

# Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen

Prof. Dr. H. Häberlin und Ch. Renken

Berner Fachhochschule, Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Burgdorf

Labor für Photovoltaik, Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf / SCHWEIZ

Tel: +41 34 426 68 11, Fax: +41 34 426 68 13, e-mail [heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch](mailto:heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch)

## 1. Einführung

Neben Wechselrichtertests führt die HTA Burgdorf (vormals ISB) auch seit 1992 Langzeitmessungen an vielen netzgekoppelten Photovoltaikanlagen durch. Gegenwärtig werden 38 PV-Anlagen mit zur Zeit 51 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. Die HTA Burgdorf führt bereits seit 1992 eine Ausfallstatistik über eine bisher stetig steigende Anzahl von Netzwechselrichtern. Zur Zeit werden 51 Wechselrichter überwacht. Im Jahr 2001 wurde ein Wiederanstieg der Wechselrichterausfälle registriert, bedingt durch den Ausfall von zumeist älteren Geräten. Nachdem im Jahre 1997 der bisherige Tiefststand von 0,09 Wechselrichter-Defekten pro Betriebsjahr erreicht wurde, bewegte sich der Wert zwischen 1998 und 2000 bei 0,13 bis 0,16 Wechselrichter-Defekten pro Betriebsjahr. Im Jahre 2001 stieg dieser Wert weiter auf 0,21 Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr an (Bild 1). Bild 2 zeigt den daraus resultierenden Ertragsausfall.

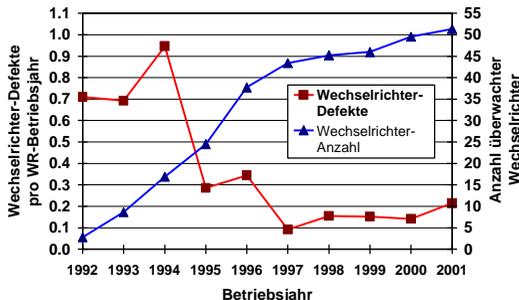
Die 3 ältesten im Test befindlichen Sputnik Solarmax S hatten nach knapp über 6 Betriebsjahren kurz aufeinander die ersten Hardwaredefekte. Bei 2 weiteren Geräten traten bereits Defekte nach knapp 5 Betriebsjahren auf. In den letzten 2 Jahren wurden auch wieder Defekte bei 2 Solcon 3400 HE registriert. Die Geräte waren noch keine 5 Jahre alt. Da der Hersteller das Produkt nicht mehr vertreibt, ist auch der Reparaturservice hierfür eingeschränkt worden. Die HTA 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 die HTA Burgdorf eine grosse Anzahl Wechselrichter dieses Herstellers (18 Stück) überwacht.

Einige ältere Geräte, bei denen der 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, wird in diesem Projekt weiter untersucht. Erstaunlich ist, dass im Jahr 2002 bis Ende November (mit bisher keinen schweren Gewittern) bei den insgesamt 51 Geräten erst ein einziger Defekt registriert werden musste.

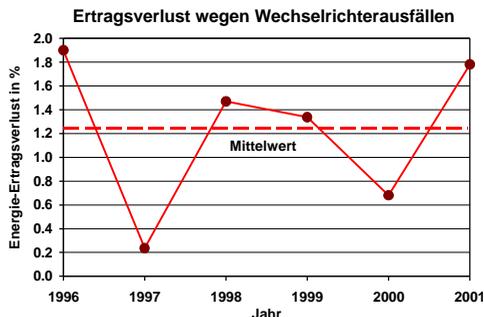
**Bild 1:**

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



**Bild 2:**

Energie-Ertragsverluste in Prozent auf Grund von Wechselrichter-Defekten bei den überwachten Anlagen. Der Mittelwert liegt bei 1,23%.



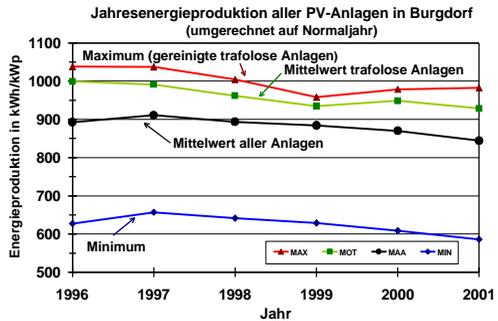
### 3. Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit

#### 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 [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 3 zeigt die sich so ergebenden spezifischen Energieerträge. Neben dem Mittelwert aller Anlagen ist auch der Mittelwert der Anlagen mit trafolosen 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 3 einen langfristig leicht sinkenden Trend zeigen. Die deutliche Abnahme beim Mittelwert aller Anlagen in den Jahren 2000 und 2001 ist primär auf eine 1999 in Betrieb genommene grössere Anlage (mit Solardachziegeln und Trafo-Wechselrichtern) mit relativ geringem Ertrag zurückzuführen.

### Bild 3:

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 siehe [2]). Die Kurven zeigen sämtliche Einflüsse (Wechselrichterausfälle, Alterung, Verschmutzung, Beschattung durch wachsende Bäume usw.)

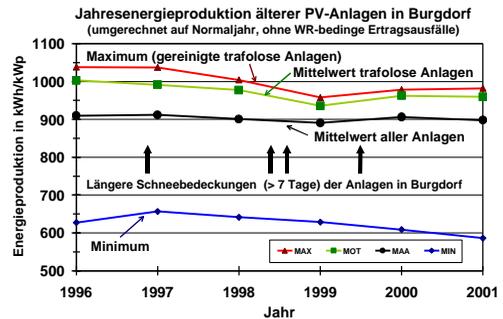


### 3.2 Auf Normaljahr bezogene spezifische Energieerträge älterer PV-Anlagen in Burgdorf unter Elimination des Einflusses der Wechselrichterausfälle

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 4 dargestellten Werte zeigen deshalb vorwiegend die Auswirkungen anderer Einflüsse (Verschmutzung und Alterung des Solargenerators, Schneebedeckung, teilweise auch zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume).

### Bild 4:

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 3). Diese Kurven zeigen primär den Einfluss des Solargenerators auf die Entwicklung des Energieertrags (Alterung, Verschmutzung, Beschattung durch wachsende Bäume usw.).



Einige Kurven zeigen einen langfristig leicht sinkenden Trend. Auffällig ist der Einbruch in den Jahren 1998 und vor allem 1999 und der leichte Wiederanstieg im den Jahren 2000 und 2001 bei den Kurven der trafolosen Anlagen (praktisch alle mit Siemens M55, horizontal liegend montiert). Von 1996 bis 2001 hat der Mittelwert, aber auch der von gelegentlich gereinigten Anlagen stammende Maximalwert um etwa 5% 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 HTA 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 Solar-generator der Photovoltaik-Testanlage der HTA Burgdorf

Seit Frühling 1994 betreibt das Photovoltaiklabor der HTA 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]).

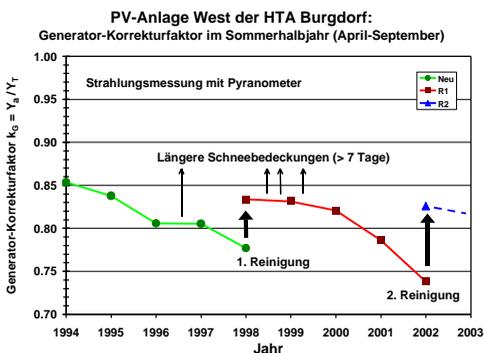
Für die Beurteilung des Ertrags eines relativ flach angestellten Solargenerators ist es zweckmässig, den Generator-Korrekturfaktor  $k_G = Y_a / Y_T$  (siehe [1]) in den nicht durch Schnee oder Schattenwurf beeinträchtigten Monaten April – September zu untersuchen, sofern in diesen Monaten keine ausserordentlichen 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 5 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Sommermonaten in den Jahren 1994 – 2002 beim am längsten gemessenen Teil der PV-Testanlage.

In Bild 5 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 (Transsol) 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 6 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.

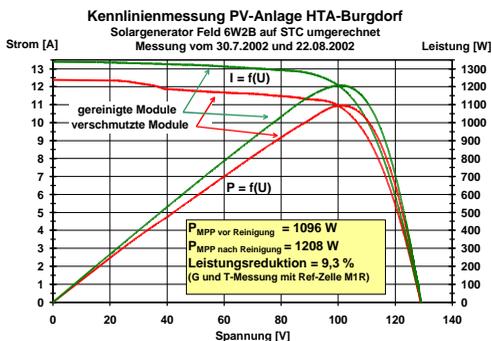
### Bild 5:

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 6:

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.



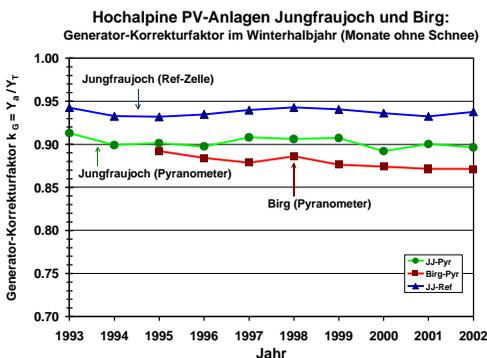
### 3.4 Verlauf des Generator-Korrekturfaktors bei hochalpinen Anlagen

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 Schnee-

bedeckungen und von Wechselrichterstörungen eliminiert werden. Bild 7 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Wintermonaten in den Jahren 1993 – 2002 bei den beiden Anlagen. Bei der Anlage Birg liegen wegen anfänglicher Wechselrichterprobleme für diese Untersuchung erst ab 1995 brauchbare Daten vor.

### Bild 7:

Gemessener Generator-Korrekturfaktor  $k_G$  bei den hochalpinen PV-Anlagen (in Fassaden,  $\beta = 90^\circ$ ) Birg (2670m) und Jungfrauoch (3454m) mit Siemens Modulen M50 resp. M55. 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 7 zeigt, ist  $k_G$  bei der Anlage Jungfrauoch im Rahmen der Messgenauigkeit etwa konstant. Auch bei der Anlage Birg ist nur eine geringe Abnahme (-2,4% in 7 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.

## 4. Fazit

Zwischen 1996 – 2001 ging durch Wechselrichterausfälle etwa 1,2% 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. 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.

## Verdankungen

Die in diesem Beitrag beschriebenen Messungen wurden vom BFE Bern, der Localnet AG Burgdorf, der Gesellschaft Mont Soleil und der Elektra Baselland finanziert.

## Literatur

- [1] H. Häberlin u.a.: "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 perman. Verschmutzung". 14. PV-Symposium Staffelstein, 1999.

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