

Schlussbericht PV Forschung, DIS 39949 / 79765, September 2003

Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2 (LZPV2)

Hauptteil

ausgearbeitet durch:
C. Renken und Dr. H. Häberlin
Berner Fachhochschule
Hochschule für Technik und Informatik (HTI)
Jlicoweg 1, 3400 Burgdorf



Forschungsprogramm Photovoltaik

Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2

Schlussbericht



Verfasst von:

C. Renken und Dr. H. Häberlin

Berner Fachhochschule

Hochschule für Technik und Informatik (HTI) Burgdorf

Labor für Photovoltaik

Jlicoweg 1

3400 Burgdorf

Ausgearbeitet im Auftrag folgender Institutionen und Firmen:

Bundesamt für Energie (BFE)

Gesellschaft Mont Soleil (GMS)

Localnet AG, Burgdorf

Elektra Baselland Liestal (EBL)

Zusammenfassung

Durch das Projekt „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2“ konnte die HTA Burgdorf die im Jahre 1992 gestarteten Langzeitmessungen an einer stetig wachsenden Anzahl von PV-Anlagen lückenlos fortführen. Drei PV-Anlagen wurde im Rahmen dieses Projekts neu mit in die Messkampagne aufgenommen. Somit beläuft sich z.Z. die Anzahl der überwachten Anlagen auf 40 mit 55 Wechselrichtern. Die wichtigsten Resultate dieses Projekts sind:

Durch die Ausstattung der gegenwärtig grössten Schweizer PV-Anlage Mont Soleil mit einem neuen Messsystem ab Juni 2001 konnte die Zuverlässigkeit und somit der Energieertrag der Anlage wieder deutlich gesteigert werden. Seither werden wieder Jahresenergieproduktionswerte von über 1000kWh/kWp erreicht.

Eine Dünnschichtzellenanlage mit 3 neuartigen Zellentechnologien (CIS-Zellen, a-Si Tandemzellen, a-Si Tripelzellen) konnte die HTA Burgdorf mit Unterstützung der ADEV Burgdorf ab Dezember 2001 realisieren und mit einem präzisen Monitoringsystem ausstatten. Die CIS-Anlage Newtech 1 liefert bisher deutlich höhere spezifischen Energieerträge als die besten Burgdorfer PV-Anlagen mit monokristallinen Zellen. Die Anlage Newtech 2 mit den a-Si Tandem Modulen liegt ertragsmässig zwar immer noch im Mittelfeld der Burgdorfer Anlagen, in den Wintermonaten hat sie jedoch eine deutliche Degradation der Leistung erfahren, die sich bei steigenden Temperaturen im Sommer aber wieder weitgehend erholt. Die Anlage Newtech 3 mit den a-Si Tripelzellen liegt ertragsmässig im Bereich der besten monokristallinen Anlagen in Burgdorf, aber auch bei dieser Technologie besteht ein ähnliches Degradationsverhalten, wie bei der anderen amorphen Anlage Newtech 2.

Die spezifischen Energieerträge der Burgdorfer PV-Anlagen nehmen im Verlauf der Zeit langsam ab. Die Hauptursachen hierfür sind Ertragsverluste bedingt durch Wechselrichterdefekte und durch die allmähliche Leistungsreduktion der meisten Solargeneratoren, bedingt durch die sich allmählich entwickelnde permanente Verschmutzung der Moduloberflächen. Von 1996 bis 2002 betrug der Mittelwert der Energieertragsverluste bedingt durch Wechselrichterdefekte über 1%. Im selben Zeitraum hat der Mittelwert der Jahresenergieproduktion bedingt durch Verschmutzung und Alterung der Module, sowie durch wachsende Bäume um etwa 5% abgenommen.

Die hochalpine PV-Anlage Jungfraujoch funktioniert auch nach fast 10 Betriebsjahren immer noch störungsfrei, mit einer weit überdurchschnittlichen jährlichen Energieproduktion von 1272 kWh/kWp bis 1504 kWh/kWp.

In Zusammenarbeit mit der Enecolo AG wurden 2 PV-Anlagen bezüglich ihrer alterungsbedingten Ertragsminderung genau untersucht. Der Solargenerator der 13-jährigen Anlage Burn in Interlaken wies eine 44%-ige Leistungsreduktion gegenüber den Nominalangaben des Herstellers bedingt durch Delaminationen und Browning-Effekt auf. Die Messungen am nur um 4° geneigten Solargenerator der 5-jährigen PV-Anlage Technopark in Zürich ergaben eine Leistungsreduktion bedingt durch Verschmutzungen von 5% bis 8%. Die Reinigung des Solargenerators führte nicht zum erwünschten Erfolg, da nach ca. 2 bis 3 Monaten schon wieder eine deutliche Grundverschmutzung vorhanden war. Es scheint somit, dass bei Anlagen mit geringem Neigungswinkel eine gewisse permanente Verschmutzung in Kauf genommen werden muss.

Seit dem Jahre 2003 ist es der HTA Burgdorf möglich, Messdaten im geeigneten Format an die IEA PVPS Task II – Datenbank weiterzugeben. Somit wurden nun die Messdaten von 6 PV-Anlagen, die von der HTA Burgdorf mit Feinmesssystemen überwacht werden, mit in die Datenbank aufgenommen. Um diese Datenweitergabe zu ermöglichen, war die Erweiterung der neuen PV-Daten-Auswertesoftware PVGraf2000 der HTA Burgdorf notwendig.

Die alte PV-Daten-Auswertesoftware PVGraf (DOS-Version) wurde, wie bereits erwähnt, durch eine erweiterte und unter Windows lauffähige Version mit dem Namen PVGraf2000 ersetzt. Die Programmierung wurde durch eine Drittfirm (Oberli Engineering GmbH) ausgeführt.

Für die Homepage der HTA Burgdorf wurde nun auch die Präsentation die Jahresauswertungen der Messdaten von einer Auswahl der überwachten PV-Anlagen realisiert. Sie können unter www.pvttest.ch unter „PV-Messdaten“ abgerufen werden.



Abstract

In this project, the PV laboratory of HTA Burgdorf could continue the analytical monitoring campaign of a continuously increasing number of PV plants in Switzerland begun in 1992 without any interruptions. In addition, three new plants were included in the monitoring program. At present 40 grid-connected PV-plants with up to 55 inverters are monitored.

In 2001, the PV laboratory has built a new monitoring equipment for the (at present) largest PV plant in Switzerland (Mont Soleil). Due to this detailed monitoring system, after a period of relatively low production around 2000 owing to a lack of sufficient monitoring, the reliability and the energy production of this plant could be increased again considerably and annual yields of more than 1000 kWh/kWp could be obtained in 2002 and hopefully in 2003.

Moreover, in 2001 HTA Burgdorf has erected a PV pilot plant with three different thin-film technologies (CuInSe₂/CIS, a-Si tandem cells, a-Si triple cells) in Burgdorf in co-operation with ADEV Burgdorf. So far the CIS-plant Newtech 1 has a considerably higher specific energy yield than all other PV plants (including mono-c-Si and poly-c-Si) in Burgdorf. Annual energy yield of the a-Si-tandem plant Newtech 2 is comparable to an average PV plant, but in winter a considerable decrease in power can be observed, which is recovered mostly, but not completely due to the warm temperatures during the following summer. Annual energy yield of the a-Si-triple plant Newtech 3 is comparable to the best crystalline PV plants, but also this plant has a similar degradation and recovery behaviour like the other a-Si plant.

Specific energy yields of the PV plants in Burgdorf decreased slowly in course of time. The main reasons are energy losses owing to inverter defects and due to gradual permanent pollution of the surface of many PV arrays. Between 1996 and 2002 the average energy loss owing to inverter defects was somewhat more than 1%. In the same period, average annual yield has decreased about 5% due to array pollution, module aging and shadowing by growing trees.

PV plant Jungfraujoch (altitude 3454m), at the time of its erection the highest grid-connected PV plant in the World, has operated without problems (energy or data losses) now for nearly 10 years with an average annual production between 1272 kWh/kWp and 1504 kWh/kWp.

In co-operation with Enecolo AG, Zurich, two PV plants were inspected thoroughly for their decrease in energy yield observed during the last years. The PV array of a 13 year old PV plant at Interlaken had a 44% decrease in measured STC-power compared to data sheet indications of the manufacturer. Measurements at a PV plant in the city of Zurich with modules without frames mounted at a low tilt angle of only 4° showed a reduction of measured STC-power of 5% to 8% due to pollution. Subsequent cleaning proved to be not very efficient, as only a few months after again a basic pollution could be observed. Therefore it seems that at PV plants with low tilt angle a certain permanent pollution and the resulting production loss must be taken into account.

Since 2003 monitoring data obtained in this (and former) monitoring projects of HTA Burgdorf can be converted automatically to the IEA data format. Therefore data back to 1992 from all PV plants with analytical monitoring could be supplied to the IEA database and included there. For this purpose, it was necessary to update and expand the old monitoring data processing program PVGraf to a new version PVGraf2000.

The necessary software update of the monitoring data processing program PVGraf (DOS-version) to the new Windows-version PVGraf2000 with many new possibilities was carried out by an external software consultant (Oberli Engineering GmbH).

In this project, also internet access to the main data of the plants with analytical monitoring was realised. For on-line normalised energy production of the monitored PV plants and list of publications: <http://www.pvtest.ch>



Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
2 Überwachte PV-Anlagen und Monitoringsysteme im LZPV2-Projekt	2
3 Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit.....	5
3.1 Auf Normjahr bezogene spezifische Energieerträge der Anlagen in Burgdorf	
3.2 Auf Normjahr bezogene spezifische Energieerträge älterer Anlagen in Burgdorf unter Elimination des Einflusses der Wechselrichterausfälle	6
3.3 Verlauf des Energieertrags bei hochalpinen Anlagen.....	7
4 Zuverlässigkeit.....	8
4.1 Wechselrichter	
4.2 Solarmodule.....	10
4.2.1 Permanente Verschmutzung auf Solarmodulen	
4.2.1.1 Untersuchung PV-Testanlage der HTA Burgdorf	
4.2.1.2 Untersuchung PV-Anlage Technopark, Zürich	11
4.2.2 Delaminationen an Solarmodulen	14
4.2.2.1 Untersuchung PV-Anlage Burn, Interlaken	
4.2.2.2 Untersuchung der Degradation bei einzelnen Modulen.....	17
5 Behandlung von PV-Anlagen im Katastrophenfall	20
6 Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Fein-Messsystem	23
6.1 Jungfraujoch	24
6.2 Birg, Mürren	27
6.3 Mont Soleil	31
6.4 Newtech – Dünnschichtzellenanlage	35
6.5 Elektra Baselland (EBL), Liestal	41
6.6 Gfeller, Burgdorf.....	46
6.7 Schlossmatt 8, Burgdorf.....	49
6.8 Localnet AG Gsteighof, Burgdorf	51
6.9 Testanlage HTA Burgdorf	54
7 Energieertrag der Burgdorfer PV-Anlagen	57
8 Hinweise für die Praxis	61
9 PV-Messdatenpräsentationen	63
9.1 IEA PVPS Task II – Performance Database	
9.2 Homepage HTA Burgdorf: PV-Messdaten unter „www.pvtest.ch“	67
9.3 PVGraf2000 – Neue Auswertesoftware für PV-Messdaten	70
10 Nationale / Internationale Zusammenarbeit	74
11 Schlussbemerkung und Verdankungen	
12 Publikationen	75

1 Einleitung

Durch verschiedene kurzfristige Messkampagnen (1-2 Jahre) an neu erstellten Anlagen wurde in den letzten Jahren gezeigt, dass die Systemtechnik von netzgekoppelten Photovoltaik-(PV)-Anlagen in den ersten Betriebsjahren mittlerweile eine hohe Zuverlässigkeit aufweist und gute Energieerträge möglich sind. Es treten während dieser Zeit nur noch selten Wechselrichterausfälle auf und Energieerträge von über 1000kWh/kWp pro Jahr sind bei neuen Anlagen im Schweizer Mittelland möglich.

Über das Langzeitverhalten von netzgekoppelten PV-Anlagen ist dagegen weniger bekannt. Hier stellen sich beispielsweise Fragen bezüglich:

- der Langzeitzuverlässigkeit von Wechselrichtern und deren mittleren Lebensdauer
- der Alterung von Solarmodulen und deren Degradationsverhalten
- dem Einfluss von verschmutzten Solarmodulen auf den Energieertrag der PV-Anlage
- der Energieerträge und -Verluste von unterschiedlichen PV-Anlagen an verschiedenen Standorten
- des Energieertrags beim Einsatz neuer Dünnschichtzellentechnologien

Diese und weitere Fragen wurden im Rahmen des Langzeitmessprojekts „LZPV2“ behandelt und in dem vorliegenden Schlussbericht mit den Anhängen 1 – 3 dokumentiert.

Die Grundlage für die Analyse des Langzeitverhaltens von netzgekoppelten PV-Anlagen ist die Durchführung von Dauermessungen an einer statistisch relevanten Anzahl von PV-Anlagen. Die HTA Burgdorf führt z.Z. an 40 netzgekoppelten PV-Anlagen mit bis zu 55 Wechselrichtern Dauermessungen durch. Die ersten Anlagen wurden im Jahre 1992 und die bisher letzten im Jahre 2001 in das Messprogramm aufgenommen.

Die Messungen wurden schon im Rahmen zweier Vorgängerprojekte begonnen. Von 1992 bis 1995 wurde durch das Bundesamt für Energie (BFE) und das Wasser- und Energiewirtschaftsamt des Kanton Bern (WEA) das Projekt: „Ertrag und Zuverlässigkeit von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen im Kantons Bern“ in Auftrag gegeben. Von 1996 bis 1999 wurde dann das 1. Nachfolgeprojekt: „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen“ lanciert, das durch den Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL), das BFE und die Industriellen Betriebe Burgdorf (IBB) finanziert wurde.

Die HTA Burgdorf hat sich mit diesem 2. Nachfolgeprojekt das Ziel gesetzt, die in vielen Jahren erlangten wertvollen Erkenntnisse auf dem Gebiet des Langzeitverhaltens von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen durch weitere gezielte Forschungsarbeiten zu vertiefen, um einen Beitrag zur Weiterentwicklung der Photovoltaik leisten zu können.

Folgende Hauptziele wurden in diesem Projekt realisiert:

- Fortführung sämtlicher bestehender Langzeitmessungen an den PV-Anlagen.
- Aufnahme von 3 weiteren PV-Anlagen in das Messprogramm. Die gegenwärtig noch grösste Schweizer PV-Anlage Mont Soleil im Berner Jura wurde mit einem präzisen Monitoringsystem ausgestattet. Des Weiteren hat die HTA Burgdorf in Zusammenarbeit mit der ADEV Burgdorf eine Dünnschichtzellenanlage mit 3 neuartigen Zellentechnologien realisieren können und diese auch mit einem präzisen Monitoringsystem ausgestattet. Ferner wurde die 31kWp-PV-Anlage Alterspflegeheim 1+2 mit in das „Grobmess“-Monitoring der HTA Burgdorf aufgenommen.
- Analyse und Vergleich der Energieerträge und Ertragsprofile sämtlicher im Messprogramm überwachter PV-Anlagen.
- Veröffentlichung der wichtigsten Messdaten über die IEA PVPS Task II – Datenbank und über die Homepage der HTA Burgdorf auf dem Internet.
- Untersuchungen bezüglich Modul-Verschmutzung und Modul-Delamination in Zusammenarbeit mit der Firma Enecolo AG.
- Neuprogrammierung der Messdatenauswertesoftware durch Drittfirmen (Erstellung einer unter Windows lauffähigen Version).

Langfristiges Ziel der HTA Burgdorf ist die Fortführung der Messungen im Rahmen drittfinanzierter Forschungsprojekte, um weitere Erfahrungen über das Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen zu gewinnen und zur Verbesserung ihrer Zuverlässigkeit und ihres Energieertrags beitragen zu können.

2 Überwachte PV-Anlagen und Monitoringsysteme im LZPV2-Projekt

Im Rahmen des LZPV2-Projekts wurden **40 netzgekoppelte PV-Anlagen mit bis zu 55 Wechselrichtern** überwacht. Das erste Langzeit-Monitoringsystem des PV-Labors wurde bereits im Jahre 1992 und das bisher Letzte im Jahre 2001 installiert. Bei den PV-Anlagen handelt es sich um verschiedene Konzepte:

- montiert auf Schräg-, Flachdächern und an Fassaden
- unter Einsatz verschiedener marktgängiger Technologien (mittlerweile auch 3 neuartige Dünnschichtzellentechnologien) und Komponenten
- an verschiedenen Standorten der Schweiz (Mittelland, Jura, Juranordfuss, Alpen)

Grundsätzlich kommen bei den Messungen 2 Monitoringkonzepte zum Einsatz. Zum einen das aufwendige „Fein-Messsystem“ und zum anderen das einfache und günstigere „Grob-Messsystem“.

Fein-Messsystem

Das Fein-Messsystem kommt zur Zeit an 9 PV-Anlagen zum Einsatz (siehe Tabelle 2-1). Die zwei PV-Anlagen Mont Soleil und Newtech wurden im Rahmen dieses Projekts mit einem solchen Messsystem ausgestattet, die übrigen 7 wurden aus dem PSEL-Vorgängerprojekt [5] übernommen und weiterbetrieben. Mit diesen aufwendigen und genauen Messsystemen und mit Hilfe der normierten Auswertung können Energieertrag und Langzeitereignisse, wie z.B. die Leistungsreduktion durch die Verschmutzung des Solargenerators oder Anlagenausfälle, detektiert werden. Bei den Messsystemen kommt der Datalogger CR10 und CR10X der Firma Campbell zum Einsatz (Bild 2-1). Bei der Anlage Gfeller wird noch ein alter Datataker DT50 betrieben, der aber sobald als möglich ausgetauscht werden soll.

Anlage	Ort	Höhe m.ü.M.	Solargenerator						Wechsel-richter	Start der Messung
			Module	γ [°]	β [°]	P_{Gen} [kWp]	A_{Gen} [m²]	Montage		
Gfeller	Burgdorf	540	Siemens M55	10 E	28	3,18	25,6	Dach	TC 4000/6 III	24.06.92
Birg	Schlithom	2677	Siemens M55	5 W	90	4,13	33,3	Fassade	Solcon 3400HE	21.12.92
Jungfraujoch	HFSJG	3454	Siemens M75	12/27 W	90	1,13	9,56	Fassade	TC 2500/4 III	27.10.93
Schlossmatt 8	Burgdorf	530	Siemens M55	7 E	30	3,18	25,6	Dach	Solamax S	09.01.96
EBL/Liestal	Liestal	330	Kyocera H51	0 S	30	18,56	159,1	Flachdach	Solamax 20	13.12.96
IBB/Gsteighof	Burgdorf	540	Solarex MSX120	20 E	30	16,32	151,1	Flachdach	Solamax 15	13.07.95
HTA Tiergarten	Burgdorf	530	Siemens M55HO	29 W	30	59,66	450,6	Sheddach	Diverse	12.01.94
Mont Soleil	Mt. Soleil	1270	Siemens M55	20/35 E	50	554,6	4465	Freiland	ABB	01.06.01
Newtech 1	Burgdorf	550	Siemens ST40	0 S	30	0,960	10,2	Flachdach	TopClass Spark	17.12.01
Newtech 2	Burgdorf	550	BP Solar MST43	0 S	30	0,860	16,4	Flachdach	TopClass Spark	17.12.01
Newtech 3	Burgdorf	550	UniSolar US64	0 S	30	1,024	16,2	Flachdach	TopClass Spark	17.12.01

Tabelle 2-1: Alt und neu überwachte PV-Anlagen mit Fein-Messsystem im LZPV2-Projekt.

Beim Fein-Messsystem werden im 2s-Takt folgende Messgrößen erfasst:

Meteorologische Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer CM11 oder CM21 (beheizt oder unbeheizt)
- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Referenzzelle M1R (nicht bei allen Anlagen!)
- Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Pyranometer CM11 (nicht bei allen Anlagen!)
- Solarzellentemperatur des Solargenerators mit PT100-Anlegefühler (nicht bei allen Anlagen!)
- Umgebungstemperatur mit PT100

Physikalische Messgrößen der PV-Anlagen:

- Gleichstrom \Rightarrow berechnete Solargeneratorleistung
- Gleichspannung
- ins Netz eingespeiste Wirkleistung
- Hilfsenergie des Wechselrichters (ausschliesslich bei der Anlage Mont Soleil)
- Netzspannung (eine Phase) am Einspeisepunkt

Aus diesen Messungen werden 5-Minuten-Mittelwerte gebildet und abgespeichert. Bei Betriebsfehlern werden die 2-Sekunden-Messwerte in einem Error-File gespeichert. Die Daten werden täglich automatisch per Modemverbindung via Festnetz oder GSM zur HTA Burgdorf übertragen, dann gespeichert und zur Auswertung aufbereitet.

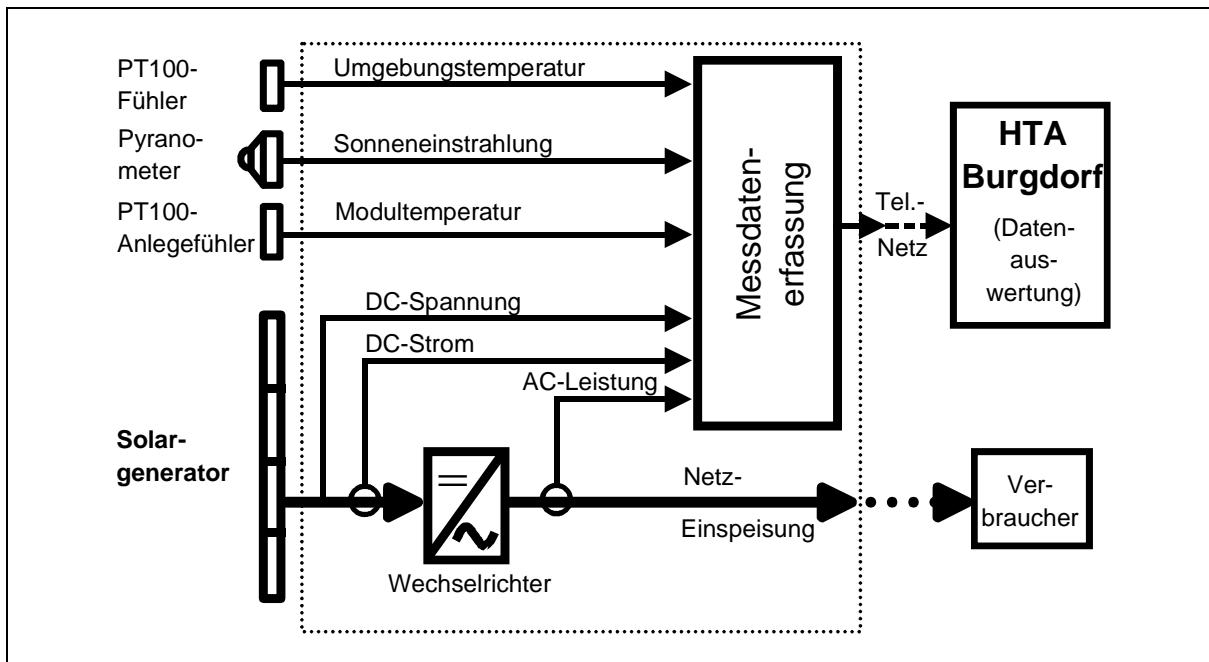


Bild 2-1: Beispiel eines Blockschaltbilds einer PV-Anlage mit Fein-Messsystem.

Grob-Messsystem

In Burgdorf sind fast alle PV-Anlagen, ausser 2 Anlagen, mit dem einfacheren „Grob-Messsystem“ durch die HTA Burgdorf ausgestattet. Ausser dem neu in Betrieb genommenen Grob-Messsystem der Anlage Alterspflegeheim 1 + 2 sind alle anderen Grobmessungen aus dem Vorgängerprojekt übernommen und weitergeführt worden (siehe Tabelle 2-2).

Mit dem Grob-Messsystem wird die eingespeiste Wirkleistung der PV-Anlage durch die Impulse des AC-seitigen Stromzählers mit Hilfe eines aufgeklebten opto-elektronischen Sensors erfasst und auf der Speicherkarte des Datenerfassungsgeräts LEDAN als 15-Minuten-Mittelwerte gespeichert (siehe Bild 2-2).



Bild 2-2: LEDAN-Datenerfassungsgerät (graues Gehäuse) mit Speicherkarte und aufgeklebten opto-elektronischen Sensors auf dem Stromzähler. Die erfassten Daten werden mit der Referenz-Strahlungsmessung der HTA Burgdorf zusammengefügt und dann ausgewertet.

Die Speicherkarten werden monatlich gewechselt und ausgewertet. Die Referenz-Strahlungsmessung für diese Anlagen wird mit der zentralen Meteomessstelle an der HTA Burgdorf durchgeführt. Die Messdaten der PV-Anlagen und der Referenzstrahlung werden mit Hilfe einer Software



zusammengefügt. Somit kann grob die Performance Ratio PR der Anlagen bestimmt, Zeitpunkt und Dauer von Wechselrichterausfällen, Strangausfälle und Verschattungen des Solargenerators ermittelt werden. Mit Hilfe dieser Messungen konnten bisher wertvolle statistische Erkenntnisse (Wechselrichterzuverlässigkeit und Ertragsproduktionsverhalten) in das Langzeitmessprojekt mit eingebracht werden.

Anlage	Höhe m.ü.M.	Solargenerator						Wechsel- Richter	Start der Messung
		Module	γ [°]	β [°]	P_{gen} [kWp]	A_{Gen} [m²]	Montage		
Meteo HTA	560	-	0 S	0	-	-	Mast	-	25.10.91
Firma 2	530	Siemens M55	20 W	60	3,18	25,6	Fassade	Solcon 3300	01.07.92
Firma 3	530	Siemens M55	5 W	35	3,93	32,9	Flachdach	TopClass 3000	15.07.93
Firma 4	540	Kyocera K51	0 S	30	3,06	26,3	Flachdach	Solcon 3400HE	09.01.96
Firma 5	530	Siemens M55	0 S	30	3,30	25,6	Flachdach	TC 4000/6 III	06.02.97
GIBBU	540	Solarex MSX64	0 S	30/60	3,07	26,7	Flachdach	Solcon 3400HE	01.01.96
Gsteighof 1	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	08.08.96
Gsteighof 2	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	08.08.96
Gsteighof 3	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	08.08.96
Gsteighof 4	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	08.08.96
Gsteighof 5	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	08.08.96
Gsteighof 6	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	08.08.96
Gymnasium	560	Kyocera K51	0 S	30	3,06	26,3	Flachdach	TC 2500/6 II	12.08.94
Lindenfeld 1	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	09.01.96
Lindenfeld 2	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	09.01.96
Lindenfeld 3	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	09.01.96
Lindenfeld 4	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	09.01.96
Lindenfeld 5	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	09.01.96
Lindenfeld 6	540	Siemens M55	0 S	35	3,30	25,6	Flachdach	Solarmax S	09.01.96
Privathaus 2	570	Siemens M55	45 W	45	3,18	25,6	Dach	Solcon 3300	10.01.96
Privathaus 3	540	Solarex MSX60	30 E	38	1,44	13,4	Dachkante	PVWR 1500	01.08.92
Schlossmatt 1	540	Siemens M55	7 E	30	3,18	25,6	Dach	TC 4000/6 II	01.07.94
Schlossmatt 2	540	Siemens M55	7 E	30	3,18	25,6	Dach	TC 4000/6 II	01.07.94
Schlossmatt 3	540	Kyocera G102	7 E	30	3,06	25,6	Dach	TC 2500/6 II	01.07.94
Schlossmatt 4	540	Kyocera G102	7 E	30	3,06	25,6	Dach	Solcon 3400HE	01.07.94
Schlossmatt 5	540	Siemens M55	7 E	30	3,18	25,6	Dach	TC 4000/6 II	09.01.96
Schlossmatt 6	540	Siemens M55	7 E	30	3,18	25,6	Dach	Solarmax S	04.04.95
Schlossmatt 7	540	Siemens M55	7 E	30	3,18	25,6	Dach	Solarmax S	07.04.95
Schlossmatt 9	540	Kyocera G108	7 E	30	3,24	25,6	Dach	Solarmax S	09.01.96
Schlossmatt 10	540	BP 585	7 E	30	4,08	30,2	Dach	TC 4000/6 III	01.05.97
Alterspflegeheim 1	540	Solarfabrik SF115	7 E	30	15,20	126,9	Dach	4x Convert 4000	01.07.00
Alterspflegeheim 2	540	Siemens SM110	7 E	30	15,80	122,7	Dach	4x Convert 4000	01.07.00

Tabelle 2-2: Alte und neu überwachte PV-Anlagen mit Grob-Messsystem im LZPV2-Projekt.

Beim Grob-Messsystem werden mit der zentralen Meteomessstelle an der HTA Burgdorf folgende Messgrößen erfasst:

Meteorologische Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in 45°-Ebene mit unbeheiztem Pyranometer CM11
- Sonneneinstrahlung in 45°-Ebene mit Referenzzelle
- Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit unbeheiztem Pyranometer CM11
- Solarzellentemperatur der Referenzzelle
- Umgebungstemperatur mit PT100

Physikalische Messgrößen der PV-Anlagen:

- ins Netz eingespeiste Wirkleistung

Die langfristige Fortführung der Grobmessungen im heutigen Umfang ist nicht sichergestellt, da das Datenerfassungsgerät LEDAN seit dem Jahre 2003 nicht mehr erhältlich ist, ausser es würde sich ein äquivalentes Ersatzgerät auf dem Markt finden lassen.

3 Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit

Der spezifische Energieertrag der im LZPV2-Projekt untersuchten PV-Anlagen nimmt im Verlauf der Zeit leicht ab. Zwei Hauptursachen sind dafür verantwortlich: Zum einen durch Ausfälle des Wechselrichters, der bei netzgekoppelten PV-Anlagen kritischsten Komponente (siehe auch Kap. 4.1), und zum anderen durch die sich allmählich entwickelnde permanente Verschmutzung auf den meisten Solargeneratoren (siehe auch Kap. 4.2). Nachfolgend werden die Auswirkungen genauer beschrieben:

3.1 Auf Normjahr bezogene spezifische Energieerträge der Anlagen in Burgdorf

Um verschiedene Anlagen miteinander vergleichen zu können, wird der Energieertrag der Anlagen 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 [2]. Um den Einfluss der von Jahr zu Jahr etwas schwankenden Einstrahlung zu eliminieren, wurden die Energieerträge der einzelnen Anlagen zudem auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$ umgerechnet (genauere Erläuterung siehe Kap. 7). Bild 3-1 zeigt die sich so ergebenden spezifischen Energieerträge.

Neben dem Mittelwert aller Anlagen ist auch der Mittelwert der Anlagen mit trafenlosen Wechselrichtern, der Maximalwert (stammt von regelmässig gereinigten Anlagen) sowie der Minimalwert (stammt von der Fassadenanlage Firma 2, die im Sommer durch Gebäudechteile und Bäume teilbeschattet wird und einen Anstellwinkel von $\beta = 60^\circ$ und $\gamma = 20^\circ$ besitzt) angegeben. Die meisten anderen Anlagen haben Anstellwinkel β zwischen 30° und 35° . Ausser der Anlage Alterspflegeheim 1 + 2 haben alle PV-Anlagen in Burgdorf gerahmte Module. Alle Kurven in Bild 3-1 zeigen einen langfristig leicht sinkenden Trend. 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 die 1999 in Betrieb genommene 63kWp-PV-Anlage Swissun AG mit Solardachziegeln mit geringem β und Trafo-Wechselrichtern mit relativ geringem Ertrag zurückzuführen.

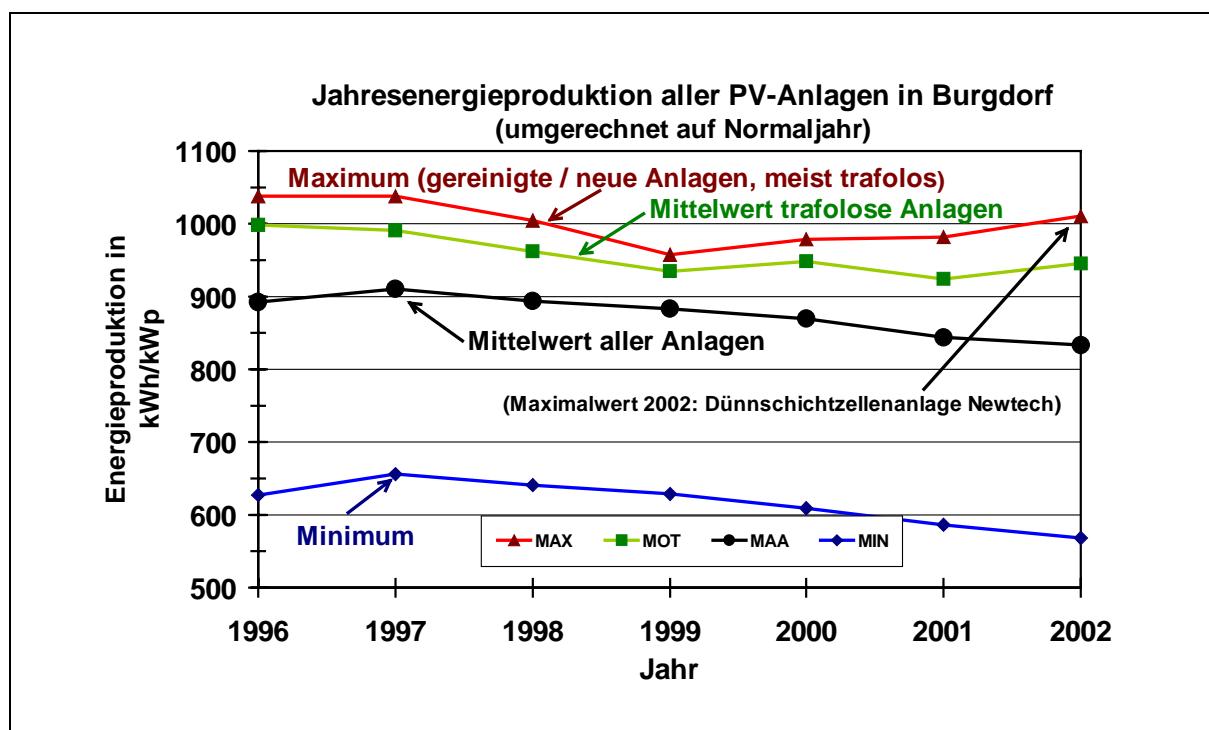


Bild 3-1: Spezifische Jahresenergieproduktion aller untersuchten PV-Anlagen in Burgdorf. Die Kurven zeigen sämtliche Einflüsse (Wechselrichterausfälle, Modul- und Strangausfälle, Alterung, Verschmutzung, Schneedeckung, Beschattung durch wachsende Bäume usw.)

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

In diesem Abschnitt wird bei den älteren Burgdorfer PV-Anlagen (Baujahr 1998 und früher) das Langzeitverhalten der Solargeneratoren hinsichtlich des Energieertrags gezeigt. Hierzu muss der Einfluss der Wechselrichterausfälle auf die Ertragsentwicklung eliminiert werden. Zu diesem Zweck wurde bei den von Ausfällen betroffenen Anlagen die verlorene Energie hochgerechnet. Danach wurde der Energieertrag auf ein strahlungsmässiges Normaljahr mit $H = 1163 \text{ kWh/m}^2$ umgerechnet (siehe auch Kap. 7). Die in Bild 3-2 dargestellten Werte zeigen nun die Auswirkungen anderer Einflüsse nur auf den Solargenerator (Verschmutzung und Alterung, Modul- und Strangausfälle, Schneebedeckung, teilweise auch zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume).

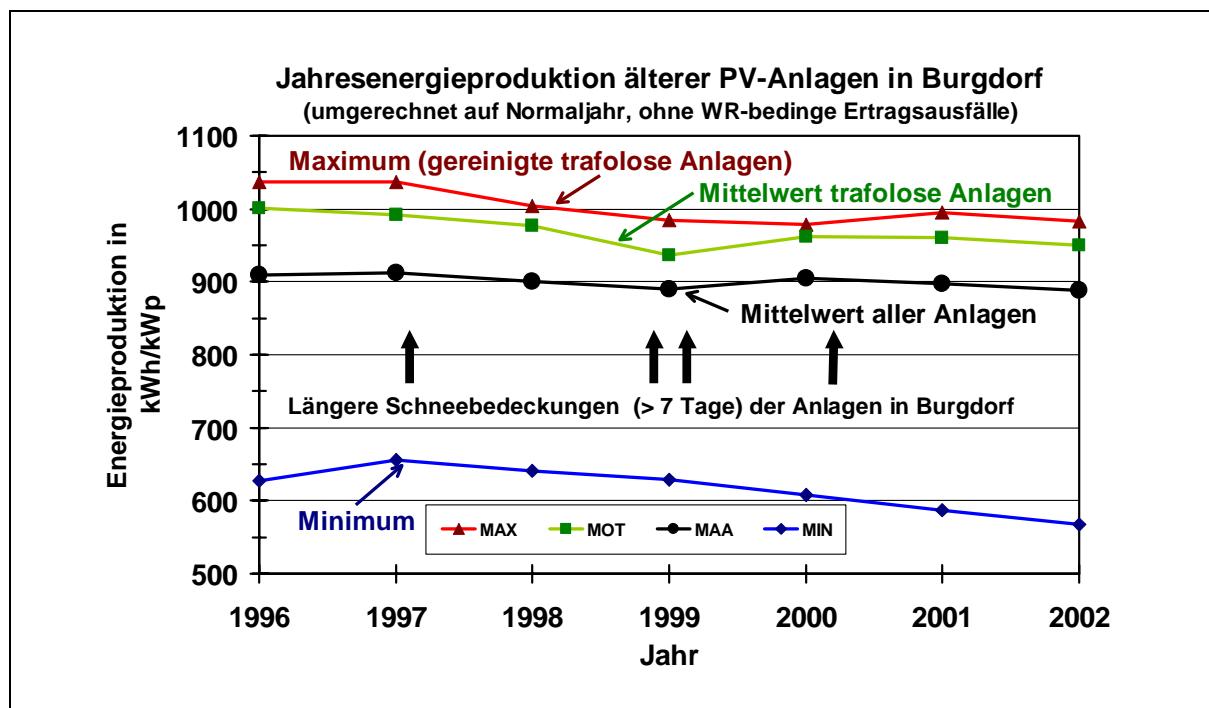


Bild 3-2: Spezifische Jahresenergieproduktion der vor 1998 gebauten PV-Anlagen. Diese Kurven zeigen primär den Einfluss des Solargenerators auf die Entwicklung des Energieertrags (Alterung, Verschmutzung, Beschattung durch wachsende Bäume usw.).

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 trafilosen Anlagen (praktisch alle mit Siemens M55, horizontal liegend montiert). Von 1996 bis 2002 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 [4]. 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 Verlauf des Energieertrags bei hochalpinen Anlagen

Für die Beurteilung des Energieertrags der beiden von der HTA Burgdorf untersuchten hochalpinen Anlagen Birg (2670 m.ü.M.) und Jungfraujoch (3454 m.ü.M.) wird der Generator-Korrekturfaktor k_G verwendet [2]. 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 3-3 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.

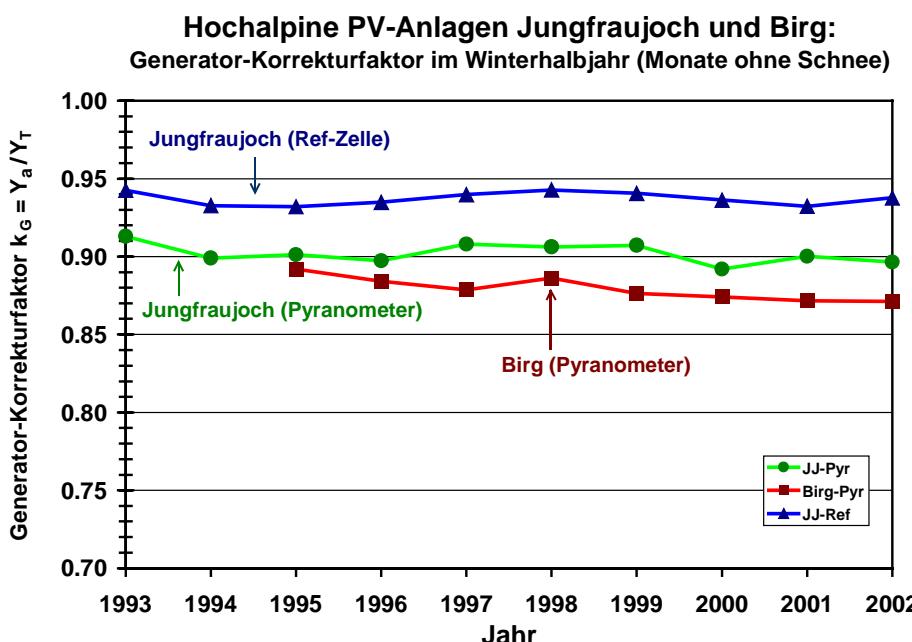


Bild 3-3: Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G bei den hochalpinen PV-Anlagen Birg und Jungfraujoch mit Siemens Modulen M50 resp. M55. Bei Jungfraujoch sind die Pyranometer beheizt. Wegen des spektralen Mismatches ist k_G wie üblich einige Prozent höher, wenn er aus der mit der Referenzzelle gemessenen Einstrahlung berechnet wird.

Wie Bild 3-3 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 [4], 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 Degradationseffekte in den Modulen.

4 Zuverlässigkeit

4.1 Wechselrichter

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 (siehe Tabelle 4-1). 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 Juni 2003 im Bereich 0,07 bis 0,21 (siehe Bild 4-1). 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 4-2 zeigt den auf Grund dieser Defekte resultierenden Ertragsausfall.

Wechselrichter	Bau-jahr	Betriebs-monate	Wechselrichter-Ausfälle nach WR-Typen geordnet:															Hardware-Defekte pro WR-Betriebsjahr													
			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	1			1	0.0	0.0	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	183	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	0.0	0.2			
Solcon 3400HE	1992	479	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	0.0	0.3	0.1	0.5	0.7	0.3		
Solarmax S	1995	1442				0	5	0	4	1	2	8	2	1	23				0.0	0.4	0.0	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.1	0.2			
TopClass 1800	1993	116	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	0.0	0.0	0.0		
TC 2500/4 Grid III	1996	84				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	0.0	
TC 2500/6 Grid II	1994	218				0	0	1	1	0	1	0	0	0	3			0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2		
TC 2500/6 Grid III	1996	71				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	0.0	
TopClass 3000	1992	178	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	0.0	0.0	0.5				
TC 4000/6 Grid II	1994	352		0	2	0	0	1	0	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	505				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	0.1			
Solarmax 15	1995	97				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	0.0	
SolarMax20	1994	190		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	0.0	0.0	0.1		
SolarMaxDC30+	1998	54					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
EcoPower20	1994	57		5	0	3	2	2							12		5.6	0.0	3.0	2.0	2.3							2.5			
EdiSun 200	1996	80				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	0.0	0.0	0.0	0.2	
Convert4000	1998	385					0	0	2	1	0	0	0	3					0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
ABB	1992	25									0	0	0	0	0									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Fronius Mini	2002	17									0	0	0	0	0									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
TopClass Spark	2001	55									0	0	0	0	0									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Total		4899	2	6	16	7	13	4	7	7	11	4	3	87	0.71	0.69	0.95	0.29	0.34	0.09	0.15	0.15	0.14	0.21	0.07	0.11	0.21				

Tabelle 4-1: Ausfallstatistik der Wechselrichter aller von der HTA Burgdorf untersuchten PV-Anlagen (Stand Ende Juni 2003).

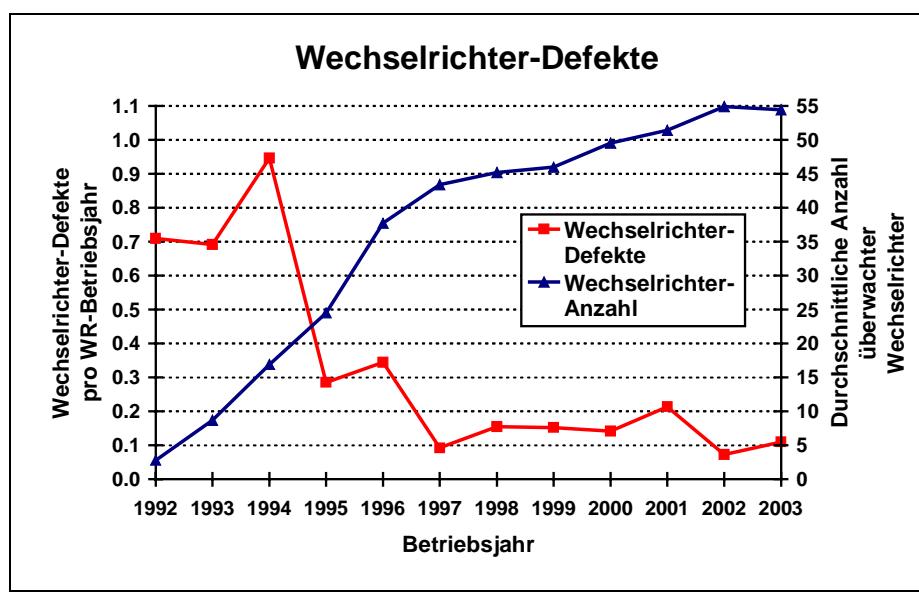


Bild 4-1: Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter - Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl von der HTA Burgdorf überwachter Wechselrichter (Hochrechnung Stand Ende Juni 2003).

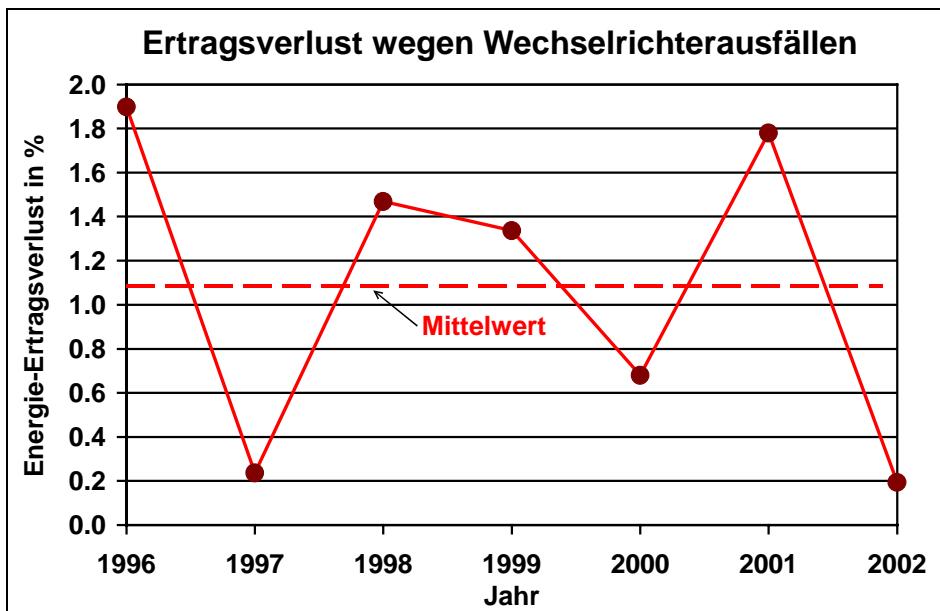


Bild 4-2: Energie-Ertragsverluste in Prozent zwischen 1996 und 2002 auf Grund von Wechselrichter-Defekten bei den überwachten Anlagen. Der Mittelwert liegt bei 1,08%.

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 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 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.

Im Jahre 2003 traten bis Ende Juni 3 Wechselrichterdefekte auf. Der Solcon 3400 HE der PV-Anlage Birg hatte nach knapp über 10 Betriebsjahren (davon waren die letzten 8 Jahre störungsfrei) einen Defekt und funktionierte danach nur noch im „Schleichbetrieb“ (siehe auch Kap. 6.2). Der Anlagenbetreiber entschied sich daraufhin, ein neues Gerät zum Einsatz zu bringen. Seit dem 21.02.2003 wird die Anlage mit einem ASP Top Class 4000/6 Grid III betrieben.

Der SolarMax20-Wechselrichter der PV-Anlage EBL Liestal hatte nach knapp über 10 Betriebsjahren den 1. Wechselrichterdefekt. Daraufhin wurde der gesamte Leistungsteil des Geräts ersetzt.

Bei dem Sputnik Solarmax S der Anlage Schlossmatt 7 trat wieder ein Defekt auf, nachdem dieser erst im Jahre 2001 2 Defekte wahrscheinlich bedingt durch Überspannungen von nahen Gewittern hatte.

Von den 55 überwachten Wechselrichtern wurden bereits 6 Geräte ausgetauscht bzw. wie im Fall der Anlage EBL Liestal ein wesentlicher Teil des Geräts ersetzt. Der Solcon 3400HE und der Ecopower 20 der Testanlage HTA Burgdorf wurden bereits nach 5,5 bzw. 4 Jahren ersetzt, da trotz mehreren Reparaturen kein fehlerfreier Betrieb mehr möglich war. Die übrigen 4 Geräte (2 Solcon 3400HE, 1 PVWR 1800 und der SolarMax20) wurden nach 8,5 bis 10 Betriebsjahren ersetzt.

Die bisherige Annahme, dass Wechselrichter nach ca. 10 Betriebsjahren ersetzt werden müssen, scheint realistisch zu sein. Erste Defekte treten in vielen Fällen jedoch schon nach 4 bis 6 Betriebsjahren auf, die in der Regel noch problemlos repariert werden können. Bei sehr alten Geräten lohnt sich oftmals eine Reparatur nicht mehr, da die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass das reparierte Gerät auch weiterhin langfristig zuverlässig funktioniert. Manche Hersteller bieten nach vielen Jahren auch keinen ausreichenden Reparaturservice mehr an, dann bleibt nur der Neukauf eines Geräts übrig.

4.2 Solarmodule

4.2.1 Permanente Verschmutzung auf Solarmodulen

Bereits im Vorgängerprojekt [5] wurde ausführlich über die Problematik der permanenten Verschmutzung von Solargeneratoren berichtet. Die meisten in der Schweiz installierten PV-Anlagen sind von diesem Problem mehr oder weniger betroffen. Weniger betroffene PV-Anlagen befinden sich in alpinen Regionen oder sind weit entfernt von Industrieanlagen, Strassen und Bahnschienen. Die Reduktion des Energieertrags von PV-Anlagen mit verschmutztem Solargenerator kann beträchtlich sein, daher ist in vielen Fällen eine Reinigung von Zeit zu Zeit empfehlenswert. Am nachfolgenden Beispiel der Testanlage der HTA Burgdorf wird gezeigt, welchen langfristigen Einfluss die Verschmutzung auf den Energieertrag hat, obwohl die Anlage regelmässig gereinigt wurde. Am Beispiel PV-Anlage Technopark, Zürich wird gezeigt, wie gross der Einfluss der Verschmutzung beim Einsatz von Modullaminaten mit geringem Neigungswinkel sein kann.

4.2.1.1 Untersuchung PV-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 Verschmutzungsstreifen am unteren Rand der verwendeten gerahmten Solarmodule beobachtet, die eine allmähliche Reduktion des Energieertrags der Anlage bewirkten [4]. Da die Anlage intensiv vermessen wird, liegen seit dieser Zeit Ertragsdaten vor. Zudem wurden regelmässig Messungen mit dem Kennlinienmessgerät der HTA Burgdorf an der Anlage durchgeführt und auf STC umgerechnet.

Für die Beurteilung des Ertrags eines relativ flach angestellten Solargenerators ist es zweckmässig, den Generator-Korrekturfaktor $k_G = Y_a / Y_T$ (siehe [2]) 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 4-3 zeigt den Verlauf des Generator-Korrekturfaktors in den Sommermonaten in den Jahren 1994 – 2002 beim am längsten gemessenen Teil der PV-Testanlage.

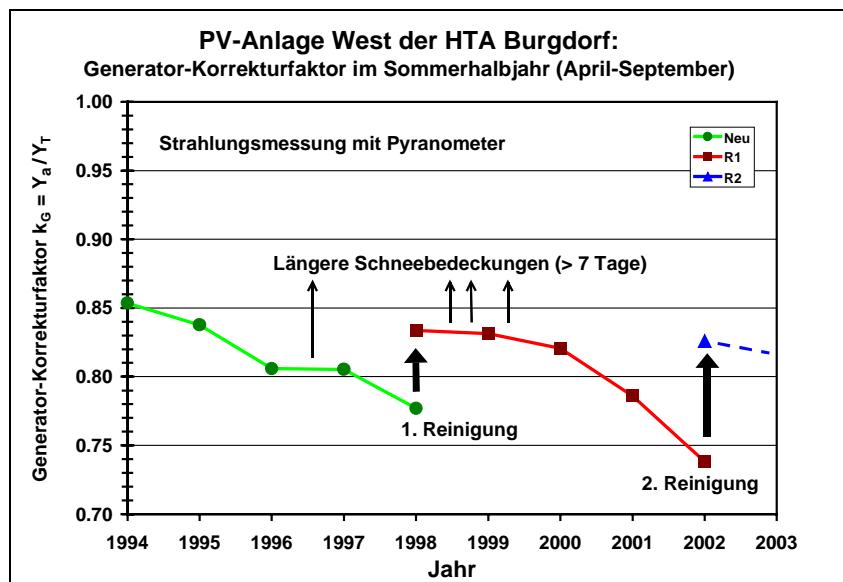


Bild 4-3: Gemessener Generator-Korrekturfaktor k_G bei Teilanlage West der PV-Testanlage der HTA Burgdorf mit Angabe der Reinigungen (Strahlungsmessung mit Pyranometer). Die Anlage liegt nahe bei einer Bahnlinie und neigt somit zu relativ starker Verschmutzung. Der relativ tiefe Wert des Anfangswerts von k_G ist teilweise auf die gegenüber einer normalen PV-Anlage etwas höheren DC-Verluste der Testanlage zurückzuführen.

In Bild 4-3 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 Schneedeckungen im Winter den Abfall von k_G offenbar verlangsamen. 1998 und 2002 wurden Reinigungen mit einem starken Reinigungsmittel (Transolv) 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 Ertrags-

abnahme (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 4-4 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.

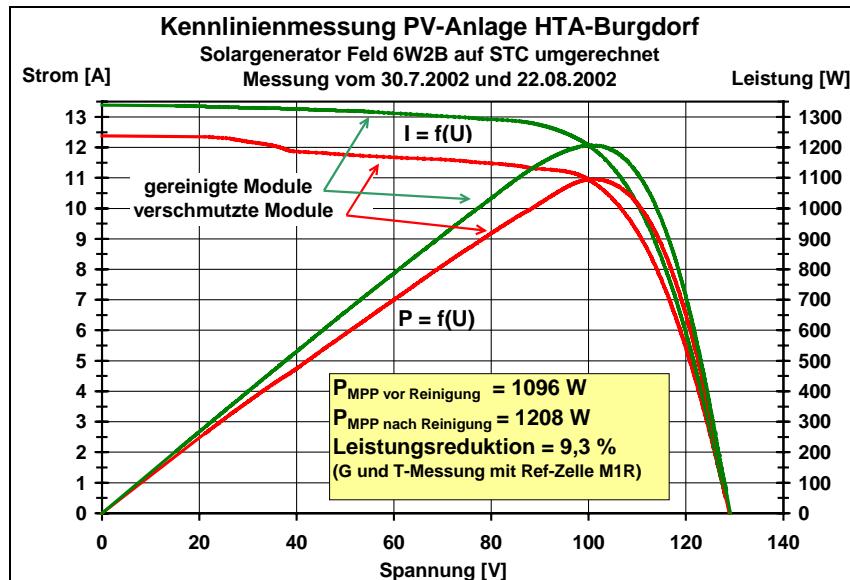


Bild 4-4: Auf STC umgerechnete I-U-und P-U-Kennlinien sowie MPP-Leistungen eines 6-er Arrays der Teilanlage West vor und nach der 2. Reinigung im August 2002. Die Leistung des verschmutzten Arrays ist um 9,3% reduziert. Die STC-Nennleistung des Arrays beträgt 1310Wp (24 Module zu 55Wp minus ca. 10W Strangdiodenverluste). Der vom Hersteller garantierte Minimalwert (-10%) ist also noch eingehalten.

4.2.1.2 Untersuchung PV-Anlage Technopark, Zürich

In Zusammenarbeit mit der Enecolo AG wurde die 81,6 kWp PV-Anlage Technopark, Zürich bezüglich ihrer Verschmutzung untersucht (vollständiger Messbericht im Anhang 3). Die rahmenlosen Module der Anlage vom Typ BP 585L sind mit einem Neigungswinkel von knapp 4° installiert (Bild 4-5 und 4-6). Die Anlage wurde seit ihrer Inbetriebnahme im Jahre 1997 nicht gereinigt. Die Module wiesen eine sichtbare, relativ starke Verschmutzung auf. Da es sich um eine gleichmässige Verschmutzung über den gesamten Solargenerator handelte, wurden die Kennlinienmessungen auf das Teilstück 1 der PV-Anlage (30,6 kWp, 12 Stände à 30 Module in Serie) beschränkt. Am 13.06.2002 wurden die Messungen am verschmutzten Solargenerator durchgeführt. Anfang Juli 2002 wurde die Reinigung durchgeführt und am 16.08.2002 wurde dann der Solargenerator wieder gemessen.



Bild 4-5: Technopark mit einem Teil der PV-Anlage.



Bild 4-6: Dachansicht. Das gemessene Feld 1 befindet sich auf der rechten Seite.

In Tabelle 4-2 sind die MPP-Leistungswerte der einzelnen Stränge umgerechnet auf STC für die gereinigten und ungereinigten Module aufgeführt, sowie das Ergebnis für den Gesamtgenerator. Der Vergleich mit Strang 9 ist in dieser Tabelle nicht zulässig, da die Messung „verunreinigt“ mit zwei defekten Modulen durchgeführt wurde, daher auch die hohe Leistungsreduktion von 12%.

Wie bereits erwähnt, handelte es sich um eine gleichmässige Verunreinigung von der gesamten Anlage betroffen war. Dies spiegelt sich auch in den Messergebnissen wieder, wo sich eine Bandbreite der Leistungsreduktion von 5,0% bis 7,9% einstellt. Für die gesamte Anlage bedeutet das eine mittlere Leistungsreduktion von 6,75% aufgrund von Verunreinigung.

Die messtechnische Ermittlung der Gesamtleistung des verschmutzten Solargenerators war nicht möglich, da bei dieser Messung ein Defekt beim Kennlinienmessgerät auftrat. Somit konnte dieser Wert nur rechnerisch ermittelt werden.

Messung	STC-Leistung verschmutzt (Wp)	STC-Leistung gereinigt (Wp)	Leistungsreduktion durch Verschmutzung [%]
Strang 1	2353	2499	5,84
Strang 2	2280	2464	7,47
Strang 3	2259	2438	7,34
Strang 4	2296	2428	5,44
Strang 5	2238	2405	6,94
Strang 6	2229	2419	7,85
Strang 7	2240	2402	6,74
Strang 8	2202	2379	7,44
Strang 9	2132	2423	12,01
Strang 10	2311	2432	4,98
Strang 11	2258	2424	6,85
Strang 12	2243	2423	7,43
Gesamtgenerator	26662*	28592	6,75*

Tabelle 4-2: Messresultate umgerechnet auf STC des verschmutzten und gereinigten Solargenerators. *) Die mittlere Leistungsreduktion wurde aus den Leistungsreduktionen der einzelnen Stränge berechnet unter Ausschluss von Strang 9. Die Gesamtleistung des verschmutzten Solargenerators wurde dann mit Hilfe der Leistungsreduktion des Gesamtgenerators ermittelt.

Beim Vergleich der auf STC umgerechneten Gesamtleistung des gereinigten Solargenerators mit den Angaben des Herstellers hat sich folgendes ergeben.

Die gemessene Leerlaufspannung Uoc entspricht mit 667 Volt den Angaben aus dem Herstellerdatenblatt der Module ($30 \times 22,1V = 663V$). Der gemessene Kurzschlussstrom Isc ist mit 58,5A nur um 2,5% kleiner als die Nenndaten ($12 \times 5,0A = 60A$). Die gemessene Generatorleistung liegt mit 28'592 Wp nur knapp unter der garantierten Minimalleistung von 28'800 Wp (Bild 4-7). Die garantierte Minimalleistung des Solargenerators ergibt sich aus den Modulangaben des Herstellers, der für den an dieser Anlage eingesetzten Modultyp BP585L eine garantierte Minimalleistung von 80 Wp angibt.

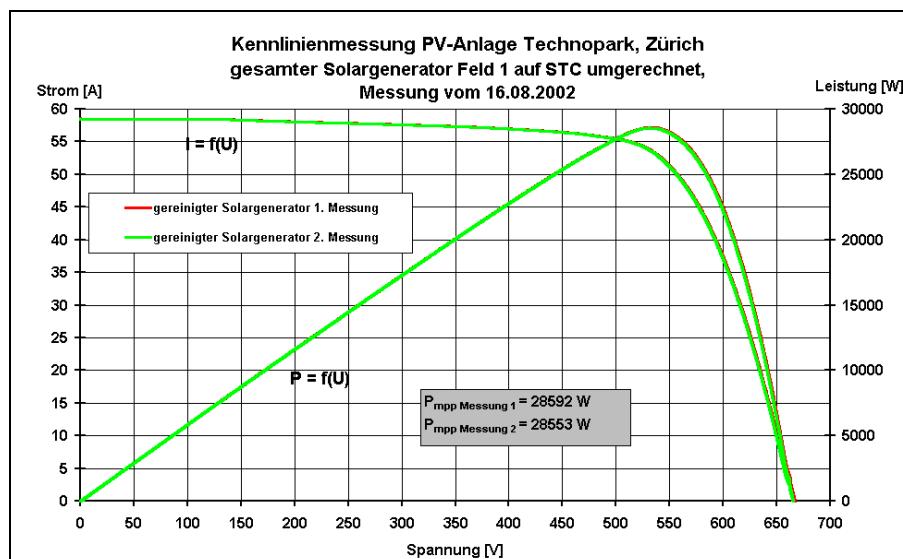


Bild 4-7: Zwei Kennlinienmessungen am gereinigten Solargenerator. Die 2 durchgeföhrten Messungen zeigen, dass die effektive Leistung nur um < 1% von der angegebenen garantierten Minimalleistung des Herstellers abweicht.

Im Vergleich der Kennlinienverläufe der einzelnen Stränge vor der Reinigung lässt sich sagen, dass es nur geringe Unterschiede in Bezug auf Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung und Füllfaktor gab, daher wird in Bild 4-8 als Beispiel die Kennlinie des Strangs 1 stellvertretend für alle anderen Stränge gezeigt.

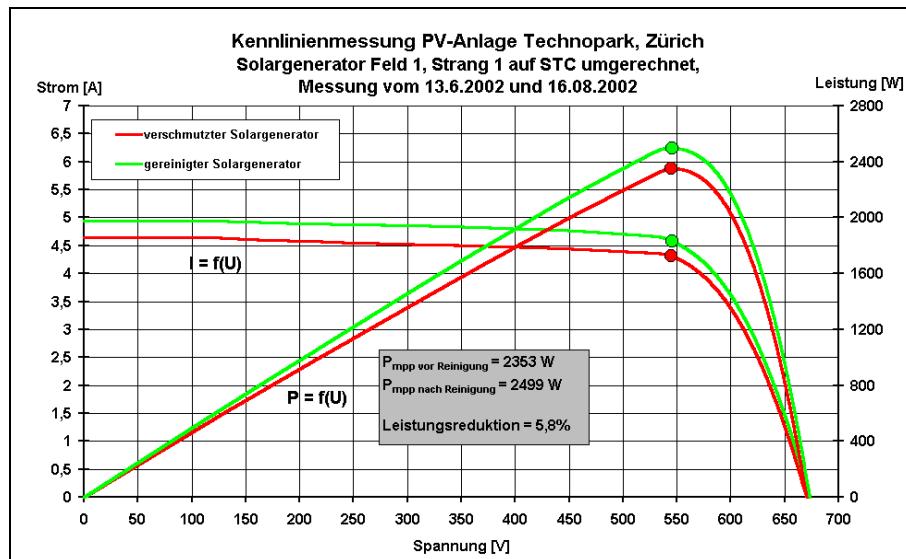


Bild 4-8: Die Verschmutzung war relativ gleichmässig auf den Modulen verteilt, somit ergibt sich eine gleichmässige Reduzierung der I-U-Kennlinie zwischen dem Kurzschluss und dem MPP. Bei einer partiellen Verschmutzung wäre sonst ein Wendepunkt in der I-U-Kennlinie nach dem Kurzschluss erkennbar.

Die Anlage Technopark besteht aus 3 Anlagenteilen: Edisun (Bj. 1997), Darwin (Bj. 2001) und Zeppelin (Bj. 2002). Das gemessene Feld gehört zum Anlagenteil Edisun. Am 1. und 2. Juli 2002 wurde der gesamte Anlagenteil Edisun gereinigt. Alle Anlagen sind gleich konstruiert, somit ist der Ertragsvergleich mit Darwin und Zeppelin möglich.

Wie sich der Ertrag „Anlagenteil Edisun“ vor und nach der Reinigung zu den beiden anderen Anlagenteilen verhält, soll aus Bild 4-9 hervorgehen. Grundsätzlich kann man nach der Reinigung von einer Ertragsverbesserung sprechen, nur ist diese im festgestellten Masse nicht lang anhaltend. Drei Monate nach der Reinigung waren die Module wieder gleichmäßig mit einer dünnen Schmutzschicht überzogen, was das tendenzielle Abfallen der Ertragswerte nach der Reinigung erklärt.

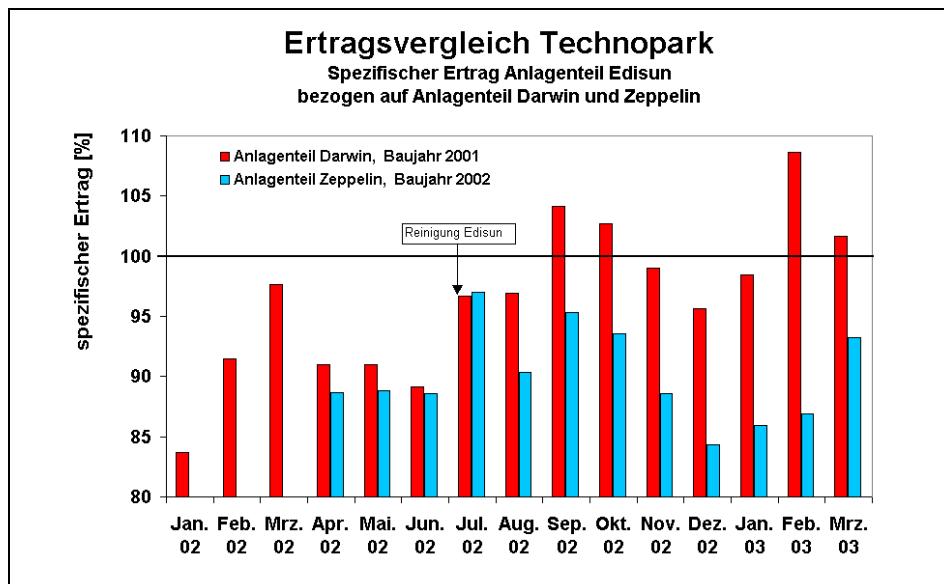


Bild 4-9: Vor der Reinigung lieferte der Anlagenteil Edisun deutlich weniger Energie, als die neueren Anlagenteile Darwin und Zeppelin. Nach der Reinigung kann ein Ertragsanstieg der Anlage Edisun in Bezug auf die anderen beiden Anlagen registriert werden, der aber nur einige Monate anhielt.

Die Reinigung des Anlagenfeldes hebt die Leistungsreduktion auf Grund von Transmissionsverlusten durch Ablagerungen auf. Bei einer Modulneigung von nur 4° ist eine Grundverschmutzung leider recht schnell (zwei bis drei Monate) wieder vorhanden. Daher kann der durch die Messung festgestellte Leistungsanstieg langfristig nicht auf den Ertrag der Anlage übertragen werden. Ein gewisser Ertragsgewinn ist dennoch zu verzeichnen. Um diesen allerdings spezifizieren zu können, wäre eine periodische Wiederholung der Messung notwendig. Offenbar muss bei PV-Anlagen mit geringer Neigung auch bei rahmenlosen Modulen ein gewisser Minderertrag durch eine permanente Schmutzschicht in Kauf genommen werden.

4.2.2 Delaminationen an Solarmodulen

Auch über dieses Thema wurde bereits im Vorgängerprojekt [5] berichtet. Bisher konnte die HTA Burgdorf nur Delaminationen an Solarmodulen eines Herstellers feststellen und das hauptsächlich bei Modulen, die zwischen 1988 und 1993 produziert wurden. Die Häufigkeit der auftretenden Delaminationen nimmt offensichtlich bei den Modulen der jüngeren Produktionsjahrgänge ab. Bei neueren Modulen dieses Herstellers wurden noch keine Delaminationen entdeckt. In anderen Publikationen wurde auch über Delaminationen bei Modulen anderer Hersteller, speziell bei neuen Anbietern, berichtet [21].

Die HTA Burgdorf hatte die Möglichkeit, im Rahmen dieses Projekts eine PV-Anlage in Interlaken zu untersuchen, deren Solargenerator sehr starke Delaminationen und teilweise eine Bräunung der Moduloberfläche (Browning-Effekt) aufwies. Hier wurden I-U-Kennlinienmessungen durchgeführt, um die massive Abnahme des Anlagenenergieertrags in den letzten Betriebsjahren genauer zu untersuchen (vollständiger Messbericht im Anhang 3).

Des Weiteren wurden im PV-Labor der HTA Burgdorf mit Hilfe des neuen Sonnensimulators einzelne Module mit Delaminationen (von der alten Testanlage der HTA Burgdorf) auf ihre Degradation untersucht.

4.2.2.1 Untersuchung PV-Anlage Burn, Interlaken

Die im Jahre 1989 in Betrieb genommene 2,86kWp-dachintegrierte Photovoltaikanlage Burn, Interlaken besteht aus 9 Strängen zu je 6 Modulen (Bild 4-10). Im Einsatz sind 54 M55-Module des Herstellers ARCO Solar. Die STC-Modulleistung wird im Datenblatt mit 53 Watt $\pm 10\%$ angegeben; Strom und Spannung im MPP mit 3,05A und 17,4V; der Kurzschlussstrom mit 3,27A; sowie die Leerlaufspannung mit 21,8V.

Vor den Messungen am 31.05.2002 wurde die PV-Anlage mit Wasser und Reinigungsmittel von Verschmutzungen auf der Moduloberfläche befreit. Die optische Analyse ergab zum Teil starke Delamination an den Modulen. An den oberen Modulreihen war leichtes Browning sichtbar. Es wurden sämtliche Stränge und der Gesamtgenerator der Anlage gemessen.



Bild 4-10: Dachintegrierte PV-Anlage Burn. Die Hinterlüftung der Module ist schlecht. Dies sollte jedoch nicht die Ursache für den schlechten Zustand des Solargenerators sein.

Die Messresultate der Gesamtanlage nach Standard Test Bedingungen (STC) ergab eine Leistungsreduktion von 44%. Die Strangleistungen lagen 40% bis 50% unter dem Nennwert.

Die Betriebsdauer und Anwendungsart der Module sollte jedoch keine Rechtfertigungen für die hohe Leistungsreduktion sein. Der gesamte Messbericht befindet sich im Anhang 3.

Ca. 10% der Anlage sind von starken Delaminationsstellen betroffen, wo auf der Rückseite die Anschlussboxen aufgeklebt sind (Bild 4-11). Auffällig ist, dass hauptsächlich die unteren Module betroffen sind. Da durch den thermischen Isolationseffekt der Anschlussboxen alle Module gleichermassen betroffen sind, spielen offensichtlich noch andere Faktoren eine Rolle.

In Bild 4-12 sind im Bereich des Übergangs von den Grob- zur Feinkontaktierungen Delaminationen zu erkennen. Die meisten Module sind mehr oder weniger davon betroffen.

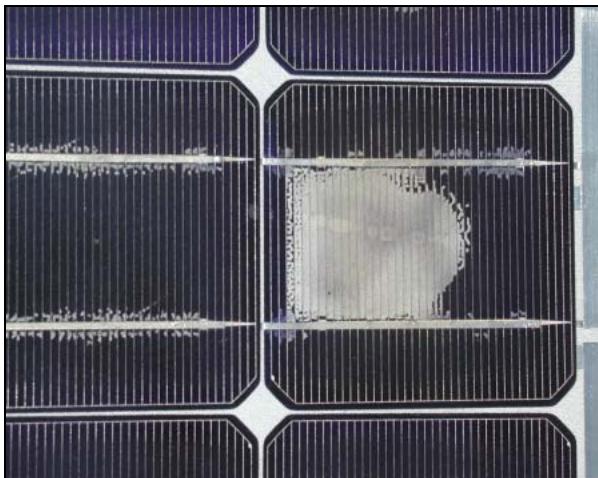


Bild 4-11: Starke Delaminationen an den Anschlussboxen.

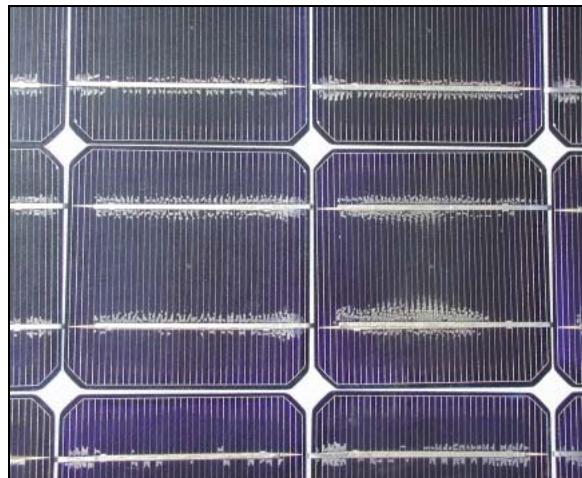


Bild 4-12: Delaminationen neben den Kontaktierungen.

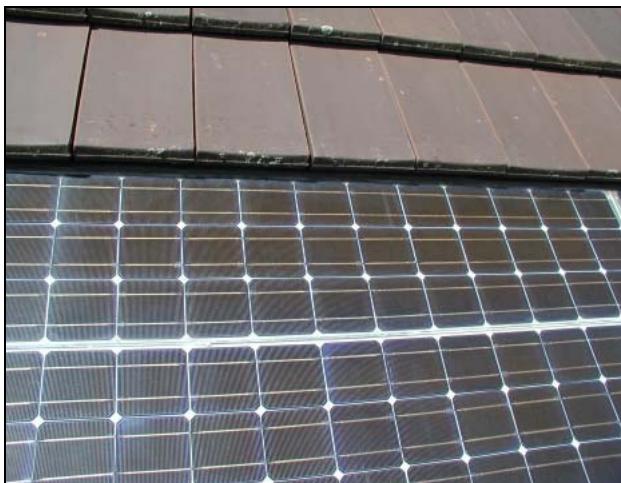


Bild 4-13: Browningeffekte vorwiegend in der obersten Modulreihe des Strangs 9.

Wie in Bild 4-13 zu erkennen ist, hat sich das Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA) mit der Zeit braun gefärbt. Der sogenannte Browning Effekt tritt in der Regel nur bei Modulen auf, die hohen Sonneneinstrahlungen und hohen Temperaturen ausgesetzt waren. Hier sind ausschliesslich die oberen zwei Modulpartien vom Browning betroffen, die laut Messungen wärmer werden als die unteren Module.

Nachstehend werden die auf STC umgerechneten I-U-Kennlinien einiger auffälliger Stränge, sowie der Gesamtanlage (Bild 4-14) kommentiert.

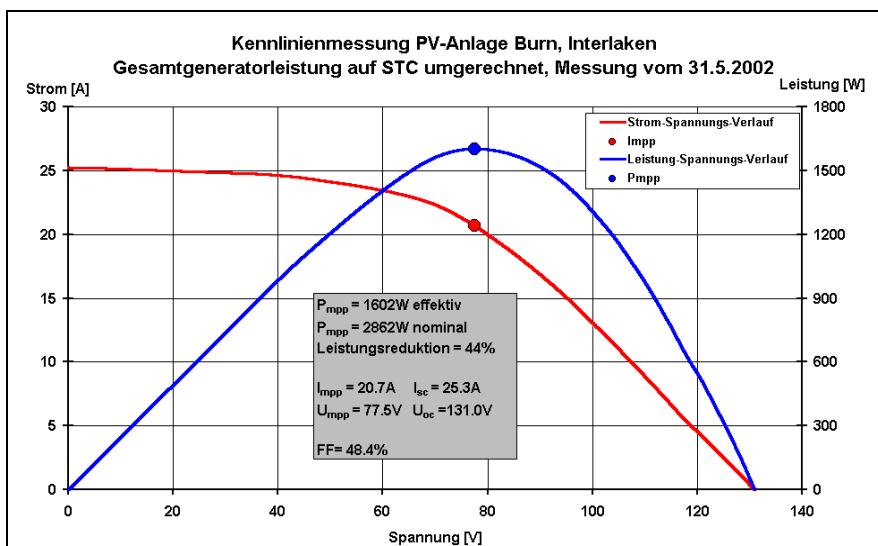


Bild 4-14: Die I-U-Kennlinie des Gesamtgenerators verläuft im oberen Spannungsbe- reich zu flach, was sich in einem geringen Füllfaktor von nur 48,4% ausdrückt.

Die Leerlaufspannung U_{oc} des Gesamtgenerators entspricht mit 131 Volt exakt den Angaben aus dem Herstellerdatenblatt der Module ($6 \times 21,8$ Volt = 130,8 Volt). Der Kurzschlussstrom I_{sc} hingegen ist mit 25,3A um 14% zu klein ($6 \times 3,21$ A = 29,4A). Da es sich in Bild 4-14 um eine Generatorkennlinie handelt und nicht um eine einzelne Zellenkennlinie, ist die Überlagerung mehrerer Effekte möglich. Zudem werden die Module mit Bypassdioden betrieben.

Durch die Betrachtung der einzelnen Stränge in Tabelle 4-3 sollen Einzeleffekte deutlicher gemacht werden.

Strang	ΔI_{sc} [%]	ΔU_{oc} [%]
1	-11.6	-10.8
2	-15.0	-0.3
3	-15.3	-0.2
4	-12.8	-0.2
5	-13.5	1.2
6	-15.3	-0.5
7	-12.5	-1.5
8	-12.2	-1.0
9	-9.2	0.0

Tabelle 4-3: Abweichungen ($\Delta I_{sc} = I_{sc\text{ Mess}} - I_{sc\text{ STC}}$, $\Delta U_{oc} = U_{oc\text{ Mess}} - U_{oc\text{ STC}}$) von den Nenndaten für Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung in %. Der Kurzschlussstrom jedes Strangs liegt mit -9,2% bis -15,3% deutlich unter dem Nennwert. Bei der Leerlaufspannung besteht kaum eine Abweichung zu den Nennwerten, ausgenommen bei der von Strang 1. Hier könnte ein defektes Modul der Grund sein.

Betrachtet man die Abweichungen der Kurzschlussströme und Leerlaufspannungen der einzelnen Stränge in Tabelle 4-3, ist wie schon bei der I-U-Kennlinie des Gesamtgenerators zu erkennen, dass in den meisten Fällen der Strom grössere Abweichungen (ΔI_{sc}) aufweist.

Das Beispiel der I-U-Kennlinie von Strang 3 in Bild 4-15 zeigt im linken Bereich der Kennlinie deutliche Absätze, was auf das Arbeiten von Bypassdioden im Durchlassbetrieb hinweist. Dieses Verhalten lässt sich mehr oder weniger bei allen Strängen feststellen.

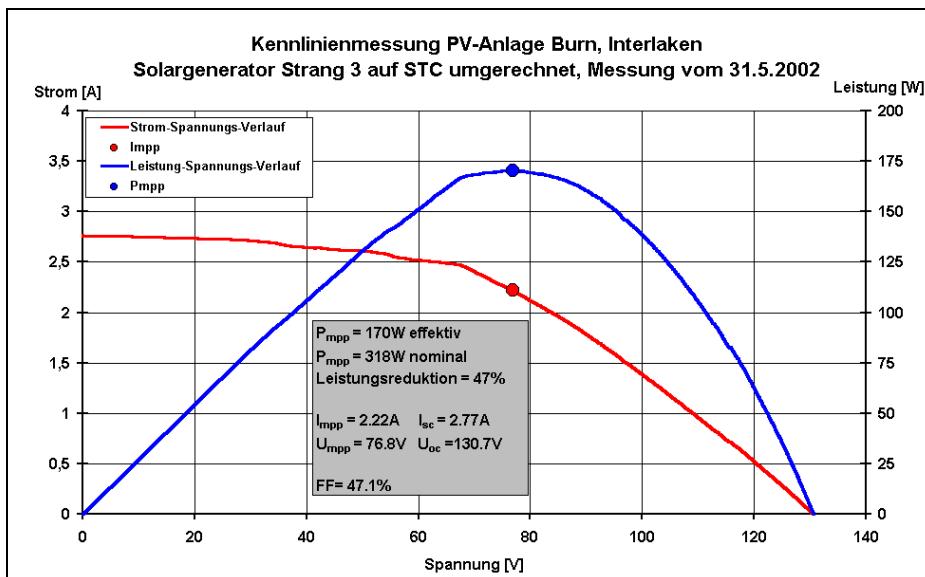


Bild 4-15: I-U-Kennlinie Strang 3 mit Delaminationen, aber kaum mit Browning Effekt.

Der Strang 9 in Bild 4-16 weist insofern eine Besonderheit auf, als dass der Füllfaktor (FF) im Vergleich zu den anderen Strängen noch um einiges niedriger ist. Da der Strang 9 aus den oberen, horizontal angeordneten Modulen besteht, ist vermutlich das Browning eine Ursache für den niedrigen FF. Weiterhin unterliegen einige Zellen einer leichten Beschattung durch die obere Ziegelreihe (siehe auch Bild 4-10 und Bild 4-13).

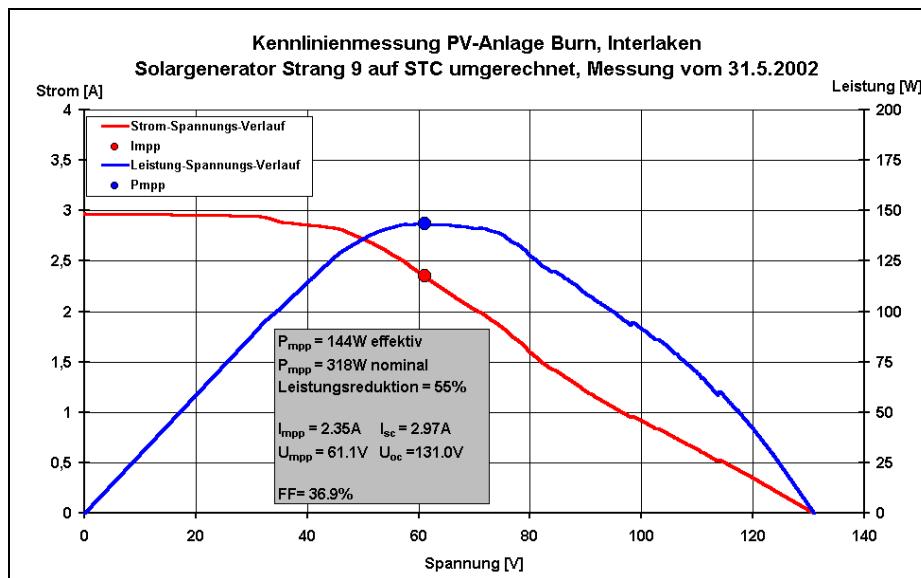


Bild 4-16: I-U-Kennlinie Strang 9 mit Delaminationen und Browning Effekt.

Auch nach Abzug der vom Hersteller angegebenen Leistungsreduktion von 10% nach 10 Jahren, und Berücksichtigung von 3 weiteren Jahren der Degradation, ist eine Leistungsreduktion von 44% eindeutig fehlerhaft.

Da die Anlage vor der Messung gereinigt wurde, können mögliche Transmissionsverluste durch Verschmutzung ausgeschlossen werden. Welche Materialien (z.B. das EVA) für diese Verluste verantwortlich sein könnten, lässt sich ohne eine Laboruntersuchung nicht feststellen.

Auch eine genauere Aussage über die Delaminationsstellen zu machen, ist ohne eine zerstörende Modulprüfung nicht möglich. Die durch die Montageart erhöhte Betriebstemperatur rechtfertigt weder die Delaminationsstellen noch das Browning, da sich die maximalen Modultemperaturen in dieser Klimaregion im Rahmen der Herstellerangaben bewegen.

4.2.2.2 Untersuchung der Degradation bei einzelnen Modulen

Um den Einfluss von Delaminationen noch genauer zu untersuchen, hat die HTA Burgdorf einige Module ihrer alten Testanlage im Labor mit Hilfe des neuen Sonnensimulators gemessen.

Zunächst wurden 4 Module der alten Testanlage der HTA Burgdorf mit den stärksten sichtbaren Delaminationen ausgesucht. Hierbei handelt es sich um Module der Produktionsjahre 1988 und 1990. Sie wurden im Jahre 2000 demontiert, dann im Feld als Strang gemessen und seither im Dunkeln aufbewahrt. Im ersten Halbjahr 2003 wurden diese im neu entwickelten Sonnensimulator der HTA Burgdorf einzeln vermessen. In Tabelle 4-4 werden die untersuchten Module aufgeführt.

Modul	Serienummer	Produktionsjahr	P _{MPP} [W]	I _{MPP} [A]	U _{MPP} [V]	I _{SC} [A]	U _{CO} [V]
Arco Solar	222 806	1988 (Woche 29)	55	3,13	17,6	3,29	21,7
Arco Solar	227 085	1988 (Woche 30)	55	3,13	17,6	3,29	21,7
Arco Solar	227 090	1988 (Woche 30)	55	3,13	17,6	3,29	21,7
Arco Solar	357 321	1990 (Woche 4)	53	3,05	17,4	3,27	21,8

Tabelle 4-4: Herstellerangaben der untersuchten Module mit Delaminationen.

Bei den sichtbaren Alterungserscheinungen handelt es sich um Delaminationen in der Nähe der Leiterbahnen und Helffärbungen der Zellenränder (siehe Bild 4-17).

Modul	Serienummer	P _{MPP} [W]	I _{MPP} [A]	U _{MPP} [V]	I _{SC} [A]	U _{CO} [V]
Arco Solar	222 806	48,5	2,79	17,4	3,08	21,6
Arco Solar	227 085	46,5	2,70	17,2	2,93	21,6
Arco Solar	227 090	46,9	2,69	17,4	2,92	21,7
Arco Solar	357 321	50,0	2,86	17,5	3,18	21,7

Tabelle 4-5: Messresultate der untersuchten Module aus Tabelle 4-4 umgerechnet auf STC. Die Messungen wurden bei einer Einstrahlung von 500W/m² und einer Modultemperatur von 25°C durchgeführt.

Da die effektive Leistung der gemessenen Module zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme nicht bekannt war, lässt sich hier leider nicht bestimmen, wie gross die effektive Leistungsabnahme in den Jahren war. Es kann nur ein Vergleich in Bezug auf die Angaben der nominellen Leistung des Herstellers gemacht werden. Bei den Modulen aus dem Produktionsjahr 1988 betrug die Degradation zwischen -11,8% und -15,5%, diese Werte liegen unter dem vom Hersteller garantieren Minimalwert von -10%. Bei dem Modul aus dem Produktionsjahr 1990 hatte der Hersteller seine nominelle Leistungsangabe mit 53Wp angegeben und somit kann hier nur noch eine Leistungsdifferenz von -5,7% festgestellt werden. Die Messungen zeigen, dass die Delaminationen nicht nur ein optisches Problem darstellen, sondern auch auf die Leistung des Moduls einen Einfluss haben. Die Delaminationen bewirken, ähnlich wie bei verschmutzten Modulen, eine Verschattung der betroffenen Zellen und somit kann der Strom seine ursprünglichen Maximalwerte nicht mehr erreichen (vergleiche Tabelle 4-4 und Tabelle 4-5). Auf die Modul-Spannung haben Delaminationen kaum einen Einfluss.

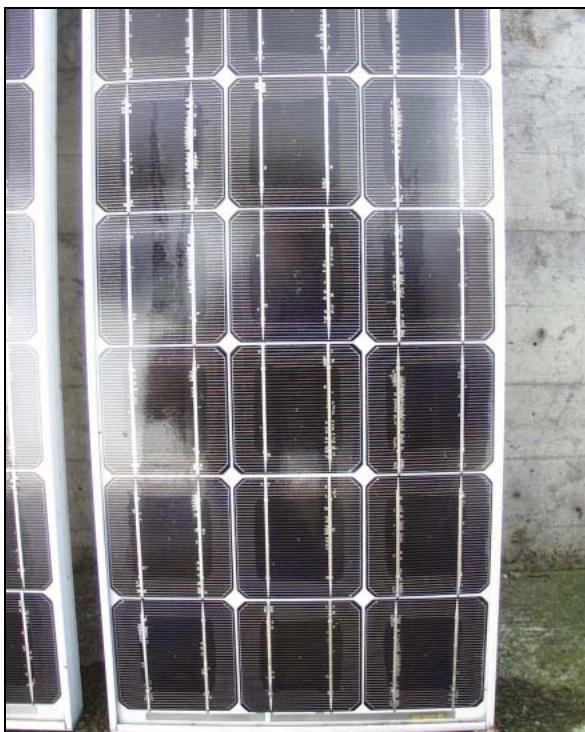


Bild 4-17: Von der HTA Burgdorf untersuchtes Arco Solar – Modul (Seriennummer 222 806). Deutlich zu erkennen die weissen Flecken in der Nähe der Leiterbahnen und die Hellfärbung sämtlicher Zellenränder. Die Delaminationen bewirken die Verschattung des Moduls und damit die Reduktion der möglichen Maximalleistung.

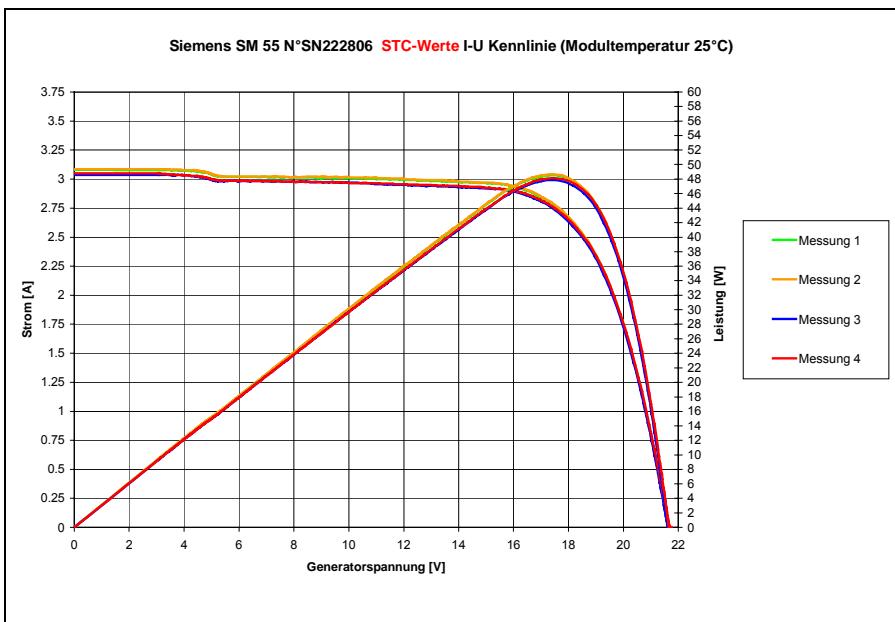


Bild 4-18: Das Arco Solar – Modul (Seriennummer 222 806) im Sonnensimulator 4x gemessen. Leichte Differenzen ergeben sich beim Kurzschlussstrom, da der Referenzstrahlungsmessung je nach Position des Strahlungssensors im Simulator leichte Abweichungen zeigt. Der Kennlinienverlauf mit dem Wendepunkt nach dem Kurzschluss weiss auf eine Verschattung hin, die durch Delaminationen hervorgerufen wird.

Wie bereits erwähnt wurden im August 2000 dieselben Module direkt nach ihrer Demontage vom Dach temporär als Strang zusammen geschlossen und im Feld mit Hilfe des I-U-Kennlinienmessgeräts der HTA Burgdorf gemessen. Als Vergleich wurden noch ganz neue Module des gleichen Typs (Baujahr 2000), die der Sonne noch nicht ausgesetzt wurden, als Strang gemessen.

Bei der Feldmessung der alten Arco Solar Module ergab sich ein vergleichbares Ergebniss, wie bei den Messungen im Sonnensimulator, auch wenn die Resultate für die Strom- und Spannungsmessung leicht höher ausfielen. Die Abweichung von der nominellen Leistungsangabe des Herstellers beträgt nach dieser Messung knapp -12,9%. Die garantierte Minimalleistung der Module wurde somit auch nach diese Messung unterschritten (Vergleiche Tabelle 4-5 und 4-6).

Die effektive Leistung der neuen Module lag mit -5,6% deutlich unter den nominellen Angaben des Herstellers, die garantierete Minimalleistung wurde hier jedoch nicht unterschritten!

Module	I _{sc} [A]	U _{oc} [V]	I _{mpp} [A]	U _{mpp} [V]	P _{mpp} [W]	Δ P _{mpp} [%]	FF [%]
Messung: Alte Arco Solar M55	3,30	89,2	2,834	67,0	189,8	-12,9	64,6
Herstellerangaben: Alte Arco Solar M55	3,29	86,9	3,13	70,4	218		76,3
Messung: Neue Siemens SM55	3,39	89,1	3,073	67,6	207,7	-5,6	68,7
Herstellerangaben: Neue Siemens SM55	3,45	86,8	3,15	69,6	220		73,5

Tabelle 4-6: Messung alter und neuer Module als 4er-Strang im Feld. Die Angabe ΔP_{mpp} gibt die relative Abweichung der Strangleistung der Module zwischen Herstellerangaben und gemessenen Resultaten in % an.

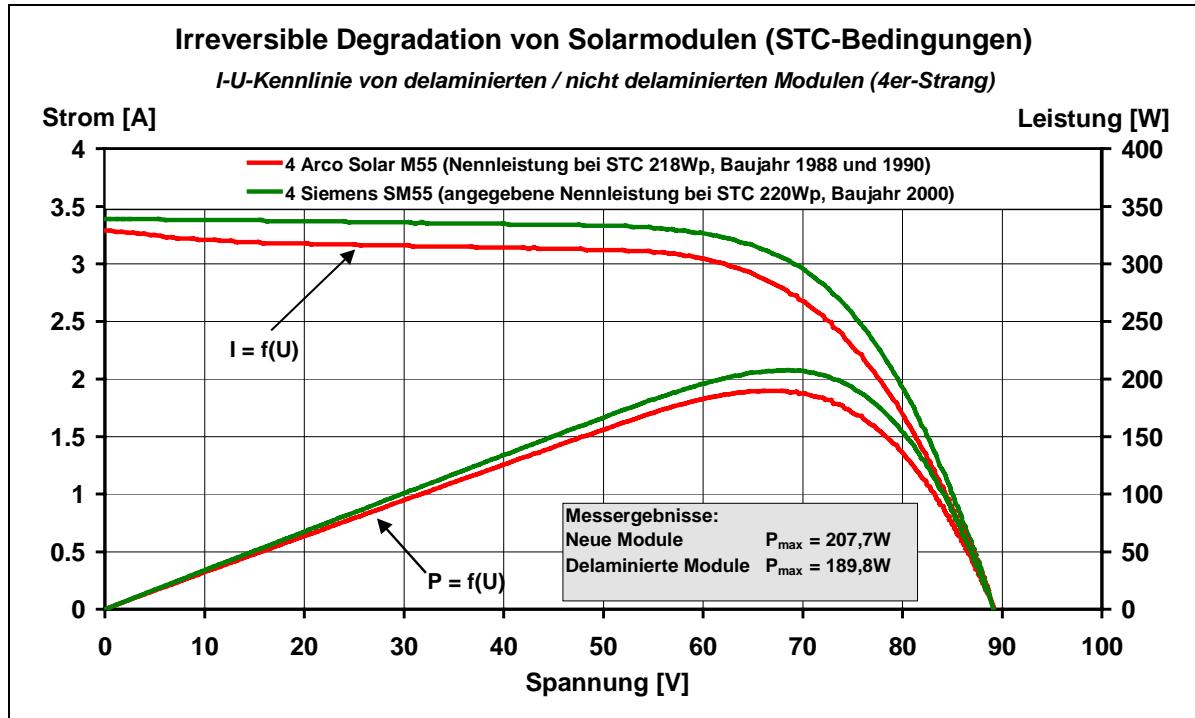


Bild 4-19: Vergleich von alten delaminierten Modulen zu neuen Modulen. Ob die alten Module jemals die gleiche effektive Maximalleistung wie die neuen Module besessen haben, konnte leider nicht geklärt werden.

In Burgdorf wurden in den Jahren 1994 bis 1996 viele PV-Anlagen mit Modulen der Firma Siemens in Betrieb genommen. Bisher konnten an diesen Modulen kaum Delaminationen festgestellt werden. Offensichtlich wurde das Problem in späteren Produktionsjahren erkannt und behoben.

5 Behandlung von PV-Anlagen im Katastrophenfall

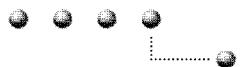
Im November 2002 ereignete sich ein Brand am Gebäude des Alterspflegeheims in Burgdorf. Bei Dacharbeiten mit einem Schweißbrenner gelangte heiße Luft in den Zwischenraum des Sheddachs, auf dem sich auch die PV-Anlage befindet, und dadurch fing die innere Holzverkleidung Feuer. Die Feuerwehr musste bei den Löscharbeiten auf das Sheddach steigen, trat dabei auf einige der Laminatmodule und zerstörte diese dabei (Bild 5-1). Da die mit trafilosen Wechselrichtern (Convert4000) ausgestattet PV-Anlage zuvor nicht ausser Betrieb genommen wurde, erlitt ein Feuerwehrmann einen Stromschlag. Da scheinbar bei solchen Katastrophenfällen weder Feuerwehr noch Anlagebetreiber bzw. Hauswarte wissen, wie PV-Anlagen behandelt werden müssen, hat die HTA Burgdorf ein Merkblatt erstellt. Der Burgdorfer Feuerwehr wurde das Merkblatt ausgehändigt und die verantwortlichen Person informiert. Da die Anzahl der PV-Anlagen in der Schweiz stetig zunimmt, scheint hier ein wachsender Informationsbedarf zu bestehen, um den Personenschutz beim Betrieb von PV-Anlagen weiter zu erhöhen.



Bild 5-1: PV-Anlage Alterspflegeheim, Burgdorf nach gelösctem Brand durch die Feuerwehr. Bei dem Einsatz wurden mehrere Module durch Betreten zerstört. Ein Feuerwehrmann erlitt dabei einen Stromschlag, jedoch glücklicherweise ohne weitere Folgen.

Auf den folgenden zwei Seiten wird das erarbeitete provisorische Merkblatt aufgeführt, das als Vorschlag zur Information für verantwortliche Personen gedacht ist. Der Inhalt wurde nach bestem Wissen und Gewissen auf Grund des momentanen Wissenstandes durch das Photovoltaiklabor der HTI erstellt, jedoch kann keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit übernommen werden und bei Unfällen kann keine Haftung irgendwelcher Art übernommen werden.

Da die Anzahl der Photovoltaikanlagen stetig zunimmt und diese Anlagen wie alle andern Anlagen einem natürlichen Alterungsprozess unterworfen sind, wäre es sinnvoll, im Rahmen eines späteren Projektes dieses Merkblatt mit weiteren an der Sicherheit von elektrischen Anlagen und an der Brandbekämpfung und dem Brandschutz interessierten Stellen zu diskutieren und wenn nötig zu ergänzen.



Provisorisches Merkblatt: Behandlung von Photovoltaik-Anlagen im Katastrophenfall

Ausgangslage

- Photovoltaikanlagen stehen bei Tag immer unter einer nicht abschaltbaren Gleichspannung. Diese ist unter Umständen recht hoch (je nach Anlage 100 V bis gegen 1000 V). Gleichspannungen über 120 V gelten im Prinzip als lebensgefährlich.
- Bei galvanisch getrennten Anlagen (mit Transformator) ist die Gleichstromseite (Solargenerator aus Solarmodulen) in der Nacht spannungslos.
- Trafolose Anlagen arbeiten in der Regel mit hoher Gleichspannung und sind überdies vom Prinzip her mit dem Netz verbunden, so dass das Innere von Modulen ganztags unter Spannung steht. In Burgdorf sind besonders viele Anlagen von diesem Typ vorhanden.
- Trafolose Anlagen sollten im Prinzip durch einen in der Geräteelektronik integrierten Fehlerstromautomaten oder einen extern auf der AC-Seite angebrachten Fehlerstromautomaten so geschützt sein, dass durch die am Solargenerator vorhandene AC-Komponente keine Gefahr eines Stromschlags bei Berührung bestehen sollte.
- Die Module sind bei neueren Anlagen oft in Schutzklasse 2 (doppelte, verstärkte Isolierung) ausgeführt.
- Bei gerahmten Modulen sollte der Metallrahmen in der Regel geerdet sein.
- Im Normalbetrieb sind alle von aussen zugänglichen Teile der Anlage (auch Module) genügend isoliert, so dass sie ohne weiteres an allen Stellen berührt werden können.
- Wegen der Gefahr von Glasbrüchen dürfen die Module in der Regel nicht begangen werden (Ausnahme: Solardachziegel, die vom Hersteller ausdrücklich als begehbar spezifiziert wurden). Es besteht die Gefahr von Einbrüchen und daraus resultierenden mechanischen Verletzungen sowie Beschädigungen der Isolation (und evtl. daraus resultierenden Stromschlägen).
- **Da die Module über eine Vorderseite aus Glas verfügen, ist bei zerbrochenen Modulen die Isolation immer beeinträchtigt.** Dies ist vor allem bei trafolosen Anlagen und Anlagen mit hoher Betriebsspannung ein Problem, wenn die Module feucht sind (Regen, Löschwasser).
- Photovoltaikanlagen sollten sowohl auf der Netzseite (AC-Seite) als auch auf der Gleichstromseite (DC-Seite) über einen Trennschalter verfügen. Kleinere Anlagen mit Modulwechselrichtern sind auf der DC-Seite oft nur mit berührungssicheren Steckverbindern (MC-Steckern) am Wechselrichter ausgerüstet, die kein Lastschaltvermögen haben.
- Von einem Solargenerator gespeiste, leistungsstarke Gleichstromkreise dürfen wegen grosser Lichtbogengefahr nicht unter Last geöffnet werden (Viel grössere Brandgefahr als bei gleichwertigen Wechselstromkreisen)!
- Durch Abdecken von Solargeneratoren kann die Stromstärke und damit die Leistung von Solargeneratoren tagsüber stark reduziert werden (bei Anlagen mit Trafo).
- Heute sind die meisten Anlagen noch als separate Aufbauten auf Dächer oder in Fassaden montiert. Es besteht jedoch ein klarer Trend, Photovoltaikanlagen direkt in die Gebäudehülle zu integrieren (Materialeinsparung, Ästhetik). Neuere Anlagen werden vermehrt als dach- oder fassadenintegrierte Anlagen ausgeführt, bei denen im Katastrophenfall sowohl das Begehen als auch der direkte Zugang zu darunter liegenden Teilen des Gebäudes erschwert ist.

Einteilung der Photovoltaikanlagen nach Gefährdungspotenzial

- Am wenigsten gefährlich sind im Katastrophenfall die Anlagen kleiner Leistung mit kleinen DC-Spannungen bis etwa 120 V (z.B. mit TOP CLASS oder SOLCON-Wechselrichtern). Solche Anlagen sollten immer über einen DC-Hauptschalter mit Lastschaltvermögen verfügen, an dem die Anlage abschaltbar ist.
- Gefährlicher sind Anlagen mit höheren Gleichspannungen mit Zentralwechselrichtern mit galvanischer Trennung (z.B. SolarMax 15, 20, 30 usw.). Solche Anlagen verfügen bei fachgerechter Installation immer über einen DC-Hauptschalter mit Lastschaltvermögen, an dem die Anlage abschaltbar ist.
- Am gefährlichsten sind trafolose Anlagen mit hoher Gleichspannung, bei denen auf der Solargeneratorseite im Innern der Module sowohl eine hohe DC- als auch eine AC-Komponente vorhanden ist (Beispiele: Anlagen mit SolarMax S oder Convert 4000). Bei guten Anlagen ist entweder beim Wechselrichter oder auf dem Dach beim Solargenerator immer ein DC-Lastschalter vorhanden.

Zweckmässiges Verhalten in Katastrophenfällen

Sind in Katastrophenfällen (z.B. bei Bränden, nach Stürmen) Manipulationen oder Begehungungen an den (allenfalls beschädigten) Modulen einer Photovoltaikanlage erforderlich, ist zweckmässigerweise wie folgt vorzugehen:

- Sofern bei grösseren Anlagen (z.B. HTA Burgdorf) vorhanden:
Not-Aus-Schalter betätigen (schaltet DC- und AC-Seite gleichzeitig frei). Am Tag ist jedoch danach die vom Solargenerator erzeugte Leerlaufspannung immer noch vorhanden! Dies ist jedoch erst gefährlich, wenn einerseits im Solargenerator an einer beschädigten Stelle ein Erdschluss besteht und an einer zweiten Stelle, welche unter einer wesentlich höheren Spannung steht, eine Berührung erfolgt.
- Sofern vorhanden: **Abschalten der Gleichstromseite mit DC-Lasttrenner** (je nach Anlage beim Wechselrichter oder in Schaltschrank auf Dach, DC-Leerlaufspannung am Tag nach Abschalten immer noch vorhanden, siehe oben!)
- Falls kein DC-Trennschalter vorhanden oder zugänglich sind, kann auch die **AC-Seite oder der Wechselrichter selbst abgeschaltet werden**. Ein ordnungsgemäss funktionierender Wechselrichter schaltet dann ab, und die Gleichstromseite ist im Leerlauf (Leerlaufspannung am Tag immer noch vorhanden!). Oft ist bei kleinen Wechselrichtern kein separater AC-seitiger Trennschalter vorhanden, es ist zweckmässig, in diesen Fällen den entsprechenden **Leitungsschutzschalter in der Haupt- oder Etagenverteilung auszuschalten** (sollte entsprechend gekennzeichnet sein).
- Bei sogenannten String- oder Strang-Wechselrichtern (relativ klein, Leistung bis etwa 2kW pro Strang) kann ein separater DC-Lasttrenner auch fehlen. Wegen der in solchen Fällen relativ geringen Lichtbogenleistung scheint es vertretbar, **im absoluten Notfall in diesem Fall durch ein entsprechend ausgerüstetes 2-Mann Team (trockene Stiefel und Handschuhe, Gesicht durch Visier geschützt)** in diesem Fall die Trennstecker unmittelbar beim Wechselrichter zu öffnen, **wobei ein Lichtbogen entstehen kann** (ein Mann öffnet den Stecker und trennt die beiden Enden rasch, der zweite Mann löscht den entstehenden Lichtbogen mit einem CO₂-Feuerlöscher).
- Falls der Wechselrichter einen internen Defekt hat (Rauchentwicklung aus Wechselrichter selbst) kann es erforderlich sein, sowohl die DC- als auch die AC-Seite zu trennen.

6 Betriebsverhalten der PV-Anlagen mit Fein-Messsystem

In diesem Kapitel wird das Betriebsverhalten der 9 PV-Anlagen, die mit einem Fein-Messsystem ausgestattet sind, analysiert. Die ausführliche Messdatenauswertung der Anlagen befindet sich im Anhang 1 + 2. Es werden die normierten Jahresstatistiken von 1999 bis August 2003 (Anhang 1) und die normierten Monatsstatistiken von Juli 1999 bis August 2003 (Anhang 2) aufgeführt. Somit wird an die Anhänge des Schlussberichts vom Vorgängerprojekt [5] angeschlossen. Zum allgemeinen Verständnis dieses Kapitels werden die wichtigsten Größen der normierten Darstellung im Nachfolgenden kurz erläutert, in [2] befindet sich die ausführliche Beschreibung darüber.

Symbol	Bezeichnung	Bedeutung / Erklärung / Ursache	Einheit	
Y_r	Strahlungsertrag, Referenzvertrag (Reference Yield)	$Y_r = H_i / G_0$. Y_r entspricht der Zeit, während der die Sonne mit $G_0 = 1\text{ kW/m}^2$ scheinen müsste, um die Energie H_i auf den Solargenerator einzustrahlen.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kW/m}^2}$	[h/d]
L_c	Generatorverluste Feldverluste (Capture Losses)	Temperaturbedingte Verluste L_{CT}: Verluste, weil Zellentemperatur meist > 25°C. Übrige, nicht temperaturbedingte Verluste L_{CM}: <ul style="list-style-type: none"> - Verdrahtung, Strangdioden, kleine Einstrahlung. - Teialschaltung, Verschmutzung, Schneebedeckung, Strahlungsinhomogenitäten, Mismatch. - Maximum-Power-Tracking-Fehler, Nichtabnahme der verfügbaren Generatorleistung wegen Wechselrichterausfällen oder bei vollem Akku (bei Inselanlagen). - Fehler bei Strahlungsmessung. - Bei Pyranometer-Strahlungsmessung: Spektrale Verluste, Glasreflexionsverluste. 	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
Y_a	Generator-Ertrag (Array Yield)	$Y_a = E_A / P_0$. Y_a entspricht der Zeit, während der die Anlage mit Solargenerator-Nennleistung P_0 arbeiten müsste, um die Generator-DC-Energie E_A zu erzeugen	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
L_s	Systemverluste (System Losses)	Wechselrichter-Umwandlungsverluste DC-AC, Speicher-verluste des Akkus bei Inselanlagen.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
Y_f	Endertrag (Final Yield)	$Y_f = E_{nutz} / P_0$. Y_f entspricht der Zeit, während der die Anlage mit Generator-Nennleistung P_0 arbeiten müsste, um die gleiche Nutzenergie E_{nutz} zu produzieren. Bei Netzverbundanlagen ist $E_{nutz} = E_{ac}$.	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
PR	Performanz, Nutzungsziffer, (Performance Ratio)	$PR = Y_f / Y_r$. PR ist das Verhältnis zwischen der effektiv genutzten Energie E_{nutz} zur Energie, die eine verlustlose, ideale PV-Anlage mit Solargeneratortemperatur 25°C bei gleicher Einstrahlung produziert.		[1]
$Y_r \xrightarrow{-L_c} Y_a \xrightarrow{-L_s} Y_f$ $Y_r \xrightarrow{-L_{CT}} Y_T \xrightarrow{-L_{CM}} Y_a \xrightarrow{-L_s} Y_f$				

Tabelle 6-1: Übersicht über Definition und Bedeutung der normierten Erträge und Verluste bei Photovoltaikanlagen. Bei der Angabe der Einheiten wurde angenommen, dass für längere Bezugspérioden Tages-Durchschnittswerte angegeben werden.

Ferner können noch weitere Verhältnisse definiert werden:

Temperatur-Korrekturfaktor

$$k_T = Y_T / Y_r$$

Generator-Korrekturfaktor

$$k_G = Y_a / Y_T$$

Wechselrichter-Nutzungsgrad

$$n_I = Y_f / Y_a$$

(bei netzgekoppelten Anlagen!)

6.1 Jungfraujoch

Ort:	Hochalpine Forschungsstation, 3801 Jungfraujoch; 3454 m.ü.M.
Inbetriebnahme:	27.10.1993
Solargenerator:	
Module:	Siemens M75 (24 Stück)
Feldleistung:	1152 Wp (nom.) / 1130Wp (eff.)
Bruttofläche:	9,65 m ²
Wechselrichter:	Neigung: 90° (Fassade) Ausrichtung: 12° / 27° West
	vom 29.10.93 bis 16.07.96 seit 16.07.96
Messgrößen:	
<ul style="list-style-type: none">• Sonneneinstrahlung in beide Modulebenen (2 beheizte Pyranometer und 2 Referenzzellen)• Umgebungstemperatur und Modultemperatur• Gleichströme (Ströme der beiden Arrays West und Ost werden separat gemessen)• Gleichspannung• Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung• Netzspannung	



Bild 6-1: Ansicht des gesamten Solargenerators der PV-Anlage an der hochalpinen Forschungsstation Jungfraujoch (3454 m.ü.M.).



Bild 6-2: Ansicht des West-Solargenerators mit dem Restaurant Jungfraujoch im Hintergrund.

Im Oktober 2003 wird das 10-jährige Bestehen der PV-Anlage Jungfraujoch gefeiert. Seit der Inbetriebnahme funktioniert die Anlage störungsfrei und das mit einem auch heute noch weit überdurchschnittlichen Energieertrag. Die Energieproduktion lag in den bisherigen Betriebsjahren zwischen 1272 kWh/kWp und 1504 kWh/kWp (siehe Tabelle 6-2), das entspricht einem zwischen 59% und 88% höheren Energieertrag als dem schweizerischen Mittelwert von 800 kWh/kWp [19].

Betriebsjahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Energieproduktion in kWh/kWp	1272	1404	1454	1504	1452	1330	1372	1325	1400
Temperatur-Korrekturfaktor k_T [%]	102,2	101,2	101,0	100,5	101,4	101,3	101,2	101,4	101,1
Generator-Korrekturfaktor k_G [%]	88,3	88,8	89,2	88,9	90,2	87,6	87,4	81,5	87,6
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_l [%]	89,6	89,9	90,6	91,8	91,8	91,6	91,7	91,5	91,7
Performance Ratio [%]	80,9	80,7	81,6	82,0	84,0	81,3	81,0	75,7	81,2

Tabelle 6-2: Messdatenauswertung der Anlage Jungfraujoch in den Betriebsjahren 1994 bis 2002 (Referenz-Strahlungsmessung: Pyranometer), Energieerträge normiert auf effektive Solargenerator-Spitzenleistung von 1,13 kWp.

Das Ertragsprofil der Anlage ist vergleichsweise flach (siehe Bild 6-3). Der Winterenergieanteil (Mittelwert 46,2%, Minimum 45%, Maximum 48%) ist sehr hoch und passt sehr gut in das Lastprofil der Stromversorger. In den Winter- und Frühjahrsmonaten nimmt die Streuung der Erträge Y_f zu, da dann der Solargenerator unterschiedlich stark von Schneeanansammlungen vor dem Gebäude temporär verschattet wird. Die starke Streuung von Y_f in den Monaten September und Oktober ist durch die temporäre Verschattung des Solargenerators, aufgrund von Fassadenarbeiten, über 3 Jahre zu erklären.

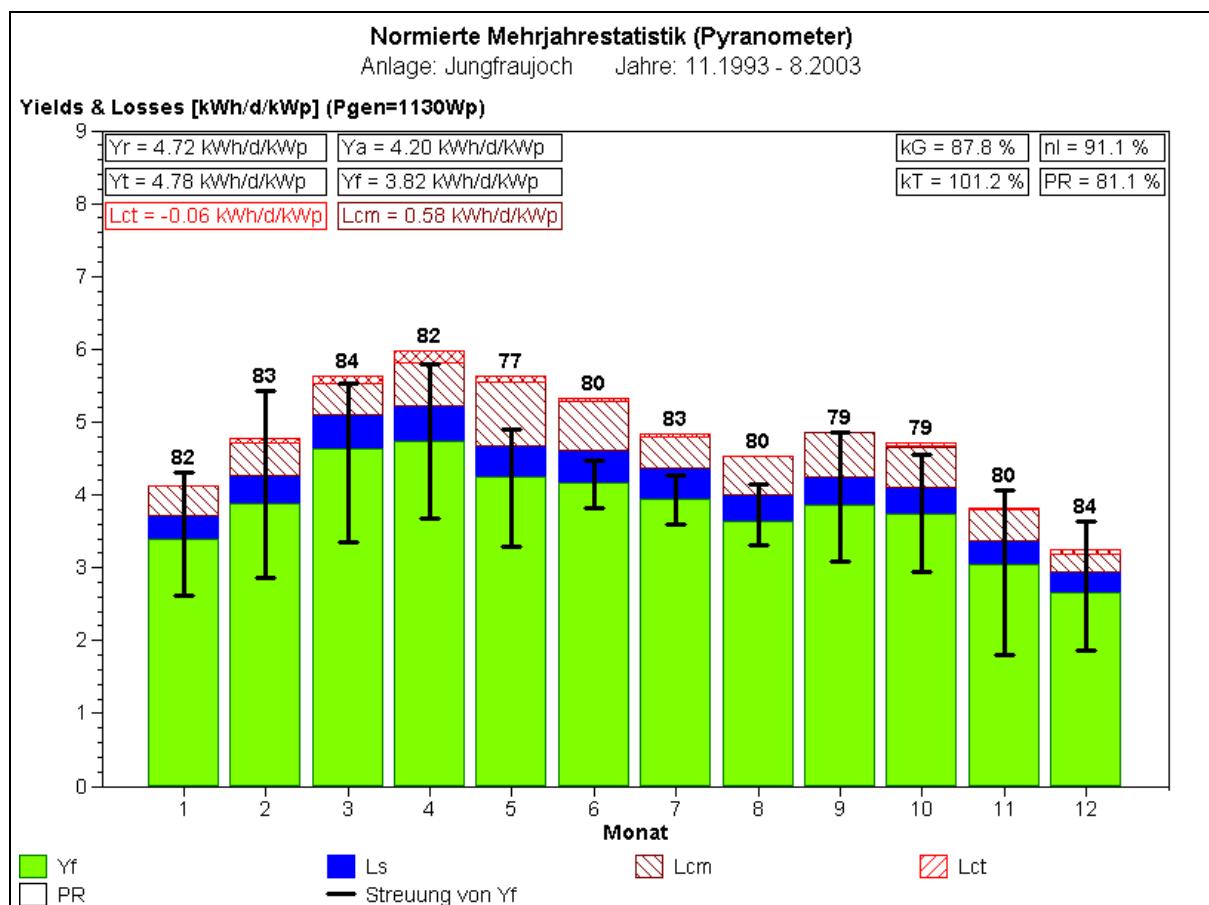


Bild 6-3: Normierte Mehrjahresstatistik von November 1993 bis August 2003 der PV-Anlage Jungfraujoch.

Es hätten noch höhere Energieerträge erreicht werden können, wenn die PV-Anlage in den Jahren 1999, 2000 und 2001 nicht durch Schneeanansammlungen im Frühling und Arbeiten an der Fassade im Herbst verschattet worden wäre.

Vom 28.03.2001 – 27.06.2001 traten die bisher langwierigsten und massivsten Verschattungen des Solargenerators bedingt durch Schneeanansammlungen vor dem Gebäude auf. Über viele Tage wurde kaum noch Energie vom Ost-Solargenerator geliefert. Die Performance Ratio PR sank dadurch im Monat April um ca. 22%, im Mai um ca. 23% und im Juni um ca. 16%. Hochgerechnet hatte dies eine Ertragseinbusse von ca. 120 kWh zur Folge. Insgesamt fiel dadurch im Jahre 2001 der Generator-Korrekturfaktor ($k_G = 81,5\%$) und somit auch die Performance Ratio ($PR = 75,7\%$) so niedrig wie nie zuvor aus (siehe Tabelle 6-2). Beim Bau von alpinen PV-Anlagen ist dem Abstand zwischen Solargenerator und Boden besondere Beachtung zu schenken.



Bild 6-4: Ost-Generator aufgenommen am 07.05.2001. Die Solarmodule der Anlage Jungfraujoch sind immer horizontal zu Strängen von je 4 Module verschaltet. Bei Verschattung der hinteren Module, liefern die einzelnen Stränge kaum noch Energie.

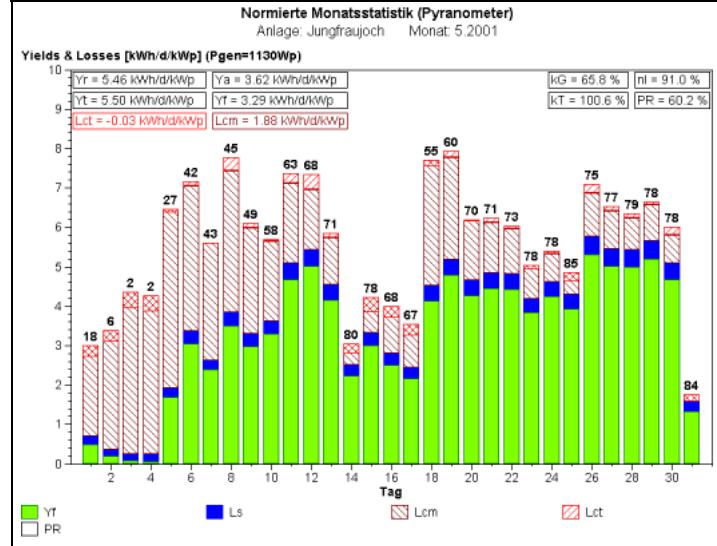


Bild 6-5: In der normierten Monatsstatistik Mai 2001 ist die Verschattung des Solargenerators sehr gut zu erkennen. Am 07.05.2001, an dem Bild 6-4 aufgenommen wurde, erreichte die Anlage nur ein Performance Ratio PR von 43%. Gut zu erkennen, ist auch das langsame Abschmelzen des Schnees im Laufe des Monats, d.h. die Feldverluste L_{cm} sinken und die Performance Ratio PR steigt wieder.

Weitere Verschattungen traten durch Sanierungsarbeiten an der Gebäudefassade auf. Es wurde über folgende Zeiträume ein Montagegerüst aufgestellt:

- 18.09.1999 – 11.10.1999 vor dem Ost-Solargenerator
- 18.08.2000 – 05.09.2000 vor dem West-Solargenerator
- 22.08.2001 – 13.09.2001 vor dem Ost-Solargenerator

Im Rahmen der letzten Sanierungsmassnahme wurde ein Solarmodul beschädigt. Dieses wurde am 19.09.01 ausgetauscht. Im selben Zuge wurde ein weiteres Modul des West-Generators ersetzt, bei dem mehrere Delaminationen an einigen unteren Zellen zum Modulrand hin auftraten. Offenbar war die Modulkante defekt und somit konnte sich der Delaminationsprozess durch Luft- und Feuchteeintritt innert weniger Monate sichtbar fortsetzen.

Alle übrigen Komponenten der Anlage konnten den extremen Witterungsbedingungen auf Jungfraujoch (Windgeschwindigkeiten bis über 250 km/h, heftige Gewitter mit Naheinschlägen und schnelle Temperaturänderungen von Tag-Nacht bis zu 70°C) standhalten. Der Wechselrichter funktionierte störungsfrei.

Nach Abschluss der Fassadensanierungsarbeiten wurde im Jahre 2002 wieder ein höherer Energieertrag erreicht.

Bei der Messtechnik trat im Betriebsjahr 2003 der 1. Defekt auf. Vom 13.02.2003 – 20.02.2003 trat ein Ausfall der DC-Spannungs- und DC-Strommessung auf. Die Ursache war ein defekter DC/DC-Converter, der zur Speisung der Wandler eingesetzt wurde. Die dadurch verloren gegangenen Messdaten konnten mit Hilfe der noch vorhandenen Messgrößen rekonstruiert werden.

6.2 Birg, Mürren

Ort: Mittelstation Birg der Schilthornbahn, 3825 Mürren; 2677 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 21.12.1992

Solargenerator:

Module: Siemens M55 (78 Stück)
Feldleistung: 4134 Wp (nominell)
Bruttofläche: 33,3 m²

Neigung: 90° (Fassade)
Ausrichtung: 5° West

Wechselrichter: Solcon 3400HE vom 21.12.92 bis 25.01.03
ASP TopClass 4000/6 Grid III seit 21.02.03

Messgrössen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- Gleichstrom und Gleichspannung
- Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung
- Netzspannung



Bild 6-6: Der Solargenerator der Anlage Birg. Im Sommerhalbjahr wird der obere Teil des Generators vormittags durch das Dach verschattet.



Bild 6-7: In schneereichen Wintern können die unteren Module und der Feldanschlusskasten durch Schnee bedeckt werden.

Nach Beseitigung anfänglicher betrieblichen Schwierigkeiten in den Jahren 1993 und 1994 (Wechselrichterdefekte, Störung des Betriebsfunks der Schilthornbahn durch den Wechselrichter, längere Abschaltungen des Wechselrichters wegen schlechter Netzverhältnisse) funktionierte die Anlage Birg über 8 Jahre mit einer 100%-igen Zuverlässigkeit und einem überdurchschnittlichen Energieertrag (siehe Tabelle 6-3).

Im Januar 2003 ereignete sich ein weiterer Wechselrichterdefekt. Wegen dem hohen Alter des Geräts und dem eingeschränktem Reparaturservice durch den Hersteller, entschied sich der Anlagenbetreiber, einen neuen Wechselrichter einzusetzen. Der alte Solcon 3400HE wurde daraufhin durch einen neuen ASP Top Class 4000/6 Grid III ersetzt.

Betriebsjahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Energieproduktion in kWh/kWp	573	885	1090	1079	1111	1103	991	1056	1074	1010
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	101,1	101,8	101,4	101,3	100,3	100,4	101,0	100,9	101,4	101,0
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	49,3	78,5	84,6	86,3	84,3	84,6	81,4	83,9	84,7	84,3
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_l in %	89,2	90,5	91,2	90,8	90,7	90,6	90,6	90,5	90,5	90,4
Performance Ratio in %	44,5	72,3	78,2	79,3	76,7	77,0	74,6	76,7	77,7	77,0

Tabelle 6-3: Messdatenauswertung der Anlage Birg in den Betriebsjahren 1993 bis 2002 (Referenz-Strahlungsmessung: Pyranometer).

Abgesehen vom Wechselrichterausfall konnte nur eine geringe ertagsmindernde Alterung der PV-Anlage in den letzten 8 Betriebsjahren festgestellt werden (siehe auch Kap. 3.3). Der Generator-Korrekturfaktor k_G und die Performance Ratio PR waren in den letzten Jahren relativ konstant. Nur im Jahre 1999 sank der Energieertrag deutlicher, da im Winter 1998/99 grosse Mengen Schnee den Solargenerator über einen langen Zeitraum verschatteten. Dies ist auch an dem relativ niedrigen Generator-Korrekturfaktor $k_G = 81,4\%$. und dem niedrigen Performance Ratio PR = 74,6% in dem Jahr zu erkennen.

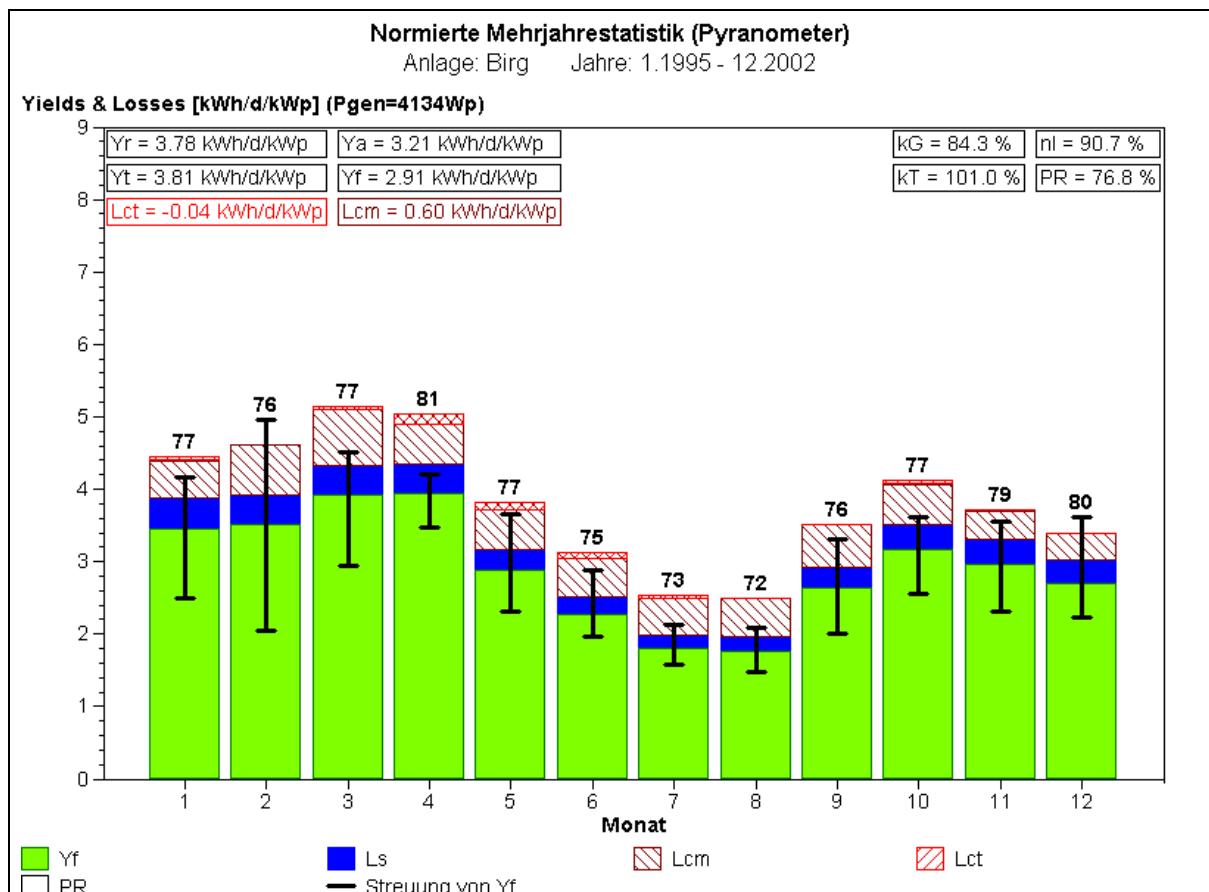


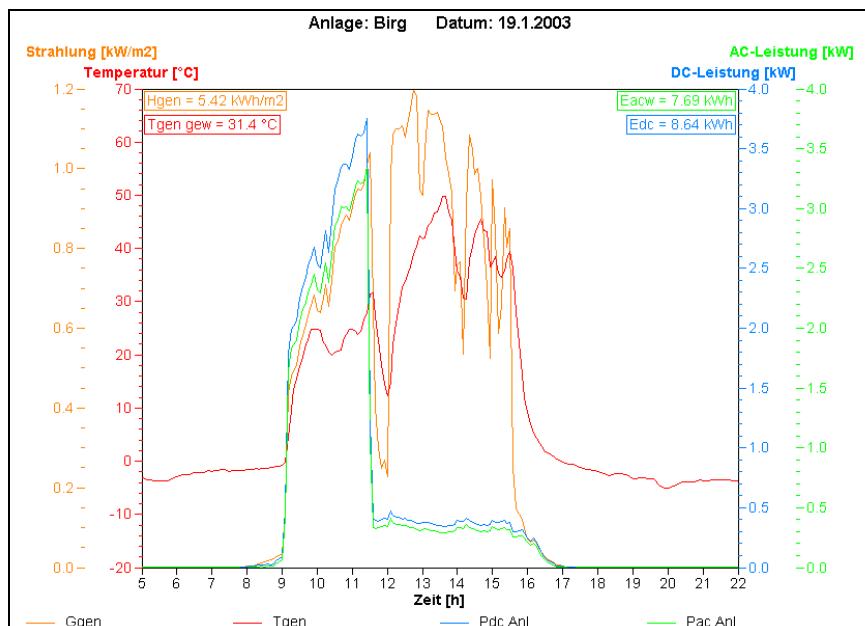
Bild 6-8: Normierte Mehrjahresstatistik von 8 Betriebsjahren ohne Wechselrichterausfällen. Die Schneeansammlungen, die hauptsächlich in den Monaten Januar bis März auftraten, erhöhen in dieser Jahreszeit die Streuung von Yf.

Abgesehen von den zeitweiligen Verschattungen des Solargenerators durch Schnee im Winter und überhängender Dachkante im Sommer ist die Funktion der Anlage sehr gut. Die früher häufigen, kurzen Abschaltungen des Wechselrichters Solcon 3400HE bei Anlauf der Luftseilbahn-Motoren hatten einen nur geringen Einfluss auf den Energieertrag der Anlage.

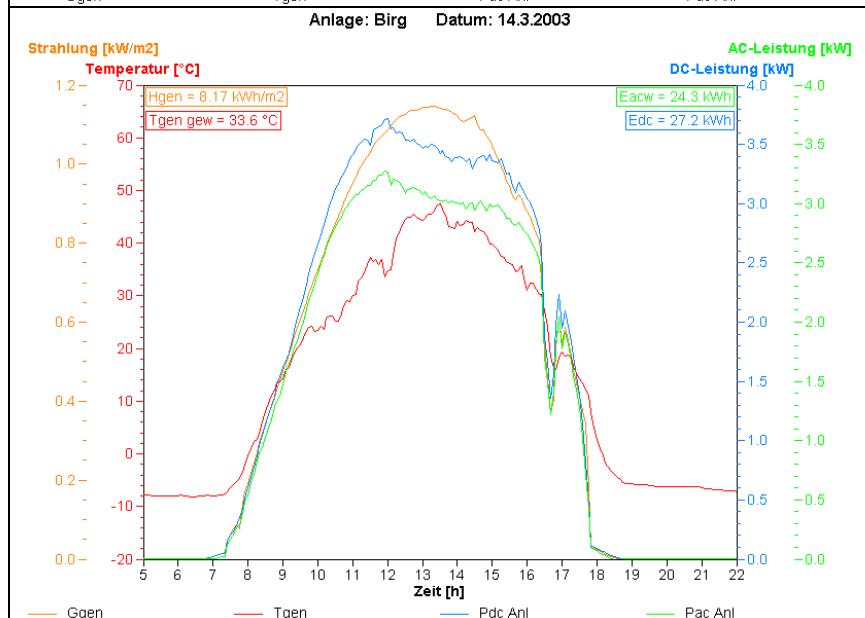
In den nicht von Wechselrichterausfällen betroffenen Jahren 1995 – 2002 betrug der Winterenergieanteil im Mittel 56,2% bedingt durch die Fassadenmontage ($\beta = 90^\circ$) und die fehlenden Schneereflektionen im Sommer. Die Messungen haben gezeigt, dass sporadische Schneefälle in den Sommermonaten den Energieertrag, bedingt durch die dann vorhandenen Schneereflexionen, jeweils temporär deutlich ansteigen lassen. D.h. Anlagenstandorte bei denen sich ganzjährig Schnee vor dem Solargenerator befindet (wie z.B. bei der Anlage Jungfraujoch), wirken sich sehr positiv auf die Energieproduktion aus.

Am 19. Januar 2003 hatte der Wechselrichter Solcon 3400HE einen Defekt. Danach funktionierte das Gerät nur noch im sogenannten „Schleichbetrieb“ bei Leistungen < 500W (Bild 6-9). Das Gerät wurde daraufhin am 21. Februar 2003 durch einen neuen ASP Top Class 4000/6 Grid III ersetzt.

Der Solargenerator ist mit 4134Wp eigentlich etwas zu gross für den neuen Wechselrichter. Die vom Hersteller empfohlene maximale DC-Eingangsleistung beträgt 4000W und die maximale AC-Ausgangsleistung wurde mit 3500W angegeben. An Schönwettertagen im Winter begrenzt der neue Wechselrichter jedoch schon bei einer maximalen DC-Eingangsleistung von 3,7kW und regelt dann aus dem MPP heraus (Bild 6-10). Die Firma ASP will mit einer stärkeren Kühlung (Einsatz eines Ventilators) versuchen, die maximale DC-Eingangsleistung weiter zu erhöhen.

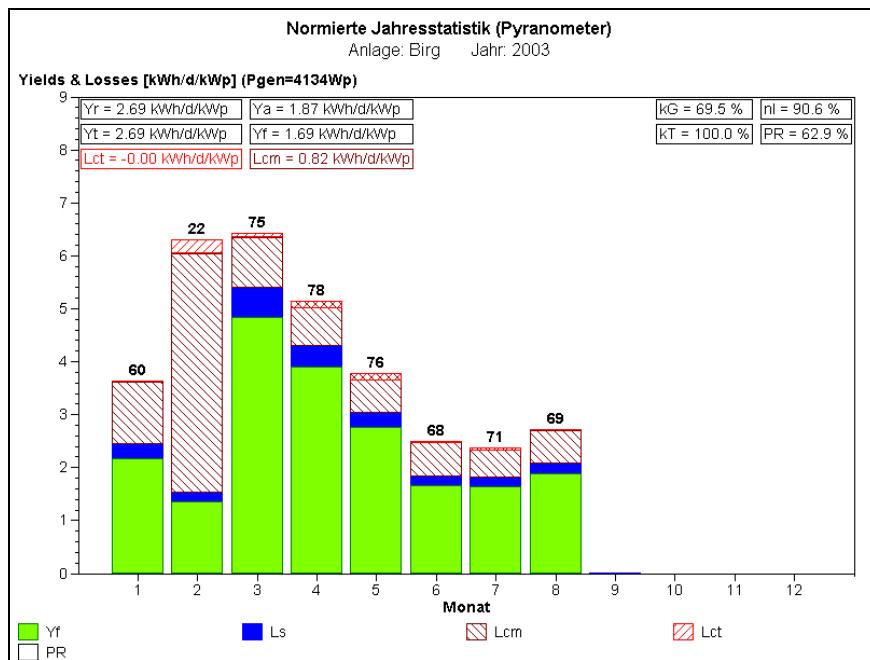

Bild 6-9:

Am 19.01.2003 ereignete sich nach über 8 schadensfreien Betriebsjahren ein Defekt des Wechselrichters. Ab 11:30 Uhr funktionierte der Wechselrichter nur noch im „Schleichbetrieb“.

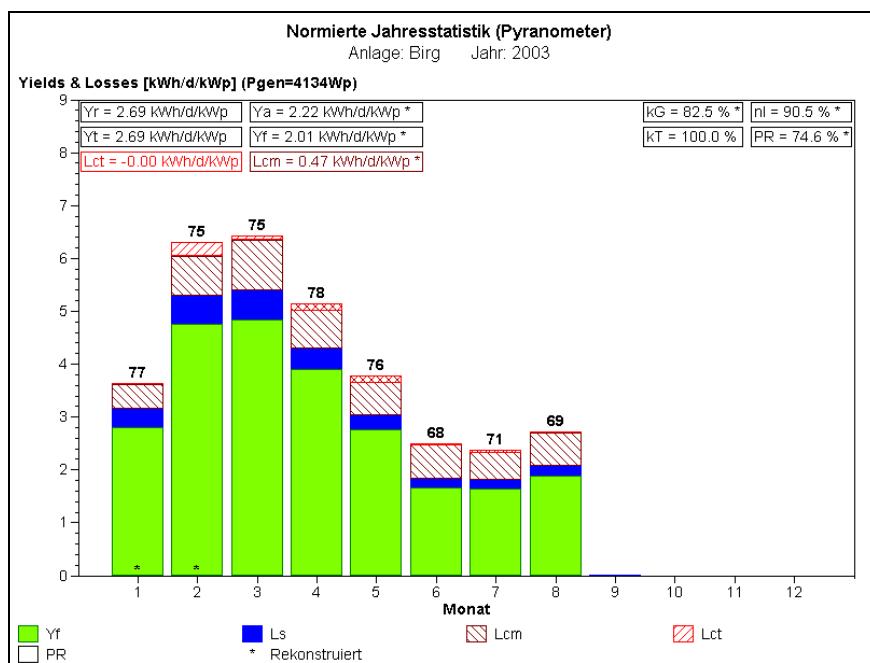

Bild 6-10:

An Schönwettertagen im Winter begrenzt der neue Wechselrichter ASP Top Class 4000/6 Grid III ab 3,7kW die DC-Leistung. Der Hersteller gibt jedoch eine maximale DC-Eingangsleistung von 4kW an.

Die durch den Wechselrichterausfall verlorengegangene Energie lässt sich mit Hilfe der neuen Auswertesoftware PVGraf2000 der HTA Burgdorf hochrechnen (weitere Informationen hierzu in Kapitel 8.3). Somit kann relativ schnell und einfach bestimmt werden, was die PV-Anlage an Energie geliefert hätte, wenn kein Unterbruch aufgetreten wäre.


Bild 6-11:

Normierte Jahresstatistik 2003 (Januar – August) mit dem real gemessenen Betrieb der PV-Anlage. Im Januar und besonders Februar sind die hohen Verluste durch den Wechselrichterausfall deutlich erkennbar.


Bild 6-12:

Normierte Jahresstatistik 2003 (Januar – August) mit Hochrechnung der Energieverluste. Nach der Hochrechnung besitzen die Erträge und Verluste wieder typische Werte für diese Jahreszeit. Die Monate Januar und Februar und sämtliche von der Rekonstruktion betroffene Messresultate in den Legenden sind mit einem (*) gekennzeichnet.

Die PV-Anlage Birg hatte durch den Wechselrichterdefekt im Januar 2003 einen Energieverlust von 81kWh und im Februar 2003 von 394kWh. Je nach Zeitpunkt und Dauer kann ein Ausfall, wie leider in diesem Fall, einen hohen Energieverlust zur Folge haben.

6.3 Mont Soleil

Ort:	Mont Soleil, 2610 Mont Soleil; 1270 m.ü.M.
Inbetriebnahme:	19.02.1992
Solargenerator:	
Module:	Siemens M55 (10464 Stück)
Feldleistung:	554,592 kWp (nom.)
Bruttofläche:	4464,88 m ²
	Neigung: 50°
	Ausrichtung: 20° / 35° Ost
Wechselrichter:	ABB, 500kW Ausgangsleistung Einspeisung 16kV-Mittelspannungsebene
Messgrößen:	
• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer CM21 (beheizt)	
• Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Pyranometer CM11 (beheizt)	
• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Referenzzelle M1R	
• Solarzellentemperatur des Referenzmoduls M1R	
• Umgebungstemperatur PT100	
• Gleichspannung	
• Gleichstrom (gesamt)	
• Eigenverbrauch des Wechselrichters	
• ins Netz eingespeiste Wirkleistung	
• Netzspannung	



Bild 6-13: Ansicht der PV-Anlage Mont Soleil.

Ein wichtiges Ziel im LZPV2-Projekt war die Inbetriebnahme einer Messeinrichtung zur Langzeitüberwachung der PV-Anlage Mont Soleil. Dafür wurde ein präzises Feinmesssystem aufgebaut. Die Messsignale werden dabei im 2s-Takt von einem Datalogger Cambell CR10X erfasst und alle 5 Minuten als Mittelwert abgespeichert. Die Übertragung der Daten und die Auswertung erfolgt täglich. Die Referenz-Strahlungsmessung wird trotz der grossen Generatorfläche nur an einem Standort und zwar direkt hinter dem Solargeneratorfeld durchgeführt. Zudem wird ausschliesslich der Gesamt-Gleichstrom des Solargenerators und nicht die Ströme der einzelnen 11 Teilstufen gemessen. Die Messeinrichtung liefert in dieser Ausführung die gewünschten Informationen über das Betriebsverhalten der PV-Anlage und zudem konnten die Kosten relativ niedrig gehalten werden. Das Messsystem ist seit dem 01.06.2001 in Betrieb.

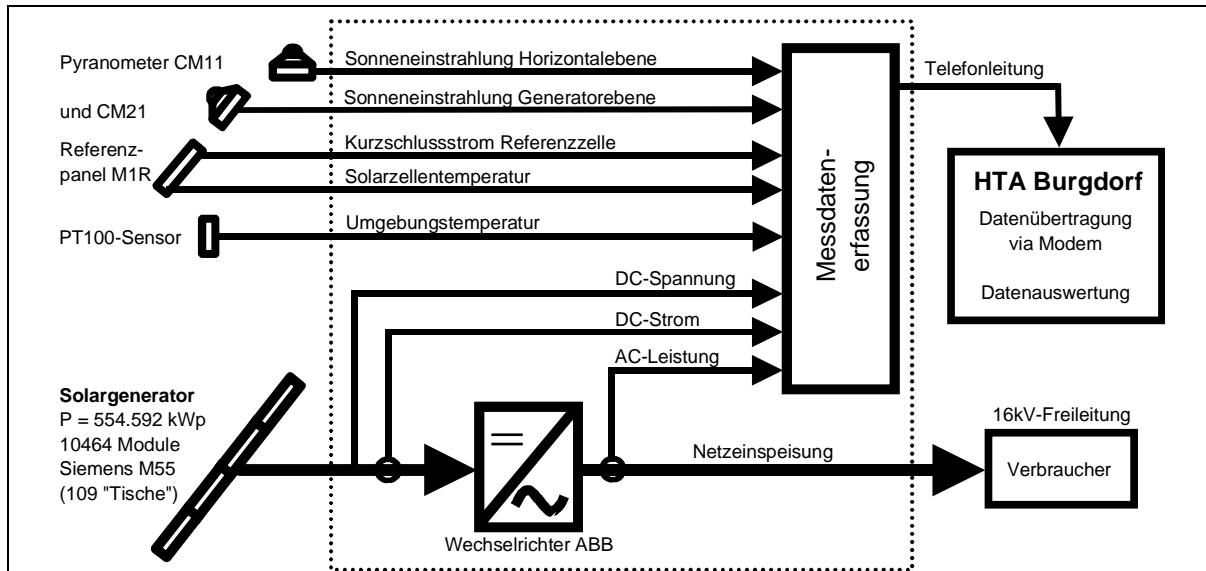


Bild 6-14: Schema des Messsystems der PV-Anlage Mont Soleil. Von den 110 Modul-„Tischen“ mit je 96 Modulen sind z.Z. 109 an den grossen ABB-Wechselrichter angeschlossen. Die übrigen Module werden mit Kleinwechselrichtern betrieben und nicht messtechnisch erfasst.



Bild 6-15:
Referenz-Meteostation der HTA Burgdorf. Erfassung der Einstrahlung in Generatorebene mit Pyranometer und Referenzzelle. Messung der Horizontalstrahlung mit Pyranometer, Erfassung der Modultemperatur mit Referenzzelle und Messung der Umgebungstemperatur.

Die Zuverlässigkeit und damit der Energieertrag der Anlage Mont Soleil konnte seit Beginn der Messungen der HTA Burgdorf im Juni 2001 wieder deutlich gesteigert werden. In Bild 6-16 ist die vergleichsweise niedrige Energieproduktion zwischen Ende 1999 und Mitte 2001 zu erkennen, wo keine Messdatenüberwachung stattfand. Ein zuverlässiges Monitoring erlaubt eine schnelle Fehlerdetektion und somit die schnelle Behebung von Ausfällen!

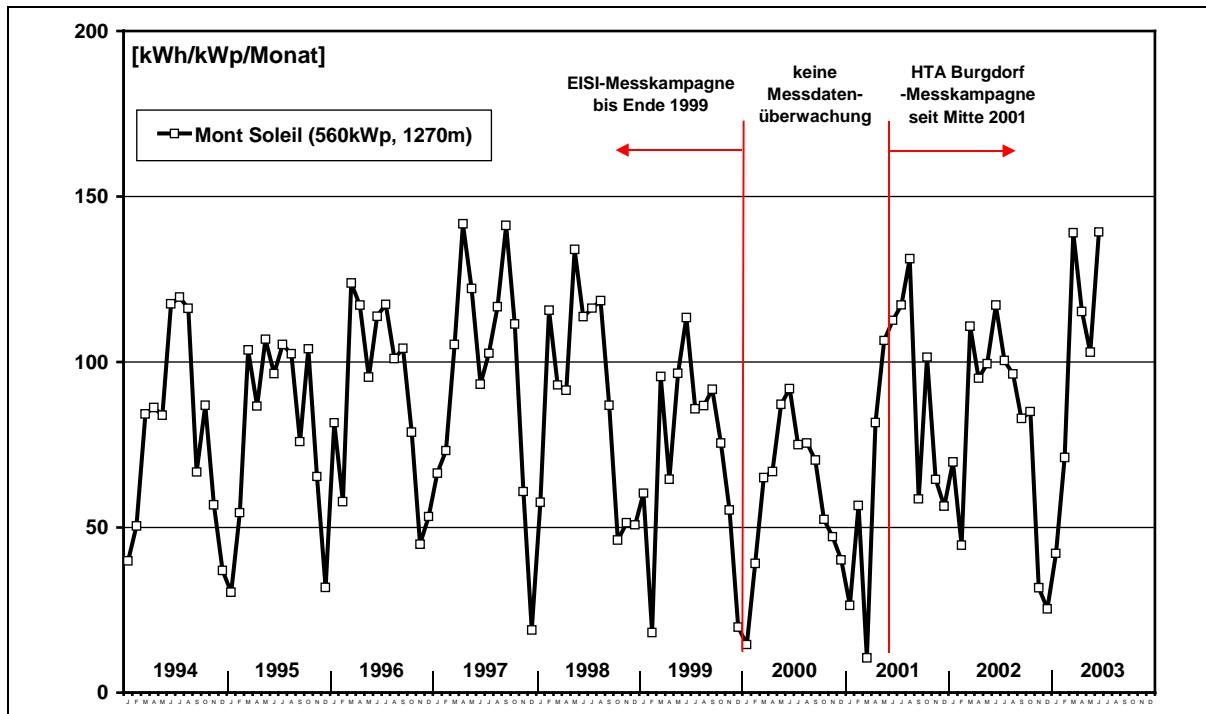


Bild 6-16: Monatliche Energieproduktion der PV-Anlage Mont Soleil in kWh/kWp.

Die PV-Anlage erzielte in den letzten 2 Jahren gute Resultate. So betrug in der Zeit von Juni 2001 bis August 2003 der gemittelte Energieertrag $Y_f = 2,88 \text{ kWh/d/kWp}$ oder 1051 kWh/kWp (Bild 6-17). Dieser Wert liegt mit 31% deutlich über dem schweizerischen Mittelwert von z.Z. 800 kWh/kWp . Auch liegt dieser über dem langjährigen Mittelwert der Anlage Mont Soleil von 1993 – 2001 mit 970 kWh/kWp . Der Winterenergieanteil beträgt gut 39% und ist somit deutlich höher als der von Mittelland-Anlagen (ca. 30%), aber auch niedriger als der von hochalpinen Anlagen (ca. 45%-58%).

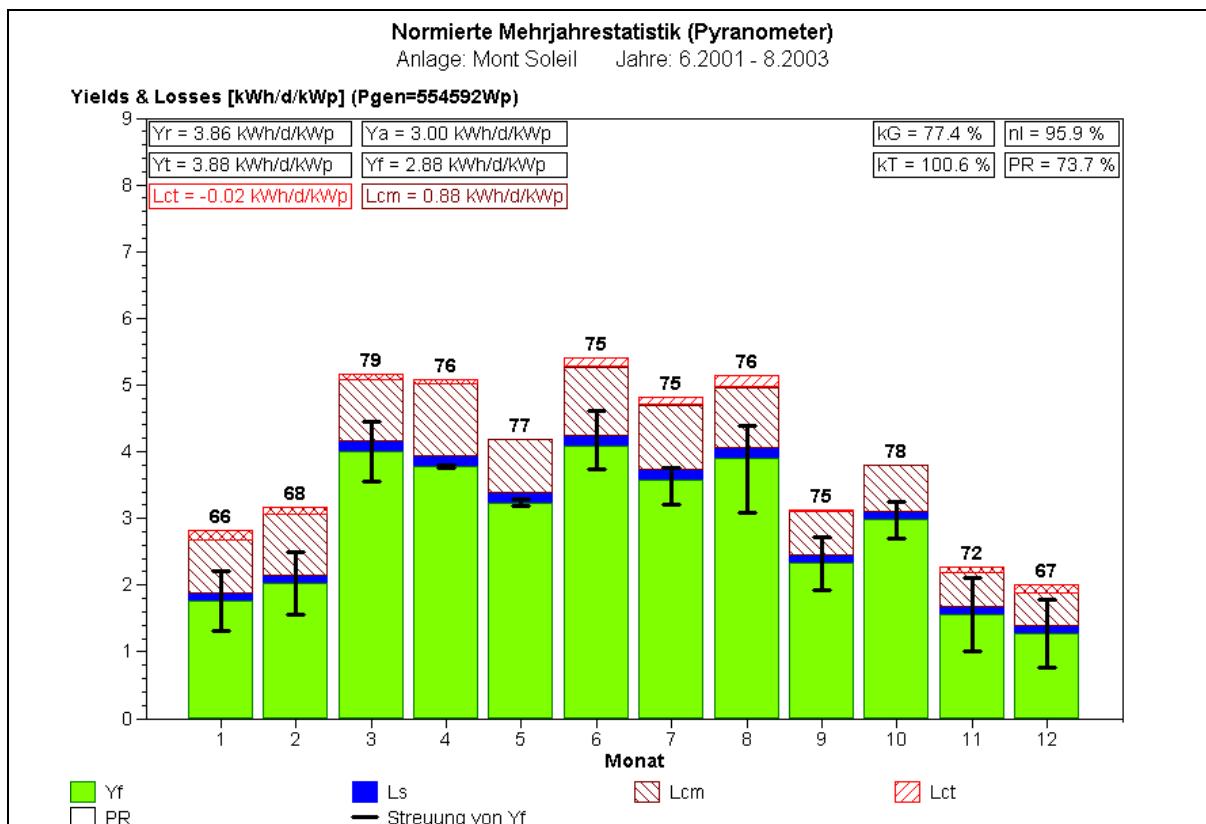


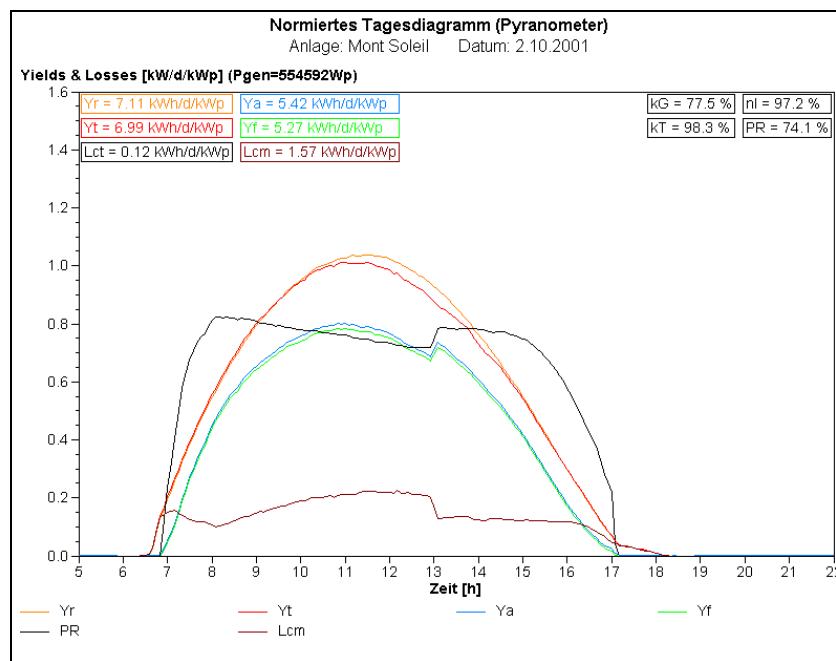
Bild 6-17: Normierte Mehrjahresstatistik über die ersten 27 Monate erfasst mit dem neuen Messsystem der HTA Burgdorf. Der Winterenergieanteil in dieser Zeit betrug 39,4%.

Die Performance Ratio PR betrug seit Beginn der Messungen 62,1% – 79,7%. Der minimale Wert mit 62,1% ist durch den sehr schneereichen Januar 2003 zu erklären, wo längere Verschattungen durch Schnee auftraten. Der maximale Wert mit 79,7% wird im Allgemeinen nur noch von hochalpinen PV-Anlagen übertroffen (siehe z.B. PV-Anlage Jungfraujoch, Kap. 6.1). An tiefer gelegenen Anlagenstandorten (z.B. im Mittelland) erreichen ausschliesslich die besten PV-Anlagen ähnliche Werte.

Die Gründe für das gute Betriebsverhalten liegen zum einen bei dem sehr hohen Wechselrichter-Umwandlungswirkungsgrad von 89,7% – 96,8%. Der grosse 500kW-ABB-Wechselrichter wandelt die Energie sehr effizient um. Zum anderen ist bedingt durch die relativ niedrige Außentemperatur (Anlagenstandort 1'270m.ü.M.) der Temperatur-Korrekturfaktor k_T für die Module mit bisher 96,4% – 108,6% vergleichsweise hoch. Der Generator-Korrekturfaktor k_G bewegt sich mit 61,6% – 82,2% dagegen eher in einem typischen Bereich.

Eine weitere Steigerung des Energieertrags wäre bei dieser PV-Anlage möglich, da bis heute immer noch sporadische, kurzzeitige Betriebsausfälle auftreten, die Energieverluste zur Folge haben.

Mit dem Messsystem wurden immer wieder Ausfälle von den 11 Teilstücken des Solargenerators, durch Auslösen von einem oder mehreren QDC-Schaltern, detektiert (Bild 6-18). Diese traten nicht nur bei gewünschten Schutz gegen Überspannungen auf, sondern auch im ungestörten Betrieb. Diese Art der Ausfälle traten seit Beginn der neuen Messungen 7x auf. Als weiteres Problem ist dann teilweise ein Wiedereinschalten der Schalter nur schwer oder nicht möglich. Es sollte in Erwägung gezogen werden, die alten QDC-Schalter durch neue und technisch weiterentwickelte Komponenten zu ersetzen, um eine Verbesserung der Zuverlässigkeit zu erzielen. Des Weiteren musste während der 2-jährigen Messperiode 15x der Wechselrichter manuell gestartet werden, da dieser nicht automatisch in den Betriebszustand wechselte oder das Gerät ungewollt abschaltete.


Bild 6-18:

Überwachung von Teilausfällen bei der PV-Anlage. Wiedereinschaltung eines der 11 Teilstücke des Solar-Generators Mont Soleil. Am 02.10.01 war bis um 13:00 Uhr ein Q_{DC}-Schalter von einem Teilstück ausgelöst, d.h. bis zu dem Zeitpunkt wurde ein Elftel weniger Energie von der PV-Anlage produziert. Deshalb sind in dieser Zeit die Feldverluste L_{cm} unüblich hoch. Zum Zeitpunkt des Einschaltens steigt im normierten Tagesdiagramm die Performance Ratio PR um ca. 7% an. Die Feldverluste L_{cm} sinken dementsprechend.

Positiv fiel auf, dass der Solargenerator weder nennenswert verschmutzt war, noch dass Delaminationen bei den Modulen festgestellt werden konnten.

Im Rahmen einer Funktionsüberprüfung des Solargenerators im August 2002 konnte vom Leiter der GMS-Forschung, Hr. Dr. R. Minder, ein defektes Modul detektiert und ausgetauscht werden.

Das Messsystem funktionierte fehlerfrei seit Start der Messungen am 01.06.2001. Probleme gab es jedoch mit einem im Pavillon befindlichen Leitungsschutzschalter, über den der Trennwandlerkasten der HTA Burgdorf gespiessen wurde. Der Schalter löste einige Mal ungewollt aus und somit traten kurzzeitige Ausfälle der Anlagen-Messsignale auf. Glücklicherweise konnten diese Messlücken mit Hilfe der BKW Leistungsmessung rekonstruiert werden. Am 04.11.2002 wurde der Schalter nach mehrmaliger Intervention durch die HTA Burgdorf endlich durch einen neuen ersetzt. Seither ist das Problem gänzlich behoben.

Als weiterer Schritt wurde der alte EISI-Messschrank entfernt und durch einen kleineren Klemmenkasten ersetzt. Dieser Klemmenkasten wird zur Aufrechterhaltung der Analoganzeigen am DC-Schrank und zum Abgriff der elektrischen Messsignale für die Messsysteme benötigt. Die HTA Burgdorf nahm zudem die alte EISI-Fernanzeige (Ggen und Pac) am Pavillon wieder in Betrieb.

6.4 Newtech - Dünnschichtzellenanlage

Ort: Firma Disetronic AG, Lochbachstr. 26, 3400 Burgdorf; 550m.ü.M.
Inbetriebnahme: 17.12.2001

Solargenerator: 2844 Wp (nom.) **Neigung:** 30°
Ausrichtung: 0° Süd

Die PV-Anlage besteht aus 3 Teilanlagen :

Anlage Newtech 1: Kupfer-Indium-Diselenid-Zellen (CuInSe₂- oder CIS-Zellen)

24 gerahmte Module Siemens ST 40 (40 Wp), 3 Stränge zu 8 Modulen in Serie,
 STC-Nennleistung $P_{STC-Nenn} = 960 \text{ Wp}$, TK $\approx -0,33\%/\text{K}$. Gemessen: $P_{STC} \approx 1010 \text{ Wp}$.
 Modulfläche: 10,21m²

Anlage Newtech 2: Tandemzellen aus amorphem Si

20 gerahmte Module Solarex MST 43-LV (43 Wp), 2 Stränge zu 10 Modulen in Serie,
 STC-Nennleistung $P_{STC-Nenn} = 860 \text{ Wp}$, TK $\approx -0,22\%/\text{K}$. Gemessen: $P_{STC} \approx 810 \text{ Wp}$.
 Modulfläche: 16,37m²

Anlage Newtech 3: Tripelzellen aus amorphem Si

16 gerahmte Module Uni-Solar US-64 (64 Wp), 2 Stränge zu 8 Modulen in Serie,
 STC-Nennleistung $P_{STC-Nenn} = 1024 \text{ Wp}$, TK $\approx -0,21\%/\text{K}$. Gemessen: $P_{STC} \approx 1000 \text{ Wp}$.
 Modulfläche: 16,20m²

Wechselrichter: Jede der 3 Teilanlagen speist ihre Energie über einen eigenen
 ASP Top Class Spark Wechselrichter (mit Trafo) ins Netz ein.

Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer CM11 (beheizt)
- Solarzellentemperatur der 3 Solargeneratoren mit PT100-Anlegefühler
- Umgebungstemperatur mit PT100
- Netzspannung am Einspeisepunkt einer Phase

Von allen 3 Teilanlagen:

- Gleichstrom und Gleichspannung, daraus berechnete Gleichstromleistung
- ins Netz eingespeiste Wirkleistung

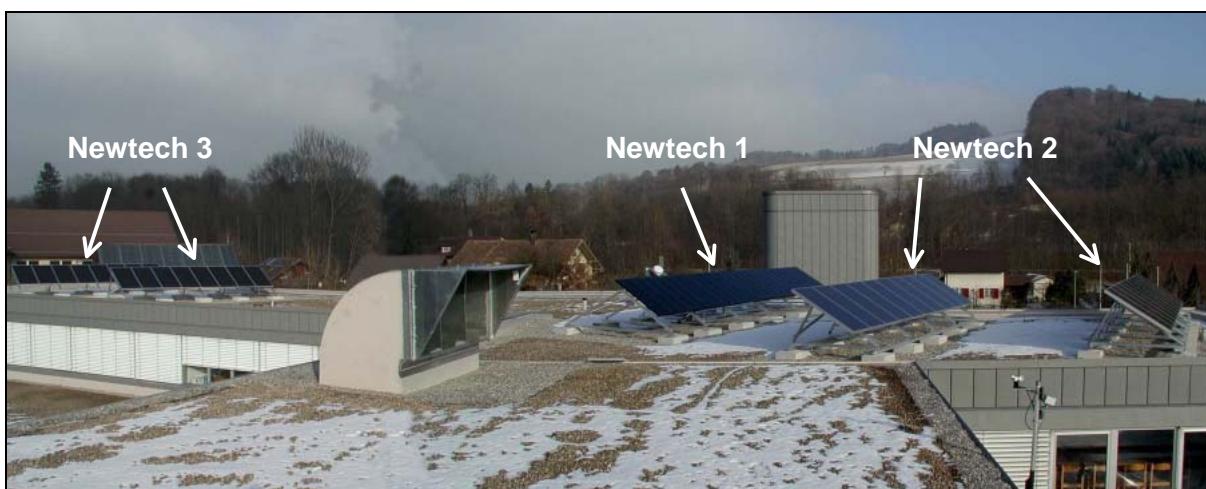


Bild 6-19: Ansicht des Solargenerators mit den 3 Teilanlagen Newtech 1 – 3.

Im Jahre 2001 konnte die HTA Burgdorf in Zusammenarbeit mit der ADEV Burgdorf auf dem Dach eines Gebäudes der Firma Disetronic AG eine Pilotanlage mit drei neuen Dünnschichtzellen-Technologien errichten. Die Module der Anlage sind genau nach Süden orientiert, praktisch nie beschattet und wurden erst unmittelbar vor der Inbetriebnahme montiert. Die Anlage wurde am 17.12.2001 in Betrieb genommen und wird seit dem ersten Betriebstag im LZPV2-Monitoringprojekt von der HTA Burgdorf gemessen. Dadurch sind interessante Vergleiche mit andern Anlagen (mono- und polykristallin) möglich.

Die Gesamtleistung der PV-Anlage beträgt 2844 Wp. Die Modulneigungswinkel betragen $\beta = 30^\circ$ und die Ausrichtung $\gamma = 0^\circ$ (Süd). Die Anlage besteht aus 3 Teilanlagen von je etwa 1 kWp, die ihre Energie je über einen eigenen ASP Top Class Spark Wechselrichter (mit Trafo) ins Netz einspeisen.

Im 2s-Takt werden die auf der vorherigen Seite aufgeführten Messgrößen erfasst. Aus diesen Messungen werden 5-Minuten-Mittelwerte gebildet und abgespeichert. Bei Störungen werden die 2-Sekunden-Messwerte in einem Error-File gespeichert. Die Daten werden täglich automatisch per Modemverbindung via GSM übertragen, gespeichert und zur Auswertung aufbereitet.

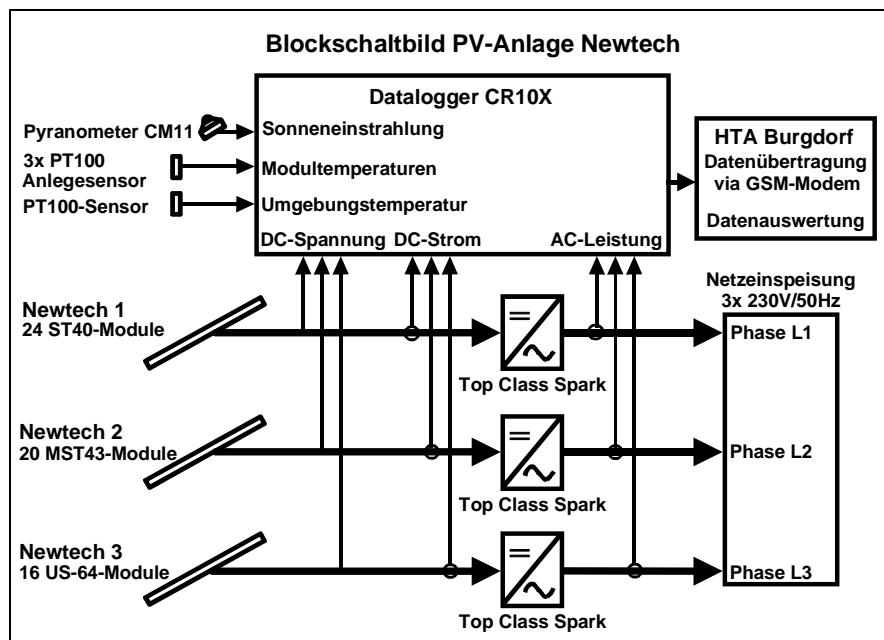


Bild 6-20: Blockschaltbild der PV-Anlage Newtech mit Messeinrichtung.

Bezüglich der Temperaturkoeffizienten (TK) der CIS-Technologie (Siemens ST40) konnte die HTA Burgdorf weitere Erkenntnisse auf Grund ihrer Messungen gewinnen. Die Firma Siemens Solar hatte gemäss [16] den TK der MPP-Leistung für das ST40-Modul auf $-0,51\%/\text{K}$ bestimmt. Die Langzeitmessungen und die Ergebnisse aus den bisher durchgeföhrten Kennlinienmessungen haben aber gezeigt, dass dieser Wert offensichtlich zu niedrig war. Mit Hilfe des neuen Sonnensimulators der HTA Burgdorf wurde daraufhin der TK einzelner ST40-Module ermittelt. Dabei ergab sich ein Wert für den TK der MPP-Leistung von ca. $-0,33\%/\text{K}$, dieses Resultat entspricht auch dem, was andere Autoren [20] ermittelt haben.

Aus diesem Grund wird die HTA Burgdorf zukünftig für die normierten Auswertungen der Langzeitmessungen der CIS-Technologie den TK der MPP-Leistung = $-0,33\%/\text{K}$ verwenden und nicht wie bisher den Wert von $-0,51\%/\text{K}$.

Die bisher durchgeföhrten Kennlinienmessungen haben zudem gezeigt, dass die Anlage Newtech 1 mit CIS-Modulen ST40 von Siemens eine STC-Leistung besitzt, die deutlich über der Summe der Nennleistungen der Module liegt. Dies wurde in allen bisher durchgeföhrten Feldmessungen an Modulen noch nie beobachtet. Es ist sehr erfreulich, dass zumindest ein Hersteller nun von der bisher in der PV-Branche verbreiteten Praxis abweicht, den Kunden Module zu liefern, deren Anfangsleistung nur knapp über dem garantierten Minimalwert, jedoch deutlich unter dem Nennwert liegt. Bei den amorphen Technologien wurden dagegen Leistungen gemessen, die wie üblich um einige Prozent unter der Summe der STC-Nennleistungen liegen.

Energieertrag der drei Dünnschichtzellen-Anlagen

Bei allen drei Anlagen funktionierte bisher sowohl die Messtechnik als auch die Anlage störungsfrei. Mit dem Kennlinienmessgerät der HTA Burgdorf konnte halbjährlich an bisher 4 Terminen (02.04.2002, 30.09.2002, 24.03.2003, 03.09.2003) erfolgreich Messungen durchgeführt werden.

Newtech 1

Der bisher gemessene spezifische Energieertrag der CIS-Anlage Newtech 1 liegt deutlich über dem Ertrag der besten Burgdorfer Anlagen aus monokristallinen Zellen, was vor allem an der (gegenüber der auf dem Datenblatt angegebenen Nennleistung) deutlich höheren effektiven STC-Nennleistung der gelieferten Module liegt. Günstig ist aber auch die lange Zellenform und die Hochkant-Montage, bei der durch Schnee und Schmutz alle Zellen gleichmäßig und nur geringfügig beeinträchtigt werden. Der spezifische Jahres-Energieertrag 2002 betrug 1091 kWh/kWp. Eine Degradation der Module konnte bisher nicht festgestellt werden.

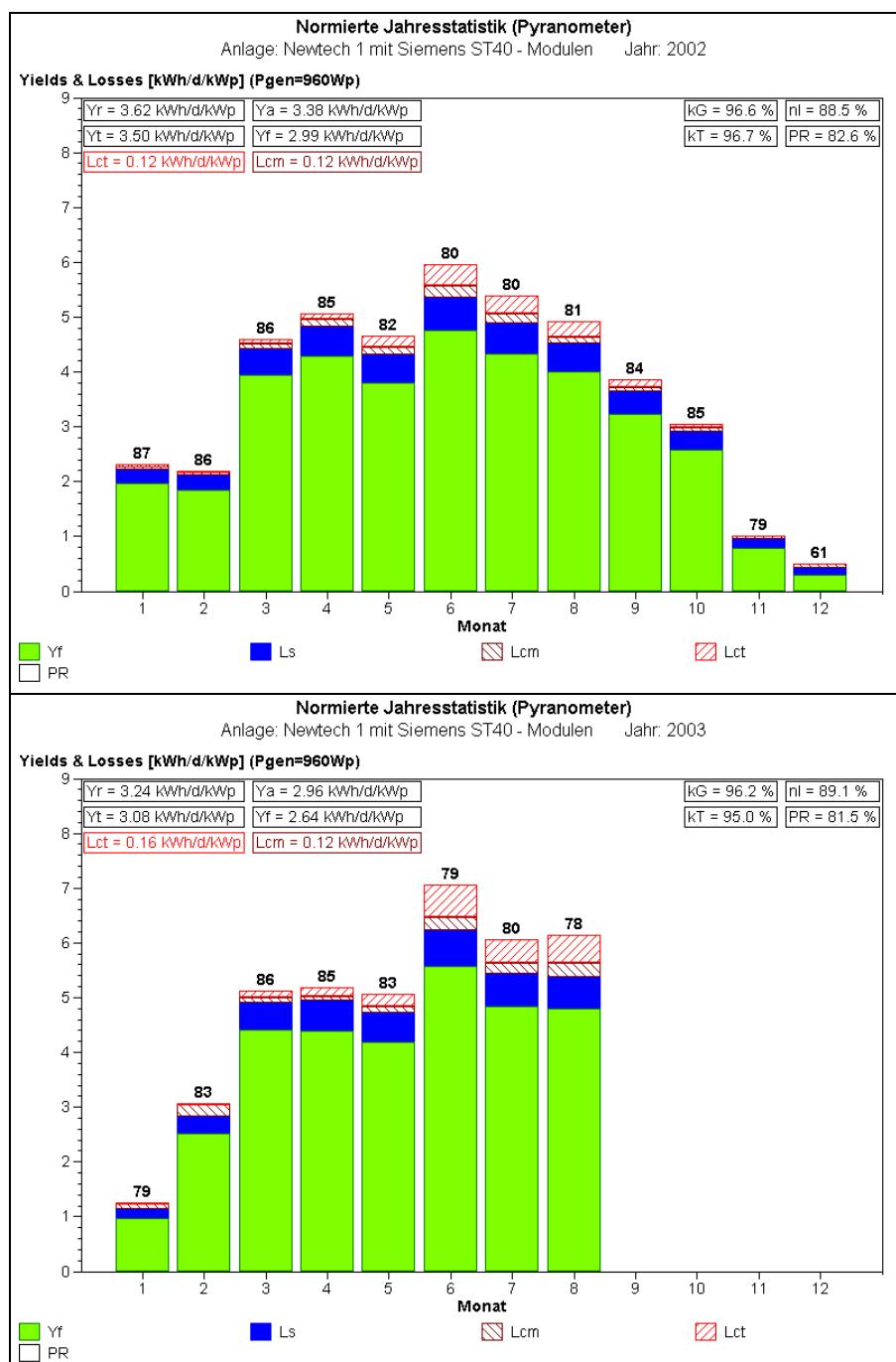


Bild 6-21: Normierte Jahresstatistik 2002 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 1091kWh/kWp.

Bild 6-22: Normierte Statistik 2003 (Januar – August) der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40. Eine Degradation ist nicht erkennbar. Die Anlage weist immer noch den höchsten spezifischen Energieertrag aller Burgdorfer PV-Anlagen auf.

Newtech 2

Die Anlage Newtech 2 mit den a-Si-Tandem-Modulen liegt ertragsmässig zwar immer noch im Mittelfeld der Burgdorfer Anlagen, sie hat jedoch einen deutlichen Degradation der Leistung erfahren. Im Sommer 2002 konnte keine gravierende Degradation festgestellt werden, diese setzte aber dann markant im Winter 2002/03 ein. Die Kennlinienmessungen vom 02.04.2002 und 24.03.2003 ergaben eine Degradation von fast 14% in dem Zeitraum. Mit den steigenden Temperaturen im Sommer 2003 regenerierten sich die Module wieder, eine bleibende Degradation von ca. 3% scheint aber irreversibel zu sein.

Allgemein sind die temperaturbedingten Verluste der amorphen Module in den Sommermonaten deutlich geringer als bei Anlagen mit kristallinen Zellen. Bei schwacher Einstrahlungen fällt aber die Ausgangsspannung der verwendeten Module stark ab und der Wechselrichter arbeitet dann ausserhalb des MPP's, was eher ungünstig ist. Der spezifische Jahres-Energieertrag 2002 betrug 964 kWh/kWp.

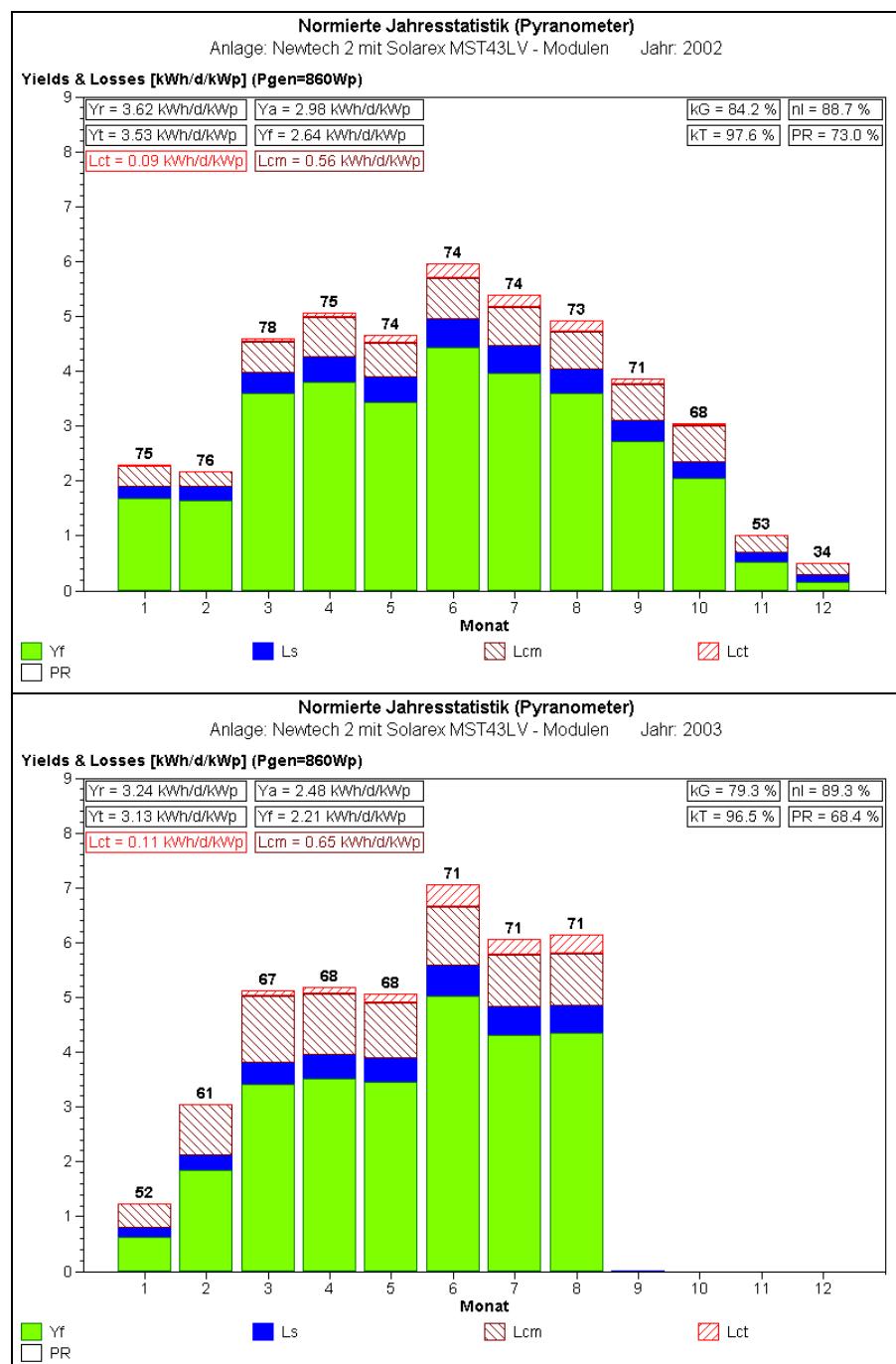


Bild 6-23: Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tandem-Anlage Newtech 2 mit BP Solarex MST43-LV. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 964 kWh/ kWp. Die PR nimmt ab Oktober 2003 deutlich ab.

Bild 6-24: Normierte Statistik 2003 (Januar – August) der a-Si-Tandem-Anlage Newtech 2 mit BP Solarex MST43-LV. Die in den Wintermonaten 2002 / 2003 degradierten Module regenerieren sich wieder mit steigenden Temperaturen im Sommer 2003, gut zu erkennen am wieder steigenden PR.

Newtech 3

Die Anlage Newtech 3 mit den a-Si-Tripel Zellen von Unisolar liegt im Bereich der besten monokristallinen Anlagen (neue Anlagen mit trafilosem Wechselrichter). Da jedoch der bei Newtech 3 verwendete Wechselrichter einen Trafo besitzt, hätte die Anlage mit einem trafilosen Wechselrichter noch einen um einige Prozente höheren Ertrag. Sie profitiert im Sommer ebenfalls vom viel niedrigeren Temperaturkoeffizienten. Beachtlich ist vor allem die gute PR an Tagen mit geringer Einstrahlung, die höher ist als bei allen anderen Anlagen. Würde der Hersteller eine Modulleistung liefern, die im stabilisierten Zustand der auf dem Modul angegebenen Nennleistung entspricht, läge diese Anlage möglicherweise sogar an der Spitze. Der spezifische Jahres-Energieertrag 2002 betrug 1033 kWh/kWp.

Eher negativ wirkte sich an Tagen mit Schneebedeckung die leicht geriffelte Oberfläche der Module aus, die das Abgleiten von Schnee behindert sowie die Tatsache, dass bei Hochkant-Montage die untersten Zellen durch Schnee vollständig bedeckt sein können. Die Degradation und Regeneration der Uni-Solar Module verhält sich ähnlich, wie die der Anlage Newtech 2. Im Winter 2002/03 trat erstmals eine gravierende Degradation auf, die sich im Sommer 2003 langsam erholtet, jedoch mit einer offensichtlich irreversiblen Degradation der Module von ca. 2% (siehe Bild 6-25 und 6-26).

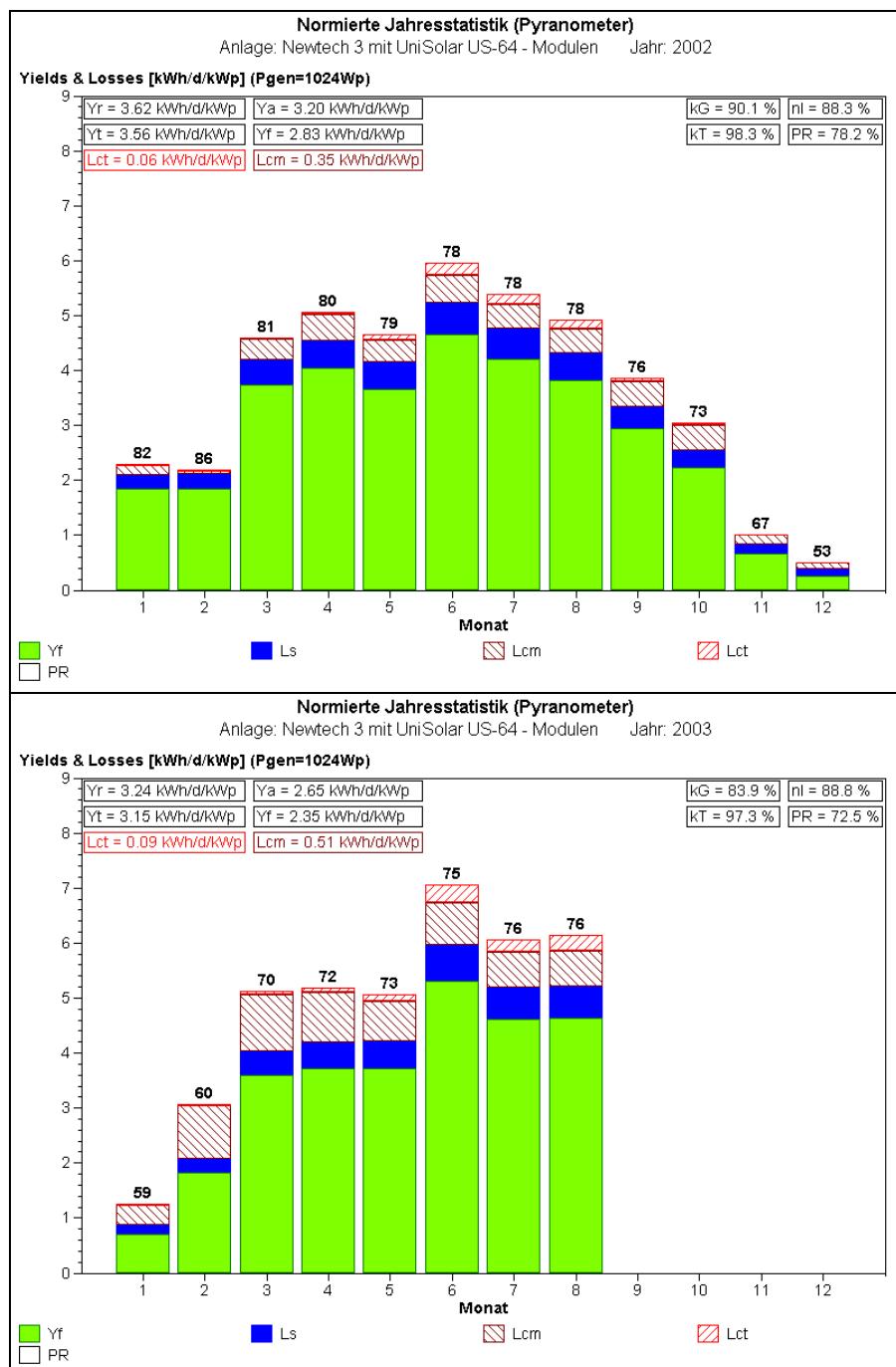


Bild 6-25: Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3 mit Unisolar US-64. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 1033kWh/kWp. In den Wintermonaten setzt eine markante Degradation der Module ein.

Bild 6-26: Normierte Statistik 2003 (Januar – August) der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3 mit Unisolar US-64. Auch hier regenerieren sich die Module erst bei steigenden Temperaturen langsam wieder. Die PR nimmt somit im Laufe des ersten Halbjahres wieder zu.

Der Energieertrag aller Anlagen in Burgdorf wurde im November und besonders im Dezember 2002 durch die in diesen beiden Monaten aussergewöhnlich geringe Einstrahlung stark beeinträchtigt (sehr niedrige k_G - und PR-Werte).

In Bild 6-27 werden die Monats-DC-Nutzungsgrade, in Bild 6-28 die Generator-Korrekturfaktoren $k_G = Y_a / Y_T$ der drei Newtech-Anlagen und von zwei Anlagen mit kristallinen Siliziumzellen verglichen. In Bild 6-27 ist zu erkennen, dass die amorphen Technologien zunächst einen geringeren Abfall des Wirkungsgrades im Sommer 2002 aufweisen, dann dieser in den kalten Wintermonaten deutlich absinkt, sich aber wieder mit steigenden Temperaturen im Sommer 2003 weitestgehend regeneriert. Der Nutzungsgrad der CIS-Anlage verhält sich da eher ähnlich dem der kristallinen Anlagen. Bild 6-28 zeigt, dass die CIS-Module bezüglich k_G eindeutig an der Spitze stehen, was vor allem auf die Tatsache zurückzuführen ist, dass die effektive STC-Leistung über dem Nennwert liegt.

Hohe spezifische Erträge von CIS- und a-Si-Triple-Anlagen werden auch von anderen Autoren berichtet [16], [17]. Wegen der geringen Temperaturabhängigkeit des Energieertrags und dem hohen Nutzungsgrad bei hohen Temperaturen dürften amorphe Module vor allem für nicht oder schlecht hinterlüftete Anlagen von Interesse sein.

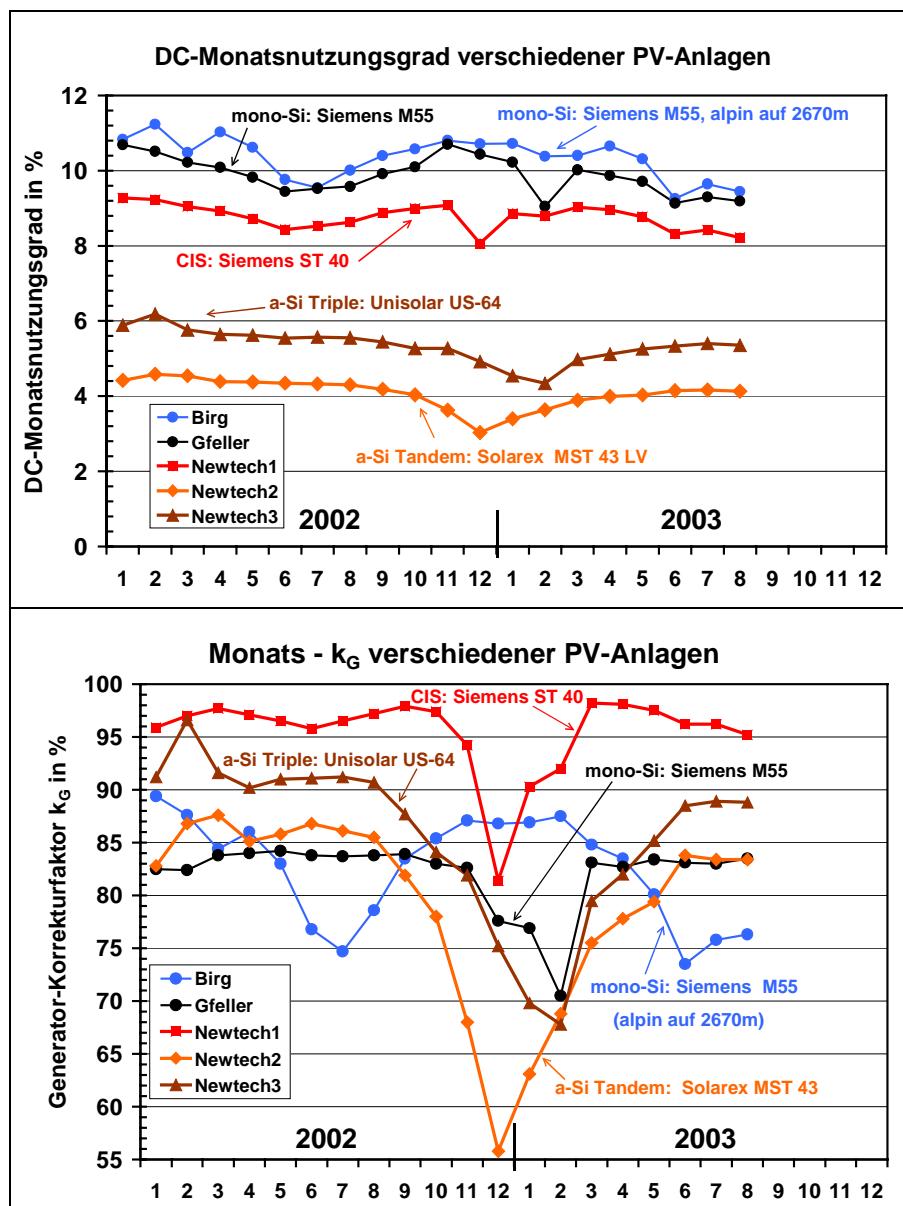


Bild 6-27: Monats-DC-Nutzungsgrad der drei Newtech-Anlagen im Vergleich zu zwei Anlagen mit mono-c-Si (alpine Anlage mit $\beta = 90^\circ$ auf 2670m).

Bild 6-28: Monats-Generator-Korrekturfaktor k_G der drei Newtech-Anlagen im Vergleich zu zwei Anlagen mit mono-c-Si (alpine Anlage mit $\beta = 90^\circ$ auf 2670m).

Ausführlichere Informationen befinden sich im Schlussbericht des P+D-Projekts „Newtech – Vergleich 3x 1kWp Dünnschichtanlagen“ (Projektende: September 2003).

6.5 Elektra Baselland (EBL), Liestal

Ort: Mühlemattstrasse 6, Magazingebäude, 4410 Liestal; 327 m.ü.M.
Inbetriebnahme: 23.09.1992

Solargenerator:

Vom 13.12.1996 bis 02.07.2001

Module:	Kyocera LA361H51 (364 Stück)	
Feldleistung:	18560 Wp (nom.) / 17070 Wp (eff.)	Neigung: 30° (Flachdach)
Bruttofläche:	159,1 m ²	Ausrichtung: 0° Süd

Seit 10.09.2001

Module:	Kyocera LA361H51 (363 Stück)	
Feldleistung:	18510 Wp (nom.)	Neigung: 30° (Flachdach)
Bruttofläche:	158,7 m ²	Ausrichtung: 0° Süd

Wechselrichter: Sputnik SolarMax20

Messgrössen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer und Referenzzelle
- Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- Gleichstrom und Gleichspannung
- Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung (3-phasic)
- Netzspannung auf Phase 1



Bild 6-29: Der Solargenerator der PV-Anlage EBL Liestal.

Die PV-Anlage EBL Liestal ist seit dem 23.09.1992 in Betrieb. Am 13.12.96 wurde die Anlage mit in die Langzeitmessungen der HTA Burgdorf aufgenommen. Durch die Feinmessungen wurden anfangs 2 betriebliche Probleme detektiert und beseitigt. Es traten immer wieder Strangausfälle, durch Überlastung der zu kleinen Strangsicherungen auf. Das Problem wurde durch Einsatz grösserer Sicherungen beseitigt. Des Weiteren wurde ein Fahnenmast versetzt, der den Solargenerator zeitweise verschattete. Ab Mitte 1999 traten stetig zunehmend Abschaltungen des am Einspeisepunkt befindlichen AC-Sicherungsautomats auf. Nachdem dieser Ende 2001 ausgetauscht wurde, war das Problem behoben.

Vom 02.07.2001 – 10.09.2001 musste die Anlage auf Grund einer Dachsanierung ausser Betrieb genommen werden. Dies hatte für 2001 eine markante Reduktion des Energieertrags und von k_G sowie PR zur Folge. Der komplette Solargenerator wurde temporär demontiert und unter geänderten Bedingungen wieder aufgebaut. Der Solargenerator ist seit Wiederinbetriebnahme um ein Modul (51Wp) kleiner, da eines beschädigt und auf einen Ersatz verzichtet wurde. Auf dem Liftgebäude neben der PV-Anlage wurden mehrere grosse Parabolantennen montiert. Zudem musste ein Teil der PV-Anlage einem grossen Träger mitten auf dem Dach weichen. Diese Veränderungen führten zu einer vermehrten Verschattung des Solargenerators. Die sich daraus ergebende jährliche Ertragsminderung beträgt ca. 3%, dies ist am niedrigeren Generator-Korrekturfaktor k_G und Performance Ratio PR im Jahre 2002 im Vergleich zu den Betriebsjahren 1997 – 2000 zu erkennen (Tabelle 6-4). Am 22.05.2003 trat nach knapp 11 Betriebsjahren der 1. Wechselrichterdefekt bei dieser Anlage auf.

Betriebsjahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Energieproduktion in kWh/kWp	990	948	891	962	563	862
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	96,6	96,9	96,9	96,4	98,4	95,9
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	82,4	83,2	83,4	83,4	72,7	80,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_l in %	89,6	89,5	89,4	89,6	88,5	88,9
Performance Ratio in %	71,3	72,2	72,2	72,0	63,3	68,6

Tabelle 6-4: Messdatenauswertung der Anlage EBL Liestal in den Betriebsjahren 1997 bis 2002 (Referenz-Strahlungsmessung: Pyranometer).

Die Performance Ratio PR in den Jahren 1999 bis 2000 hätte höher ausfallen können, wäre nicht von Zeit zu Zeit der AC-Sicherungsautomat ausgefallen. Auf Grund der Messungen konnten die Abschaltungen jedoch immer schnell detektiert und behoben werden. Am 03.12.2001 wurde das Problem durch Austausch des Sicherungsautomats durch die EBL Liestal beseitigt.

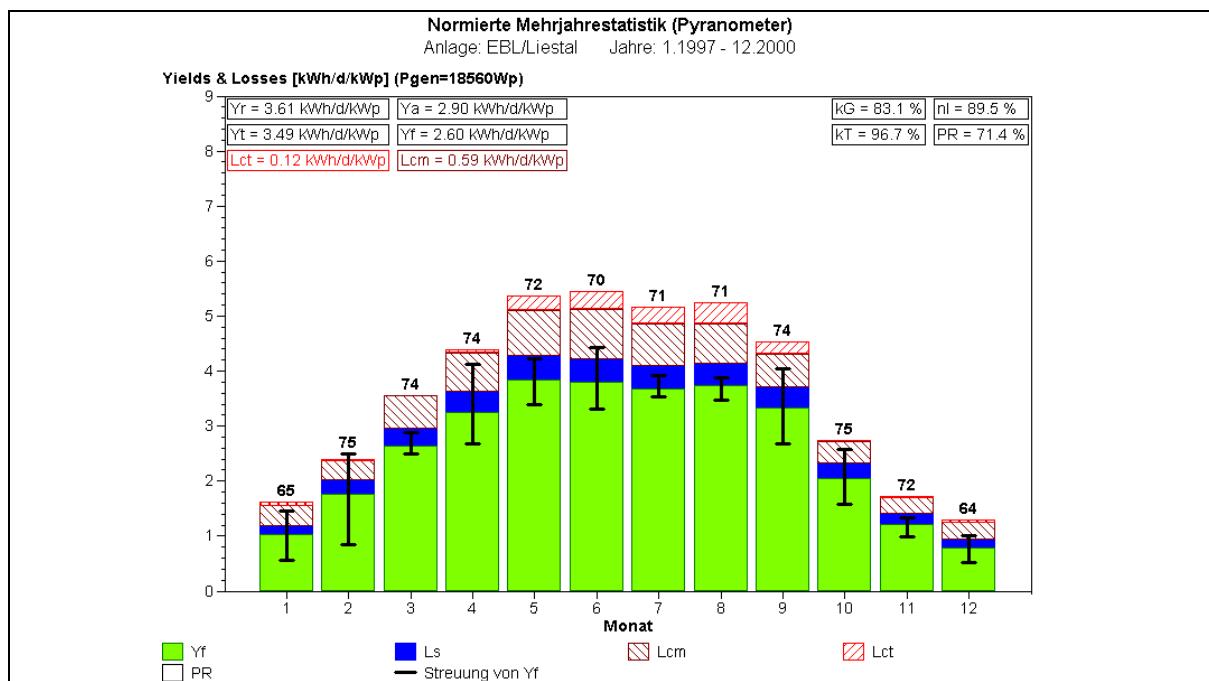


Bild 6-30: Normierte Mehrjahresstatistik zwischen Januar 1997 bis Dezember 2000. Die Funktion der Anlage war gut, wenn auch verbessерungsfähig durch die oben genannten Massnahmen. Der Winterenergieanteil in dieser Zeit 30,4%.

Bei dem Umbau vom 02.07.2001 – 10.09.2001 stand die HTA Burgdorf der EBL Liestal und dem Solarmonteur beratend zur Seite. Die Verkabelung der Module wurde an die geänderte Situation auf dem Dach angepasst, um die Feldverluste L_{cm} möglichst gering zu halten. Eine jährliche Ertragsminderung von ca. 3% war nicht zu vermeiden (Beispiel Bild 6-33 und Bild 6-34).



Bild 6-31: Bei der PV-Anlage EBL Liestal haben sich nach der Dachsanierung einige Änderungen ergeben. Der Solar-generator ist um ein Modul von 18,56 kWp auf 18,51 kWp verkleinert worden. Auf dem Liftgebäude wurden mehrere Parabolantennen installiert, die den Solar-generator am Morgen mehr verschatteten. Auf dem Dach wurde ein grosser Träger platziert, dadurch musste ein Teil des Solargenerators weiter in die Nähe des Liftgebäudes verschoben werden.

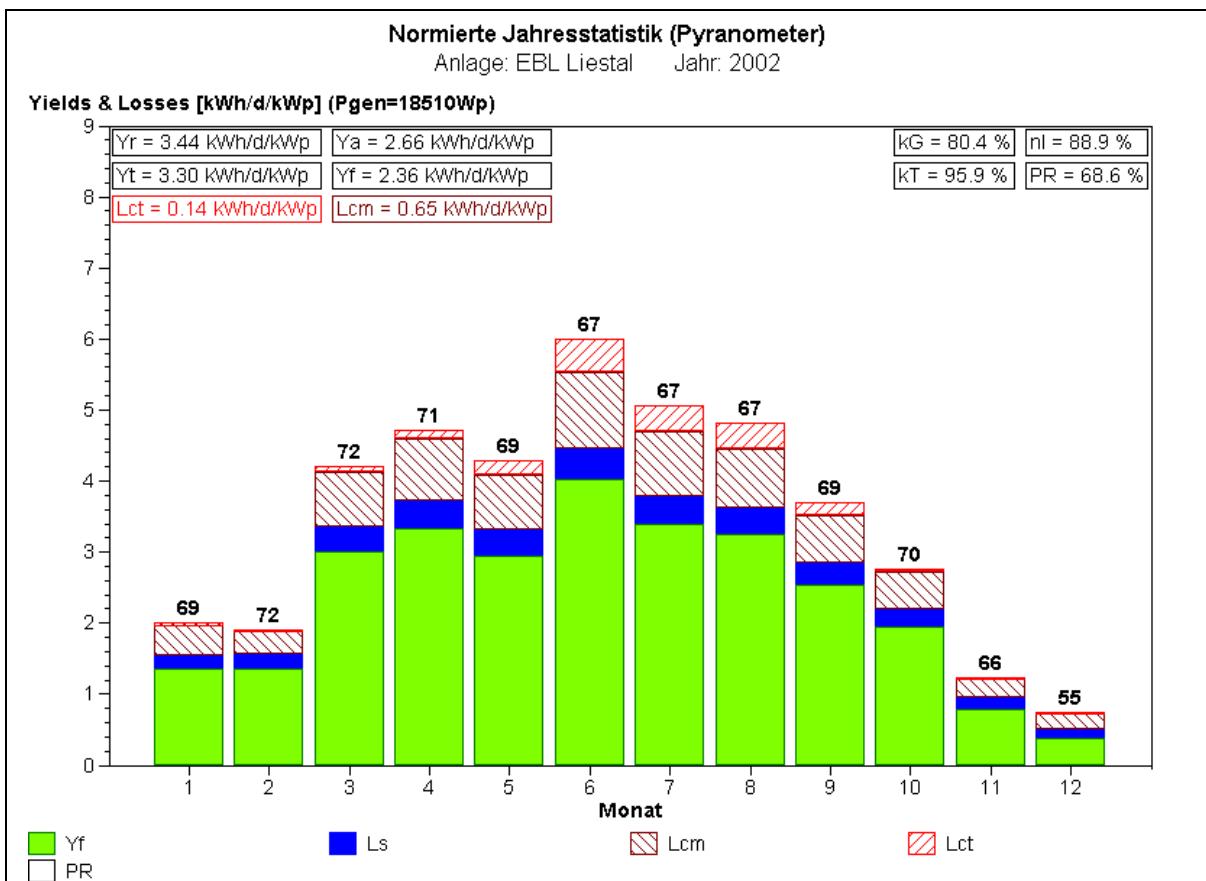


Bild 6-32: Durch die neue Situation auf dem Dach ab September 2001 mit der vermehrten Verschattung des Solargenerators fiel im Jahre 2002 das k_G und die PR niedriger aus als im Vergleich zur Mehrjahresstatistik Januar 1997 bis Dezember 2000 in Bild 6-30.

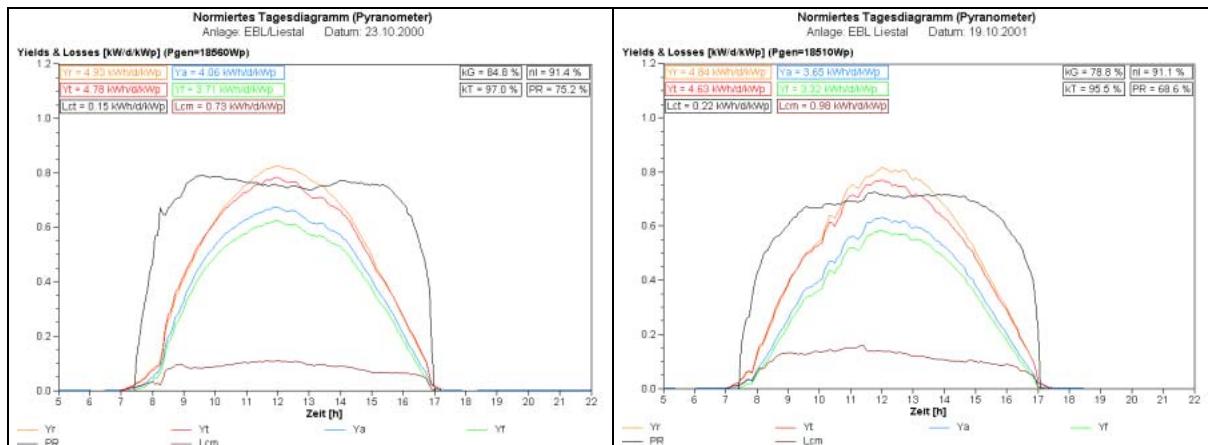


Bild 6-33: Ein Schönwettertag im Oktober 2000 vor der Gebäudesanierung. Der Solargenerator wird kaum durch benachbarte Elemente verschattet. Die Feldverluste L_{cm} sind dadurch während des Tages relativ niedrig und konstant. Der Generator-Korrekturfaktor k_G weist mit fast 85% eine sehr guten Wert auf.

Bild 6-34: Ein vergleichbarer Schönwettertag ein Jahr später im Oktober 2001. Die Feldverluste L_{cm} sind am Vormittag (9–11Uhr) infolge von Teilbeschattungen durch die neu installierten Parabolantennen deutlich höher als in den Nachmittagstunden. Der Generator-Korrekturfaktor k_G beträgt somit nur noch ca. 79%. Die Performance Ratio PR ist dadurch auch um ca. 6% gesunken.

Im August 1998 wurde der Solargenerator gereinigt. Vor und nach der Reinigung wurden Kennlinienmessungen durch die HTA Burgdorf durchgeführt. Die Messresultate zeigten, dass nur eine geringe Verschmutzung von < 1% bis 5% vorhanden war. Die stärkste Verschmutzung trat in einem Bereich um ein altes Heizungsabluftrohr auf, dass ab 1999 ausser Betrieb genommen wurde. Die Reinigung konnte nur in einem geringen Masse zu einer Ertragssteigerung der Anlage beigetragen. Der Standort der PV-Anlage auf dem hohen Gebäude verhindert hier wahrscheinlich eine stärkere Verschmutzung durch Umwelteinflüsse.

Ein bereits erwähntes Problem der Anlage ist die heraustretende Dichtungsmasse bei den hier verwendeten Kyocera-Modulen. Bei manchen Modulen tritt die Dichtungsmasse nicht nur, wie in den meisten Fällen, an der unteren Modulkante aus, sondern auch an der oberen Modulkante wie Bild 6-35 zeigt. In extremen Fällen werden dabei vereinzelt Zellen des Moduls leicht verschattet.



Bild 6-35: Im Laufe der Zeit heraustretende Dichtungsmasse an unterer und oberer Modulkante. Leichte Verschattungen der Zellen durch die Dichtungsmasse können dabei auftreten.

Am 22.05.2003 trat nach knapp 11 Betriebsjahren der 1. Wechselrichterdefekt bei dieser PV-Anlage auf. Die HTA Burgdorf konnte durch die regelmässige Überwachung diesen Vorfall schnell feststellen. Bei dem Vorfall gingen mehrere IGBT's im Wechselrichter defekt. Der Hersteller hat daraufhin den gesamten Leistungs- und Steuerungsteil des Geräts ausgetauscht. Somit werden nur noch das Gehäuse, der Trafo und die Drosseln, sowie die Schutzschalter des ursprünglichen Originalgeräts weiter betrieben. Der reparierte Wechselrichter wurde am 11.06.2003 wieder in Betrieb genommen.

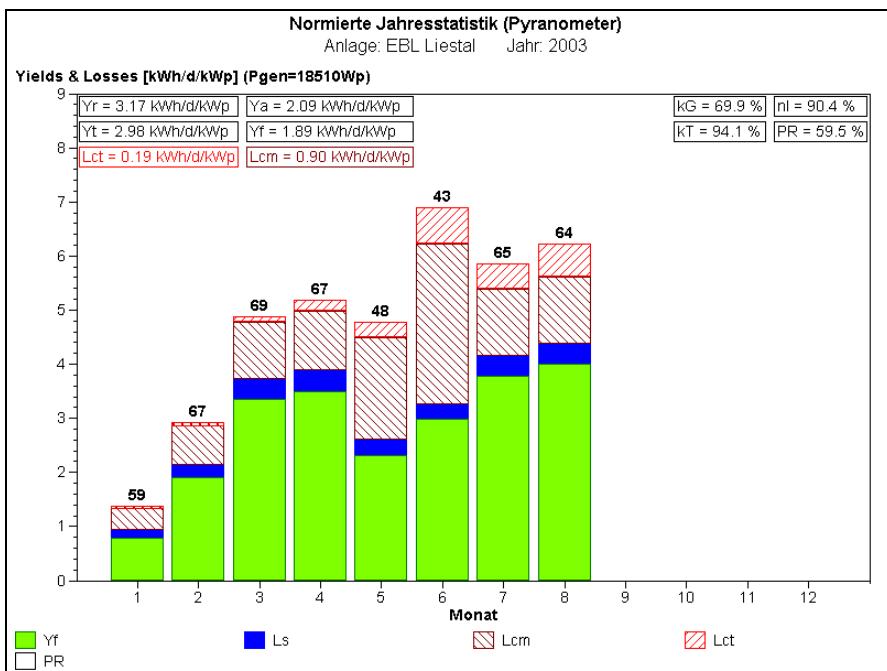


Bild 6-36: Normierte Jahresstatistik 2003 bis Ende August. Der Energieausfall durch den Wechselrichterdefekt im Mai und Juni ist durch die hohen Feldverluste L_{CM} deutlich erkennbar. Auch hier erfolgte der Wechselrichterausfall zu einem ungünstigen Zeitpunkt und führte zu einem relativ hohen Ertragsausfall.

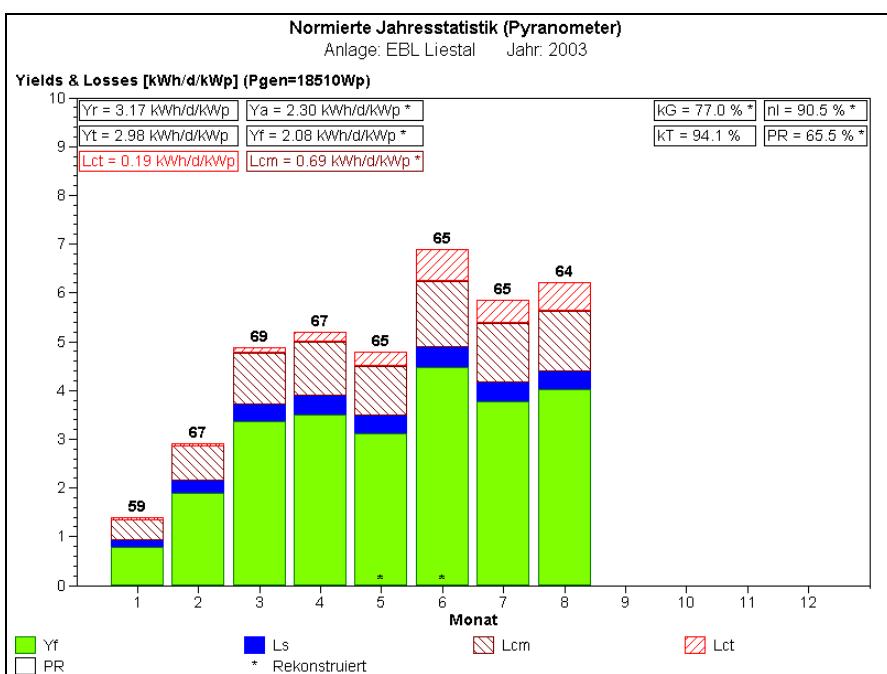


Bild 6-37: Normierte Jahresstatistik 2003 bis Ende August mit Hochrechnung der Energieverluste bedingt durch den Wechselrichterausfall im Mai und Juni. Die Hochrechnung mit Hilfe der neuen Messdatenauswertesoftware ergibt einen Ertragsausfall von insgesamt 1290kWh.

Durch den Wechselrichterausfall entstand ein Ertragsausfall im Mai 2003 von 460kWh und im Juni 2003 von 830kWh. Die durch die Rekonstruktion betroffenen Angaben im Bild 6-37 sind mit einem Stern (*) gekennzeichnet.

Die Messtechnik der HTA Burgdorf funktionierte seit ihrer Inbetriebnahme fehlerfrei, ausgenommen von einem defekten Temperatursensor zur Erfassung der Modultemperatur, der im Juni 2003 ersetzt werden musste. Datenausfälle entstanden dadurch keine, da die Modultemperatur an der Anlage von 2 verschiedenen Sensoren erfasst wird.

6.6 Gfeller, Burgdorf

Ort:	Finkfeld 6, 3400 Burgdorf; 540 m.ü.M.
Inbetriebnahme:	24.06.1992
Solargenerator:	
Module:	Siemens M55 (60 Stück)
Feldleistung:	3180 Wp (nominell)
Bruttofläche:	25,6 m ²
	Neigung: 28° (Schrägdach) Ausrichtung: 10° Ost
Wechselrichter:	ASP TopClass 3000 ASP TopClass Grid III 4000/6
	vom 24.06.92 bis 14.04.97 seit 14.04.97
Messgrössen:	
<ul style="list-style-type: none"> • Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer • Umgebungstemperatur und Modultemperatur • Gleichstrom und Gleichspannung • Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung 	



Bild 6-38: Der Solargenerator besteht aus dem oberen Feld unterhalb des Dachgiebels. Darunter befindet sich noch der Generator einer autonomen PV-Anlage und die Kollektoren einer Warmwasseranlage.

Die Anlage Gfeller ist seit dem 24.06.1992 in Betrieb und auch die Messdaten wurden seither lückenlos erfasst. Beim ersten Wechselrichter TopClass 3000 traten immer wieder betriebliche Probleme auf, die auch grössere Ertragsausfälle zur Folge hatten. Im Jahre 1996 konnte der Hersteller überzeugt werden, den alten Wechselrichter durch ein Gerät der neusten Generation (TopClass 4000/6 Grid III) auszutauschen. Der Austausch des Wechselrichters erfolgte im April 1997 und erforderte eine Umverkabelung des Solargenerators, sowie eine Anpassung der Messtechnik (DC-

Spannungsmessung). Gleichzeitig wurden bei der Messtechnik die bereits stark gealterten 5-jährigen Signalkabel auf dem Dach gegen neue UV- und witterungsbeständige Kabel ersetzt. Die Einstrahlungsmessung erfolgt seit August 1997 nur noch durch ein Pyranometer in Generatorebene. Seit dem Umbau funktionierte die Anlage fehlerfrei mit einem Energieertrag, der sich im Mittelfeld der Burgdorfer Anlagen befindet.

Die Anlage befindet sich am Stadtrand und es sich keine Industrieanlagen in der Nähe vorhanden. Eine permanente, harähnliche Verschmutzung auf den Modulen konnte nicht beobachtet werden. Abhängig von der Jahreszeit bildet sich zwar temporär ein kleiner Schmutzstreifen am unteren Modulrand (Ablagerungen von Pollen im Frühjahr), der aber durch Regen und Schnee wieder abgetragen wird. Die Messresultate bestätigen dies, da bisher keine Abnahme von k_G und PR beobachtet wurde (Tabelle 6-5).

Betriebsjahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Energieproduktion in kWh/kWp	825	854	898	792	1004	982	897	994	915	931
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	95,9	95,1	95,8	95,5	94,6	95,1	95,0	94,2	94,9	94,5
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	77,8	81,7	77,1	71,6	83,0	82,6	82,3	84,4	82,7	83,8
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_I in %	90,0	90,7	90,6	90,2	92,1	92,1	92,5	92,9	92,5	92,4
Performance Ratio in %	67,1	70,5	67,0	61,7	72,3	72,4	72,3	73,9	72,6	73,2

Tabelle 6-5: Messdatenauswertung der Anlage Gfeller in den Betriebsjahren 1993 bis 2002 (Referenz-Strahlungsmessung: Pyranometer).

Seit der Umrüstung im Jahre 1997 funktioniert die Anlage erheblich besser. Der neue Wechselrichter hat keine Aufstart-Probleme mehr und der Wirkungsgrad n_I ist um ca. 2% gestiegen. Zudem sind auf der DC-Seite die Verluste in der Verkabelung dank der höheren Betriebsspannung (6 Module in Serie statt 4) tendenziell tiefer. Der Generator-Korrekturfaktor k_G ist durch diese Massnahmen um einige Prozent gestiegen.

Die temperaturbedingten Verluste des Solargenerators sind im Vergleich zu frei aufgestellten Modulen relativ hoch. Die Module werden bei einem Abstand von ca. 10cm zur Dachhülle relativ warm.

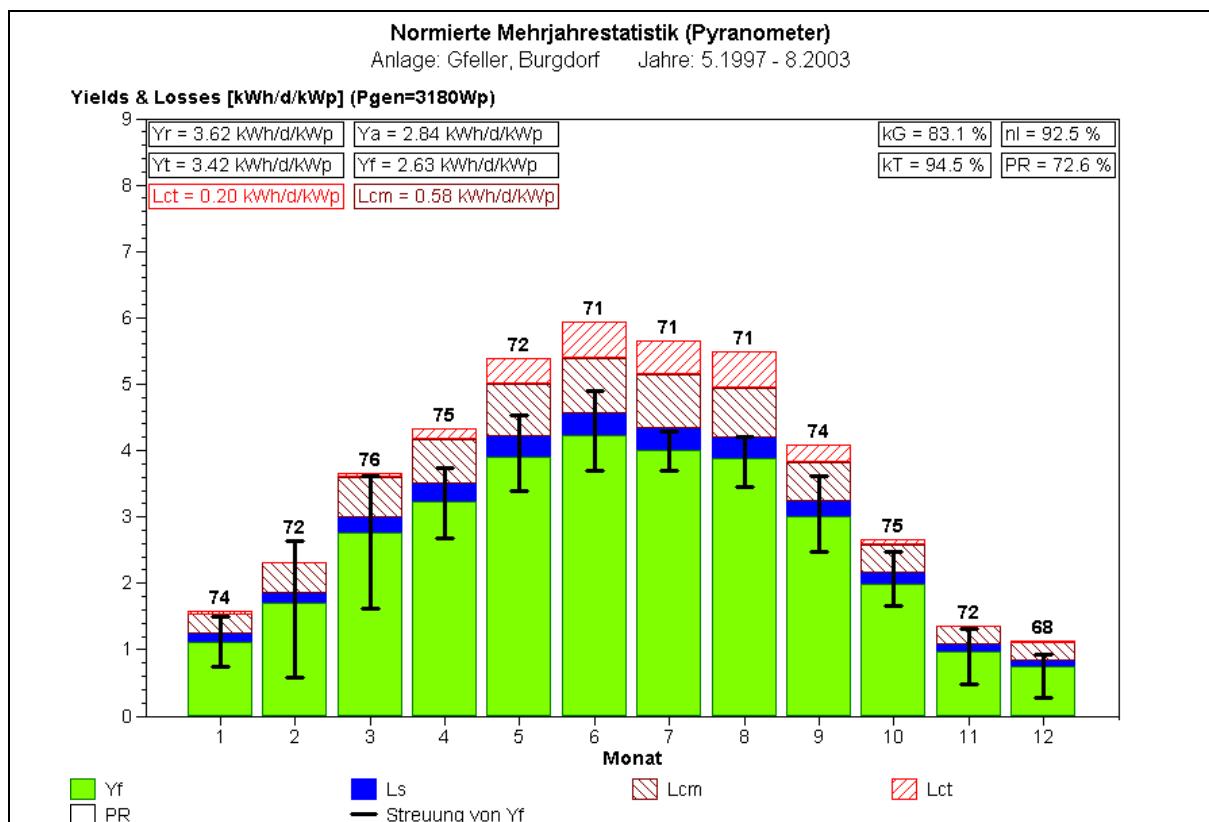


Bild 6-39: Normierte Mehrjahresstatistik seit dem Betrieb des neuen Wechselrichters ASP Top Class 4000/6 Grid III. Das Ertragsprofil ist typisch für eine PV-Anlage im Mittelland. Der Winterenergieanteil beträgt 29,3 Prozent. In den Monaten November – März streut die Energieproduktion relativ stark (typisch für Mittelland-Anlagen, gelegentlich Schneebedeckungen).

In den nachfolgenden 3 Bildern wird der Einfluss eines wachsenden Baumes vor dem Solargenerator der Anlage Gfeller gezeigt. Mit einem genauen Messsystem, wie dem der HTA Burgdorf, lassen sich solche Phänomene sehr gut dokumentieren.

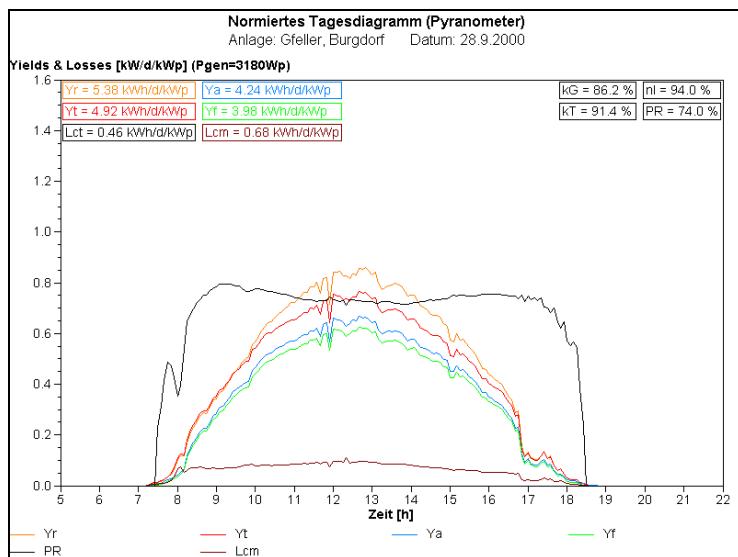


Bild 6-40: Schönwettertag im Frühherbst des Jahres 2000. Der Tagesverlauf ist normal. Es sind keine nennenswerten Verschattungen des Solargenerators zu erkennen.

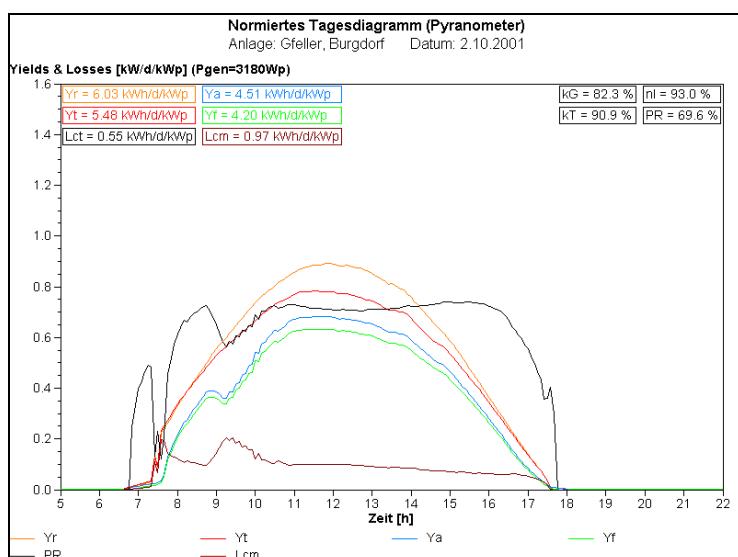


Bild 6-41: Ein Jahr später, 2001. Zwischen 9Uhr und 10Uhr wird ein Teil des Solargenerators durch einen gewachsenen Baum verschattet. Die PR sinkt, die nicht temperaturbedingten Generatorverluste L_{CM} steigen.

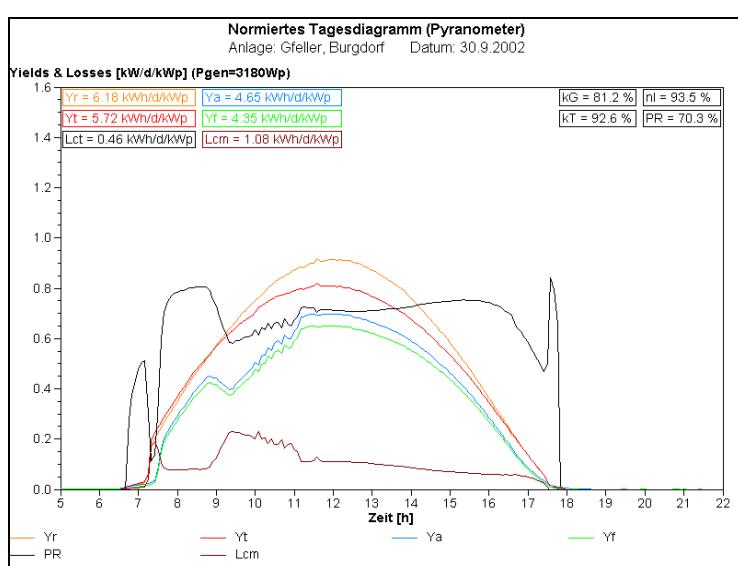


Bild 6-42: Nochmals ein Jahr später, 2002. Die Verschattung nimmt weiter zu. Der Solargenerator ist nun von 9Uhr bis 11Uhr von der Verschattung betroffen.

6.7 Schlossmatt 8, Burgdorf

Ort:	Schlossmattschulhaus, Grunerstrasse 7, 3400 Burgdorf; 540 m.ü.M.					
Inbetriebnahme:	17.03.1995					
Solargenerator:						
Module:	Siemens M55 (60 Stück)	Neigung:	30° (Schrägdachaufständerung)			
Feldleistung:	3180 Wp (nominell)	Ausrichtung:	7° Ost			
Bruttofläche:	25,6 m ²					
Wechselrichter:	Sputnik SolarMaxS					
Messgrößen:						
<ul style="list-style-type: none">• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer und Referenzzelle• Umgebungstemperatur und Modultemperatur• Gleichstrom und Gleichspannung• Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung• Netzspannung						



Bild 6-43: Der Solargenerator der Anlage Schlossmatt 8 besteht aus dem vorderen Teil (60 Module) der dargestellten Fläche.

Die Anlage Schlossmatt 8 ist seit Mitte März 1995 in Betrieb. Im Mai 2001, also nach ca. 6 Betriebsjahren, trat der erste Defekt beim trafilosen Wechselrichter SolarmaxS auf. Bei der Reparatur

mussten sämtliche IGBT's und Logik-IC's des Steuerteils und noch Varistoren ausgetauscht werden. Vier Wochen nach Wiederinbetriebnahme trat ein weiterer Defekt auf. Diesmal war der kleine Netztrafo im Gerät ausgefallen. Interessant hierbei, dass 2 weitere SolarmaxS, die am selben Netzpunkt angeschlossen waren, kurze Zeit später auch ausfielen und denselben Defekt hatten. Diese Defekte wurden mit grösster Wahrscheinlichkeit durch eine massive Überspannung (Gewitter) verursacht. Dagegen erlitten 3 weitere Anlagen mit Trafo-Wechselrichtern (ASP Top Class Grid III) auf dem gleichen Gebäude, die am gleichen Netzpunkt angeschlossen waren, keine Defekte. Weitere 4 Wechselrichter (1 SolarmaxS und 3 Geräte mit Trafos) auf einem Nachbargebäude erlitten ebenfalls keine Defekte.

Die PV-Anlage wird seit dem 01.01.1997 mit einer Feinmesstechnik (ehemals an der Anlage IBI / Interlaken eingesetzt) überwacht. Ab dem Sommer 1999 traten jedoch temperaturabhängige Messfehler bei der DC- und AC-Messung auf. Trotz verschiedener Massnahmen konnte das Problem vor Ort nicht behoben werden. Somit wurde im Herbst 2002 der Messschrank demontiert und im PV-Labor der HTA Burgdorf der alte Datalogger DataTaker DT50 durch einen neuen Campbell CR10X ersetzt und das komplette System überarbeitet und geprüft. Das neue System wurde zudem mit einem GSM-Modem ausgerüstet und ist seither auch Online abrufbar. Das neue Messsystem ist seit dem 15.11.2002 erfolgreich in Betrieb.

PV-Anlagen wie die Anlage Schlossmatt 8 mit hoher Betriebsspannung von bis zu 700V und ohne galvanische Trennung von AC- und DC-Seite im Wechselrichter liefern die höchsten spezifischen Energieerträge unter den Burgdorfer Anlagen. Durch die hohe Betriebsspannung und dem kleinen Betriebsstrom (2 Stränge à 30 Module) werden die Verluste in der Gleichstromverkabelung tief gehalten. Zudem fallen die Verluste an den Strangdiode weg. Der Umwandlungs-Wirkungsgrad des trafolosen Wechselrichters ist mit 92,4% gut, aber auch nicht herausragend.

Aber auch bei dieser Anlage, wie bei den meisten in Burgdorf, wird die Energieproduktion durch die permanente Verschmutzung des Solargenerator von Jahr zu Jahr gemindert. Die PV-Anlage erreichte im Jahre 1997 ein PR = 80,5% und im Jahre 1998 ein PR = 78,4%. Eine Reinigung des Solargenerators wurde noch nicht durchgeführt, trotz einer stetig zunehmenden Verschmutzung. In den ersten 8 Monaten des Jahres 2003 wurde nur noch ein PR von gut 69% erreicht (Bild 6-44). Das entspricht einer Minderung vom PR von knapp 10%, hervorgerufen durch Verschmutzung der Solarmodule.

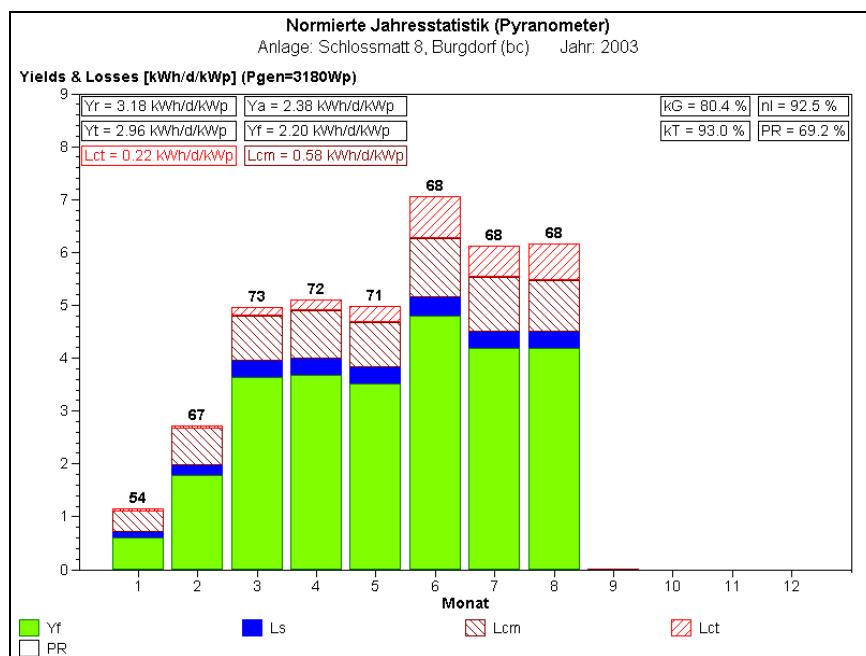


Bild 6-44: Langzeitmessung mit dem überarbeiteten Messsystem im Jahre 2003 der PV-Anlage Schlossmatt 8. Auf Grund der Verschmutzung des Solargenerators hat die PR in den letzten Betriebsjahren deutlich abgenommen.

Die HTA Burgdorf hat seit dem Jahre 2003 die Möglichkeit, zu wissenschaftlichen Zwecken technische Veränderungen an der PV-Anlage Schlossmatt 8 vorzunehmen. Im Rahmen eines Nachfolgeprojekts ist geplant, hier einen neuen Sunways NT 4000 Wechselrichter mit einem laut Herstellerangaben maximalen Wirkungsgrad von 97% und einen europäischen Wirkungsgrad von 96,4% zu untersuchen. Bevor dies geschieht, soll der Solargenerator gereinigt und zudem I-U-Kennlinienmessungen vor und nach der Reinigung durchgeführt werden. Es können also in Zukunft interessante Resultate von dieser PV-Anlage erwartet werden.

6.8 Localnet AG (ehemals IBB) Gsteighof, Burgdorf

Ort:	Pestalozzistrasse 73, Schulgebäude, 3400 Burgdorf; 540 m.ü.M.
Inbetriebnahme:	18.05.1995
Solargenerator:	
Module:	Solarex MSX120 (136 Stück)
Feldleistung:	16320 kWp (nom.) / 15680 kWp (eff.)
Bruttofläche:	151,1 m ²
	Neigung: 30° (Flachdach) Ausrichtung: 20° Ost
Wechselrichter:	Sputnik SolarMax15
Messgrössen:	
<ul style="list-style-type: none">• Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Referenzzelle• Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Silizium-Pyranometer• Umgebungstemperatur und Modultemperatur• DC- und AC-Leistung	



Bild 6-45: Der Solargenerator der Localnet AG Gsteighof ist auf zwei Dachflächen verteilt. Ein Teil befindet sich noch auf dem kleinen Lift- und Schulraumgebäude im Hintergrund.

Die PV-Anlage Localnet AG Gsteighof und die dazugehörige Fein-Messtechnik ist seit Mai 1995 in Betrieb. Die Messeinrichtung wurde nicht durch die HTA Burgdorf installiert, jedoch der Zugang zu den Messdaten ist dank der Localnet AG gewährleistet und somit konnten auch diese im Rahmen des Langzeitmessprojekts mit ausgewertet werden. Die Messeinrichtung hatte im Jahre 2001 eine kurzen Ausfall, der aber schnell durch die HTA Burgdorf detektiert und behoben wurde.

Eine leistungsmindernde Verschmutzung des Solargenerators konnte mit dem Messsystem nicht erfasst werden, da die Hochkantmontage der Module hier einen positiven Einfluss hat (Tabelle 6-6).

Betriebsjahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Energieproduktion in kWh/kWp	877	966	929	861	937	858	874
Temperatur-Korrekturfaktor k_T in %	97,5	97,0	97,2	97,3	96,7	97,0	97,1
Generator-Korrekturfaktor k_G in %	81,2	81,8	81,6	80,4	81,9	81,8	81,4
Wechselrichter-Nutzungsgrad n_l in %	89,6	89,7	89,4	89,2	89,1	89,0	88,9
Performance Ratio in %	70,9	71,2	71,0	69,8	70,6	70,6	70,2

Tabelle 6-6: Messdatenauswertung der Anlage Localnet AG Gsteighof in den Betriebsjahren 1996 bis 2002 (Referenz-Strahlungsmessung: Referenzzelle).

Trotz der nicht ganz optimalen Ausrichtung der Anlage ($\gamma = 20^\circ$ Ost) liegt die jährliche Energieproduktion über dem Mittelwert der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter in Burgdorf. Hier wirkt sich die hohe Betriebsspannung des Wechselrichters positiv aus. Außerdem ist der Temperatur-Korrekturfaktor des Solargenerators durch die gute Hinterlüftung der Module mit $k_T = 96,9\%$ relativ hoch im Vergleich zu anderen Anlagen im Mittelland (vergleiche Kap. 6.6 Gfeller).

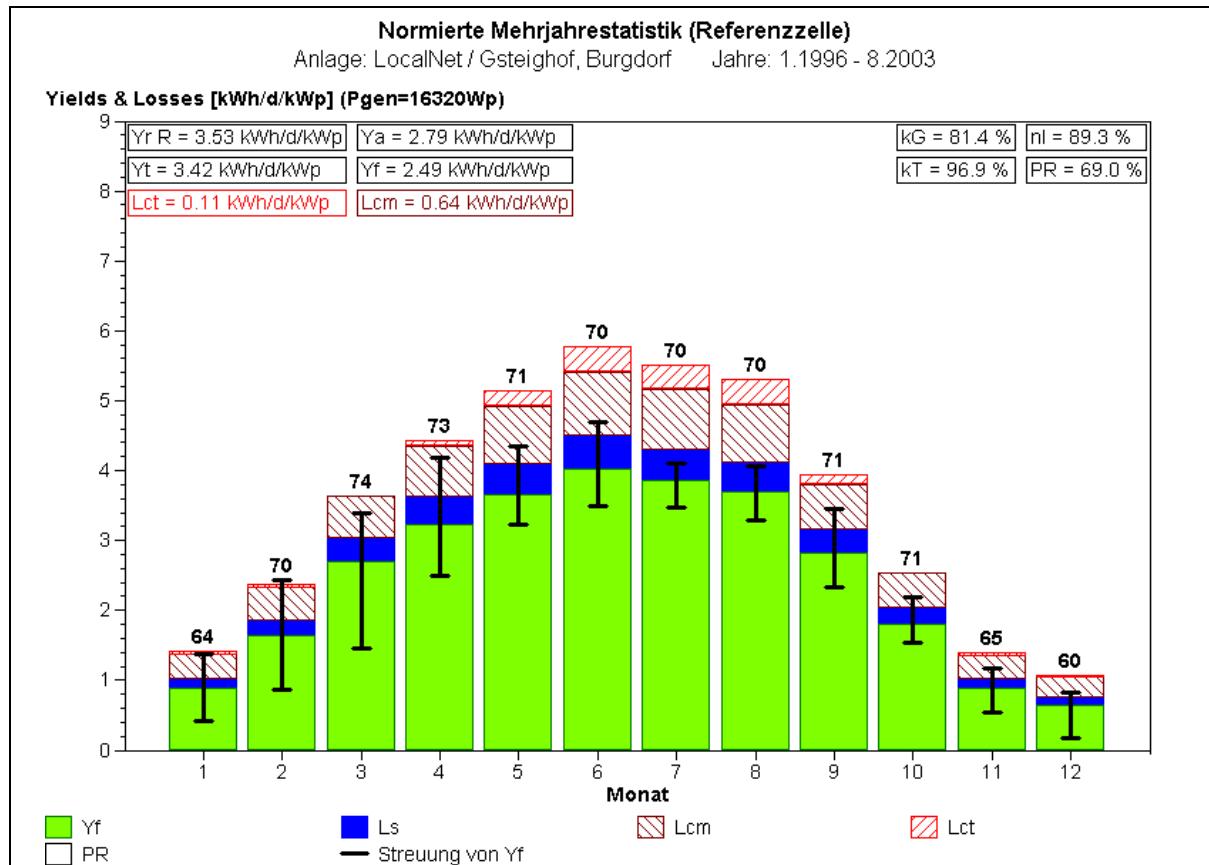


Bild 6-46: Normierte Mehrjahresstatistik der Anlage Localnet AG Gsteighof von Januar 1996 bis August 2003. Die verhältnismässig hohe Streuung von Yf in den Wintermonaten ist auch hier mit den dann häufig auftretenden Schneedeckungen auf dem Solargenerator zu erklären. Der Winterenergieanteil betrug in dieser Zeit 28,5%.

Der Energieertrag der Anlage Localnet AG Gsteighof wurde kaum durch Verschmutzung beeinflusst. Zum einen ist allgemein die Verschmutzung an diesem Standort (hohes Gebäude und wenig Industrie in der Nähe) relativ schwach. Zum anderen besteht durch die Hochkantmontage der Module ein

Abstand zwischen unterer Modulkante und den darüberliegenden Zellen von ca. 3-4cm (Bild 6-47). Der sich hier ablagernde Schmutzstreifen hat somit kaum einen Einfluss auf die Zellen. Die Performance Ratio PR = 70,2% - 71,2% und der Generator-Korrekturfaktor $k_G = 80,4 - 81,8\%$ sind in den letzten Betriebsjahren somit erfreulicherweise konstant geblieben (Tabelle 6-6).



Bild 6-47: Obwohl die Module gerahmt sind, beeinflusst der sich im Laufe der Jahre entwickelnde Schmutzstreifen an den unteren Modulrändern die Zellen und damit den Anlagenertrag kaum.

Die Messeinrichtung fiel vom 29.10.2001, 9:00Uhr – 02.11.2001, 15:30Uhr aus, da der USV-Akku der Messtechnik alterungsbedingt defekt war. Der hier zum Einsatz kommende Blei-Akku muss alle 4-5 Jahre ausgetauscht werden, ansonsten ist der zuverlässige Betrieb der Messtechnik nicht sicher. Durch diesen Ausfall beträgt die Verfügbarkeit der Messung im Jahre 2001 nur 98,83%.

Mit Hilfe der neuen Messdatenauswertesoftware PVGraf2000 wurde auch hier die Hochrechnung des Messdatenausfalls vorgenommen. Da es sich um einen Totalausfall der Messeinrichtung handelt müssten sämtliche Messgrößen auf Grundlage der vorhandenen Messung hochgerechnet werden.

In Bild 6-48 und Bild 6-49 wird die normierte Jahresstatistik vor und nach der Rekonstruktion gezeigt. Durch die Hochrechnung sind die normierten Erträge leicht gestiegen, aber auf die Korrekturfaktoren und die Performance Ratio des Jahres 2001 hat die Hochrechnung keinen Einfluss.

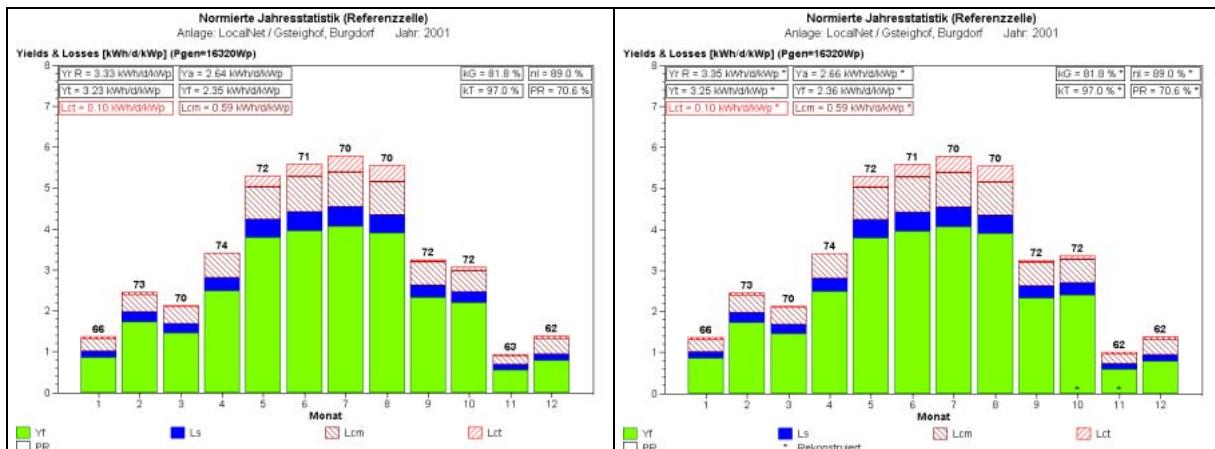


Bild 6-48: Normierte Jahresstatistik 2001 mit Messdatenausfall im Oktober und November.

Bild 6-49: Hochgerechnete normierte Jahresstatistik 2001. Die normierten Erträge der hochgerechneten Monate Oktober und November sind leicht gestiegen.

6.9 Testanlage HTA, Burgdorf

Ort:	Jlcoweg 1, Abt. Elektrotechnik, 3400 Burgdorf; 530 m.ü.M.		
Inbetriebnahme:	12.01.1994		
Solargenerator:			
Module:	Siemens M55HO (1056 Stück)	Neigung:	30° (Sheddach)
Feldleistung:	59,66 kWp	Ausrichtung:	29° West
Bruttofläche:	450,6 m ²		
Wechselrichter:			
Solarmax 20	seit 12.01.1994	Feinmessung	(ZOWWEST)
Solarmax DC30+	seit 18.12.1998	Feinmessung	(ZOOOST)
TopClass 4000/6 Grid III	seit 03.06.1996	Feinmessung	(ZOOMITTE1)
Solcon 3400 HE	16.02.1994 – 06.09.2000	Feinmessung	(ZOOMITTE2)
Edisun 200	seit 01.11.1996	Feinmessung	(ZOOMITTE3)
TopClass 4000/6 Grid III	seit 14.08.1996	Grobmessung	(ZOOMITTE4)
TopClass 4000/6 Grid III	14.08.1996 – 17.12.1998 seit 27.01.2002 auf Messplatz vom Solcon 3400HE	Grobmessung	(ZOOMITTE5)
TopClass 1800	seit 27.10.1993 (ehemals Jungfraujoch)	Feinmessung	(ZOOMITTE2)
TopClass 2500/6 Grid III	seit 14.08.1996	Grobmessung	(ZOOMITTE6)
		Grobmessung	(ZOOMITTE7)
Messgrößen:			
<ul style="list-style-type: none"> • Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer und Referenzzelle • Sonneneinstrahlung in Horizontalebene mit Pyranometer • Umgebungstemperatur und Modultemperatur • Gleichströme und Gleichspannungen • Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistungen • Netzspannung • Teilströme der Arrays und Statusmeldung über die Array-Leistungsschutzschalter 			



Bild 6-50: Abteilung Elektrotechnik der HTA Burgdorf mit Solargenerator der PV-Testanlage.

Während der Dauer des LZPV2-Projekts traten erfreulicherweise an der Testanlage HTA Burgdorf keine Wechselrichterausfälle auf. Sämtliche Geräte funktionierten störungsfrei. Neben der Problematik der permanenten Verschmutzung des Solargenerators (siehe Kap. 4.2.1) traten nach über 8 Betriebsjahren erste kleinere Schäden und Teilausfälle am Solargenerator auf.

Am 11.05.2001 und 19.06.2003 wurde jeweils der Ausfall eines Strangs auf Grund von defekten Trennklemmen detektiert. Die Verbindung der Kontaktierungsklemmen war nicht mehr ausreichend, somit konnte sich ein erhöhter Übergangswiderstand an diesen Stellen bilden, der zu einer thermischen Überlastung und damit zum Unterbruch der elektrischen Verbindung führte (Bild 6-51). Da jeder Strang der Testanlage mit zwei Trennklemmen (+ und – Verbindung) ausgestattet ist, bleibt zu hoffen, dass es sich hierbei um Ausnahmen handelt, da sonst langfristig dieser Fehler an 480 Trennklemmen auftreten könnte.



Bild 6-51: Defekte Trennklemmen der Testanlage, die durch zu hohe Übergangswiderstände unterbrochen wurden. Die thermisch Überlastung ist deutlich am überhitzten Kunststoff der Trennklemmen zu erkennen.

Des Weiteren konnte während der Reinigung des Solargenerators im Sommer 2002 mit Hilfe der Kennlinienmessungen eine defektes Modul detektiert werden. Eine Leiterbahn des Moduls hatte sich von einer Zelle teilweise gelöst und auch das Laminat dahinter war abgelöst und beschädigt (Bild 6-52 und Bild 6-53). Der optische Schaden war nur bei genauer Betrachtung erkennbar, aber die Auswirkung auf die Kennlinie des 4er-Strangs war gravierend, wie in Bild 6-54 zu erkennen ist. Die MPP-Leistung des Arrays war durch den Schaden um 9,7% gesunken.



Bild 6-52: Das 1. Defekte Module der Testanlage. Leiterbahn und Laminat haben sich teilweise von der Zelle gelöst.

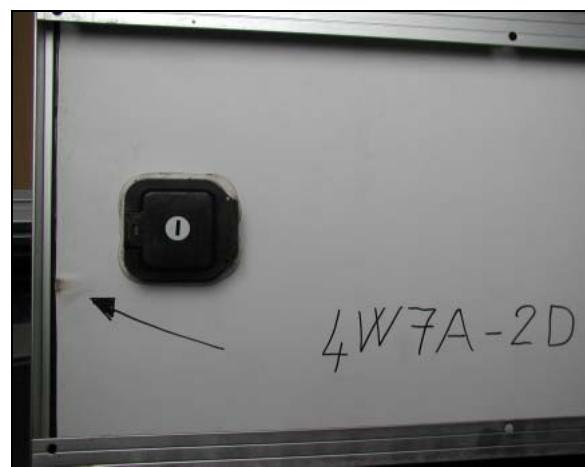


Bild 6-53: Auch auf der Rückseite des Moduls ist der Schaden erkennbar. Es entstand eine leichte thermische Überhitzung an der Stelle.

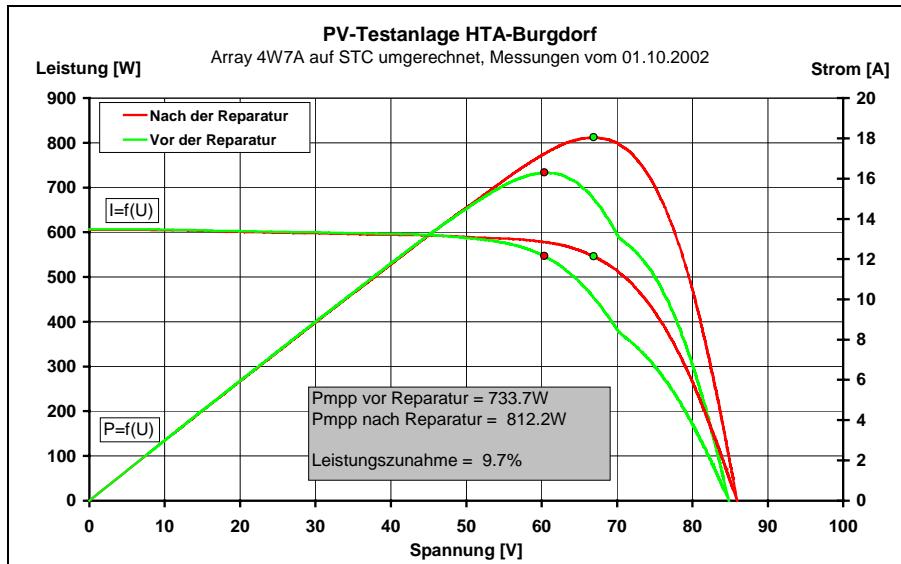


Bild 6-54: Das defekte Modul befand sich in einem Array mit 4 Strängen à 4 Modulen. Der Strang mit dem defekten Modul konnte nur noch einen Teil seiner möglichen Leistung liefern. Somit ergab sich eine Leistungsabnahme des gesamten Arrays von 9,7%.

Eine Neuerung bei der Testanlage war der Umbau der Messtechnik von den alten Mess-PC's auf ein zuverlässigeres Datalogger-Messsystem. Bei dem alten Messsystem der Testanlage wurden die Messsignale via Wandlertkarten in 3 PC's gespeichert und aufbereitet. Dieses Messsystem besaß die niedrigste Zuverlässigkeit von allen durch die HTA Burgdorf betriebenen Systeme, da die PC's sporadisch immer mal wieder „abstürzten“. Im Rahmen einer Diplomarbeit wurden die 3 Mess-PC's durch Feinmesssysteme, wie sie die HTA Burgdorf mehrfach betreibt, mit 3 CR10X-Dataloggern umgerüstet. Fast alle bis dahin erfasste Messgrößen wurden bei den neuen Messsystemen wieder mit berücksichtigt (Tabelle 6-7).

Anlagenbezeichnung	Wechselrichter	Datalogger	Analoge Messsignale	Digitale Messsignale
ZOOWEST	Solarmax 20	1 CR10X	45	24
ZOOOST	Solarmax DC30+	1 CR10X	42	24
ZOOMITTE 1	TopClass 4000/6 Grid III			
ZOOMITTE 2	TopClass 4000/6 Grid III	1 CR10X	24	2
ZOOMITTE 3	Edisun 200			

Tabelle 6-7: Zuordnung der PV-Anlagen zu den Dataloggern und Anzahl der Messsignale.

Auf die vielen Messsignale wird hier im Detail nicht eingegangen. Zum einen sind es die standardisierten Messgrößen, die erfasst werden, zum anderen sind es die Teilströme der Arrays des Solargenerators und Statusanzeigen der Q_{DC}-Leistungsschutzschalter.

Da die Campbell CR10X-Datalogger nur über 6 differential oder 12 single-ended analoge Messeingänge und über 4 digitale Messeingänge verfügen, mussten die Messsignale mit Hilfe von aufwendigen Multiplexer-Schaltungen auf die Datalogger geführt werden.

Die drei Datalogger sind an einem zentralen PC angeschlossen, hierüber erfolgt die übliche nächtliche Datenübertragung auf das Netzwerk der HTA Burgdorf. Als Weiteres ist mit dem PC die Online-Darstellung sämtlicher Messgrößen möglich. Die Visualisierungs-Software wurde auch im Rahmen der Diplomarbeit realisiert.

Seit der Inbetriebnahme der neuen Messsysteme im März 2002 traten keine Ausfälle mehr auf. Bei möglichen Netzausfällen werden die Datalogger mit einer eigenen USV weiter betrieben. Zudem können aus dem Ringspeicher des Dataloggers die Messdaten der letzten 10 Tage jederzeit erneut ausgelesen werden.

Mit dem neuen Messsystem wurde nun auch die Grundlage geschaffen, langfristig die Online-Messdaten auf der Infosäule im Foyer des Gebäudes der Abteilung Elektrotechnik und im Internet auf der HTA-Homepage zu präsentieren.

7 Energieertrag der Burgdorfer PV-Anlagen

In Burgdorf werden heute 39 PV-Anlagen betrieben. Die erste Anlage wurde 1992 in Betrieb genommen und die Letzte im Jahre 2001. Die installierte Gesamtleistung beläuft sich mittlerweile auf 339kWp. Die HTA Burgdorf überwacht 36 von diesen PV-Anlagen mit einem Fein- oder Grob-Messsystem. Somit werden Zeitpunkt und Dauer von Wechselrichterausfällen dieser Anlagen genau registriert. Zudem können die dadurch entstandenen Energieertragsverluste mit Hilfe der Referenzstrahlungsmessung hochgerechnet werden. Über die Entwicklung des Energieertrags dieser PV-Anlagen im Verlauf der Zeit wurde bereits im Kapitel 3.1 und 3.2 berichtet. In diesem Kapitel werden die Tabellen 7-1 bis 7-4 aufgeführt, die als Diskussionsgrundlage für die Kapitel 3.1 und 3.2 dienten. Zudem werden hier noch einige Zusatzinformationen über die Auswertungen gegeben.

Zunächst wurden folgende Anlagen von den Auswertungen ausgeschlossen. Die Anlage Firma 3 wurde nicht berücksichtigt, da im Jahre 1997 die Anlage durch eine Erweiterung des Solargenerators verändert wurde. Zudem bestehen seit einiger Zeit betriebliche Probleme mit dem zu kleinen Wechselrichter, die der Betreiber nicht beseitigt. Im Jahre 2000 wurde eine ehemals autonome PV-Anlage mit einem alten Solargenerator zu einer netzgekoppelten PV-Anlage umgebaut. Da der Ertrag dieser Anlage ziemlich schlecht ist, wurde hier auf die Aufnahme in die Datenauswertung verzichtet. Alle übrigen Burgdorfer Anlagen werden berücksichtigt. In der nachfolgenden Tabelle 7-1 werden die Energieerträge von 1996 bis 2002 in kWh/kWp dargestellt. Die Mittelwerte aller Anlagen und der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter nehmen in den Jahren 2001 und 2002 relativ stark ab, auf Grund der niedrigen Erträge der neuen dachintegrierten 63kWp-PV-Anlage Swissun AG. Die HTA Burgdorf führt an dieser Anlage leider keine Messungen durch. Der Anlagenbetreiber berichtet jedoch von mehreren Wechselrichterausfällen und auch über Ausfälle von einzelnen Strängen.

Anlage	Jahr	P_0 [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen							
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Mittel
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	991	1093	1055	964	1045	983	985	1017
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	995	1099	1056	965	1041	978	980	1016
Newtech	2001	2.84	3x TC Spark	Dünnsschicht	35°	0° (S)								1015
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)			1101	1053	950	1042	959	966
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)			1100	1058	953	1028	940	973
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)			1095	1051	947	1036	947	970
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1010	1132	1053	949	1036	895	957	1005
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	995	1098	1051	956	1029	947	938	1002
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1035	1152	1082	929	1039	818	936	999
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)			1097	1056	952	1039	857	978
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	988	1089	1041	947	1018	938	930	993
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	998	1097	993	947	1032	938	904	987
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)			1090	1023	944	942	940	956
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	978	1075	1037	948	1019	934	884	982
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)			1096	923	891	1044	959	963
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	981	1075	1019	923	971	929	918	974
Schlossmatt 8	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1040	1131	1058	948	1013	726	899	974
APH 2	2000	15.80	4x Convert 4000	Siemens SM110	30°	0°(S)						970	963	967
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	883	1003	1019	934	1018	948	945	964
APH 1	1998	15.2	4x Convert 4000	Solarfabrik SF 115	30°	0°(S)						970	970	954
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	956	1042	975	884	963	889	906	945
Localnet / Gsteig	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	910	1002	966	896	975	909	910	938
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	918	1027	986	763	987	923	927	933
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	941	1015	969	876	944	859	856	923
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E			992	848	979	901	888	922
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	932	1022	934	870	935	861	873	918
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	852	965	923	897	955	874	872	905
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	756	969	945	862	956	879	894	894
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0° (S)	922	1021	899	698	920	928	782	881
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0° (S)			955	835	908	854	796	870
Firma 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0° (S)	974	1028	924	852	742	783	734	862
Privathaus 2	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	822	918	878	665	843	812	803	820
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0° (S)	803	826	857	778	841	801	801	815
Firma 1	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	766	860	820	757	820	732	729	783
Privathaus 3	1991	1.44	PVWR 1500	Solarex MSX60	38°	30°E	785	861	815	747	785	683	676	765
Swissun AG	1999	62.50	15x TopClass	Sunslates								822	680	627
Firma 2	1992	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	60°	20°W	630	734	701	638	653	585	571	645
Mittelwerte aller Anlagen:							856	969	924	861	906	821	815	879
Mittelwerte der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter:							895	1011	962	895	928	842	836	910

Tabelle 7-1: Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen von 1996 bis 2002, die zur Entwicklung des Energieertrags im Verlauf der Zeit analysiert wurde.

Wie in Tabelle 7-1 zu erkennen, erreichen die besten PV-Anlagen in Burgdorf auch nach vielen Betriebsjahren im Mittel immer noch Produktionswerte von über 1000kWh/kWp. Bis auf Ausnahme der Anlage Newtech sind die besten PV-Anlagen immer mit dem trafilosen SolarmaxS mit hoher Betriebsspannung ausgerüstet. Mit dieser Technologie sind deutlich höhere Energieerträge möglich, als mit herkömmlichen Wechselrichtern mit niedriger Betriebsspannung. Ob die Anlage Newtech auch weiterhin in den nächsten Jahren so hohe Erträge liefert, muss noch abgewartet werden.

Der Mittelwert der Energieproduktion der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter in Burgdorf liegt auch heute noch deutlich über dem schweizerischen Mittelwert von aktuell 800kWh/kWp.

Für einen genaueren Vergleich der Anlagen über mehrere Betriebsjahre ist eine Umrechnung der Energieerträge auf ein strahlungsmässiges Normaljahr zweckmässig.

Die HTA Burgdorf führt diese Umrechnung schon seit mehreren Jahren durch. Im Jahre 1999 wurde der Wert für ein strahlungsmässiges Normaljahr auf 1163 kWh/m² festgelegt. Da der Mittelwert der Einstrahlungsenergie seit den letzten Jahren annähernd konstant geblieben ist, wird auch weiterhin dieser Wert verwendet. Zur Ermittlung des strahlungsmässigen Normaljahrs wurden Daten aus drei verschiedenen Quellen hinzugezogen. Durch Mittelung der Werte aus Meteonorm 97 (Interpolation), Meteonorm 85 (Interpolation) und dem 7-Jahres-Durchschnittswert der Strahlungsmessung der Meteostation HTA Burgdorf von 1992 bis 1998 mit der Gewichtung 3 erhält man dann den Wert von 1163 kWh/m². Für die Umrechnung der Anlagen-Energieerträge auf das Normaljahr wurden die Monatswerte zunächst mit dem jeweiligen Korrekturfaktor multipliziert:

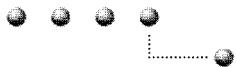
$$\text{Korrekturfaktor} = \frac{\text{langjähriger Mittelwert der horizontalen Strahlungssumme}}{\text{gemessene horizontale Strahlungssumme}}$$

Bei der Strahlungsmessstation der HTA Burgdorf wird nicht nur die Einstrahlung in die Horizontalebene, sondern auch in eine um 45° gegen Süden geneigte Ebene gemessen. Im Vergleich zu 1996 hat der Jahres-Globalstrahlungsfaktor R (β, γ), das heisst das Verhältnis zwischen der Einstrahlung in die geneigte Ebene im Vergleich zur Einstrahlung in die Horizontalebene, im Jahr 1997 um 3,4% zugenommen, weil bei überdurchschnittlicher Einstrahlung die Direktstrahlung überproportional ansteigt. Für eine korrekte Umrechnung auf ein strahlungsmässiges Normaljahr ist diese Tatsache ebenfalls zu berücksichtigen, eine Umrechnung nur mit Hilfe des Verhältnisses der horizontalen Strahlungssumme genügt nicht. Aus diesem Grund wurde für jedes Betriebsjahr ein Nachkorrekturfaktor bestimmt, mit dem die Monatswerte multipliziert wurden. Zur Ermittlung des Nachkorrekturfaktors wurde das Verhältnis der Jahresstrahlungssumme von 1996 in 45°-Neigung zu Horizontalebene als Referenz zur Hilfe genommen, da die Strahlung in Horizontalebene im Jahre 1996 dem strahlungsmässigen Normaljahr in Burgdorf am nächsten entspricht:

$$\text{Nachkorrekturfaktor} = \frac{\left(\frac{\text{Jahresstrahlungssumme 1996 in } 45^\circ - \text{Neigung}}{\text{Jahresstrahlungssumme 1996 in Horizontalebene}} \right)}{\left(\frac{\text{gemessene Jahresstrahlungssumme in } 45^\circ - \text{Neigung}}{\text{gemessene Jahressstrahlungssumme in Horizontalebene}} \right)}$$

Die in der nachfolgenden Tabelle 7-2 angegebenen Werte wurden mit Hilfe dieser doppelten Korrektur ermittelt. Eine noch exaktere Umrechnung auf ein Normaljahr wäre mit einer separaten Messung von direkter und diffuser Strahlung (wesentlich aufwendiger) und Verwendung des Dreikomponentenmodells möglich.

In Tabelle 7-2 ist zu erkennen, dass PV-Anlagen (Lindenfeld 1 und 5) bei denen bisher kein Wechselrichterausfall auftrat und die regelmäßig von ihren Betreibern gereinigt wurden, kaum eine Ertragsminderung über die Jahre auftrat. Bei den meisten Anlagen ist das jedoch nicht der Fall und somit zeigen diese meistens eine sinkende Tendenz ihrer Ertragsproduktion auf. Neben den Wechselrichterausfällen sind Verschmutzung und Alterung des Solargenerators, Schneebedeckung, teilweise auch zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume weitere Gründe für die Ertragsreduktion.



Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen bezogen auf ein Normaljahr Nachkorrektur der Monatserträge mit Monatskorrekturfaktoren														
Anlage	Jahr	P_0 [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Ertrag (Normal) [kWh/kWp]							Mittel
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
Newtech	2001	2.84	3x TC Spark	Dünnsschicht	35°	0° (S)								1011 1011
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	988	984	978	947	979	982	983	977
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	992	989	979	948	975	977	977	977
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		990	981	936	977	960	966	968
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1011	1020	979	936	971	900	955	967
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		989	980	936	963	939	972	963
APH 2	2000	15.80	4x Convert 4000	Siemens SM110	30°	0°(S)						971	955	963
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	991	988	975	940	964	947	935	963
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		985	975	930	970	947	969	963
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1031	1037	1004	916	975	810	934	958
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	985	980	966	931	954	939	928	955
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	996	988	925	935	967	942	917	953
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	979	934	973	864	977	953
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	975	968	962	932	955	935	872	943
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		981	944	927	883	939	954	938
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	978	969	947	908	908	929	916	936
Schlossmatt 8	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1038	1020	981	932	949	738	897	936
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	833	870	978	961	963	932
APH 1	1998	15.2	4x Convert 4000	Solarfabrik SF 115	30°	0°(S)				958	908	911	939	929
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	881	905	945	920	954	951	945	929
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	954	938	903	868	902	888	904	908
Localnet / Gsteig	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	906	904	899	887	915	908	909	904
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	914	926	914	737	924	924	926	895
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E				921	830	917	903	888
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	938	911	897	861	884	858	854	886
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	930	920	866	854	876	860	871	883
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	851	871	859	889	894	877	874	873
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	748	873	880	848	896	881	893	860
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0° (S)				898	830	856	867	801
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0° (S)	920	922	818	692	866	921	776	845
Firma 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0° (S)	972	927	856	841	700	789	727	830
Privathaus 2	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	817	827	820	664	798	819	804	793
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0° (S)	800	734	804	774	792	807	803	788
Firma 1	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	762	775	763	746	771	730	725	753
Privathaus 3	1991	1.44	PVWR 1500	Solarex MSX60	38°	30°E	782	777	759	742	737	685	687	738
Swissun AG	1999	63	15x TopClass	Sunslates							772	684	627	694
Firma 2	1992	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	60°	20°W	627	657	642	629	609	586	568	617
Mittelwerte aller Anlagen:							853	873	858	849	850	822	813	846
Mittelwerte der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter:							893	911	894	884	870	844	834	876

Tabelle 7-2: Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen von 1996 bis 2002 bezogen auf ein strahlungsmässiges Normaljahr.

Um im Weiteren das Langzeitverhalten der Solargeneratoren hinsichtlich des Energieertrags zu untersuchen, müssen die Energieverluste bedingt durch Wechselrichterausfälle hochgerechnet werden. Somit werden nur noch die Auswirkungen auf die Solargeneratoren bedingt durch Verschmutzung und Alterung, Strangausfälle, Schneebedeckung, teilweise auch zunehmende Teilbeschattung durch wachsende Bäume gezeigt. Bei dieser Betrachtung wurden nur die Anlagen bis Baujahr 1998 und früher berücksichtigt, somit entfallen die Anlagen Alterspflegeheim 1 + 2, Newtech und Swissun AG. In den 2 nachfolgenden Tabellen 7-3 und 7-4 sind die Betriebsjahre grün gekennzeichnet, bei denen Energieverluste bedingt durch Wechselrichterdefekte hochgerechnet wurden. In Tabelle 7-3 wird wieder zunächst die normierte Energieproduktion angezeigt und in Tabelle 7-4 die normierte Energieproduktion auf ein strahlungsmässiges Normaljahr umgerechnet.

Zum Erreichen eines hohen Energieertrags bei PV-Anlagen ist die regelmässige Kontrolle der Anlagenfunktion sehr wichtig. Die regelmässige Kontrolle der meisten Burgdorfer PV-Anlagen durch die HTA Burgdorf garantiert eine recht schnelle Detektion von Wechselrichterausfällen und somit werden hier grössere Energieverluste vermieden. Die regelmässige Reinigung des Solargenerators verhindert die schleichende Minderung des Energieertrags im Verlauf der Zeit, wie es bei den meisten Burgdorfer PV-Anlagen der Fall ist (siehe dazu auch Tabelle 7-4). Weitere Fehlerquellen, die hin und wieder auftreten, sind Ausfälle von einzelnen Modul-Strängen durch defekte Gleichstromschalter oder Klemmen und defekte Module. Die Detektion solcher Fehler ist ohne messtechnische Überwachung für Anlagenbetreiber aber sehr schwierig.



Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen mit Hochrechnung der Energieverluste durch Wechselrichterausfälle															
Anlage	Jahr	P_0 [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Ertrag [kWh/kWp]								
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Mittel	
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1055	1152	1082	929	1039	1000	936	1028	
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		1096	1076	999	1044	959	963	1023	
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1036	1132	1053	949	1036	995	957	1023	
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		1097	1056	952	1039	992	978	1019	
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	991	1093	1055	964	1045	983	985	1017	
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	995	1099	1056	965	1041	978	980	1016	
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		1101	1053	950	1042	959	966	1012	
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		1100	1058	953	1028	940	973	1009	
Schlossmatt 8	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1040	1131	1058	948	1013	971	899	1009	
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		1095	1051	947	1036	947	970	1008	
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	998	1097	1075	947	1032	984	904	1005	
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	995	1098	1051	956	1029	947	938	1002	
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		1090	1071	944	996	940	956	999	
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	988	1089	1041	947	1018	938	930	993	
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	978	1075	1037	948	1019	934	926	988	
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	981	1075	1019	923	991	929	918	977	
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	883	1003	1019	934	1018	948	945	964	
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	926	1027	986	930	987	923	927	958	
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	956	1042	975	884	963	889	906	945	
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E				992	937	979	901	888	940
IBB/Gsteighof	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	910	1002	966	896	975	909	910	938	
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	941	1015	969	876	944	859	856	923	
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	932	1022	955	870	935	861	873	921	
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	920	969	945	862	956	879	894	918	
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	881	969	944	897	955	874	872	913	
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0° (S)	922	1021	899	879	920	928	782	907	
Schräer	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0° (S)	974	1028	924	852	854	783	742	879	
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0° (S)				955	835	908	854	796	870
Drexler	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	844	918	878	814	843	812	807	845	
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0° (S)	803	876	857	778	841	801	801	822	
Jenni	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	766	860	820	757	820	732	729	783	
Lohe	1991	1.44	PVWR 1500	Solarex MSX60	38°	30°E	785	861	815	747	795	743	712	778	
DLG Buchmatt	1992	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	60°	20°W	630	734	701	638	653	585	571	645	
Mittelwerte aller Anlagen:							868	971	934	863	927	852	845	894	
Mittelwerte der Anlagen mit elektronischem Wechselrichter:							912	1013	975	902	967	897	888	936	

Tabelle 7-3: Energieproduktion mit Hochrechnung der Energieverluste durch Wechselrichterausfälle.

Normierte Energieproduktion der Burgdorfer PV-Anlagen bezogen auf ein Normaljahr Nachkorrektur der Monatserträge mit Monatskorrekturfaktoren Hochrechnung der Energieverluste durch Wechselrichterausfälle															
Anlage	Jahr	P_0 [kWp]	Wechselrichter	Module	β	γ	Ertrag (Normal) [kWh/kWp]								
							1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Mittel	
Schlossmatt 7	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1053	1037	1004	916	975	994	934	988	
Schlossmatt 6	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1034	1020	979	936	971	989	955	983	
Lindenfeld 5	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	988	984	978	947	979	982	983	977	
Lindenfeld 1	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	992	989	979	948	975	977	977	977	
Gsteighof 2	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	986	985	978	961	963	977	
Gsteighof 3	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		987	979	934	973	986	977	973	
Schlossmatt 8	1995	3.18	Solarmax S	Siemens M55	30°	7°E	1038	1020	981	932	949	965	897	969	
Gsteighof 1	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		990	981	936	977	960	966	968	
Lindenfeld 6	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	996	988	985	935	967	978	917	967	
Gsteighof 6	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		989	980	936	963	939	972	963	
Lindenfeld 3	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	991	988	975	940	964	947	935	963	
Gsteighof 5	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		985	975	930	970	947	969	963	
Lindenfeld 2	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	985	980	966	931	954	939	928	955	
Gsteighof 4	1996	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)		981	982	927	939	954	951	951	
Lindenfeld 4	1995	3.30	Solarmax S	Siemens M55	35°	0° (S)	975	968	962	932	955	935	920	950	
Schlossmatt 9	1995	3.24	Solarmax S	Kyocera G108	30°	7°E	978	969	947	908	922	929	916	938	
Schlossmatt 4	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera G102	30°	7°E	881	905	945	920	954	951	945	929	
Schlossmatt 3	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera G102	30°	7°E	924	926	914	917	924	917	903	888	
Schlossmatt 10	1997	4.08	TopClass 4000 III	BP 585	30°	7°E				921	924	917	903	888	
Schlossmatt 1	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	954	938	903	868	902	888	904	908	
IBB/Gsteighof	1995	16.00	Solarmax 15	Solarex MSX120	30°	20°E	906	904	899	887	915	908	909	904	
Schlossmatt 2	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	938	911	897	861	884	858	854	886	
Gfeller	1992	3.18	TopClass 4000 III	Siemens M55	28°	10°E	918	873	880	848	896	881	893	884	
Schlossmatt 5	1994	3.18	TopClass 4000 II	Siemens M55	30°	7°E	930	920	875	854	876	860	871	884	
HTA	1994	59.66	Diverse	Siemens M55HO	30°	29°W	879	871	865	889	894	877	874	878	
Gewerbeschule	1994	3.07	Solcon 3400HE	Solarex MSX64	30°/60°	0° (S)	920	922	818	867	866	892	776	870	
Mc Donald's	1997	3.30	TopClass 4000 III	Siemens M55	30°	0° (S)				898	830	856	867	801	850
Schräer	1994	3.06	Solcon 3400HE	Kyocera K51	30°	0° (S)	972	927	856	841	794	789	737	845	
Drexler	1991	3.18	Solcon 3300HE	Siemens M55	45°	45°W	842	827	820	803	798	819	802	816	
Gymnasium	1994	3.06	TopClass 2500 II	Kyocera K51	30°	0° (S)	800	787	804	774	792	807	803	795	
Jenni	1992	63.00	Rot. Masch.	Siemens M55	25°	30°E	762	775	763	746	771	730	725	753	
Lohe	1991	1.44	PVWR 1500	Solarex MSX60	38°	30°E	782	777	759	742	737	739	707	749	
DLG Buchmatt															

8 Hinweise für die Praxis

Aufgrund der von der HTI Burgdorf seit vielen Jahren durchgeführten Labor- und Langzeitmessungen resultieren folgende Empfehlungen für den Bau von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen zur Vermeidung von negativen Einflüssen auf den Energieertrag und die Zuverlässigkeit der Anlagen:

Module:

- Zur Erreichung eines optimalen Blitzschutzes für PV-Anlagen ist es günstig, Module mit Metallrahmen zu verwenden und diese mit einer geschirmten DC-Hauptleitung oder einer unmittelbar parallel zur DC-Leitung geführten Potenzialausgleichsleitung zu erden (Details siehe NIN SN SEV 1000:2000, Teil 7.12: Solar- Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme, erscheint Mitte 2004).
- Bei Verwendung von Modulen mit stabilem Metallrahmen ist zudem der Schutz gegen Bruch und Verformung bei Montage und später durch Schnee- und Windlast deutlich höher als bei rahmenlosen Modulen.
- Im Prinzip muss an allen Standorten, wo PV-Anlagen installiert werden, im Laufe der Jahre mit der Entstehung von ertragsmindernden permanenten Schmutzablagerungen auf den Solarmodulen gerechnet werden (besonders auf der Unterkante). Ausnahmen kann es bei Standorten in hochalpinen und wenig erschlossenen, ländlichen Regionen geben. Die beobachtete Ertragsminderung kann nach einigen Jahren durchaus bis zu 10% erreichen. Grundsätzlich gilt: Je geringer der Modulneigungswinkel, desto empfindlicher sind die Module auf die Entwicklung solcher permanenter Verschmutzungen.
- Auf rahmenlosen Modulen (Laminaten) bilden sich solche Schmutzablagerungen weniger schnell als auf gerahmten Modulen, da das Regenwasser ungehinderter abfliessen kann und sich nicht an einer Rahmen-Unterkante staut, so dass sich dort weniger Ablagerungen bilden.
- Bei gerahmten Modulen ist der ertragsmindernde Einfluss von Schmutzablagerungen erheblich geringer, wenn zwischen der Kante des Modulrahmens und den Zellen mindestens ein Abstand von 1 – 2 cm besteht. Trotz des etwas geringeren Modulwirkungsgrades sind deshalb solche Module langfristig günstiger (übrigens auch bezüglich Blitzschutz!). Der oft auftretende typische dichte Schmutzstreifen am unteren Rand der Module bedeckt dann die untersten Solarzellen kaum mehr und somit wird der Energieertrag deutlich weniger reduziert.
- Für die Selbstreinigung optimal ist ein Anstellwinkel im Bereich β zwischen etwa 40° und 50° und eine Hochkantmontage der Module, da dann sowohl Regenwasser in genügender Menge aufgefangen wird als auch die Abfliess-Geschwindigkeit des Wassers (oder des Schnees) an der Unterkante wegen des relativ starken Gefälles genügend gross ist.
- Auf Solarmodulen, die mit geringem Neigungswinkel ($\beta < 5^\circ$) montiert werden, bildet sich im Allgemeinen schneller eine relativ gleichmässige permanente Verschmutzung. Bei derart geringen Neigungswinkeln ist auch bei rahmenlosen Modulen mit einer ertragsmindernden permanenten Verschmutzung zu rechnen.
- Die regelmässige Reinigung des Solargenerators etwa alle 1-5 Jahre je nach Stärke der Schmutzablagerungen erhöht den Energieertrag der PV-Anlage.

Achtung: Ausschliesslich geeignetes Glasreinigungsmittel und -material verwenden, damit die Moduloberfläche nicht beschädigt oder aufgeraut wird.

- Sichere Zugangsmöglichkeiten zum Solargenerator schon bei der Planung der Anlage berücksichtigen, damit Modulreinigungen und Wartungsarbeiten gefahrlos durchgeführt werden können.
- In schneereichen Regionen (z.B. Alpen) sollten immer Modulneigungswinkel $\beta > 45^\circ$ gewählt werden, damit der Schnee leichter abrutschen kann und somit die Gefahr der statischen Überlastung der Module verringert wird. Im Hochgebirge sind für optimale Winterenergieproduktion noch höhere Neigungswinkel zwischen 75° und 90° empfehlenswert. Optimal ist 90° mit genügendem Abstand vom Erdboden, dann können Schneebedeckungen höchstens stundenweise auftreten, wenn der Schnee durch Winde direkt auf den Solargenerator geweht wird. Bei allen alpinen Anlagen ist auf ausreichend Freiraum (unter Umständen bis zu einigen Metern!) unterhalb der Module zu achten, um das ungehinderte Abrutschen des Schnees zu gewährleisten. Die Hochkantmontage von gerahmten Modulen und eine glatte Moduloberfläche begünstigt das Abrutschen von Schnee.

Modulverdrahtung:

- Zur Befestigung der Gleichstromverkabelung unterhalb des Solargenerators werden oft Kabelbinder verwendet. Keinesfalls sollten gewöhnliche weisse Kabelbinder für Innen-Anwendungen verwendet werden, da diese im Außenklima oft bereits nach kurzer Zeit versprüden und brechen. Schwarze Kabelbinder sind zwar etwas UV-beständiger als weisse, brechen aber bei Lichtexposition unter starker Belastung nach einigen Jahren oft auch. Herabhängende Kabel nach solchen Brüchen von Kabelbindern wurden bereits an mehreren Anlagen in Burgdorf beobachtet. Treten bei solchen Anlagen zusätzlich noch starke Winde oder Schneearbrüschungen auf, kann die DC-Verkabelung beschädigt werden, was weitere Schäden und Gefahren zu Folge haben kann. Ideal ist die Verwendung von garantiert UV-beständigen Kabelbindern, die vorzugsweise an vor direktem Sonnenlicht geschützten Stellen und mit geringer mechanischer Belastung eingesetzt werden sollten. Zusammen mit der gesamten DC-Seite einer PV-Anlage sollten auch diese Kabelbinder mindestens einer periodischen visuellen Kontrolle unterzogen werden.
- Zur Detektion ausgefallener Module und Stränge eignen sich thermografische Messungen sehr gut (inaktive Module sind bei Sonneneinstrahlung etwas wärmer als Strom produzierende Module). Falls keine Thermografie-Kamera zur Verfügung steht, können an schönen Tagen defekte Stränge auch durch direkten Vergleich der in verschiedenen parallelen Strängen fließenden Ströme entdeckt werden. Stränge mit deutlich kleineren Strömen haben i.A. ein oder mehrere defekte Module, die z.B. nur noch über die Bypassdiode leiten und die ausgewechselt werden müssen. Module sind zwar viel zuverlässiger als Wechselrichter, trotzdem kommen aber auch ab und zu Moduldefekte vor (an der Anlage der HTI in Burgdorf: 1 Moduldefekt in 10 Jahren unter 1056 Modulen).

Wechselrichter

- Neuere Wechselrichter von Herstellern mit langjähriger Erfahrung auf diesem Gebiet besitzen in den meisten Fällen eine höhere Zuverlässigkeit und Lebensdauer als Erstlingsgeräte von neuen Herstellern ohne entsprechende Erfahrung.
- Auf Grund der bisher beobachteten Ausfälle scheinen netzgekoppelte Wechselrichter mit Trafo tendenziell etwas weniger reparaturanfällig zu sein als trafolose Wechselrichter.
- Gut entstörte Wechselrichter, mit EMV-Filter auch auf der DC-Eingangsseite des Geräts, scheinen weniger anfällig auf Schäden zu sein, da sie wegen dieser Filter auch weniger anfällig auf blitzbedingte Überspannungen sind.
- Beim Einsatz eines bezüglich der Leistung leicht überdimensionierten Wechselrichters kann von einer längeren Lebensdauer des Geräts ausgegangen werden, da die elektrischen Komponenten des Geräts weniger belastet bzw. überlastet werden.
- Bei Wechselrichterdefekten können bei der betroffenen Anlage signifikante Jahresertragsverluste entstehen, die bei längeren Interventions- und Reparaturzeiten in sonnenreichen Monaten durchaus 10% und mehr betragen können. Daher ist eine Funktionsüberwachung der Wechselrichter zur möglichst schnellen Intervention bei einem Ausfall sehr empfehlenswert.
- Auf Grund der bisherigen Erfahrungen ist es sinnvoll, bei einphasigen Wechselrichtern bis zu einigen kW von einer Lebensdauer von etwa 10 Jahren auszugehen.

9 PV-Messdatenpräsentation

9.1 IEA PVPS Task II – Performance Database

Die Internationale Datenbank PVPS Task II wurde im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) durch die Arbeitsgruppe „Task 2“ des PVPS-Programms entwickelt.

Ziel ist es, Informationen über Energieerträge, Kosten, Zuverlässigkeit und Langzeitverhalten von verschiedenen PV-Systemen bereitzustellen.

Die Datenbank enthält derzeit Daten von 372 vermessenen PV-Anlagen aus 14 Ländern mit einer installierten Gesamtnennleistung von 11,8 MWp. Dabei handelt es sich um netzgekoppelte, Insel- und PV-Hybridanlagen aus verschiedensten Anwendungsbereichen, die weltweit installiert sind und daher unter unterschiedlichen klimatischen Bedingungen arbeiten. Neben allgemeinen Informationen und Angaben zur PV-Anlage, ihren Eigenschaften und den verwendeten Betriebsmitteln, sind die monatsaufgelösten Messdaten zur Meteorologie und zum Energieertrag in der Datenbank gespeichert. Für die Auswertung der Daten und die Darstellung der Ergebnisse werden grundsätzlich normierte Parameter zum Vergleich herangezogen. Das Programm der „Performance Database“ ermöglicht eine Navigation im Datenbestand, die Filterung der Daten anhand verschiedener Kriterien sowie den Export von ausgewählten Messdaten und automatisch berechneten Jahresergebnissen an das Tabellenkalkulationsprogramm Excel. Dieses Instrument kann verwendet werden, um den Betrieb verschiedener PV-Anlagen zu vergleichen und die normierten Ergebnisse in einer Tabelle oder einem Bericht darzustellen.

Das Datenbankprogramm kostet 20 Euro und dann stehen die jährlich aktualisierten Daten dem Benutzer kostenlos zur Verfügung. Ein Downloaden der neusten Daten kann unter www.task2.org vorgenommen werden. Eine Registrierung ist jedoch zuvor notwendig.

Die HTA Burgdorf stellt seit dem Jahre 2002 der IEA die Daten von folgenden 8 PV-Anlagen zur Verfügung:

- | | |
|----------------------|-------------------------|
| • Jungfraujoch | Betriebsdaten seit 1994 |
| • Birg | Betriebsdaten seit 1994 |
| • Gfeller | Betriebsdaten seit 1993 |
| • LocalNet Gsteighof | Betriebsdaten seit 1996 |
| • Mont Soleil | Betriebsdaten seit 2002 |
| • Newtech 1 | Betriebsdaten seit 2002 |
| • Newtech 2 | Betriebsdaten seit 2002 |
| • Newtech 3 | Betriebsdaten seit 2002 |

Um die Datenweitergabe zu ermöglichen musste die PV-Daten-Auswertesoftware PVGraf der HTA Burgdorf so erweitert werden, dass sie die erforderlichen Daten im IEA-Format direkt ausgeben kann. Dies wurde im Rahmen der Neuprogrammierung der PV-Daten-Auswertesoftware PVGraf2000 (siehe auch Kap. 9.3) durch die Firma Oberli Engineering GmbH realisiert.

Mit Hilfe der neuen PV2000Conv-Software lassen sich nun bestehende PVGraf2000-Anlagenmessdaten in das IEA PVPS Task II – Format konvertieren und als Textfiles abspeichern.

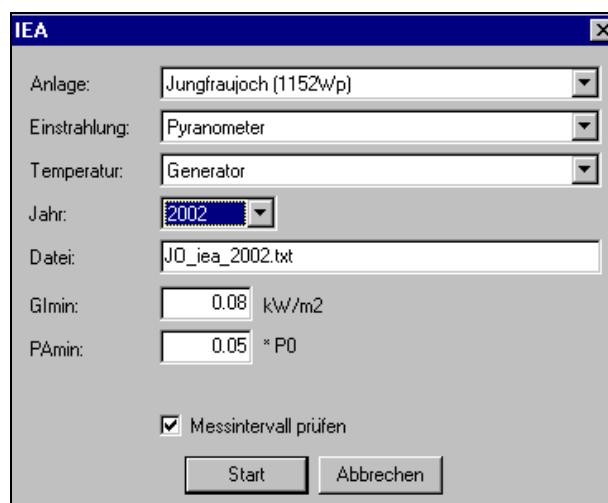


Bild 9-1: Eingabefeld der PV2000Conv-Software zur Konvertierung von Anlagendaten in das IEA-Format. Neben der gewünschten PV-Anlage muss der Einstrahlungssensor und der Temperatursensor, sowie das Betriebsjahr angegeben werden. Es können nur Daten von PV-Anlagen, die mit einem Feinmesssystem ausgerüstet sind, konvertiert werden.

Die Schwellwerte minimale Einstrahlung auf den Solargenerator $G_{min} = 0,08 \text{ kW/m}^2$ und minimale Leistung der Solargeneratoren $P_{Amin} = 0,05 * P_0$ in Bild 9-1 sind von der IEA vorgegebene Grenzen zur Analyse von PV-Messdaten, wenn sich die zu beurteilende PV-Anlage im Betrieb befindet.

Zur Analyse der Schwellwerte sind diese in der PV2000Conv-Software variabel. Somit kann die HTA Burgdorf auch untersuchen, ob die vor vielen Jahren festgelegten Grenzwerte auf Grund der Leistung damaliger PV-Anlagen heute aus technischer Sicht immer noch sinnvoll sind.

Zur Datenweitergabe an die IEA werden nach der Konvertierung der Daten zunächst die erzeugten Textfiles der Anlagen und Betriebsjahre als Excel-Files gespeichert (Bild 9-2) und dann dem Schweizer Vertreter des Projekts Task 2 im PV-Programm der IEA, der Firma TNC Consulting AG zugesandt. Die Aktualisierung der Datenbank erfolgt jährlich immer zu Jahresbeginn. Sämtliche für die IEA-Datenbank erforderlichen Messgrößen werden mit Angabe der Einheiten auf Seite 66 aufgeführt.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
kurzname	id_anlage	p_o	a_a	jahr	periode	t	t_m	m	sh	betr_arr	t_nav	o
Joch	106	1.15	9.7	2002	1	744	744	1	205.83	205.75	0.08	0.0004
Joch	106	1.15	9.7	2002	2	672	672	1	210.75	209.75	1	0.0047
Joch	106	1.15	9.7	2002	3	744	744	1	279.08	279.08	0	0
Joch	106	1.15	9.7	2002	4	720	720	1	336	335.92	0.08	0.0002
Joch	106	1.15	9.7	2002	5	744	744	1	374.75	346.92	27.83	0.0743
Joch	106	1.15	9.7	2002	6	720	720	1	367.17	365.75	1.42	0.0039
Joch	106	1.15	9.7	2002	7	744	744	1	370.67	370.08	0.58	0.0016
Joch	106	1.15	9.7	2002	8	744	744	1	342	342	0	0
Joch	106	1.15	9.7	2002	9	720	720	1	288.42	288.42	0	0
Joch	106	1.15	9.7	2002	10	744	744	1	254.58	253.42	1.17	0.0046
Joch	106	1.15	9.7	2002	11	720	720	1	175.17	168.92	6.25	0.0357
Joch	106	1.15	9.7	2002	12	744	744	1	183.08	183.08	0	0
Joch	106	1.15	9.7	2002	2002	8760	8760	1	3387.5	3349.08	38.42	0.0113

Bild 9-2: Ausschnitt aus der Excel-Tabelle Anlage Jungfraujoch, Betriebsjahr 2002 im IEA-Format.

Nach Aufnahme der Daten einer PV-Anlage in der IEA-Datenbank werden diese übersichtlich präsentiert. Im Beispiel in Bild 9-3 wurde die Anlage Jungfraujoch aufgerufen. Neben den technischen Daten und einem Foto können hier noch Kurzbeschrieb, Anlagenschema und Literaturangaben angezeigt werden. Des Weiteren können sämtliche Monats- und Jahresmessdaten der Anlage geöffnet werden.

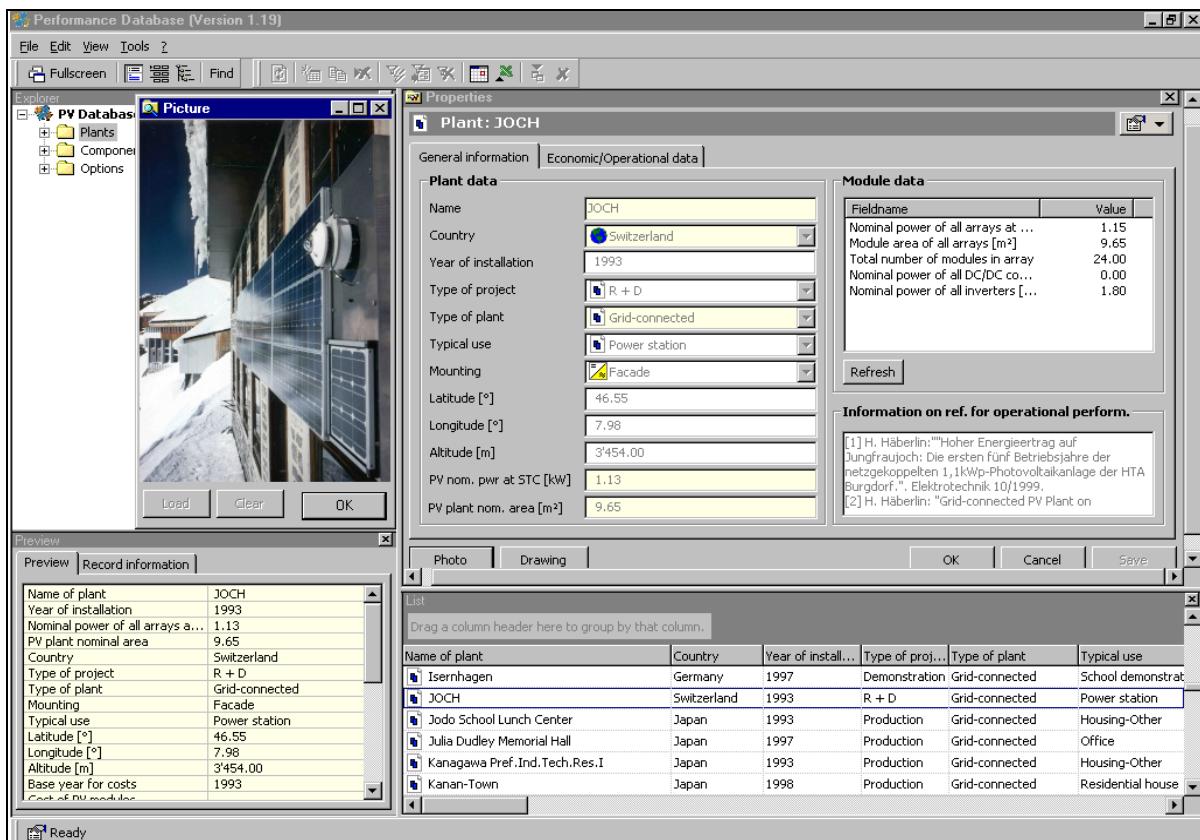


Bild 9-3: Anzeige der PV-Anlage Jungfraujoch in der IEA-Datenbank.

Zur Weiterverarbeitung können die Jahresergebnisse als Report in einer Excel-Tabelle ausgegeben werden, um die Daten z.B. in einem Bericht weiterzuverarbeiten. Es können bis zu 6 Betriebsjahre auf einmal angezeigt und 1 Betriebsjahr grafisch dargestellt werden.

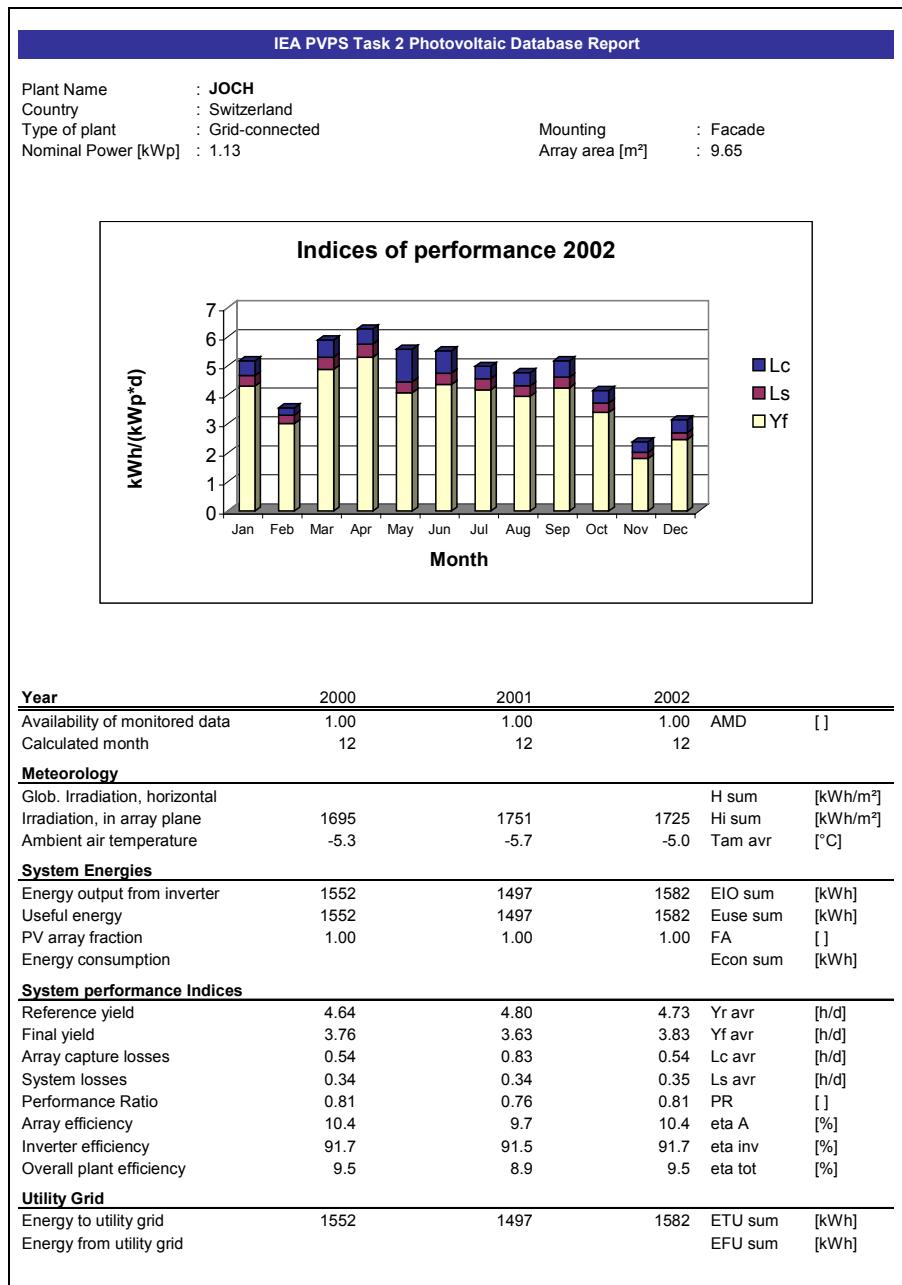


Bild 9-4: Report als Excel-Dokument mit technischen Angaben über die PV-Anlage, grafischer Anzeige und Wiedergabe der Messwerte und normierten Auswertungen von bis zu 6 Betriebsjahren.

Mit der IEA PVPS Task 2 – Datenbank wurde nun ein wichtiger Schritt zur Publikation der Messdaten der HTA Burgdorf vorgenommen. Eine weitere Verbreitung der Messdaten erfolgt via der Homepage der HTA Burgdorf, wie im folgenden Kapitel beschrieben wird.

Erforderliche Messgrößen für die IEA Datenbank, deren Definition und die darzustellende Einheit:

Datensatz Monatauswertung		Berechnung aus Stundendaten			Datenbank IEA Messdaten
		Einheit	Label	Bereich	Formel
* 1 Kurzname Anlage		ttttt nnn	kurzname id_anlage	text >0	
* 2 ID Nummer Anlage		[Kwp] [m^2]	p_0 a_a	>0 >0	
* 3 Po @ STC der Anlage		yyy	jahr	>1980	
* 4 Modulfläche		mm.yyyy	periode	1..12, >1980	
* 5 Jahr		[h]	t	>672	Stunden pro Kalendermonat
* 6 Monat Jahr		[h]	t_m	>0	Anzahl vorhandene komplette Datensätze pro Kalendermonat
8 Daten		-	m	0...1	= 1M / t
* 9 Monitoring		[h]	sh	>0	Anzahl Werte Stundendaten von G1
10 Sonnenstunden		[h]	beir_arr	>0	Anzahl Werte Stundendaten von P_A
11 Betrieb Array		[h]	t_nav	>0	= Sh - Betr A*
12 Ausfall Array		-	o	0...1	= NAV / Sh
* 13 Nicht Verfügbarkeit		[h]	ber_inv	>0	Anzahl Werte Stundendaten von P10+
* 14 Betriebsinverter		[kWh/m^2]	h	>0	Summe G
* 15 Einstrahlung (Global)		[kWh/m^2]	h_i	>0	Summe G1
* 16 Einstrahlung (Modulebene)		[kWh/m^2]	h_d	>0	Summe Gd
* 17 Einstrahlung (Beam)		[kWh]	e_sa	>0	nur bei Anlagen mit optischem Konzentratator
18 Einstrahlungssumme		[TC]	t_am	>99	= H * AA
* 19 Umgebungstemperatur		[kWh]	e_a	>0	Mittelwert Tam
* 20 Energie Solargenerator		[kWh]	e_o_p	>0	Summe PA
21 Energie vom Inverter		[kWh]	e_o_m	>0	Summe P10+
22 Energie zum Inverter		[kWh]	e_io	>0	Summe P10-
* 23 Energie Inverter		[kWh]	e_buac	>0	= (E10+) - (E10-)
* 24 Energie Zusatzgenerator		[kWh]	e_lac	>0	Summe PBUAC
* 25 Verbrauch (Gebäude)		[kWh]	e_tu	>0	Summe P Iac
* 26 Energie ins Netz		[kWh]	e_fu	>0	Summe P TU
* 27 Energie vom Netz		[kWh]	e_im	>0	Summe P FU
28 Energie Datenerfassung		[kWh]	y_rg	>0	Summe PM
* 29 Referenz Global		[kWh/(kWp*d)]	y_r	>0	Teigesmittelwert von G
* 30 Referenz		[kWh/(kWp*d)]	y_a	>0	Teigesmittelwert von G1
* 31 Generator Ertrag		[kWh/(kWp*d)]	y_f	>0	= (Tagesmittelwert von PA) / P0
* 32 Anlagen Ertrag		[kWh/(kWp*d)]	l_s	>0	= (Tagesmittelwert von P10) / P0
33 Inverter Verluste		[kWh/(kWp*d)]	l_c	>0	= YA - Yf
34 Umwandlungs Verluste		[kWh/(kWp*d)]	pr	0...1	= Yf - YA
35 Performance		-	n_arr	0...1	= Yf / Yr
36 Betriebswirkungsgrad (Generator)		-	n_inv	0...1	= EA / ES_A
37 Betriebswirkungsgrad (Inverter)		-	n_tot	0...1	= EIO / E_SA
38 Gesamtwirkungsgrad		-	beir	0...1	= EIO / E_SA
39 Verfügbarkeit Inverter		[%]	feld	0...1	= (Betr A*) * 100
40 Verfügbarkeit Feld		[%]	tp	>99	Zuschaltung Stringss in %
* 41 Modultemperatur bei Betrieb		[C]	e_sa_b	>0	gewichteter Mittelwert von TP = (Summe(Tp*G_i)) / H1.b
* 42 Einstrahlungssumme bei Betrieb		[kWh]	e_a_b	>0	wenn G1 > 0.08 und PA > 0.05 P0
* 43 Energie Solargenerator bei Betrieb		[kWh]	e_io_b	>0	wenn G1 > 0.08 und PA > 0.05 P0
* 44 Energie vom Inverter bei Betrieb		[kWh]	n_arr_b	0...100	wenn G1 > 0.08 und PA > 0.05 P0
* 45 Wirkungsgrad (Generator) bei Betrieb		-	n_inv_b	0...100	= EAb / ESAb
* 46 Wirkungsgrad (Inverter) bei Betrieb		-	n_tot_b	0...100	= EIO + EAb
* 47 Gesamtwirkungsgrad bei Betrieb		-	n_t	0...31	= EIO + EESAb
* 48 Anzahl Tage (Messdaten)		-			wenn G1 > 0.08 und PA > 0.05 P0

** Beim Index b (Betrieb) werden nur Werte zur Berechnung berücksichtigt wenn die Anlage in Betrieb ist.

* Die fett gedruckten Werte werden für die Datenbank der IEA benötigt.
Datiformat: ASCII, tabulatorgetrennt
13 Datensätze pro Jahr, 12 Monate + Jahresdatensatz

9.2 Homepage HTA Burgdorf: PV-Messdaten unter „www.pvtest.ch“

Eine weitere Zielsetzung im LZPV2-Projekt war die Präsentation von Messdaten der HTA Burgdorf via der eigenen Homepage. Zunächst wurde die Darstellung der normierten Jahres-Auswertungen der wichtigsten von der HTA Burgdorf gemessenen PV-Anlagen vorgenommen. Dabei handelt es sich um Anlagen, die mit dem Feinmesssystem ausgestattet sind.

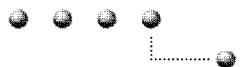
Durch die Betätigung des Buttons „PV-Messdaten“ unter dem Link www.pvtest.ch gelangt der Benutzer auf die in Bild 9-5 dargestellte Seite der HTA-Hompage. Hier werden allgemeine Informationen über die Erfassung von PV-Messdaten gegeben. Durch Betätigung des Buttons „Langzeitmessdaten“ erhält der Benutzer genauere Informationen über die Langzeitmessungen der HTA Burgdorf und über die Analyse der Messdaten mit Hilfe der normierten Darstellung von Energieertrag und Leistung (Bild 9-6). Des Weiteren werden die zur Auswahl stehenden PV-Anlagen aufgeführt, deren normierte Jahres-Auswertungen zur Verfügung stehen. Dabei handelt es sich um folgende Anlagen:

- | | |
|----------------------|---------------------------------|
| • Birg | Betriebsdaten von 1993 bis 2002 |
| • EBL Liestal | Betriebsdaten von 1997 bis 2002 |
| • Gfeller | Betriebsdaten von 1993 bis 2002 |
| • Jungfraujoch | Betriebsdaten von 1994 bis 2002 |
| • Localnet Gsteighof | Betriebsdaten von 1996 bis 2002 |
| • Mont Soleil | Betriebsdaten von 2002 |
| • Newtech | Betriebsdaten von 2002 |

Nach Auswahl einer Anlage erscheint zunächst eine Beschreibung der gewählten Anlage (Foto, technische Daten und bisheriges Betriebsverhalten), wie in Bild 9-7 gezeigt wird. Am Ende der Beschreibung kann der Button „normierte Jahresstatistiken“ zur Ansicht der Diagramme gewählt werden (Bild 9-8).

The screenshot shows the homepage of the HTA Burgdorf PV Measurement Data presentation. The main content area is titled "Photovoltaik-Messdaten". It contains a brief introduction about long-term measurements and a detailed description of the measurement setup for a PV system. A block diagram titled "Blockschaltbild einer PV-Anlage mit Feinmessung" illustrates the measurement circuit. The diagram shows a "Solar-generator" connected to a "Wechselrichter" (inverter). The inverter outputs DC current to a "DC-Spannung" (DC voltage) and AC power to a "Netz-Einspeisung" (grid connection). The "Wechselrichter" also provides AC power to a "Verbraucher" (consumer). Various sensors are connected to a central "Messdatenerfassung" (data acquisition) unit, which then connects to the HTA Burgdorf data evaluation system via a PTT-Netz link. The sidebar on the left lists navigation links for the website, including "Folgeseiten...", "Publikationen", "Forschung und Entwicklung", "PV-Infrastruktur", "PV-Messdaten" (selected), "Wechselrichter-Testbedingungen", "PV-Links", and "English Version". The bottom of the page includes copyright information and links to "Webmaster" and "Impressum".

Bild 9-5: Startseite der PV-Messdatenpräsentation der HTA Burgdorf.



N Labor für Photovoltaik - Netscape 6

Datei Bearbeiten Anzeigen Suchen Gehe Lesezeichen Aufgaben Hilfe

Suchen N

Berner Fachhochschule
Hochschule für
Technik und Architektur Burgdorf

Abteilung
Elektrotechnik

Labor für
Photovoltaik

Folgeseiten...

- [Publikationen](#)
- [Forschung und Entwicklung](#)
- [PV-Infrastruktur](#)
- [PV-Messdaten](#)
- [Langzeitmessdaten](#)
- [Birg](#)
- [EBL Liestal](#)
- [Gfeller](#)
- [Jungfraujoch](#)
- [Localnet Gsteighof](#)
- [Mont Soleil](#)
- [Newtech](#)
- [Wechselrichter-Testbedingungen](#)
- [PV-Links](#)
- [English Version](#)

Langzeitmessdaten

Gegenwärtig werden 38 PV-Anlagen mit zur Zeit 51 Wechselrichtern gemessen. 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. In den Jahren 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-Triple) 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.

Normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung

Um die Energieproduktion und das Betriebsverhalten von Photovoltaikanlagen verschiedener Grösse und an verschiedenen Orten in fairer Weise miteinander vergleichen zu können, wurde vom JRC in ISPRRA / Italien eine sehr nützliche normierte Datenauswertung vorgeschlagen. Diese Auswertung wurde von uns weiterentwickelt und um neue aussagekräftige Darstellungsarten erweitert. Insbesondere wurde eine Methode realisiert, welche eine detaillierte Analyse sporadischer Fehlfunktionen (z.B. Maximum-Power-Tracking-Fehler beim Wechselrichter, (Teil-) Beschattung oder Schneedeckung des Generators usw.) erlaubt. Die hier veröffentlichten Langzeitmessdaten der Anlagen werden in dieser erweiterten normierten Darstellung angezeigt.

Übersicht über Definition und Bedeutung der normierten Erträge und Verluste bei Photovoltaikanlagen. Bei der Angabe der Einheiten für längere Bezugsperioden werden die *Tages-Durchschnittswerte* angegeben.

Symbol	Bezeichnung	Bedeutung / Erklärung / Ursache	Einheit
Y_f	Strahlungsertrag, Referenzeraug (Reference Yield)	$Y_f = H_f / G_0$, Y_f entspricht der Zeit während der die Sonne mit $G_0 = 1\text{ kW/m}^2$ scheinen müsste, um die Energie H_f auf den Solargenerator einzustrahlen.	$\frac{\text{kWh/m}^2}{\text{d-1kW/m}^2}$ [h/d]
L_C	Generatorverluste Feldverluste (Capture Losses)	Temperaturbedingte Verluste L_{CT} : Verluste, weil Zellentemperatur meist > 25°C. Übrige, nicht temperaturbedingte Verluste L_{CM} : <ul style="list-style-type: none"> - Verdichtung, Stranddünen, kleine Einstahlung, - Beschattung, Verschmutzung, Schneedeckung, - Strahlungseintrittsstörungen, Mischstrahl, - Maximum-Power-Tracking-Fehler, Nichtabnahme der verfügbaren Generatorleistung wegen Wechselrichter ausfallen oder bei vollem Akku (bei Inselanlagen). 	$\frac{\text{kWh}}{\text{d-kWp}}$ [h/d]

Bild 9-6: Informationen über die Langzeitmessungen und deren normierte Auswertung.

N Labor für Photovoltaik - Netscape 6

Datei Bearbeiten Anzeigen Suchen Gehe Lesezeichen Aufgaben Hilfe

Suchen N

Berner Fachhochschule
Hochschule für
Technik und Architektur Burgdorf

Abteilung
Elektrotechnik

Labor für
Photovoltaik

Folgeseiten...

- [Publikationen](#)
- [Forschung und Entwicklung](#)
- [PV-Infrastruktur](#)
- [PV-Messdaten](#)
- [Langzeitmessdaten](#)
- [Birg](#)
- [EBL Liestal](#)
- [Gfeller](#)
- [Jungfraujoch](#)
- [Localnet Gsteighof](#)
- [Mont Soleil](#)
- [Newtech](#)
- [Wechselrichter-Testbedingungen](#)
- [PV-Links](#)
- [English Version](#)

Photovoltaikanlage Newtech

Die Anlage Newtech ist seit dem 17.12.2001 in Betrieb und auch die Messdaten wurden seither lückenlos erfasst. Die Anlage "Newtech" besteht aus 3 netzgekoppelten 1kWp-Photovoltaikanlagen mit 3 verschiedenen Dünnschichtzellen-Technologien.



Technische Daten:

Ort: Burgdorf, 540 m.ü.M
Inbetriebnahme: 17.12.2001
Messgrößen:

- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit Pyranometer
- Umgebungstemperatur und Modultemperatur
- Solarzellentemperatur der 3 Solargeneratoren
- Gleichstrom und Gleichspannung (von jeder Teilanlage)
- Eingespeiste Wechselstrom-Wirkleistung (von jeder Teilanlage)
- Netzzspannung am Einspeisepunkt einer Phase (von jeder Teilanlage)

Newtech 1:
Module: Siemens ST 40 (CuInSe₂-Zellen) (24 Stück)
Leistung: 960 Wp (nominell)
Fläche: 100 m²

Bild 9-7: Beschrieb einer ausgewählten Anlage hier am Beispiel Newtech.

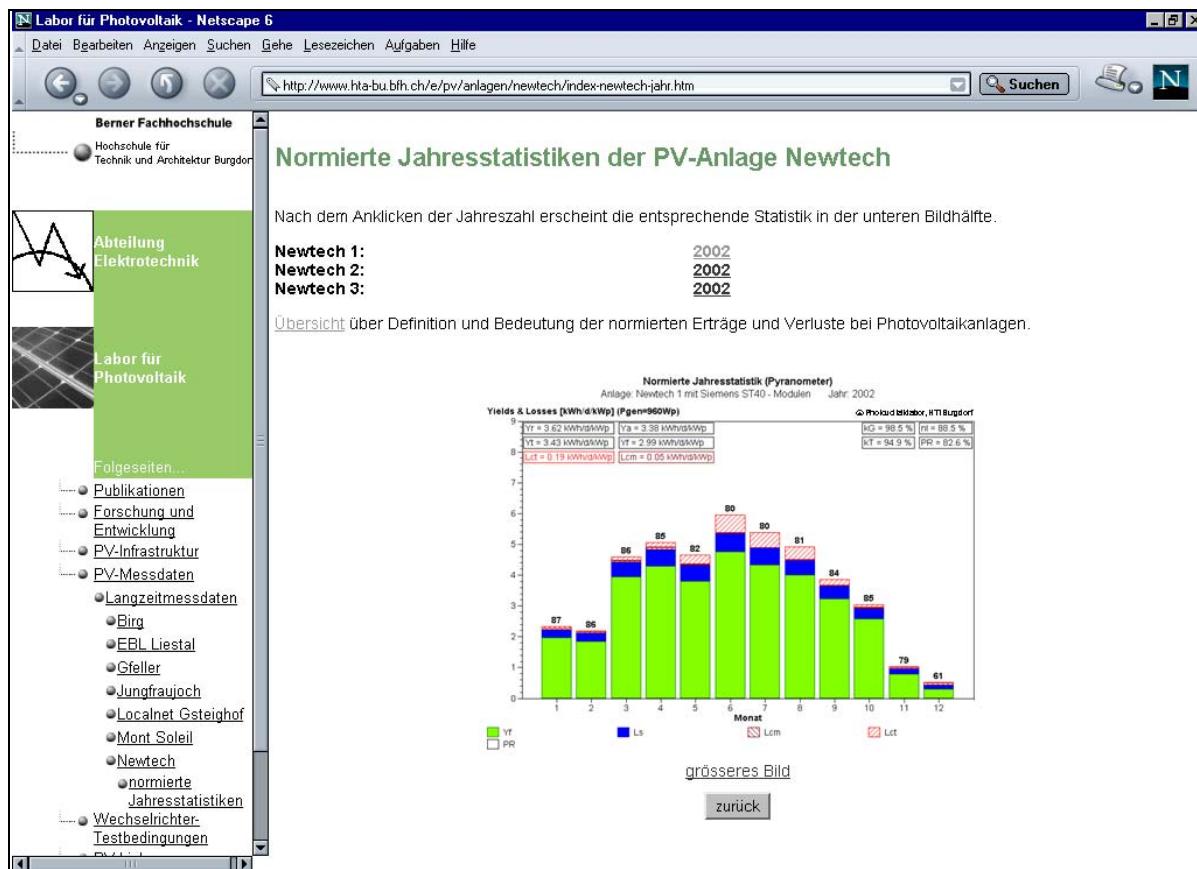


Bild 9-8: Anzeige der normierten Jahresstatistik mit Auswahl des Betriebsjahrs.

Langfristig soll die Präsentation der Messdaten noch ausgebaut werden. Als nächster Schritt soll die Onlinedarstellung (Aktualisierung der Messwerte alle 2s) von den hier aufgeführten Anlagen mit Fein-Messsystem realisiert werden. Die ersten Programmteile hierfür wurden bereits von U. Hofmayer (Assistent) und Studenten erstellt. In einem möglichen Nachfolgeprojekt soll diese Arbeit fertiggestellt werden.

9.3 PVGraf2000 – Neue Auswertesoftware für PV-Messdaten

Das unter Windows lauffähige PVGraf2000-Programm ist eine Software zur Auswertung der gespeicherten Messdaten der Fein- und Grobmesssysteme, die im Rahmen des Langzeitmessprojekts der HTA Burgdorf betrieben werden. Die Software wurde von einem ehemaligen Assistenten Herrn S. Oberli (Oberli Engineering GmbH) für die HTA Burgdorf programmiert. Es ist das Nachfolgeprogramm des alten PVGrafs (DOS-Version), das noch in Turbo Pascal programmiert wurde. Neben sämtlichen bestehenden Optionen (Tages-, Monats-, Jahres- und Wirkungsgradiogramme), die die alte Version geboten hat, besitzt das neue Programm folgende Erweiterungen:

- Datenauswertung nach normierten Mehrjahresstatistiken
- Tabellarische Darstellung der grafisch angezeigten Messwerte mit Möglichkeit zum Ausdruck
- Export der tabellarischen Messwerte in eine Textdatei
- Export der graphischen Auswertungen über die Zwischenablage in andere Programme (z.B. ins Word-Dokument)
- Änderung der Einstellungen in den Grafiken (Schriftgrösse, -art, Symbole, Füllmuster)
- Hilfsprogramm zur Auswertung der Daten nach IEA-Richtlinien und Export als Textfile (siehe Kap. 9.1)
- Hilfsprogramm zur Hochrechnung von Messdaten bei Ausfällen nach der Monitoring Fraction Methode
- Hilfsprogramm zur Administration von Anlagendaten, Wechselrichterdaten und Messgrössen
- Variable Bestimmung der Temperaturkoeffizienten der verschiedenen Modultypen für die Messdatenauswertung
- Hilfsprogramm zur Umwandlung der alten Tages-Messdatenfiles in die neuen Monats-Messdatenfiles zur notwendigen Reduktion der Fileanzahl auf dem Netzwerk der HTA Burgdorf

Datenauswertung nach normierten Mehrjahresstatistiken

Die HTA Burgdorf besitzt mittlerweile mitunter über 10-jährige lückenlose Messreihen von PV-Anlagen. Besonders um das Ertrags- und Verlustprofil von PV-Anlagen über einen langen Zeitraum zu bestimmen, ist die Auswertung mit Hilfe von normierten Mehrjahresstatistiken sinnvoll. Hierbei werden die Erträge und Verluste jedes Monats über die gemessenen Jahre gemittelt. Um zu sehen, wie gross die Streuung des Energieertrags Y_f in den einzelnen Monaten war, wird zudem das Minimum und das Maximum von Y_f angegeben. Somit kann das langjährige Betriebsverhalten einer Anlage anschaulich dargestellt werden (Bild 9-9).

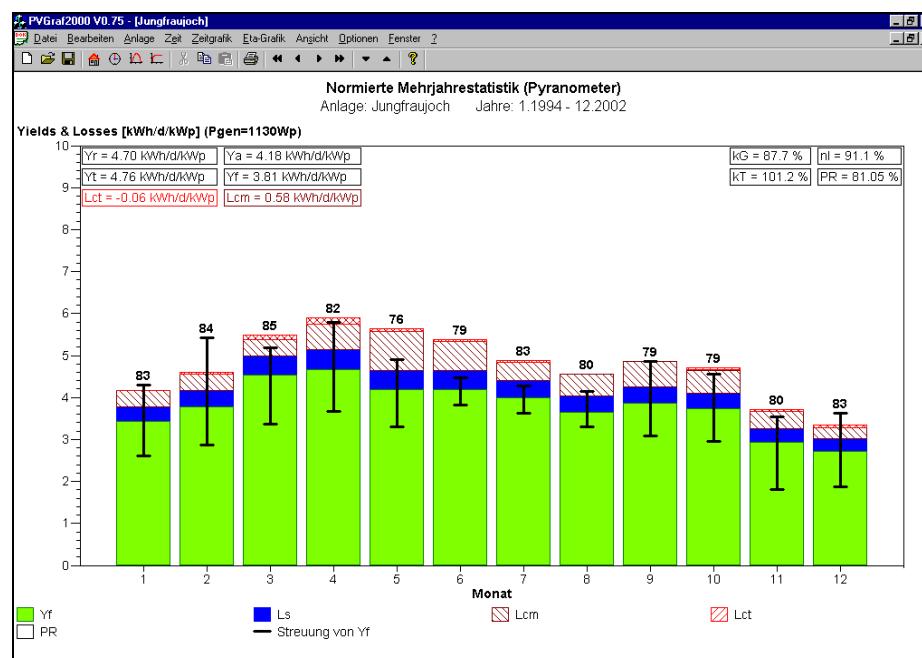


Bild 9-9: Normierte Mehrjahrestatistik am Beispiel der Anlage Jungfraujoch. Betrachtete Messperiode von Januar 1994 bis Dezember 2002.

Tabellarische Darstellung und Export von Messwerten

Mit der zusätzlichen Möglichkeit Messdaten nicht nur grafisch, sondern auch tabellarisch anzuzeigen und ggf. auszudrucken, ist nun nicht nur die quantitative, sondern auch qualitative Auswertung schnell möglich. Zudem können die angezeigten Daten als Textfiles zur Weiterverarbeitung abgespeichert werden. Auch wurde der Export der angezeigten Grafiken in andere Programme (z.B. ins Word-Dokument) deutlich vereinfacht.

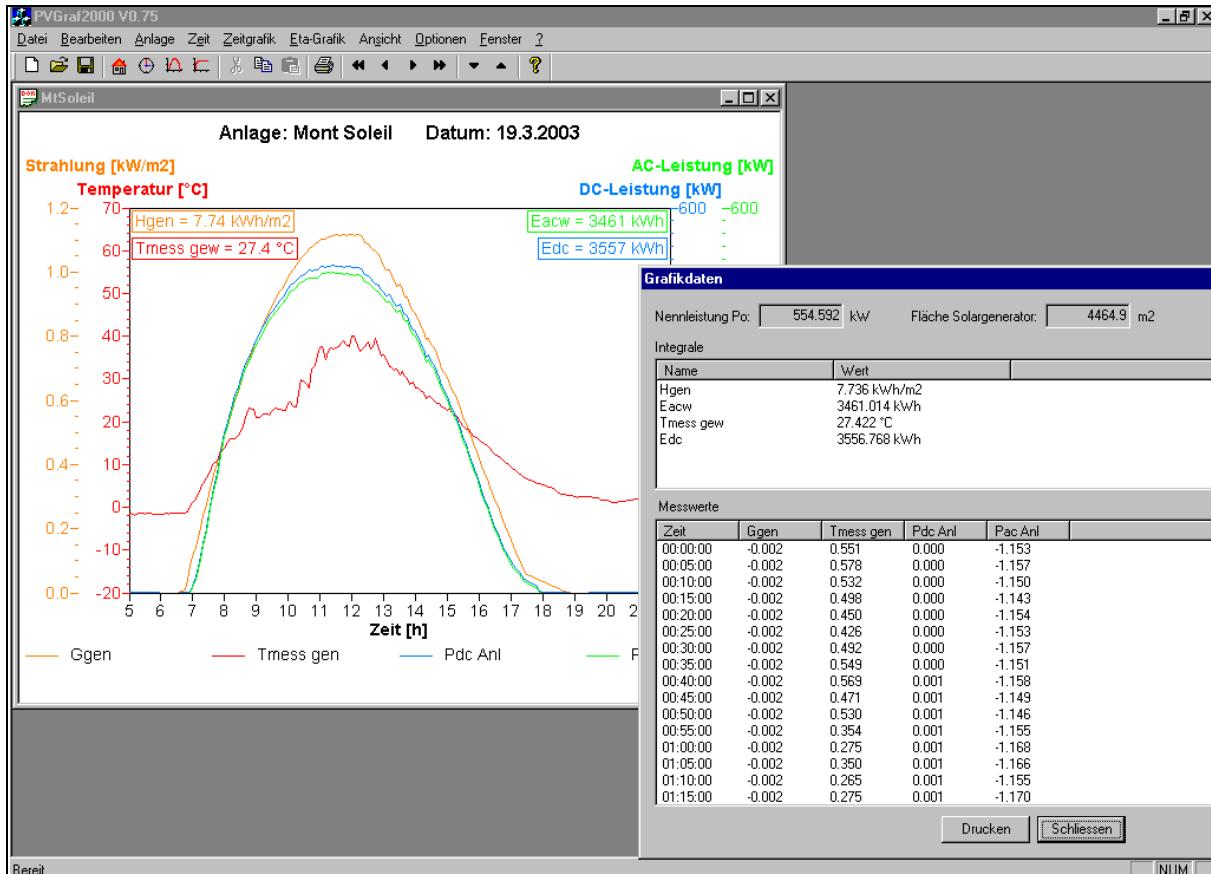


Bild 9-10: Tagesdiagramm Anlage Mont Soleil vom 19.03.2003. Neben der grafischen Darstellung ist nun auch die tabellarische Darstellung der 5 Minuten-Mittelwerte möglich.

Hochrechnung von Messdaten bei Ausfällen nach der Monitoring Fraction Methode

Mit Hilfe des Programms PV2000Conv können Ausfälle von PV-Anlage und Messtechnik hochgerechnet werden. Dabei werden die Werte des störungsfreien Betriebs entsprechend dem Verhältnis störungsfreier Betriebsdauer zu Monatsdauer hochgerechnet und separat gespeichert.

Bei Ausfall der PV-Anlage, bei der das Betriebsverhalten durch die Langzeitmessungen bekannt ist, lässt sich die verlorengegangene Energie schnell und mit relativ hoher Zuverlässigkeit bestimmen. Die Rekonstruktion wird auf die Monats- und Jahresstatistiken angewandt.

Bei einem kompletten Ausfall der Messtechnik ist die Anwendung nur bedingt sinnvoll und stellt nur eine Näherung an die verlorengegangenen Messdaten dar, da die meterologische Entwicklung des betroffenen Monats nur mit geringer Bestimmtheit rekonstruiert werden kann. Das hat zur Folge, dass umso länger der Ausfall ist, desto fehlerbehafteter wird die Rekonstruktion.

Beim Auftreten von Ausfällen einzelner Signale wird, wie auch bisher, zunächst versucht eine individuelle Rekonstruktion der Messdaten in Abhängigkeit der vorhandenen Messungen vorzunehmen.

Bei der Rekonstruktion einer Messung mit Hilfe der Software wird im Eingabefenster die Anlage und der zu rekonstruierende Monat eingegeben. Des Weiteren wird die minimale Einstrahlung und die minimale DC-Leistung definiert, welche für die Rekonstruktion der Daten verwendet werden soll. Danach kann ein Vorschlag der zu rekonstruierenden Tage von der Software berechnet werden. Eine Überprüfung dieses Vorschlags ist empfehlenswert (Bild 9-11). Nach eventueller Anpassung kann

dann die Rekonstruktion vorgenommen werden. Die rekonstruierten Daten werden in einem separaten File gespeichert, somit bleibt die Originalmessung immer erhalten und die rekonstruierten Daten können nach Wunsch aufgerufen werden.

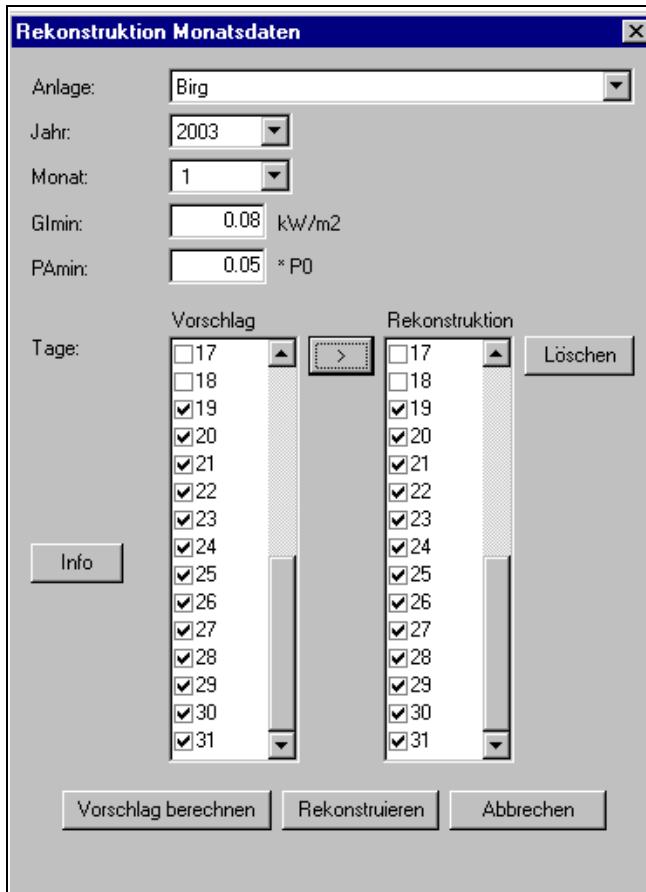


Bild 9-11: Eingabefeld der Software PV2000Conv zur Rekonstruktion von lückenhaften Messdaten.

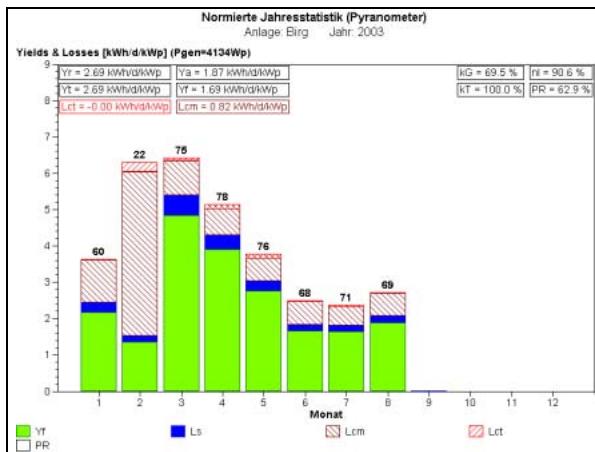


Bild 9-12: Beispiel Messung PV-Anlage Birg. Vom 19.01.03 – 21.02.2003 war die Anlage ausser Betrieb wegen einem Wechselrichterdefekt. Der Ausfall ist an den hohen L_{CM} -Verlusten in der normierten Jahresstatistik deutlich erkennbar.

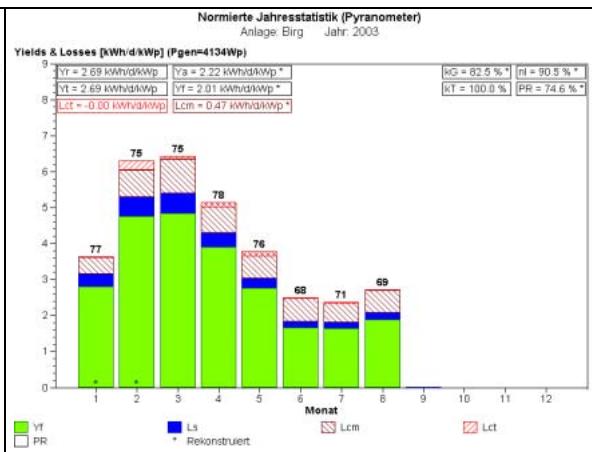


Bild 9-13: Mit Hilfe der Datenrekonstruktions-Software PV2000Conv wurde der Ausfall des Wechselrichters hochgerechnet. Die Rekonstruktion wurde so vorgenommen, dass die PR für den Monat Januar und Februar wieder typische Werte wie in den Betriebsjahren zuvor aufweist. Alles was in dem Diagramm rekonstruiert wurde, ist mit einem (*) gekennzeichnet.

Hilfsprogramm zur Administration von Anlagendaten, Wechselrichterdaten und Messgrößen

Mit dem neuen Administrationsprogramm PV2000Admin hat sich die Verwaltung der mittlerweile über 50 PV-Anlagen deutlich vereinfacht. Die Definition von Anlagen und Messgrößen ist nun übersichtlich und schnell. So kann z.B. eine Anlage in mehrere Typen unterschieden werden, die sich von der Grösse des Solargenerators oder dem Temperaturkoeffizienten der eingesetzten Module unterscheiden. Die Messgrößen und Grafiktypen (Beschriftungen, Schriftgrösse, Schriftart, Symbole, Füllmuster, Skalierung, usw.) können einfach und schnell verändert werden.

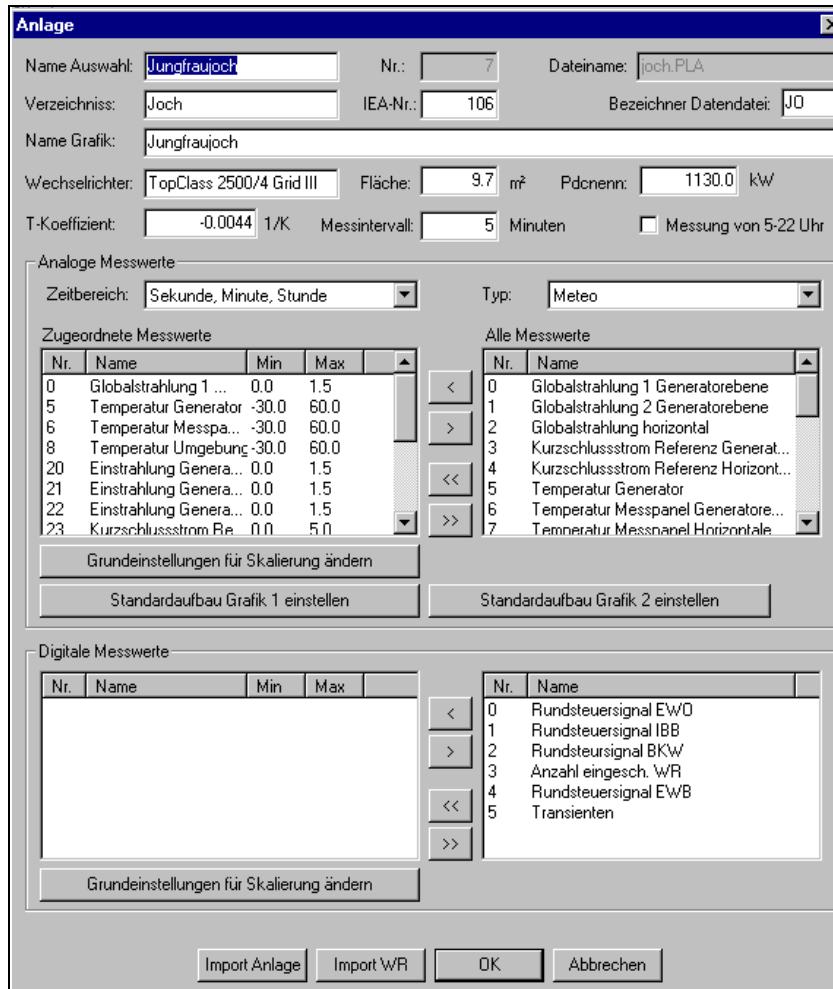


Bild 9-14: Administrationsprogramm PV2000Admin zur Verwaltung und Erzeugung von PV-Anlagen, deren Messdaten im PVGraf2000 dargestellt werden sollen.

Änderung des Formats der Messdatenfiles

Seit Beginn der Langzeitmessungen haben sich bis heute PV-Messdaten mit einem Speichervolumen von über 7GBYTE auf dem Server der HTA Burgdorf angesammelt. Dabei wurde für jede Anlage und jeden Messtag ein File erzeugt. Zum Schluss wurden somit über 200'000 Files auf dem Daten-Server abgespeichert. Die erlaubte Fileanzahl auf dem Server wurde dadurch fast erreicht. Aus diesem Grund musste auch das Speicherformat für die neue Messdatenauswertung geändert werden. Die alten Tagesfiles (*.min) werden nun als Monatsfiles (*.day.min) zusammengefügt, somit konnte die Menge um ca. 135'000 Files auf ca. 65'000 reduziert werden. Für diese Formattumstellung wurde eine weitere Konvertierungssoftware mit dem Namen „MinConv“ entwickelt, mit der die Umwandlung durchgeführt werden kann.

10 Nationale / Internationale Zusammenarbeit

In Zusammenarbeit mit anderen Firmen konnten wertvolle Resultate für das LZPV2-Projekt erzielt werden.

Mit der Enecolo AG, Möchaltorf konnten die Untersuchungen und Messungen bezüglich der Leistungsdegradation der Anlage Burn, Interlaken und der Anlage Technopark, Zürich erfolgreich durchgeführt werden. Bei einem eventuellen Nachfolgeprojekt für die Langzeitmessungen ist eine Fortführung dieser Zusammenarbeit denkbar. Zumal die Enecolo AG Zugang zu einigen interessanten PV-Anlagen im Grossraum Zürich besitzt, die vergleichsweise niedrige Energieproduktionswerte liefern. Aus diesem Grund wären hier genauere Analysen von Interesse. Ursprünglich war geplant mit der Enecolo AG 5 PV-Anlagen zu untersuchen. Diese Zielsetzung wurde jedoch leider nicht erreicht, da die bei den Untersuchungen durchzuführenden I-U-Kennlinienmessungen witterungsabhängig sind. Aus diesem Grund konnten in Zusammenarbeit mit der Enecolo nur 2 PV-Anlagen gemessen werden. Die HTA Burgdorf hat zudem während der Projektzeit weitere I-U-Kennlinienmessungen an ihrer eigenen Testanlage und 4x Messungen an der Anlage Newtech durchführen können. Im LZPV2-Projektauftrag wurde bereits auf diese flexible Gestaltung des Projektablaufs je nach Erfordernissen und Möglichkeiten hingewiesen.

Die neue Messdaten-Auswertesoftware PVGraf2000 wurde als Drittauftrag durch den ehemaligen Assistenten Herrn S. Oberli (Oberli Engineering GmbH) realisiert. Herr Oberli hatte bereits während seiner Tätigkeit an der HTA Burgdorf den grössten Teil der alten Messdaten-Auswertesoftware PVGraf entwickelt und programmiert.

Mit der neu programmierten Messdaten-Auswertesoftware PVGraf2000 werden nun auch Messdaten von einer Auswahl der von der HTA Burgdorf überwachten PV-Anlagen an die internationale Datenbank IEA PVPS Task II weitergegeben.

11 Schlussbemerkung und Verdankungen

Durch das Projekt „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen“ war es der HTA Burgdorf möglich, ihre Langzeitmessungen an den Photovoltaikanlagen lückenlos fortzuführen und auszubauen und somit weitere wertvolle Erkenntnisse auf diesem Gebiet zu erlangen.

Der Energieertrag von PV-Anlagen kann auch langfristig hoch gehalten werden, jedoch unter der Voraussetzung, dass kontinuierlich die Funktion des Wechselrichters und der Modulstränge kontrolliert und der Solargenerator frei von Verschmutzungen und von verschattenden Elementen gehalten wird. Die Annahme, dass Wechselrichter eine Lebensdauer von ca. 10 Jahren besitzen, scheint realistisch zu sein, jedoch muss während dieser Zeit auch mit Hardwaredefekten gerechnet werden, die aber meistens noch reparabel sind. Die meisten Solargeneratoren von PV-Anlagen verschmutzen allmählich durch Umwelteinflüsse. Am Wenigsten davon betroffen sind Anlagen in ländlicher und alpiner Region. Bei den meisten Solarmodulen aus mono- oder polykristallinen Zellen konnte bisher keine gravierende Degradation festgestellt werden. Anders ist die Situation bei Modulen aus amorphen Silizium, bei denen sich in Abhängigkeit ihrer Betriebstemperatur der Modulwirkungsgrad mit einer gewissen Verzögerung deutlich verändert (saisonale Variation, im Sommer höher, im Winter tiefer mit langsam fallender Tendenz).

Langfristiges Ziel der HTA Burgdorf ist, die Messungen fortzuführen. Allerdings steigt auch der Betreuungsaufwand für die Messeinrichtungen, da diese natürlich auch einem Alterungsprozess unterliegen. Bei den Datenerfassungsgeräten LEDAN der Grobmessungen treten zudem immer mehr alterungsbedingte Totalausfälle auf und ein Ersatz ist nicht möglich, da diese Geräte nicht mehr produziert werden. Will man diese Messungen längerfristig im vollem Umfang fortführen, müsste ein neuer Typ von Erfassungsgerät gefunden werden.

Die HTA Burgdorf strebt ein weiteres Nachfolgeprojekt für die Langzeitmessungen an. Zum einen sollen somit die bestehenden Messungen fortgeführt werden, zum anderen wurden bereits erste Vorschläge für folgende neue mögliche Projektschwerpunkte durchgeführt: Aufbau einer Messeinrichtung für die grösste geplante PV-Anlage der Schweiz auf dem Stade de Suisse im Berner Wankdorf. Aufbau einer Messeinrichtung für eine PV-Anlage mit hocheffizienten Solarmodulen (Wirkungsgrad von 18 – 20 %), die durch die ADEV Burgdorf in Burgdorf realisiert werden könnte. Langzeitmessungen an neuen Wechselrichtern, bei denen der Hersteller europäische Wirkungsgrade von über 96% angibt. Ausbau der Messdatenpräsentation auf der Homepage der HTA Burgdorf.

Das LZPV2-Projekt wurde im Rahmen eines Auftrags des Bundesamts für Energie (BFE), der Gesellschaft Mont Soleil (GMS), der Localnet AG und der Elektra Baselland (EBL) durchgeführt. All diesen Firmen und Institutionen sei an dieser Stelle für Ihre wertvolle Unterstützung herzlich gedankt.

12 Publikationen

Die Publikationen [6] bis [13] wurden im Rahmen dieses Projekts erstellt. Die Publikationen ab [14] wurden von anderen Autoren erstellt.

- [1] H. Häberlin:
"Das neue 60kWp-Photovoltaik-Testzentrum der Ingenieurschule Burgdorf". SEV-Bulletin 22/94.
- [2] H. Häberlin und Ch. Beutler:
"Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". SEV-Bulletin 4/95.
- [3] Ch. Beutler und H. Häberlin:
"Ertrag und Zuverlässigkeit von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen im Kanton Bern". Schlussbericht BEW-Projekt DIS 2316 / ENET 9107610, Nov. 1995. Erhältlich bei ENET, Egnacherstr. 69, CH-9320 Arbon.
- [4] H. Häberlin und C. Renken
"Allmähliche Reduktion des Energieertrags von Photovoltaikanlagen durch permanente Verschmutzung und Degradation". SEV/VSE-Bulletin 10/1999
- [5] C. 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, Tel. 071 440 02 55, e-Mail: enet@temas.ch.

- [6] H. Häberlin:
"Fotovoltaik-Wechselrichter werden immer besser - Entwicklung der Fotovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen". Elektrotechnik 12/2000.
- [7] H. Häberlin:
"Entwicklung der Photovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen 1989 - 2000". 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2001.
- [8] H. Häberlin: "Resultate von Tests an neueren Photovoltaik-Wechselrichtern für Netzverbundanlagen". SEV/VSE-Bulletin 10/2001.
- [9] H. Häberlin: "Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000". Proc. 17th EU PV Conf., Munich, Germany, 2001.
- [10] H. Häberlin und Ch. Renken:
"Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2003.
- [11] H. Häberlin und Ch. Renken:
"Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen". 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2003.
- [12] H. Häberlin und Ch. Renken:
"Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". SEV/VSE-Bulletin 10/2003.
- [13] H. Häberlin und Ch. Renken:
"Langzeitverhalten von Photovoltaik-Anlagen". SEV/VSE-Bulletin 10/2003.

- [14] Ch. Meier, C. Holzner und W. Blum: "Photovoltaikstatistik der Schweiz 1999". SEV-Bulletin 10/00.
- [15] Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei, W. Blum und M. Huber: "Solarstromstatistik 2000". SEV-Bulletin 10/01.
- [16] F. H. Karg, D. Kohake, T. Nierhoff, B. Kühne, S. Grosser and M.Ch. Lux-Steiner: "Performance of grid coupled PV-Arrays based on CIS solar modules". 17. EU PV Solar Energy Conference., Munich, 2001.



- [17] M. van Cleef et al.: "Superior Energy Yields of UNISOLAR Triple Junction Thin Film Silicon Solar Cells ...". 17. EU PV Solar Energy Conference., Munich, 2001.
- [18] Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei und W. Blum: "Solarstromstatistik 2001". SEV-Bulletin 10/2002.
- [19] Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei und W. Blum: "Solarstromstatistik 2002 mit erfreulichen und ernüchternden Zahlen". SEV-Bulletin 10/2003.
- [20] W. Durisch, J.-C. Mayor, K. H. Lam: "PV-Pro-Test-Datenbank – Energieertrag, Output of PV-Modules". Annual Report 2002, BFE.
- [21] J. Bernreuter: "Flecken in der Fassade". Photon das Solarstrom-Magazin, Ausgabe Juni 2001.