

# Langzeiterfahrungen mit PV-Anlagen in der Schweiz

Prof. Dr. Heinrich Häberlin

Berner Fachhochschule, Hochschule für Technik und Informatik  
 Fachbereich Elektro- und Kommunikationstechnik, Kompetenzgruppe Energiesysteme  
 Photovoltaik-Labor, Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf / SCHWEIZ

Tel. 034 426 68 11, Fax 034 426 68 13, Internet: [www.pvtest.ch](http://www.pvtest.ch), e-Mail: [heinrich.haeberlin@bfh.ch](mailto:heinrich.haeberlin@bfh.ch)

## 1. Einführung

Neben Wechselrichtertests führt die HTI (vormals HTA resp. ISB) auch seit 1992 Langzeitmessungen an vielen netzgekoppelten Photovoltaikanlagen durch. Gegenwärtig werden 42 PV-Anlagen mit zur Zeit 55 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 und seit Dezember 1996 eine Anlage in Liestal gemessen. Im Juni 2001 wurden die Anlage Mont-Soleil (560 kWp, 1270m) und im Dezember 2001 drei Anlagen mit Dünnschichtzellen (CIS, a-Si-Tandem und a-Si-Tripel) ins Messprogramm integriert. Der Zweck dieser Langzeitmessungen ist die Erfassung aller langfristig relevanten Einflüsse auf den Energieertrag und die Lebensdauer von Photovoltaikanlagen, 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 HTI führt bereits seit 1992 eine Ausfallstatistik über eine bisher stetig steigende Anzahl von Netzwechselrichtern (siehe Tabelle 1). Zur Zeit werden 55 Wechselrichter überwacht. In den Jahren 1992 – 1994 lag die Anzahl Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr noch im Bereich 0,7 bis 1, sank dann in den folgenden Jahren kontinuierlich ab und stabilisierte sich in den Jahren 1997 bis 2002 im Bereich 0,07 bis 0,21 (siehe Bild 1). Im Jahre 2001 erreichte dieser Wert in dieser Periode ein relatives Maximum von 0,21, bedingt durch den Ausfall von zumeist älteren Geräten. Im Jahre 2002, in dem keine schweren Gewitter beobachtet wurden, sank er dagegen wieder auf einen Rekordtiefstand von 0,07 und stieg 2003 wieder auf 0,13 an.

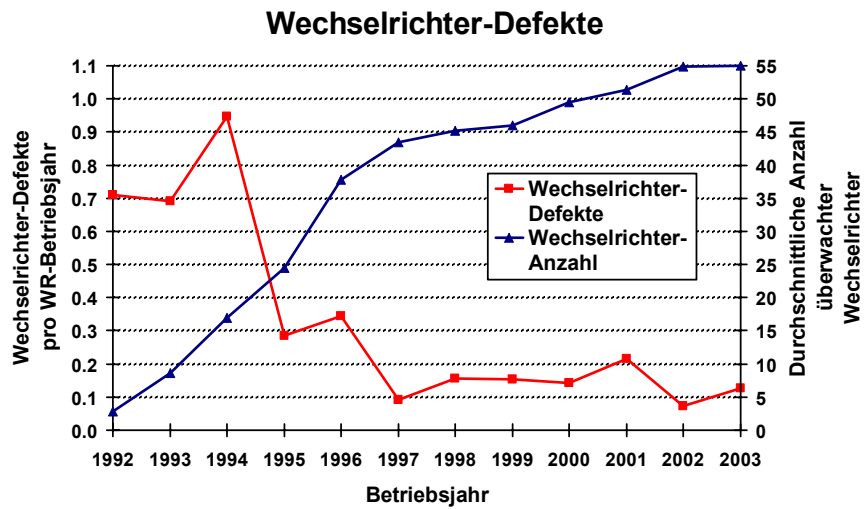
Wechselrichter-Ausfälle nach WR-Typen geordnet:																													
Wechselrichter	Bau-jahr	Betriebs-monate	Anzahl Hardwaredefekte											Hardware-Defekte pro WR-Betriebsjahr															
			92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	Total	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	Total	
PVWR 1500	1992	112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1		1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1			0.1		
PVWR 1800	1992	201	0	3	5	4	0								12	0.0	0.8	1.3	1.0	0.0							0.7		
Solcon 3300	1991	189	0	0	0	0	1	0	0	2	0	0	0	0	3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.2		
Solcon 3400HE	1992	497	1	1	4	0	1	0	0	2	2	0	1	1	13	33.2	1.0	1.6	0.0	0.2	0.0	0.0	0.4	0.5	0.0	0.3	0.3	0.3	
Solarmax S	1995	1539				0	5	0	4	1	2	8	2	3	25				0.0	0.4	0.0	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.2	0.2	
TopClass 1800	1993	122		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TC 2500/4 Grid III	1996	90					0	0	0	0	0	0	0	0	0				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TC 2500/6 Grid II	1994	230			0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	3			0.0	0.0	0.5	0.5	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	
TC 2500/6 Grid III	1996	77					0	0	0	0	0	0	0	0	0				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TopClass 3000	1992	184	1	2	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	7	1.9	1.3	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.5	
TC 4000/6 Grid II	1994	370			0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	3			0.0	0.5	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
TC 4000/6 Grid III	1996	553					1	0	0	1	1	0	1	0	4				0.7	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1		
Solarmax 15	1995	104				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SolarMax20	1994	202			1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2			1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.1
SolarMaxDC30+	1998	60							0	0	0	0	0	0	0							0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
EcoPower20	1994	57			5	0	3	2	2						12			5.6	0.0	3.0	2.0	2.3						2.5	
EdiSun 200	1996	86					0	1	0	0	0	0	0	0	1				0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
Convert4000	1998	433								0	0	2	1	0	2	5						0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.3	0.1	
ABB	1992	31											0	0	0										0.0	0.0	0.0	0.0	
Fronius Mini	2002	23												0	0	0									0.0	0.0	0.0	0.0	
TopClass Spark	2001	73											0	0	0	0								0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>Total</b>		<b>5232</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>91</b>	<b>0.71</b>	<b>0.69</b>	<b>0.95</b>	<b>0.29</b>	<b>0.34</b>	<b>0.09</b>	<b>0.15</b>	<b>0.15</b>	<b>0.14</b>	<b>0.21</b>	<b>0.07</b>	<b>0.13</b>	<b>0.21</b>	

**Tabelle 1: Ausfallstatistik der Wechselrichter der vom PV-Labor überwachten PV-Anlagen**

Die 3 ältesten im Test befindlichen Sputnik Solarmax S hatten nach knapp über 6 Betriebsjahren kurz aufeinander die ersten Hardwaredefekte. Bei 2 weiteren Geräten traten bereits Defekte nach knapp 5 Betriebsjahren auf. Auch bei den ab 1998 eingesetzten Nachfolgetypen Convert 4000 traten bereits einige Defekte auf.

**Bild 1:**

**Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl von der HTI Burgdorf überwachter Wechselrichter.**



In den letzten 3 Jahren wurden auch wieder Defekte bei 3 Solcon 3400 HE registriert. Da der Hersteller das Produkt nicht mehr vertreibt, ist auch der Reparaturservice hierfür eingeschränkt worden. Die HTI Burgdorf hatte ihren Solcon 3400 HE dreimal ohne langfristigen Erfolg reparieren lassen und entschied darauf, das Gerät nicht wieder in Betrieb zu nehmen. Nach 4 und 7,5 Betriebsjahren traten auch bei 2 ASP Top Class Defekte auf. Die mittlere Ausfallrate dieser Geräte ist jedoch noch relativ niedrig, da das PV-Labor der HTI eine grosse Anzahl Wechselrichter dieses Herstellers (18 Stück) überwacht.

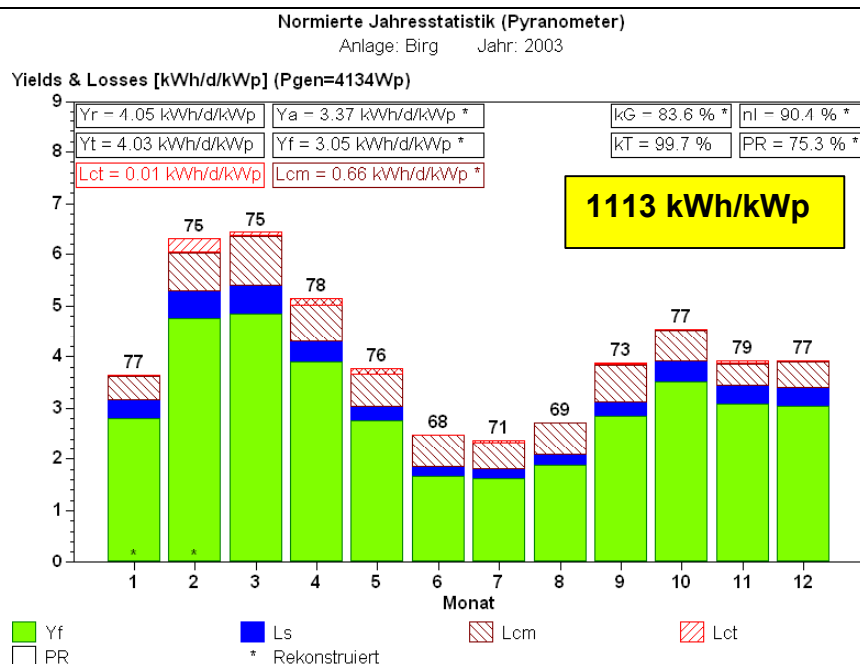
Einige ältere Geräte, bei denen der Reparaturservice nicht mehr befriedigend funktionierte, wurden nach Betriebszeiten zwischen etwa 4,5 und 10 Jahren in den letzten Jahren durch andere Produkte ersetzt. Bei den Ausfällen im Jahre 2001 war bei 3 Geräten möglicherweise eine Vorschädigung durch eine blitzbedingte Überspannung mitbeteiligt, da sie kurz hintereinander am gleichen Ort erfolgten. Ob sich die Entwicklung fortsetzt, dass Hardwaredefekte bereits nach 4 – 6 Betriebsjahren auftreten oder ob es sich dabei um Ausnahmen handelt, soll auch im nächsten Projekt weiter untersucht werden.

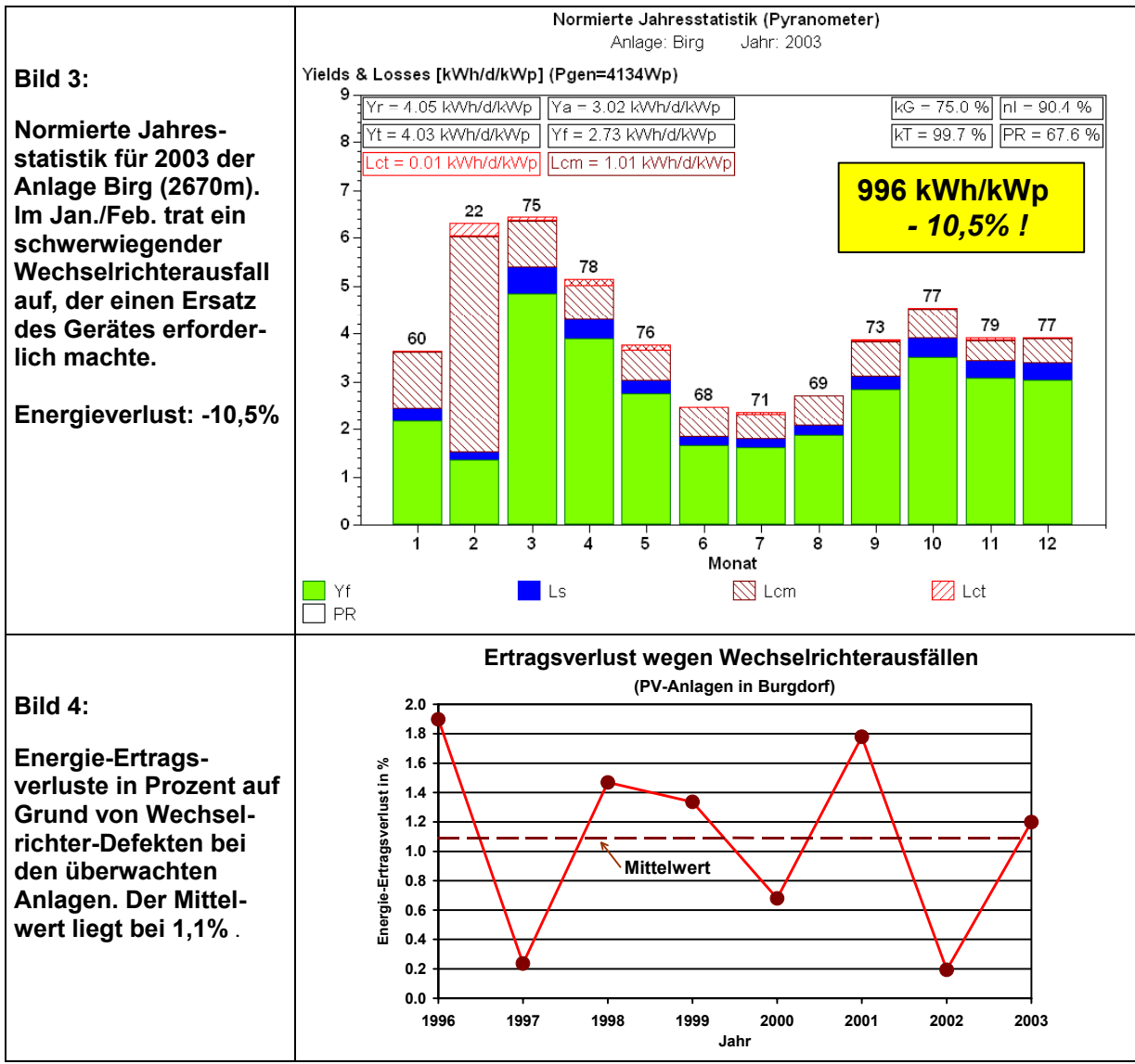
Ein Wechselrichter-Defekt wirkt sich je nach dem Zeitpunkt und der Grösse des Gerätes energetisch natürlich sehr verschieden aus. Bei den betroffenen Anlagen kann der Energieverlust in einzelnen Jahren durchaus im Bereich von 10 % liegen (siehe Bild 2 und 3). Der *mittlere Ertragsausfall* auf Grund von Wechselrichter-Defekten liegt dagegen deutlich tiefer und beträgt im mehrjährigen Mittel etwa 1,1%. Bild 4 zeigt den auf Grund dieser Defekte resultierenden mittleren Ertragsausfall bei den PV-Anlagen in Burgdorf in den Jahren 1996 – 2003.

**Bild 2:**

**Normierte Jahresstatistik für 2003 der Anlage Birg (2670m) mit Hochrechnung der durch den Wechselrichterausfall vom Jan./Feb. 2003 verlorenen Energie.**

(Details über diese Darstellung siehe [1] oder unter [www.pvtest.ch](http://www.pvtest.ch), > Publikationen).





### 3. Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit

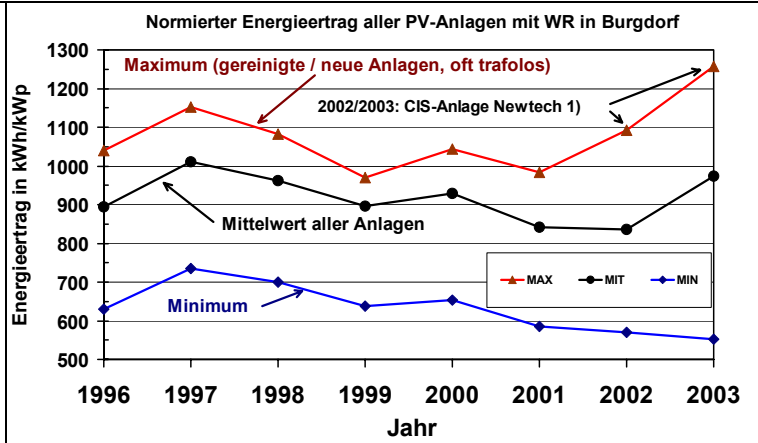
#### 3.1 Auf Normjahr bezogene spezifische Energieerträge der Anlagen in Burgdorf

Um verschiedene Anlagen in einfacher Weise miteinander vergleichen zu können, wird der Energieertrag der Anlagen am besten in Kilowattstunden pro Kilowatt peak (kWh/kWp) angegeben. Damit spielt die Grösse der Anlage keine Rolle mehr, der Energieertrag wird bei jeder Anlage auf 1kWp (1 kW Spitzenleistung bei STC) umgerechnet (siehe Bild 5) [1].

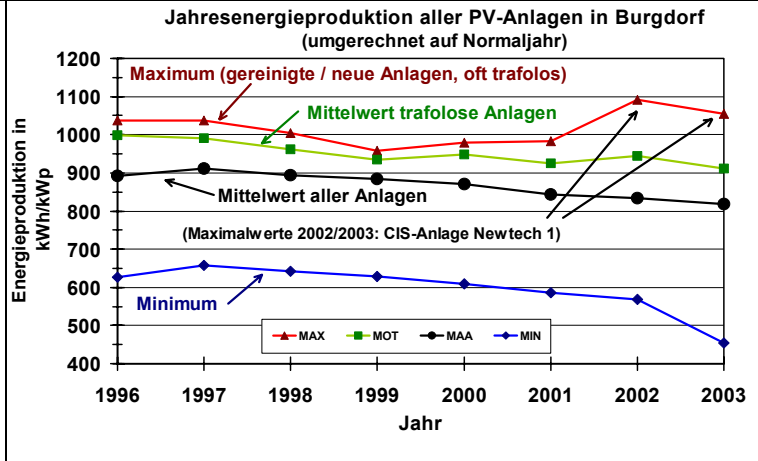
Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen zudem auf ein strahlungsmässiges Normaljahr umgerechnet. Bild 6 zeigt die sich so ergebenden spezifischen Energieerträge. Neben dem Mittelwert aller Anlagen ist auch der Mittelwert der Anlagen mit traflosen Wechselrichtern, der Maximalwert (stammt von regelmässig gereinigten Anlagen) sowie der Minimalwert (stammt von einer im Sommer durch Gebäudeteile teilbeschatteten, suboptimalen Fassadenanlage mit Anstellwinkel  $\beta = 60^\circ$  und  $\gamma = 20^\circ$ ) angegeben. Die meisten anderen Anlagen haben Anstellwinkel  $\beta$  zwischen  $30^\circ$  und  $35^\circ$ . Fast alle PV-Anlagen in Burgdorf haben gerahmte Module. Es fällt auf, dass alle Kurven in Bild 6 einen langfristig leicht sinkenden Trend zeigen. Zudem nehmen die Unterschiede zwischen gut gewarteten Anlagen und eher vernachlässigten Anlagen zu. Im Laufe der Zeit verlieren offensichtlich einige Besitzer das Interesse an ihren Anlagen. Zudem fällt auf, dass besonders nach Eigentümerwechseln die Anlagen durch die neuen Besitzer oft vernachlässigt werden.

Die deutliche Abnahme beim Mittelwert aller Anlagen in den Jahren 2000 bis 2003 ist primär auf eine 1999 in Betrieb genommene grössere Anlage (mit Solardachziegeln mit geringem  $\beta$  und Trafo-Wechselrichtern) mit relativ geringem Ertrag zurückzuführen. Da die Anlage nach dem Konkurs der Eigentümerfirma gegenwärtig durch das Konkursamt verwaltet wird, werden auch die notwendigen Sanierungen nicht an die Hand genommen.

**Bild 5:**  
Spezifische Jahresenergieproduktion aller PV-Anlagen mit Wechselrichtern in Burgdorf in den Jahren 1996 – 2003 (bezogen auf die vom Hersteller deklarierte Solargeneratoren-Nennleistung).  
Der Anstieg des Maximums 2002 und vor allem 2003 ist auf die neu in Betrieb genommene Dünnschichtzellen-Anlage Newtech 1 [5] zurückzuführen sowie auf den Rekordsommer 2003.



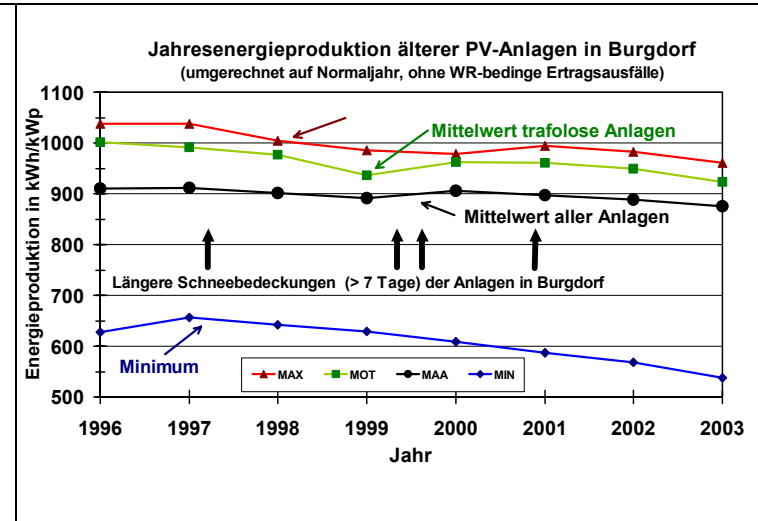
**Bild 6:**  
Spezifische Jahresenergieproduktion aller PV-Anlagen mit Wechselrichtern in Burgdorf. Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit  $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$  umgerechnet (Details in [3] und [4]). Die Kurven zeigen sämtliche Einflüsse (Wechselrichterausfälle, Alterung, Verschmutzung, Beschattung durch wachsende Bäume usw.).



### 3.2 Auf Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge älterer PV-Anlagen in Burgdorf unter Elimination des Einflusses der Wechselrichterausfälle

Um das *Langzeitverhalten der Solargeneratoren* zu zeigen, muss der Einfluss der Inverterausfälle auf die Ertragsentwicklung eliminiert werden. Zu diesem Zweck wurde bei den von Ausfällen betroffenen Anlagen die verlorene Energie hochgerechnet. Die in Bild 7 dargestellten Werte zeigen deshalb vorwiegend die Auswirkungen anderer Einflüsse (Verschmutzung, Alterung und (bei einzelnen Anlagen) Ausfall einzelner Stränge des Solargenerators (z.B. Defekte von Strangdioden oder Strangsicherungen), Schneebedeckung, teilweise auch zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume).

**Bild 7:**  
Spezifische Jahresenergieproduktion der vor 1998 gebauten PV-Anlagen mit Wechselrichtern. Der allfällig durch Wechselrichterausfälle verlorene Energieertrag wurde hochgerechnet. Danach wurde der Energieertrag auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit  $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$  umgerechnet (wie in Bild 6). Diese Kurven zeigen primär den Einfluss des Solargenerators auf die Entwicklung des Energieertrags (Alterung, Verschmutzung, Strangausfälle, Schnee, Beschattung durch wachsende Bäume usw.).



Alle Kurven zeigen einen langfristig leicht sinkenden Trend. Auffällig ist der Einbruch in den Jahren 1998 und vor allem 1999 und der leichte Wiederanstieg in den Jahren 2000 und 2001 bei den Kurven der traflosen Anlagen (praktisch alle mit Siemens M55, horizontal liegend montiert). Von 1996 bis 2003 hat der Mittelwert, aber auch der von gelegentlich gereinigten Anlagen stammende Maximalwert um etwa 8% abgenommen. Bereits vor einigen Jahren wurde von einer sich bei einigen Anlagen im Laufe der Jahre entwickelnden permanenten Verschmutzung berichtet [2]. Die Empfindlichkeit auf Verschmutzung ist allerdings stark vom Standort und Modultyp abhängig. Gerahmte Module, besonders solche mit kleinem Abstand zwischen Rahmen und Zellen (z.B. M55), neigen zu stärkerer Verschmutzung und sind diesbezüglich langfristig weniger günstig. Anscheinend ist bei solchen Modulen oft auch eine gewisse alterungsbedingte Ertragsabnahme zu verzeichnen. Erstaunlicherweise ist aber der Mittelwert aller Anlagen von dieser Ertragsabnahme weit weniger betroffen. In diesem Mittelwert sind natürlich auch viele Anlagen mit anderen Modulen und die Anlage der HTI Burgdorf enthalten, die ab und zu gereinigt wird.

Es scheint, dass starke und lang dauernde Schneebedeckungen sich günstig auf den Energieertrag im Folgejahr auswirken. Solche Schneebedeckungen bewirken zwar unmittelbar eine gewisse Ertragsreduktion, haben aber beim Abschmelzen offensichtlich eine gewisse Reinigungswirkung und beseitigen einen Teil der ertragsmindernden Verschmutzung.

### 3.3 Verschmutzungs- und alterungsbedingte Ertragsabnahme beim Solargenerator der Photovoltaik-Testanlage der HTI in Burgdorf

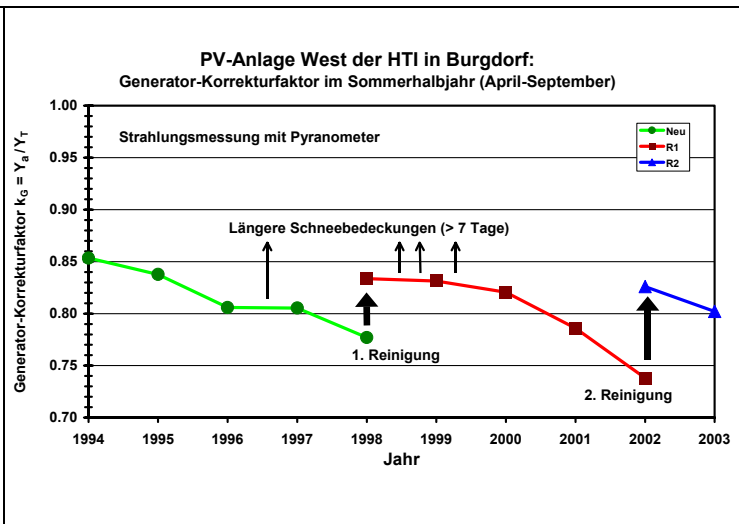
Seit Frühling 1994 betreibt das Photovoltaiklabor der HTI in Burgdorf ein Testzentrum für Photovoltaikanlagen mit einem Solargenerator (60kWp, Anstellwinkel  $\beta = 30^\circ$ ) auf dem Dach des Neubaus der Abteilung Elektrotechnik. Im Laufe der Zeit wurde die Entwicklung permanenter Verschmutzungstreifen am unteren Rand der verwendeten (gerahmten) Solarmodule beobachtet, die eine allmähliche Reduktion des Energieertrags der Anlage bewirkten [2]. Da die Anlage intensiv vermessen wird, liegen seit dieser Zeit Ertragsdaten vor. Seit 1996 ist es mit einem an der Schule entwickelten Kennlinienmessgerät zudem möglich, Kennlinien der Anlage aufzunehmen und auf STC umzurechnen.

Für einen ersten Überblick über die Energieproduktion und allfällig aufgetretene betriebliche Probleme bei Photovoltaikanlagen 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]).

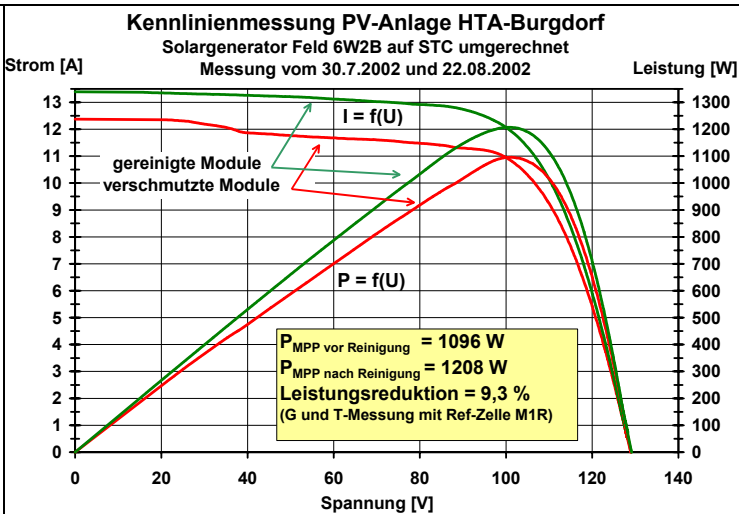
Für die Beurteilung des Langzeitverhaltens von Solargeneratoren ist es zweckmässig, den Generator-Korrekturfaktor  $k_G = Y_a / Y_T$  (siehe [1]) zu untersuchen. Bei relativ flach angestellten Solargeneratoren wird am besten der Verlauf von  $k_G$  in den nicht durch Schnee oder Schattenwurf beeinträchtigten Monaten April – September betrachtet, sofern in diesen Monaten keine ausserordentlichen Ereignisse (Wechselrichter-ausfälle, 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 8 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Sommermonaten in den Jahren 1994 – 2003 beim am längsten gemessenen Teil der PV-Testanlage.

In Bild 8 ist zu erkennen, dass  $k_G$  und somit der Energieertrag des Solargenerators zunächst langsam, nach einigen Jahren aber immer schneller absinkt. Auch hier zeigt es sich, dass längere Schneebedeckungen im Winter den Abfall von  $k_G$  offenbar verlangsamen. 1998 und 2002 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 im Jahre 1998 etwa 9% und im Jahre 2002 etwa 11%. Bei den Messungen im Sommer 2002 wurde im PV-Generator der Teilanlage West ein defektes Modul ersetzt, das für etwa 1% der beobachteten  $k_G$ -Reduktion verantwortlich war. Durch die Reinigung konnten 1998 weitere 7% und 2002 weitere 9% eliminiert werden. Ein Teil der Ertragsabnahme (in 8 Jahren: etwa 3,3 %) scheint aber irreversibel zu sein. Da relativ rasch nach der Reinigung eine erneute leichte Verschmutzung eintritt, ist anzunehmen, dass daran Veränderungen der Glasoberfläche an der Verschmutzungskante beteiligt sind. Möglich sind aber auch interne Veränderungen im Modulinnern (Zellen, Folien). Bild 9 zeigt die I-U- und P-U-Kennlinien eines Teils des Solargenerators vor und nach der 2. Reinigung im August 2002. Die bei dieser Messung bestimmte Leistungsreduktion stimmt gut mit dem aus  $k_G$  des Gesamtgenerators bestimmten Wert überein. Ähnliche Leistungsreduktionen infolge Verschmutzung nach mehreren Betriebsjahren wurden auch an Solargeneratoren aus rahmenlosen Modulen mit geringer Neigung ( $\beta < 5^\circ$ ) gemessen [4]. Im sehr sonnenreichen und trockenen Sommer 2003 beschleunigte sich der Abfall von  $k_G$  gegenüber dem Wert vom Herbst 2002 unmittelbar nach der Reinigung deutlich.

**Bild 8:**  
**Gemessener Generator-Korrekturfaktor  $k_G$  bei Teilanlage West der PV-Testanlage der HTA Burgdorf mit Angabe der Reinigungen (Strahlungsmessung mit Pyranometer).**  
 Die Anlage hat gerahmte Siemens M55-Module mit  $\beta=30^\circ$  (horizontal liegend), liegt nahe bei einer Bahnlinie und neigt somit zu relativ starker Verschmutzung [2]. Der relativ tiefe Wert des Anfangswerts von  $k_G$  ist teilweise auf die gegenüber einer normalen PV-Anlage etwas höheren DC-Verluste der Testanlage zurückzuführen.



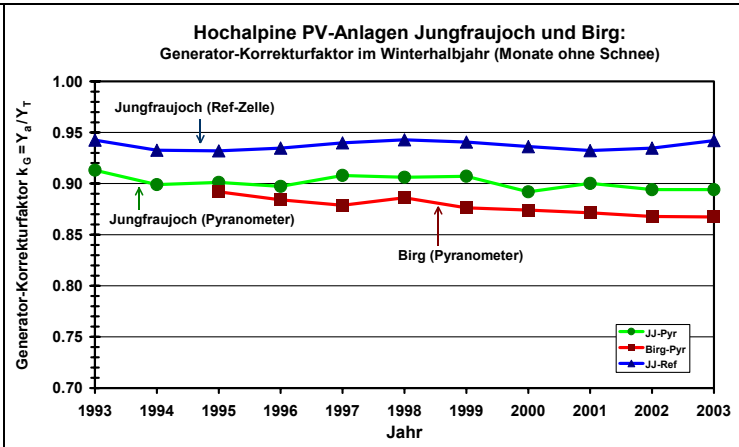
**Bild 9:**  
**Auf STC umgerechnete I-U- und P-U-Kennlinien sowie MPP-Leistungen eines 6-er Arrays der Teilanlage West vor und nach der 2. Reinigung im August 2002.** Die Leistung des verschmutzten Arrays ist um 9,3% reduziert. Die STC-Nennleistung des Arrays beträgt 1310Wp (24 Module zu 55Wp minus ca. 10W Strangdiodenverluste). Der vom Hersteller garantierte Minimalwert (-10%) ist also noch eingehalten.



### 3.4 Verlauf des Generator-Korrekturfaktors bei hochalpinen Anlagen

Die gleiche Untersuchung von  $k_G$  wurde auch für die beiden hochalpinen Anlagen Birg und Jungfrauoch durchgeführt. Da es sich dabei um Fassadenanlagen mit  $\beta = 90^\circ$  handelt, ist eine Untersuchung des  $k_G$ -Verlaufs im Winterhalbjahr sinnvoll, da im Sommer der Einfluss der Glasreflexionsverluste infolge der steil stehenden Sonne die Ergebnisse verfälscht. Dabei muss natürlich der Einfluss temporärer Schneebedeckungen und von Wechselrichterstörungen eliminiert werden. Bild 10 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Wintermonaten in den Jahren 1993 – 2003 bei den beiden Anlagen. Bei der Anlage Birg liegen wegen anfänglicher Wechselrichterprobleme für diese Untersuchung erst ab 1995 brauchbare Daten vor.

**Bild 10:**  
**Gemessener Generator-Korrekturfaktor  $k_G$  bei den hochalpinen PV-Anlagen (in Fassaden,  $\beta = 90^\circ$ ) Birg (2670m) und Jungfrauoch (3454m) mit Siemens Modulen M55 resp. M50.** Bei Jungfrauoch sind die Pyranometer beheizt. Wegen des spektralen Mismatches ist  $k_G$  wie üblich einige Prozent höher, wenn er aus der mit der Referenzzelle gemessenen Einstrahlung berechnet wird.



Wie Bild 10 zeigt, ist  $k_G$  bei der Anlage Jungfrauoch im Rahmen der Messgenauigkeit etwa konstant. Auch bei der Anlage Birg ist nur eine geringe Abnahme (-2,5% in 8 Jahren) zu verzeichnen. Sicher ist die Luftverschmutzung und die biologische Aktivität, die wesentlich zur Verschmutzung der Module beitragen [2], in diesen Höhen gering oder kaum mehr vorhanden. Wegen der vertikalen Montage kann sich auch keine Verschmutzungskante bilden. Besonders bei der Anlage Jungfrauoch treten zudem jedes Jahr temporäre Schneebedeckungen durch Flugschnee auf, die jeweils bald wieder abgleiten und sicher eine sehr gute Reinigungswirkung haben. Möglicherweise verlangsamt auch die dort oben herrschende geringere Luftfeuchtigkeit mögliche innere Degradationseffekte in den Modulen.

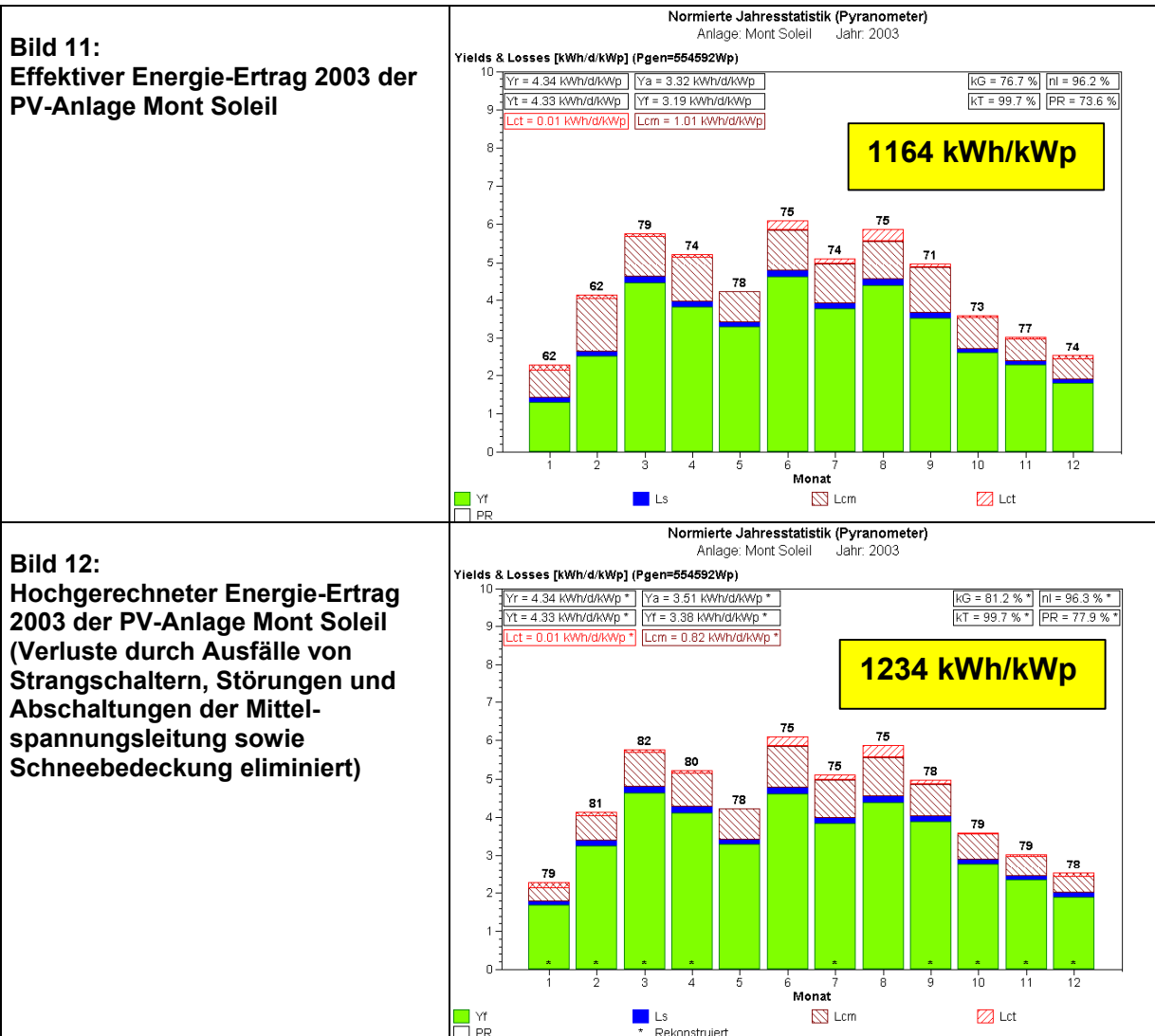
### 3.5 Aufteilung der Energieverluste 2003 bei der Anlage Mt. Soleil

Wie bei Mittellandanlagen war auch bei der Anlage Mont Soleil das Jahr 2003 bisher mit Abstand am ertragsreichsten. Dank des seit 2001 durch die HTI Burgdorf durchgeführten Monitorings konnte ein seit langem bestehender Anlagefehler erkannt und Ende 2002 eliminiert werden. Seither funktioniert die Anlage Mont Soleil nun recht gut und die leider immer noch sporadisch auftretenden Betriebsstörungen können jeweils rasch erkannt und durch manuelle Intervention behoben werden.

Die im Jahre 2003 registrierten Ertragsverluste sind auf folgende Ursachen zurückzuführen:

- Wechselrichter ausfälle: 0%
- Schneebedeckungen: 2,11%
- Geplante Service-Abschaltungen der 16 kV-Mittelspannungs-Leitung: 0,91%
- Unbeabsichtigte Auslösungen der DC-Strangschalter, Störungen der 16kV-Leitung: 2,76%

Besonders die unterste Art von Störungen könnte durch technische Verbesserungen der Anlage noch deutlich reduziert werden. Eine vollständige Sanierung würde allerdings einen gewissen Aufwand erfordern.



#### 4. Zusammenfassung und Ausblick

Zwischen 1996 – 2003 ging durch Wechselrichterausfälle etwa 1,1% Energie verloren. 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 (nach einigen Jahren bis etwa 10%). Ein grosser Teil davon ist auf die sich trotz der Reinigungswirkung des Regens allmählich entwickelnde permanente Verschmutzung zurückzuführen, ein kleinerer Teil auf irreversible Veränderungen der Module. Bei hochalpinen Anlagen sind diese Probleme wesentlich kleiner. Auch Beschattungen durch wachsende Bäume können bei einzelnen Anlagen den Energieertrag allmählich beeinträchtigen.

Bei gut dimensionierten und gewarteten Anlagen in Burgdorf, die zwischen 5 und 11 Jahren im Betrieb waren, war der auf ein Normaljahr umgerechnete mittlere Energieertrag (ohne Wechselrichterausfälle) zwischen 1996 und 2003 erfreulich stabil, der Unterschied zwischen dem Maximal- und Minimalwert betrug nur etwas über 3% (Bild 6). Es hat sich aber gezeigt, dass je nach Lage, Anstellwinkel und Modultyp bei vielen Anlagen eine periodische Reinigung des Solargenerators zur Aufrechterhaltung eines hohen Energieertrags ratsam ist. Unter diesen Voraussetzungen scheint die Annahme berechtigt, dass der Solargenerator eine Lebensdauer von 20 – 30 Jahren erreichen wird. Allerdings scheint vor allem bei kleinen Wechselrichtern ein Ersatz etwa alle 10 – 15 Jahre erforderlich zu sein, da nach langer Zeit ein befriedigender Service oft nicht mehr gewährleistet ist.

Weitere detaillierte Informationen sind im soeben erschienenen Schlussbericht des Projektes „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2“ enthalten [4].

Für die kontinuierliche Überwachung von PV-Anlagen wäre es wünschbar, wenn die Wechselrichterhersteller eine *Anschlussmöglichkeit für einen Strahlungs-Sensor* vorsehen würden. Mit der meist vorhandenen kontinuierlichen Leistungs- und Energie-Registrierung könnte so geräteintern eine laufende Überwachung der Performance Ratio und die rasche Detektion allfälliger Anlagefehler erfolgen.

#### Verdankungen

Die beschriebenen Langzeitmessungen bis Mai 1995 erfolgten im Rahmen eines vom BFE und vom WEA des Kantons Bern finanzierten Messprojektes. Die weiteren Messungen ab Oktober 1996 bis August 2003 wurden im Rahmen zweier weiterer Monitoring-Projekte (Finanzierung: BFE, PSEL, Localnet AG Burgdorf, Gesellschaft Mont Soleil und Elektra Baselland) weitergeführt. All diesen Institutionen sei an dieser Stelle für ihre wertvolle Unterstützung gedankt.

Ich danke auch meinen ehemaligen Assistenten, Herr Ch. Beutler, der diese Langzeitmessungen von 1992 bis 1997 betreut hat, und Herrn S. Oberli, der neben Herr Beutler wesentlich bei der Realisierung und dem Ausbau der Auswertesoftware mitgewirkt hat. Ebenso danke ich ihrem Nachfolger, Herrn Ch. Renken, der diese Messungen seit Herbst 1997 weiter betreut und meinen übrigen Assistenten, die zeitweise ebenfalls an der Betreuung der Anlagen mitgewirkt haben. Im Laufe von 2004 wird Herr Ch. Geissbühler die Betreuung der weiteren Langzeitmessungen übernehmen.

#### Literatur

- [1] H. Häberlin und Ch. Beutler: "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". SEV/VSE-Bulletin 4/1995.
- [2] H. Häberlin und Ch. Renken: "Allmähliche Reduktion des Energieertrags netzgekoppelter PV-Anlagen durch permanente Verschmutzung und Degradation". SEV/VSE-Bulletin 10/1999.
- [3] Ch. Renken und H. Häberlin: "Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen". Schlussbericht PSEL-Projekt 113 / BFE-Projekt DIS 19490 / 59074, ENET 194957, Aug. 1999. Erhältlich bei ENET, Egnacherstr. 69, CH-9320 Arbon.
- [4] Ch. Renken und H. Häberlin: "Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2". Schlussbericht BFE-Projekt DIS 39949 / 79765, Sept. 2003. Erhältlich bei ENET, Egnacherstr. 69, CH-9320 Arbon.
- [5] Ch. Renken und H. Häberlin: "Newtech, Vergleich 3 x 1 kWp Dünnschichtzellen-Anlagen". Schlussbericht BFE P+D, DIS 43849 / 83893, Oktober 2003. Erhältlich bei ENET, Egnacherstr. 69, CH-9320 Arbon.

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

**Das PV-Labor der HTI ist auch Partner im nationalen Kompetenznetzwerk BRENET (Gebäudetechnik und erneuerbare Energien).**

