

Schlussbericht PV P+D, DIS 43849 / 83893, Oktober 2003

# Newtech

## Vergleich 3 x 1kWp

### Dünnschichtzellenanlagen

ausgearbeitet durch:  
**C. Renken, Dr. H. Häberlin**  
**Berner Fachhochschule**  
**Jlcoweg 1, 3400 Burgdorf**



*Pilot- und Demonstrationsprojekt Photovoltaik*

# Newtech – Vergleich 3x 1kWp Dünnschichtzellenanlagen

## *Schlussbericht*



Verfasst von:

**C. Renken und Dr. H. Häberlin**

**Berner Fachhochschule**

Hochschule für Technik und Informatik (HTI) Burgdorf

Labor für Photovoltaik

Jlcoweg 1

CH-3400 Burgdorf

im Auftrag der **ADEV Burgdorf**, Postfach 422, CH-3401 Burgdorf

Bau der Anlage finanziert durch :

**Bundesamt für Energie (BFE)**

**Wasser- und Energiewirtschaftsamt des Kantons Bern (WEA)**

Messungen finanziert durch:

**Bundesamt für Energie (BFE)**

**Gesellschaft Mont Soleil (GMS)**

**Localnet AG, Burgdorf**

**Elektra Baselland Liestal (EBL)**

## Zusammenfassung

Im Jahre 2001 konnte in Zusammenarbeit mit der ADEV Burgdorf auf einem Flachdach der Firma Ypsomed in Burgdorf / Oberburg eine Pilotanlage mit drei neuen Dünnschichtzellen-Technologien (je etwa 1 kWp) errichtet werden. Die Module der Anlage sind genau nach Süden orientiert, praktisch nie beschattet und wurden erst unmittelbar vor der Inbetriebnahme montiert, um eine allfällige Initialdegradation von Anfang an verfolgen zu können. Jede Teilanlage verfügt über einen eigenen Wechselrichter ASP Top Class Spark zur Netzeinspeisung. Die HTA Burgdorf hat die Anlage mit einem präzisen Monitoringsystem zu Vergleichszwecken ausgestattet. Die PV-Anlage ist seit dem 17.12.2001 fehlerfrei in Betrieb.

Die drei Anlagen lieferten vergleichsweise hohe Energieerträge, jedoch war das Betriebsverhalten der drei Teilanlagen sehr unterschiedlich:

- **Anlage Newtech 1: Kupfer-Indium-Diselenid-Zellen (CuInSe<sub>2</sub>- oder CIS-Zellen)**

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

Diese Anlage erreichte im Jahre 2002 mit 1091 kWh/kWp den höchsten Jahres-Energieertrag von allen Burgdorfer Anlagen. Das Betriebsverhalten dieser Technologie ist dem von kristallinen Zellen sehr ähnlich. Erfreulich bei diesen Modulen ist die höhere effektive Wp-Leistung, als der Hersteller angibt.

- **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  $P_{\text{STC-Nenn}} = 860 \text{ Wp}$ ,  $TK \approx -0,22\%/K$ . Gemessen:  $P_{\text{STC}} \approx 810 \text{ Wp}$ .

Diese Anlage lieferte mit 964 kWh/kWp im Betriebsjahr 2002 im Vergleich der drei Dünnschichtzellen-Anlagen den niedrigsten Energieertrag, befindet sich im Burgdorfer Gesamtvergleich aber immer noch im oberen Drittel. Die Energieproduktion bei schwacher Sonneneinstrahlung ist relativ niedrig, da die Ausgangsspannung dann schnell abfällt und der Wechselrichter somit nicht mehr im MPP arbeitet. Der Wirkungsgrad der Zellen ist vergleichsweise niedrig, zudem haben die Module in den Wintermonaten eine deutliche Degradation der Leistung erfahren, die sich bei steigenden Temperaturen im Sommer aber wieder weitgehend erholt.

- **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  $P_{\text{STC-Nenn}} = 1024 \text{ Wp}$ ,  $TK \approx -0,21\%/K$ . Gemessen:  $P_{\text{STC}} \approx 1000 \text{ Wp}$ .

Diese Anlage gehörte im Betriebsjahr 2002 auch zu den besten Anlagen in Burgdorf mit 1033 kWh/kWp und folgt somit knapp hinter der Anlage Newtech 1. Auffällig ist hier die hohe Performance Ratio PR bei niedriger Sonneneinstrahlung. Aber auch hier besteht ein ähnliches Degradationsverhalten, wie bei der anderen amorphen Anlage Newtech 2.

In diesem Projekt wurde auch ein Internet-Zugriff auf die wichtigsten Daten dieser Anlage und Ihren Energieertrag realisiert. Ein On-Line-Zugriff auf die Daten der normierten Energieproduktion der Newtech-Anlagen ist möglich unter <http://www.pvtest.ch>.

---

## Abstract

### Newtech – 3 different Thin Film PV Plants 1kWp under direct Comparison

This pilot and demonstration plant was planned and realised in the framework of the monitoring project “Long-term behaviour of grid connected PV systems 2” in co-operation with ADEV Burgdorf. It is located on a flat roof of a building of the company Ypsomed in Burgdorf/Oberburg, which kindly gave the permission to use this roof. The plant consists of three sub-plants of about 1 kWp each with different cell technologies, but identical grid-connected inverters (Top Class Spark form ASP) to make possible a fair comparison of the technologies used. The modules are exactly facing south with a tilt angle of 30° and have all metal frames. The plant started its operation on Dec. 17, 2001 and was analytically monitored from the very first day in the same way as other PV plants in the monitoring project.

- **Newtech 1 with CuInSe<sub>2</sub>-(CIS-) Cells :**

24 modules (with metal frames) Siemens ST 40 (40 Wp), 3 strings of 8 modules in series, nominal power at STC:  $P_{\text{STC-Nom}} = 960 \text{ Wp}$ ,  $TK \approx -0,33\%/K$ . Measured:  $P_{\text{STC}} \approx 1010 \text{ Wp}$ .

In 2002, with 1091 kWh/kWp this plant had by far the highest specific annual energy yield of all PV plants (including mono-c-Si and poly-c-Si) in Burgdorf. The operating behaviour of this technology seems to be similar to that of crystalline Si-cells. Especially good is the fact that with these modules measured STC-power was considerably higher than the nominal power indicated by the manufacturer.

- **Newtech 2 with tandem cells of amorphous Si :**

20 modules (with metal frames) Solarex MST 43-LV (43 Wp), 2 strings of 10 modules in series, nominal power at STC:  $P_{\text{STC-Nom}} = 860 \text{ Wp}$ ,  $TK \approx -0,22\%/K$ . Measured:  $P_{\text{STC}} \approx 810 \text{ Wp}$ .

In 2002, the energy yield of this plant (964 kWh/kWp) was the lowest of the three Newtech thin-film plants. Energy production at low irradiance levels is relatively low. Under such conditions, the output voltage drops considerably and then the inverter operates outside of the MPP despite the relatively wide input voltage window. Cell efficiency is relatively low, moreover during the winter months module power has degraded considerably, but during the very hot summer 2003 the module power recovered mostly, but not completely.

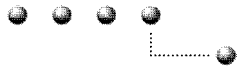
- **Newtech 3 with triple cells of amorphous Si :**

16 modules (with metal frames) Uni-Solar US-64 (64 Wp), 2 strings of 8 modules in series, nominal power at STC:  $P_{\text{STC-Nom}} = 1024 \text{ Wp}$ ,  $TK \approx -0,21\%/K$ . Measured:  $P_{\text{STC}} \approx 1000 \text{ Wp}$ .

In 2002, with 1033 kWh/kWp this plant was also among those with the highest energy yield in Burgdorf. This plant has a relatively high performance ratio PR at low irradiance levels. Seasonal degradation and recovery behaviour was similar to that of plant Newtech 2.

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

---



## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Beschrieb der Anlage</b>	<b>1</b>
2.1	PV-Anlagen Newtech 1 – 3	1
2.2	Messtechnik	3
<b>3</b>	<b>Resultate</b>	<b>5</b>
3.1	Langzeitmessungen	5
3.1.1	Newtech 1	5
3.1.2	Newtech 2	7
3.1.3	Newtech 3	8
3.1.4	Vergleich der DC-Nutzungsgrade und der Generator-Korrekturfaktoren	9
3.1.5	Einfluss der Schneebedeckung und Beginn der Regeneration im Frühling	10
3.2	Strom-Spannungs-Kennlinienmessungen	11
<b>4</b>	<b>Schlussbemerkungen und Ausblick</b>	<b>14</b>
<b>5</b>	<b>Verdankungen</b>	<b>15</b>
<b>6</b>	<b>Publikationen</b>	<b>15</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b>	<b>16</b>
	Definition und Bedeutung der normierten Erträge und Verluste	16

---



## 1 Einleitung

Im Jahre 2001 konnte in Zusammenarbeit mit der ADEV Burgdorf auf dem Flachdach eines Gebäudes der Firma Ypsomed (ehemals Disetronic AG) eine Pilotanlage mit drei neuen Dünnschichtzellen-Technologien errichtet werden. Der Standort für die Anlage ist optimal, da die Solargeneratoren nicht verschattet werden und eine optimale Ausrichtung der Module möglich war.

Der Bau der Messeinrichtung und die damit durchgeführten Langzeitmessungen an dieser Anlage wurde im Rahmen des Projekts „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2“ (BFE Projektnummer: 39949) durchgeführt.

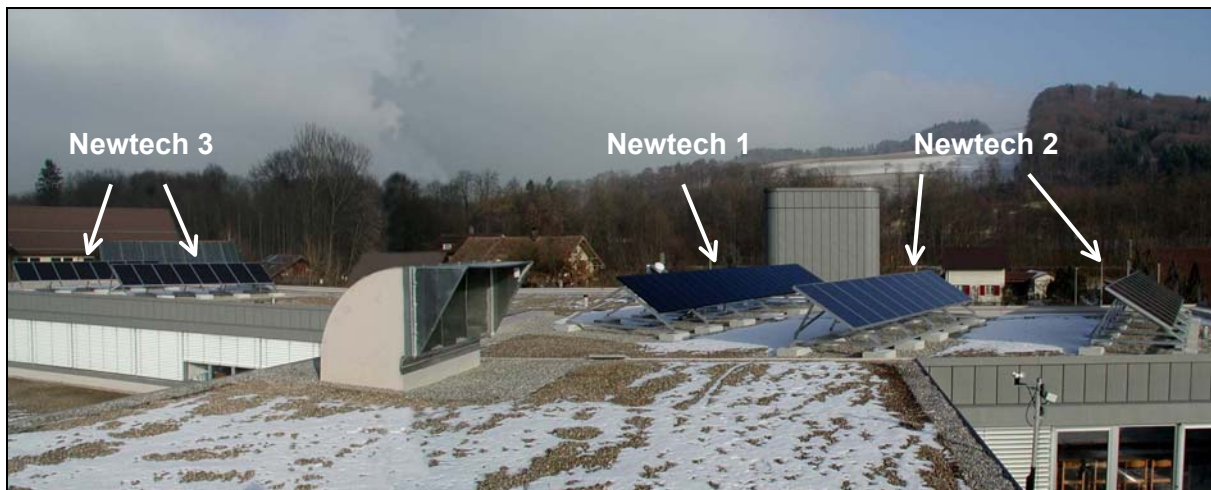
Mit dieser Anlage konnten interessante Vergleiche zwischen den 3 Zellentechnologien, aber auch Vergleiche zu anderen mono- und polykristallinen Anlagen in Burgdorf durchgeführt werden. Die Resultate sind in diesem Projektschlussbericht zusammengefasst.

## 2 Beschrieb der Anlage

### 2.1 PV-Anlagen Newtech 1 – 3

Die Anlage „Newtech“ besteht aus 3 netzgekoppelten 1kWp-Photovoltaikanlagen mit 3 verschiedenen neuartigen Dünnschichtzellen-Technologien. Die nominelle Gesamtleistung der PV-Anlage beträgt 2844Wp. Der Modulneigungswinkel beträgt generell  $\beta=30^\circ$  und die Ausrichtung  $\gamma=0^\circ$  (Süd).

Jeder der 3 Teilanlagen speist die Energie über einen eigenen ASP Top Class Spark Wechselrichter (mit Trafo) ins Netz.



**Bild 1:** Ansicht des Solargenerators mit den 3 Teilanlagen Newtech 1 – 3

Die Anlage Newtech 1 mit den fast schwarzen Siemens ST40-Modulen besteht aus 24 Modulen auf einer Aufständerungsreihe.

Die Anlage Newtech 2 besteht aus 20 BP Solarex Millennia MST43 LV-Modulen aufgeteilt auf 2 Aufständerungsreihen.

Die Anlage Newtech 3 besteht aus 16 Uni-Solar US-64-Modulen, die auch auf 2 Aufständerungsreihen aufgeteilt sind.

Bei den 3 Solargeneratoren handelt es sich um folgende Konzepte:

### Bild 2: Anlage Newtech 1

#### Kupfer Indium Diselenid-Zellen (CuInSe<sub>2</sub>-Zellen oder CIS-Zellen)

24 gerahmte Siemens ST 40 (40Wp)

Modulverkabelung = 3 Stränge à 8 Module in Serie

STC-Nennleistung  $P_{STC-Nenn} = 960W$   
 Gemessen:  $P_{STC} \approx 1010W$

$U_{MPP} = 132,8V$   $I_{MPP} = 7,23A$   
 $U_{oc} = 177,6V$   $I_{sc} = 7,7A$

Temperatur-Koeffizient bei  $P_{MPP} = -0,33\%/K$

Solargeneratorfläche =  $10,21m^2$

1 Aufständerungsreihe



### Bild 3: Anlage Newtech 2

#### amorphe-Silizium-Tandemzellen (a-Si-Tandemzellen)

20 gerahmte Solarex Millennia MST 43-LV (43Wp)

Modulverkabelung = 2 Stränge à 10 Module in Serie

STC-Nennleistung  $P_{STC-Nenn} = 860W$   
 Gemessen:  $P_{STC} \approx 810W$

$U_{MPP} = 165,0V$   $I_{MPP} = 5,2A$   
 $U_{oc} = 227,0V$   $I_{sc} = 6,6A$

Temperatur-Koeffizient bei  $P_{MPP} = -0,22\%/K$

Solargeneratorfläche =  $16,37m^2$

2 Aufständerungsreihen



### Bild 4: Anlage Newtech

#### amorphe-Silizium-Tripelzellen (a-Si-Tripelzellen)

16 gerahmte Uni-Solar US-64 (64Wp)

Modulverkabelung = 2 Stränge à 8 Module in Serie

STC-Nennleistung  $P_{STC-Nenn} = 1024W$   
 Gemessen:  $P_{STC} \approx 1000W$

$U_{MPP} = 132,0V$   $I_{MPP} = 7,76A$   
 $U_{oc} = 190,4V$   $I_{sc} = 9,6A$

Temperatur-Koeffizient bei  $P_{MPP} = -0,21\%/K$

Solargeneratorfläche =  $16,20m^2$

2 Aufständerungsreihen



Der Anlagenstandort befindet sich auf einem Flachdachgebäude der Firma Ypsomed (ehemals Disetronic Medical Systems AG) in Burgdorf / Oberburg, bei dem der Horizont für die Anlage kaum durch störende Objekte beeinträchtigt wird. Um einen fairen Vergleich der Teilanlagen zu ermöglichen, wurden die Solargeneratoren räumlich grosszügig aufgestellt, somit werden auch Verschattungen unter den Teilfeldern vermieden. Zwischen Boden und Modulunterkante wurde ein Abstand von ca. 40cm beibehalten, um Verschattungen durch die Dachbegrünung auszuschliessen. Sämtlich Module wurden hochkant angeordnet, um das Abrutschen von Schnee und Schmutz zu erleichtern.

Dem Blitzschutzkonzept wurde von Seiten der HTA Burgdorf besondere Beachtung geschenkt, da sich die Anlage auf einem technischen Produktionsgebäude befindet. Die DC- und Messkabel werden in einem geerdeten Metallkanal aussen am Gebäude bis zum Eintritt in den Keller geführt, wo dann eine direkte Verbindung der Kabelschirme mit dem inneren Gebäudeblitzschutz besteht. Die Führung dieser Kabel am Gebäude ist zwar mit ca. 70m relativ lang, leider gab es aber in diesem Fall keine bessere Alternative.

Zu erwähnen ist, dass bei dem Blitzschutzkonzept Erfahrungen aus dem durchgeführten EU-Projekt PV-EMI (JOR3 CT98 0217) über das EMV-Verhalten von Photovoltaikanlagen [3], an dem sich die HTA Burgdorf massgeblich beteiligt hat, einfließen. Mit dieser Anlage soll auch beispielhaft gezeigt werden, welche Massnahmen zu einem optimalen Blitzschutz bei PV-Anlage und Gebäude führen.

Die Anlagen bietet optimale Voraussetzungen für die Forschung, jedoch ergaben sich Mehrkosten im Vergleich zu herkömmlichen „Standard“-PV-Anlagen aus folgenden Gründen:

- Dünnschichtzellenmodule sind heute immer noch vergleichsweise teuer.
- Durch die grossflächige Verteilung der Modulaufständerungen musste ein grösserer Aufwand hinsichtlich der statischen Sicherheit betrieben werden (grössere Betonfundamente und Leichtgewichtmontagestruktur). Die Windlastberechnungen erfolgten nach [2].
- Da es sich hierbei um 3 PV-Anlagen handelt und die Entfernung zwischen Solargeneratoren und Wechselrichtern relativ gross ist, wurde deutlich mehr DC-Kabel (3 DC-Hauptleitungen) benötigt.
- Aus Blitzschutzgründen wurde die DC-Hauptleitungen und Messkabel in einem geerdeten Aluminiumkabelkanal vom Dach bis zur Gebäudeeinführung verlegt.
- Aufgrund der grossen Distanzen wurde ein „2-stufiges“-Überspannungsschutzkonzept realisiert. Überspannungsschutzelemente werden auf dem Dach in den Feldanschlusskästen und vor der Einführung in den Messschrank bei den Wechselrichtern eingesetzt.
- Zur Durchführung von Feldmessungen an den Solargeneratoren wurden Messbuchsen für jeden Strang in den Feldanschlusskästen eingebaut.
- Zur Trennung von Solargenerator und Wechselrichter wurden  $Q_{DC}$ -Schalter sowohl in den Feldanschlusskästen, als auch im Messschrank verwendet.

Erfreulicherweise wurde vor dem Bau im Frühjahr 2001 das Flachdach, auf dem sich heute die Anlage befindet, saniert. Im Zuge der Dachsanierung konnten die Betonfundamente für die Modul-Aufständerung vom Dachdecker verlegt werden. Die Aufständerungskonstruktionen und die Kabelkanäle wurden von einem Solarmonteuer gebaut. Die Modulmontage erfolgte von Assistenten des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf erst nach Erledigung sämtlicher übriger Arbeiten, um die Initial-Degradation der Module vor Start der Messungen zu vermeiden.

Die PV-Anlage Newtech und die Messtechnik wurde am 17.12.2001 erfolgreich in Betrieb genommen. Seither funktionierte die PV-Anlage und die Messtechnik fehlerfrei.

## 2.2 Messtechnik

Die Messeinrichtung wurde im Rahmen einer Semesterarbeit von 2 Studenten an der HTA Burgdorf realisiert. Hierbei handelt es sich wieder um die bewährte Feinmesstechnik der HTA Burgdorf, wie sie bereits an 7 PV-Anlagen (Jungfrauoch, Mont Soleil, usw.) im Rahmen des Langzeitmessprogramms der HTA Burgdorf zum Einsatz kommt.

Im 2s-Takt werden folgende Messgrössen erfasst:

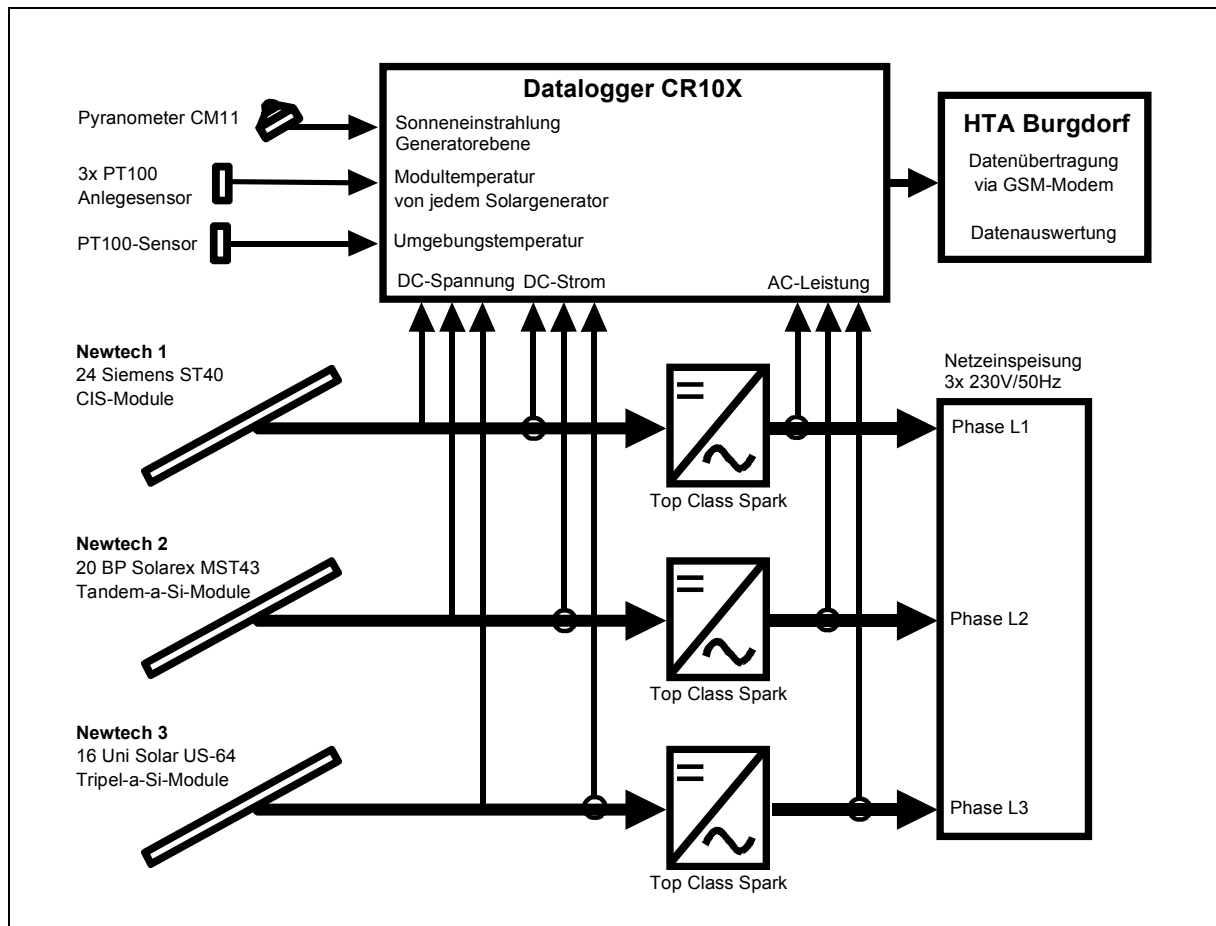
- Sonneneinstrahlung in Modulebene mit einem Pyranometer CM11 (beheizt)
- Solarzellentemperatur der 3 Solargeneratoren mit PT100-Anlegefühler
- Umgebungstemperatur mit PT100



Von allen 3 Teilanlagen:

- Gleichstrom
- Gleichspannung  $\Rightarrow$  Solargeneratorleistung
- ins Netz eingespeiste Wirkleistung
- Netzspannung am Einspeisepunkt von einer Phase

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 GSM übertragen, dann gespeichert und zur Auswertung aufbereitet.



**Bild 5:** Blockschaltbild PV-Anlage Newtech mit Messeinrichtung.



**Bild 6:** Referenz-Meteomessung der HTA Burgdorf. Erfassung der Einstrahlung in Generatorebene mit beheiztem Pyranometer. Erfassung der Umgebungstemperatur. Des Weiteren Erfassung der Modultemperatur der 3 Solargeneratoren (auf diesem Bild nicht erkennbar!).

## 3 Resultate

### 3.1 Langzeitmessungen

Wie bereits erwähnt wurde die Messtechnik am 17.12.2001, gleichzeitig mit der PV-Anlage Newtech in Betrieb genommen. Seither konnten die Messdaten lückenlos erfasst werden. Folgende Messresultate haben sich ergeben:

#### 3.1.1 Newtech 1

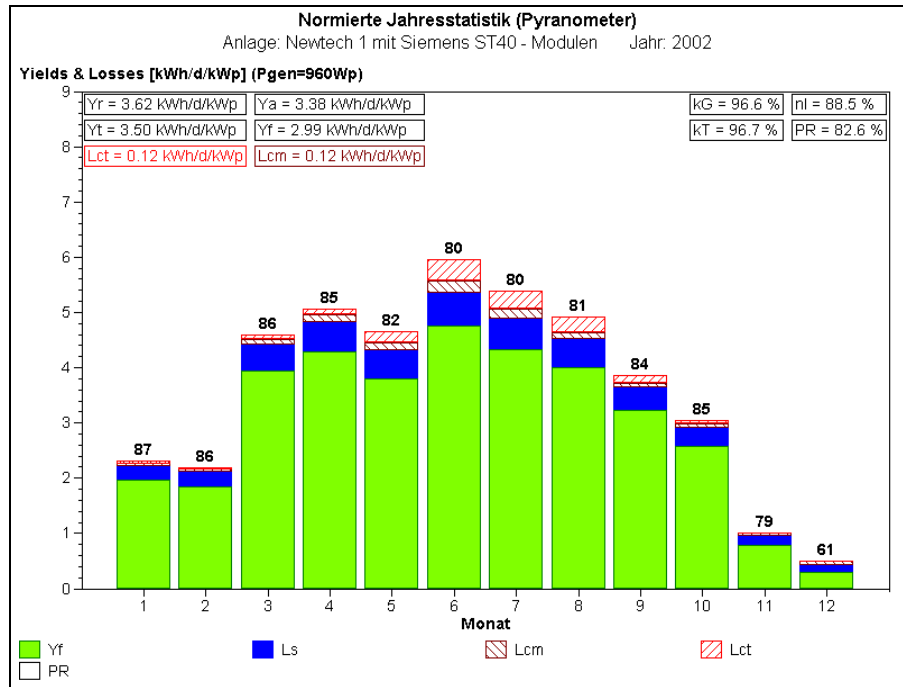
Der bisher gemessene spezifische Energieertrag der CIS-Anlage Newtech 1 liegt deutlich über dem Ertrag der besten Burgdorfer Anlagen aus monokristallinen Zellen, was vor allem an der (gegenüber der auf dem Datenblatt angegebenen Nennleistung) deutlich höheren effektiven STC-Nennleistung der gelieferten Module liegt. Mehrmals wurde mit dem Kennlinienmessgerät unseres Labors die I-U-Kennlinien der drei Anlagen gemessen (siehe dazu auch Kapitel 3.2) und mit den erhältlichen Angaben über die Temperaturkoeffizienten der Module auf STC umgerechnet. Noch im Jahre 2003 ergab sich bei der Anlage Newtech 1 mit CIS-Modulen ST40 von Siemens eine gemessene STC-Leistung, die deutlich über der Summe der Nennleistungen der Module lag. Dies wurde in allen bisher durchgeführten 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.

Im Verlauf des überdurchschnittlich warmen Sommers 2003 hat die STC-Leistung der CIS-Module jedoch erstmals um ca. 3% abgenommen. Diese Degradation wurde auch durch die I-U-Kennlinienmessung vom 03.09.03 bestätigt. Die auf STC umgerechneten Messresultate der Kennlinienmessung haben sogar eine noch höhere Degradation ergeben, die aber wahrscheinlich durch das spektrale Mismatch zwischen CIS-Technologie und dem verwendeten Referenzstrahlungssensor (Pyranometer CM11) zu begründen sind. Trotz dieser Degradation entspricht die effektive Leistung der Module immer noch den nominellen Angaben des Herstellers, bzw. liegt wahrscheinlich sogar immer noch leicht drüber.

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 [6] den TK der MPP-Leistung für das ST40-Modul auf  $-0,51\%/K$  bestimmt. Die Langzeitmessungen und die Ergebnisse aus den bisher durchgeführten 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.  $-0,33\%/K$ , dieses Resultat entspricht auch dem, was andere Fachautoren [8] ermittelt haben.

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

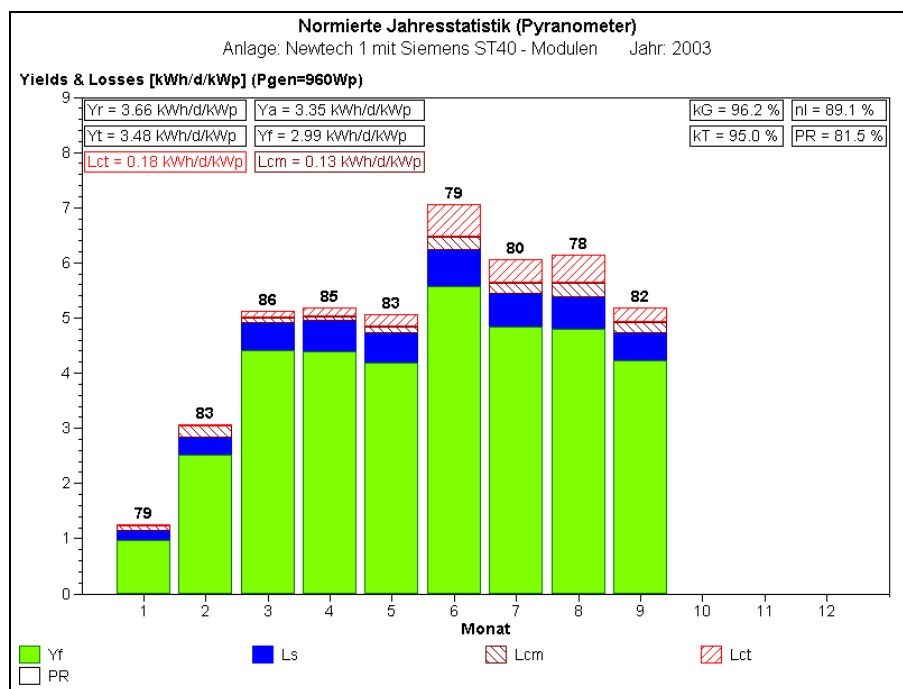
Ein weiterer Vorteil dieser Anlagen ist die lange Zellenform und die Hochkant-Montage der Module, bei der durch Schnee und Schmutz alle Zellen gleichmässig und nur geringfügig beeinträchtigt werden. Der spezifische Jahres-Energieertrag 2002 betrug 1091 kWh/kWp.



**Bild 7:**

Normierte Jahresstatistik 2002 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 1091kWh/kWp, Winterenergieanteil 31,8%.

Bezieht man den Jahres-Energieertrag 2002 dagegen auf die im April 2002 effektiv gemessene STC-Leistung von 1004 W, beträgt der spezifische Jahres-Energieertrag der Anlage noch 1043 kWh/kWp.

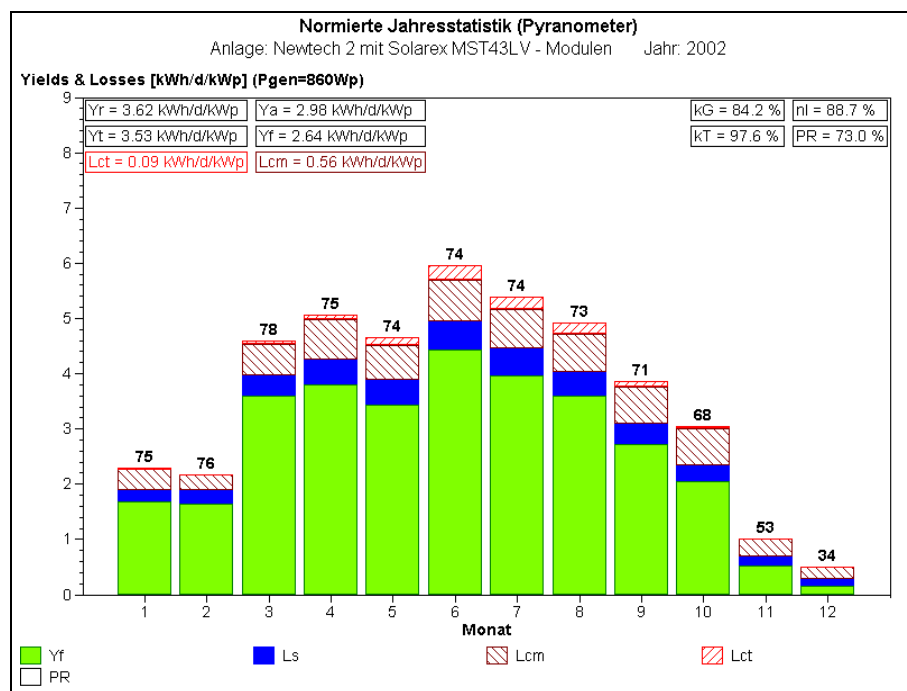


**Bild 8:** Normierte Statistik 2003 (Januar – September) der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40. Eine leichte Degradation war nur in den sehr heißen Sommermonaten zu beobachten. Die Anlage weist aber immer noch den höchsten spezifischen Energieertrag aller Burgdorfer PV-Anlagen auf. Bereits Ende September 2003 hat die Anlage gleich viel produziert wie im ganzen Jahr 2002.

### 3.1.2 Newtech 2

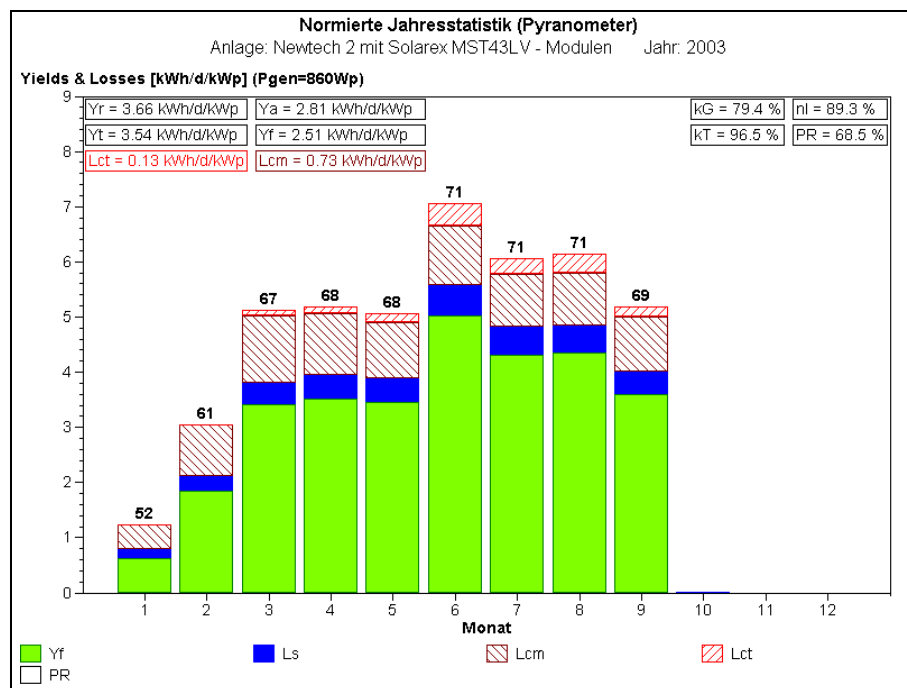
Die Anlage Newtech 2 mit den a-Si-Tandem-Modulen liegt ertragsmässig zwar immer noch im Mittelfeld der Burgdorfer Anlagen, sie hat jedoch einen deutliche Degradation der Leistung erfahren. Bereits bei der ersten Kennlinienmessung am 02.04.02 wurde eine Leistung gemessen, die um einige Prozent unter der Summe der STC-Nennleistung liegt. Während des Sommers 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 hohen Temperaturen im Sommer 2003 regenerierten sich die Module wieder weitgehend, eine bleibende Degradation von ca. 3% gegenüber dem Vorjahr 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 9:** 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. Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 30,4%.

Bezieht man dagegen den Jahres-Energieertrag 2002 auf die im April 2002 gemessene STC-Leistung von 841 W, steigt der spezifische Jahres-Energieertrag der Anlage auf 985 kWh/kWp.



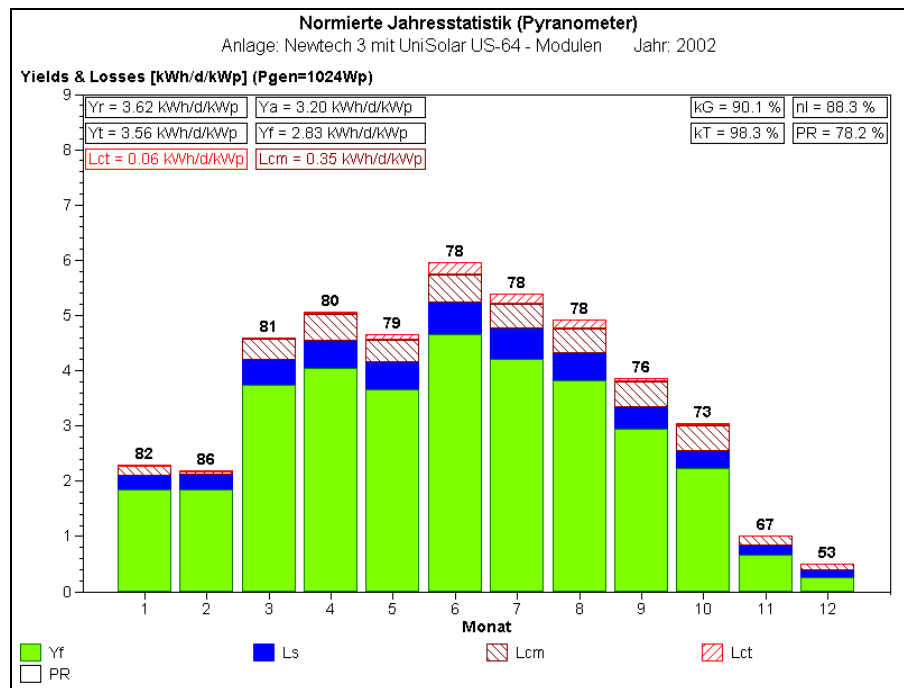
**Bild 10:** Normierte Statistik 2003 (Januar – September) der a-Si-Tandem-Anlage Newtech 2 mit BP Solarex MST43-LV. Die in den Wintermonaten 2002/03 degradierten Module regenerieren sich wieder mit steigenden Temperaturen im Sommer 2003, gut zu erkennen am wieder steigenden PR.



### 3.1.3 Newtech 3

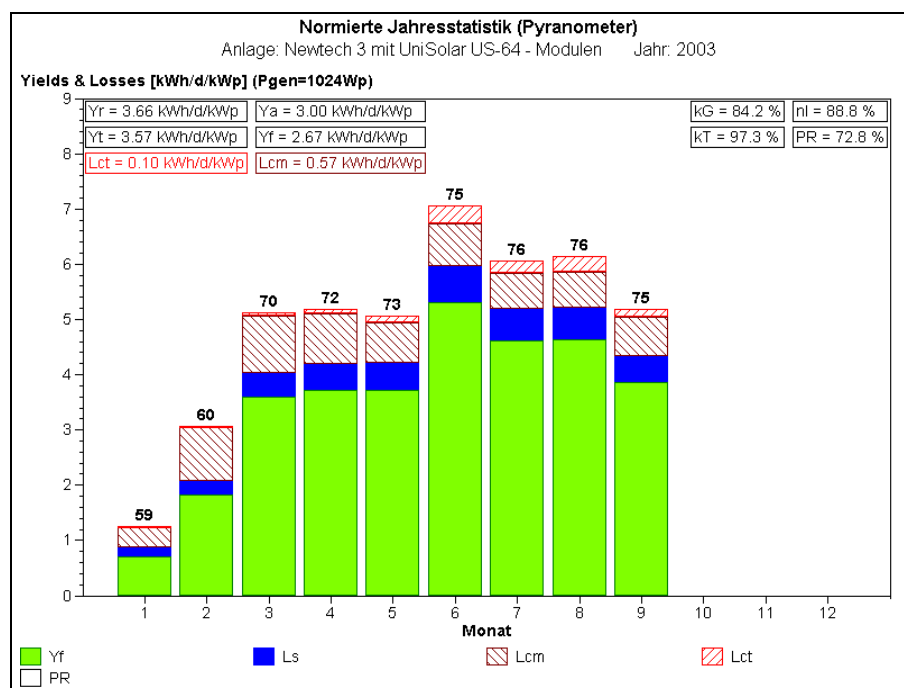
Die Anlage Newtech 3 mit den a-Si-Tripel Zellen von Unisolar liegt im Bereich der besten monokristallinen Anlagen (neue Anlagen mit trafolosem Wechselrichter). Da jedoch der bei Newtech 3 verwendete Wechselrichter einen Trafo besitzt, hätte die Anlage mit einem trafolosen Wechselrichter noch einen um 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 zurückbildete, jedoch mit einer offensichtlich irreversiblen Degradation der Module von ca. 2% (siehe Bild 11 und 12).



**Bild 11:** Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3 mit Unisolar US-64. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 1033kWh/kWp. Die PR nimmt ab Oktober 2003 deutlich ab. Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 31,1%.

Bezieht man dagegen den Jahres-Energieertrag 2002 auf die im April 2002 gemessene STC-Leistung von 995 W, steigt der spezifische Jahres-Energieertrag der Anlage auf 1063 kWh/kWp.



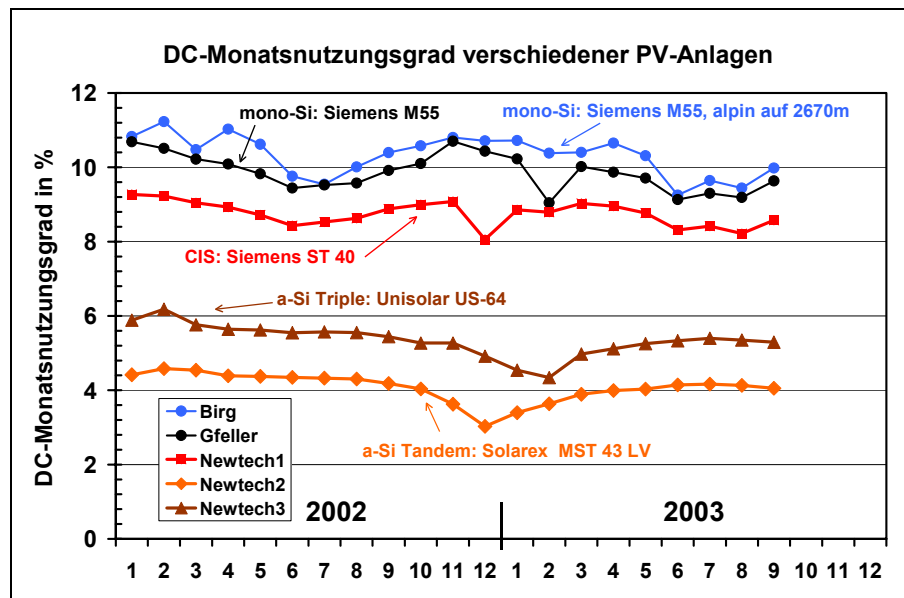
**Bild 12:** Normierte Statistik 2003 (Januar – September) der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3 mit Unisolar US-64. Auch hier regenerieren sich die Module erst bei steigenden Temperaturen langsam wieder. Die PR nimmt somit im Laufe des Sommers wieder zu.

### 3.1.4 Vergleich der DC-Nutzungsgrade und der Generator-Korrekturfaktoren

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).

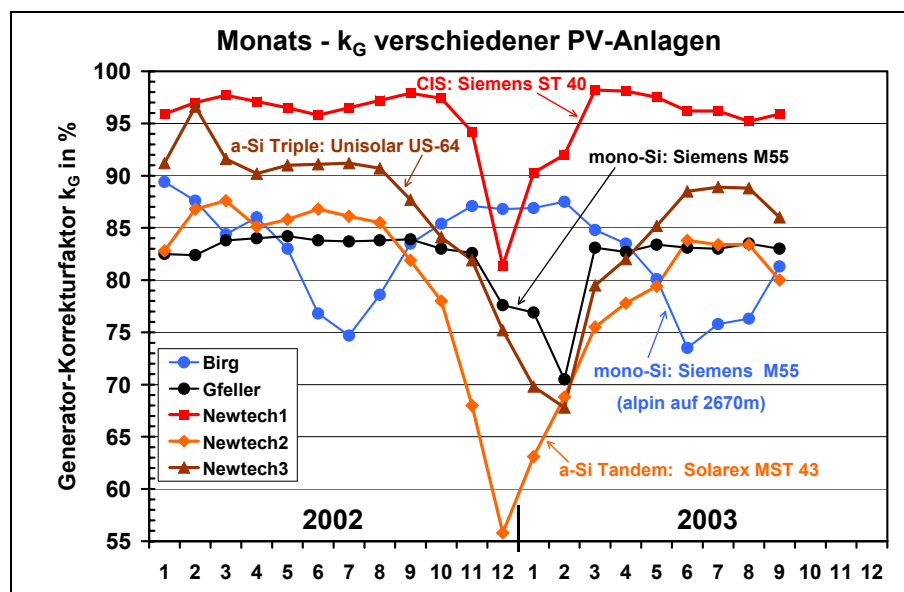
In Bild 13 werden die Monats-DC-Nutzungsgrade, in Bild 14 die Generator-Korrekturfaktoren  $k_G = Y_a / Y_T$  der drei Newtech-Anlagen und von zwei Anlagen mit kristallinen Siliziumzellen verglichen. In Bild 13 ist zu erkennen, dass die amorphen Technologien zunächst einen geringeren Abfall des Wirkungsgrades im Sommer 2002 aufweisen, der dann in den kalten Wintermonaten deutlich absinkt, sich aber wieder mit steigenden Temperaturen im Sommer 2003 weitgehend regeneriert. Trotz Tandem- resp. Tripel-Zellen-Technologie zeigen die beiden amorphen Anlagen somit immer noch die typische saisonale Variation des DC-Nutzungsgrades, über die bereits in [9] für gewöhnliche amorphe Module berichtet wurde. Der Nutzungsgrad der CIS-Anlage verhält sich da eher ähnlich dem der kristallinen Anlagen. Bild 14 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 [6], [7]. 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 13:**

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

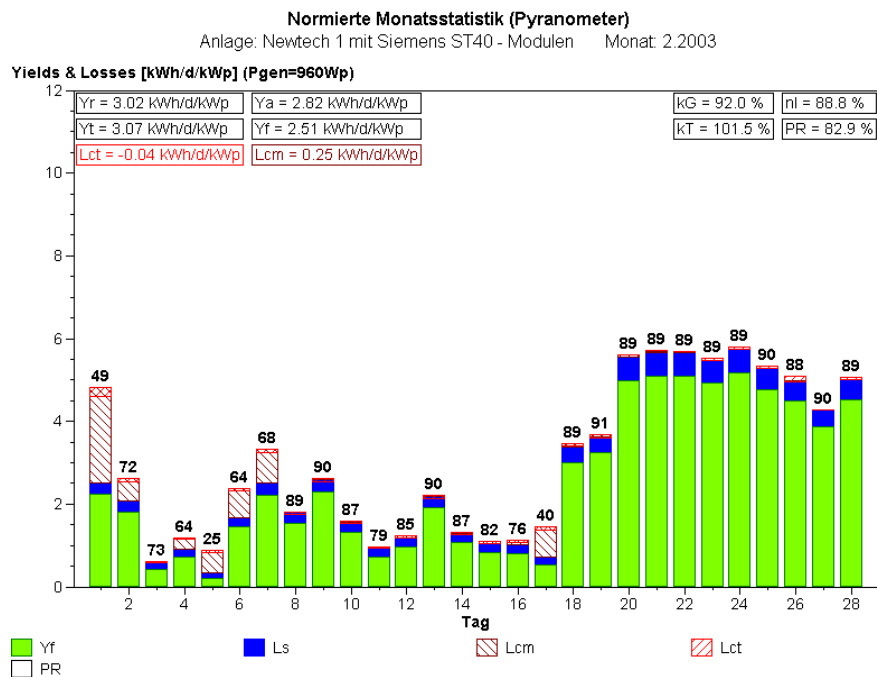


**Bild 14:**

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).

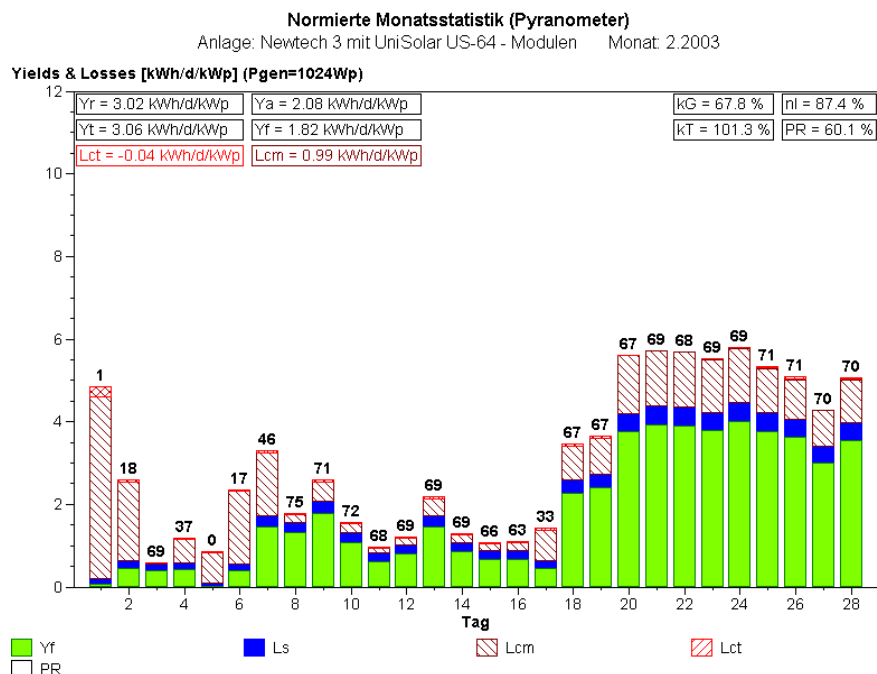
### 3.1.5 Einfluss der Schneebedeckung und Beginn der Regeneration im Frühling

Die Problematik der Schneebedeckung bei Newtech 1 und 3 und der Beginn der (teilweisen) Regeneration kann in den normierten Monatsstatistiken von Februar 2003 sehr schön beobachtet werden:



**Bild 15:**

Normierte Monatsstatistik der Anlage Newtech 1 für Februar 2003. Am 1., 4., 5., 6., 7. und 17.2. fiel etwas Schnee, der eine zeitweise Schneebedeckung zur Folge hatte, die an den höheren  $L_{CM}$ -Verlusten an diesen Tagen erkennbar ist. Wegen der glatten Glasoberfläche und der Hochkantmontage der Module sind die Ertragsverluste relativ bescheiden.



**Bild 16:**

Normierte Monatsstatistik der Anlage Newtech 3 für Februar 2003. Am 1., 4., 5., 6., 7. und 17.2. fiel etwas Schnee, der eine zeitweise Schneebedeckung zur Folge hatte. Im Vergleich zu Bild 15 sind die  $L_{CM}$ -Verluste und damit die Ertragsverluste an diesen Tagen (und am Folgetag 2.2.) deutlich höher. An Tagen mit Schneebedeckung wirkt sich die leicht geriffelte Oberfläche der Module also negativ aus, da sie das Abgleiten von Schnee behindert. In der Schönwetterperiode ab 18.2.2003 tritt eine allmähliche Regeneration auf, indem die  $L_{CM}$ -Verluste langsam abnehmen und PR etwas ansteigt.

### 3.2 Strom-Spannungs-Kennlinienmessungen

Mit dem Kennlinienmessgerät der HTI Burgdorf konnte halbjährlich an bisher folgenden 4 Terminen erfolgreich Messungen durchgeführt werden:

02.04.2002

30.09.2002

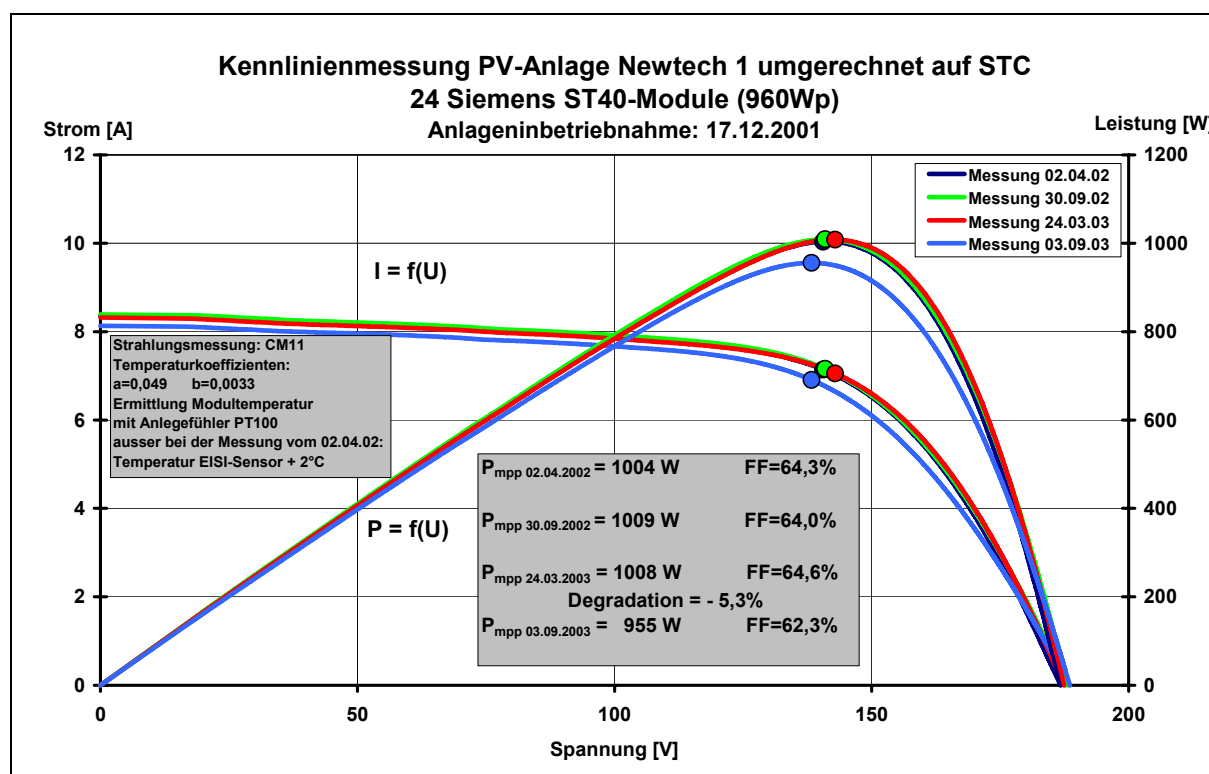
24.03.2003

03.09.2003

Die Kennlinienmessungen bestätigen die Resultate der Langzeitmessungen:

#### Newtech 1:

Die CIS-Module der Anlage Newtech 1 haben bis zum überdurchschnittlich warmen Sommer 2003 kaum Degradationserscheinungen gezeigt. Danach hat jedoch eine langsame Degradation eingesetzt, die im September 2003 gemäss der Langzeitmessungen ca. 3% betrug. Die Kennlinienmessungen vom 03.09.03 haben dieses Ergebnis bestätigt, jedoch ist hier das auf STC umgerechnete Resultat (-5,3%) zu niedrig ausgefallen, was wahrscheinlich mit dem spektralen Mismatch zwischen CIS-Modulen und Referenzstrahlungssensor Pyranometer CM11 zu erklären ist. Trotz dieser Degradation entspricht die effektive Leistung des Solargenerators immer noch der nominellen Leistungsangabe des Herstellers.



**Bild 17:** Auswertung der 4 durchgeführten I-U-Kennlinienmessungen an der Anlage Newtech 1.

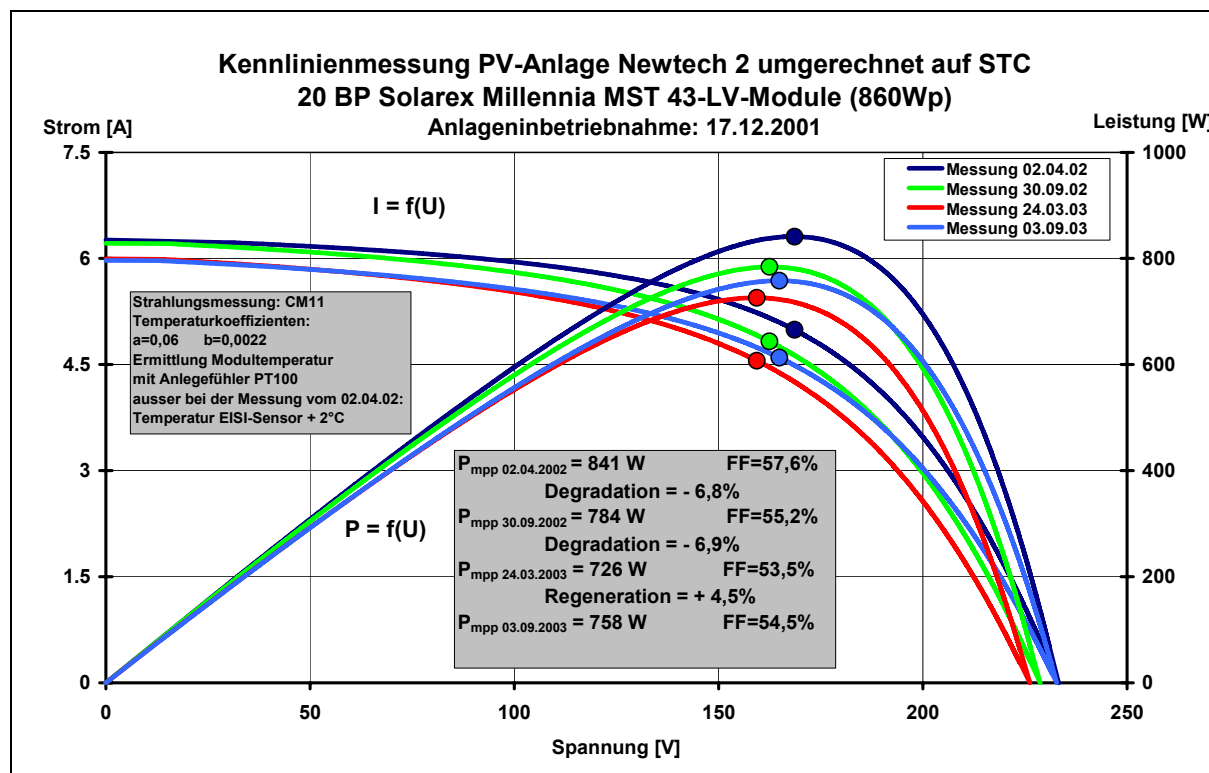
Datum	P <sub>mpp</sub> [Wp]	U <sub>mpp</sub> [V]	I <sub>mpp</sub> [A]	U <sub>oc</sub> [V]	I <sub>sc</sub> [A]	FF [%]
02.04.02	1004	140.6	7.14	186.8	8.36	64.3
30.09.02	1009	141.0	7.16	188.1	8.39	64.0
24.03.03	1008	142.2	7.09	187.5	8.32	64.6
03.09.03	955	138.3	6.91	188.6	8.13	62.3

**Tabelle 1:** Darstellung der wichtigsten Resultate aus den 4 durchgeführten I-U-Kennlinienmessungen an der Anlage Newtech 1 (Werte auf STC umgerechnet).



## Newtech 2:

Die a-Si-Tandem-Module haben zwischen der 1. Kennlinienmessung vom 02.04.02 und der 3. Kennlinienmessung vom 24.03.2003 eine Degradation von ca. 14% erfahren. Mit steigenden Temperaturen regenerierten sich die Zellen jedoch um einige Prozente wieder, wie im Sommer 2003 deutlich zu erkennen war. So stieg die MPP-Leistung von 726Wp (Messung 24.03.2003) wieder auf 758Wp (Messung 03.09.2003), das entspricht einer Regeneration von 4,5%. Interessant hierbei, dass sich der Kurzschlussstrom kaum verändert hat, dafür aber die Leerlaufspannung wieder auf ähnliche Werte wie bei der 1. Messung ansteigt.



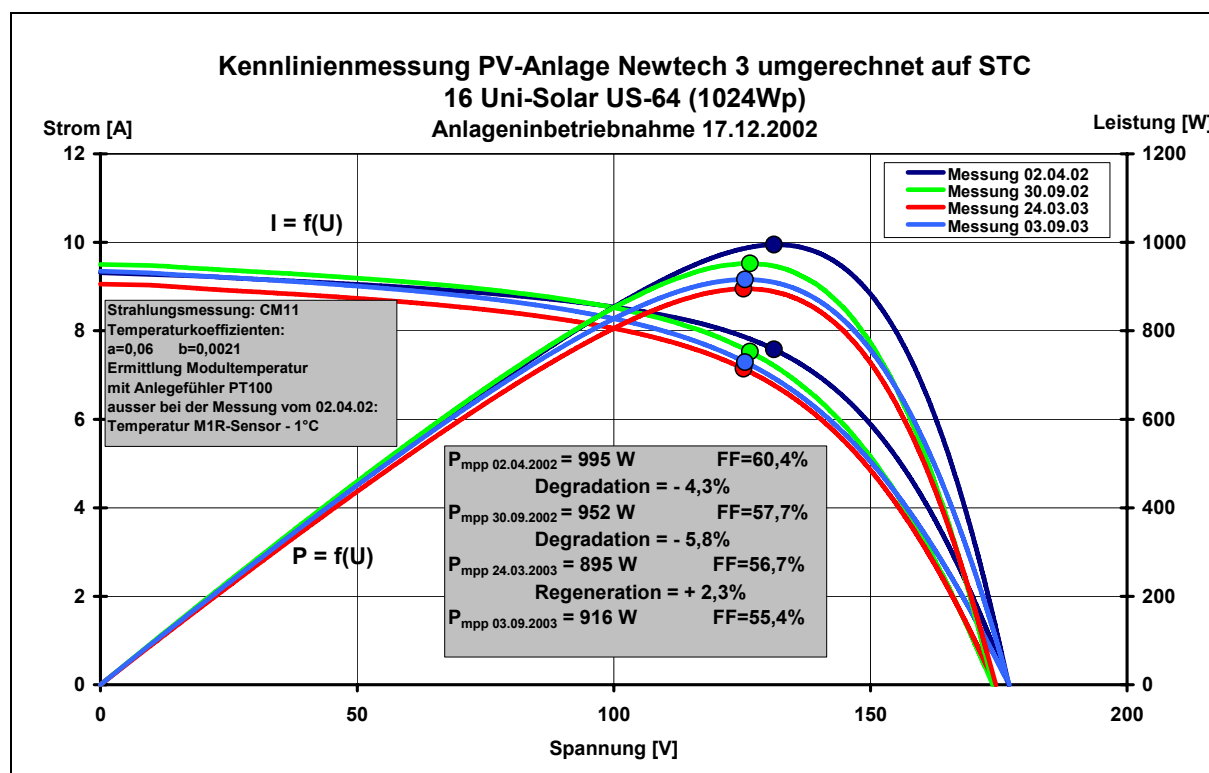
**Bild 18:** Auswertung der 4 durchgeführten I-U-Kennlinienmessungen an der Anlage Newtech 2.

Datum	$P_{mpp}$ [Wp]	$U_{mpp}$ [V]	$I_{mpp}$ [A]	$U_{oc}$ [V]	$I_{sc}$ [A]	FF [%]
02.04.02	841	168.6	4.99	233.2	6.26	57.6
30.09.02	784	162.4	4.83	228.7	6.21	55.2
24.03.03	726	159.4	4.55	226.2	5.99	53.5
03.09.03	758	164.8	4.6	232.7	5.97	54.5

**Tabelle 2:** Darstellung der wichtigsten Resultate aus den 4 durchgeführten I-U-Kennlinienmessungen an der Anlage Newtech 2 (Werte auf STC umgerechnet).

### Newtech 3:

Die a-Si-Tripel-Module besitzen ein vergleichbares, aber nicht so ausgeprägtes Degradations- und Regenerationsverhalten wie die a-Si-Tandem-Module. Zwischen der ersten I-U-Kennlinienmessung vom 02.04.02 und der Messung vom 24.03.03 haben die Module eine Degradation von ca. 10% erfahren. Aber auch hier setzte dann im überdurchschnittlich warmen Sommer 2003 eine Regeneration der MPP-Leistung von 2,3% ein. Die Leerlaufspannung  $U_{oc}$  erhöhte sich wieder auf den Wert von der 1. Messung vom 02.04.02 und sogar beim Kurzschlussstrom  $I_{sc}$  konnte ein Wiederanstieg beobachtet werden.



**Bild 19:** Auswertung der 4 durchgeführten I-U-Kennlinienmessungen an der Anlage Newtech 3.

Datum	$P_{mpp}$ [Wp]	$U_{mpp}$ [V]	$I_{mpp}$ [A]	$U_{oc}$ [V]	$I_{sc}$ [A]	FF [%]
02.04.02	995	131.2	7.58	177.0	9.31	60.4
30.09.02	952	126.6	7.52	173.9	9.50	57.7
24.03.03	895	125.3	7.15	174.4	9.06	56.7
03.09.03	916	125.6	7.29	177	9.35	55.4

**Tabelle 3:** Darstellung der wichtigsten Resultate aus den 4 durchgeführten I-U-Kennlinienmessungen an der Anlage Newtech 3 (Werte auf STC umgerechnet).

## 4. Schlussbemerkungen und Ausblick

Die **CIS-Module ST-40** haben bis im Sommer 2003 ein ausgezeichnetes Betriebsverhalten gezeigt. Ihre spezifische Energieproduktion ist mit Abstand am Grössten, was einerseits auf die *höhere effektive Leistung als die angegebene Nennleistung* und andererseits auf den geringen Abfall des Wirkungsgrades bei kleinen Einstrahlungen zurückzuführen ist. Allerdings fehlen Langzeiterfahrungen noch, weshalb der Hersteller nur eine 10-jährige Leistungsgarantie gibt. Wären etwas grössere Module (z.B. doppelte Grösse mit 80 Wp) mit einer Leistungsgarantie von 20 – 25 Jahren erhältlich, wären sie auch für den Bau grösserer Anlagen sicher gut geeignet. Dank der langen, schmalen Zellen sind sie bei Hochkant-Montage auch sehr unempfindlich gegen Schneebedeckung und Verschmutzung am Rand der gerahmten Module. Die andere denkbare Montageart mit der Längsseite parallel zur Horizontalen dürfte dagegen relativ empfindlich auf Verschmutzungen und Schneebedeckung sein und ist deshalb weniger empfehlenswert. Ob sich die bei der Kontrollmessung vom 3.9.2003 festgestellte leichte Leistungsreduktion auch ertragsmässig auswirkt oder ob es sich um einen einmaligen Ausreisser (teilweise bedingt durch spektralen Mismatch) handelt, wird die Zukunft zeigen.

Die **amorphen Module MST-43-LV** von BP Solarex weisen dagegen ein weniger günstiges Betriebsverhalten auf. Obwohl sie aus Tandemzellen bestehen, zeigen sie immer noch die für Solarmodule aus amorphem Silizium typische saisonale Schwankung des Wirkungsgrades um einen langsam sinkenden Mittelwert, wie das TISO schon Ende der 80-er Jahre bei den einschichtigen G4000-Modulen Jahre festgestellt hat [9]. Ihr Wirkungsgrad fällt zudem bei kleinen Einstrahlungen deutlich ab (starke Reduktion der Spannung). Ihre Zellen sind zwar deutlich grösser als die von kristallinen Modulen, aber immer noch einigermaßen rechteckig, deshalb sind sie bezüglich Empfindlichkeit gegen Verschmutzung und Schneebedeckung nur wenig besser als kristalline Module. Im noch relativ neuen Zustand haben sie zwar noch einen spezifischen Energieertrag, der mit dem von kristallinen Anlagen mithalten kann, er dürfte aber mit der zu erwartenden langfristigen Degradation weiter sinken. Angesichts des schon relativ geringen Anfangswirkungsgrades dürfte diese Technologie für grössere Anlagen weniger interessant sein. Die Module sind zudem auch relativ schwer. Der Hersteller hat sie denn auch Ende 2002 aus dem Produktionsprogramm genommen.

Die **amorphen Module Unisolar US-64** zeigen ein deutlich besseres Betriebsverhalten als die MST-43, kommen aber nicht an die CIS-Anlage heran, wenn man die Energieerträge auf die angegebene Nennleistung bezieht. Nur wenn man den Energieertrag auf die im Frühling 2002 bestimmten effektiven Leistungen beider Teilanlagen bezieht, liegen sie bezüglich des für 2002 registrierten Ertrags knapp an der Spitze. Obwohl sie aus Tripelzellen bestehen, zeigen auch sie immer noch die für Solarmodule aus amorphem Silizium typische saisonale Schwankung des Wirkungsgrades um einen langsam sinkenden Mittelwert, allerdings etwas weniger ausgeprägt als die MST-43. Eher negativ wirkte sich an Tagen mit Schneebedeckung die leicht geriffelte Oberfläche der Module aus, die das Abgleiten von Schnee behindert (Vergleich zwischen Bild 15 und Bild 16). Da diese Module auf der Vorderseite über kein stützendes Glas verfügen, ist es zudem denkbar, dass bei kleinen Anstellwinkeln nach grösseren Schneefällen die relativ schwache Metallfolie durch die Schneelast durchgebogen und sogar permanent deformiert wird. Deshalb sollten die US-64 an Orten, bei denen mit grösseren Schneefällen gerechnet werden muss, nicht mit zu kleinen Anstellwinkeln eingesetzt werden (empfehlenswert:  $\beta \geq 45^\circ$ ). Im noch relativ neuen Zustand haben diese Module einen spezifischen Energieertrag, der leicht über dem von kristallinen Anlagen liegt, er dürfte aber mit der zu erwartenden langfristigen Degradation ebenfalls noch weiter absinken.

Da bei höheren Temperaturen die Degradation viel langsamer verläuft und in den Sommermonaten ein grosser Teil der im Winter eingetretenen Leistungsreduktion wieder rückgängig gemacht werden kann, wären diese Module wahrscheinlich am Besten für *nicht hinterlüftete Anlagen* auf Dächern (mit genügendem Anstellwinkel  $\beta$ ) oder in Fassaden geeignet. Deshalb wurden am 2. Oktober 2003 die Module der Anlage Newtech 3 mit Styrofoam-Wärmedämmplatten auf der Rückseite thermisch isoliert. Durch diese Massnahme soll untersucht werden, ob die temperaturbedingte Abnahme des Zellenwirkungsgrads im Winterhalbjahr durch Isolationsmassnahmen beeinflusst werden kann. Die Firma ZZ Wancor aus Regensdorf hat hierfür freundlicherweise die Styrofoamplatten gratis zur Verfügung gestellt.

Mit Hilfe der Anlage Newtech konnten bereits wertvolle Resultate über das Betriebs- und Ertragsverhalten von PV-Anlagen mit verschiedenen neueren Dünnschichtzellentechnologien gewonnen werden. Es besteht die Absicht, die Messungen an dieser Anlage im Rahmen eines Fortsetzungsprojektes fortzusetzen. Neben der bereits erfolgten thermischen Isolation der Teilanlage Newtech 3 wäre darin eventuell auch der Austausch der ertragsmässig schwächeren a-Si-Tandem-Module der Anlage Newtech 2 durch ein neuartige, weiter entwickelte Dünnschichtzellentechnologie mit höherem Wirkungsgrad denkbar.

## 5 Verdankungen

Die Errichtung der PV-Anlage wurde vom Bundesamt für Energie (BFE) und vom Wasser- und Energiewirtschaftsamt des Kantons Bern (WEA) und unterstützt.

Die Firma Ypsomed (ehemals Disetronic AG) hat ihr Gebäude für die Anlage zur Verfügung gestellt.

Die hier beschriebenen Messungen wurden im Rahmen des LZPV2-Projekts vom Bundesamt für Energie (BFE), der Gesellschaft Mont Soleil (GMS), der Localnet AG, Burgdorf und der Elektra Baselland (EBL) finanziert.

All diesen Institutionen und Firmen sei an dieser Stelle für Ihre wertvolle Unterstützung herzlich gedankt.

## 6 Publikationen

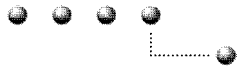
- [1] H. Häberlin und Ch. Beutler: "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". SEV-Bulletin 4/95.
- [2] C. Renken, U. Muntwyler: „OptiPV: Optimaler Systemaufbau von kostengünstigen PV Anlagen – Planungsunterlage“, ENET, erschienen im Jahre 2000.
- [3] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen - Teil 1 - 6". Elektrotechnik 4/2001 - 10/2001. AZ Fachverlage AG, Neumattstr. 1, CH-5001 Aarau, Tel. 062 836 65 65.
- [4] H. Häberlin und Ch. Renken: "Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2003.
- [5] H. Häberlin und Ch. Renken: "Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". SEV/VSE-Bulletin 10/2003.
- [6] F. H. Karg et al: "Performance of Grid Coupled PV Arrays based on CIS Solar Modules". 17. EU PV Solar Energy Conference., Munich, 2001.
- [7] 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.
- [8] W. Durisch, J.-C. Mayor, K. H. Lam: "PV-Pro-Test-Datenbank – Energieertrag, Output of PV-Modules". Annual Report 2002, BFE.
- [9] M. Camani, P. Ceppi und D. Chianese: "TISO: Installation photovoltaïque de 4 kWp avec modules au silicium amorphe raccordée au réseau". Fachtagung Photovoltaik-Nutzung 1990 an der ETHZ.



## 7 Anhang

### Definition und Bedeutung der normierten Erträge und Verluste

Symbol	Bezeichnung	Bedeutung / Erklärung / Ursache	Einheit	
$Y_r$	Strahlungsertrag, Referenzertrag (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.	$\frac{\text{kWh/m}^2}{\text{d} \cdot 1 \text{ kW/m}^2}$	[h/d]
$L_c$	Generatorverluste Feldverluste (Capture Losses)	<b>Temperaturbedingte Verluste <math>L_{CT}</math>:</b> Verluste, weil Zelltemperatur meist $> 25^\circ\text{C}$ .  <b>Übrige, nicht temperaturbedingte Verluste <math>L_{CM}</math>:</b> - Verdrahtung, Strangdioden, kleine Einstrahlung. - Teilabschattung, Verschmutzung, Schneebedeckung, Strahlungsinhomogenitäten, Mismatch. - Maximum-Power-Tracking-Fehler, Nichtabnahme der verfügbaren Generatorleistung wegen Wechselrichter-ausfällen 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)	$Y_f = E_{\text{nutz}} / P_0$ . $Y_f$ entspricht der Zeit, während der die Anlage mit Generator-Nennleistung $P_0$ arbeiten müsste, um die gleiche Nutzenergie $E_{\text{nutz}}$ zu produzieren. Bei Netzverbundanlagen ist $E_{\text{nutz}} = E_{AC}$ .	$\frac{\text{kWh}}{\text{d} \cdot \text{kWp}}$	[h/d]
$PR$	Performanz, Nutzungsziffer, (Performance Ratio)	$PR = Y_f / Y_r$ . $PR$ ist das Verhältnis zwischen der effektiv genutzten Energie $E_{\text{nutz}}$ zur Energie, die eine verlustlose, ideale PV-Anlage mit Solargeneratortemperatur $25^\circ\text{C}$ bei gleicher Einstrahlung produziert.		[1]
$k_T$	Temperatur-Korrekturfaktor	$k_T = Y_T / Y_r$		[%]
$k_G$	Generator-Korrekturfaktor	$k_G = Y_a / Y_T$		[%]
$n_l$	Wechselrichter-Nutzungsgrad	$n_l = Y_f / Y_a$		[%]
$Y_r \xrightarrow{-L_c} Y_a \xrightarrow{-L_s} Y_f \qquad Y_r \xrightarrow{-L_{CT}} Y_T \xrightarrow{-L_{CM}} Y_a \xrightarrow{-L_s} Y_f$				



**Besondere Betriebsereignisse:**

26.03.2002	Kurzzeitige Ausserbetriebnahme der Anlagen wegen Arbeiten an der Messtechnik
02.04.2002	I-U-Kennlinienmessungen an den Solargeneratoren
30.09.2002	I-U-Kennlinienmessungen an den Solargeneratoren
21.03.2003	kurzzeitige Netzabschaltung
24.03.2003	I-U-Kennlinienmessungen an den Solargeneratoren
29.03.2003	kurzzeitige Netzabschaltung
30.08.2003	fast den ganzen Tag Netzabschaltung
03.09.2003	I-U-Kennlinienmessungen an den Solargeneratoren

**Bemerkung**

Die normierten Monatsstatistiken zu den drei Anlagen sind bei Bedarf beim Autor oder bei der Programmleitung Photovoltaik BFE c/o NET Nowak Energie & Technologie AG, Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen, info@netenergy, verfügbar.