

Langzeitverhalten von PV-Anlagen über mehr als 15 Jahre

Prof. Dr. Heinrich Häberlin und Philipp Schärf
Berner Fachhochschule (BFH), Technik und Informatik, Labor für Photovoltaik
Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf / SCHWEIZ
Tel: +41 34 426 6811, Fax: +41 34 426 6813
e-Mail: heinrich.haeberlin@bfh.ch
Internet: www.pvtest.ch

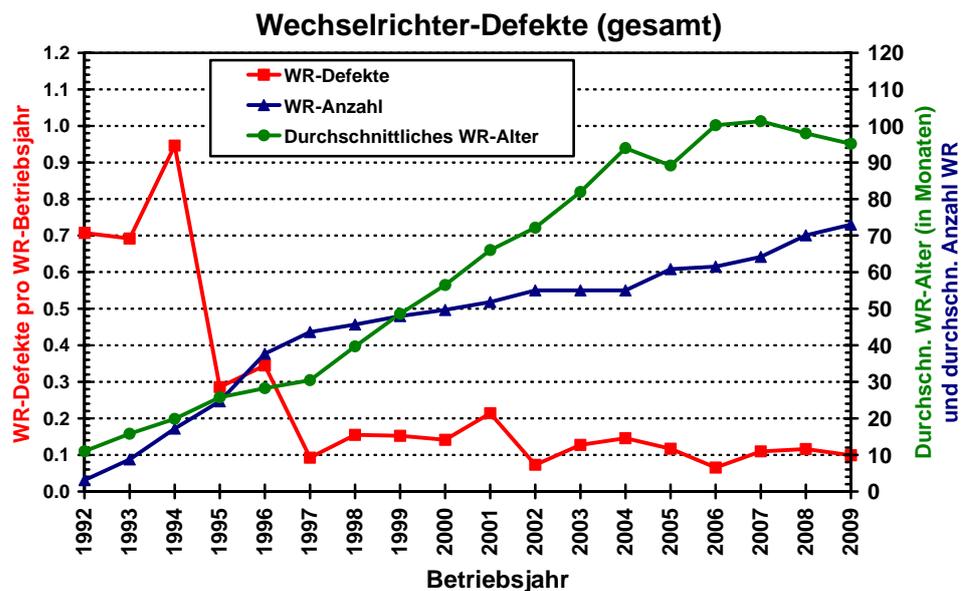
1. Einführung

Neben Wechselrichtertests führt das PV-Labor der BFH-TI seit 1992 auch Langzeitmessungen an vielen netzgekoppelten PV-Anlagen durch. Gegenwärtig werden 44 Anlagen mit 73 Wechselrichtern ausgemessen. Die meisten Anlagen befinden sich in Burgdorf, es werden aber seit 1992 resp. 1993 auch Daten von zwei hochalpinen Anlagen auf 3454 m und 2670 m erfasst. 1992 – 1996 wurde auch eine Anlage in Interlaken gemessen. Im Dezember 1996 wurde eine Anlage in Liestal, im Juni 2001 die Anlage Mont-Soleil (555 kW_p, 1270 m), im Dezember 2001 drei Anlagen mit Dünnschichtzellen (CIS, a-Si-Tandem und a-Si-Tripel) und im April 2005 die Anlage auf dem Fussballstadion Stade de Suisse in Bern ins Messprogramm integriert. Derartige ausserordentlich lange, ununterbrochene Messreihen sind sehr selten und äusserst wertvoll, denn sie gestatten die Erfassung aller langfristig relevanten Einflüsse auf den Energieertrag und die Lebensdauer von PV-Anlagen, welche in den bei neuen Anlagen meist nur relativ kurzzeitig (1 - 2 Jahre) dauernden Messkampagnen nicht erfasst werden können.

2. Wechselrichterzuverlässigkeit

Die bezüglich Zuverlässigkeit kritischste Komponente bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ist der Wechselrichter. Das PV-Labor der BFH-TI Burgdorf führt bereits seit 1992 eine Ausfallstatistik über eine bisher stetig steigende Anzahl von Netzwechselrichtern. Gegenwärtig werden 73 Wechselrichter überwacht.

Bild 1:
Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl überwachter Wechselrichter in den Jahren 1992 bis 2009.



Wie Bild 1 zeigt, sanken die pro Wechselrichter-Betriebsjahr registrierten Hardwaredefekte in den Jahren 1992 bis 1997 von etwa 0,71 im Jahre 1992 nach einem kurzen Anstieg im Jahre 1994 auf 0,94 (Inbetriebnahme vieler neuer, noch unerprobter Wechselrichtertypen) auf unter 0,1 im Jahre 1997. Seither bewegen sie sich im Bereich zwischen 0,07 und 0,21 Wechselrichterdefekten pro Wechselrichter-Betriebsjahr. Im Jahre 2001 erreichte dieser Wert wieder ein relatives Maximum von 0,21, bedingt durch den Ausfall von zumeist älteren Geräten. Bei den Ausfällen im Jahre 2001 war zudem bei drei Geräten möglicherweise eine Vorschädigung durch eine blitzbedingte Überspannung mitbeteiligt, da sie kurz hintereinander am gleichen Ort erfolgten. Im Jahre 2002, in dem keine schweren Gewitter beobachtet wurden, sank er dagegen wieder auf einen Rekordtiefstand von 0,07 und stieg 2004 wieder auf gegen 0,15 an. Der Mittelwert in der Zeit von 1997 bis 2009 liegt etwa bei 0,124, wobei immer noch eine ganz leicht sinkende Tendenz zu beobachten ist. Gegenüber den Jahren 1989 bis 1991 (ca. 3 Defekte pro Jahr) hat sich die Zuverlässigkeit somit im Mittel um etwa den Faktor 24 erhöht und steigt immer noch leicht. Bei überarbeiteten Geräten von erfahrenden Herstellern (nicht jedoch von Neueinsteigern) dürfte sie heute im Bereich der Zuverlässigkeit von normalen Haushalt-Grossgeräten liegen. Einige ältere Geräte, bei denen der Reparaturservice nicht mehr befriedigend funktionierte, wurden nach Betriebszeiten zwischen etwa 4,5 und 12 Jahren durch andere Produkte ersetzt.

Bild 2:

Energie-Ertragsverluste in Prozent infolge von Wechselrichter-Defekten bei den überwachten Anlagen. Mittelwert 1996 - 2008: 1,07%.

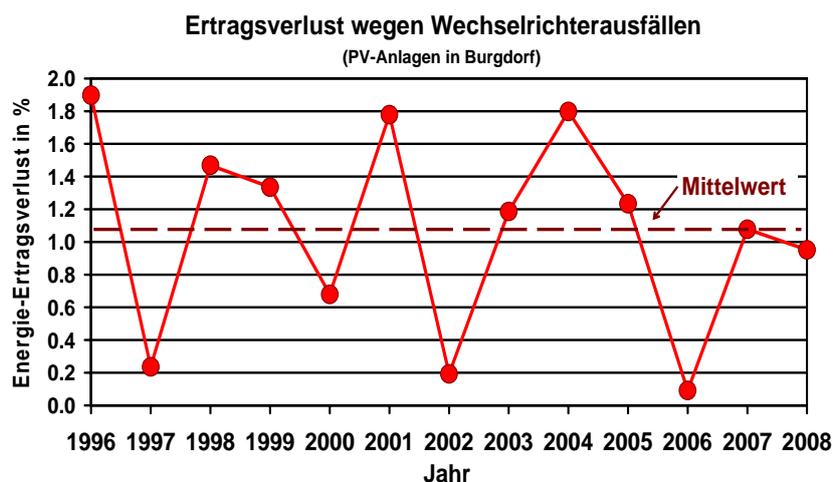


Bild 2 zeigt den infolge dieser Defekte resultierenden Ertragsausfall in den Jahren 1996 – 2008. Der mittlere Ertragsausfall von 1,07% ist gegenüber dem in [3] angegebenen Wert (1,23%) leicht gesunken.

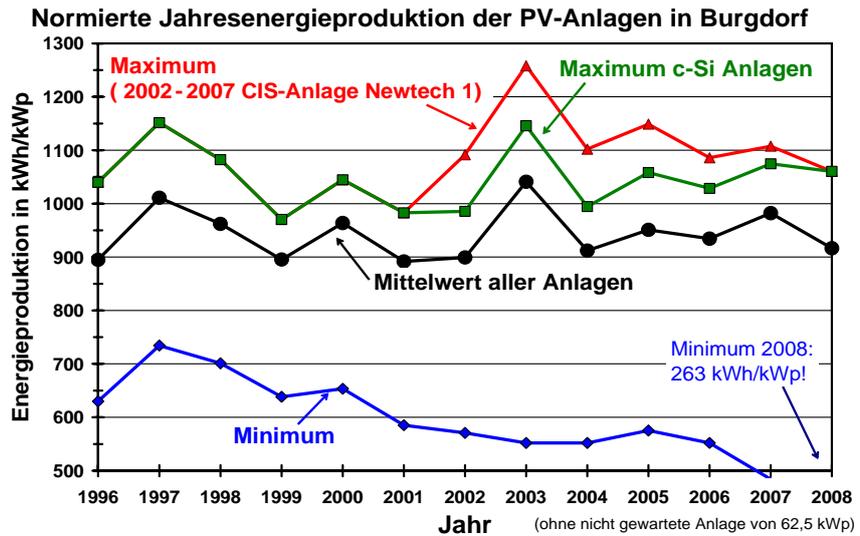
3. Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit

3.1 Normierte Jahresenergieerträge aller Anlagen in Burgdorf

Um verschiedene Anlagen in einfacher Weise miteinander vergleichen zu können, wird der Energieertrag der Anlagen am besten in Kilowattstunden pro Kilowatt peak (kWh/kW_p) angegeben [1]. Damit spielt die Grösse der Anlage keine Rolle mehr, der Energieertrag wird bei jeder Anlage auf 1kW_p umgerechnet (1 kW Solargenerator-Spitzenleistung bei STC). Bild 3 zeigt die sich so ergebenden normierten Jahresenergieerträge der PV-Anlagen in Burgdorf.

Bild 3:

Normierte Jahresenergieproduktion 1996 – 2008 aller PV-Anlagen mit Wechselrichtern in Burgdorf (Mittelwert gewichtet mit STC-Leistung). In den Jahren 2002 bis 2007 war die normierte Jahresenergieproduktion der CIS-Anlage Newtech 1 am grössten, da die effektive Leistung zu Beginn höher als die spezifizierte Nennleistung war [5].



Neben dem mit der STC-Leistung der Anlagen gewichteten Mittelwert aller Anlagen ist auch der Maximalwert (stammt meist von regelmässig gereinigten oder neuen Anlagen mit traflosen Wechselrichtern, 2002 - 2007 von der CIS-Anlage Newtech 1) sowie der Minimalwert (stammt von einer im Sommer durch Gebäudeteile und Bäume teilbeschatteten, suboptimalen Fassadenanlage mit Anstellwinkel $\beta = 60^\circ$ und $\gamma = 20^\circ$, die 2008 auch noch Wechselrichterprobleme hatte) angegeben. Die meisten anderen Anlagen haben Anstellwinkel β zwischen 30° und 35° . Fast alle PV-Anlagen in Burgdorf haben gerahmte Module. Zur Ermittlung des Mittelwertes wurde der Energieertrag der einzelnen Anlagen mit ihrer Anlageleistung gewichtet. Eine grössere Anlage von $62,5 \text{ kW}_p$ (mit Solardachziegeln und Trafo-Wechselrichtern), die einer konkursiten Unternehmung gehörte, deshalb seit einigen Jahren nicht mehr gewartet wird und sehr tiefe, nicht repräsentative Produktionswerte hat, wurde dabei nicht berücksichtigt. Da 2007 und 2008 zwei neue c-Si-Anlagen erstellt wurden mit Modulen, welche die spezifizierte Leistung auch effektiv erbringen, wurde die CIS-Anlage Newtech 1 wegen ihrer kontinuierlichen Degradation in den Jahren 2008 und 2009 von ihrem Spitzenplatz verdrängt [5].

Um das Langzeitverhalten und mögliche Degradationen der PV-Generatoren zu analysieren, müssen die betrachteten Anlagen über eine genügend lange Zeit beobachtet werden. Daher wurden für die weiteren Untersuchungen, deren Resultate in Bild 4 und Bild 5 gezeigt werden, nur Anlagen berücksichtigt, die mindestens 10 Jahre in Betrieb sind (total 32 Anlagen mit 39 Wechselrichtern und insgesamt 171 kW_p).

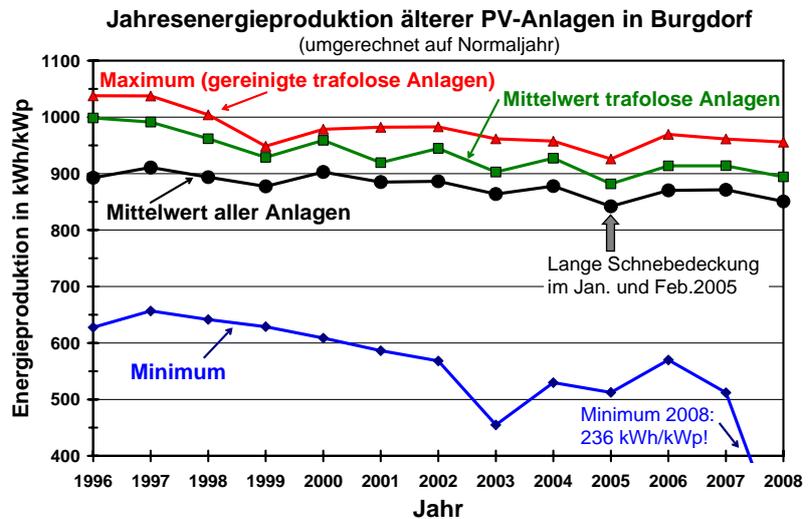
3.2 Auf Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge aller Anlagen in Burgdorf

Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen zunächst auf ein strahlungsmässiges Normaljahr $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$ umgerechnet. Dieser aus heutiger Sicht etwas zu tiefe Wert (siehe [4]) wurde Ende der 90-er Jahre als Mittelwert von damaligen Angaben in der Literatur und den seit Ende 1991 durchgeführten eigenen Messungen definiert und

seither im Interesse der Vergleichbarkeit beibehalten. Auf diese Weise ergibt sich der in Bild 4 dargestellte Verlauf der normierten Jahresenergieproduktion.

Bild 4:

Normierte Jahresenergieproduktion in den Jahren 1996 – 2008 aller mit Wechselrichtern ausgerüsteten PV-Anlagen in Burgdorf, die seit mindestens 10 Jahren in Betrieb sind (Mittelwert gewichtet mit STC-Leistung), umgerechnet auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$ (Wert auf Grund der aktueller Messungen eher zu tief).



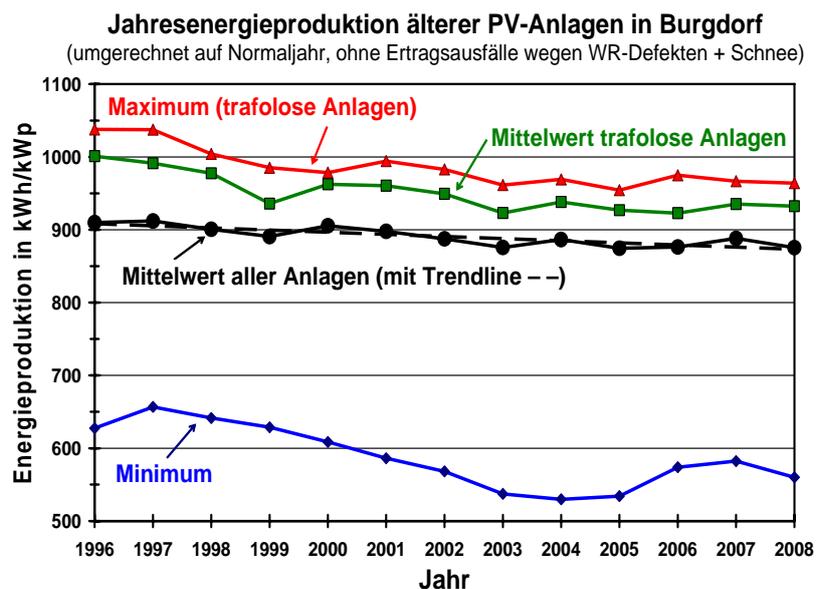
In Bild 4 sind die Schwankungen des Ertrags beim Mittelwert und den Maximalwerten wesentlich geringer als in Bild 3. Der von einer vernachlässigten Anlage mit längeren unbemerkten Wechselrichterdefekten stammende Minimalwert ist aber sehr tief.

3.3 Auf Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge älterer PV-Anlagen unter Elimination des Einflusses von Wechselrichterausfällen und Schnee

Um eine Aussage über die reine Alterung und Degradation der Solarmodule zu erhalten, wurde zunächst bei den von Wechselrichterdefekten betroffenen Anlagen die verlorene Energie hochgerechnet. Danach wurde auch noch die im Winter durch Schneebedeckungen verlorene Energie dazugerechnet. Bild 5 zeigt die entsprechend korrigierten normierten Jahresenergieverläufe. Im Mittel nimmt der Energieertrag pro Jahr um etwa 0,3% ab.

Bild 5:

Normierte Jahresenergieproduktion 1996 – 2008 aller mit Wechselrichtern ausgerüsteten PV-Anlagen in Burgdorf, die mindestens 10 Jahre in Betrieb sind (Mittelwert gewichtet mit STC-Leistung), umgerechnet auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$. Zusätzlich wurden die Energieverluste infolge Wechselrichterdefekten und Schneebedeckung durch Hochrechnung eliminiert. Der Energieertrag nimmt um etwa 0,3% pro Jahr ab.



Anhand der Trendlinie ist zu erkennen, dass der Mittelwert in 12 Jahren um etwa 3,7 % (Veränderung etwa -0,3% pro Jahr) gesunken ist. Diese Ertragsabnahme dürfte hauptsächlich auf Grund von Degradation und Alterung zurückzuführen sein, denn viele der PV-Anlagen in Burgdorf werden periodisch gereinigt. Einige Anlagen werden aber wahrscheinlich nie gereinigt und bei einzelnen Anlagen ist ein Teil dieser Ertragsminderung auch auf wachsende Bäume zurückzuführen.

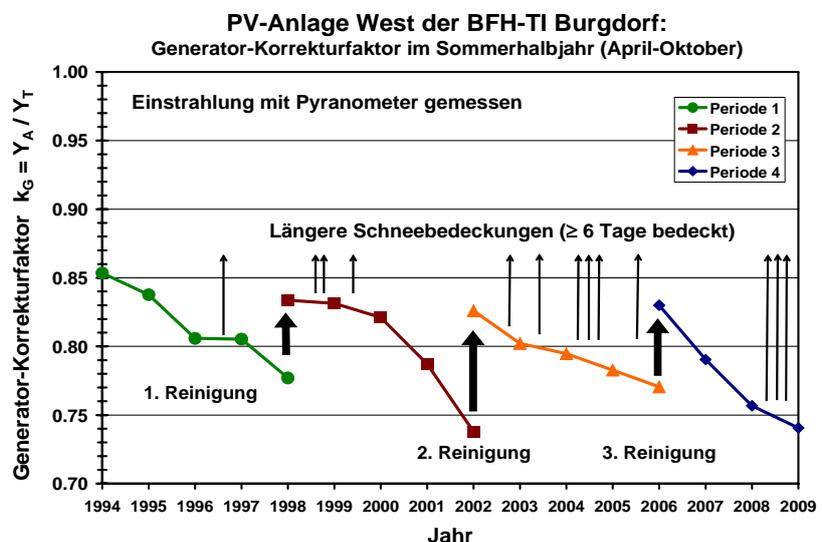
4 Ertragsabnahme beim PV-Generator der BFH-TI wegen Verschmutzung und Alterung

Seit Frühling 1994 betreibt das Photovoltaiklabor der BFH-TI in Burgdorf ein Testzentrum für PV-Anlagen mit einem Solargenerator (60kWp, Anstellwinkel $\beta = 30^\circ$). Im Laufe der Zeit wurde die Entwicklung permanenter Verschmutzungstreifen am unteren Rand der verwendeten (gerahmten) Solarmodule beobachtet, die eine allmähliche Reduktion des Energieertrags der Anlage bewirkten [2], [4]. Da die Anlage intensiv vermessen wird, liegen seit dieser Zeit Ertragsdaten vor.

Für einen Überblick über die Energieproduktion und allfällig aufgetretene betriebliche Probleme bei PV-Anlagen eignen sich *normierte Monatsstatistiken* sehr gut. Bei dieser Darstellung werden die normierten Grössen Y_R (Strahlungsertrag in Generatorebene in $(\text{kWh}/\text{m}^2/\text{d})/(\text{1kW}/\text{m}^2)$), Y_T (temperaturkorrigierter Strahlungsertrag in Generatorebene), Y_A (Generator-Ertrag auf der DC-Seite in $\text{kWh}/\text{kWp}/\text{d}$) und Y_F (Endertrag auf der AC-Seite in $\text{kWh}/\text{kWp}/\text{d}$) sowie die Performance Ratio $PR = Y_F / Y_R$ als durchschnittliche Tageswerte für jeden Monat angegeben (Details siehe [1], [4]).

Zur Beurteilung des Ertrags eines relativ flach angestellten PV-Generators ist es zweckmässig, den Generator-Korrekturfaktor $k_G = Y_A / Y_T$ (siehe [3], [4]) in den nicht durch Schnee oder Schattenwurf beeinträchtigten Monaten April – Oktober zu untersuchen, sofern in diesen Monaten keine ausserordentlichen Ereignisse (Wechselrichterausfälle, Reinigungen, Umbauarbeiten) stattgefunden haben. Da der Temperatureinfluss bereits in Y_T berücksichtigt ist, sollte k_G im Idealfall möglichst nahe bei 1 liegen und nicht zeitabhängig sein. Bild 6 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Sommermonaten der Jahre 1994 – 2009 beim am längsten gemessenen Teil der PV-Testanlage.

Bild 6:
 Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G bei einer Teilanlage der PV-Testanlage der BFH-TI mit Angabe der Reinigungen. Die Anlage hat gerahmte Siemens M55-Module mit $\beta=30^\circ$ (horizontal liegend), liegt nahe bei einer Bahnlinie und neigt deshalb zu mässiger Verschmutzung. (k_G ist bei einer idealen Anlage = 1).



In Bild 6 ist zu erkennen, dass k_G und somit der Energieertrag des Solargenerators zunächst langsam, nach einigen Jahren aber immer schneller absinkt. Es zeigt sich, dass längere Schneebedeckungen im Winter den Abfall von k_G offenbar verlangsamen. 1998, 2002 und 2006 wurden Reinigungen mit einem starken Reinigungsmittel (Transsolv) durchgeführt, die den grössten Teil der gemessenen Ertragsabnahme rückgängig machen konnten. Gegenüber dem Anfangszustand betrug die Ertragsverminderung infolge Verschmutzung vor der Reinigung jeweils etwa 9% - 11,5%. Durch die Reinigung konnten davon etwa 7% resp. 9% eliminiert werden. Ein Teil der Ertragsabnahme (in 12 Jahren: etwa 3%) scheint aber irreversibel zu sein. Da relativ rasch nach der Reinigung eine erneute leichte Verschmutzung eintritt, ist anzunehmen, dass daran Veränderungen (z.B. höhere Rauigkeit) der Glasoberfläche an der Verschmutzungskante beteiligt sind. Die erneute Verschmutzung erfolgt bei älteren Modulen zudem tendenziell schneller.

5. Fazit

Zwischen 1996 – 2008 ging durch Wechselrichter ausfälle nur etwa 1,1% der Energie verloren. Bei den seriös betriebenen und gewarteten Anlagen in Burgdorf nahm der mittlere Energieertrag in dieser Zeit um etwa 0,3% pro Jahr ab. Dieser erfreulich tiefe Wert zeigt, dass die altersbedingte Degradation bei seriös gewarteten Anlagen im Mittel nicht allzu gravierend ist. Es muss aber darauf hingewiesen werden, dass der weitaus grösste Teil der untersuchten Anlagen mit Modulen Siemens M55 ausgerüstet ist.

Im Flachland tritt bei PV-Anlagen mit gerahmten Modulen, die an der unteren Kante einen geringen Abstand zwischen Rahmen und Zellen aufweisen, im Laufe der Jahre oft eine deutliche Ertragseinbusse auf. Ein schöner Teil davon ist auf die sich trotz der Reinigungswirkung des Regens allmählich entwickelnde permanente Verschmutzung zurückzuführen. Ein gewisser Teil ist die Folge irreversibler Veränderungen der Module, die bei kristallinen Modulen aber anscheinend recht gering sind. Bei hochalpinen Anlagen sind diese Probleme wesentlich kleiner (wird hier aus Platzgründen nicht gezeigt).

Literatur

- [1] H. Häberlin, Ch. Beutler und Ch. Liebi: "Analyse des Betriebsverhaltens von PV-Anlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". 11. PV-Symposium Staffelstein, 1996.
- [2] H. Häberlin, Ch. Renken: "Allmähliche Reduktion des Energieertrags netzgekoppelter PV-Anlagen infolge permanenter Verschmutzung". 14. PV-Symposium Staffelstein, 1999.
- [3] H. Häberlin, Ch. Renken: "Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen". 18. PV-Symposium Staffelstein, 2003.
- [4] H. Häberlin: "Photovoltaik", 2., aktualisierte und wesentlich erweiterte Auflage 2010, ISBN 978-3-905214-62-8 (Electrosuisse-Verlag) und 978-3-8007-3205-0 (VDE-Verlag).
- [5] H. Häberlin und Ph. Schärff: "Photovoltaik-Anlage Newtech – drei Dünnschichtzellen-Technologien im Langzeitvergleich über 8 Jahre (2002 - 2009)". 25. PV-Symposium Staffelstein, 2010.

Informationen über weitere Aktivitäten des Photovoltaik-Labors der BFH in Burgdorf und viele weitere Publikationen (teilweise online) sind unter <http://www.pvtest.ch> zu finden.

Hinweis: Gegenüber dem im Tagungsband gedruckten Beitrag wurde ein kleiner Fehler auf der letzten Seite (richtig: in 12 Jahren: etwa 3%) korrigiert.