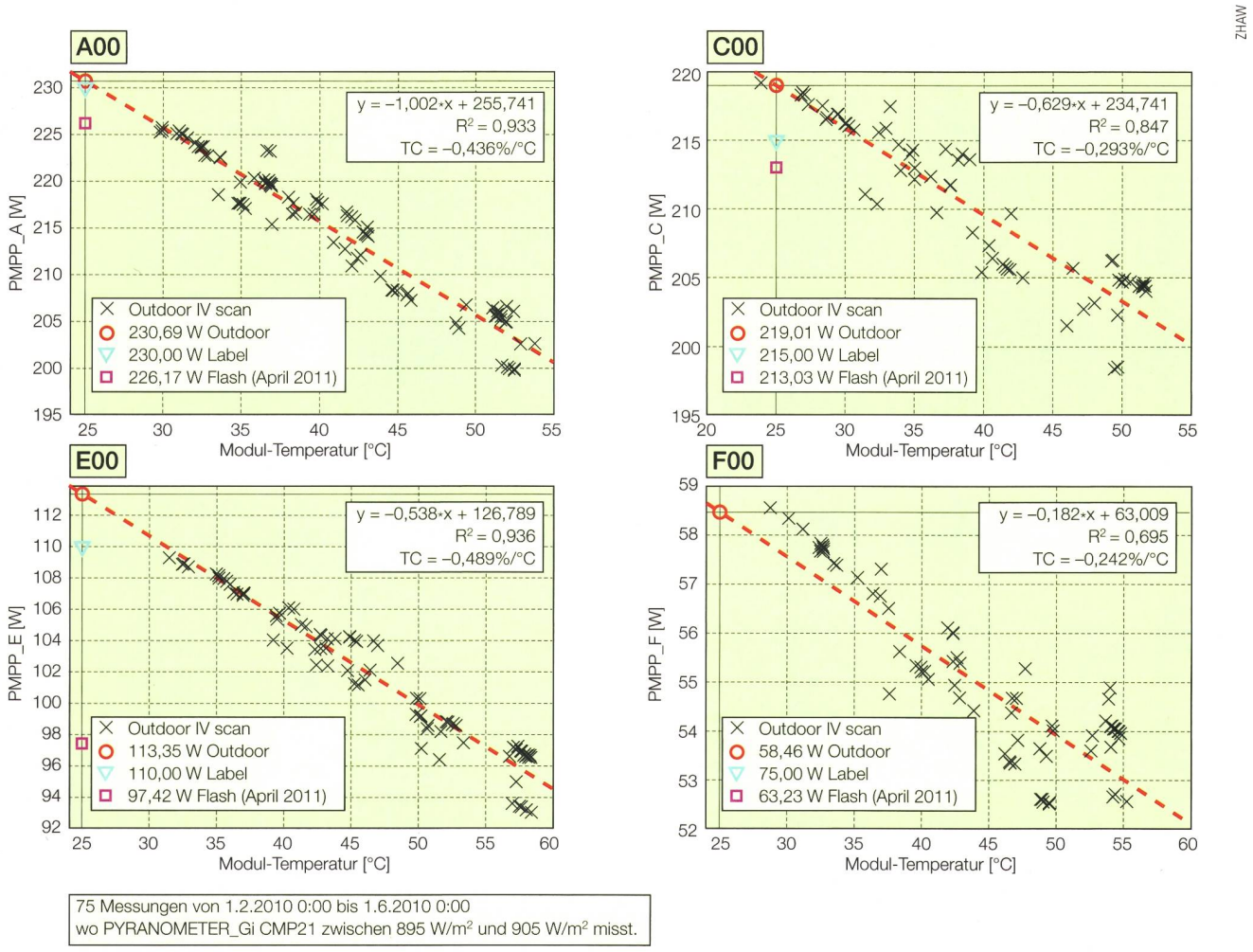


Bild 3 Bestimmung des Temperaturkoeffizienten (TC) der Nennleistung (Tabelle 1) und der STC-Modulnennleistung durch Sortierung der Outdoor-Messdaten im Einstrahlungsintervall von 895 bis 905 W/m² (Leistungsachse linear auf STC skaliert).

tallinen Standardmodule Typ A mit den hocheffizienten Modulen Typ C, so profitieren die Typ-C-Module vom günstigeren Temperaturkoeffizient um die Mittagszeit. Anderseits gewinnen die Typ-A-Module wieder bei geringeren Einstrahlungsleistungen unter 400 W/m² im Schwachlichtbereich. Für diese beiden Modultechnologien kann bei Schwachlicht der Unterschied im spektralen Verhalten vernachlässigt werden. Tabelle 2 zeigt die Schwankungsbreite der relevanten Einflussfaktoren.

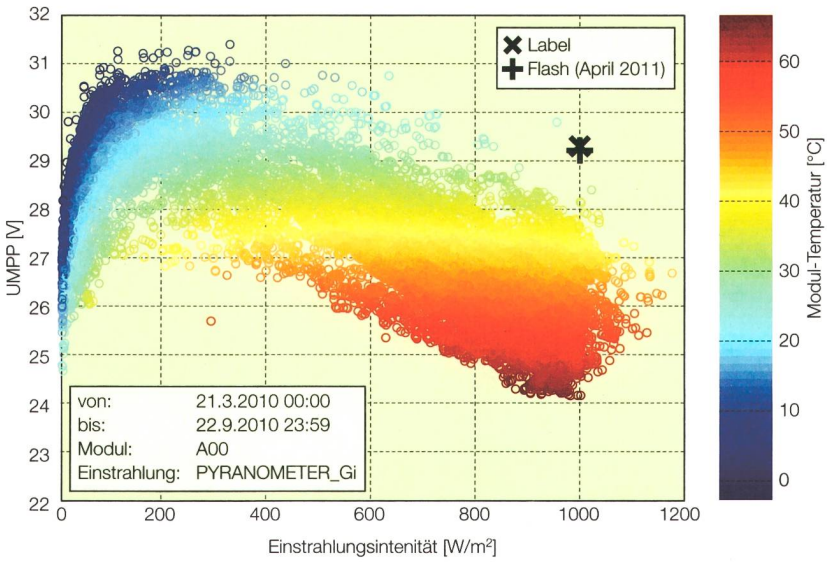
Um aus der Analyse der Minuten-Messdaten auf die tatsächlich produzierte Leistung bei der Referenztemperatur von 25 °C zu schliessen, werden aus allen Messwerten jene mit der gleichen übers Jahr gemessenen Einstrahlungsmessung aussortiert und gegen die dabei herrschende Modultemperatur aufgetragen (Bild 3, Tabelle 1). Dabei wurden zusätzlich auch jene Daten ausgeschieden, die im Minutenschritt eine grössere Abweichung der Einstrahlung als 0,5 % hatten, um transiente Modultemperatureffekte auszuschliessen. Mit der Grundgesamtheit aller Minutenwerte, ohne letztere Reduktion, sinkt der Betrag des Temperaturkoeffizienten um etwa einen Zehntel.

Die hier erzielten Messergebnisse sind in Tabelle 1 aufgeführt und zeigen, dass die Temperaturkoeffizienten der Leistung sich auch innerhalb der Dünnschicht-Modultechnologien um bis zu Faktor 2 unterscheiden. Standardmodule aus polykristallinem Silizium weisen bei 10 °C höherer Modultemperatur eine Leistungseinbusse von etwa 4 % auf; die hocheffizienten HIT-Module verlieren nur rund 3 % und damit etwa gleich viel wie Dünnschichtsilizium-Module mit Tandemtechnologie. Im Gesamtjahresertrag waren aber die Erträge der polykristallinen Silizium- und HIT-Siliziummo-

Temperatur – TC einstrahlungsabhängig*	5%
Schwachlicht-/ Spektralverhalten relativ zu Pyranom.	1%
Winkelabhängigkeit, Schmutz, saisonaler ETA, div	1%
Unsicherheit Modulnennleistung	3%
Verlust im Wechselrichter	3%
Leitungs-, MPP Verlust	1%
Abschattung, Alterung	individuell

*gemessen wurde für Typ A ein TC-Wert von –(0,452 - Pin * 0,00003)%/°C; bzw. -0,43%/°C @800W/m²

Tabelle 2 Einflussfaktoren zur Minderung des Jahresertrags von Solarmodulen am Standort Zürich, die als typische Richtwerte für den Modultyp A angegeben sind (PR_{DC}= 0,94; PR_{AC} = 0,89). Basis ist jeweils die Einstrahlungsmessung mit Pyranometer. Die Werte können stark von der Modultechnologie-Montageart und Komponenten abweichen (vergleiche auch [5]).

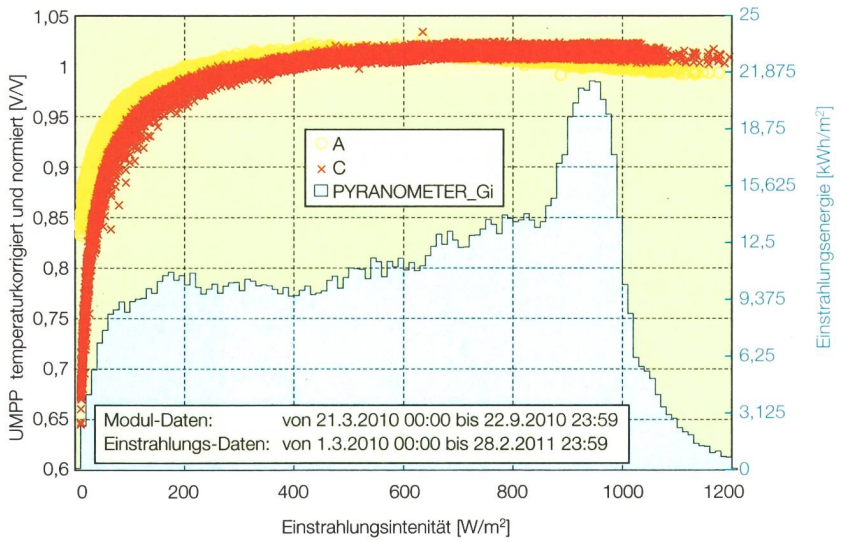


ZHAW

Bild 4 Gemessene Spannung im Maximum Power Point der Modultechnologie Typ A von März bis September 2010 als Funktion der Solareinstrahlung, gemessen mit dem Pyranometer und der Modultemperatur.

dule nahezu gleich – der Unterschied betrug lediglich etwa 1% (Bild 6), was kleiner als die Messunsicherheit ist. Der Grund liegt darin, dass für den Standort Zürich der bessere Temperaturkoeffizient der HIT-Module vom besseren Schwachlichtverhalten der polykristallinen Siliziummodule kompensiert wird.

Die messtechnische Bestimmung des Schwachlichtverhaltens im Outdoorbereich ist sehr anspruchsvoll, speziell bezüglich der Nennleistung, da die Messdaten wetterbedingten Schwankungen unterworfen sind. Weiter ist aus der Halbleiterphysik bekannt, dass bei kristallinen Siliziumsolarzellen (vgl. Typ A und Typ C in Tabelle 1) die Spannung im Punkt maximaler Leistung (maximum power point, MPP) den dominierenden Einfluss auf das Temperaturverhalten der Leistung hat, da der Temperaturkoeffizient im Strom um etwa eine Dekade geringer ist.



ZHAW

Bild 5 Schwachlichtverhalten der Spannung im MPP auf 25 °C bezogen und die Flashermessung im April 2011 am Beispiel von Typ A und Typ C. Dabei wurde der Temperaturkoeffizient linear mit der Einstrahlungsleistung berechnet. Zusätzlich wurde die Häufigkeitsverteilung der gemessenen Jahreseinstrahlungssumme in der geneigten Ebene dargestellt.

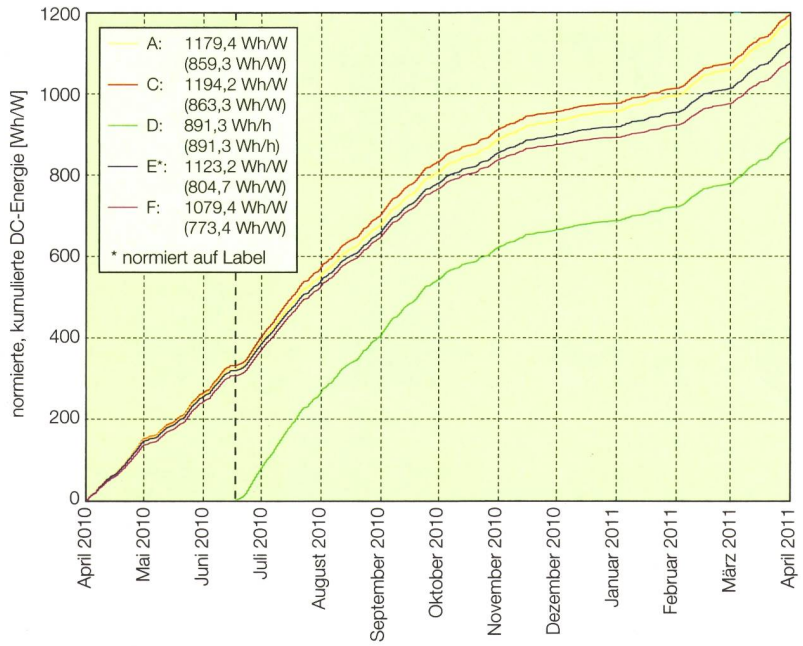
Während die von März bis September gemessenen Minutenwerte der MPP-Spannung Umpp gemäss Bild 4 einen weiten Bereich überstreichen, so lässt sich wie in Bild 5 dargestellt daraus der schmale Verlauf von Umpp reduzieren. Dabei wurde die Korrektion auf die Temperatur von 25 °C, unter Anwendung der gemessenen Temperaturkoeffizienten, durchgeführt (siehe Bild 3 und Fussnote Tabelle 2). Das resultierende Schwachlichtverhalten der Spannung im MPP zeigt einen deutlichen Vorteil für die Technologie Typ A im Vergleich zu Typ C, jeweils bezogen auf die Einstrahlungsmessung mit dem Pyranometer. Wird das Schwachlichtverhalten der Leistung entsprechend dem Verlauf von Umpp mit dem jeweiligen gemessenen Energieanteil pro Einstrahlungsintervall hochgerechnet, so zeigt sich für Technologie Typ A ein Vorteil von 1,6% im Jahresertrag gegenüber Typ C (Bild 5). Die Detailanalyse der Reduktion durch eine höhere Modultemperatur als der Nennwert von 25 °C ergab einen Vorteil von Typ C gegenüber Typ A von 1,9%, wobei die auf die Energie gewichtete, mittlere Temperatur bei 36 °C lag.

Stabilität der Modultechnologien

Standardmodule aus kristallinem Silizium, Hocheffizienz-Silizium-HIT-Module wie auch andere Dünnschichtmodule aus Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) zeigten sich sehr stabil.

Dünnschichtsilizium-Module erbrachten – wie erwartet – in den ersten Wochen eine höhere Leistung von über einem Zehntel, wobei später die vom Hersteller angegebene Nennleistung erreicht wurde. Ebenfalls den Erwartungen entsprechend wurden bei diesen Dünnschichtsilizium-Modulen im Sommer höhere Wirkungsgrade gemessen, was auf erhöhte Eigentemperaturen der Module und ein für diese Technologie begünstigendes Sonnenstrahlenspektrum zurückzuführen ist.

Ein anderes Dünnschichtprodukt, das auf Cadmium-Tellurit aufgebaut ist, zeigte überraschenderweise bei ungefähr der Hälfte der Module dauerhafte Leistungseinbussen von über 10%. Der Modulhersteller mit Hauptsitz in den USA hatte zum Zeitpunkt der Modulbeschaffung einen Weltmarktanteil von etwa 10%. Einen kleinen Teil der Produktionscharge von 2009, zu der auch die mit der Referenzanlage getesteten Module gehören, hat der Hersteller gegen Ende



ZHAW

Bild 6 Vergleich der DC-Jahreserträge der Technologien bezogen auf die im April 2011 durchgeführten Flashermessungen, mit Ausnahme der Technologie Typ E. Technologie Typ D wurde erst im Juni 2010 installiert. (Diese Jahresenergiewerte der einzelnen Referenzmodule unterscheiden sich vom jeweiligen Stringertrag um weniger als 2 %).

letzten Jahres zurückgerufen. Die beobachtete Leistungsabnahme ist folglich nicht repräsentativ für die Produkte dieser Technologie respektive dieses Herstellers.

Fazit

Die Auswertungen nach einem Jahr Betrieb der EKZ-Referenzanlage zeigen, dass pauschale Aussagen wie «Dünnschichtmodule zeigen einen höheren Ertrag als Standardmodule» nicht möglich sind. Es muss stets die jeweilige Materialklasse der Dünnschichtmodule betrachtet werden. Das Gleiche gilt für die Verlässlichkeit der Nennleistungsangaben durch die Hersteller, die auch von der aktuellen Qualitätsphilosophie abhängen kann.

Grundsätzlich wird empfohlen, unabhängige Referenzmessungen stichprobenartig auszuführen, um Investitionen in grössere Solaranlagen abzusichern.

Es kann festgehalten werden, dass die getesteten Dünnschichtmodule von erfahrenen Herstellern realistische Angaben der Nennleistung zeigen und – bis auf den erwähnten Sonderfall – stabile Module anbieten. Dies kann aber zweifelsfrei nur für die mit der Referenzanlage getesteten Module gesagt werden. Die resultierenden Jahresstromerträge, bezogen auf die gemessene Nennleistung unterschieden sich bei allen Technologien mit Ausnahme von Typ F nur um 6 % (Bild 6). Wenn die Preise von Dünnschicht-Modulen deutlich unter denen von kristallinen Modulen liegen, werden Dünnschichtmodule weitere Marktanteile gewinnen.

Ausblick

Die EKZ werden die Referenzanlage gemeinsam mit ihren Partnern in den nächsten Jahren weiter betreiben und gegebenenfalls andere wirtschaftlich interessante Solarmodultypen in die Tests einbeziehen. Denn für wirtschaftlich erfolgreiche Investitionen sind die Jahresstromerträge von Solaranlagen über 20 Jahre und mehr relevant.

Résumé

Rendement de différentes technologies de modules solaires

L'installation de référence d'EKZ fournit des données différenciées

Un projet mené en commun par la ZHAW, EKZ et Oerlikon Solar étudie les performances de modules solaires standards et à couche mince dans le canton de Zürich. Une installation de référence mise en place par l'entreprise d'électricité du canton de Zürich (EKZ) fournit les données nécessaires à l'étude. L'article présente les informations et constatations recueillies. Dans une comparaison de la plupart des technologies, les productions de courant annuelles résultantes, rapportées à la puissance nominale mesurée, n'ont varié que de 6 %, la puissance nominale étant déterminée avec une marge d'erreur de 3 %. Lorsque les prix des modules à couche mince tomberont nettement au-dessous de ceux des modules cristallins, on peut s'attendre à ce que les modules à couche mince conquièrent davantage de parts de marché. No

Referenzen

[1] J. Sutterlüti et. al, EUPVSEC European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; Hamburg 2009, Session 4OC, bzw. in Valencia 2010, Session 4BO and 4EP; www.photovoltaic-conference.com.

[2] F.P. Baumgartner et. al; «Outdoor Monitoring»; European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; Mailand 2007, bzw. Dresden 2006; www.photovoltaic-conference.com.

[3] F.P. Baumgartner, J. Haller, «Mobiles Messlabor für PV-Module»; ep Photovoltaik – 1/2-2011; sowie EUPVSEC in Hamburg 2009 und Valencia 2010 (download unter www.zhaw.ch/~bauf), siehe auch www.ekz.ch/solarlab.

[4] G. Blaesser, D. Munroe „Guidelines for Assessment of PV Plants, Document B – Analysis and Presentation of Monitoring Data». Report EUR 16339EN.1995 and IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis.

[5] Verlustfaktoren für den Jahresertrag; IEA PVPS Task 2 Report IEA-PVPS T2-07:2008; Tabelle C1.

Angaben zu den Autoren

Prof. Dr. **Franz Baumgartner** ist Dozent für erneuerbare Energie und Koordinator des Geschäftsfelds Energie und Umwelt der School of Engineering in Winterthur, sowie Leiter der Fotovoltaikabteilung im Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.

ZHAW, 8400 Winterthur, bauf@zhaw.ch

Nicolas Allet ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Fotovoltaikabteilung am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.

ZHAW, 8400 Winterthur, nicolas.allet@zhaw.ch

Manuel Pezzotti ist Leiter Contracting Netzdienstleistungen und EKZ-Projektleiter für die EKZ-Referenzsolaranlage.

EKZ, 8002 Zürich, manuel.pezzotti@ekz.ch

Jörg Haller ist Leiter Öffentliche Beleuchtung bei den EKZ und verantwortlich für das mobile EKZ-Solarmesslabor.

EKZ, 8002 Zürich, joerg.haller@ekz.ch

Bruno Aeschbach ist Leiter Service Center bei den EKZ.

EKZ, 8002 Zürich, bruno.aeschbach@ekz.ch

Jürgen Sutterlüti ist Manager Fotovoltaiksysteme bei Oerlikon Solar.

Oerlikon Solar, 9744 Trübbach
juergen.sutterlueti@oerlikon.com

Roman Kravets ist Fotovoltaik-Systemexperte bei Oerlikon Solar.

Oerlikon Solar, 9744 Trübbach
roman.kravets@oerlikon.com