Langzeitverhalten von Photovoltaikanlagen

Autor(en): **Häberlin, Heinrich / Renken, Christian**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **94 (2003)**

Heft 10

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-857555

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

Langzeitverhalten von Photovoltaikanlagen

Neben Wechselrichtertests führt die HTA Burgdorf (vormals ISB) auch seit 1992 Langzeitmessungen an vielen netzgekoppelten Photovoltaikanlagen durch. Gegenwärtig werden 42 PV-Anlagen mit zurzeit 55 Wechselrichtern ausgemessen. Die meisten Anlagen befinden sich in Burgdorf, es werden aber seit 1992 bzw. 1993 auch Daten von zwei hochalpinen Anlagen auf 3454 m und 2670 m erfasst. 1992 bis 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 kW_p, 1270 m) 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 (ein bis zwei Jahre) dauernden Messkampagnen nicht erfasst werden können.

■ Heinrich Häberlin und Christian Renken

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 (Tabelle 1). Zurzeit werden 55 Wechselrichter überwacht. In den Jahren 1992 bis 1994 lag die Anzahl Wechselrichterdefekte 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 (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. Ein Wechselrichter-Defekt wirkt sich je nach dem Zeitpunkt und der Gerätegrösse energetisch natürlich sehr verschieden aus. Bild 2 zeigt den auf Grund dieser Defekte resultierenden Ertragsausfall.

Die drei ältesten im Test befindlichen Sputnik Solarmax S hatten nach knapp über sechs Betriebsjahren kurz aufeinander die ersten Hardwaredefekte. Bei zwei weiteren Geräten traten bereits Defekte nach knapp fünf Betriebsjahren auf. In den letzten drei Jahren wurden auch wieder Defekte bei drei Solcon 3400 HE registriert. 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 vier und 7,5 Betriebsjahren traten auch bei zwei 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 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

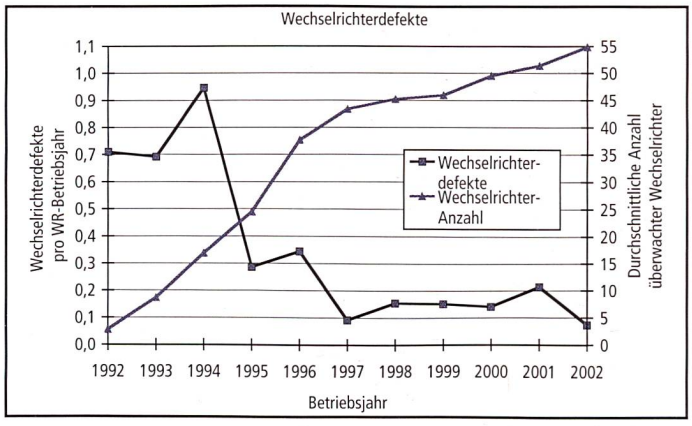

Bild 1 Wechselrichterdefekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl von der HTA Burgdorf überwachter Wechselrichter.

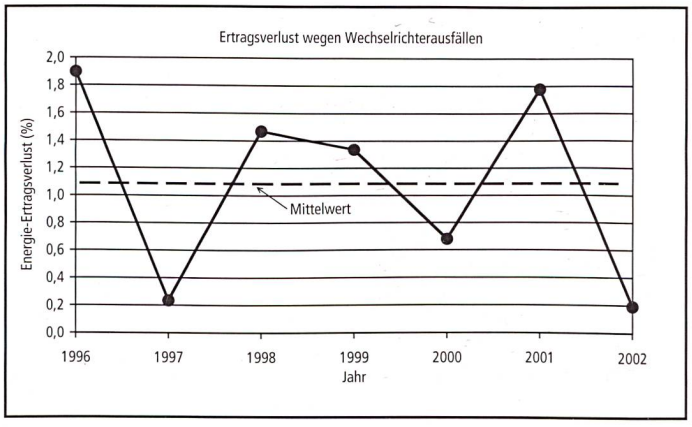

Bild 2 Energieertragsverluste in Prozent auf Grund von Wechselrichterdefekten bei den überwachten Anlagen. Der Mittelwert liegt bei 1,08%.

Adresse der Autoren
Dr. *Heinrich Häberlin*, dipl. El. Ing. ETH, Professor
Christian Renken, dipl. El. Ing. FH, Assistent,
Berner Fachhochschule, Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Burgdorf, Labor für Photovoltaik
Jlcoweg 1
CH-3400 Burgdorf
e-mail: heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch

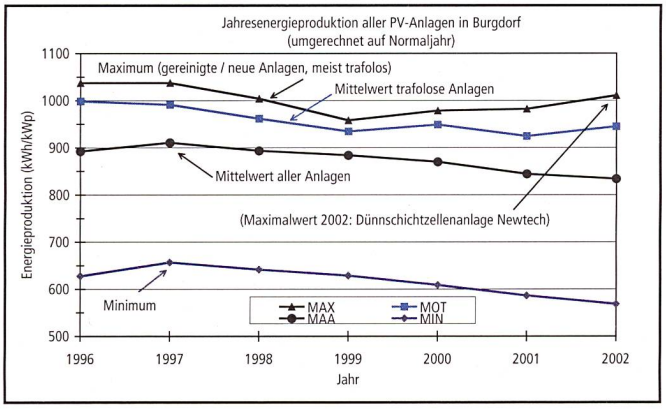

Bild 3 Spezifische Jahresenergieproduktion aller PV-Anlagen mit Wechselrichtern in Burgdorf. Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit H = 1163 kWh/m² umgerechnet (Details siehe [3]). Die Kurven zeigen sämtliche Einflüsse (Wechselrichterausfälle, Alterung, Verschmutzung, Beschattung durch wachsende Bäume usw.). Der Anstieg des Maximums 2002 ist auf die neu in Betrieb genommene Dünnschichtzellen-Anlage Newtech zurückzuführen.

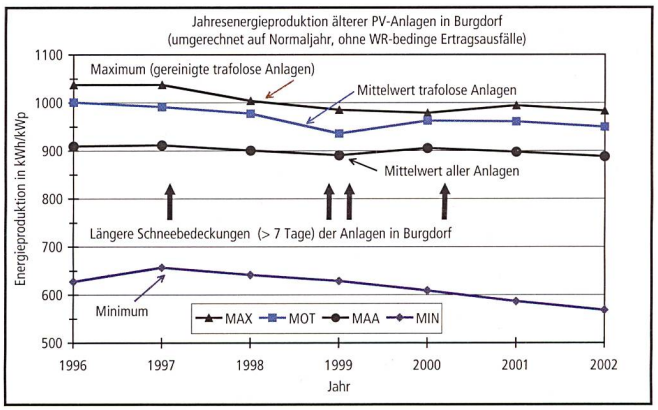

Bild 4 Spezifische Jahresenergieproduktion der vor 1998 gebauten PV-Anlagen mit Wechselrichtern. Der allfällig durch Wechselrichterausfälle verlorene Energieertrag wurde hochgerechnet. Danach wurde der Energieertrag auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit H = 1163 kWh/m² umgerechnet (wie in Bild 3). Diese Kurven zeigen primär den Einfluss des Solargenerators auf die Entwicklung des Energieertrags (Alterung, Verschmutzung, Strangausfälle, Schnee, Beschattung durch wachsende Bäume usw.).

Wechselrichter-Ausfälle nach WR-Typen geordnet:

Wechselrichter	Baujahr	Betriebsmonate	Anzahl Hardwaredefekte											Hardware-Defekte pro WR-Betriebsjahr											
			92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	Total	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	Total
PVWR 1500	1992	112	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	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	177	0	0	0	0	1	0	0	2	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	460	1	1	4	0	1	0	0	2	2	0	1	12	33.2	1.0	1.6	0.0	0.2	0.0	0.0	0.4	0.5	0.0	0.3	**0.3**
Solarmax S	1995	1347				0	5	0	4	1	2	8	2	22				0.0	0.4	0.0	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	**0.2**
TopClass 1800	1993	110		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	78					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	206			0	0	1	1	0	1	0	0	0	3			0.0	0.0	0.5	0.5	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	**0.2**
TC 2500/6 Grid III	1996	65					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	172	1	2	1	1	1	0	0	0	0	1	0	7	1.9	1.3	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	**0.5**
TC 4000/6 Grid II	1994	334			0	2	0	0	1	0	0	0	0	3			0.0	0.5	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	**0.1**
TC 4000/6 Grid III	1996	459					1	0	0	1	1	0	1	4					0.7	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	**0.1**
Solarmax 15	1995	92				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	178			1	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	0.0	**0.1**
SolarMaxDC30+	1998	48							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	74					0	1	0	0	0	0	0	1					0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**0.2**
Convert4000	1998	337							0	0	2	1	0	3							0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	**0.1**
ABB	1992	19										0	0	0										0.0	0.0	**0.0**
Fronius Mini	2002	11											0	0											0.0	**0.0**
TopClass Spark	2001	37										0	0	0										0.0	0.0	**0.0**
Total		**4573**	**2**	**6**	**16**	**7**	**13**	**4**	**7**	**7**	**7**	**11**	**4**	**84**	**0.71**	**0.69**	**0.95**	**0.29**	**0.34**	**0.09**	**0.15**	**0.15**	**0.14**	**0.21**	**0.07**	**0.22**

Tabelle 1 Ausfallstatistik der Wechselrichter aller von der HTA Burgdorf untersuchen PV-Anlagen.

war bei drei 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 vier bis sechs Betriebsjahren auftreten, oder ob es sich dabei um Ausnahmen handelt, wird in diesem Projekt weiter untersucht.

Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit

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/kW$_p$) angegeben. Damit spielt die Grösse der Anlage keine Rolle mehr, der Energieertrag wird bei jeder Anlage auf 1kW$_p$ (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 β = 60° und γ = 20°) angegeben. Die meisten anderen Anlagen haben Anstellwinkel β zwischen 30° und 35°. Fast alle PV-Anlagen in Burgdorf haben gerahmte Module. Es fällt auf, dass alle Kurven in Bild 3 einen langfristig leicht sinkenden Trend zeigen. Zudem nehmen die Unterschiede zwischen gut gewarteten Anlagen und eher vernachlässigten Anlagen zu. Die deutliche Abnahme beim Mittelwert aller Anlagen in den Jahren 2000 bis 2002 ist primär auf eine 1999 in Betrieb genommene grössere Anlage (mit Solardachziegeln mit geringem β und Trafo-Wechselrichtern) mit relativ geringem Ertrag zurückzuführen.

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, 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).

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 trafolosen Anlagen (praktisch alle mit Siemens M55, horizontal liegend montiert). Von 1996 bis 2002 hat der Mittelwert, aber auch der von gele-

gentlich 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.

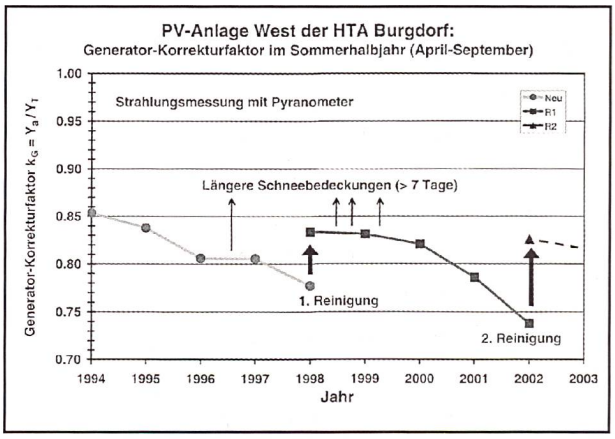

Bild 5 Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G bei Teilanlage West der PV-Testanlage der HTA Burgdorf mit Angabe der Reinigungen (Strahlungsmessung mit Pyranometer). Die Anlage hat gerahmte Siemens M55-Module mit β=30° (horizontal liegend), liegt nahe bei einer Bahnlinie und neigt somit zu relativ starker 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.

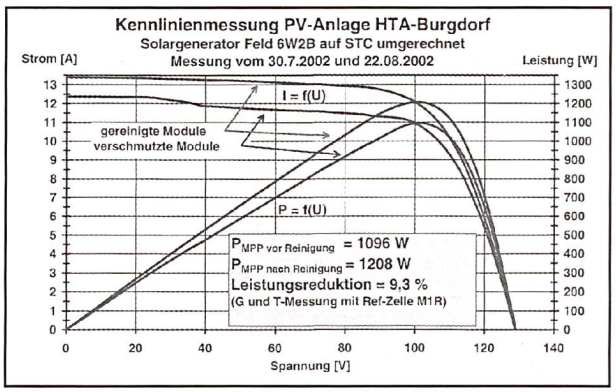

Bild 6 Auf STC umgerechnete *I-U*-und *P-U*-Kennlinien sowie MPP-Leistungen eines 6-er Arrays der Teilanlage West vor und nach der 2. Reinigung im August 2002. Die Leistung des verschmutzten Arrays ist um 9,3% reduziert. Die STC-Nennleistung des Arrays beträgt 1310 W_p (24 Module zu 55 W_p minus rund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

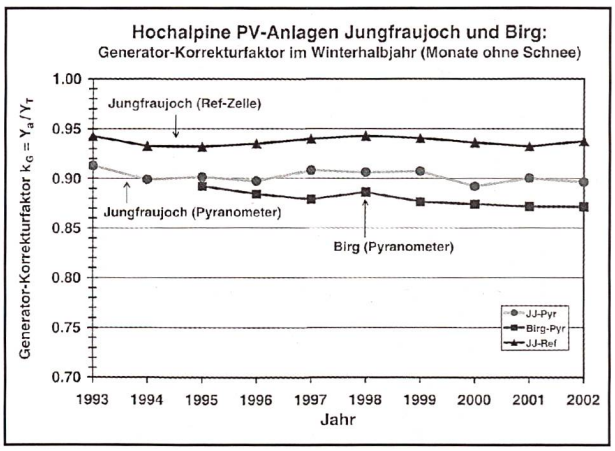

Bild 7 Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G bei den hochalpinen PV-Anlagen (in Fassaden, β = 90°) Birg (2670 m) und Jungfraujoch (3454 m) mit Siemens Modulen M55 bzw. M50. Bei Jungfraujoch sind die Pyranometer beheizt. Wegen des spektralen Mismatchs ist k_G wie üblich einige Prozent höher, wenn er aus der mit der Referenzzelle gemessenen Einstrahlung berechnet wird.

Verschmutzungs- und alterungsbedingte Ertragsabnahme beim Solargenerator der Photovoltaik-Testanlage der HTA Burgdorf

Seit Frühling 1994 betreibt das Photovoltaiklabor der HTA Burgdorf ein Testzentrum für Photovoltaikanlagen mit einem Solargenerator (60 kW_p, Anstellwinkel β = 30°) auf dem Dach des Neubaus der Abteilung Elektrotechnik. Im Laufe der Zeit wurde die Entwicklung permanenter Verschmutzungsstreifen 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 (kWh/m²/d)/(1kW/m²)), Y_T (Temperaturkorrigierter Strahlungsertrag in Generatorebene), Y_a (Generatorertrag auf der DC-Seite in kWh/kWp/d) und Y_f (Endertrag auf der AC-Seite in kWh/kW_p/d) sowie die Performance Ratio PR = Y_f / Y_r als durchschnittliche Tageswerte für jeden Monat angegeben [1].

Für die Beurteilung des Ertrags eines relativ flach angestellten Solargenerators ist es zweckmässig, den Generator-Korrekturfaktor $k_G = Y_a / Y_T$ [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 (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 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 ($\beta < 5°$) gemessen.

Verlauf des Generator-Korrekturfaktors bei hochalpinen Anlagen

Die gleiche Untersuchung von k_G wurde auch für die beiden hochalpinen Anlagen Birg und Jungfraujoch durchgeführt. Da es sich dabei um Fassadenanlagen mit $\beta = 90°$ 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 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.

Wie Bild 7 zeigt, ist k_G bei der Anlage Jungfraujoch 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 Jungfraujoch 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.

Fazit

Zwischen 1996 – 2002 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. 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.

Bei gut dimensionierten und gewarteten Anlagen, die zwischen fünf und elf Jahren im Betrieb stehen, war der auf ein Normaljahr umgerechnete Energieertrag zwischen 1996 und 2002 erfreulich stabil, der Unterschied zwischen dem Maximal- und Minimalwert betrug nur etwa 3%. Es hat sich aber gezeigt, dass je nach Lage, Anstellwinkel und Modultyp 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 bis 30 Jahren erreichen wird. Allerdings scheint vor allem bei kleinen Wechselrichtern ein Ersatz etwa alle 10 bis 15 Jahre erforderlich zu sein, da nach langer Zeit ein befriedigender Service oft nicht mehr gewährleistet ist.

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 und Ch. Beutler:* Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung. Bulletin SEV/VSE 4/1995.

[2] *H. Häberlin und Ch. Renken:* Allmähliche Reduktion des Energieertrags netzgekoppelter PV-Anlagen durch permanente Verschmutzung und Degradation. Bulletin SEV/VSE 10/1999.

[3] *Ch. Renken und H. Häberlin*: Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen. Schlussbericht PSEL-Projekt 113 / BFE-Projekt DIS 19490 / 59074, ENET 194957, August1999. Erhältlich bei ENET, Egnacherstr. 69, CH-9320 Arbon.

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

Comportement à long terme des installations photovoltaïques

Outre les tests d'onduleurs, la HES de Berthoud (auparavant ISB) effectue aussi depuis 1992 des mesures à long terme sur de nombreuses installations photovoltaïques branchées en parallèle sur le réseau. A l'heure actuelle, 42 installations avec 55 onduleurs sont mesurées. La plupart des installations se trouvent à Berthoud. Depuis 1992 et 1993, des données sont également saisies sur deux installations alpines placées à 3454 m et à 2670 m d'altitude. De 1992 à 1996, des mesures ont aussi été faites sur une installation à Interlaken et depuis décembre 1996, une installation à Liestal fait aussi l'objet de mesures. En juin 2001, l'installation du Mont-Soleil (560 kWp, 1270 m) et en décembre 2001, trois installations à base de cellules à couche mince (CIS, a-Si-Tandem et a-Si-Tripel) ont été intégrées dans le programme de mesure. Ces mesures à long terme ont pour but de saisir tous les éléments significatifs à long terme qui influencent le rendement énergétique et la durée de vie des installations, éléments qui ne peuvent pas être enregistrés lors des campagnes de mesure effectuées à court terme (1 à 2 ans) sur les nouvelles installations photovoltaïques.

Solare Architektur.
Gestaltung für die Zukunft.

Die Verbindung von Photovoltaik als zukunftsträchtiger Form der regenerativen Energiegewinnung mit moderner Architektur ist heute das wegweisende Gestaltungsmittel für die kreative Bauplanung.

Spannend innovatives Design verschmilzt mit ausgereifter Technologie zu einer ebenso ästhetischen wie funktionellen Einheit.

Die SunTechnics Fabrisolar AG verfügt über die Erfahrung aus einer Vielzahl von ebenso anspruchsvollen wie individuellen Solarstrom-Projekten.
Sprechen Sie mit uns! Gemeinsam finden wir die beste Lösung für Ihr Vorhaben. Bauen Sie mit uns ein Stück solare Zukunft!

SunTechnics
SunTechnics Fabrisolar AG
Untere Heslibachstrasse 39
CH-8700 Küsnacht
Telefon 01 - 914 28 80
Telefax 01 - 914 28 88
E-Mail info@SunTechnics.ch
http://www.SunTechnics.ch

RAUSCHER & STOECKLIN AG
ELEKTROTECHNIK
POSTFACH
CH-4450 SISSACH
Tel. +41 61 976 34 66
Fax +41 61 976 34 22
Internet: www.raustoc.ch
E-Mail: info@raustoc.ch

RAUSCHER
STOECKLIN

Der Hausanschluss im Wandel.

Industrial IT

das Erfolgsrezept von ABB

ABB