



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

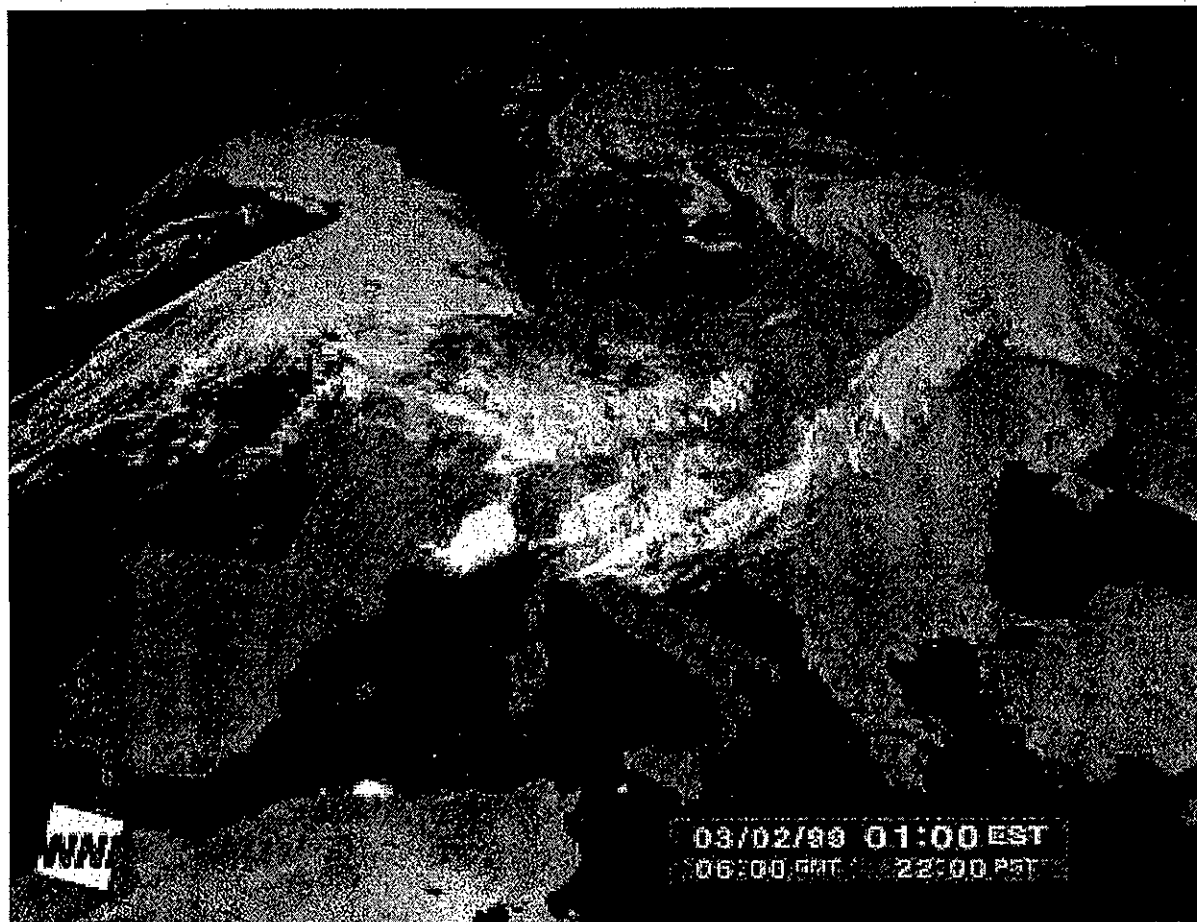
Programm

Aktive Sonnenenergienutzung, Photovoltaik



Programm Photovoltaik 1998

Band 1: Forschung



Überblicksbericht, Liste der Projekte Jahresberichte der Beauftragten

ausgearbeitet durch
NET Nowak Energie & Technologie AG
Waldweg 8, 1717 St. Ursen (Schweiz)

im Auftrag des
Bundesamtes für Energie

März 1999



Programm Photovoltaik 1998

Band 1: Forschung

Inhalt

S. Nowak
Überblicksbericht des Programmleiters

Jahresberichte der Beauftragten

Nr.

Solarzellen

A. Shah, J. Meier und Mitarbeiter Mikromorphe Solarzellen - 19431 / 59014	1
A. Shah, N. Wyrsh NEST (New enhanced silicon thin-film solar cells) - BBW 96.0340	2
A. Shah, , M. Goetz, D. Fischer, P. Pernet Amorphe Siliziumzellen auf Plastiksubstrat - PSEL 88	3
F. Troyon, Ch. Hollenstein Erhöhung der Abscheideraten von mikrokristallinen und amorphen Siliziumsdünnschichten für photovoltaische Anwendungen - 2755 / 63180	4
M. Real, H. Elgamel, J. Gobrecht Swiss high efficient cristalline solar cell project, using PSI process for sheet ribbon Si material - 23643 / 63179	5
D. Grützmacher, J. A. Anna Selvan CRYSTAL: Crystalline silicon thin film solar cells on low temperature substrates - BBW 96.0266	6
H. Zogg, A. N. Tiwari, F.-J. Haug, A. Romeo LACTEL (Large Area cadmium telluride electrodeposition for thin-film solar cells) - BBW 96.0256	7
H. Zogg, A.N. Tiwari, F. J. Haug, M. Krejci WIDE GAP CPV : Wide gap chalcopyrites for advanced photovoltaic devices BBW 96.0254	8

M. Grätzel, A. J. McEvoy Cellules solaires basées sur des films semiconducteurs nanocristallins colorés - BBW 95.0703	9
H. Desilverstro, M. Wolf, S. Burnside INDOOR DYE PV's - BBW 96.0431-1	10
G. Calzaferri Photochemical and photoelectrochemical transformation and storage of solar energy	11
Module und Gebäudeintegration	
M. Weng ALUCOSOL - Entwicklung eines Fassadensystems mit integrierten Solarzellenmodulen - 14785 / 54318	12
Ch. Roecker, J. Bonvin Photovoltaïque sur toits plats - une nouvelle approche - 14869 / 54392	13
Ch. Roecker, P. Affolter DEMOSITE and DEMOSITE FLAT ROOFS – Phase III - 10583 / 59873	14
Systemtechnik	
M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico Tests di componenti e sistemi per progetti nel campo della tecnica fotovoltaica, TISO - periode V: 1997 /1999 - 2183 / 60154	15
C. Brielmann, D. Houriet Programme de recherche sur des nouvelles technologies PV et sur la centrale de Mont-Soleil - 12474 / 60314	16
W. Durisch Charakterisierung von PV-Generatoren	17
H. Häberlin, J.-D. Graf, L. Borgna Qualitätssicherung von PV-Anlagen - 2744 / 61703	18
H. Häberlin, C. Renken Langzeitverhalten von netzgekoppelten PV-Anlagen - 19490 / 59074 / PSEL 113	19
H. Häberlin, R. Fischer, R. Minker PV - EMI : Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants - BBW 97.0301	20
P. Toggweiler, D. Ruoss, SCMIC (Single Cell Module Integrated Converter) - BBW 95.0207-2	21
R. Schmid, D. Halter Accelerated Reliability improvement AC-Modules - BBW 96.0293	22

R. Schmid, L. Tanner	
PV Checker: Research on low cost PV system checker devices for future application in the individual PV system monitoring - BBW 95.0273	23

M. Real, R. Schmid	
Improving PV system reliability by a new concept including a novel arc detection unit - BBW 95.0272	24

M. Real	
Zuverlässigkeit von Sicherheitsschaltungen gegen Inselbildung - PSEL 129	25

Diverse Projekte und Studien

M. Real	
Entwicklung und Validierung eines Modells zur Analyse und Prognose der langfristigen Umweltverträglichkeit verschiedener PV-Technologien - 10949 / 50786	26

D. Ruoss	
Capteur hybride d'une nouvelle génération - Phase II - 16868 / 66402	27

S. Nowak, M. Gutschner	
Abschätzung des PV-Flächenpotentials in der Stadt Zürich und im Kanton Freiburg - 2726 / 2726	28

Th. Nordmann	
European photovoltaic noise barrier potential study - BBW 98.0216	29

P. Toggweiler, Y. Frommenwiler, Ch. Hitzke	
PVSAT: Remote performance check for grid connected PV systems using satellite data - BBW 97.0542	30

P. Ineichen	
Satellight - BBW 95.0192	31

Internationale Koordination

P. Hüsler	
Schweizer Beitrag IEA PVPS , Task I - 11427 / 63760	32

L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
Schweizer Beitrag IEA-PVPS Task II - 14805 / 67820	33

B. Bezençon	
Schweizer Beitrag IEA-PVPS Task III - 22579 / 61979	34

P. Toggweiler, D. Ruoss	
Schweizer Beitrag IEA-PVPS Task V - 20552 / 60155	35

P. Toggweiler	
Nationale Vertretung im IEA-PVPS Task VII und Leitung vom Subtask 2 - Phase I - 20552 / 60155	36

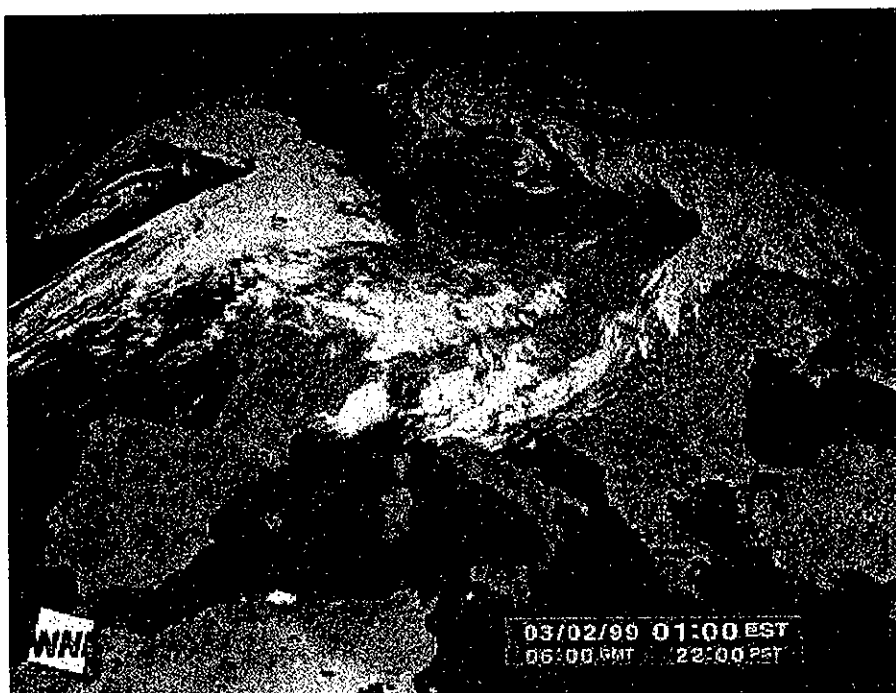
R. Minder	
Schweizer Beitrag IEA-PVPS Task VIII (in Vorbereitung)	37
M. Real	
Global Approval Programm - PV GAP	38
Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte	40 - 71

PHOTOVOLTAIK

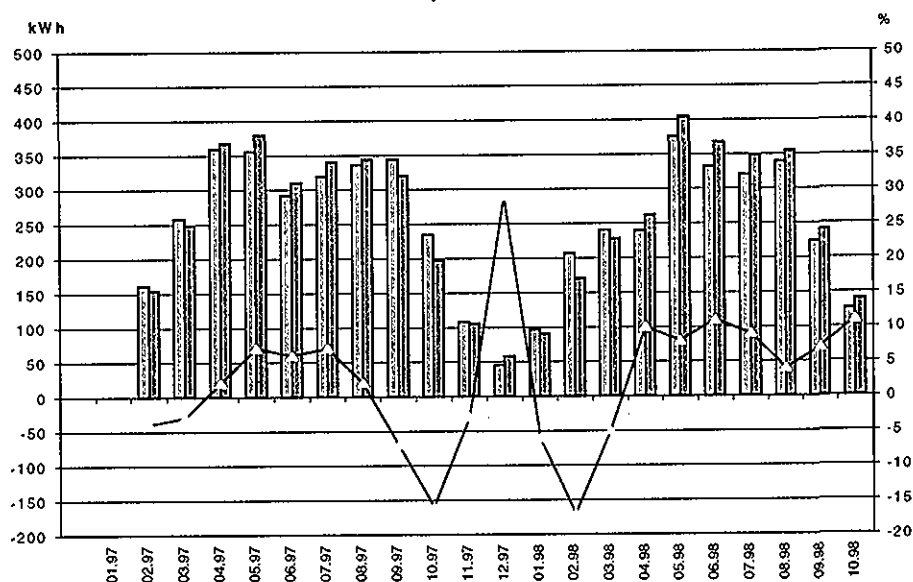
Überblicksbericht
zum Forschungsprogramm 1998

Stefan Nowak

stefan.nowak.net@bluewin.ch



Analysekunde B



Internationale Zusammenarbeit: Nutzung von Satellitendaten für die Photovoltaik

Die europäische Zusammenarbeit konnte im Berichtsjahr deutlich verstärkt werden. Zum Beispiel werden anhand von Satellitendaten Strahlungskarten berechnet und im Internet publiziert oder das Verhalten von PV-Anlagen simuliert (EU-Projekte *SATELLIGHT* und *PV-SAT*, Copyright WNI und Enecolo)

1. Programmübersicht und anvisierte Zielpunkte für 1998

Im Jahr 1998 sollten im Programm Photovoltaik die Anstrengungen zur Umsetzung der laufenden Arbeiten in industrielle Produkte und Anwendungen fortgesetzt werden. Hierzu wurde angestrebt, die Zusammenarbeit, sowohl mit der Industrie wie auch international, weiter zu verstärken. Im Vordergrund steht die Bearbeitung von konkreten prozess- und produktrelevanten Fragestellungen in der Konzeption von verbesserten (Kosten, Wirkungsgrad) Lösungen in allen Bereichen des Energiesystems Photovoltaik. Parallel dazu sollten die Entscheidungsgrundlagen für grössere Umsetzungsvorhaben erarbeitet werden. Als Hauptanwendung wird weiterhin die gebäudeintegrierte Photovoltaik betrachtet. Forschungs- und P+D-Projekte umfassen im Berichtsjahr 78 Projekte, wobei hier alle bekannten Projekte, unabhängig von ihrer Finanzierung, berücksichtigt sind.

Die 5 Programmbereiche umfassen:

Zellen: Dünnschicht-Zellen bilden den Schwerpunkt, wobei sich die Arbeiten auf Solarzellen mit dem Grundmaterial **Silizium** konzentrieren. Die Verbesserung der Leistungsmerkmale und die Voraussetzungen zur weiteren Umsetzung dieser Arbeiten bilden dabei die wichtigsten Ziele. Die Untersuchungen zu weiteren Formen von dünnem Silizium (Bandsilizium, dünnes kristallines Silizium) wurden verstärkt. Zudem konnten, im Rahmen von neuen internationalen Projekten, auch die Arbeiten zu anderen Materialtechnologien (insbesondere Verbindungshalbleiter, Farbstoffzellen) intensiviert werden, sodass in der Schweiz insgesamt eine ausserordentliche Material- und Technologievielfalt besteht, in welcher alle internationalen Stossrichtungen vertreten sind.

Module und Gebäudeintegration: Neue Produkte und Systeme für die **Integration der Photovoltaik** im bebauten Raum (Dächer, Fassaden, Lärmschutzeinrichtungen) bilden nach wie vor einen wichtigen Schwerpunkt. Dabei wird bei der Konzeption die Wahl der zum Einsatz gelangenden Zell-Technologien von immer grösserer Bedeutung, da diese das Systemdesign bei integrierten Lösungen entscheidend beeinflusst. Es findet eine stetige Erweiterung der verfügbaren Produkte statt, wobei sich die Industrie hier zunehmend engagiert.

Systemtechnik: Aufgrund der langen Tradition bestehen in der Schweiz ausgeprägte Anwendungserfahrungen, sowohl in der Infrastruktur zur Beurteilung von neu entwickelten Produkten und Anlagen, wie auch in der Verfügbarkeit von langjährigen Messreihen an bestehenden Anlagen. Dies erlaubt eine kontinuierliche Qualitätssicherung, welche gerade in der zur Zeit stattfindenden Wachstumsphase der Technologie von besonderer Bedeutung ist. Gleichzeitig werden damit die Grundlagen für notwendige Verbesserungen, die Standardisierung und die Sicherheit neuer Produkte erarbeitet.

Diverse Projekte und Studien: In diesen Bereich fallen Arbeiten zur längerfristigen Abschätzung wichtiger Indikatoren der Photovoltaik, insbesondere in bezug auf die Umwelt, die Potentiale sowie die Marktentwicklung. Neue kombinierte Nutzungsformen der Photovoltaik werden untersucht (z.B. Hybridtechnologien, Thermophotovoltaik) und fortgeschrittene Hilfsmittel (Planung, Erfolgskontrolle) erarbeitet.

Internationale Zusammenarbeit: Die internationale Zusammenarbeit bildet ein zentrales Standbein der Arbeiten und wird in allen Bereichen verfolgt. Der Anschluss an die internationale Entwicklung sowie ein intensiver Informationsaustausch war auch im Berichtsjahr ein wichtiges Ziel, welches im Rahmen der internationalen Programme der EU sowie der IEA weiterverfolgt wurde.

2. 1998 durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

ZELL-TECHNOLOGIE

Das Projekt **Mikromorphe Solarzellen** (Tandemzelle aus einer mikrokristallinen Topzelle und einer amorphen Bottomzelle) [1] am IMT wurde erfolgreich fortgesetzt, wobei im Berichtsjahr in erster Linie verschiedene Teilaspekte dieser interessanten Dünnschichtzelle verbessert werden konnten. Für Einfachzellen (p-i-n) aus mikrokristallinem Silizium konnte die Klemmenspannung V_{oc} auf 530 mV erhöht und ein Wirkungsgrad von 8.5% erreicht werden. Die Depositionsgeschwindigkeit, eine weitere Schlüsselgrösse des mikromorphen Konzepts, konnte für intrinsisches, mikrokristallines Silizium auf 25 Å/s erhöht werden. Ausserdem konnten transparente Oxidschichten (TCO) auf der Basis von ZnO erzeugt werden, womit auch für die Kontaktierung entsprechende Prozessschritte zur Verfügung stehen. Auf diesem TCO wurden erste amorphe Einfachzellen mit guten Eigenschaften ($V_{oc} = 880$ mV, FF = 72%) abgeschieden. Nebst diesen prozessrelevanten Resultaten wurden auch bei der Materialcharakterisierung Fortschritte erzielt; für die Praxis von besonderer Bedeutung ist dabei die Temperaturabhängigkeit der Zellenspannung von mikrokristallinem und mikromorphem Material; letztere ist erfreulicherweise ähnlich niedrig wie

diejenige von amorphem Silizium. Diese Resultate sowie der bisher erreichte Wirkungsgrad (10.7% früher bestätigt, 12% aktuell am IMT gemessen) lassen erwarten, dass das Ziel von 12% stabilem Wirkungsgrad für mikromorphe Zellen im letzten Projektjahr erreicht werden kann. Im ergänzenden EU-Projekt **NEST** [2] wurden für mikromorphe Zellen umgekehrte Schichtabfolgen (n-i-p-n-i-p) untersucht. Zudem ist hier das Verständnis und die Optimierung der Lichtstreuung durch strukturierte TCO-Schichten, welche den Lichteinfang verbessern und dadurch dünnere Schichten ermöglichen, ein Schwerpunkt. In einem weiteren Projekt wurde mit Unterstützung des PSEL die Abscheidung von **amorphen Zellen auf Kunststoff-Substraten** (Polyimid) [3] untersucht, wobei auch die Laserstrukturierung und Serierverschaltung von Zellen verfolgt wurden. Erste Minimodule (8x8 cm) erreichten einen auf die aktive Fläche bezogenen Wirkungsgrad von 7.3%. Die Laminierung und die Machbarkeit von Fassadenelementen wurden durch die Industriepartner untersucht. Ein Projekt zur Umsetzung der am IMT gewonnenen Resultate in Kleinanwendungen wurde im Wettbewerb Technologiestandort Schweiz prämiert und an der diesjährigen CEBIT in Hannover vorgestellt.

Am CRPP wurde in einem mit dem IMT verwandten Projekt die grossflächige Abscheidung von mikrokristallinem Silizium und die **Erhöhung der Depositionsraten** [4] weiterverfolgt. Durch die Reaktorfläche von 35 x 45 cm können wichtige, für die industrielle Praxis relevante Eigenschaften der VHF-Abscheidung untersucht werden. Dies betrifft sowohl die Anforderungen an den Hochfrequenzverstärker und die entsprechende HF-Anpassung wie auch die Gleichmässigkeit der Spannungs- und Gasverteilung über die gesamte Fläche. Zu diesem Zweck werden umfangreiche und teilweise neue Plasmadiagnostikmethoden erfolgreich eingesetzt.

Am PSI wurde die Übertragbarkeit der in früheren Projekten für dünne hocheffiziente Siliziumzellen gefundenen Prozessschritte auf **Bandsilizium** [5], einem weiteren Kandidaten für kostengünstigere Solarzellen, der Firma Evergreen Solar (USA) untersucht. Auf 200µm dicken polykristallinen Siliziumbändern wurde die Wasserstoff-Passivierung realisiert. Im anschliessenden Prozess konnte ein Wirkungsgrad von 14% erreicht werden. Durch Kombination mit dem Gettern von Verunreinigungen konnte bisher ein Wirkungsgrad von 14.6% erzielt werden. Im EU-Projekt **CRYSTAL** [6] werden die Arbeiten zu dünnen kristallinen Siliziumzellen verfolgt. Im Vordergrund stehen dazu am PSI die Modellierung der Gitterstruktur zur Verbesserung des Lichteinfangs, die Analyse von TCO-Schichten (ZnO) sowie die Abscheidung von polykristallinem Silizium auf Glas und Quarz. Dazu werden Molekularstrahlepitaxie (MBE) und Plasma enhanced vapour phase epitaxy (PEVPE) eingesetzt.

Solarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern werden in den EU-Projekten LACTEL und WIDE GAP CPV an der ETHZ untersucht [7+8]. Im Projekt **LACTEL** stehen prozessrelevante Aspekte bei der Elektrodeposition von CdTe-Zellen im Vordergrund, insbesondere metallische Gitter durch Siebdruck, das Schichtwachstum durch CdCl₂-Behandlung und Zellen auf verschiedenen TCO-Materialien (ITO, FTO, ZnO). Auf ITO und FTO werden gute Resultate realisiert, während ZnO unbefriedigend ist. Im Projekt **WIDE GAP CPV** werden grundlegende Untersuchungen an CuGa_xSe_y-Schichten durchgeführt. Im Vordergrund stehen strukturelle und optoelektronische Eigenschaften, welche mittels geeigneter Oberflächentechniken charakterisiert werden. Zwei weitere EU-Projekte in diesem Themenkreis haben an der ETHZ gegen Ende des Berichtsjahres angefangen.

Farbstoffsensibilisierte, **nanokristalline Solarzellen** (Grätzel-Zellen) bilden eine weitere, vieldiskutierte Materialvariante, welche im Rahmen von zwei laufenden und einem neuen EU-Projekt verfolgt werden. Im Projekt an der EPFL [9] geht es dabei um **grundlegende Arbeiten** zur Weiterentwicklung dieses Konzeptes, insbesondere den Einsatz von festen Elektrolyten und neuen Farbstoffen. Bei Leclanché dagegen stehen im EU-Projekt **Indoor dye PV** [10] neue Anwendungen für den Innenraum im Vordergrund, wobei hier auch der Ersatz von Batterien erwogen wird. Der grundlegenden Frage nach der **Langzeit-Stabilität** dieser Zelle wird in einem neuen Projekt bei Solaronix nachgegangen.

Mit dem Ziel einer **künstlichen Photosynthese** [11] wurden an der Universität Bern im Rahmen des Nationalen Forschungsprogramms "Nanowissenschaften" grundlegende photoelektrochemische Arbeiten zur Nachbildung natürlicher Prozesse gemacht, indem Zeolith-Minizylinder mit durchgehendem Röhrensystem mit einer Kette aneinandergereihter Farbmoleküle gefüllt werden konnten. Der dadurch ermöglichte Lichttransport geht sehr schnell von sich und lässt sich grundsätzlich für eine neuartige Solarzelle nutzen.

Insgesamt wurde die internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Solarzellen im Berichtsjahr stark intensiviert. Durch die Einbindung von Industriepartnern in diese Projekte stehen anwendungs- und industriebezogene Fragestellungen vermehrt im Vordergrund. Gleichzeitig werden die Grundlagen für mögliche, längerfristige Optionen künftiger Zelltechnologien erarbeitet. Als Gemeinsamkeit wird in den verschiedenen Dünnschichttechnologien die Bedeutung von transparenten Oxidschichten (TCO) ebenso erkennbar wie der dadurch erzielbare Lichteinfang.

SOLARMODULE UND GEBÄUDEINTEGRATION

Das Projekt ALUCOSOL® zur Entwicklung eines **Photovoltaik-Fassadensystems** [12] konnte bei Alusuisse Technology & Management (ATM), in Zusammenarbeit mit verschiedenen Schweizer Partnern, im Berichtsjahr abgeschlossen werden. Nachdem sich die Verfügbarkeit von geeignetem Halbzeug von amorphen Siliziumzellen als eigentliche Schwierigkeit erwies, wurde das Projektziel eines Prototypen zugunsten von vorgelagerten Prozessschritten fallengelassen. Untersucht wurden die Abscheidung von amorphen Zellen, von TCO sowie von metallischen Schichten auf Aluminium. Ein neuartiges Konzept zur Kontaktierung durch Stromdurchführungen mittels Laserbohrungen durch das Modul hindurch wurde erstmals realisiert und als grundsätzlich machbar befunden.

Neue Systeme für das **Flachdach** [13] wurden am LESO an der EPFL weiterentwickelt. Dabei konnten die Produkte Solbac® und Sofrel® mechanisch, geometrisch und bezgl. der Befestigung verbessert werden. Die Variante für Gründächer Solgreen® wurde für erste Anwendungen in P+D-Anlagen optimiert.

Am Projekt **DEMOSITE** [14] wurden ältere Photovoltaik-Integrationslösungen entfernt und durch neue, aktuellere Systeme ersetzt. Insgesamt können nun 20 verschiedene Lösungen für Flachdächer, Schrägdächer und Fassaden einander gegenübergestellt und verglichen werden. Dazu wurde die Information und die Kommunikation dieses im IEA PVPS Programm, Task 7, eingebetteten Projektes überarbeitet.

Weitere Projekte zur Photovoltaik-Gebäudeintegration wurden im Rahmen von P+D-Vorhaben realisiert (siehe unten).

SYSTEMTECHNIK

Am TISO an der SUPSI wird die **Prüfung von kommerziellen PV-Modulen** [15] unter realen Bedingungen fortgesetzt. Regelmässige Messungen inklusive standardisierte Messungen in Ispra werden zur Zeit an 11 Modulen durchgeführt. Dabei zeigt sich, dass neuere Produkte z.T. grössere, bzw. vermehrt negative Abweichungen, d.h. > 10%, von ihren elektrischen Spezifikationen aufweisen als dies früher der Fall war. Es bestätigt sich zudem, dass auch für bestimmte Module aus Mono- und Polysilizium Degradationseffekte bezüglich Leistung und Energie auftreten. Die Gründe für diese Beobachtungen sind noch unklar; sie müssen aber im Auge behalten werden. Das TISO hat zudem eine ausführliche Datenbank [80] mit allen wichtigen Spezifikationen von PV-Modulen publiziert. Langzeiterfahrungen werden an den zwei hauseigenen PV-Anlagen (10 kWp m-Si, 4 kWp a-Si) gesammelt.

Ergänzende Messungen dieser Art werden an der Berner Fachhochschule in Saint-Imier unter Mitwirkung der Gesellschaft Mont-Soleil durchgeführt, wobei hier auch **Produkte im Prototypen-Stadium** untersucht werden [16]. Die Messungen betreffen in diesem Fall in erster Linie die produzierte Energie. Neu werden auch verschiedene Wechselrichter-Konfigurationen geprüft und mit den Erfahrungen aus dem 560 kWp Kraftwerk verglichen. Das Kraftwerk selbst produzierte im Jahr 1998 602'000 kWh und wies eine durchschnittliche Performanz (PR) von 78 % auf.

Ausführliche Untersuchungen zur **Energieproduktion von PV-Modulen** [17] werden auch am PSI durchgeführt. Mit der zur Verfügung stehenden experimentellen Einrichtung und den analytischen Methoden sind Aussagen über das Teillastverhalten möglich, was besonders für die Planung von Anlagen im Contracting-Verfahren und in Solarstrombörsen von Bedeutung sein kann. Quantitative Messungen werden auch an Prototypen von hybriden (PV-thermisch) Modulen durchgeführt.

Die **Prüfung von PV-Wechselrichtern** [18] wird an der Berner Fachhochschule in Burgdorf fortgesetzt. Nebst den Netzverbund-Wechselrichtern besteht nun auch die Möglichkeit, Insel-Wechselrichter ausführlich zu prüfen, wobei die wichtigsten Parameter untersucht werden (HF-Emissionen, Wirkungsgrad der Umwandlung, Leistungsfaktor, Überlastverhalten, Oberschwingungen). Für EMV-Messungen wurde eine Einrichtung zur DC-seitigen Netznachbildung erstellt. Die Messungen an Netzverbund-Wechselrichtern werden durch weitere Parameter ergänzt (Selbstlauffest, Leerlauf-Abschaltung, Wirkungsgrad des MPT) und die Langzeit-Zuverlässigkeit weiterverfolgt. Mit der Unterstützung des PSEL werden auch **Langzeiterfahrungen mit PV-Anlagen** [19] gesammelt, indem die Betriebsdaten von 36 Anlagen verfolgt werden. Nebst den Wechselrichtern werden hier auch die sichtbaren Veränderungen bei Modulen (Verschmutzung, Delamination) und der Verkabelung aufgezeichnet. Die 1 kWp-Anlage auf dem Jungfraujoch erzielte weiterhin gute Werte mit mehr als 1500 kWh/kWp/a und PR > 86%. In einem neuen EU-Projekt **PV-EMI** [20] werden elektromagnetische Störungen durch PV-Anlagen, ihre Testmethoden und Richtlinien untersucht mit dem Ziel, entsprechende europäische Standards auszuarbeiten. Spezielles Augenmerk gilt hier auch der Störfestigkeit gegen schnelle elektrische Transienten (z.B. Blitzeinschlag).

Ein weiteres EU-Projekt, SCMIC, zur Entwicklung eines **Einzellen-Wechselrichters** [21] wurde an der ETHZ in Zusammenarbeit mit Enecolo und Alussuisse weitgehend abgeschlossen. Es konnte eine neue Schaltung entwickelt werden, welche die kritische DC-DC-Konvertierung zweistufig realisiert und Umwandlungswirkungsgrade bis zu 97% erreicht.

Alpha Real verfolgte im Rahmen von verschiedenen EU-Projekten [22-24] systembezogene Fragestellungen zur **Zuverlässigkeit von Systemen und AC-Modulen** sowie zu einfachen Geräten zur **Überprüfung von PV-Anlagen**. Die **Zuverlässigkeit von Sicherheitsschaltungen** gegen Inselbildung wird in einem PSEL-Projekt [25] untersucht.

Insgesamt kann man zur Systemtechnik sagen, dass trotz des fortgeschrittenen Entwicklungsstandes der Photovoltaik weitere Verbesserungen bezüglich Zuverlässigkeit, Vereinfachung, Sicherheit und Standardisierung von Produkten und Systemen möglich und notwendig sind. Die ausgeprägte Anwendungserfahrung in der Schweiz wirkt sich hier sehr positiv aus, führt zu neuen erfolgversprechenden Lösungen und verstärkter internationaler Zusammenarbeit.

DIVERSE PROJEKTE UND STUDIEN

Die langfristige **Umweltverträglichkeit** [26] der Photovoltaik wurde von Alpha Real in einer dynamischen Betrachtung analysiert, wobei umfangreiche Energie- und Stoffflüsse modelliert wurden. Es konnte gezeigt werden, dass die Photovoltaik eine aus dieser Sicht sinnvolle Investition von Energie und Rohstoffen darstellt, indem keine aussergewöhnlichen Stoffflüsse auftreten und das System seinen Energieaufwand um ein Vielfaches reproduziert.

Die kombinierte Nutzung von Photovoltaik mit anderen Energietechnologien gewinnt zunehmend an Interesse, insbesondere in Kombination mit der thermischen Solarenergie. Am LESO der EPFL wird, in Zusammenarbeit mit Enecolo und Schweizer, an einem neuen **Hybrid-Kollektor** [27] gearbeitet, welcher die thermischen Vorteile des amorphen Siliziums nutzen soll. Nachdem in einer ersten Phase mögliche Konzepte erarbeitet wurden, werden in der laufenden Phase spezifische Teilaspekte bearbeitet, welche sich als kritische Elemente erwiesen hatten. Es wird hierzu einerseits die Absorption des amorphen Siliziums bestimmt, andererseits die Stabilität dieses Materials bei Temperaturen über 100°C geprüft. Erste Ergebnisse weisen darauf hin, dass die Absorption den kritischen Wert von 80% in den meisten Fällen erreicht und deutlich überschreitet.

Am PSI wird im Rahmen eines FOGA-Projektes an der Thermophotovoltaik (TPV) [39] gearbeitet. Dazu wurde ein kleiner, funktionsfähiger TPV-Generator von 1.4 kW thermischer Leistung entwickelt. Die Arbeiten konzentrierten sich auf die Entwicklung und Modellierung eines speziellen Emitttermaterials basierend auf Keramikgeweben aus Oxiden verschiedener Seltenerdmetalle. Der Generator wurde mit käuflichen Siliziumzellen betrieben und ans Netz gekoppelt, wobei ein Umwandlungsgrad (thermisch zu DC) von 1.1% erreicht wurde. Der nächste Schritt wird in Zusammenarbeit mit HOVAL in einem Versuchsstand von 20 kW_{th} erarbeitet.

Das **Flächenpotential** [28] der Photovoltaik auf Gebäuden wurde durch NET im Rahmen von zwei unterschiedlichen Fallstudien, einer urbanen Umgebung (Stadt Zürich, EWZ) und einer ländlichen Region (Kanton Freiburg), anhand einer neu erarbeiteten Methodik sehr detailliert untersucht. Die Beschaffenheit der Gebäudesubstanz wird dabei ebenso berücksichtigt wie die solararchitektonische Eignung. Die Resultate werden differenziert nach dem möglichen Energieertrag einzelner Flächen, sowie nach verschiedenen wählbaren Klassifizierungen der Gebäude (Funktion, Dachform, Grösse, Alter, usw.).

TNC untersucht im Rahmen eines EU-Projektes das **Potential der Photovoltaik auf Lärmschutzwänden** [29] entlang von Strassen und Schienen in Europa.

In zwei weiteren EU-Projekten werden unter dem Einsatz von Satelliten-Fernerkundung neue Instrumente zur Solarenergienutzung entwickelt. Im Projekt **PVSAT** [30] untersucht Enecolo die Möglichkeit zur Bestimmung von lokalen Strahlungsdaten aus Satellitenbildern mit dem Ziel, zu erwartende Energieerträge aus PV-Anlagen zu simulieren. Im Projekt **SATELLIGHT** [31] wird an der Uni Genf an einem Strahlungsatlas auf Internet gearbeitet, welcher die zeitlichen Veränderungen von Strahlung, Beleuchtungsstärke und -richtung wiedergibt soll. Dieser Server soll am 1. April 1999 operationell sein.

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT IEA

Die Beteiligung am Photovoltaikprogramm der IEA, PVPS, bildete auch im Berichtsjahr eine kontinuierliche Aktivität, sowohl auf der Projektebene der einzelnen Tasks, wie auch auf der Ebene des Executive Committee, wo die Schweiz massgeblich an der Programmleitung und -überwachung mitgestaltet. Das Programm wurde 1998 einer internen und einer externen Evaluation unterzogen, wobei vorwiegend posi-

tive Beurteilungen gemacht und einige Schwachpunkte identifiziert wurden.

Die **Informationsaktivitäten** [32] in Task 1 werden neu durch Nova Energie wahrgenommen. Im Berichtsjahr wurden Publikationen zu den Themen Einspeisetarife, Umweltaspekte, Forschungsstrategien und PV im Marktwettbewerb fertiggestellt und verteilt [81-84]. Ein nationaler Bericht über die Photovoltaik in der Schweiz bis 1997 wurde zuhanden von Task 1 erstellt [85].

Die Aufgaben von Task 2, welche sich mit **Betriebserfahrungen** [33] befasst, werden durch TNC sichergestellt. Die Datenbank enthält nun 263 Anlagen aus 8 Ländern. Erste vergleichende Analysen wurden sowohl für netzgekoppelte, wie für Inselanlagen, durchgeführt. Ein Monitoring-Handbuch wird demnächst fertiggestellt [86].

Atlantis vertritt die Schweiz in Task 3, welche sich mit **Inselanlagen** [34] befasst. Es wurden Publikationen zu den Themen "Lessons learned" mit "Showcase"-Projekten, Laderegler und Batterien vorbereitet [87-89]. Eine Dia-Sammlung von existierenden Inselanlagen in den Ländern der IEA auf CD-ROM befindet sich ebenfalls in Fertigstellung [90].

Enecolo arbeitet in Task 5, welche sich mit technischen Fragen der **Netzankoppelung** [35] befasst. Die Resultate aus dieser internationalen Zusammenarbeit finden ihre Verwendung bei einschlägigen Richtlinien sowie bei Herstellern von Wechselrichtern. Ab 1999 wird das EWZ die Schweiz im Task 5 vertreten.

Task 7 zum Thema der **Integration der Photovoltaik in den bebauten Raum** [36] wird von Enecolo betreut. Die Themenvielfalt dieses grossen Tasks umfasst alle wichtigen Elemente der PV-Integration (Architektonisches Design, System-Technologien, nicht-technische Hindernisse, Demonstration). Das Projekt DEMOSITE (siehe oben) an der EPFL ist ebenfalls in Task 7 eingebettet. Obwohl diese Task erst zwei Jahre alt ist, sind erste konkrete Resultate zu verzeichnen. So wurde eine Dia-Sammlung von realisierten Projekten zusammengestellt [91].

Minder Energy Consulting beteiligte sich an den Vorbereitungsarbeiten für ein neues IEA-PVPS-Projekt, Task 8, welches sich mit der **Machbarkeit von sehr grossen PV-Kraftwerken** [37] in Wüstengebieten befassen soll.

3. Nationale Zusammenarbeit

Die Zusammenarbeit auf nationaler Ebene hat mittlerweile eine ausgeprägte Tradition und umfasst die Hochschulen und Forschungsinstitute (ETH, Universitäten, Fachhochschulen, PSI), die Privatwirtschaft (Industrie, Ingenieurunternehmen) und die Elektrizitätswirtschaft. Aus diesen und weiteren Kreisen (Finanzwelt, Politik, Medien) kann ein zunehmendes Interesse an der Technologie festgestellt werden. Eine nationale Photovoltaik-Tagung, welche zusammen mit dem VSE, Swissolar und der Gesellschaft Mont-Soleil durchgeführt wurde, bot hierzu im Berichtsjahr eine Gelegenheit zum Informationsaustausch. Auf Programmebene besteht zu zahlreichen Amtsstellen des Bundes (z.B. BBW, BBT, AfB, BAWI, usw.) und der Kantone eine gute Zusammenarbeit, welche der Koordination innerhalb des Programms und der Projektförderung zu Gute kommt.

4. Internationale Zusammenarbeit

Auch die internationale Zusammenarbeit, welche im Programm Photovoltaik für alle Bereiche etabliert wurde, konnte im Berichtsjahr deutlich gesteigert werden. Die Schweizer Photovoltaik beteiligt sich mit Unterstützung durch das Bundesamt für Bildung und Wissenschaft (BBW) sehr erfolgreich an den internationalen Forschungsprogrammen der EU. Im Jahr 1998 waren es insgesamt 20 Photovoltaik-Projekte im Programm Joule-Thermie, davon 16 im Programm Joule (Forschung) und 4 im Programm Thermie (Demonstration). Dies entspricht 36% der Schweizer Beteiligungen im Programm Joule-Thermie (total 56 Projekte) bzw. 44% der verpflichteten Mittel innerhalb dieses Programms. Die Photovoltaik stellt damit innerhalb der Schweizer Beteiligungen an diesem Programm die grösste Energietechnologie-Sparte dar – ein eindrücklicher Beweis der hohen Qualität dieser Forschung. Neu hinzugekommen ist Ende 1998 eine erste direkte Schweizer Beteiligung aus dem Fachgebiet Photovoltaik im Programm Altener (marktnahe Aktionen). Parallel zu den Projekten im Programm der EU wurde die Zusammenarbeit innerhalb des IEA-PVPS-Programms ebenfalls mit Erfolg weitergeführt (siehe oben).

5. P + D Projekte

Im Jahr 1998 wurden im P+D Programm 13 neue Projekte angefangen. Deutlicher Schwerpunkt bilden 8 Projekte im Umfeld der **PV-Integration** in Gebäude und Schallschutzeinrichtungen. Dabei halten sich die Entwicklungen von PV-Systemkomponenten für die Gebäudeintegration und die Realisierungen von PV P+D-Anlagen in etwa die Waage. Die restlichen neuen Projekte verteilen sich auf die Bereiche Studien/Hilfsmittel und Messkampagnen. Neu aufgegriffen wurde 1998 im Bereich der PV-Hilfsmittel die Qualitätssicherung beim Bau und Betrieb von PV-Anlagen. In Anbetracht der vergangenen und der erwarteten Wachstumsraten in der Photovoltaik wird der Sektor Qualitätssicherung mit der steigenden Anzahl von PV-Anlagen stetig an Bedeutung gewinnen.

Insgesamt waren im Berichtsjahr 39 Photovoltaik P+D Projekte aktiv. Im Vergleich zum vorderen Jahr bleiben die Schwerpunkte

- Erprobung neuer Systemkomponenten im Bereich der **PV-Integration** in Gebäude und Schallschutzeinrichtungen,
- Erfolgskontrolle bestehender P+D Anlagen durch detaillierte **Messkampagnen**,
- **Entwicklung** neuer Systemkomponenten für die PV-Integration

grundsätzlich bestehen. Einzig der Sektor Komponentenentwicklung ist im Verhältnis zu 1997 stärker vertreten. Zu erwähnen ist, dass bei vielen Projekten im Bereich der PV-Gebäudeintegration die Frage der Kosteneinsparungen ein wichtiges Thema darstellt, was in Hinblick auf die zukünftige Verbreitung der Photovoltaik von Bedeutung ist.

Bei den **1998 angefangenen P+D Projekten** handelt es sich um:

Anlagen

- 10 kWp Anlage 'SolGreen' integriert in ein Gründach (neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [50]
- 3,1 kWp Dachintegration mit Sunslates (autonome Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Solar Systeme AG) [72]
- AC-Schallschutzanlage Amsterdam (Kombination Wechselstrom-Module und Schallschutz, Leitung Schweizer Beitrag: TNC Consulting) [53]
- 151 kleine, netzgekoppelte PV-Anlagen (Kleinanlagen mit Stringwechselrichtern, Gesamtleistung 200 kWp, davon 30 kWp in der Schweiz, Leitung Schweizer Beitrag : Phebus Suisse) [54]

Komponentenentwicklung

- Photovoltaik-Aussenisolationselemente (Gebäudeintegration, Leitung: ZAGSOLAR) [73]
- Modulaufländerung SOLight ('Flachdachintegration', Leitung: Energiebüro) [74]
- SOLRIF: Rahmen für Standardmodule zur Dachintegration (Dachintegration, Leitung: Enecolo) [75]
- Multifunktionale Gebäudehüllen - PV-hybrid Dach (Dachintegration, PV-Luftkollektor, Leitung: S. Kropf) [76]

Messkampagnen

- 1 Megawatt Solarkette der NOK (normierte Daten 1997 - 2001, Leitung NOK) [64]
- 180 kWp Anlagen UBS Suglio (Vergleich verschiedener Konzepte, Leitung; Enecolo AG) [65]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- Machbarkeitsstudie zur Umsetzung der Mikromorph-Zelle in grossflächige Module (Leitung: Zühlke Engineering AG) [70]
- GRS Garantierte Resultate bei PV-Systemen (EU - Altener Projekt, Qualitätssicherung, Leitung Schweizer Beitrag: Energiebüro) [77]
- PVSYST V3; ergonomie et fonctionnalité (Folgeprojekt von PVSYST 2.0, Leitung: EPFL) [71]

Bei den laufenden Projekten waren die Tätigkeiten, abhängig vom Projektstand, sehr vielfältig. Der ganze Bereich umfasste Detailplanungen, Bau- und Inbetriebnahmen von Anlagen, Installationen und Inbetriebnahmen von Mess-Systemen, Datenerfassungen und Auswertungen sowie das Erarbeiten von Studien oder Hilfsmitteln im PV-Bereich. Grundsätzlich sind alle Projekte auf gutem Weg, die vorgesehenen Projektziele zu erreichen. Auffallend ist jedoch, dass ein erheblicher Teil der laufenden Projekte teils massive Verzögerungen erlitten hat. Häufigster Grund für Verzögerungen im Jahr 1998 sind Probleme im Bereich der Messdatenerfassung. Als nächstes folgen Verzögerungen beim Baubewilligungsverfahren, teils hervorgerufen durch Einsprachen. Aufgrund der häufig aufgetretenen Verzögerungen bei der Messdatenerfassung stellt sich die Frage, inwieweit auf dem Gebiet Messungen/Analysen standardisierte Systeme eingesetzt werden können und ob damit eine Verbesserung der zur Zeit nur teilweise befriedigenden Situation erzielt werden kann.

Die **laufenden Projekte** umfassen im einzelnen:

Anlagen

- Hybride 7 kWp PV-Anlage Domdidier, (hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration, Leitung: GEIMESA) [42]
- 6,4 kWp Anlage integriert ins Dach des Instituts de Microtechnique in Neuenburg, (PV-Elemente mit amorphen Zellen, Gebäudeintegration, Leitung: IMT) [44],
- 16,3 kWp Anlage mit PV AC-Modulen integriert ins Dach eines Bauernhauses in Iffwil (PV-Elemente mit integrierten Wechselrichtern, hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Energie) [46]
- 1 kWp Flachdachanlage mit SCIBEL Modulen, Ausführung Beton (Flachdachintegration mit neuen Photovoltaik-Elementen, horizontale Anlageausrichtung; Leitung: Enecolo) [48]
- 11,8 kWp Anlage mit Wechselstrom-Modulen UBS Zürich (PV-Elemente mit integrierten Wechselrichtern, Hot-Spot Schutzschaltung, "Flachdach-Integration", Leitung: Alpha Real) [49]
- Drei 10 kWp Photovoltaik Schallschutzanlagen entlang der Autobahn, (Kombination Photovoltaik - Schallschutz, 3 Prototyp-Anlagen, Leitung: TNC Consulting) [51]
- Héliotram, 800 kWp PV-Anlagen Lausanne/Genf mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz (Leitung: Sunwatt Bio Energie SA) [52]
- Héliotrope, 3 x 2 kWp PV-Anlagen Le Locle (direkter Vergleich identischer Anlagen (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt), Leitung: EICN, Le Locle) [55]

Komponentenentwicklung

- 2 kWp Anlage mit Modulwechselrichtern, (Anlage mit neu entwickelten Wechselstrom PV-Modulen, Leitung: Ingenieurschule HTA Biel) [40]
- Entwicklung eines 3-phasigen Modulwechselrichters (Leitung: Alpha Real) [41]

Messkampagnen

- PV-Anlage CMZ Stadtmühle Zürich, Messungen (Leitung: TNC Consulting) [57]
- Visualisierung und Auswertung der PV-Anlage auf dem Rothorn, (Leitung: HTA Chur) [63]
- Messkampagne, Unterhalt und Betrieb der Anlage Mark I, Domat/Ems (Leitung: TNC Consulting) [60]
- Messkampagne, Unterhalt und Betrieb der Anlage Mark II, Riazzino, (Leitung: TNC Consulting) [59]
- Messkampagne PV-Anlage Mark III, Giebenach (Leitung: TNC Consulting) [61]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- 450 kW Fassadenkraftwerk Wittigkofen, Bern, Leitung: Atlantis Energie Bern [66]
- OptiPV: Studie zum optimalen Systemaufbau von kostengünstigen PV-Anlagen (Leitung: Muntwyler AG) [67]
- Normenarbeit PV-Systeme (Leitung: Alpha Real) [69]

Im Berichtsjahr 1998 konnten folgende P+D-Projekte erfolgreich **abgeschlossen** werden:

- Hybride Dachintegration Erlach [43]
- 13,6 kWp Dachintegration Rigi Kulm [45]
- Installation photovoltaïque intégrée aux marquises de gare (Leitung: LESO - EPFL) [62]
- 9 kWp Flachdachanlage mit Solbac am LESO [78]
- Installation PV au Centre d'entretien de l'autoroute à Sierre [79]
- Messpaket PV-Anlage Schulhaus Adligenswil [56]
- Realisierung eines mobilen Mess-Systems [58]
- PV-Monitor, Messdaten zu diversen PV-Anlagen [68]

Im P+D Bereich befinden sich für das Jahr 1999 bereits wieder einige P+D Anlagen zur Erprobung von PV-Systemkomponenten für die Gebäudeintegration in Vorbereitung. Dazu sind weitere Projekte im Bereich Entwicklung geplant.

6. Transfer in die Praxis

Durch das zunehmende Interesse breiter Kreise sowie einer verstärkten Zusammenarbeit mit der Industrie konnte der Transfer in die Praxis kontinuierlich weiterverfolgt werden. Dabei sind die Fördermöglichkeiten des Bundes für Anlagen und die vielerorts eingeführten Solarstrombörsen eine wichtige Triebkraft, welche die Nachfrage günstig beeinflussen, auch wenn die erforderliche Kontinuität der Förderung und ein flächendeckendes Angebot an Solarstrom noch zu wünschen übriglassen. Insgesamt waren Ende 1998 in der Schweiz rund 12 MWp Photovoltaik installiert, zu rund 75% in netzgekoppelten Anlagen. Die langjährigen Erfahrungen und Messungen an Produkten und Systemen zeigen wichtige Tendenzen auf, welche für die weitere Entwicklung und die Qualitätssicherung von grosser Bedeutung sind, insbesondere angesichts eines weltweit anhaltenden Wachstums von 30 – 40% Modulumsatz pro Jahr. In Hinsicht auf eine Umsetzung, welche die gesamte Wertschöpfungskette der Photovoltaik inklusive Solarzellen umfasst, werden zur Zeit Entscheidungsgrundlagen für mögliche künftige Schritte erarbeitet.

7. Bewertung 1998 und Ausblick für 1999

Das Jahr 1998 kann, trotz weiterhin anhaltender Knappheit der verfügbaren Mittel, als positiv beurteilt werden. Dazu haben drei wesentliche Faktoren beigetragen: Die erfolgreiche Beteiligung an internationalen Programmen der EU, ein zunehmendes Interesse der Industrie und die durch Kombination von Förderung und Solarstrombörsen erfolgte Marktentwicklung. Angesichts der internationalen Marktentwicklung und der gewichtigen Förderprogramme einzelner Länder, insbesondere Holland und Deutschland, kommt der Verfügbarkeit genügender Mittel für die Entwicklung und Umsetzung in industrielle Produkte eine kurzfristig immer grössere Bedeutung zu. Nur so kann der über Jahre erreichte internationale Spitzenrang in Forschung, Entwicklung und Anwendung der Photovoltaik auch in Zukunft mit Erfolg gehalten werden. Dies ist nicht eine Aufgabe der öffentlichen Hand allein sondern vielmehr durch gemeinsamen Einsatz zusammen mit Industrie und Elektrizitätswirtschaft zu erreichen.

1998 fand in Wien die 2. PV-Weltkonferenz und zugleich 15. Europäische PV-Konferenz statt, welche ein weiteres Mal sämtliche Rekorde bisheriger Veranstaltungen zu brechen vermochte [92]. In der Schweiz fand eine nationale PV-Tagung statt, welche Gelegenheit zur Standortbestimmung und Informationsaustausch bot [93].

1999 wird es darum gehen, die Kontinuität weiter zu wahren und wo immer möglich neue, anwendungsbezogene Aktivitäten zu initiieren, eine den Erfordernissen des Technologiestandes angepasste Flexibilität der Projektförderung sicherzustellen und konkrete Schritte zur weiteren Umsetzung einzuleiten. Wie letztes Jahr, wird auch dieses Jahr im Herbst Gelegenheit bieten, Stand und Zukunftsaussichten der Photovoltaik anlässlich einer nationalen PV-Tagung zu diskutieren sowie Erfahrungen und Informationen auszutauschen. Im Herbst findet auch eine wichtige internationale Konferenz unter dem Schirm der IEA statt, welche die Chancen der Photovoltaik in einem wettbewerbsorientierten Markt auf hoher Ebene strategisch erörtern soll.

8. Liste der 1998 gelaufenen Forschungsprojekte

- [1] A. Shah, IMT, Université de Neuchâtel: **Mikromorphe Solarzellen.** (JB) / ENET 9719431, <http://www-micromorph.unine.ch>
- [2] A. Shah, IMT, Université de Neuchâtel: **NEST (New enhanced silicon thin-film solar cells).** (JB) / ENET 9799901, <http://www-micromorph.unine.ch>
- [3] A. Shah, IMT, Université de Neuchâtel: **Amorphe Siliziumzellen auf Plastiksubstrat.** (JB), <http://www-micromorph.unine.ch>
- [4] Ch. Hollenstein, CRPP / EPF - Lausanne: **Erhöhung der Abscheideraten von mikrokristallinen und amorphen Siliziumdünnschichten für photovoltaische Anwendungen.** (JB) / ENET 9400051
- [5] M. Real, Alpha Real, Zürich, J. Gobrecht, PSI, Villigen: **Swiss high efficient cristalline solar cell project, using PSI process for sheet ribbon Si material.** (JB) / ENET 9823643
- [6] D. Grützmacher, PSI, Villigen: **CRYSTAL: Crystalline silicon thin film solar cells on low temperature substrates.** (JB), <http://www.psi.ch/LMN>
- [7] H. Zogg, IQE, ETH - Zürich: **LACTEL (Large Area cadmium telluride electrodeposition for thin-film solar cells).** (JB) / ENET 9799903
- [8] H. Zogg, IQE, ETH - Zürich: **WIDE GAP CPV (Wide gap chalcopyrites for advanced P V devices).** (JB) / ENET 9799902
- [9] M. Grätzel, ICP2 / EPF - Lausanne: **Cellules solaires basées sur des films semiconducteurs nanocristallins colorés.** (JB) / ENET 9401231, <http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html>
- [10] M. Wolf, LECLANCHE, Yverdon: **INDOOR DYE PV's.** (JB) / ENET 9799905, <http://www.leclanche.ch>
- [11] G. Calzaferri, Departement für Chemie und Biochemie, Uni-Bern: **Photochemical and photo-electrochemical transformation and storage of solar energy.** (JB) / ENET 9400111
- [12] M. Weng, ALUSUISSE - LONZA, Neuhausen: **ALUCOSOL - Entwicklung eines Fassaden-systems mit integrierten Solarzellenmodulen.** (JB/SB) / ENET 9554318
- [13] Ch. Roecker, LESO / EPF - Lausanne: **Photovoltaïque sur toits plats - une nouvelle approche.** (JB) / ENET 9554392, <http://lesomail.epfl.ch>
- [14] Ch. Roecker LESO / EPF - Lausanne: **DEMOSITE and DEMOSITE FLAT ROOFS - Phase III.** (JB) / ENET 9400261, <http://www.demosite.ch>
- [15] M. Camani, Dip. del Territorio, Bellinzona: **Tests di componenti e sistemi per progetti nel campo della tecnica fotovoltaica, TISO - periodo V.** (JB) / ENET 9400931, <http://leee.dct.supsi.ch>
- [16] C. Brielmann, EISI - Saint-Imier: **Programme de recherche sur des nouvelles technologies PV et sur la centrale de Mont-Soleil.** (JB) / ENET 9552187, <http://sms.eisi.ch>
- [17] W. Durisch, PSI, Villigen: **Charakterisierung von PV-Generatoren.** (JB)
- [18] H. Häberlin, HTL - Burgdorf: **Qualitätssicherung von PV-Anlagen.** (JB) / ENET 9702744, <http://www.isburg.ch/Abteilungen/E/pvframe.html>
- [19] H. Häberlin, HTL - Burgdorf: **Langzeitverhalten von netzgekoppelten PV-Anlagen.** (JB) / ENET 9619490, <http://www.isburg.ch/Abteilungen/E/pvframe.html>
- [20] H. Häberlin, HTL - Burgdorf: **PV-EMI (Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on PV components and plants.** (JB), <http://www.isburg.ch/Abteilungen/E/pvframe.html>
- [21] P. Toggweiler, ENECOLO, Mönchaltorf: **SCMIC (Single Cell Module Integrated Converter).** (JB) / ENET 9599901, <http://www.solarstrom.ch>
- [22] R. Schmid, Alpha Real, Zürich: **Accelerated Reliability improvement AC-Modules.** (JB) / ENET 9799906
- [23] R. Schmid, Alpha Real, Zürich: **PV Checker: Research on low cost PV system checker devices for future application in the individual PV system monitoring.** (JB) / ENET 9699901

- [24] M. Real, Alpha Real, Zürich: **Improving PV system reliability by a new concept including a nouvel arc detection unit.** (JB) / ENET 9401221
- [25] M. Real, Alpha Real, Zürich: **Zuverlässigkeit von Sicherheitsschaltungen gegen Inselbildung.** (JB) / ENET 9721659
- [26] M. Real, Alpha Real, Zürich: **Entwicklung und Validierung eines Modells zur Analyse und Prognose der langfristigen Umweltverträglichkeit verschiedener PV-Technologien.** (JB+SB) / ENET 9400381
- [27] D. Ruoss, LESO / EPF - Lausanne: **Capteur hybride d'une nouvelle génération.** (JB) / ENET 9656360
- [28] S.Nowak, NET Nowak Energie & Technologie, St. Ursen: **Abschätzung des PV-Flächenpotentials in der Stadt Zürich und im Kanton Freiburg.** (JB)
- [29] Th. Nordmann, TNC Consulting, Männedorf: **EU PVNB POT (Evaluation of the potential of PV noise barrier technology for the electric production and market share.** (JB)
- [30] P. Toggweiler, ENECOLO, Mönchaltorf: **PVSAT: Remote performance check for grid connected PV systems using satellite data.** (JB), <http://www.solarstrom.ch>
- [31] P. Ineichen, Groupe de Physique Appliquée, Université de Genève: **Satellight.** (JB) / ENET 9699902
- [32] P. Hüsler, Nova Energie GmbH, Aarau: **Schweizer Beitrag IEA PVPS Task I.** (JB) / ENET 9400991, <http://www.novaenergie.ch>
- [33] L. Calvadetscher, TNC Consulting, Männedorf: **Schweizer Beitrag IEA PVPS Task II.** (JB) / ENET 9714805
- [34] B. Bezençon, ATLANTIS ENERGIE, Bern: **Schweizer Beitrag IEA PVPS Task III.** (JB) / ENET 9722579, <http://www.atlantisenergy.com>
- [35] P. Toggweiler, ENECOLO, Mönchaltorf: **Schweizer Beitrag IEA PVPS Task V.** (JB) / ENET 9720552, <http://www.solarstrom.ch>
- [36] P. Toggweiler, ENECOLO, Mönchaltorf: **Schweizer Beitrag IEA PVPS Task VII.** (JB) / ENET 9720552, <http://www.solarstrom.ch>
- [37] R. Minder, Minder Energy Consulting, Oberlunkhofen: **Schweizer Beitrag IEA PVPS Task VIII.** (JB)
- [38] M. Real, Alpha Real, Zürich: **Global Approval Programm - PV GAP.** (JB) / ENET 9723783
- [39] W. Durisch, PSI, Villigen: **Thermophotovoltaische Erzeugung von Strom in mit Erdgas betriebenen wärmegeführten Kleinblockheizkraftwerken.**

9. P+D Projekte

- [40] V. Crastan, HTL Biel: **Pilotanlage 2 kWp für modulintegrierte Wechselrichter.** (JB)
- [41] M. Real, Alpha Real, Zürich: **Dreiphasiger, modulintegrierter Solarwechselrichter,** Folgeprojekt des gleichnamigen Forschungsprojekts. (JB)
- [42] J. Audergon, GEIMESA, Fribourg: **Système hybride photovoltaïque et thermique de 7 kWp, Domdidier.** (JB)
- [43] J. Rickli, Solargenossenschaft Erlach; A. Eckmanns, B. Stucki, Atlantis Energie, Bern: **Hybride Dachintegration Erlach** (SB)
- [44] R. Tschanner, IMT, Université de Neuchâtel: **Amorphe PV-Anlage dachintegriert, IMT Neuenburg** (JB)
- [45] U. Bühler, G. Berner Solargenossenschaft Rigistrom, Cham: **PV-Anlage Hotel Rigi Kulm.** (JB+SB)
- [46] B. Stucki, Atlantis Energie, Bern: **PV-Dachintegration mit Modulwechselrichtern.**(JB), <http://www.atlantisenergy.com>
- [47] Ch. Roecker, J. Bonvin, EPF - Lausanne: **Nouveaux support doubles en Eternit pour panneaux photovoltaïques sur toit plat.** (JB+SB), <http://lesomail.epfl.ch>
- [48] P. Toggweiler, Enecolo, Mönchaltorf: **PV-Flachdachanlage mit SCIBEL Elementen.** (JB), <http://www.solarstrom.ch>

- [49] M. Real, Alpha Real, Zürich: **PV-Flachdachanlage mit AC-Modulen.** (JB)
- [50] R. Hächler, Ars Solaris Hächler, Chur: **PV-Flachdachanlage auf Gründach, Solgreen** (JB)
- [51] Th. Nordmann, TNC Consulting, Männedorf: **3 x 10 kWp PV-Schallschutzanlagen.** (JB)
- [52] M. Schneider, Sunwatt Bio Energie SA, Chêne Bourg: **Héliotram, 800 kWp PV-Anlagen mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz.** (JB)
- [53] Th. Nordmann, TNC Consulting AG, Männedorf: **AC-Schallschutzanlage Amsterdam.** (JB)
- [54] R. Diamond, Phebus Suisse, Genève : **151 small grid connected PV-Stations for a total of 200 kWp.** (JB)
- [55] G. Jean-Richard, EICN, Le Locle: **PV-Anlage Héliotrope EICN.** (JB)
- [56] H. Meier, Gemeinde Adligenswil: **Messpaket PV-Anlage Schulhaus Gemeinde Adligenswil.** (JB)
- [57] Th. Nordmann, TNC Consulting, Männedorf: **Messkampagne PV-Anlage CMZ Stadtmühle Zürich.** (JB)
- [58] A. Eckmanns, Atlantis Energie, Bern: Realisierung eines **Mobilen Mess-Systems.** (JB+SB), <http://www.atlantisenergy.com>
- [59] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting, Männedorf: **100 kWp PV-Netzverbundanlage entlang dem SBB Trasse Bellinzona-Locarno.** (JB)
- [60] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting, Männedorf: **100 kWp PV-Netzverbundanlage N 13, Messungen, Unterhalt, Betrieb.** (JB)
- [61] A. Frölich, Th. Bähler, Th. Nordmann, TNC Consulting, Männedorf: **100 kWp PV-Netzverbundanlage A2 Giebenach.** (JB)
- [62] Ch. Roecker, P. Affolter, LESO - EPF Lausanne: **Installations photovoltaïques intégrée aux marques de gare.** (JB+SB)
- [63] M. Schalcher, Ingenieurschule HTL, Chur: **Visualisierung/Auswertung der Daten der 4.1 kWp Anlage auf dem Rothorn.** (JB)
- [64] S. Roth, NOK, Baden: **1-MW Solarkette der NOK, normierte Daten 1997 - 2001.** (JB), <http://www.nok.ch>
- [65] R. Kröni, D. Ruoss: Enecolo AG, Mönchaltorf: **180 kWp Anlage UBS Suglio, Messkampagne.** (JB), <http://www.solarstrom.ch>
- [66] B. Stucki, Atlantis Energie, Bern: **450 kW Fassadenkraftwerk Wittigkofen .** (JB+SB), <http://www.atlantisenergy.com>
- [67] U. Muntwyler, Muntwyler Energietechnik, Zollikofen: **OptiPV - optimaler Systemaufbau von kostengünstigen PV-Anlagen.** (JB)
- [68] S. Kunz. Meteotest, Bern: **PV-Monitor.** (JB)
- [69] M. Real, Alpha Real, Zürich, **Normenarbeit für PV-Systeme.** (JB)
- [70] R. P. Maisch, Zühlke Engineering, Schlieren: **Machbarkeitsstudie zur Umsetzung der Mikromorph Zelle.** (JB, SB)
- [71] Ch. Roecker, LESO - EPF Lausanne: **PVSYST 3.0.** (JB), <http://lesomail.epfl.ch>
- [72] B. Bezençon, Atlantis Solar Systeme AG, Bern: **Autonome 3,1 kWp Dachintegration.** <http://www.atlantisenergy.com>
- [73] R. Durot, Zagsolar, Reussbühl: **Photovoltaik Aussenisolationselemente.**
- [74] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **Modulaufständerung SOLight.**
- [75] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLRIF; Rahmen für Standardmodule für Dachintegration.** <http://www.solarstrom.ch>
- [76] S. Kropf, Ebikon: **Multifunktionale Gebäudehüllen, PV-hybrid Dach.**
- [77] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **GRS, garantierte Resultate bei PV-Systemen.**
- [78] Ch. Roecker, J. Bonvin, LESO - EPF Lausanne : **Installation-pilote PV sur toit plat à base de nouveaux supports en fibro-ciment.** (SB)
- [79] P.-J. Duc, M. Maurer, Ecole d'Ingénieurs du Valais, Sion : **Installation PV au centre d'entretien de l'autoroute N9 à Sierre.** (SB)

10. Referenzen (wenn nicht anders erwähnt, bei der Programmleitung zu beziehen)

- [80] DB TISO, LEEE, SUPSI, *zu beziehen beim TISO-LEEE, SUPSI, 6952 Canobbio, Fax 091 942 88 65*
- [81] Buy-back rates for grid-connected PV power systems, IEA PVPS Task I, 1997 2
- [82] Photovoltaic power systems in competitive electricity markets, IEA PVPS Task I, 1998 3
- [83] Environmental aspects of PV power systems, IEA PVPS Task I, 1998 4
- [84] Photovoltaic components and systems – Status of R&D in IEA countries 1985–1995, IEA PVPS Task I, 1998 5
- [85] Swiss national report on PV power applications, P. Hüsler, Nova Energie, 1998
- [86] Measuring and monitoring approaches, IEA PVPS Task II, 1998 2
- [87] Stand alone PV applications – Lessons learned, IEA PVPS Task III, 1998
- [88] Charge Controllers, IEA PVPS Task III, 1998
- [89] Batteries Guide, IEA PVPS Task III, 1998
- [90] Stand alone PV systems - Slide collection, IEA PVPS Task III, 1998
- [91] Building integrated PV systems - Slide collection, IEA PVPS Task VII, 1999
- [92] Die 2. PV-Weltkonferenz aus Schweizer Sicht, Ed. S. Nowak, BFE, 1998
- [93] Nationale PV-Tagung 1998, *Unterlagen zu beziehen beim VSE, Gerbergasse 5, 8023 Zürich, Fax 01 221 04 42*

12. Für weitere Informationen

Weitere Informationen erhalten Sie von der Programmleitung:

Dr. Stefan Nowak, NET Nowak Energie & Technologie AG, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, Schweiz
Tel ++41 26 494 00 30, FAX ++41 26 494 00 34, Email stefan.nowak.net@bluewin.ch

13. Verwendete Abkürzungen

Finanzierende Institutionen

AfB	Amt für Bundesbauten
FOGA	Forschungs-, Entwicklungs- und Förderfonds der schweizerischen Gasindustrie
P+D	Pilot- und Demonstrationsvorhaben
PSEL	Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft

Öffentliche Institutionen

ATAL	Amt für technische Anlagen und Lufthygiene des Kantons Zürich
BAWI	Bundesamt für Aussenwirtschaft
BBT	Bundesamt für Berufsbildung und Technologie
BBW	Bundesamt für Bildung und Wissenschaft
CRPP	Centre de Recherche en Physique des Plasmas EPFL
EAWAG	Eidgenössische Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz
EICN	Ecole d'Ingénieurs du Canton de Neuchâtel
EISI	Ecole d'Ingénieurs de Saint-Imier
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne
ETHZ	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
ICP	Institut de Chimie Physique EPFL
IMT	Institut de Microtechnique Universität Neuchâtel
IQE	Institut für Quantenelektronik ETHZ
LESO	Laboratoire d'Energie Solaire EPFL
PSI	Paul Scherer Institut
SI Lausanne	Services Industriels Lausanne
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana

Organisationen

EU	Europäische Union
IEA	International Energy Agency
PVPS	Photovoltaic Power Systems Implementing Agreement (IEA)
GAP	Global Approval Programme

Private Institutionen und Unternehmen

EWE	Elektrowatt Engineering
NET	Nowak Energie & Technologie
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke



ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 19431
Contract Number: 59014

ENET Number:

Project Title: Mikromorphe Solarzellen

Abstract: The present 3-year project (1997-99) is concerned with the optimisation of microcrystalline/amorphous tandem cells ("micromorph" cells) with the goal of attaining a stable efficiency of 12% . During 1998 the following main results were obtained:

- establishment of a correlation between transport measurements (quality parameter $\mu^0\tau^0$) for microcrystalline silicon intrinsic layers and resulting solar cell efficiencies; study of the microstructure of such layers by TEM (transmission electron microscopy).
- intrinsic microcrystalline layers with low defect absorption and rates upto 25 Å/s, through a combination of hot wire deposition and VHF plasma deposition.
- increase of the open circuit voltage V_{oc} for single-junction microcrystalline solar cells to 530 mV with an efficiency of 8.5 % (deposited at 3.5 Å/s).
- improved transparent conductive oxide layers (ZnO) for front and back contacts of p-i-n and n-i-p solar cells; first amorphous silicon p-i-n cells on ZnO fabricated at IMT with V_{oc} of 880 mV and high FF of 72%.
- experimental study of the temperature coefficient of micromorph tandem cells and demonstration that the temperature coefficient can be here similarly low as for amorphous silicon cells.

Duration of the Project: 1.1.1997 - 31.12.1999

Responsible for the project: Prof. Dr. A. Shah

Reporting on the project: Prof. Dr. A. Shah, Dr. J. Meier and co-workers

Address: Institut de Microtechnique
Rue A.L. Breguet 2, 2000 Neuchâtel

Telephone: 032 718 3350
http: //www-micromorph.unine.ch

Fax: 032 718 3201
E-mail: arvind.shah@imt.unine.ch

1. Goals of the project

The main focus of this project is the micromorph solar cell concept. This is a thin film silicon tandem cell with an amorphous top and a microcrystalline bottom cell. The overall goal of the 3 year OFEN/BFE project is to obtain micromorph cells with 12 % stable efficiency. During the past year additional tasks came up which need a closer investigation and better understanding. Therefore this year was somehow a reorientation of different subjects in order to achieve our main aims at the end of the project. However, two important milestones could be reached this year: For the microcrystalline single-junction cell we achieved for the first time solar cells with open circuit voltages above 500 mV and a total cell efficiency of 8.5 %; secondly, first reasonably good amorphous silicon p-i-n solar cells could be deposited on our own zinc oxide layers; these were used here as front TCO (transparent conductive oxide) layers. Thus, we have now at IMT the potential to execute all the processing steps of a full micromorph tandem solar cell "in house". This means that we will be able in future to produce our micromorph tandems with our own TCO. These encouraging results are the basis for further improvements of our micromorph cells, which we have to undertake in the next steps of our work.

2. Studies and results in 1998

2.1 Deposition of films and film characterisation

2.1.1 Intrinsic amorphous silicon with enhanced stability against light-soaking – comparison of different deposition methods

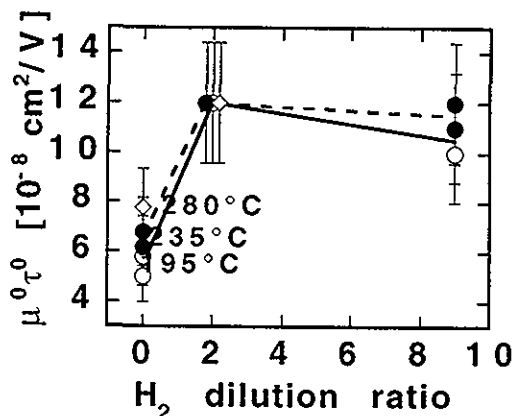


Fig. 1: $\mu^0\tau^0$ product in the light-soaked state as a function of the H_2 dilution ratio for VHF-deposited samples. $T_s = 195, 235$ and 280°C .

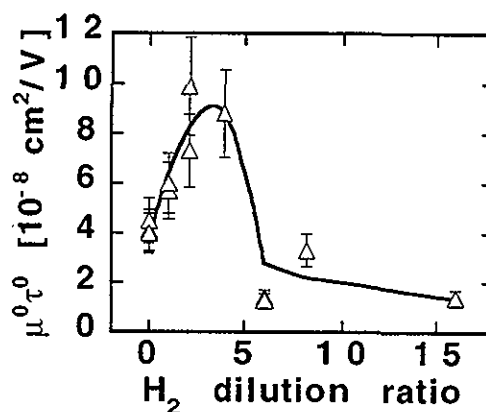


Fig. 2: $\mu^0\tau^0$ product in the light-soaked state as a function of the H_2 dilution ratio for DC-deposited samples. Substrate temperature $T_s = 190^\circ\text{C}$.

We have conducted, in collaboration with Princeton University⁰ and Forschungsanstalt Jülich a comparative study of the quality of layers deposited by various deposition techniques. Thereby, we used the "normalized" mobility-lifetime product $\mu^0\tau^0$ after rapid (pulsed laser) light-induced degradation as developed by our group to evaluate the quality of the layers. The main results of this study are as follows:

- Hydrogen (H_2) dilution of process feedgas improves in all cases of plasma deposition (RF, VHF and DC deposition) the quality of deposited layers after light-induced degradation. The stabilized $\mu^0\tau^0$ product of layers deposited by VHF and DC plasmas is shown in Figures 1 and 2, respectively. One notes that the best results obtained for DC deposition are almost as good as those for VHF deposition. (Note that Solarex is the only industry using DC deposition for production of a-Si:H solar cells / modules.)
- Deposition rates with H_2 dilution are significantly higher (around $4 \text{ \AA/s}$), both for VHF and DC deposition than for "conventional" RF deposition at the standard 13.56 MHz plasma excitation frequency ($<1 \text{ \AA/s}$). This is an important economic factor. However, high-rate deposited solar cells with satisfactory efficiencies have to our knowledge so far not been fabricated with DC deposition. On the other hand, such cells have been fabricated by our group with VHF deposition at relatively high rates ($4 \text{ \AA/s}$).
- Hydrogen dilution generally increases the bandgap of the layers. The increase in bandgap is in most cases not desired because it leads to lower optical absorption and lower solar cell current densities, a "side-effect" that is particularly detrimental for the amorphous top cell of micromorph tandem cells.

⁰ One-year stay of R. Platz financed by Arthur u. Aenne Feindt Stiftung (Hamburg) and Fondation Chs.-Ed. Guillaume (Bienne) within the framework of a project funded by the Electric Power Research Institute (EPRI) at Princeton University.

- An increase in deposition temperature also generally enhances the quality of the stabilized layers (i.e. increases the value of the $\mu^0\tau^0$ product after light-induced degradation). Here, the bandgap is decreased, i.e. the optical absorption and the current density in the resulting solar cell are increased – a trend that goes in the right direction, especially with respect to current matching for micromorph tandem cells. The use of higher deposition temperatures leads, however, to specific problems (chemical interdiffusion, exclusion of certain substrates, like polymers). Still, we intend to pursue this line of investigation: corresponding solar cells are now in fabrication.
- Hot wire deposition at 350°C gives the best results measured by us so far for amorphous layers (stabilized $\mu^0\tau^0$ value = $1.7 \cdot 10^{-7} \text{ cm}^2/\text{V}$). However, it is very difficult to make solar cells at 350°C, and there are additional unresolved technical problems in producing good solar cells with hot wire deposition. In view of the large efforts that would still be required here, we have in our group abandoned hot wire deposition for amorphous silicon.

2.1.2 Electrical properties of microcrystalline silicon

In comparison with the encouraging results obtained for entire $\mu\text{c-Si:H}$ solar cells, very little is known so far on the electrical transport properties of this novel photovoltaic material. However, it would indeed be convenient to know more about electrical transport and carrier collection. It would, in fact, be especially important to find a parameter that is indicative of the "electronic quality" of individual $\mu\text{c-Si:H}$ layers, in such a way that it can predict the limitations in the collection behaviour of such layers, when they are used as photovoltaically active intrinsic layers. We claim to have found such a parameter by extending the approach already introduced by our group for amorphous silicon (a-Si:H) to the case of microcrystalline silicon. It turns out that this extension works surprisingly well.

The approach consists of defining a "normalised" mobility x lifetime product, $\mu^0\tau^0$, that is obtained by combining the measured values of the photoconductivity (σ_{photo}) and of the ambipolar diffusion length (L_{amb}). This parameter $\mu^0\tau^0$ of individual $\mu\text{c-Si:H}$ layers was compared with efficiencies of n-i-p solar cells incorporating the same intrinsic $\mu\text{c-Si:H}$ layers as the photovoltaically active intrinsic layer. As Fig. 3 indicates,

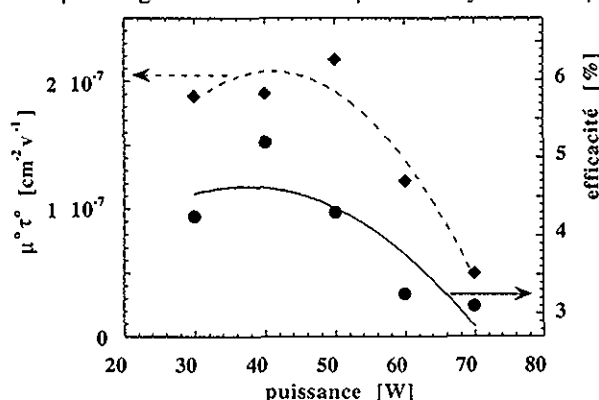


Fig. 3 $\mu^0\tau^0$ products for a series of layers deposited with different plasma powers and, in comparison, the efficiencies of solar cells incorporating these layers as their active layer.

the "normalised" mobility x lifetime product $\mu^0\tau^0$ seems to show a rather good correlation with the cell efficiency. We suggest that the $\mu^0\tau^0$ product, measured on individual intrinsic layers, is also in the case of microcrystalline silicon, a good indicator for the prediction of solar cell performance.

On the other hand, a number of problems remain still unsolved regarding the understanding of transport and collection in microcrystalline silicon. The most striking problem is the fact that in individual layers, the measured electrical transport properties are similar in $\mu\text{c-Si:H}$ and a-Si:H, but that in solar cells the collection length is much larger for a $\mu\text{c-Si:H}$ solar cell than for an a-Si:H solar cell. Another enigma is the fact that transport concepts for a-Si:H work surprisingly well for the case of $\mu\text{c-Si:H}$ layers but that the structure of these

layers is clearly governed by the crystallites (see chapter below).

2.1.3 Microstructure of microcrystalline silicon studied by Transmission Electron Microscopy (TEM).

The microstructure of a series of microcrystalline samples deposited at variable silane concentration in a VHF plasma reactor has been studied by Transmission Electron Microscopy (TEM). TEM studies give us information about the shape, size and crystallographic orientation of the crystallites (or grains) in microcrystalline silicon, as well as the presence of cracks or of amorphous silicon in the grain boundaries.

We observed films deposited on Corning 7059 glass. These had already been characterized extensively by Infra-Red spectroscopy, elastic recoil detection analysis (ERDA) and X-Ray diffraction characterisation techniques (ref: U. Kroll et al., J. Non-Cryst. Solids 227-230, 68 (1998) and U. Kroll et al. J. Appl. Phys. 80 (9), 4971 (1996)). These previous extensive studies allowed us to characterize hydrogen incorporation as well as the amorphous-crystalline phase transition.

We chose to complement our knowledge of the physical properties of these samples by the examination of their microstructure. Electron-transparent samples for TEM observation (silicon is electron transparent with thicknesses ranging between 100 and 200 nm) are usually prepared by the ion-milling thinning method. This method is known to amorphize silicon nanocrystals (I. Berbezier, "Porous silicon science and technology", Les

Editions de Physique, Les Ulis, 1994) and to preferentially etch around cracks. In order to minimize such preparation artifacts on the observed microstructure, we carefully scraped the film from the glass substrate and directly picked the fragments on a carbon-coated TEM grid. The grids were examined in a Philips CM20 electron microscope operated at an accelerating voltage of 200kV. We could observe that samples close to the amorphous-microcrystalline transition, that gave a very faint X-ray signal indicative of crystallinity, when observed in TEM exhibited numerous nanocrystallites (with a diameter of 5-10 nm) embedded in an amorphous tissue. On the other hand, at very high dilution levels (less silane in the gas phase), the microstructure becomes columnar with long grains running almost all the way through the film (1 to 2 μm thick), having a diameter of 20-30nm. This is one of the other known microstructure for microcrystalline silicon. In the 1.25% dilution sample, we could observe cracks running a long way down the columnar grains. Because of cracks running all the way through the layer, such a microstructure could be, when incorporated into a solar cell, detrimental as far as shunt resistance and cross-contamination are concerned.

More surprisingly, in the intermediate dilution regime, we could observe a much more complex microstructure. Figure 4 shows the microstructure of the 2.5% dilution sample. Crystallites pointing out of the growing surface lead to a high surface roughness. Such a surface roughness of the as grown layer leads to strong optical light scattering. This effect is very important when the layer is incorporated in a solar cell as it yields an increased short circuit-current by trapping the incoming light into the device.

The observation that the largest roughness is due to individual crystallites pointing out of the growing layer may give insight for the optimisation of surface roughness for light trapping into the device.

The microstructure of the 7.5% dilution sample (small crystallites embedded in an amorphous matrix) and of the 1.25% dilution sample (columnar structure with long cracks) are the two simplest microstructures people guessed up to now for the description of microcrystalline silicon layers. Our observations show that the microstructure of films deposited under conditions close to those of solar cells exhibit a much more complex microstructure.

Indeed, in this dilution series, we did not observe just small structural changes (like grain size modification) around a simple microstructure, but, on the contrary, we spanned a surprisingly large set of different microstructures. Our aim is now to observe directly cross-sections of high efficiency microcrystalline solar cells in order to gain more insight into the relationship between their solar cell collection and electrical transport properties in relationship to their microstructure.

2.1.4 High-rate deposition of microcrystalline silicon layers and cells.

In view of a future industrialisation of the micromorph tandem cell concept, a reduction in the deposition time of the relatively thick (3 to 4 μm) intrinsic microcrystalline silicon layer is essential. Therefore, the deposition rate for $\mu\text{c-Si:H}$ must imperatively be increased.

In our own recent study we have used a combination of VHF plasma deposition and Hot-Wire deposition. It is possible to deposit individual microcrystalline silicon layers at high rates (25 $\text{\AA}/\text{s}$); furthermore, as far as can be judged from optical absorption measurements, the defects in this material must be rather low; however the absorption in the infrared near the band edge is reduced due to the rather flat surface of such films. The "catalytic" effect of the heated tungsten filament drastically modifies the prevailing plasma composition, as can clearly be observed by OES (Optical Emission Spectroscopy). This fact can explain to some extent the high rates obtained. However, the fabrication of actual microcrystalline silicon solar cells by this method is associated with specific problems: Because of thermal radiation from the tungsten filament, the substrate was heated, in a first trial, to approximately 380 $^{\circ}\text{C}$. A p-i-n solar cell fabricated at this temperature showed a low fill factor (0.48), probably due to chemical interdiffusion. If a cylindrical shield is used between the filament and the substrate, the solar cell fill factor can be improved (to 0.61) but the deposition rate is reduced by a factor 2. The corresponding solar cell results (incl. spectral response) are shown in Figs. 5 and 6.

Based on these very preliminary results, we can conclude that it is indeed possible to increase the deposition rate of microcrystalline films by using a combination of PE-CVD plasma deposition and Hot-Wire technique, to

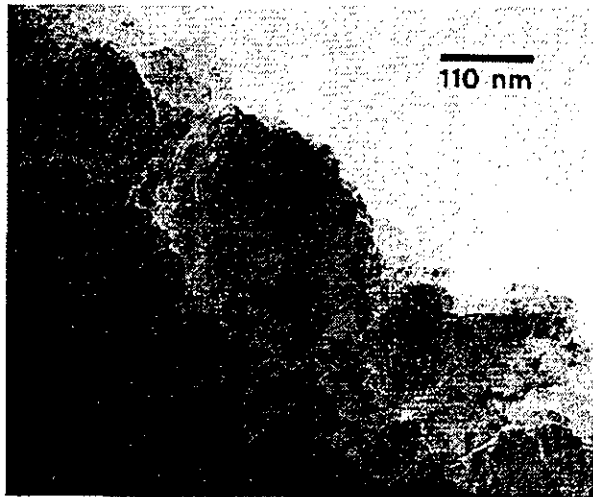


Fig. 4: Bright field cross-section micrograph of the 2.5% dilution sample. The observed surface is the growing surface. Pyramidal and "cauliflower-like" grains are typical of this sample. The pyramidal grains pointing out of the sample lead to surface roughness of about 60nm (peak to valley), whereas the "cauliflower-like" grains are much less rough.

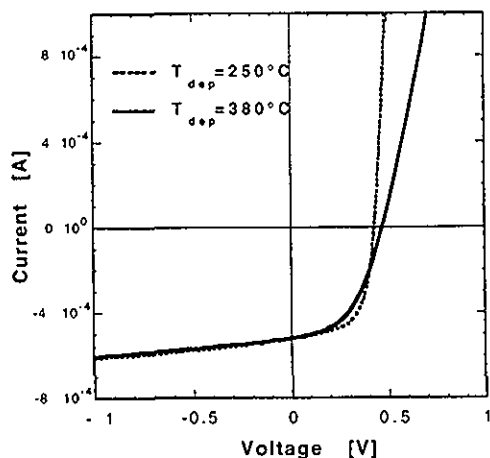


Fig. 5: $I(U)$ curves of solar cells deposited with a combination of VHF plasma and Hot-Wire: Deposition at 380°C without filament protection, deposition at 250°C with filament protection.

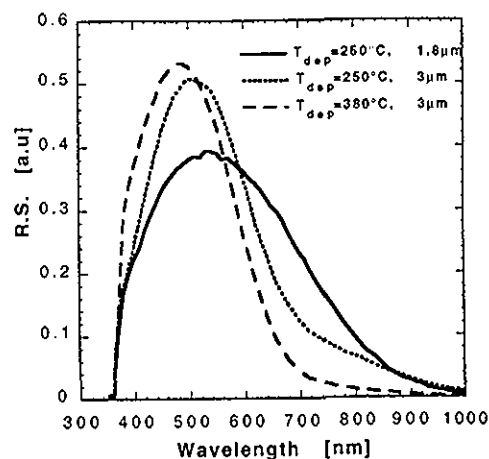


Fig. 6: Influence of temperature and layer thickness on the spectral response (R.S.). Sufficient collection in the near infrared region was obtained only with a relatively thin intrinsic layer.

values around 25 Å/s. However, before being able to fabricate satisfactory solar cells, a substantial amount of further work would be needed here, both w.r.t reactor design (substrate temperature control with other technical methods) and solar cell engineering (reduction of chemical interdiffusion, especially for higher substrate temperatures). We therefore decided to abandon this promising line of investigation, and concentrate on more essential short-time goals. Regarding deposition methods, we have decided to remain within the framework of VHF plasma deposition only.

2.1.2 Zincoxide by the CVD process

Surface texturation: After having studied different deposition techniques for the ZnO, we were, during this year, focalised into optimising the ZnO deposition by CVD. The ZnO we now obtain has good optical and electrical properties, and is therefore well suitable as TCO for our solar cell technology. We compared this CVD-ZnO with a "standard" TCO, i.e. with SnO₂, as produced by Asahi Co. (type "U2"). Figures 7 and 8 show SEM pictures of these two TCOs.

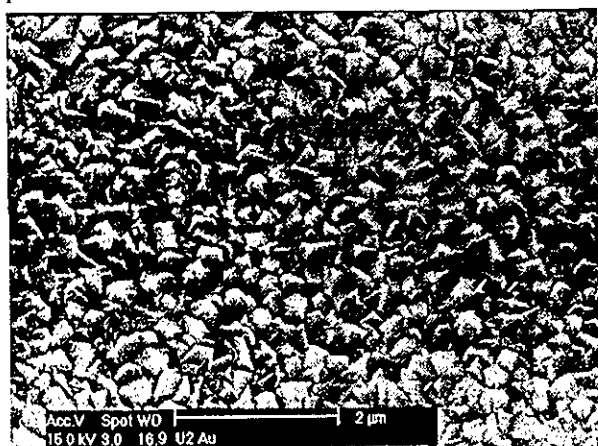


Fig. 7: SEM picture of an Asahi's TCO (type U2).

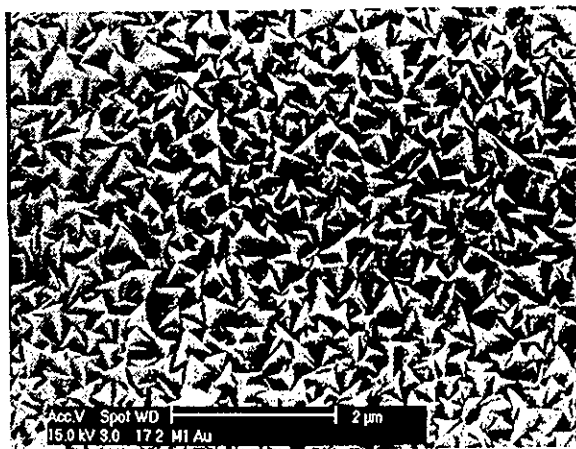


Fig. 8: SEM picture of a ZnO deposited by CVD.

In Figs. 7 and 8 we can observe the surface roughness, which in its turn is responsible for light-scattering. As already mentioned, light scattering is absolutely essential for thin-film solar cells, as it allows the light to have a longer path through the active part of the solar cell, and therefore to have a better chance to be absorbed and transformed into current. We can, however, observe in Figs. 7 and 8 that the surfaces do not have the same structure. This basically influence, the proportion of scattered light as well as the way this light is scattered. Fig. 9 compares the transmittances of the Asahi U2 and of our own ZnO, when they are used as front contacts of our solar cells. We can observe that both transmit a large part of the light (the ZnO starts to transmit the light only at higher wavelengths compared to the U2, because of its lower band gap); however, our ZnO has a higher value of diffuse transmittance between 400 to 600 nm. This enhances the light scattering effect of the front TCO in a wavelength region that is essential for amorphous silicon solar cells (for microcrystalline silicon it would be desirable to have high light scattering also between 600 and 800 nm).

The structural aspects of the surface of ZnO have been studied during a Ph.D. thesis. Two kinds of surfaces were observed (columnar and granular) depending on the deposition parameters. This work was done in the case of ZnO deposited by sputtering; we need now to apply this study to the CVD deposition technique, in order to find the deposition parameters that will lead to the desired kind of surface roughness.

2.1.3 Patterning of amorphous and microcrystalline silicon solar cells by laser scribing.

Laser scribing is an essential step for the patterning of solar cells and for the production of photovoltaic modules. In our laboratory, laser scribing has been used for the fabrication of minimodules, it is at present being developed for the patterning and separation of individual solar cells, so as to allow for a precise calibration of cell area and cell efficiency.

This particular problem constitutes in fact a relatively urgent requirement for us.

It is important to realise that the problems associated with laser scribing vary with the cell structure (n-i-p or p-i-n, single-cell or tandem) and with the type of semiconductor involved (amorphous or microcrystalline silicon). The choice of contact material (TCO/metal) and substrate type (glass or polymer) affect the scribing process. As our laboratory in Neuchâtel is involved in all the possible variations mentioned above, we are faced with a complex situation.

We started our first work on laser patterning with a Nd:YAG laser (20 Hz pulse frequency, a wavelength of 532 nm). This first laser was acquired mainly as a tool for accelerated light-induced degradation; its pulse frequency is, indeed, somewhat low w.r.t the requirements for laser scribing. This year we were able to borrow a Nd:YAG laser (532 nm) from the firm Phototronics-Solartechnik GmbH (Germany), this second laser is able to work from 200 Hz to 10 kHz and is therefore basically better suited for laser scribing. It took us a substantial effort to reequip and install this borrowed laser scribing system that has no more been in use since several years. However, the system is now running again and the first results obtained with it are quite encouraging as can be seen from the table below.

There are, however, a certain number of specific problems that persist and need to be systematically and fully mastered in the coming months. We will now explain the problems encountered by us.

Basically, laser scribing is a combination of evaporation and explosion of layers. These different patterning mechanisms have their associated problems:

- **Evaporation:**

By melting the different layers on the edge of the pattern can fuse together (forming alloy) creating short-circuits and destroying the cell (Fig. 10).

- **Explosion:**

A sub-layer pulls up the upper layer, the latter can fall back in the breach and there by cause shunts (Fig. 11).

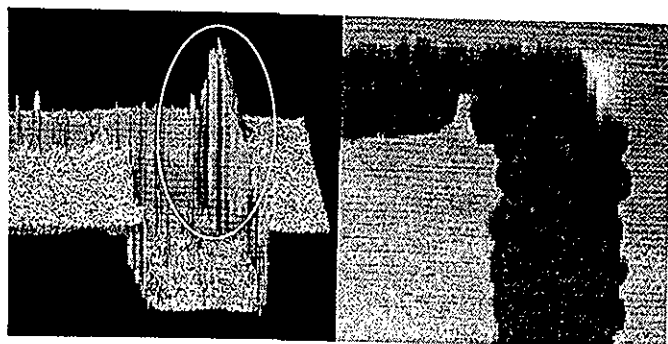


Fig. 10: 3D and 2D view of the edge of an amorphous cell by an Atomic Force Microscope.

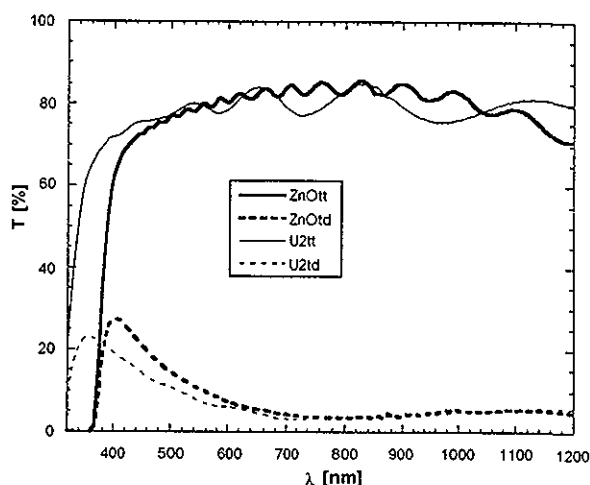


Fig. 9: Total (tt) and diffuse (dt) transmittance of a standard Asahi SnO_2 (U2) and a ZnO deposited by CVD at our lab..

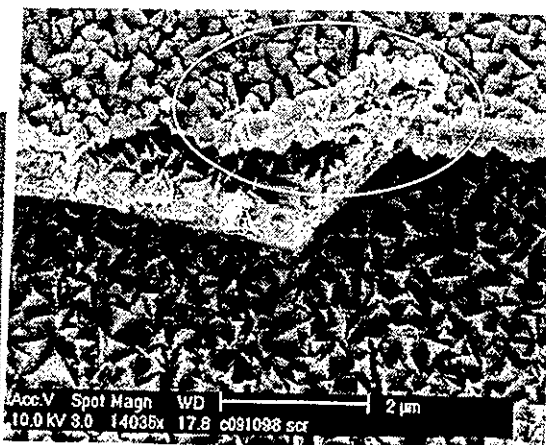


Fig. 11: View of the edge of an amorphous cell by a Scanning Electron Microscopy.

Patterning of our $\mu\text{-Si:H}$ cells is not too difficult because of the higher thickness (up to 4 μm) and the cells immunity to light degradation. On the other hand the patterning of a-Si:H is more critical due to its low thickness (0.4 μm) and the presence of the Staebler-Wronski effect (light-induced degradation) as well as the possibility of recrystallisation.

The above problems can disturb the correct functioning of solar cells. The parameter which is most affected at full illumination is the Fill-Factor. At the present moment, the best results so far obtained for various cells are given in Tab. I.

Tab. I: Patterning of amorphous and microcrystalline silicon solar cells by laser scribing.

Structure	Laser 20 Hz	Laser 200-10kHz	Active area cm^2	V_{oc} V	J_{sc} mA/cm^2	FF %	η %
p-i-n a-Si:H	√		0.16	0.858	14.746	71.2	9.0
p-i-n a-Si:H	√		1.00	0.861	14.974	69.7	8.99
p-i-n $\mu\text{-Si:H}$	√		0.16	0.485	22.048	65.4	7.0
p-i-n a-Si:H		√	0.16	0.862	15.402	68.2	8.9

We are presently further improving our methods of laser scribing, so as to ensure that our future cells will not at all be limited by this critical step.

2.1.4 Improvement of our solar cell test facilities and certification of our cells by the Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Freiburg, Germany).

A considerable effort was invested in the past year in readjusting/overhauling our solar simulator and our In-house installations for measuring I/V curves, solar cell efficiency and solar cell spectral response. These measurement installations are indeed essential tools for the optimisation of solar cells. This work has been done in close collaboration with the Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg (Germany).

The latter have e.g. recently verified the spectrum of our solar simulator. The future services of ISE to IMT will include certification of cells, calibration of a reference detector and the supply of reference cells for the intensity measurement of our simulator.

2.2 Solar cells

2.2.1 Open circuit voltage of $\mu\text{-Si:H}$ single-junction cells

The challenge for a further improvement of micromorph tandem cell efficiencies lies in obtaining open circuit voltages (V_{oc}) higher than 450 mV for the $\mu\text{-Si:H}$ bottom cell. In this year special efforts were therefore invested for the preparation of $\mu\text{-Si:H}$ single-junction p-i-n cells, with the aim to improve the V_{oc} -value. The results of these new $\mu\text{-Si:H}$ cells are given in Tab. II.

Tab. II: Recent new $\mu\text{-Si:H}$ single-junction p-i-n solar cells.

η [%]	7.7	8.3	7.7	8.1	8.5	3.2	4.4
J_{sc} [mA/cm^2]	25.3	25.2	21.5	23.2	22.9	18.4	17.9
FF [%]	67.9	68.2	71.1	68	69.8	30.5	41.8
V_{oc} [mV]	448	483	503	512	531	568	592

Table II shows clearly that V_{oc} -values over 500 mV combined with good fill factors (FF), a goal of the present project, are obtainable for $\mu\text{-Si:H}$ single-junction cells (at deposition rates of 3-4 $\text{\AA}/\text{s}$). In fact, a cell with a V_{oc} -value as high as 531 mV, a FF of almost 70 % and an AM1.5 efficiency of 8.5 % could be achieved.

At present no conclusive statement on V_{oc} improvement of $\mu\text{-Si:H}$ cells can be given. The experiments have, however, shown that a careful reoptimisation of the p-doped layers and a better control of impurity contamination in the i-layer are favourable conditions for a further improvement in cell performance. Table II also indicates that open circuit voltages up to 592 mV could be obtained, however, at the price of a substantial reduction in the FF. Further work to understand what limits at present the fill factors of high- V_{oc} cells has to be carried out; thus, we hope to be able to overcome this limitation. We are indeed optimistic that the overall goal of obtaining a single-junction microcrystalline silicon cell with 9 % efficiency will soon be achieved by our group. These new bottom cells with high V_{oc} -values will have, of course, a direct impact on the efficiency of micromorph tandem cells. This has yet to be implemented as the next step of our work.

2.2.2 Amorphous silicon solar cells

First attempts have been done to fabricate amorphous p-i-n solar on our own CVD-ZnO. After some initial problems we were able, for the first time, to prepare a-Si:H cells with rather good I-V characteristics on this ZnO. Thus, open circuit voltages up to 880 mV and, in particular, FF of over 72 % have been obtained. Further optimisation with respect to the interfaces and to an enhancement at optical transmission have to be carried out in future. However, these first cells indicate that the IMT has now all at hand for the inhouse processing of micromorph tandem cells.

2.2.3 Temperature-dependent cell performance (temperature coefficient TC)

Under real working conditions, i.e. outdoor conditions, an important aspect of any solar cell is its high-temperature performance. The value of installed W_{peak} , e.g. on a roof, usually does not take temperature effects into account; the latter have, however, a direct impact on the yearly energy yield of a given installation. It has been reported that a-Si:H has the best temperature performance in comparison with c-Si (crystalline silicon wafers) and CIS (copper indium diselenide). How do the new $\mu\text{c-Si:H}$ and micromorph cells behave at higher temperatures? For these measurements, a Pt100 sensor was glued onto the back side of the cells. The cells were kept in an isothermal environment by a "heating box" equipped with a glass window in order to illuminate (by our two-source simulator) the devices. The temperature was varied from 10 °C to 90 °C. The comparison between the different kinds of solar cells investigated was carried out by looking at the relative temperature coefficient (TC); this means we represent the data after normalisation w.r.t. standard conditions at 25 °C (AM1.5, 100 mW/cm²).

As shown in Fig. 12 the most striking difference between the c-Si and the $\mu\text{c-Si:H}$ cells consists in a significantly reduced fill factor loss for $\mu\text{c-Si:H}$ cells at higher temperatures; whereas the V_{OC} - and the J_{SC} -dependencies of $\mu\text{c-Si:H}$ cells are comparable to those of (wafer-based) crystalline silicon (c-Si) cells. This statement applies in particular to $\mu\text{c-Si:H}$ cells with high V_{OC} -values (>500mV at 25 °C). Cells with lower V_{OC} -values suffer a stronger fill factor reduction with temperature and display a behaviour similar to that of c-Si cells. It has to be noted here that low- V_{OC} $\mu\text{c-Si:H}$ cells and c-Si cells seem to have a temperature behaviour that hardly varies over a wide range of active cell thicknesses (from 2 μm up to 300 μm !). For high- V_{OC} $\mu\text{c-Si:H}$ cells, on the other hand, we observe a distinct advantage of working with low cell thicknesses.

Now, how does the "mixture" of an a-Si:H and a c-Si cell in form of a micromorph tandem cell perform? Do we have to expect a predominately amorphous or a predominately crystalline silicon TC behaviour? At the moment of the present study, only those $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cells that have V_{OC} -values around 450 mV were incorporated into micromorph tandems. Also, so far, the amorphous top cell has in general been the cell that limits the current of the whole tandem. Therefore, a definitive statement on the temperature behaviour of micromorph tandem cells can not be given as yet. Nevertheless, as shown in Fig. 13, the temperature coefficient of the FF is, in the case of micromorph cells, clearly lower than that for c-Si (and also lower than in any single-junction $\mu\text{c-Si:H}$ cells. It corresponds more to the tendency observed in amorphous silicon single-junction cells. Thus, the overall TC of the efficiency is, for micromorph cells, clearly lower than that of (wafer-based) c-Si. If we consider future micromorph tandem cells with high- V_{OC} bottom cells we can reasonably expect an even lower TC; if confirmed, this would be an important aspect for most outdoor PV applications, as it removes the need for forced-air module ventilation.

3. Collaborations

National:

EPF Lausanne (Dr. Ch. Hollenstein, Dr. A.A. Howling, L. Sansonnens, C. Courteille)

PSI-Z (Dr. P. Seitz)

ENECOLO (D.Ruoss), E.Schweizer AG (A. Haller), IOA (T. Sidler) and LESO at EPFL (P. Affolter),

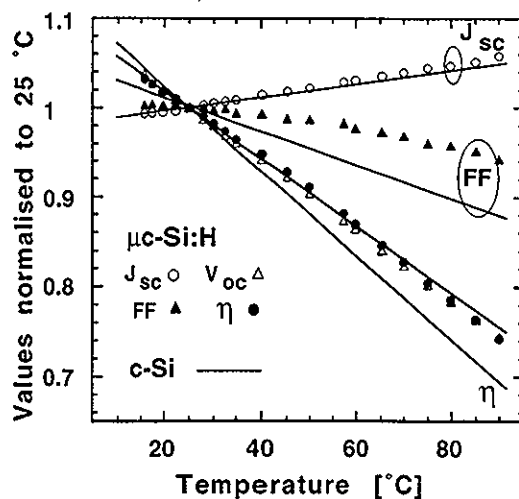


Fig. 12: Temperature behaviour of a high- V_{OC} $\mu\text{c-Si:H}$ cell compared with that of a c-Si cell.

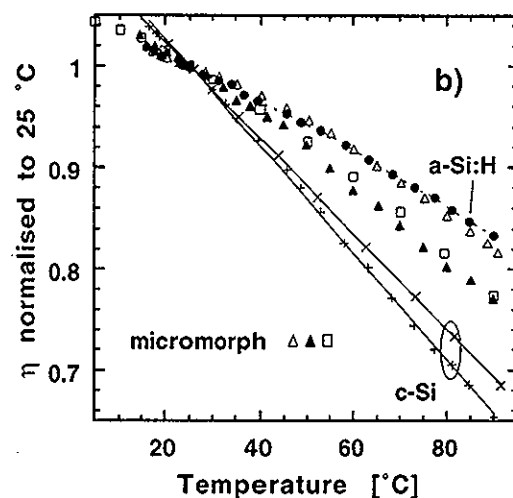


Fig. 13: Normalised efficiency of micromorph tandem cells in function of cell temperature in comparison with crystalline and amorphous silicon.

: High-rate deposition of microcrystalline silicon, large area deposition, VHF plasma diagnostics
: Photoelectrical sensors
: Hybrid solar collectors

International:

Forschungsanstalt Jülich (Dr. B. Rech and collaborators)	:	Micromorph cells, RF deposition
Academy of Sciences Prag (Dr. M. Vanecek)	:	Optical characterisation, light-trapping
Fraunhofer Institut Freiburg (Dr. S. Kunzelmann, R. Adelhelm):		Calibration of solar simulator and reference cells, verification of solar cells
Princeton University (Prof. S. Wagner)	:	DC deposition and comparison with VHF-GD
Universität Konstanz (J. Pohl)	:	X-ray Diffraction
Phototronics-Solartechnik GmbH (Dr. H. Schade)	:	Laserscribing
Siemens-Solar GmbH (Dr. K. Ufert)	:	light-trapping
ASULAB S.A. (Dr. E. Saurer) and SOLEMS S.A. (Dr. J. Meot):		large area deposition of amorphous silicon by VHF-GD for rapid batch production of solar cells (EUREKA project)
ESA/ESTEC (Dr. P. deMaagd) and EPFL (Prof. J. Mosig)	:	Solant (solar cells on antennas) project

4. Perspectives

As various tasks pertaining to technical infrastructure and solar cell completion are in the process of being launched into regular operation at our laboratory, we do expect a phase of rapid and visible progress during 1999. In fact, the individual elements for fabricating, measuring and calibrating micromorph tandem solar cells are now all being put into place at IMT Neuchâtel and will be completed by about Spring 1999. These include, amongst other items, precise cell structuring and area definition, improved light-trapping schemes, ZnO contact layers, excellent back reflectors, optimised microcrystalline silicon bottom cells, optimised amorphous silicon top cells, as well as, calibrated I/V and spectral response measurements. Based on all this, we are optimistic that our main goal of the 12 % stabilised micromorph will be achieved in the next year. Beside these efforts structural characterisation of microcrystalline silicon will give us more insight into the nature of such layers and their possibilities for improvement.

It is at that moment that the true potential of microcrystalline silicon and of micromorph tandem cells can be more realistically assessed. In view of the very large interest in our work shown by Japan, USA, Europe, and Australia, by many Industries, and in view of substantial investment (e.g. by Japanese firms and R&D labs) in these very same research topics introduced by us a few years ago, it is absolutely necessary that we at Neuchâtel keep up the pace of our work in order to remain at the leading edge of our own new thin-film solar cell concept. The moment for a transfer to Industry is approaching; a target study of production possibilities for micromorph tandem cells is being carried out, as a separate OFEN/PSEL project under the direction of the consulting firm Zuehlke Engineering AG, Schlieren. It would be very desirable if this can help to lead to a corresponding solar cell production in Switzerland or at least in Europe.

5. Publications 1998

- [1] Z. Remes, M. Vanecek, P. Torres, U. Kroll, A.H. Mahan, R.S. Crandall, "Optical Determination of the Mass Density of Amorphous and Microcrystalline Silicon Layers with Different Hydrogen Contents", *J. Non-Crystalline Solids*, 1998, Vol. 227-230, pp. 876-879.
- [2] J. Meier, H. Keppner, S. Dubail, U. Kroll, P. Torres, P. Pernet, Y. Ziegler, J.A. Anna Selvan, J. Cuperus, D. Fischer, A. Shah, "Micromorph Single-Junction and Micromorph Tandem Thin Film Silicon Solar Cells", to be published in *Proceedings of the MRS Symp., Spring Meeting, San Francisco, April 1998*.
- [3] R. Platz, C. Hof, B. Rech, S. Wieder, A. Payne, S. Wagner, D. Fischer, A. Shah, "Comparison of VHF, RF and DC Plasma Excitation for a-Si:H Deposition with Hydrogen Dilution", to be published in *Proceedings of the MRS Symp., Spring Meeting, San Francisco, April 1998, Vol. 507*.
- [4] N. Wyrsh, N. Beck, J. Meier, P. Torres, A. Shah, "Electric Field Profile in $\mu\text{c-Si:H}$ p-i-n Devices", to be published in *Proceedings of the MRS Symp., Spring Meeting, San Francisco, April 1998*.
- [5] R. Platz, C. Hof, D. Fischer, J. Meier, A. Shah, "High-Ts Amorphous Top Cells for Increased Top Cell Currents in Micromorph Tandem Cells", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1998, Vol. 53, pp. 1-13.
- [6] J. Kocka, A. Fejfar, H. Stuchlikova, B. Rezek, A. Poruba, M. Vanecek, P. Torres, J. Meier, N. Wyrsh, A. Shah, A. Matsuda, "Charge Transport in Microcrystalline Silicon, Relation to Thin Film Solar Cells",

to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.

- [7] A. Poruba, Z. Remes, J. Springer, M. Vanecek, A. Fejfar, J. Kocka, J. Meier, P. Torres, A. Shah, "Light Scattering in Microcrystalline Thin Film Cells", to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.
- [8] N. Wyrsh, P. Torres, M. Goetz, S. Dubail, L. Feitknecht, J. Cuperus, A. Shah, B. Rech, O. Kluth, S. Wieder, O. Vetterl, H. Stiebig, C. Beneking, H. Wagner, "Development of Inverted Micromorph Solar Cells", to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.
- [9] P. Pernet, M. Goetz, X. Niquille, D. Fischer, A. Shah, "Front Contact and Series Connection Problems of a-Si:H Solar Cells on Polymer Film Substrates", to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.
- [10] J. Meier, H. Keppner, S. Dubail, Y. Ziegler, L. Feitknecht, P. Torres, Ch. Hof, U. Kroll, D. Fischer, J. Cuperus, J. A. Anna Selvan, A. Shah, "Microcrystalline and Micromorph Thin-Film Silicon Solar Cells", to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.
- [11] N. Pellaton Vaucher, J.-L. Nagel, R. Platz, D. Fischer, A. Shah, "Light Management in Tandem Cells by an Intermediate Reflector Layer ", to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.
- [12] F. Wang, B.J. Hinds, D. Wolfe and G. Lucovsky, R. Platz, S. Wagner, "A Study of Silicon Suboxide Thin Films by Photoluminescence", to be published in Proceedings of the MRS Symp., Spring Meeting, San Francisco, April 1998, Vol. 507.
- [13] R. Platz, S. Wagner, C. Hof, A. Shah, S. Wieder, B. Rech, "Influence of Excitation Frequency, Temperature and Hydrogen Dilution on the Stability of PECVD-Deposited a-Si:H", J. Appl. Phys., October 1998, Vol. 84, pp. 3949-3953.
- [14] R. Platz, S. Wagner, "Intrinsic Microcrystalline Silicon by Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition from Dichlorosilane", Appl. Phys. Lett., August 1998, Vol. 73, pp. 1236-1238.
- [15] R. Platz, S. Wagner, "Intrinsic Microcrystalline Silicon by Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition from Chlorine-Containing Source Gas", to be published in Journal of Vacuum Science & Technology A, .
- [16] N. Wyrsh, P. Torres, M. Goerlitzer, E. Vallat, U. Kroll, A. Shah, M. Vanecek, "Hydrogenated Microcrystalline Silicon for Photovoltaic Applications", to be published in Proceedings of the 5th International Conference on Polycrystalline Semiconductors - POLYSE'98, Schwäbisch-Gmünd, Germany, .
- [17] P. Torres, U. Kroll, H. Keppner, J. Meier, E. Sauvain, A. Shah, "Deposition of Thin-Film Silicon for Photovoltaics: Use of VHF-GD and OES", to be published in Proceedings of the 5th European Conference on Thermal Plasma Processes, 13-16 July, St Petersburg, 1998.

Dissertations (printed in 1998):

Natalie Beck: "Optical and electrical properties of hydrogenated amorphous and microcrystalline silicon"
ISBN 3-930803-26-7

Peter Torres: " Hydrogenated microcrystalline silicon deposited by VHF-GD for thin-film solar cells"
ISBN 3-930803-51-8



ANNUAL REPORT 1998

Project Number: OFES 96.0340
Contract Number: JOR3-CT97-0145

ENET Number:

Project Title: NEST (New and Enhanced Silicon Thin-film solar cells)

Abstract: The present 2-year project (June 97- May 99) is concerned with the development and optimization of microcrystalline / amorphous silicon tandem cells ("micromorph" cells) in the so-called "inverted" configuration (e.g. substrate-TCO-n-i-p-n-i-p-TCO). Thereby, our laboratory (IMT) concentrates on the technology for the microcrystalline bottom cell, whereas the Forschungszentrum Jülich provides optimized amorphous top cells as well as TCO layers (ZnO) for both the top and bottom contacts. The Academy of Science in Prague is, in close collaboration with IMT, in charge of the optical characterization of the microcrystalline silicon layers; other laboratories participating in the project (Palaiseau in France and Patras in Greece) provide plasma and interface characterization and diagnostics facilities.

During 1998, the main activities were centered on the following topics:

- Optimisation of inverted microcrystalline cells deposited at a relatively high deposition rate of 6 Å/S. Efficiencies in excess of 6% have been obtained with a cell thickness of only 2 µm.
- Combination of the TCO and amorphous top cell technologies from Jülich with the microcrystalline technology of IMT, so as to produce complete inverted micromorph cells. Initial efficiencies above 10% have been achieved.
- Investigation of the light-scattering effect due to the natural roughness of microcrystalline silicon and of its potential for current enhancement in a solar cell.

Duration of the Project: 24 months, 1.6.97 - 30.5.99

Responsible for the project: Prof. A. Shah

Reporting on the project: Dr. N. Wyrsh

Address: Institut de Microtechnique
Breguet 2
CH-200 Neuchâtel

Telephone: +41 / 32 / 718 3200
http: //www-micromorph.unine.ch

Fax: +41 / 32 / 718 3201
E-mail: nicolas.wyrsh@imt.unine.ch

1. Project goals and results

The goal of this project is to fabricate an inverted micromorph tandem cell with 10% stable efficiency at the end of this 24-month project. This tandem cell, consisting of an amorphous silicon (a-Si:H) top cell and a $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell, is to be deposited by PE-CVD at low temperatures (around 200 °C) on glass or stainless steel substrates. For improved performance, ZnO layers (deposited by sputtering) are used for the top contact as well as for the bottom contact, the latter in combination with Ag layer to form an infra-red light reflector.

The core of this project, involving the design and fabrication of such a micromorph tandem solar cell is supported by IMT (University of Neuchâtel) for the development of the $\mu\text{c-Si:H}$ bottom cell, whereas KFA (Forschungszentrum Jülich) is in charge of the top cell and of ZnO layer development. The other groups of the consortium contribute their specific know-how and characterisation facilities: for optical characterisation of the $\mu\text{c-Si:H}$ layers and cells (Academy of Science, Prague), for interface studies (Ecole Polytechnique, Palaiseau) and for plasma deposition (University of Patras). Cell performance and stability are also tested at IMT and KFA.

For 1998, two milestones had to be met. First, a stable efficiency of more than 7% was to be achieved on a regular (non-inverted) configuration, the light enters the cell through the substrate) was to be achieved. This result was already obtained prior to the beginning of the project with a stable (confirmed) efficiency of more than 10%. A stable efficiency of 9% in the inverted configuration was the second milestone. With an initial efficiency close to 11% and a current limited by the $\mu\text{c-Si:H}$ (stable) bottom cell, the target is definitely achieved even though the exact value of the final stable efficiency will be known only in a few months from now (after completing the degradation process).

2. Detailed descriptions

A detailed description of our results is given for the three areas where IMT has been involved.

2.1 Light absorption and light-trapping in microcrystalline silicon

Compared to a-Si:H, $\mu\text{c-Si:H}$ has a lower band gap (equal to that of crystalline silicon), a fact that renders this material interesting for the absorption of infra-red light. However, the band gap is indirect and relatively thick layers are needed for complete light collection. On the other hand, because of the low deposition rate of $\mu\text{c-Si:H}$, it is desirable to keep the cell thickness as low as possible, so that the implementation of an effective light-trapping scheme becomes a necessity. For this purpose, one generally introduces an infra-red light back reflector; furthermore, one can try to use the natural surface roughness of $\mu\text{c-Si:H}$ layers. It has been shown that $\mu\text{c-Si:H}$ layers significantly scatter light¹. This affects the light absorption by increasing the "effective thickness" of the layers and it is therefore beneficial for solar cell applications.

In this context, the problems which have been studied mainly by the group of Prague on $\mu\text{c-Si:H}$ samples prepared at Neuchâtel were:

- 1) To identify the origin of the light-scattering effect.
- 2) To find a procedure for evaluating the defect densities from the sub-bandgap absorption spectra (which are affected by the light-scattering effect) and thereby to be able to compare samples with different magnitudes of light-scattering.
- 3) To quantify the effect of light-scattering on solar cell performance.

As shown in Fig. 1, a chemomechanical polishing of the $\mu\text{c-Si:H}$ layer surface restores completely the interference fringes observed in transmittance measurements in the infra-red; the same behaviour is observed for the reflectance in the visible. This observation is a first clue that the scattering of light (which tends to suppress the interference fringes) is mainly due to the surface roughness of $\mu\text{c-Si:H}$ layers. Using "scalar scattering theory", which considers just the phase modulation of the incident and outgoing light, as caused by the height variations along the surface, we can evaluate the root mean square (rms) surface roughness σ^2 . This roughness may also be computed from the ratio of reflectance of the smooth and textured side (R/R_0) in the region of complete absorption³ (as shown in the inset of Fig. 1). Thereby, it is found that, typically (220) textured $\mu\text{c-Si:H}$ layers have a rms surface roughness in the range of 15 – 35 nm (for a 2 μm thick sample).

-
- 1 M. Vanecek, A. Poruba, Z. Remes, N. Beck, M. Nesladek, "Optical Properties of Microcrystalline Materials", J. Non-Cryst. Sol. 227-230 (1998) 967.
 - 2 P. Beckmann and A. Spizzichino, *The Scattering of Electromagnetic Waves from Rough Surfaces*, Pergamon Press, Oxford 1963, chapter 5.
 - 3 Z. Yin, H. S. Tan and F. W. Smith, *Diamond and Related Materials* 5 (1996) 1490

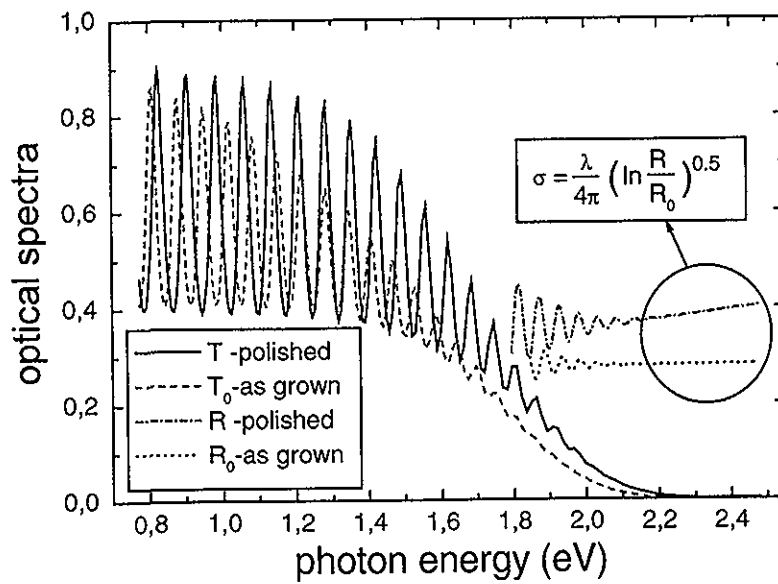


Fig. 1: Transmittance T and reflectance R spectra of a typical $\mu\text{c-Si:H}$ layer (produced by our lab), measured on the sample with an "as grown" surface texture, and after chemomechanical polishing. Surface roughness can be evaluated from the ratio of the of reflectance of the smooth (R) and textured (R_0) sides as indicated in the inset.

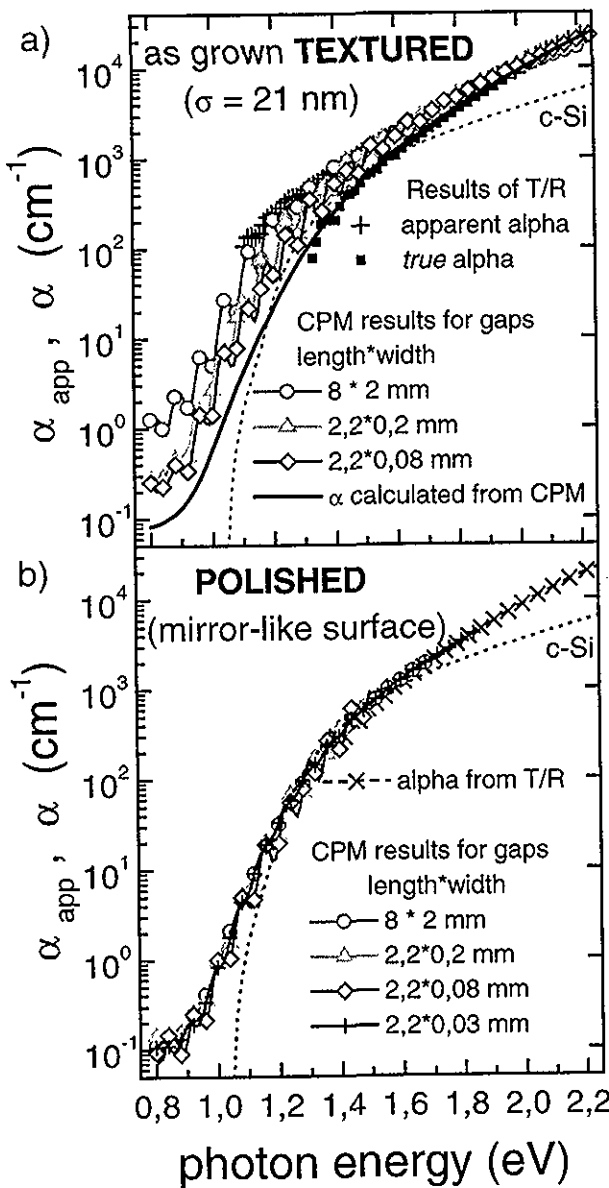


Fig. 2: Apparent optical absorption coefficients of typical $\mu\text{c-Si:H}$ (produced at Neuchâtel), as measured both by CPM for different inter-electrode spacings (gaps) and by transmission/reflection (T/R) spectroscopy: a) in the as grown state with TEXTURED surface and b) after chemomechanical POLISHING. Evaluated spectral dependence of the "true absorption" coefficient $\alpha(E)$ (true alpha) is shown by full line; $\alpha(E)$ of crystalline silicon is shown for comparison.

Measurement of the optical absorption in the infra-red region by the methods usually employed (such as the CPM- Constant Photocurrent method) is strongly affected by the light scattering effect mentioned above (see Fig. 2a). In order to evaluate the defect density (which can be deduced from the optical absorption in the sub-bandgap energy region), one has to get rid of the light-scattering effect. For this purpose, an optical model has been developed, which takes into account all light-scattering contributions (surface and bulk). Based on the optical model and on the measured values, one can now deduce the "true absorption" (see Fig. 2a). It is interesting to note that this "true absorption" still differs quite significantly from the absorption of c-Si: in the visible part of the spectrum, this is due to the presence of a residual a-Si:H fraction and in the infra-red part of the spectrum, this is due to some other effects such as grain-boundaries, defects, etc.

As shown in Fig. 2b, a chemomechanical polishing removes almost completely the effect of light-scattering on the CPM measurements: values directly measured are almost identical with the value of the "true absorption" as calculated with the help of the optical model. This observation is the demonstration that most of the light-scattering originates from the surface of our $\mu\text{c-Si:H}$ layers.

For solar cell applications, the light-scattering effect has, on the other hand, a very beneficial role, because it increases light-trapping and thereby leads to an enhancement of the optically effective cell thickness. This improves thus the spectral response of the cell in the infra-red (see Fig. 3 for a calculated example) and leads to higher current densities.

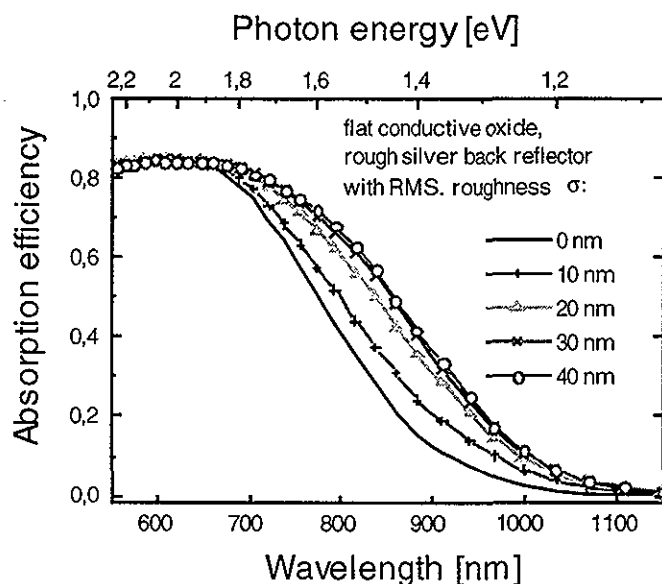


Fig. 3: Calculated spectral dependence of the absorption efficiency of a $3.5\ \mu\text{m}$ thick $\mu\text{c-Si:H}$ solar cell (in the glass-p-i-n configuration, with no antireflective coating) for different values of the RMS roughness σ of the back reflector (given by the $\mu\text{c-Si:H}$ surface texture).

2.2 Inverted microcrystalline silicon cells

As far as $\mu\text{c-Si:H}$ cells are concerned, inverted (n-i-p) single-junction $\mu\text{c-Si:H}$ cells with efficiencies up to 6.5% have been obtained at a relatively high deposition rate of $5.7\ \text{\AA}$ (see Fig. 4.). Comparable efficiencies have been obtained (by our laboratory) when depositing just $2\ \mu\text{m}$ thick $\mu\text{c-Si:H}$ cells on flat smooth substrates with back reflectors (fabricated by the Forschungszentrum Jülich). The use of textured substrates which considerably improve light-scattering and light-trapping (see Fig. 5) are promising in view of obtaining a further reduction in cell thickness without a loss in the cell current. On the other hand, all these inverted (n-i-p) $\mu\text{c-Si:H}$ cells still suffer from a relatively low value of the open-circuit voltage V_{oc} ($< 450\ \text{mV}$) which is at this moment significantly lower than the values ($\approx 500\ \text{mV}$) obtained for $\mu\text{c-Si:H}$ cells in the regular (or p-i-n) configuration. The origin of this difference in V_{oc} is still unknown.

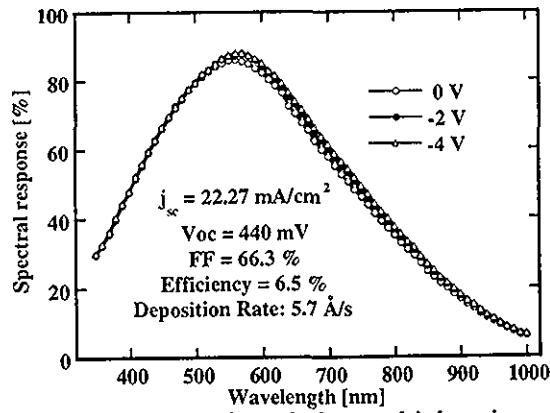


Fig. 4: Spectral response and performances of an $3.6 \mu\text{m}$ thick n-i-p $\mu\text{c-Si:H}$ cell deposited on Asahi (type U) at a deposition rate of 5.7 Å/s .

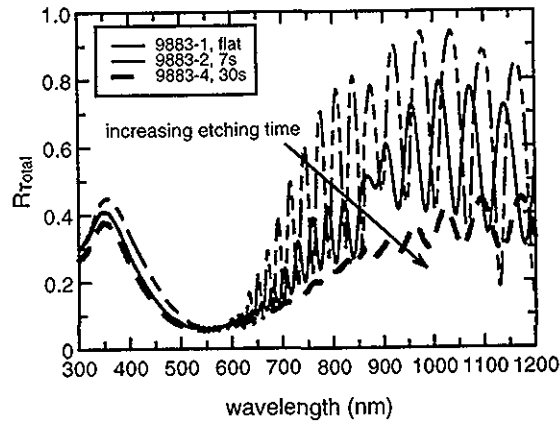


Fig. 5: Total reflection of $\mu\text{c-Si:H}$ inverted n-i-p cells (with $1.5 \mu\text{m}$ i-layer thickness) co-deposited on flat, 7 s and 30 s etched glass/Ag/ZnO substrates.

2.3 Inverted micromorph cells

First inverted micromorph cells made in collaboration with Forschungszentrum Jülich (so far on non-textured substrates) exhibit already reasonable performance with (initial) efficiencies above 9% (see Figs. 6 and 7). Degradation (not yet tested) of these first devices is expected to be relatively low due to the fact that the current of all of these cells is limited by the bottom ($\mu\text{c-Si:H}$) cell which does not degrade. Introduction of textured substrates will enable us to better balance the current, allowing, thus, for a thinner top cell, and this fact should again help to reduce degradation. However, a substantial improvement of the V_{oc} will also be necessary in order to reach the target efficiency of this project, which is 10% stable efficiency.

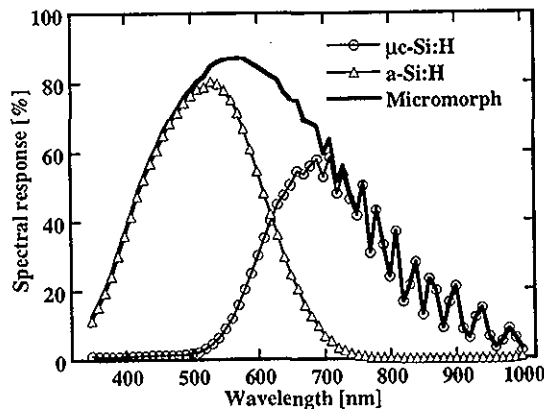


Fig. 6: Spectral response of an inverted micromorph cell deposited on a flat Ag/ZnO back reflector as well as the contributions from the component cells (the total micromorph current is here bottom-cell limited). The $I(V)$ characteristics of this cell may be found in Fig. 7.

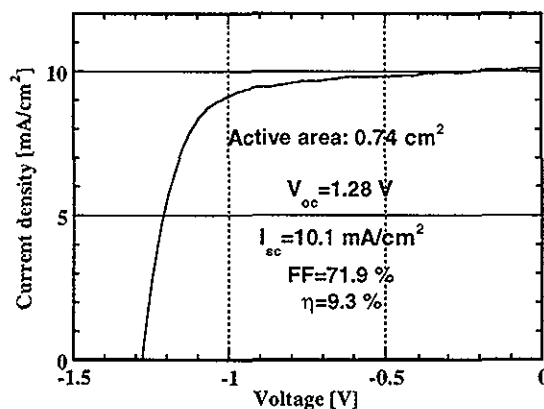


Fig. 7: I(V) characteristics of an inverted (n-i-p/n-i-p) micromorph cell deposited on a flat Ag/ZnO back reflector.

3. Collaborations

In the present project, we have collaborated with the following institutions (European partners):

- Forschungszentrum Jülich, Institut für Schicht- und Ionentechnik, Jülich (D), Prof. H. Wagner.
- Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), Laboratoire de Physique des Interfaces et des Couches Minces, Ecole Polytechnique, Palaiseau (F), Dr. Pere Roca y Cabarrocas.
- University of Patras, Laboratory of Plasma Chemistry, Patras (GR), Prof. D. Rapakoulis and Dr. D. Mataras.
- Academy of Sciences of the Czech Republic, Institute of Physics, Division of Solid State Physics, Prague (CZ), Dr. M. Vanecek and Dr. I. Kocka.

4. Perspective 1999

The project goal of achieving in the laboratory 10% stable inverted (n-i-p-n-i-p) tandems should be achievable by the end of the project (31st May 1999). At the project mid-term assessment meeting (June 1998), a large number of European Industries producing solar cells or actively pursuing research in solar cells were present or represented [PST-Phototronics (D), Siemens Solar (D), Free Energy Europe (NL), Akzo Nobel (NL), BP Solar (GB), Neste (Fin), Alusuisse-Lonza (CH)]. The emerging consensus was that micromorph tandem cells are not yet fully ready for transfer into industrial production, but that they do constitute an interesting future option. At least 2 of these firms are motivated to actively collaborate with us, with Forschungszentrum Jülich and with other partners, within the framework of a future European research project on this topic. Because of the political delays the European Union has incurred in implementing the fifth Framework R&D program, such a follow-up project will probably not be able to start before mid-2000, so that there is likely to be an interruption for us and for other associated European laboratories. This "financial gap" is especially inopportune at a time when several industrial laboratories (Canon, Kaneka) are actively pursuing (with substantial scientific backing from Universities and independent research laboratories) the very same "micromorph tandem solar cell" concept (a concept which was first introduced by IMT Neuchâtel).

5. Publications

- [1] A. Poruba, Z. Remes, J. Springer, M. Vanecek, A. Fejfar, J. Kocka, J. Meier, P. Torres, A. Shah,
"Light scattering in microcrystalline silicon thin-film cells",
to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.
- [2] N. Wyrsh, P. Torres, M. Goetz, S. Dubail, L. Feitknecht, J. Cuperus, A. Shah, B. Rech, O. Kluth, S. Wieder, O. Vetterl, H. Stiebig, C. Beneking, H. Wagner,
"Development of Inverted Micromorph Solar Cells",
to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.



ANNUAL REPORT 1998

Project Number: PSEL No.88

ENET Number: --

Project Title: Amorphous silicon solar cells on plastic films

Abstract:

The aim of this project is to develop and to optimize the fabrication of amorphous silicon (a-Si:H) solar cells on plastic film substrates, as well as to evaluate the integration of such solar cells in PV metal-facades.

Results obtained in 1998:

- Series connection of amorphous silicon single cells on plastic substrates by 'post-structuration' could be implemented. Thereby, three different laser cuts, an insulating paste and silver 'bridges' were applied.
- An apparatus to detect and localise pinholes in finished modules has been built. Zones with a high probability of shunts could be identified.
- Modules with a power of 1/4 of a Watt were fabricated on 8cm x 8cm polyimide substrates. Active area initial efficiency is 7,3% (V_{oc} : 3.3 V, I_{sc} : 122 mA, FF: 62%, area: 36.9 cm²); total area efficiency is 5.8% (total area: 46 cm²).
- The ecological and, to a certain degree also, the economical potential of the use of modules without glass for building facade integration have been studied by our industrial partner E. Schweizer AG, Hedingen.
- Facade elements were fabricated on a laboratory scale, by laminating flexible modules (produced by IMT): this permitted our partner to study critical process steps like the bending of the metal sheets.

Duration of the project: 01.04.1996 – 31.03.1999

Responsible for the project: Prof. A. Shah

Reporting on the project: M. Goetz, D. Fischer, P. Pernet

Address: Institut de Microtechnique (IMT)
Université de Neuchâtel
Breguet 2
CH-2000 Neuchâtel

Telephone: 032/718.32.00

Fax: 032/718.32.01

E-mail: michael.goetz / pascal.pernet / diego.fischer @ imt.unine.ch

http: //www-micromorph.unine.ch

1. Ziele

Im vorgestellten Projekt werden am IMT Neuchâtel Solarzellen aus amorphem Silizium auf Plastikfolien entwickelt; der Industriepartner Ernst Schweizer AG untersucht die Möglichkeit der Integration solcher Folien in Fassadenelemente. Im Gegensatz zu den konventionellen Glassubstraten bieten Plastikfolien interessante Vorteile für eine industrielle Produktion: sie erlauben gleichzeitig einen 'Roll-to-roll' Herstellungsprozess und die direkte, integrierte Serienschaltung. Die Solarmodule sind leicht, unzerbrechlich und eignen sich so für die Integration in glaslose Metallfassaden. Die noch unverkapselten Module sind zudem ohne grossen Aufwand auf einer Rolle transportierbar.

Im ersten Projektjahr (1996) wurden verschiedene Polymerfolien verglichen und der Einfluss der Folie auf den Herstellungsprozess der Solarzellen untersucht. Auf einem ausgewählten Substrat wurden im zweiten Jahr (1997) die Solarzellen optimiert. Als Vorbereitung auf die Herstellung von Modulen wurden grössere Einzelzellen angegangen und es wurde ein Laser-Strukturierungssystem aufgebaut. Ziel des dritten Projektjahres (1998) war es nun, alle diese Erfahrungen zu vereinen und Kleinmodule mit direkter Serienschaltung herzustellen. Einzelne Module sollten danach beim Industriepartner verkapselt werden.

2. Im Berichtsjahr ausgeführte Arbeiten und erreichte Resultate.

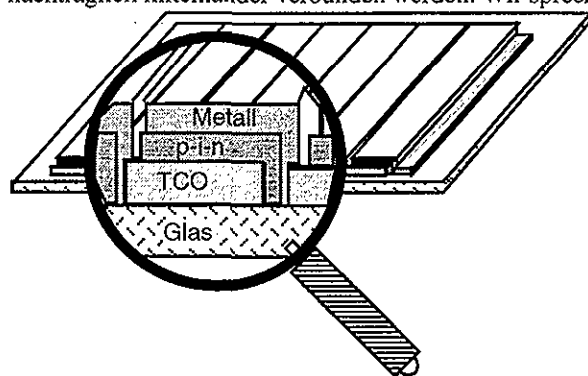
2.1 Herstellung von Kleinmodulen

Man spricht von einem 'Modul' sobald mehrere relativ grosse Solarzellen durch Serienschaltung zu einer Einheit mit grösserer Spannung verbunden sind. Die Anforderungen an die Solarzellen steigen mit zunehmender Grösse der Zellen, bzw. beim Übergang zu Modulen: während bei der Messung kleiner, einzelner Solarzellen im Labor Ausfälle nicht stören (nur die 'guten' Zellen werden berücksichtigt), so müssen in einem Modul *alle* Zellen auf ihrer *ganzen* Fläche gut funktionieren. Der 'yield' oder die Reproduzierbarkeit der Qualität werden zu einem zentralen Thema.

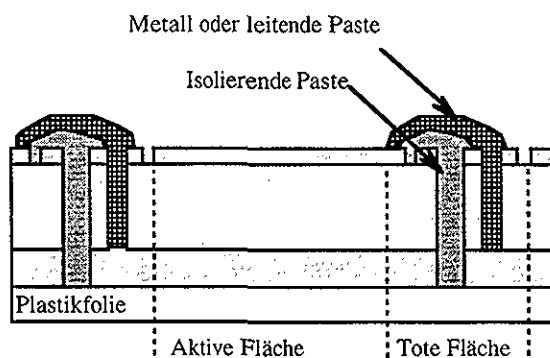
2.1.1 Möglichkeiten der Serienschaltung

Es gibt prinzipiell zwei Möglichkeiten, um die Serienschaltung von Solarzellen aus amorphem Silizium zu realisieren. Im ersten Fall (I, siehe Figur 1) schneidet man nach jedem Schritt (Rückkontakt, Silizium, Frontkontakt) die Zelle in Streifen. Jeder Schnitt wird leicht versetzt durchgeführt, sodass jeweils an einer Stelle der Rückkontakt eines Streifens den Frontkontakt des nächsten Streifens berührt. Diese Methode wird normalerweise bei Modulen auf Glassubstraten angewandt.

Im zweiten Fall (II, siehe Figur 2) schliesst man die Herstellung der Solarzelle grossflächig ab und grenzt mit mehreren Laserschnitten einzelne Zellen voneinander ab, die dann mit Hilfe von Isolationspasten und Leiterbrücken nachträglich miteinander verbunden werden. Wir sprechen von der Methode der 'post-structuration'.



Figur 1. Serienschaltung I: Jede Schicht wird direkt nach ihrer Herstellung geschnitten. Durch leichtes Versetzen des Schnittes berührt der Rückkontakt einer Zelle den Frontkontakt der nächsten.



Figur 2. Serienschaltung II: Die Solarzelle wird vollständig deponiert. Erst danach wird mit geeigneten Schnitten, einer Isolation und einer leitenden Brücke die Verschaltung realisiert.

Die Methode der 'post-structuration' (II) erachten wir als die geeignetste Methode für Kunststoffsubstrate. Um sie zu realisieren, muss man in der Lage sein, selektiv entweder eine oder zwei oder alle drei Schichten der Solarzelle durchzuschneiden. Danach ist eine Isolationslinie nötig, die z.B. als Paste aufgebracht werden kann. Der letzte Schritt ist die Verbindung zweier benachbarter Zellstreifen. Dies kann durch eine leitende Paste oder durch Metallisierung unter Anwendung einer Maske geschehen.

Eine grosse Herausforderung dieser Methoden ist es, den Flächenbedarf der Serienschaltung zu minimieren, (um ein möglichst grosses Verhältnis der 'aktiven' zur 'toten' Fläche zu erreichen,) ohne jedoch zwei benachbarte Zellen kurzzuschliessen. Im Design, das im Herbst 1998 verwendet wurde, benötigen Laserschnitte, Isolation und Metallbrücke zusammen eine Breite von 2 mm (im Verhältnis zu 14 mm aktiver Zellbreite.)

2.1.2 Möglichkeiten des Lasereinsatzes, Schnittversuche

Drei Laserschnitte sind nötig zur Herstellung der Solarmodule gemäss der ausgewählten Methode: 1. Der durchgehende Schnitt, 2. Der tiefe Schnitt, 3. Der Oberflächenschnitt. Details dazu wurden im Jahresbericht 1997 beschrieben. Der 'Oberflächenschnitt' ist am schwierigsten zu realisieren; bis anhin ist nach diesem Schnitt eine chemische Nachbehandlung nötig.

2.1.3 Applikation einer Isolationspaste

Die verschiedenen möglichen Varianten der 'post-structuration' (z.B. jene der Figur 2) beinhalten alle einen Schritt, bei dem ein Isolator aufgebracht wird. Man könnte eine isolierende Schicht (z.B. SiO) durch eine Maske deponieren, aber das Aufbringen einer isolierenden Paste ist u.E. einfacher und sicherer. Pasten können durch Siebdruck, Stempeldruck oder durch ein Dosiersystem mit Spritze aufgebracht werden. In unserem Labor haben wir ein manuelles Dosiersystem aufgebaut, in dem Druckluft auf Pedaldruck die Paste aus einer Spritze von z.B. 150 oder 250 μm Innendurchmesser drückt.

2.1.4 Aufbringen leitender Brücken

Der nächste Schritt der 'post-structuration' nach der Isolation ist jeweils das Verbinden zweier benachbarter Zellen durch einen Leiter. Die Methode, eine Silberschicht (mit Haftvermittlungsschicht) durch eine Maske aufzudampfen, hat sich hier in der Laborpraxis bewährt. Allerdings ist diese Methode sehr unökonomisch, da 90 - 95% des Silbers auf der Maske bleiben; die undurchsichtigen Leiterbrücken sollen ja möglichst wenig Oberfläche der Solarzelle belegen. Es wäre deshalb sinnvoll, auch diesen Schritt mit einer leitenden Paste durchzuführen. Leider konnte noch kein Produkt gefunden werden, das alle gestellten Anforderungen erfüllt.

2.1.5 Detektion von 'pinholes'

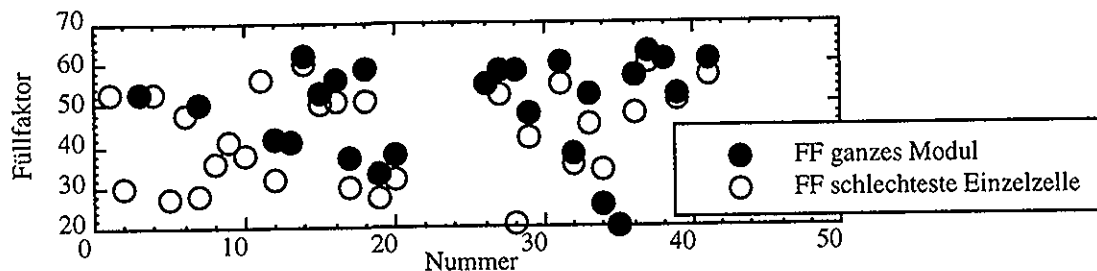
Wie am Anfang des Kapitels 2.1 beschrieben, wird der 'yield' zu einem zentralen Thema, sobald grössere Zellen und ganze Module hergestellt werden. *Alle* Zellen müssen funktionieren! Wir müssen uns mit zwei Problemen beschäftigen: Homogenität der Schichten und lokale Kurzschlüsse in der Solarzelle (sog. 'pinholes'). Wenn die einzelnen Schichten nicht homogen hergestellt werden, so beobachten wir eine ungleiche Verteilung des Wirkungsgrades an verschiedenen Stellen des Substrates. Dieses Problem wird für die aktuelle Substratgrösse befriedigend beherrscht.

Weitaus gefährlicher sind 'pinholes'. Diese treten oft zufällig verteilt auf, können verschiedensten Ursprungs sein und können zum Totalausfall einzelner Zellen führen. (Der Totalausfall einer Zelle reduziert den Wirkungsgrad des ganzen Moduls überproportional). Die ganze Fläche der nur ca. 0.3 μm dicken Schicht aus amorphem Silizium muss praktisch fehlerfrei den Frontkontakt vom Rückkontakt isolieren; ein Staubteilchen, eine unvorsichtige Manipulation, ein Laserschnitt: alle können sie zu Kurzschlüssen führen. Wenn die Solarmodule bei wenig Licht benutzt werden, z.B. bei Raumlicht, dann sind die Anforderungen noch höher: je weniger Strom die Solarzelle produziert, desto weniger Kurzschlüsse sind tolerierbar.

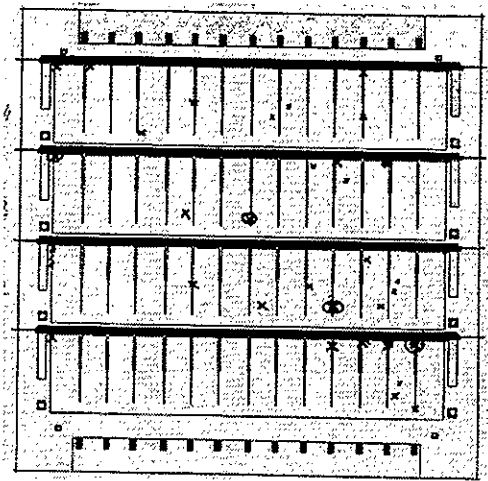
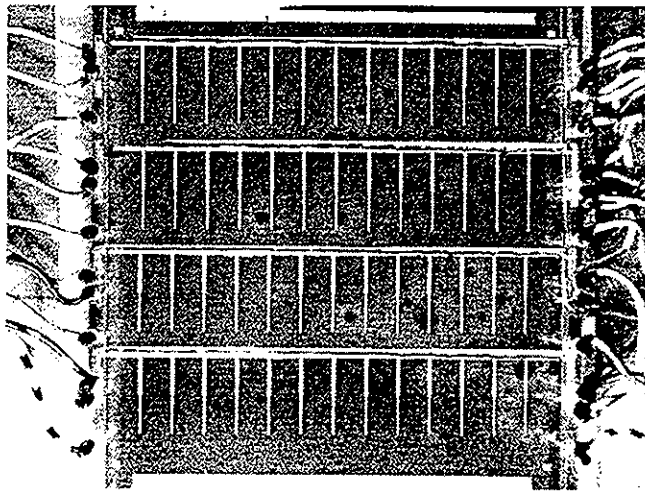
Es ist nun in der Praxis wichtig, solche 'pinholes' detektieren, lokalisieren und ev. sogar ausheilen zu können. Zu diesem Zweck wurde eine 'pinhole'-Detektionsanlage aufgebaut. Diese Anlage bringt die Solarzellen in einen Zustand, der die 'pinholes' mit Hilfe einer speziellen Folie sichtbar und photographierbar macht. Figuren 4 und 5 zeigen eine solche Auswertung am Beispiel eines Moduls mit sehr vielen Problemstellen.

Die Analyse der Resultate zeigte drei Orte, an denen 'pinholes' auftreten (ein Teil dieser 'pinholes' kann durch eine bekannte Methode ausgeheilt werden):

1. Entlang der Metallisierung: Die metallische Maske, die im letzten Schritt verwendet wird, muss mit höchster Vorsicht aufgesetzt werden, sie kann die empfindlichen Solarzellen leicht zerkratzen.
2. Entlang Laserschnitten: Bis anhin ist eine chemische Nachbehandlung (siehe Abschnitt 2.1.2) nötig, um vom Laser verursachte Kurzschlüsse zu 'entfernen'. Kurzschlüsse treten hier auch auf, wenn die Position der Metallfinger gegenüber den Laserschnitten nicht perfekt stimmt.
3. Zufällig verteilt: Diese 'pinholes' sind Verschmutzung und Manipulationsfehlern (Kratzer, Knicke, etc.) zuzuordnen. Nur wenn sämtliche Herstellungsschritte im Reinraum durchgeführt werden und die Manipulation perfekt beherrscht wird, können solche Probleme ausgeschlossen werden.



Figur 3. Verlauf der Füllfaktoren (dunkel = ganzes Modul, hell = schlechteste Einzelzelle) für die Serie Module X01.. X41. Erst ab X36 ist der 'yield' regelmässig ausreichend gut. (Der Füllfaktor ist ein Problemindikator, der auf sämtliche Probleme wie 'pinholes', unpräzise Serienverschaltung, Serienwiderstand, etc. empfindlich ist.)



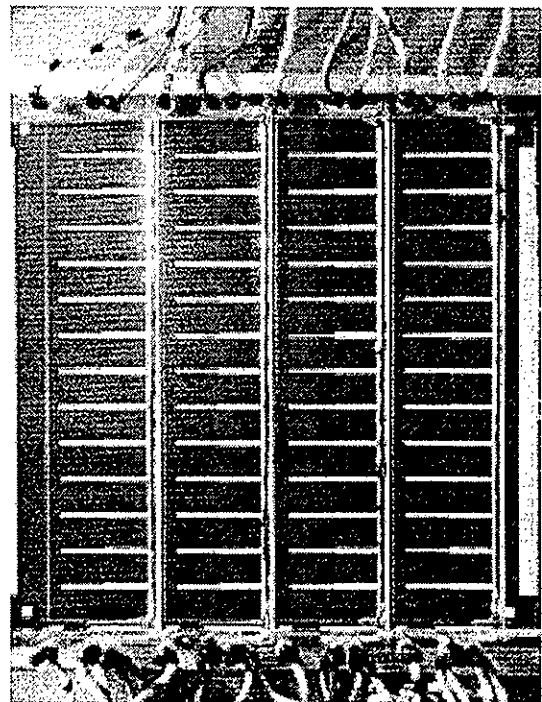
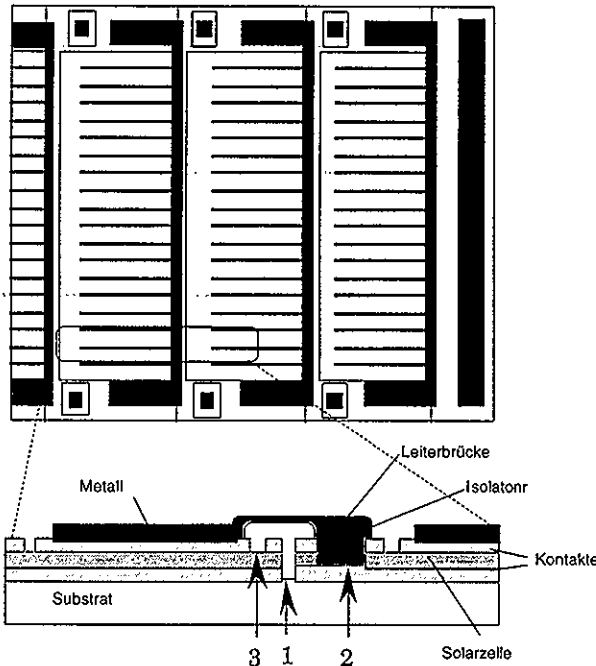
Figuren 4 und 5. Bild der 'pinhole'-Detektion (zusammengesetzt aus 5 Einzelbildern) und Handskizze aus dem Protokoll der Analyse. Das gezeigte Solarmodul weist sehr viele 'pinholes' auf.

Mit wachsender Erfahrung konnten verschiedene problematische Prozessschritte verbessert werden und es resultierten Module mit immer weniger 'pinholes'. Es konnten Module hergestellt werden, die noch bei sehr wenig Licht ($\approx 1\%$ des Sonnenlichts) ausgezeichnet funktionieren.

2.1.6 Erfolgreiche Modulherstellung

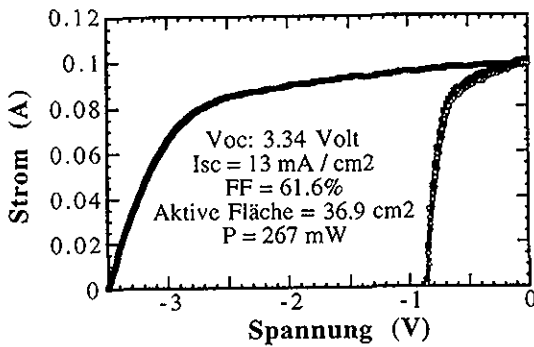
Als Resultat dieses Projektjahres konnten ästhetisch ansprechende Kleinmodule mit mehr als 1/4 Watt Leistung hergestellt werden (siehe Figuren 6 bis 9). Der Wirkungsgrad liegt bei 5,8% bezüglich des ganzen, durch die vier Zellen belegten Rechteckes, bzw. bei 7,3 %, wenn man nur die aktive Fläche betrachtet.

Alle diese Werte beziehen sich auf den Anfangszustand vor der Lichtalterung. Das Alterungsverhalten der hier vorgestellten Module wird im Winter 1998 / 99 in unserem computergesteuerten Lichtalterungssystem ausgemessen.

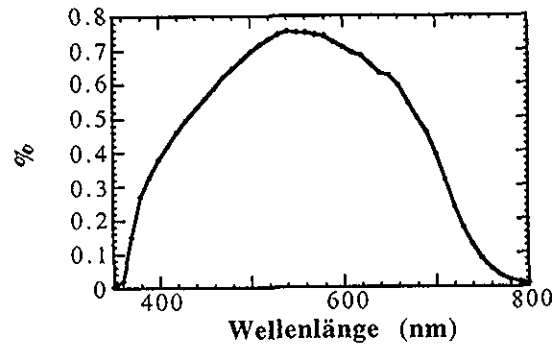


Figuren 6 und 7. Skizze eines Moduls und Bild desselben im Substrathalter während einer Messung. In den Labormodulen hat jede Einzelzelle einen Kontaktzugriff oben und unten, so kann nicht nur das ganze Modul, sondern auch jede Zelle für sich alleine gemessen werden. Die Anschlüsse für das komplette Modul befinden sich rechts und links im Bild.

Modul X37 - IV Kennlinie



Spektralantwort



Figuren 8 und 9. IV-Kurve und Spektralantwort eines Kleinmoduls 8cm mal 8cm. Im linken Bild sind sowohl die IV-Kurven der vier Zellen einzeln als auch des ganzen Moduls eingezeichnet.

2.2 Arbeiten industrieller Partner

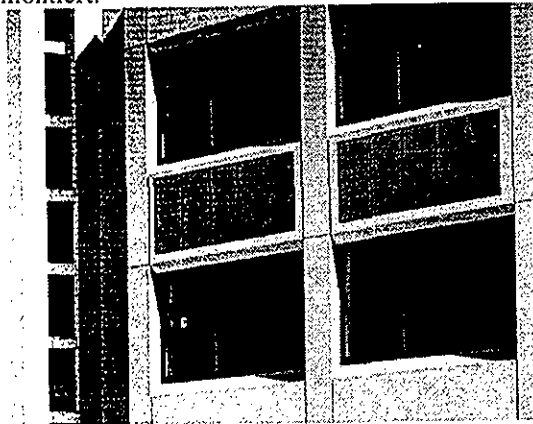
Die Schwerpunkte des Beitrags der Ernst Schweizer AG im Jahr 1998 sind:

- Potentialabschätzung durch ökologische und ökonomische Vergleiche mit PV-Modulen auf Glassubstrat.
- Experimentelle Untersuchung von kritischen Prozessschritten und Herstellung von Labormuster zur Beurteilung der Konzepte.

2.2.1 Potentialabschätzung

Ziel dieser Abschätzung ist es, für den speziellen Fall von vorgehängten PV-Fassadenelementen auf Aluminiumbasis (Vgl. Figur 10) die Herstellkosten sowie die "graue" Energie der verwendeten Materialien und Prozesse für folgende zwei Lösungen zu vergleichen:

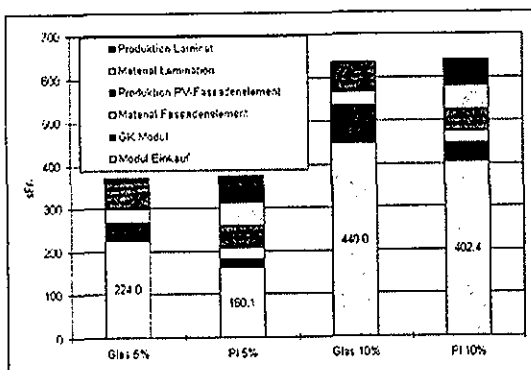
1. PV-Submodul(e) auf Polyimid-Substrat (PI), mit Tefzel Abdeckung direkt auf Fassadenblech laminiert.
2. PV-Modul(e) auf Glassubstrat, rückseitig mit Tedlar verkapselt, in Aussparung(en) im Fassadenblech montiert.



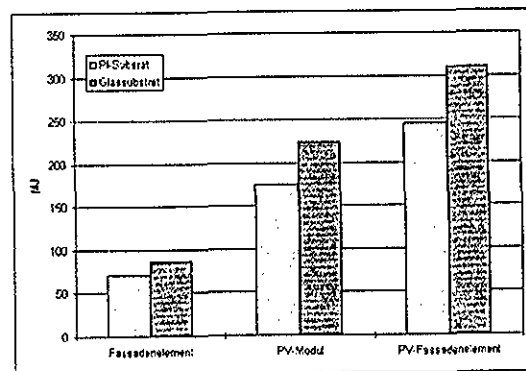
Figur 10 Mögliches Design eines PV-Fassadenelementes

Da die Produktionskosten für die Submodule auf flexiblen Substraten noch sehr schwer abzuschätzen sind, wurde ausgehend vom Vergleichselement mit Glassubstrat-PV berechnet, wieviel die unverkapselten Submodule kosten dürfen, damit sie konkurrenzfähig sind. Konkret werden 1 m² grosse PV-Fassadenelemente mit einer aktiven Fläche von 0.81 m² betrachtet.

Variante 1 geht von einem 2 mm dicken, lackierten Aluminiumblech aus, auf das die Submodule in 2 Lagen EVA verkapselt und mit Tefzel abgedeckt werden. Variante 2 wird mit einem 3 mm dicken, lackierten Blech mit Aussparungen für die EVA /Tedlar-verkapselten Glasmodule gerechnet. Es werden Varianten mit 5 und 10 % Wirkungsgrad der Module betrachtet. Der Marktpreis für die verkapselten Glasmodule wird mit 5.60 sFr./Wp angenommen, was im Jahr 2003 erwartet wird. Aufgrund



Figur 11. Maximal zulässige Kosten für Zellen auf Kunststoffsubstrat



Figur 12. Vergleich der "grauen" Energie von PV-Fassadenelemente auf Basis von Zellen auf Kunststoff- und Glassubstrat (mit Recycling des Aluminiums)

von Einsparungen beim Material und bei den Gemeinkosten ergibt sich so, dass die unverkapselten Submodule auf Plastikfolie ca. 20 % günstiger sein müssen als die verkapselten Glasmodule.

Bezüglich der "grauen" Energie (vgl. Figur 12) schneidet das glaslose System etwa 20 % besser ab, da für diese Elemente u.a.:

- wegen der dünneren Bleche von weniger Aluminium ausgegangen werden kann und so wesentlich weniger Verschnitt entsteht (Vorausgesetzt wird das Recycling des Aluminiums),
- die Kunststoffe weniger Energie enthalten als das Glas.

Somit ist zu erwarten, dass bei gleicher Flächenausnutzung und bei gleicher Leistung der beiden Modultypen vergleichbare Energiekosten resultieren würden. Bezüglich der energetischen Amortisation wird ein Produkt auf Basis von glaslosen Modulen etwas besser abschneiden als Elemente auf Basis von Glasmodulen.

2.2.2 Prozess und Herstellung von Fassadenelementen im Labormassstab

Für die Herstellungsvariante mit direktem Laminieren der flexiblen PV-Substrate auf das Fassadenblech wurden verschiedene kritische Aspekte identifiziert und in Versuchen näher untersucht. Dabei haben sich eine Reihe von Problemen offenbart. Einige davon sind sicher bereits anderweitig gelöst worden. Daneben zeigten sich aber auch offene Punkte, die eine weitere vertiefte Abklärung notwendig machen:

- Biegetechnik für lackierte und laminierte Bleche
- Durchführung der elektrischen Anschlüsse durch leitendes Trägermaterial
- Dauerhaftigkeit und Langzeitstabilität der Lamine, insbesondere Randbereiche

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass die direkte Lamination von Submodulen auf flexiblen Substraten in Fassadenelemente technisch mit gewissen konstruktiven Restriktionen machbar sind. Ob diese Einschränkungen für den Metallfassadenbau toleriert werden können, ist an konkreten Objekten noch nicht erprobt. Für eine Umsetzung in die Praxis sind weitere Optimierungen und verbesserte Lösungsansätze für spezielle Aspekte notwendig. Zusätzlich ist der "scale-up" auf realistische Flächen zu erproben.

2.2.3 Erreichtes 1998

Es wurden 8x8 cm grosse PV-Submodule auf PI-Substrat direkt auf Aluminiumbleche auflaminiert. Die elektrische Funktion wird durch den Laminationsprozess nicht beeinflusst. Der elektrische Anschluss der Submodule wurde durch das Blech auf die Rückseite des Fassadenelementes geführt.

Es wurde eine Möglichkeit gefunden, die inaktiven Zellenbereiche und die Kontaktierungen zu maskieren.

Die Ränder der Lamine können abgebogen werden. Allerdings kann wegen der Sprödigkeit des Lackes der Radius nicht so klein sein, wie das für Fassadenbleche üblich wäre.

2.2.4 Offene Punkte

Die Lamine zeigen an der Oberfläche vor allem im Randbereich oft geringe Unebenmässigkeiten wie sie auch bei kommerziell erhältlichen glaslosen Modulen festgestellt werden. Hier ist noch Optimierungsbedarf vorhanden.

Die Lösung zur Durchführung der Kontakte durch das Fassadenblech muss vereinfacht werden.

Tests zum Langzeitverhalten fehlen noch. Insbesondere müssen noch untersucht werden:

- Alterung der Module
- Stabilität der Randbereiche

Die bisherigen Ergebnisse müssen auf grössere Lamine übertragen werden. Dazu sollte eine professionelle Laminationsapparatur zur Verfügung stehen.

2.2.5 Vorläufige Beurteilung "direkte Lamination"

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass die direkte Lamination von Submodulen auf flexiblen Substraten in Fassadenelemente technisch mit gewissen Restriktionen machbar ist. Problematisch ist vor allem, dass gewisse in der Fassadentechnik üblichen Abbuge Probleme bereiten und so gewisse Konstruktionen nicht möglich sind.

Ökonomisch wie ökologisch scheint sich diese Variante in ähnlichen Bereichen zu bewegen wie Dünnschichtzellen auf Glassubstrat. Allerdings gibt es für den Ansatz der direkten Lamination noch kein befriedigendes Konzept für den Ersatz bei einem Ausfall der PV-Generatoren.

3. Aussichten bis Projektende (März 1999)

Folgende Arbeiten sind noch in dieser Projektphase vorgesehen:

- Lichtalterung der Module
- Neue Lösung zur Kontaktierung der Submodule für Verschaltung und Anschlüsse
- Verbesserung der Serienverschaltung
- Herstellung eines Testmoduls aus 4 Submodulen

4. Publikationen

P. Pernet, M. Goetz, X. Niquille, D. Fischer, A. Shah, "Front Contact and Series Connection Problems of a-Si:H Solar Cells on Polymer Film Substrates", to be published in Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 1998.



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number : 2755
Contract Number : 63180

ENET Number : 9400051

Project Title : Large-area deposition of amorphous, photovoltaic silicon

Abstract:

The project aims to optimise micro-crystalline silicon deposition using Very High Frequency (VHF) plasma in large area reactors for production of solar cell panels. Micro-crystalline silicon deposition necessitates high power density, and various technical difficulties associated with kilowatt RF power had to be surmounted: first, a VHF optimum frequency of 70 MHz was determined, then an economic 1 kW generator was designed for this frequency along with a suitable impedance matching circuit and a custom-built vacuum feedthrough. This system will allow plasma operation with complete silane depletion, previously shown to be favourable for micro-crystalline silicon deposition.

At the chosen 70 MHz frequency, using a 35 cm x 45 cm substrate and the optimal electrode configuration, a film thickness uniformity of better than 5 % is obtained. Furthermore, a solution of the gas composition uniformity problem confirms that the existing gas showerhead and pumping port design is ideal.

The range of diagnostics now includes cavity ringdown and infrared reflection absorption spectroscopy, and a silicon tetrafluoride delivery system is ready for investigation of special gas mixtures with silane. A selective etch rate has been demonstrated for amorphous, as compared to micro-crystalline, silicon. Layer-by-layer deposition experiments also show a quasi-epitaxial enhanced growth for silicon on a micro-crystalline 'seeded' substrate. A plasma/surface model has been formulated to aid interpretation of experimental observations, and shows good agreement with depletion measurements. Finally, provided that the material quality can be improved, the novel High Current DC Arc technique also shows great promise for extremely high deposition rates well into the range required by industry.

Duration of the Project : 1.1.1997 - 31.12.1999

Responsible for the project : Prof. F. Troyon
Reporting on the project : Dr. Ch. Hollenstein

Address : Centre de Recherches en Physique des Plasmas
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
PPB
1015 Lausanne

Telephone : 021 693 34 71

Fax : 021 693 51 76
E-mail : christophe.hollenstein@epfl.ch

1) PROJECT AIMS FOR 1998

The project aim is to test the feasibility and usefulness of Very High Frequency (VHF) plasma operation in large-area reactors suitable for volume production of solar cell panels, particularly with respect to micro-crystalline silicon deposition for the new generation of IMT Neuchâtel 'micromorph' solar cells.

2) WORK PERFORMED AND RESULTS OBTAINED IN 1998

Experiments were mostly carried out on the Balzers KAI-1 Plasma-Box industrial reactor, modified as described in preceding reports, with complementary work on the original small research experiment (PADEX).

a) Technical considerations for Microcrystalline Silicon Large Area Deposition

VHF High Power Amplifier and Optimum VHF Frequency

Rapid deposition of high quality micro-crystalline silicon has been shown to occur for high power, VHF plasmas in hydrogen-diluted silane (P. Torres, "Hydrogenated Microcrystalline Silicon by VHF-GD for Thin Film Solar Cells", IMT thesis Neuchâtel). In the small reactors used for those experiments, high power corresponds to about 50 W. Our large reactor has 20 times larger substrate area, thereby requiring 1 kW of VHF power to achieve equivalent power density (note that the electrode gap remains similar, therefore the power density scales as the area, whether calculated as an area or as a volume density). During this year, we have therefore attempted to find a cost-effective solution for VHF, kW-power sources, which is in any case necessary if VHF is to be implemented on an industrial scale. Quoted prices for broadband (10 - 100 MHz) kW-range amplifiers which can withstand plasma operation (momentary high reflected powers without shutdown) are approximately 140'000 SFr. which is prohibitively expensive for research and industrial budgets. Since fixed frequency generators are much less costly, the question arises: What is the optimum frequency for micro-crystalline silicon deposition? Our previous studies show that VHF advantages, such as enhanced dissociation rate, ionisation degree and low-energy ion flux, continue to increase as the frequency rises. However, the voltage uniformity degrades as the electrode dimensions approach a quarter of the free-space wavelength at the radio-frequency used. A compromise upper limit frequency is determined by the degree of non-uniformity which can be tolerated, and the technical complexity of multi-point RF contacts employable, as described in our references at the end of this report. For our 47 cm x 57 cm electrode geometry, with single point back-face-centred RF-and-ground connection, 70 MHz yields a uniformity to better than 5 %. Consequently, offers were requested for a fixed frequency generator, range 67 to 73 MHz (this includes the 5th harmonic of 13.56 MHz) at 2 kW, able to withstand strong load mismatch for several minutes. Quotations varied from 65'000 SFr. down to 25'000 SFr.; the essential problem is the one-off development costs for a non-standard frequency (ie not 13.56 or 27 MHz).

After consultation with CRPP radio-frequency experts, the following solution will be implemented by the end of this year: a 100 W broadband (10 kHz - 90 MHz) generator module driving a 1.5 kW twin-tube output stage amplifier; the latter is an inexpensive amateur-band model (30 MHz maximum) with modified passive components so that the internal matching to the tube grids is suitable for the VHF régime. Thanks to in-house expertise, this solution will be 20 times more economical than the first proposition and still retains the option of different VHF frequencies by altering the internal matching conditions.

VHF matching and RF connection - impedance studies

High power operation also necessitates upgrading of the matching box, vacuum current feedthrough, and *in vacuo* RF connection to the reactor box. The original teflon construction of the vacuum feedthrough, which suffered from overheating and air leaks at high RF power, has been replaced by a modified ceramic/copper composite.

Finally, it was noticed that ohmic heating due to currents in the RF connector causes its temperature to reach dangerous levels at the feedthrough partly because the free-standing strip geometry has no convective cooling in vacuum. Circulating reactive currents were mainly responsible for this heating, since the reactor impedance is strongly imaginary - the useful current which maintained the plasma itself was only a small fraction of the total circuit current. A model and experimental study showed that the reactor reactive impedance could be altered by judicious choice of passive components. The practical design and installation of these

components would be much more convenient for an inductive rather than a capacitive initial reactor impedance, although we shall not go into the details here. For a given frequency, the reactor effective capacitance increases proportionally to the electrode area and inversely to the electrode gap distance, whereas the reactor inductance (somewhat non-intuitively) is proportional only to the electrode separation and is independent of the size. Stated simply, the resonant frequency therefore decreases as the electrode area is made larger, and the reactor has the tendency to become capacitive - just the opposite of the required inductive impedance mentioned above. However, if the operating frequency can be chosen to be significantly above the standard 13.56 MHz, the reactor impedance is again inductive even for electrodes of one square metre or so; this is a 'hidden' advantage of the VHF régime.

Toxic Gas Supply Precautions

The adjunction of silicon tetrafluoride gas to the usual silane/hydrogen gas mixture may facilitate rapid micro-crystalline silicon deposition due to the enhanced etching of poorly-coordinated 'amorphous' bonds at the growing surface. Silicon is a particularly toxic and corrosive gas requiring special safety measures such as Kalrez™ 'O'-ring flowmeter seals, dedicated gas detectors and cleanvent cartridges. This preparatory work has been completed; silicon tetrafluoride will be investigated once the appropriate high-power plasma and *in situ* diagnostics are tried and tested.

b) Diagnostics: Development and Implementation

The following diagnostics were chosen principally for the campaign of plasma-surface measurements, particularly with regard to micro- and nano-crystalline silicon deposition.

i) *Fourier Transform Infrared Absorption Spectroscopy* has already been applied by us to measure the silane fractional depletion in the plasma during the deposition process, as a function of excitation frequency. This powerful technique is highly specific, sensitive, non-perturbative, and has become a universally-used diagnostic for reactive plasmas throughout research groups and industry. A campaign of micro-crystalline silicon deposition experiments has clearly shown that an *in situ* diagnostic of the degree of microcrystallinity is crucial to the search for optimal plasma parameters. Without this diagnostic, many deposits would have to be made, all of them in unvarying plasma conditions to guarantee a homogeneous material quality for *ex situ* analysis - this poses two restrictions: i) growth rate acceleration by changing the plasma parameters after the initial, slow deposition of the microcrystalline seed layer cannot be tested; and ii) for the industrial reactor, the long heating and cooling cycles require a whole day for one deposition condition (this could be improved by using a vacuum loadlock and robot for handling 45 x 35 cm substrates; a request has been made to Balzers Process Systems). Our proposed *in situ* technique is Infrared Reflection Absorption Spectroscopy (IRAS) whereby the original single-pass line-of-sight arrangement is inclined to reflect the IR beam onto the silicon deposit during plasma deposition. The aim is that the superposed absorption peaks due to the path length in the gas and in the solid deposit can simultaneously give information on the gas depletion fraction and the degree of crystallinity. The feasibility of this new approach has been proven on the small PADEX reactor, and transfer to the industrial reactor is underway.

ii) *Cavity Ringdown Absorption Spectroscopy* has been employed on the KAI reactor. This relatively recent technique, applied for the first time in an industrial-scale reactor, consists of a cavity formed by two high-reflectivity mirrors (better than 99.99 %) in vacuum (Fig. 1). A pulsed dye laser (4 mJ, 4 ns pulse at 566 nm, 10 Hz repetition frequency) is coupled into the back face of the entrance mirror and the light energy is reflected back-and-forth several thousand times, giving an effective optical path length of a few kilometres in the plasma. The exponential decay time, measured by a photomultiplier at the exit mirror, is simply related to the absorption coefficient at the laser wavelength of any plasma species, such as negative ions, radicals and powder particles. The density of silylene radicals was below the limit of detection ($< 10^8 \text{ m}^{-3}$, this was confirmed by modelling: the radicals react too rapidly with silane to exist in measurable quantities) whereas the diagnostic was shown to be highly-sensitive to nanometric particles formed in the plasma (Fig. 2). The oscillatory time evolution of these proto-powders cannot be investigated by any other technique; cavity ringdown therefore fills the diagnostic gap between the sub-nanometre clusters of mass spectrometry and the micrometre particles of Rayleigh-Mie scattering. The CRPP has also performed ground-breaking measurements of negative ion densities and modelling of non-linear absorption effects.

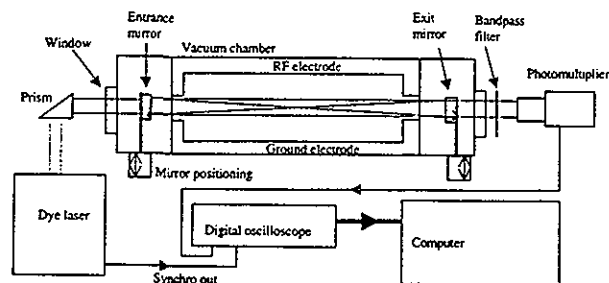


Fig. 1: Cavity Ringdown installation in the KAI large area reactor.

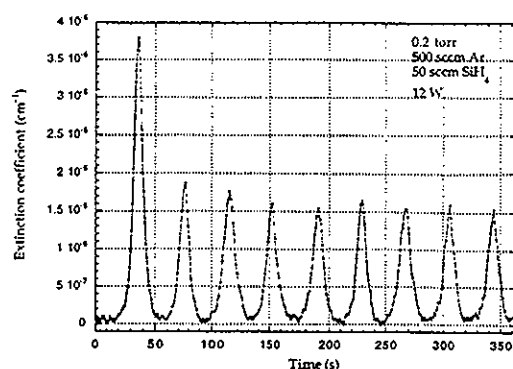


Fig. 2: Slow oscillations in the absorption due to nm-sized particles in silane.

iii) *The Self-Excited Electron Resonance Spectrum probe* implanted in the ground electrode is a commercial technique intended to measure the harmonics of the plasma RF current directly at the ground electrode. However, the harmonics in a quasi-symmetric reactor are mostly absent. Although a measurement of the true plasma current would nevertheless be extremely useful, the method as it stands needs improvement before it can be considered reliable for our configuration.

iv) *Microwave Diagnostics for Plasma Density Measurements.* Microwave interferometry in the range 7 to 12 GHz (Band X), described in the previous annual report, is now a routine measurement for the electron density. This diagnostic has been used to measure the electron density dependence on excitation frequency in our recent publications. The method in fact has the potential to become an industrial diagnostic, especially if a peak detector software routine is implemented to give digital readout of absolute electron density. Before this, however, it had to be adapted for micro-crystalline silicon deposition conditions: the microwave launcher and detector must withstand 250 °C without degassing or electrical failure, and resist deposition and etching attack. Commercial waveguide adaptors were tested and failed in all respects. A custom-built design using crimped cable connections (to avoid soldered cable connectors), ceramic isolators and aluminium housing functions perfectly.

v) *Ellipsometry* consists in measuring the alteration in polarisation degree on reflection from a surface, from which the dielectric constant can be deduced along with various other properties (roughness, crystallinity...) according to the model used. In fact, the interpretation has proven more difficult than anticipated: the measured dielectric function is extraordinarily difficult to fit to library values for various forms of silicon (micro-crystalline, large and small grained poly-crystalline, amorphous, porous, crystalline, or any mixture of these). Reasonable fits were obtained for us by P. Roca of Ecole Polytechnique, Palaiseau, by assuming up to four superposed layers each with a different composition; this method disposes of at least 10 free variables to achieve a fit. However, it is not evident that our micro-crystalline silicon, grown with fixed conditions during the plasma, should possess such a range of composition. It appears to us (in collaboration with U. Kroll of IMT Neuchâtel) that the roughness of the micro-crystalline silicon overlayer is strongly affecting measurements of the film bulk. U. Kroll and colleagues have undertaken to characterise the roughness by TEM and AFM, which will then be used to eliminate these uncertainties in the ellipsometric model.

c) Importance of Uniformity in Large Area Reactors for VHF operation

The production of a single, large area solar cell module is significantly cheaper than producing individual cells and then connecting them together in a series string. In fact, a large area module composed of long, narrow cells has a much lower series resistance (less ohmic loss, therefore higher efficiency) than an equivalent-area one with many square cells. In practise, the limiting factor is that with the long narrow cells, there is no liberty to select cells of closely matching characteristics. The deposition process must therefore produce a very high degree of uniformity over the whole module area, otherwise areas of poor characteristics will reduce the performance of the module. Much of the effort in developing modules for commercial production has been associated with attaining the degree of uniformity needed to

achieve good module efficiency. At the CRPP, we have addressed the two most critical parameters influencing uniformity, namely, voltage and gas supply uniformity:

Voltage Uniformity

Our analytic model accurately reproduces the measurements and numerical results by means of an expansion in Green functions. The principal non-uniformity is due to a singularity in the vicinity of the RF connection (and similarly, at the ground connection). Due to the skin effect, the solid RF electrode plate is effectively a double-skinned electrode in which continuity of the RF current across the top and bottom surfaces is via the edges of the RF electrode. Therefore, the RF contact singularity can be separated from the plasma zone by displacing the RF connection to the back face centre of the RF electrode. A RF passage and central back-face connector has been designed and installed at the CRPP. It is now routinely used to produce films at 70 MHz with a homogeneity well within the tolerance limits required for integral 35 cm x 45 cm solar cell substrates. Our model and voltage probe technique have been used to interpret results on the new IMT large area reactor, and a joint paper with the IMT Neuchâtel, concerning the uniformity of large area thin film solar cells, will be presented at the MRS Symposium in 1999. Multiple RF connections have the possibility to further improve voltage uniformity for any size or frequency, limited only by the degree of technical complexity which can be tolerated.

Two miscellaneous observations are worthy of note: firstly, the importance of good electrical contact should not be overlooked: if a metal substrate makes only a partial electrical contact to the (metallic) electrode, then there will be a poorly-defined, extended RF current path which would have the same effect as a large, irregular electrode surface. This could be the cause of degraded large area uniformity in some IMT depositions. Finally, if a glass substrate is not completely flat on the electrode, the enhanced sheath capacitance due to the electrode-glass 'vacuum gap', in series with the plasma sheath, will cause a locally-reduced RF potential, resulting in zones of reduced film thickness.

Gas Supply Uniformity

Although a uniform interelectrode RF voltage is *necessary*, it is not in itself a *sufficient* condition for uniform deposition: the plasma *composition*, as well as its RF voltage, must also be homogeneous. This is often overlooked in reactor designs which use simplistic intuitive gas and pumping flows. An elegant one-dimensional approach is described in the thesis by L. Sansonnens ("Déposition Assistée par Plasma Radiofréquence dans un Réacteur de Grande Surface: Effets de la Contamination Particulaire et de la Fréquence d'Excitation", March 1998), based on continuity equations with and without plasma. It is demonstrated analytically that *an input gas flow which is uniformly distributed over the whole electrode surface*, along with a *pumping port along one edge of the reactor* (or two opposite edges) gives a theoretically homogeneous composition of the plasma. In other words, for a uniform gas showerhead and single-edge pumping, the individual densities of the silane gas and each of the plasma-produced radicals are the same everywhere in the reactor! Fortunately, this counter-intuitive configuration is the experimentally-convenient construction chosen by Balzers. Moreover, we now know that many other existing, competing reactor designs cannot satisfy the uniform composition requirement.

Nevertheless, there are ranges of plasma parameters for which 'dome' or 'hollow' film-thickness profiles persist: the question is whether the 1-D model neglects 3-D density gradients and diffusive flows. An analytic solution of the Navier-Stokes fluid equations demonstrates that density gradients near to the reactor sidewalls lead to a non-uniform plasma composition. This applies to a length scale roughly equal to the electrode gap which explains why the useful substrate size is always somewhat smaller than the actual plasma dimensions. To summarise, we can confidently state that our understanding of the overall film uniformity question is well advanced, and the work published is a recognised reference in the world community.

d) Micro-crystalline Silicon Deposition

Micro-crystalline silicon has been shown to be a useful material for solar energy in the novel 'micromorph' cells developed at IMT Neuchâtel. The CRPP aims to contribute to the optimisation of micro-crystalline deposition rates which are generally lower than for amorphous silicon.

The relative etch rates of amorphous and micro-crystalline silicon were measured by thin film interferometry: first, a film of amorphous or micro-crystalline silicon was deposited;

secondly, the film was immediately exposed to a hydrogen plasma with given parameters (pressure, flow rate and power). The interference fringe evolution reversed, indicating an etching by the hydrogen plasma. For the same hydrogen plasma conditions, *the micro-crystalline silicon was etched five times more slowly than the amorphous phase*, confirming the selective etch mechanism during deposition in hydrogen-diluted silane plasmas.

Layer-by-Layer Deposition of Micro-crystalline Silicon

This technique was extended to micro-crystalline silicon deposition by the layer-by-layer technique, where brief periods (12 seconds) of amorphous silicon deposition were alternated with longer periods (160 seconds) of exposure to pure hydrogen plasma. The idea is to 'transform' amorphous layers into micro-crystalline silicon by the hydrogen plasma. The interferometer measurements clearly show the alternate periods of deposition and etching; the remarkable result is that the initial etching is at least twice as rapid as the later stages. We interpret this as follows: initially, only amorphous silicon is deposited which can be rapidly etched and eventually becomes converted to a micro-crystalline-containing film. This micro-crystalline base acts as a substrate for the next deposition period which subsequently facilitates a higher degree of micro-crystalline growth by a sort of 'epitaxial' effect. Since micro-crystalline silicon is slower to etch than amorphous silicon, the decrease in etch rate with time is explained.

Acceleration of the Micro-crystalline Silicon Growth Rate

This above result suggests that the growth rate of micro-crystalline silicon could be *accelerated* as the deposition proceeds: presently, each micro-crystalline silicon deposition experiment is carried out with fixed plasma parameters from start to finish in order to guarantee that the layer properties are more-or-less homogeneous, which is necessary to allow analysis by *ex situ* measurements. However, the *initial* slow deposition is obligatory only to ensure the development of a 'seed' micro-crystalline layer; once deposited, the plasma parameters could be adjusted (more power, pressure and/or silane fraction) to accelerate growth since the 'epitaxial' growth of micro-crystalline silicon on a micro-crystalline silicon substrate is faster. We have already performed accelerating growth experiments, but it was soon realised that *in situ* diagnostics for micro-crystallinity are absolutely necessary to check that there is no transition to the amorphous phase by exaggerating the acceleration. These considerations, along with the limitation on the number of depositions per day, have driven the current search for *in situ* measurement of micro-crystallinity. Such diagnostics may well prove to be unwieldy, complex and/or expensive, but once the research and development to find the optimal time evolution of the plasma parameters is done, they can be replaced by occasional spot checks using *ex situ* analysis of the final film, as is the custom in industrial production.

Models for Micro-crystalline Silicon Deposition

This work is motivated by the necessity of a framework for understanding deposition experiments. The success of the equations developed for amorphous silicon depletion and deposition uniformity have stimulated a similar approach for micro-crystalline silicon, although the situation is naturally more complex due to the juxtaposition of two phases, amorphous and micro-crystalline. Incorporation of an etch mechanism competing with deposition must give a unified model capable of describing amorphous and micro-crystalline silicon production. Our ever-increasing range of plasma diagnostics provides more and more data with which unknowns can be estimated by well-conceived experiments. The dominant mechanisms were identified by comparison with experiment and literature results to give a set of non-linear expressions solved using Matlab routines. A strong clue for modelling is the observed requirement of near-total silane depletion for micro-crystalline silicon production. The results compare well with plasma diagnostic measurements, shown in Figs. 3 and 4, and the programme will be used to interpret the micro-crystalline experiments when the high power VHF amplifier becomes available. The empirical studies performed by P. Torres of IMT Neuchâtel on power and dilution series can be interpreted in a single, coherent framework. It is intended to optimise deposition rates by simultaneously changing more than one control variable during parameter scans to ensure that the deposition rate is not unnecessarily reduced by neglecting to compensate, for example, for silane gas over-depletion by using insufficient flow during a power scan. The relative proportion of saturated exhaust gas products is an output parameter of the programme, and a residual gas analyser will be mounted downstream from the plasma to provide further means for verifying the model's accuracy.

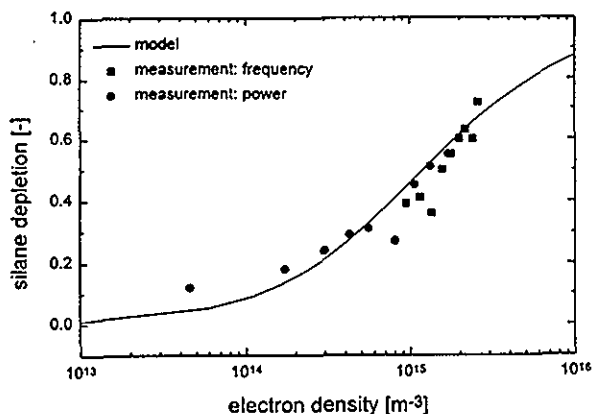


Fig. 3: Silane depletion vs electron density during power and frequency scans: model and experiment comparison.

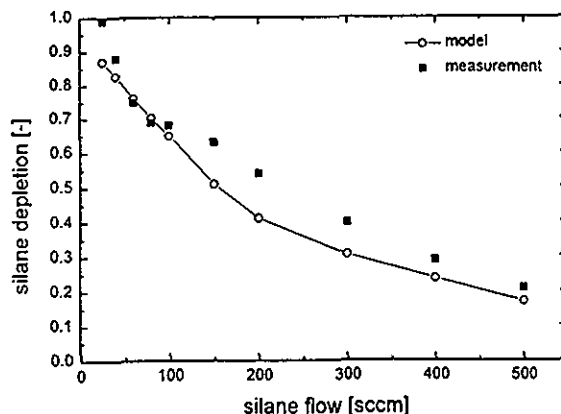


Fig. 4: Silane depletion vs silane flow rate: model and experiment. Parameters: 0.2 Torr, 150 W, 200°C.

e) Alternative Methods for Rapid Microcrystalline Silicon Deposition

A High Current DC Arc has been used to deposit micro-crystalline silicon at extraordinarily high rates, up to 70 Å/s and more in certain conditions. This is due to its efficient atomic hydrogen source - in fact, only micro-crystalline silicon is ever produced, with no observable amorphous component! The material quality, tested at IMT Neuchâtel, suffers from rather high defect density, but it must be stressed that these were preliminary tests with no special attention paid to contamination or impurities. Also, post-hydrogenisation could potentially passivate defects. This discovery remains unique, and is awaiting a patent application before submitting for publication.

3) COLLABORATIONS AND CONTACTS WITH INDUSTRY

During 1998, the CRPP has profited from the help and expertise of several external collaborators. These include Suzanne van Egmond from the Technical University of Eindhoven (funded by the group of Professor Schram), who elaborated on the equations for silicon deposition and created a computer model for comparison with experiment; C. Monard (funded by the CRPP) via her second 'stage' from the GREMI laboratory in Orleans who carried out numerous measurements, design and constructions for the SEERS, Cavity Ringdown and microwave cavity diagnostics and prepared the way for high RF power implementation; and several diploma students within the EPFL.

Our group continues to benefit from excellent relations with Balzers SA in Liechtenstein and Palaiseau, France (Drs J. Schmitt, J. Perrin, E. Turlot, J. Dutta and F. Leblanc). The current phase of VHF film optimisation for micro-crystalline silicon is being pursued within the framework of our long-standing collaboration with the IMT Neuchâtel, especially regarding film uniformity measurements and modelling for their large area solar cell reactor, and their TEM and AFM measurements of micro-crystalline silicon surface properties for ellipsometric interpretation.

4) TRANSFER

A first for our plasma applications group is the organisation of an international conference: "Low Temperature Plasma Diagnostics" with the theme "Diagnostics of Industrial Plasmas". The conference was announced internationally by courier, PlasmaNet and the website <http://crppwww.epfl.ch/LTPD99>, and industrial sponsorship has been sought. The date is 15-19 February 1999 and the target numbers of 10 invited speakers and 60 registered participants have been reached. The scientific committee, speakers and participants represent a mix from university and industrial backgrounds to discuss the specific question of university/industry exchange and transfer. This conference offers a high industrial and international visibility for our plasma group, whose reputation has been steadily built up during the years starting from its origin with the first OFEN contract.

Several amorphous silicon deposition tests were carried out for the Alusuisse Technology Center (Dr. Hotz) on large area aluminium sheets with special coatings.

5) PERSPECTIVES FOR 1999

The groundwork for the experimental procedure and interpretation method is now in place for the investigation of improving the growth rate of micro-crystalline silicon by Very High Frequency Glow Discharge deposition. The basic approach will be to use high RF power (1 to 2 kW) to and beyond total depletion of the silane gas. A whole battery of diagnostics is ready for investigating SiF_4 admixture, to be combined with *in situ* measurements of the degree of micro-crystallinity. The novel High Current DC Arc technique also shows great promise for extremely high deposition rates well into the range required by industry, provided that work on improving the material quality is carried out. Finally, the CRPP will host an international conference on plasma diagnostics for industrial applications in February 1999.

6) PUBLICATIONS 1998

L. Sansonnens, A. A. Howling, Ch. Hollenstein, "Degree of Dissociation measured by FTIR Absorption Spectroscopy applied to Very High Frequency Plasmas", *Plasma Sources Science and Technology* **7**, 114 (1998).

Ch. Hollenstein, A. A. Howling, C. Courteille, D. Magni, S. Scholz G. M. W. Kroesen, N. Simons, W. de Zeeuw, W. Schwarzenbach, "Silicon Oxide Particle Formation in RF Plasmas Investigated by Infrared Absorption Spectroscopy and Mass Spectrometry", *J. Phys. D: Appl. Phys.* **31**, 74 (1998).

Ch. Hollenstein, A. A. Howling, C. Courteille, J.-L. Dorier, L. Sansonnens, D. Magni, and H. Müller, "Dust Particle Diagnostics in RF Plasma Deposition of Silicon and Silicon Oxide Thin Films", Invited Paper, MRS Symp. Proc. A: Amorphous and Microcrystalline Silicon Technology, April 13-17 San Francisco (1998).

L. Sansonnens, A. A. Howling, Ch. Hollenstein, "Large Area Deposition of Amorphous and Microcrystalline Silicon by VHF Plasma", MRS Symp. Proc. A: Amorphous and Microcrystalline Silicon Technology, April 13-17 San Francisco (1998).

F. Grangeon, C. Monard, J.-L. Dorier, A. A. Howling, Ch. Hollenstein, D. Romanini, and N. Sadeghi, "Applications of Cavity Ringdown Spectroscopy to Large Area PECVD Reactors" submitted to *Plasma Sources Science and Technology*, December 1998.

H. Müller, A. A. Howling, Ch. Hollenstein, "Channeltron Detection Efficiency for Large Hydrogenated Silicon Clusters" submitted to the *International Journal of Mass Spectrometry and Ion Processes*, December 1998.

Ch. Hollenstein, "In situ IR Absorption Measurements as Diagnostics in Plasma Polymerisation" Invited Review for Commentary to *Plasmas and Polymers*, ed. R. d'Agostino (1998).

J. Perrin and Ch. Hollenstein, "Dusty Plasmas Between Science and Technology" Chap. 2 "Sources and Growth of Particles" Wiley 1998.

Internal Reports 1998:

C. Monard, "Etude des Plasmas Radiofréquences Appliqués aux Dépôts de Silicium Amorphe et Microcristallin dans un Réacteur de Grande Surface", Rapport de Stage 23 March 1998 to 18 September 1998.

B. Faibella, Diplôme "Study of microcrystalline silicon deposition in Very High Frequency Plasmas", October 1997 - February 1998.

T. Delachaux, Diplôme "Study of microcrystalline silicon deposition in HCDCA", October 1997 - February 1998.

S. van Egmond, "On the Way to Thin Film Silicon Solar Cells", Rapport de Stage June 1998 to August 1998 (VDF/NT 98-21).

L. Sansonnens, "Déposition Assistée par Plasma Radiofréquence dans un Réacteur de Grande Surface: Effets de la Contamination Particulaire et de la Fréquence d'Excitation", thesis March 1998 (LRP 602/98).

L. Chevalley, Diplôme "Optimisation de la Déposition de Silicium Microcristallin par Plasma VHF Haute Puissance en SiH_4 et SiF_4 ", October 1998 - February 1999.



ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 23643
Contract Number: 63179

ENET Number:

Project Title: Swiss High Efficient Crystalline Solar Cells On Sheet Ribbon Silicon Material

Abstract:

The possibility of improving the quality of Evergreen's 200 μ m thick p-type polycrystalline silicon string ribbon (SR) using gettering and passivation schemes, is studied in this work. First, defects passivation is carried out using thin layers (~ 15 nm) of SiO₂, H rf plasma and PECVD Si₃N₄. Solar cells are fabricated, using 1 Ω .cm resistivity SR wafers, following a simple process with uniform front emitter (n⁺) at 875°C for 45 min, thermal dry SiO₂ at 870°C, back side H α Si₃N₄, photolithography, evaporated contacts, and antireflection coating of ZnS/MgF₂. Using this process a cell efficiency of 14% (open circuit voltage of 577 mV) is achieved on a 4 cm² area. Second, the impurity gettering is implemented by evaporation of 2 μ m of Al on the back of the wafers before the formation of the n⁺ emitter at 875°C. Note, the rest of the cell's fabrication steps are exactly the same as described above. A solar cell efficiency of 14.6% (open circuit voltage of 581 mV) is realised on a 4 cm² area using a 3 Ω .cm resistivity SR wafers. It is worth mentioning here that, the optimum resistivity for polycrystalline silicon, found by most solar cell labs, is around 1 Ω .cm. Thus, if SR wafers with 1 Ω .cm were used rather than 3 Ω .cm, in the Al-gettering process, higher open circuit voltage will be obtained and an efficiency of 15% would have been reached.

The minority carrier diffusion length (L_n) measured with the surface photovoltage technique confirmed the cell's I-V data. A net improvement of 70% in L_n is obtained only due to H passivation, while L_n improved by 100% when Al gettering is combined with passivation.

Duration of the Project: Feb. 1, 1998 to Jan. 31, 1999

Responsible for the project:

M. Real, alpha real AG, Zürich

Reporting on the project:

H. Elgamel and J. Gobrecht

Address:

Paul Scherrer Institute
Micro- and Nanostructures Laboratory
5232 Villigen-PSI

Telephone: 056 310 2529
<http://www.psi.ch/LMN>

Fax: 056 310 2646
E-mail: gobrecht@psi.ch

Improving The Quality Of Polycrystalline Silicon String Ribbon For Fabricating High Efficiency Solar Cells

Hussam Eldin A. Elgamel and Jens Gobrecht
Paul Scherrer Institute, CH-5232 Villigen PSI, Switzerland
Tel: 41-56-3104279
Fax: 41-56-3102646
Email: elgamel@psi.ch

Keywords: Polycrystalline silicon, string ribbon, high efficiency solar cells, hydrogen passivation, silicon nitride.

Abstract. In this work, we studied the possibility of improving the quality of the p-type polycrystalline silicon string ribbon using hydrogen passivation. Hydrogen passivation is carried out using direct rf plasma and plasma enhanced chemical vapor deposition silicon nitride. The influence of the hydrogen plasma is investigated by measuring the minority carrier diffusion length using the surface photovoltage technique. A net improvement of 70% in the diffusion length is obtained just by exposing the string ribbon wafers to hydrogen rf plasma. On the other hand, solar cells are fabricated using a simple process with uniform emitter, thermal dry front oxide, back side hydrogen passivation & silicon nitride, photolithography, evaporated contacts, and antireflection coating. Using this simple fabrication process a cell efficiency of 13.3% is achieved on a $\sim 4 \text{ cm}^2$ area.

Introduction

Thin film polycrystalline silicon presents a good opportunity for low cost and high efficiency solar cells, consequently economic generation of electricity from solar energy. Evergreen Solar, Inc. is a new company which is pursuing a unique solar cell design based on the advanced wafer technology called string ribbon (SR). This method can produce continuous and long polycrystalline silicon sheet directly from the melt using a simple, robust and inexpensive process [1,2,3,4]. The material is grown directly from the melt in rectangular shape with a fairly homogeneous thickness and needs no further mechanical treatment before solar cell processing. Polycrystalline silicon string ribbon, as produced by Evergreen Solar, has significant advantages as a substrate for solar cells in terms of cost and energy payback time. However, similar to any other polycrystalline silicon, the SR material is defective due to grain boundaries and through intragains, and suffers from some impurity contamination. Therefore, impurity gettering and defect passivation have to be carried out in order to fabricate high efficiency SR solar cells.

Hydrogenation is essential to achieve the electronic grade characteristics of polycrystalline silicon required for semiconductor devices. Significant improvements in electron mobility, turn-on threshold voltage, and leakage current are obtained by exposing the polycrystalline silicon devices to atomic hydrogen (H), typically from a plasma source [5, 6, 7, 8, 9]. In this paper, H passivation is applied to enhance the quality of the SR wafers. H passivation is carried out using two techniques, namely, direct rf plasma and plasma enhanced chemical vapor deposition (PECVD) silicon nitride (Si_3N_4). Note, the implementation of H rf plasma as well as PECVD Si_3N_4 have been reported to be very efficient in improving the performance of different type of polycrystalline silicon solar cells [10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17]. First, the effect of the H rf plasma is investigated by measuring the minority carrier diffusion length (L_n) using the surface photovoltage (SPV) technique. Second, complete solar cells are fabricated using a simple process [18, 19]. Then the illuminated I-V characteristics are performed to characterise and compare the cell's electrical parameters.

Experimental

SR wafers with thickness of $\sim 200\text{ }\mu\text{m}$ and $1.5\text{ }\Omega\cdot\text{cm}$ resistivity, are used in this experiment. The effect of the H rf plasma passivation is investigated by measuring the minority carrier diffusion length (L_n) using the surface photovoltage (SPV) technique. Note, the starting L_n of the SR wafers measured with SPV is around $70\text{--}100\text{ }\mu\text{m}$. Furthermore, complete solar cells are fabricated using a simple process with one step uniform emitter (n^+) of $\sim 90\text{ }\Omega/\square$ at 870°C , followed by growing $\sim 15\text{ nm}$ of thermal dry oxide, also, at 870°C [18, 19]. Then the back side of the wafers are exposed to hydrogen plasma passivation and PECVD 70 nm of Si_3N_4 . This is followed by photolithography, contact formation, and sintering. Finally, an antireflection coating layer is implemented. Figure 1 displays the general process flow chart of the fabrication steps of the solar cells.

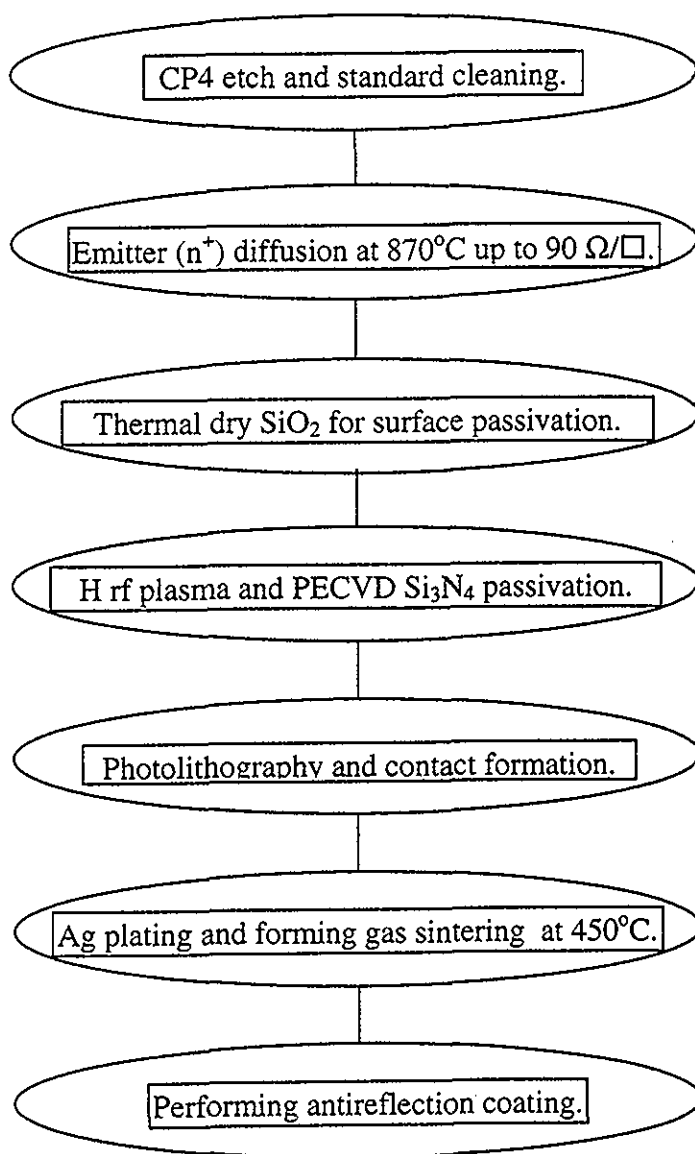


Fig.1. The general flow chart of the fabrication steps of the polycrystalline silicon SR solar cells.

It should be mentioned here that different passivation schemes are carried out during the cell's fabrication steps and compared. In other words, the solar cells were divided into different groups depending on the passivation process implemented, as indicated in Table I.

Table I: The passivation schemes used in the fabrication of the different SR solar cell groups.

Group	Front side (~15 nm) thermal SiO ₂ layer	Back side (120 nm) thermal SiO ₂ layer	Back side 70 nm of PECVD Si ₃ N ₄ layer	Back side H rf plasma passivation
1	Yes	No	No	No
2	Yes	Yes	No	No
3	Yes	No	Yes	No
4	Yes	No	No	Yes
5	Yes	No	Yes	Yes

Results and discussion

The I-V characteristics under standard illumination as well as the minority carrier diffusion length are used to characterise the electrical parameters of the SR material and solar cells.

The minority carrier diffusion length measurement. The L_n is measured for some SR wafers with the SPV technique. Then the same wafers were exposed to hydrogen rf plasma from the back side using a double electrode plasma reactor with the following parameters:

- Temperature = 350°C.
- Time = 2 hours.
- Pressure = 0.7 Torr.
- Power 50 W.

Note, the plasma is created by means of rf generator with a constant frequency of 13.56 MHz. This is followed by remeasuring the L_n to see the effect of the plasma passivation, as shown in Table II.

Table II: The effect of hydrogen rf plasma passivation on the L_n of the SR wafers.

Wafer	L_n before hydrogen rf plasma passivation	L_n after hydrogen rf plasma passivation
SR1	$75.2 \pm 6.3 \mu\text{m}$	$106.1 \pm 5.7 \mu\text{m}$
SR2	$95 \pm 13.1 \mu\text{m}$	$141.5 \pm 2.7 \mu\text{m}$
SR3	$97.3 \pm 4 \mu\text{m}$	$171.6 \pm 7.2 \mu\text{m}$

Table II shows that more than 70% improvement in L_n is obtained by exposing the SR samples to back side hydrogen rf plasma passivation. Figure 2 depicts the SPV measurement of the SR wafer with L_n of 178.8 μm obtained after exposing it to hydrogen rf plasma.

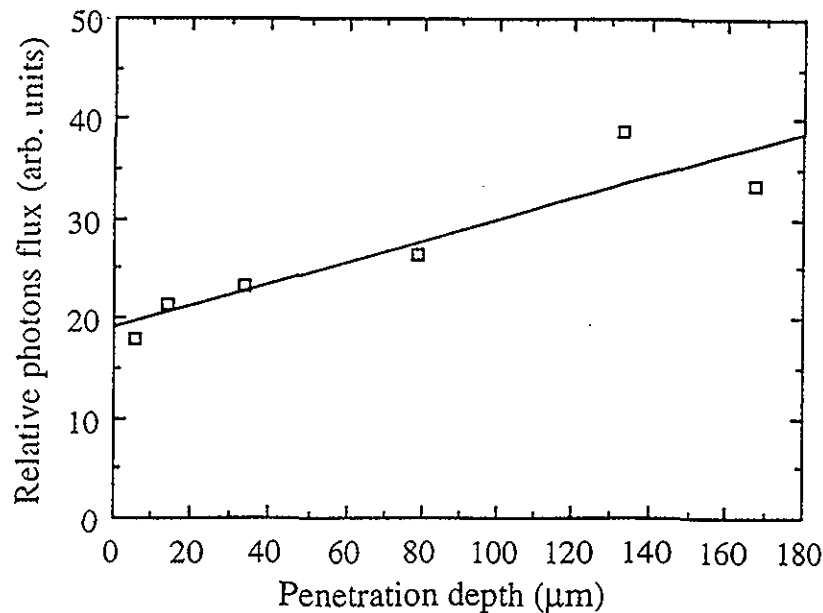


Fig. 2. SPV measurement of the SR wafer with L_n of 178.8 μm resulted from H rf plasma treatment.

The illuminated I-V characteristics. The standard illuminated I-V characteristics (AM1.5, 25°C) are performed to characterise the electrical parameters of the cells. The electrical parameters of the five groups of the SR solar cells without antireflection coating are shown in Table III.

Table III: The electrical parameters (of 6 cells) of the SR polycrystalline silicon solar cells.

Group	J_{sc} (mA/cm ²)	V_{oc} (mV)	FF (%)	Efficiency (%)
1	Best: 23.4	Best: 513	Best: 71.5	Best: 8.5
	Avg.: 23.1	Avg.: 507	Avg.: 70.3	Avg.: 8.2
2	Best: 23.6	Best: 516	Best: 71.0	Best: 8.6
	Avg.: 23.1	Avg.: 511	Avg.: 70.1	Avg.: 8.2
3	Best: 24.3	Best: 516	Best: 68.1	Best: 8.5
	Avg.: 23.1	Avg.: 514	Avg.: 67.2	Avg.: 8.0
4	Best: 24.5	Best: 520	Best: 71.4	Best: 9.1
	Avg.: 24.3	Avg.: 515	Avg.: 70.8	Avg.: 8.9
5	Best: 25.4	Best: 523	Best: 70.9	Best: 9.4
	Avg.: 24.7	Avg.: 517	Avg.: 70.4	Avg.: 9.0

The results of Table III confirm the L_n data of Table II and show that the cells which received back side hydrogen passivation are more efficient than the cells without H passivation. In addition, the best cells are from the group 5, i.e., the cells with back H passivation and 70 nm of Si_3N_4 . This represents an evidence that H passivation and Si_3N_4 are very useful for increasing the efficiency of the SR solar cells. Furthermore, the Si_3N_4 , which is deposited at 300°C for few minutes, can substitute the 120 nm thermal oxide grown for few hours at 1050°C, as a back surface passivation layer, and provides a similar cell performance. This result is very interesting since the simpler process (group 3) leads to solar cells which are as efficient as the long process cells (group 2).

The effect of the antireflection coating. Two types of antireflection coatings are carried out. These antireflection coatings are either single layer of 70 nm PECVD Si_3N_4 , or double layers of 60 nm PECVD Si_3N_4 /105 nm MgF_2 . Note the PECVD Si_3N_4 layer is deposited in the same rf plasma reactor used for H passivation at a temperature of 300°C, for a time of 6 min, a pressure of 0.6 Torr, and a power of 10W. The MgF_2 layer, however, is performed using an electron beam evaporation. Table IV shows the effect of the coating on the electrical parameters of the cells.

Table IV: The effect of the antireflection coating on the solar cell's illuminated I-V characteristics. Each condition in the table represents the data of 5 cells.

Antireflection coating	Group	J_{sc} (mA/cm ²)	V_{oc} (mV)	FF (%)	Efficiency (%)
PECVD Si_3N_4	1	Avg.:32.3	Avg.:520	Avg.:70.8	Avg.:11.9
	2	Avg.:32.8	Avg.:522	Avg.:70.4	Avg.:12.1
	3	Avg.:33.1	Avg.:523	Avg.:69.1	Avg.:12.0
	4	Avg.:33.2	Avg.:526	Avg.:70.7	Avg.:12.4
	5	Avg.:33.7	Avg.:529	Avg.:70.3	Avg.:12.5
		Best: 34.3	Best: 536	Best: 70.8	Best: 13.0
PECVD Si_3N_4 /MgF ₂	1	Avg.:32.9	Avg.:524	Avg.:71.1	Avg.:12.3
	2	Avg.:33.2	Avg.:525	Avg.:71.0	Avg.:12.4
	3	Avg.:33.5	Avg.:528	Avg.:70.0	Avg.:12.4
	4	Avg.:33.5	Avg.:529	Avg.:70.9	Avg.:12.6
	5	Avg.:34.1	Avg.: 531	Avg.:70.5	Avg.:12.8
		Best: 34.6	Best: 538	Best: 71.3	Best: 13.3

It is clear from Table IV that significant improvement of more than 30% in the cell's electrical parameters are achieved by applying a single layer of 70nm of PECVD Si_3N_4 as an antireflection coating. However, a slight improvement of less than 0.5% absolute in efficiency is obtained with the double layer coating of PECVD $\text{Si}_3\text{N}_4/\text{MgF}_2$ as compared to the single layer coating of the 70 nm PECVD Si_3N_4 and results in a maximum solar cell efficiency of 13.3%. The light beam induced current (LBIC) measurement is carried out on a finished SR solar cell from group 5, as shown in Fig. 3.

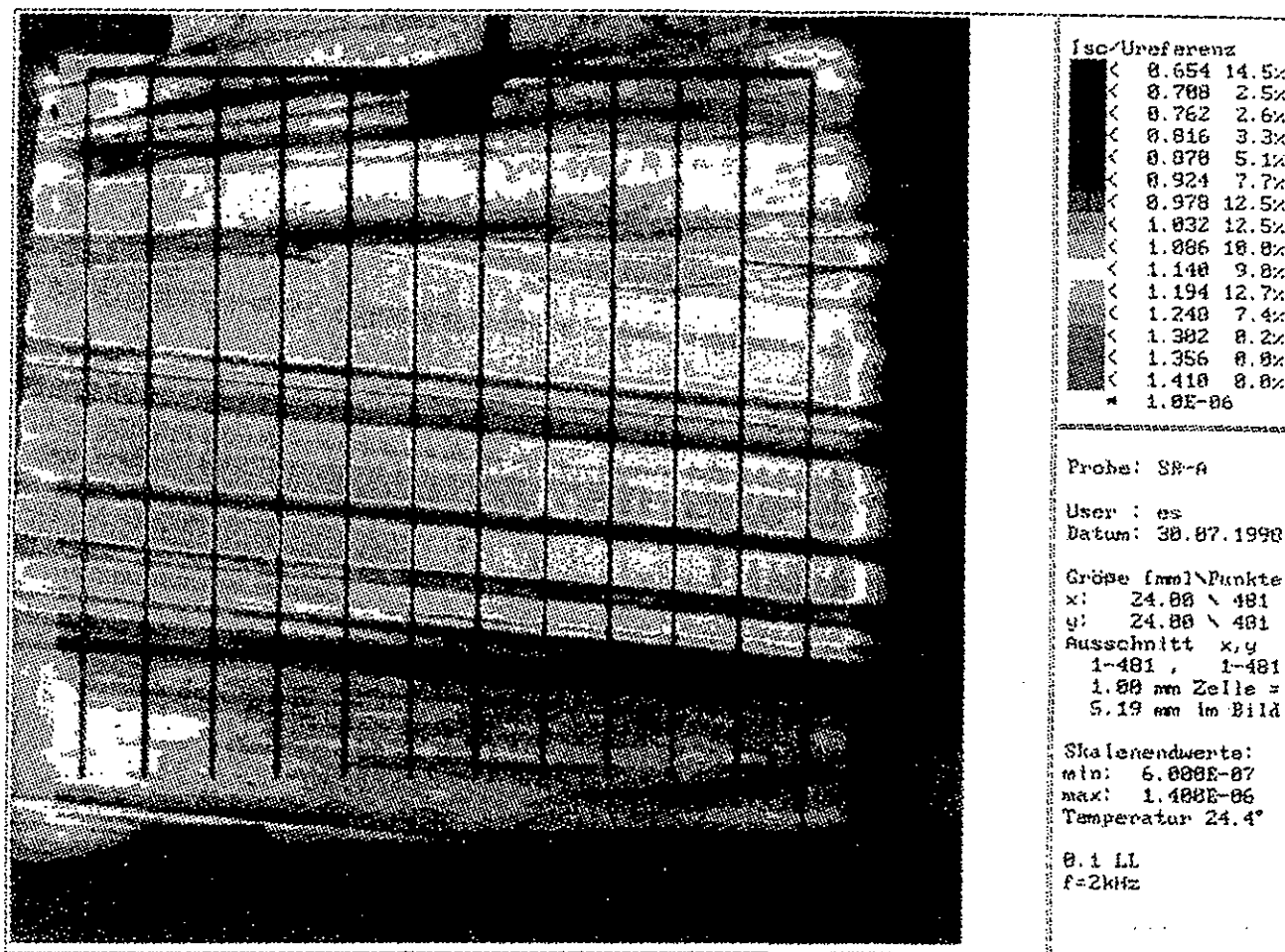


Fig. 3. The LBIC measurement of a string ribbon solar cell with front thin oxide and back H rf plasma & PECVD Si_3N_4 .

Figure 3 shows that the diffusion length of the SR polycrystalline silicon material is non-uniform, although, the cells received back side hydrogen passivation. This LBIC data suggests that in order to improve the performance of the SR solar cells some impurity gettering steps should be included in the cell's fabrication process.

Conclusions

Atomic hydrogen is found to be very effective in improving the quality of the SR polycrystalline silicon wafers. Moreover, the efficiency of the SR solar cells was more boosted by the combination of back side H rf plasma and PECVD Si_3N_4 , than by applying either one of these processes separately. Through a simple solar cell fabrication process, it was possible to realise an efficiency of 13.3%, on a $\sim 4 \text{ cm}^2$ area, using a low cost polycrystalline silicon string ribbon. Further optimization of the cell process and the implementation of impurity gettering is expecting to enhance the quality of the SR material and solar cells.

Acknowledgments

The authors would like to thank T. Mezzacasa, D. Bächle, F. Glaus, and Dr. D. Grützmacher of PSI for their help. Dr. J. Hanoka of Evergreen Solar is acknowledged for supplying the material. Prof. W. Wettling of the Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme is thanked for the LBIC measurement. This project was initiated by alpha real AG of Zürich, Switzerland, and is financially supported by the Swiss Federal Office of Energy and the Elektrizitätswerk der Stadt Zürich.

References

- [1] E. M. Sachs, D. Ely, and J. Serdy, *J. Crystall Growth*, Vol. 82, 117 (1987).
- [2] D. S. Ruby, W. L. Wilbanks, C. B. Fleddermann, and J. I. Hanoka, *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, W. Freiesleben, W. Palz, H. A. Ossenbrink, P. Helm eds., 1412 (1995).
- [3] R. L. Wallace, J. I. Hanoka, S. Narasimha, S. Kamra, and A. Rohatgi, *Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 788 (1997).
- [4] R. Janoch, R. Wallace, and J. I. Hanoka, *Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 421 (1997).
- [5] T. I. Kamins and P. J. Marcoux, *IEEE Electron Device Lett.* EDL-1, 159 (1980).
- [6] A. Mimura, N. Konishi, K. Ono, J.-I. Ohwada, Y. Hosokawa, Y. A. Ono, T. Suzuki, K. Miyata, and H. Kawakami, *IEEE Trans. Electron Devices* 36, 351 (1989).
- [7] M. Rodder and D. A. Antoniadis, *IEEE Electron Device Lett.* EDL-6, 570 (1985).
- [8] L.-W. Wu, a. G. Lewis, T. Y. Huang, and A. Chiang, *IEEE Electron Device Lett.* EDL-10, 123 (1989).
- [9] W. B. Jackson, N. M. Johnson, C. C. Tasi, I.-W. Wu, A. Chiang, and D. Smith, *Appl. Phys. Lett.* Vol. 61, 1670 (1992).
- [10] H. E. Elgamel, M. Ghannam, J. Szlufcik, P. De Schepper, J. Nijs, R. Mertens, R. Peruzzi, and F. Ferrazza, *Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, L. Guimaraes, W. Palz, C. De Reyff, H. Kiess, P. Helm eds., 389 (1992).
- [11] M. Ghannam, G. Palmers, H. E. Elgamel, J. Nijs, R. Mertens, R. Peruzzi, and D. Margodonna, *Appl. Phys. Lett.* Vol. 62, 1280 (1993).
- [12] H. E. Elgamel, M. Y. Ghannam, M. R. Murti, J. Nijs, and R. Mertens, *Appl. Phys. Lett.* Vol. 63, 2171 (1993).
- [13] H. E. Elgamel, M. Y. Ghannam, C. Vinckier, J. Nijs, R. Mertens, and R. Van Overstraeten, *J. Solar Energy Materials and Solar Cells* Vol. 34, 237 (1994).
- [14] A. Rohatgi, P. Doshi, M. Ropp, L. Cai, A. Doolittle, S. Narasimha, T. Krygowski, K. Tate, D. Yang, M. A. El-Sayed, J. Rand, D. Ruby, and D. L. Meier, *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, W. Freiesleben, W. Palz, H.A. Ossenbrink, P. Helm eds., 413 (1995).
- [15] C. Schetter, H. Iautenschlager, and F. Lutz, *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, W. Freiesleben, W. Palz, H. A. Ossenbrink, P. Helm eds., 407 (1995).
- [16] T. Lauinger, J. Schmidt, A. G. Aberle, and R. Hezel, *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, W. Freiesleben, W. Palz, H. A. Ossenbrink, P. Helm eds., 1291 (1995).
- [17] J. Schmidt, T. Lauinger, A. G. Aberle, and R. Hezel, *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, W. Freiesleben, W. Palz, H. A. Ossenbrink, P. Helm eds., 1287 (1995).
- [18] H. Kiess, private communications.
- [19] H. Kiess, R. Morf, W. Rehwald, H. Birbaumer, F. Glau, and T. Mezzacasa, *Proceedings of the 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, R. Hill, W. Palz, P. Helm eds., 763 (1994).



ANNUAL REPORT 1998

Project Number : BBW 96.0266 ENET Number :
Contract Number :

Project Title : Crystalline Silicon Thin Film Solar Cells on Low Temperature Substrates "Crystal"

Abstract :

In 1998 the work of PSI within this project was focused on three topics :

- 1) Refinement of the calculation of rear surface gratings for solar cells
- 2) Analysis of thin conducting oxide films, in particular ZnO films
- 3) Deposition of poly-crystalline Si on glass and SiO₂ substrates.

The modelling of light trapping structures revealed, that efficient light trapping is possible, even for a cell thickness below 5µm 85-90 % of the light can be captured in the cell by using specialised tapered gratings at the rear surface of the solar cell. Furthermore, it is shown that ZnO films grown either by sputtering techniques or by chemical vapour deposition (CVD) in specific growth regimes exhibit a textured surface, which also appears to be useful for light trapping aside from there main function as a contact layer for the electrical contact of the solar cell. For the deposition of the crystalline Si films a newly designed plasma enhanced CVD was brought to operation. Polycrystalline Si films with a columnar structure were prepared at growth temperatures as low as 400°C on glass and SiO₂ substrates.

Duration of the Project : 1997 - 1999

Responsible for the project : D. Grützmacher

Reporting on the project : D. Grützmacher and J.A. Anna Selvan

Address : Labor für Mikro- und Nanotechnologie
Paul Scherrer Institut
5232 Villigen - PSI

Telephone : 056 310 37 51
http : //www1.psi.ch/www_lmn_hn

Fax : 056 310 26 46
E-mail : gruetzmacher@psi.ch

INTRODUCTION AND PROJECT GOALS FOR 1998

In the frame work of the current Joule II project "Crystal" we concentrated our activities to 3 different topics which are discussed in the three chapters below. First some theoretical calculations were made for the optical light trapping in thin crystalline Si solar cells using a diffractive grating. Secondly transparent conducting thin films, in particular ZnO films, for contact layers were studied in co operation with the university of Neuchâtel. The third chapter summarises our results on the growth of polycrystalline thin Si films on amorphous substrates using molecular beam epitaxy (MBE) as well as low pressure plasma enhanced vapor phase epitaxy (LP-PEVPE) which was the main task of PSI within the ongoing project for 1998.

1. Diffractive optics for solar cells

Since Si is an indirect semiconductor, which prevents complete absorption of the long wavelength portion of the sun light, light trapping becomes evident for thin Si photovoltaic solar cells. The maximal travelling path of the light within a solar cell with a reflecting mirror on the rear side is approximal twice the thickness of the cell. If this path is shorter than the absorption length, then a portion of the light will escape at the front side of the cell, leading to strong losses in efficiency for thin Si solar cells. However, if the reflecting mirror is replaced by a diffraction grating, the light arriving at the rear side of the cell can be diffracted into a higher order mode whose angle of propagation can be very large, leading to an optical path length which can be much longer than twice the thickness of the cell.

This idea is based on the assumption that it is possible to diffract the incoming light into the desired higher order mode with unit amplitude. Rigorous calculation have been performed to address this problem for unpolarized light in a wide spectral range. As a test object Si sheets covered with an anti-reflection (AR) coating composed of a 5nm thick SiO₂ passivation layer, a 53 nm wide ZnS and a 108 nm wide MgF₂ layer at the front side and a rectangular grating at the rear side coated with 5 nm wide SiO₂ passivation layer and a silver mirror. As parameter the amplitude (h), the period (Λ) and the ratio of the width of the "hills" and the period (f) were used. The grating parameters were optimised by numerical calculations of the reflection spectra for an exhaustive set of parameters h, Λ , f.

For the reliable prediction of light trapping efficiency, accurate values of the dielectric constant of Si, especially of the absorption coefficient near the bandgap, are required. For our calculations, we have employed the formulae from the book of Green [1]. Rigorous numerical calculations show that for one-dimensional rectangular gratings, best light trapping is achieved for $\Lambda = 620$ nm, h = 60 nm and f = 0.5. The optical path for a solar cell with a rectangular grating at the rear side is illustrated in Fig. 1.

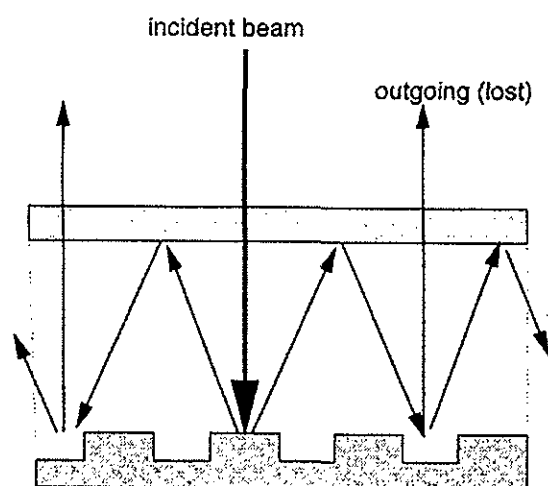


Fig.1: At normal incidence in a symmetric grating the $\pm n^{\text{th}}$ -order modes are excited with equal strength. According to the reciprocity theorem, the minus first order mode impinging on the grating excites the zeroth-order outgoing wave in the same way that the zeroth order incident couples to the plus first order.

At this point the following results of our rigorous calculations can be mentioned:

- 1) Gratings with a smaller period than $\Lambda=310$, tuned for first-order diffractive wave, do not lead to as effective light trapping. Furthermore, their sensitivity to manufacturing imperfections is substantially larger than for the "second order grating".
- 2) One-dimensional (linear) gratings can be designed to trap light of both polarizations, although they represent a compromise. For polarized light, more effective trapping is possible.

3) As illustrated in Fig. 1 symmetric gratings may not be the most effective structures for light trapping. By symmetry, both right and left moving diffracted waves are generated by the grating with equal magnitude. As a result, a diffracted wave will, after total reflection, impinge again on the grating, though reduced in intensity by absorption in the Si. In the same way that such a wave is generated by an incoming zeroth-order wave, according to the reciprocity theorem, it will couple to an outgoing zeroth-order wave. This limits light trapping by symmetric structures.

Nonsymmetric structures or blazed gratings do not suffer from this limitation, as illustrated in Fig. 2. However, one has to consider that these gratings may produce efficient light trapping only for one polarization. Furthermore, it might be expected that the asymmetry of the grating will lead to more efficient light trapping for positive angles of incidence only, while the average over angles would not benefit. Our systematic numerical studies of blazed gratings show, however, that they are significantly more efficient than rectangular gratings. The optimised structure has a grating period $\Lambda = 678$ nm and an amplitude of 110 nm.

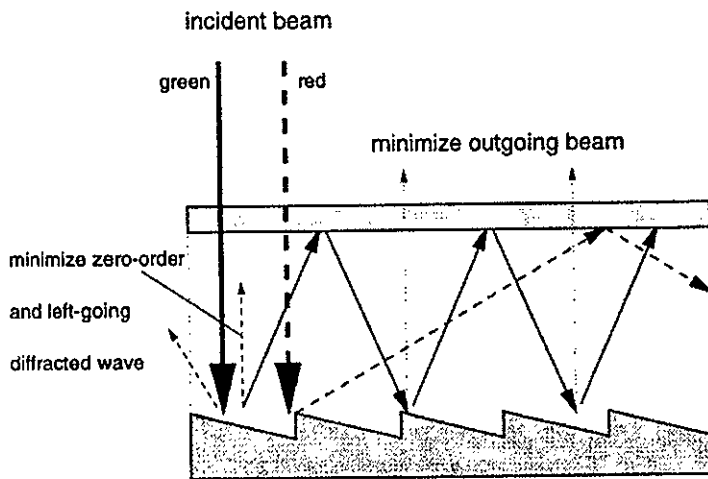


Fig.2: The blazed grating structure is optimised such that the zeroth-order incident wave generates only right-moving diffracted waves of order one or two. Very efficient light-trapping is achieved if the strongly excited right moving diffractive wave couples only weakly to the outgoing zeroth order outgoing wave.

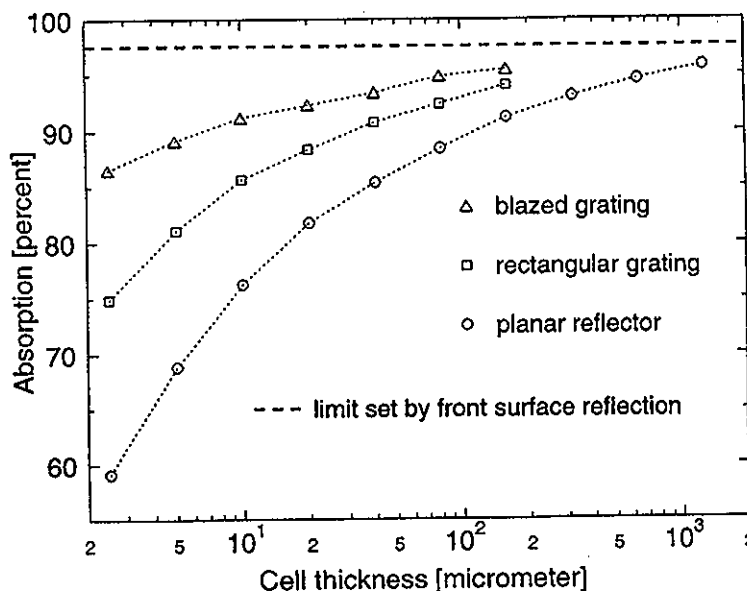


Fig. 3: Theoretical results for the absorption of sunlight in silicon cells as function of their thickness. The reflector at the rear surfaces: (1) a planar silver mirror (circles), (2) a rectangular silver coated grating (squares), and (3) a blazed silver coated grating (triangles). A 20 μm thick silicon sheet with rectangular grating has about the same absorption as a 4 times thicker, 80 μm , silicon cell with a planar silver mirror. For the blazed grating the effective optical thickness is even more enhanced.: A 5 μm cell with a blazed grating has about the same absorption, approximately 89 %, as a 20 times thicker cell with a planar reflector.

II. Analysis of ZnO films

The main part of the solar cell is the photovoltaically active material, Si thin films. The other parts of a thin film solar cell include thin films of transparent conducting oxide for window layers, metal, anti reflection coating, diffusion barrier, back reflector etc. It is equally important to take the development of these films in to account in order to fabricate a complete thin film solar cell.

ZnO is a transparent conducting oxide when it is doped with a III group element. Due to its advantages of resistance against hydrogen plasma, diffusion barrier properties and less cost, ZnO thin films are studied extensively. ZnO thin films can be used as transparent conducting window layers, anti reflection coatings, diffusion barrier against metal diffusion from the backside, back reflectors. Further, they can possess a light trapping structure to increase the optical path length of the light ray passing through the cell. This, on one hand increases the short circuit current density of the solar cell, on the other hand helps to decrease the thickness of the cell.

In the present study, ZnO films with various surface, optical and structural properties were analysed in order to be used in different parts of the solar cells. In all the cases the electrical resistivity was kept to be as low as possible.

Figure 1 shows the diffuse transmittance of important films obtained by CVD and their comparison with commercially available Asahi $\text{SnO}_2\text{:F}$. There are two different ZnO films optimised; film I and film II. It is seen that film I has the highest diffuse transmittance and hence a highest haze factor (see figure 2 for the total transmittance of the same films). The film II shows a minimum diffuse transmittance. In other words, the later is a 'flat' film.. The haze factor of film I is 35.9% and the haze factor of film II is less than 2%. Hence one can have both surface textured as well as smooth thin films of ZnO. Depending on its role in the solar cell, either smooth or surface textured ZnO can be selected. The total transmittance of the same films are shown in figure 2. It is seen that film II has higher free carrier absorption when compared with film I. It is also shown that the Asahi films ($\text{SnO}_2\text{:F}$) have an absorption due to defects ('colour' centres) at the wavelength range of 300-400nm.

Figure 3 shows the Scanning Electron Microscopy (SEM) picture of the surface of ZnO films deposited on glass substrate. Clearly it shows two different regions of growth. In the first region ZnO grows with the multiple orientations. After certain thickness, the orientation of the closest packed direction grows with higher growth rate when compared with other directions. Hence the second region has a single preferred orientation. It is seen by CVD that the ZnO can be grown with c-axis of its hexagonal crystal system parallel to the substrate or perpendicular to the substrate or inclined to the substrate depending on the growth conditions. When the surface mobility is high, this leads to an 'intensified growth' [2] and one gets surface morphology that corresponds to the orientation.

The control over preferred orientation combined with high surface mobility during growth lead to a zone (we call high surface mobility region or intensified growth region) that gives freedom to have different surface morphologies (facets of the grains in the polycrystalline films of particular orientation). This surface morphology due to high preferred orientation shows uniform shapes in the surface. This is important to have control over the diffuse light (transmitted and reflected) at a particular angles. This is highly useful for thin film solar cells for the purpose of 'light trapping'.

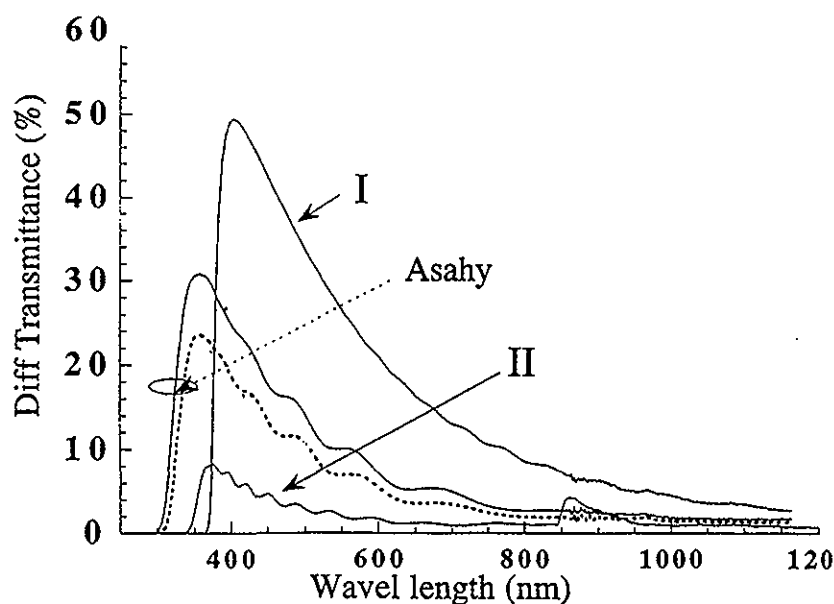


Figure 1. Diffuse transmittance of ZnO films. The diffuse transmittance is compared with commercially available Asahi $\text{SnO}_2\text{:F}$ films. Both highly surface textured and smooth ZnO films are obtained.

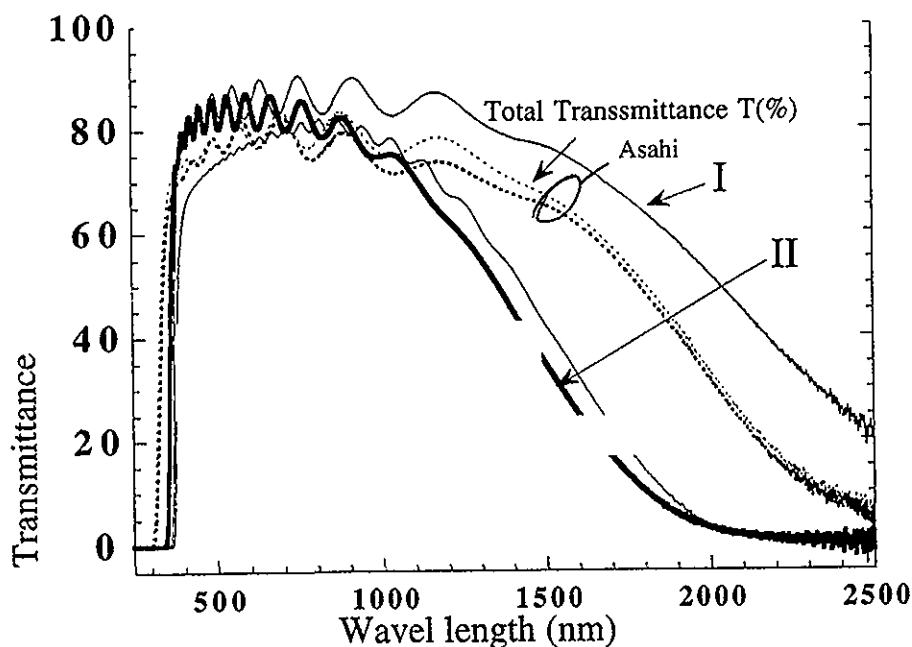


Figure 2 Total transmittance of the ZnO films of figure 1. The total transmittance of Asahi $\text{SnO}_2\text{:F}$ films are compared with the ZnO films. It is seen that the Asahi films have absorption due to color centers at the wave length range between 300-500nm.

The size of the surface grains; The ways to increase the size of the surface grains with the same surface morphology have been found. This helps one to select the wavelength for high diffuse light. For thin film solar cells one can increase the absorption of otherwise weakly absorbed light by this and thus increase the short circuit current density.

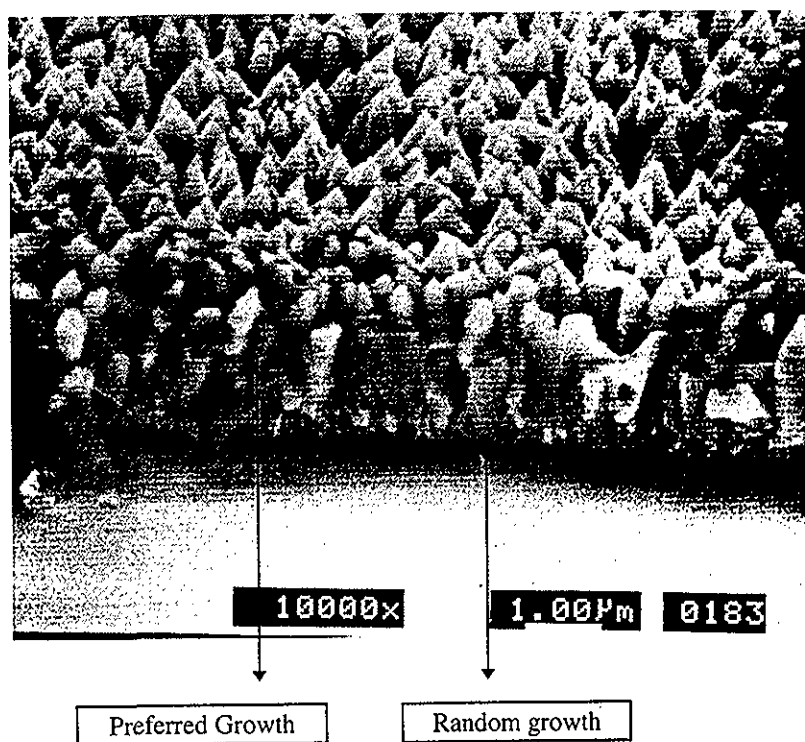


Figure 3 Scanning Electron Microscopy (SEM) picture of the surface of ZnO films deposited on glass substrate

Change in the haze factor. The increase in the surface roughness increases the amount of diffused light. Several ways to increase the surface roughness during growth have been developed. The surface roughness also increases with the increase in thickness but reaches a constant value after a thickness of around 1200nm. With the knowledge gained with the growth of ZnO on non interacting substrates, we further investigate the growth of polycrystalline Si films on amorphous substrates.

III. Results on Si thin films grown by MBE and LP-PEVPE

Figure 4 shows the Raman spectrum of intrinsic Si thin film grown on glass substrate by MBE. The substrate temperature during growth was nominal 400°C, however since a radiation heating is used and the absorption of the glass is very low and the actual temperature of the substrate will be much lower. The working pressure was 1×10^{-8} m bar. Pure Si was e-beam evaporated to obtain 1 μm thick film. It is seen that there is a peak at 505.25 cm^{-1} of Raman shift. Note that the peak for crystalline Si occurs at 520 cm^{-1} . The shift in peak is due to the microcrystalline nature of the films. Similar observation of shift in Raman spectrum has been for luminescent porous silicon [3]. Here we account this shift in peak in Raman spectrum for the existence of columnar grains and strain in the material. The existence of amorphous matrix is noted by the peaks of Raman shift at 164, 294, 407 and 408 cm^{-1} . The amorphous matrix most likely is due to the low substrate temperature, this can be overcome by using a Si wafer at the back of the glass substrate for efficient substrate heating.

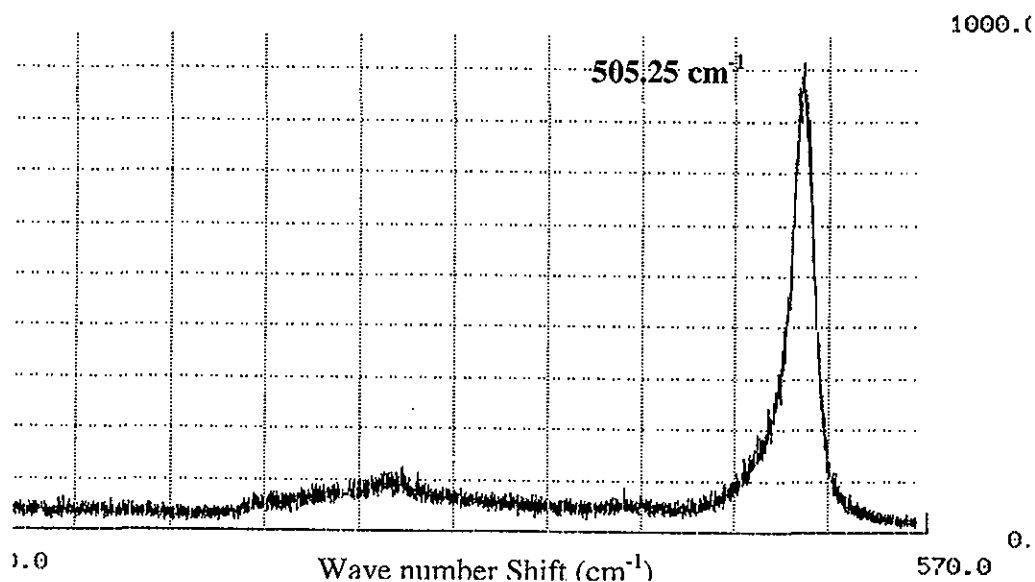


Figure 4. the Raman spectrum of intrinsic Si thin film grown on glass substrate.

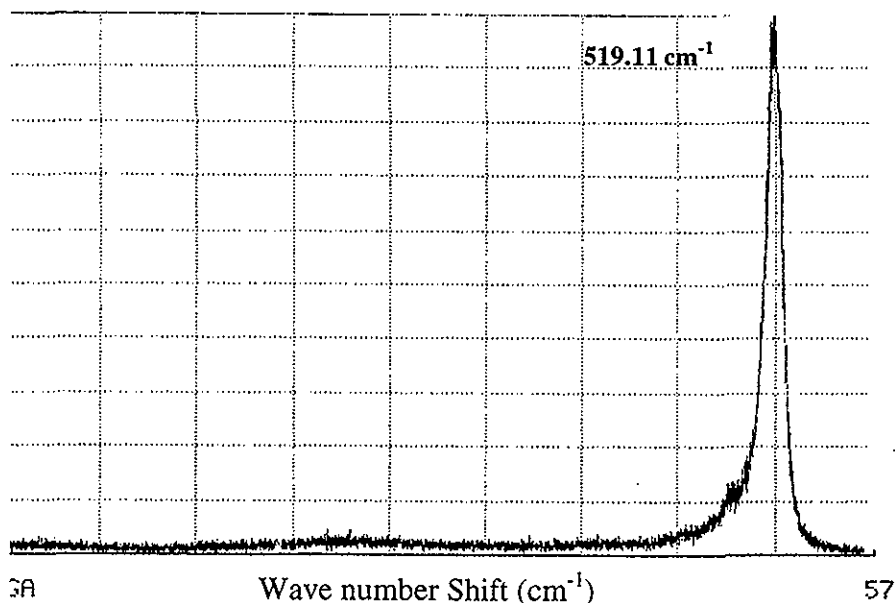


Figure 5. the Raman spectrum of Si thin film grown on SiO_2/Si substrates

Figure 5 shows the Raman spectrum of Si film grown with the same deposition condition as the previous case. As a difference here, the substrate is oxide coated Si wafer. In both cases the substrate is amorphous and we do not assume the influence of the substrates on the structure of the growing films. The only difference due to the

substrate is the substrate heating. As the heater has been calibrated for Si wafer, the glass substrate possesses substrate temperature lower than 400°C. It is seen in figure 5 that peak of Raman shift occurs at 519.11cm⁻¹. This is very close to the value for the crystalline Si. Also the intensity of the peak is higher and sharper in the second case. Also in figure 5, the peaks for amorphous matrix is highly reduced. As mentioned above, the changes in the crystallinity of the growing films are attributed only to the substrate heating. We observe that at 400°C of substrate temperature we obtain high crystallinity of the films.

Figure 6 shows a Raman spectrum of an intrinsic Si films grown by PECVD. The substrate temperature was 500°C. 6% of silane was diluted with a mixture of Ar and H. The peak in Raman shift occurs at 518.28 cm⁻¹. This is very close to the peak value for crystalline Si. This shows the films grown by Lp-PEVPE have high crystalline fraction.

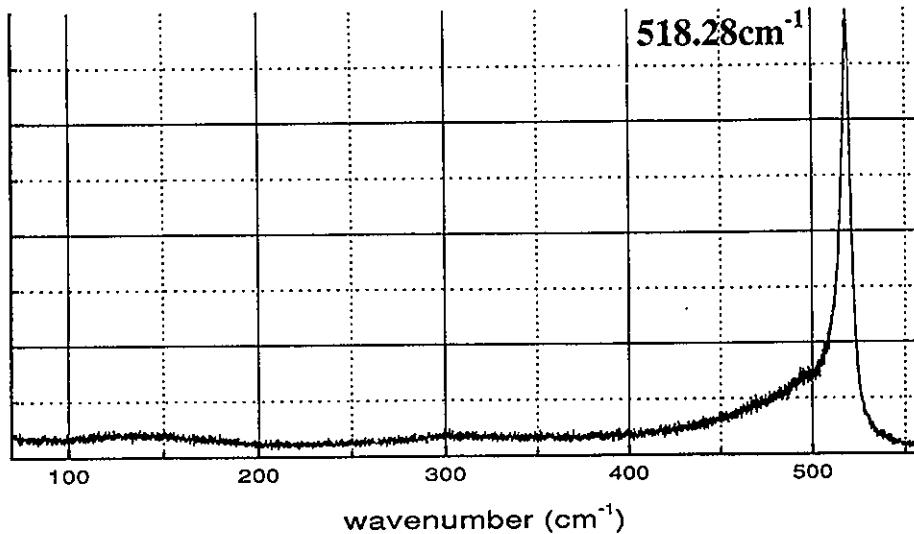


Figure 6 Raman spectrum of intrinsic Si films grown by PECVD

Figure 7 shows x-ray diffraction pattern of Si films grown by MBE on SiO_x/Si substrates. As is seen, there is a preferred orientation along [220] direction. Si films grown by MBE on glass substrates as well as on SiO_x/Si showed similar preferred orientation along [220] direction. Doped Si films, both n and p type, grown in the similar growth conditions also showed same preferred orientation. For Si films, the orientation of (220) planes give rise to columnar structures in the films. It is seen, therefore, in all our films we have columnar structures. This columnar structure is highly preferred for the fabrication of polycrystalline Si thin film solar cells.

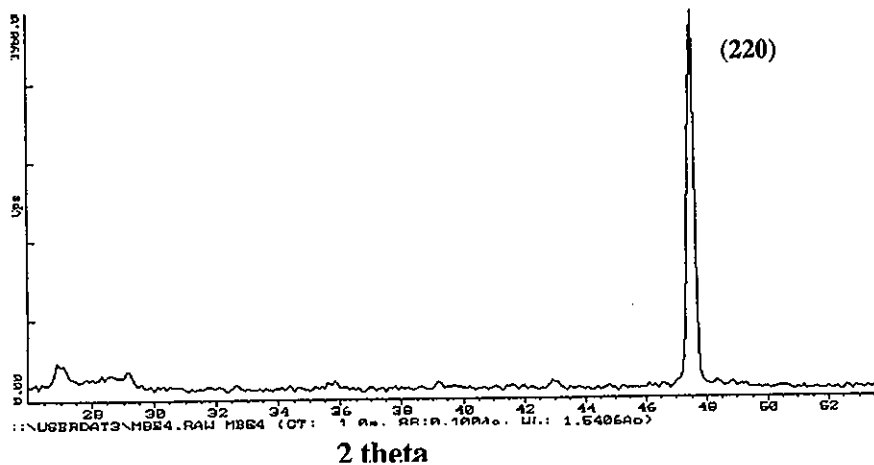


Figure 7. X-ray diffraction pattern for Si thin film grown by MBE. Similar (220) orientation is obtained for doped films as well as films grown at low substrate temperatures

The polycrystalline thin films for photovoltaic structures are being investigated. High quality Si films suitable for photovoltaic structures have been grown by MBE as well as LP-PEVPE. Investigations to obtain more insights of growth as well as device fabrication are on the way.

REFERENCES

- [1]. M.A. Green (1986) *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Application* (University of New South Wales, Kensington)
- [2]. J.A. Anna Selvan , *ZnO for thin film solar cells*, thesis, University of Neuchâtel 1998
- [3]. L.F.Fonseca et al. Submitted to World Scientific: 7.29.98

COOPERATIONS

The project is part of the research activities funded by the European Commission in the framework of the Non-Nuclear-Energy Programme JOULE II. The project partners are:

- 1) BP Solar (project leader)
- 2) Hahn Meitner Institute Berlin GmbH
- 3) University of Stuttgart, Institute of Physical Electronics
- 4) CNRS Paris in cooperation with LPSB Meudon, PRIAM Palaiseau, GMV Rennes, LPICM Palaiseau
- 5) University of Barcelona
- 6) University of Vienna, Institut für Materialphysik

PERSPECTIVES FOR 1999

The project was evaluated by the European commission in October 1998 and will be funded by the European commission for another year. The main tasks of the PSI for the next year of the project will be the fabrication of optical gratings for light trapping on glass substrate surfaces and the delivery of poly-silicon thin films for solar cells fabricated on glass substrates by the developed growth techniques to the project partners. The anticipated conversion efficiencies should exceed 5%. This will require experiments on doping behaviour in the LP-PEVPE system as well as further optimisation of the growth of poly crystalline Si on glass substrates.

PUBLICATIONS

ZONES OF SURFACE TEXTURE GROWTH AND MICROSTRUCTURAL EVALUATION OF ZnO POLYCRYSTALLINE THIN FILMS BY REACTIVE SPUTTERING AND CHEMICAL VAPOUR DEPOSITION. J. A. Anna Selvan , H. Keppner , U. Kroll, J. Meier, A. Shah, D. Grützmacher and J. Gobrecht, MRS Fall Meeting, Boston 1998, SYMPOSIUM A: Polycrystalline Thin Films - Processing-Structure-Property Relationships December 1 - 3, 1998



ANNUAL REPORT 1998

Project Number: BBW Nr. 96.0256
Contract Number: EU Nr. JOR3-CT97-0150

ENET Number:

Project Title: Large Area Cadmium Telluride Electrodeposition For Thin Film Solar Cells (LACTEL)

Abstract:

Industrial production of large area CdTe/CdS modules requires the growth of uniform CdTe layers with very high deposition rates. The CdTe/CdS solar cells by electrodeposition process (industrial process of BP Solar) are made on tin oxide (FTO) coated glass substrates. Deposition of acid and heat resistant metal grids on FTO/glass is required for a "specific application". Metal lines (grids) have been screen printed using a variety of metallic pastes, including novel pastes based on the sol-gel processes. The properties of metal lines have been characterized and their thermal and chemical stabilities have been investigated.

CdTe/CdS solar cells have been fabricated by a vacuum evaporation process in which all the layers including CdCl₂ and Cu/Au are grown by evaporation methods. In order to evaluate the merits of different transparent conducting oxides ITO, FTO and ZnO coated soda lime glass substrates were used. ZnO has good opto-electronic properties as a transparent electrode but is found unsuitable for the CdTe/CdS superstrate solar cells because ZnO reacts with CdS and the stack absorbs more photons compared to CdS/ITO and CdS/FTO in the visible range. The "CdCl₂ treatment" increases the grain size and affects the preferred orientation of CdTe layers. Solar cell properties on ITO and FTO are sensitive to the amount of CdCl₂. Solar cell efficiencies on ZnO are low (about 2.5%) but high efficiencies in the range of 10 to 11.4% are obtained on ITO and FTO coated soda lime glass substrates.

Duration of the project: May 1997-April 2000

Responsible for the project: PD Dr. H. Zogg / Dr. A.N. Tiwari

Reporting on the project: A.N. Tiwari, F. -J. Haug, A. Romeo, H. Zogg

Address: Thin Film Physics Group, Institute of Quantum Electronics, ETH-Building,
Technopark, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich

Telephone: 01-4451474/1480

Fax: 01-4451499

E-mail: tiwari@iqe.phys.ethz.ch

1. PROJECT OBJECTIVES 1998:

There were two main objectives for the LACTEL project. The first objective was concerning application of "suitable metal grids" on FTO coated glass substrates to increase the growth rate and uniformity of electrodeposited CdTe layers for CdTe/CdS solar cells. This required investigations on screen printed fine lines of a variety of materials and characterization of their properties to evaluate their compatibility with CdS and CdTe deposition processes. The second objective was to study the effect of CdCl₂ treatment on the grain growth of CdTe and fabrication of vacuum evaporated CdTe/CdS solar cells on different transparent conducting oxides (ITO, FTO, ZnO) to assess the merits of different oxides.

2. WORK AND RESULTS:

2.1 Investigations of fine line printing methods: In order to deposit the fine metal lines or grids on large area TO/ glass substrates different methods such as screen printing, electroplating /dipping, and dispenser/ink-jet printing methods were evaluated. For the present application screen printing is found to be the most suitable method for printing the fine lines of different dimensions, of about 100 μm width and about 5-7 μm thickness, in different geometrical configurations on large area FTO/glass substrates.

Metal lines (grids) in different geometrical configurations were screen printed on 5 x 5 cm² FTO/glass substrates using different pastes. Screen printing and sintering processes were optimized to obtain metal lines of narrow width in the range of 50-100 μm and average thickness of $\sim$ 6 μm . Fine lines with uniform thickness, compact grains, no micro-discontinuities, and very small lateral spread were achieved.

2.2 Investigations of conducting materials suitable for electrodeposited CdTe/CdS: Choice of an appropriate metal for the fine lines is very important for the present application. Different metals, such as Ag (DuPont 7713 and ESL 590C pastes), Ni paste, and Ag sol gel paste (IPS28 and IPS45) were screen printed and their properties were investigated. Screen printed Ag lines with electrical resistivity of $\sim$ 3.5 $\mu\Omega\cdot\text{cm}$, and Ni lines of $\sim$ 57 $\mu\Omega\cdot\text{cm}$ have been achieved. The electrical and structural (adhesion, lateral spread, uniformity etc.) properties meet the necessary requirements and the screen printed lines are considered suitable for the CdS/CdTe solar cells.

The morphology and microstructure of the lines depend on the metal particle size, paste rheology and sintering temperature. Metal lines with small surface roughness are preferred for the uniform deposition of CdS and CdTe layers. Figure 1 shows the microstructure of lines screen printed with Ag (DuPont 7713, IPS28 and IPS45 pastes), and Ni pastes. The microstructure of the Ag lines printed with DuPont and ESL pastes are more dense compared to those printed with INM 28 and IPS45 pastes. The grain size of IPS 28 and IPS45 lines are in the range of 1 to 2 and 3 to 7 μm , respectively. The Ni lines have spherical grains of size in the range of 1 to 5 μm . The grain size and density depends on the sintering temperature. Dense microstructure is essential for low electrical resistance of metal lines.

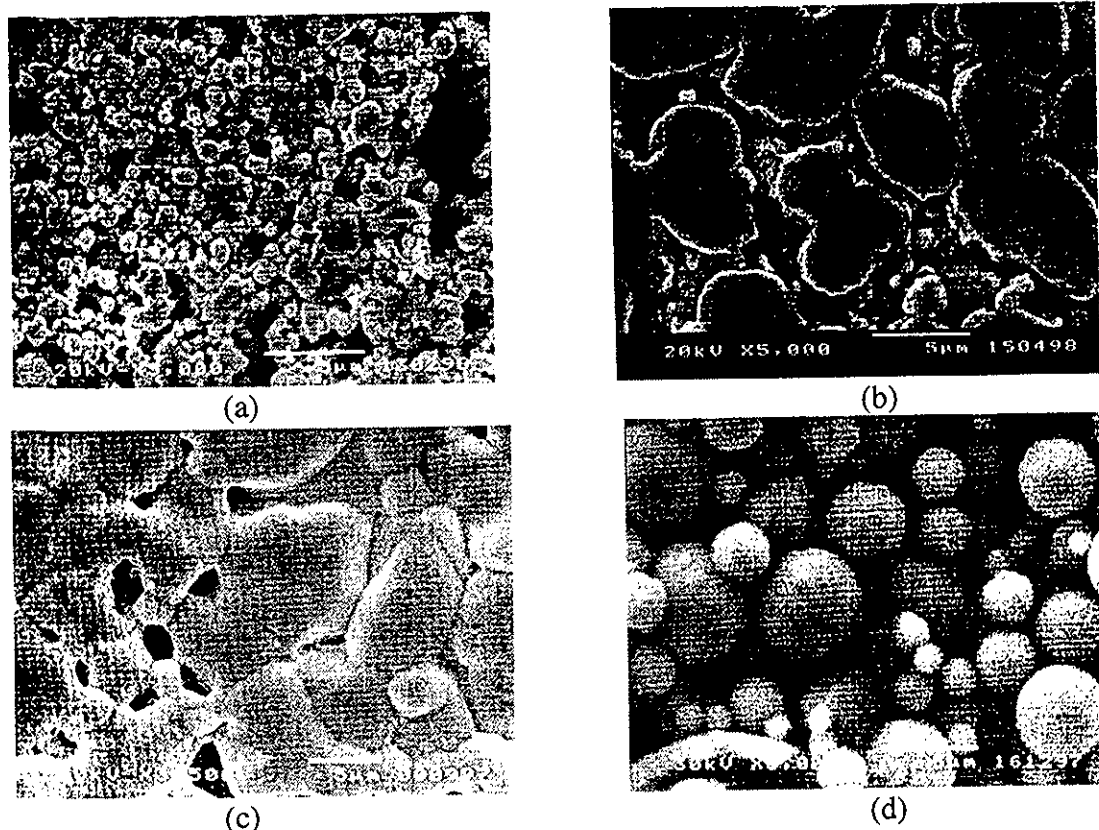


Figure 1: Microstructure of lines screen printed with; a: IPS28 Ag paste, b: IPS45 Ag paste, c: DuPont7713 Ag paste, d: Ni paste.

In order to test the chemical stability of metal lines, CdS layers were grown by a chemical bath deposition method. Different measurements were performed to test the thermal and chemical stability of metal lines. The electrical resistance of as-deposited lines (before any chemical cleaning and CdS deposition), and after the deposition of CdS layer and subsequent heat treatment are given in table 1.

Table 1: Electrical resistance of metal lines before and after deposition of CdS layer and heat treatment.

Material	Resistance of metal line before CdS deposition (Ω)	Resistance of metal line after CdS deposition and 450 °C annealing (Ω)
Ag-DuPont7713	0.111	0.111
	0.127	0.129
	0.141	0.144
Ag-ESL590C	0.312	0.294
	0.332	0.328
	0.374	0.345
Ag-IPS45	0.713	0.868
	0.637	0.783
	0.706	0.797
Ni-	2.01	2.76
	2.02	2.49
	2.70	3.34

The electrical resistance of Ag lines does not change significantly, indicating that CdS bath solution and heat treatment do not cause any degradation. However, a small increase in the electrical resistance of Ni lines was measured after the CdS growth and annealing treatment, despite this the electrical resistance is still low enough for the applicability of Ni for the electrodeposition of CdTe.

Table 2: Measurements of the Ag and Ni impurities in the CdS bath solution and precipitate by atomic absorption spectroscopy.

Material	CdS recipe & solution (mL)	Printed area (mm ²)	Metal ion in CdS bath solution	
			Ni (μg)	Ag (μg)
Ag-DuPont7713	recipe-A (50)	120		0.35
	recipe-A (250)	880		<0.25
	recipe-B (50)	880		2.4
Ag-ESL590C	recipe-A (250)	880		
	recipe-B (50)	880		3.6
IPS45	recipe-B (50)	880		11-33
Ni-Philips	recipe-A (50)	880	606	
Detection limit in Atomic Absorption Spectroscopy			4 μg/L	2 μg/L

The measurement of impurities and contamination of the CdS bath solution and precipitates was considered essential to ascertain the chemical stability of metal lines. Therefore, after the growth of CdS layer on metal-line/FTO/glass substrates, CdS bath solution and precipitates were analysed with atomic absorption spectroscopy (AAS).

As shown in table 2, the dissolution of Ag in the CdS bath solution is insignificant and it can be concluded that the Ag lines are stable in the CdS bath solution. On the other hand, a substantial amount of Ni was measured in the CdS bath solution suggesting that Ni is unstable (dissolves) in the alkaline solution. However, the resistance of Ni lines, after the CdS growth and annealing) are sufficiently low and the structural properties are still good enough for using them in the subsequent growth of CdTe layer by electrodeposition.

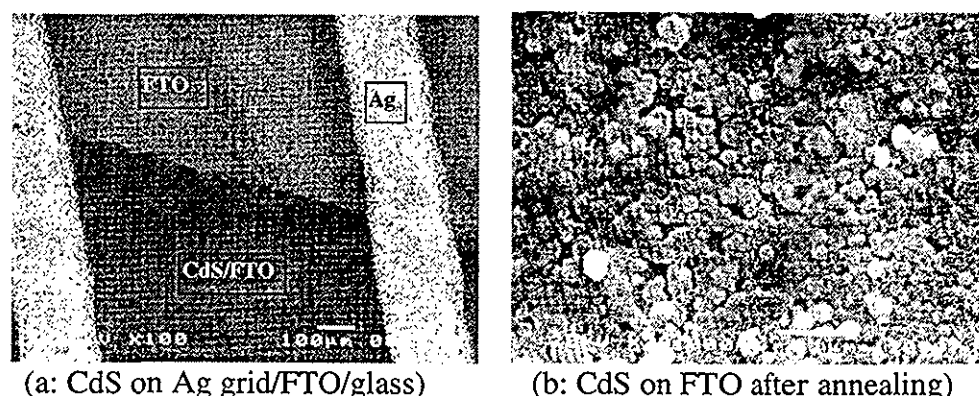


Figure 2: SEM images of CdS layer grown by CBD on Ag-grid/FTO/glass substrate.

Different methods were used to characterize the properties of metal lines, CdS and CdTe layers. Growth and properties of CdS layers were different for different recipes. Figure 2

shows the SEM image of a typical sample in which CdS is partially covering the Ag-grid/FTO/glass substrate. CdS layer has a uniform coverage on the substrate. The grain size of as deposited CdS layers are <100 nm. On annealing at 450 °C the grains coalesce and the grain size increases to ~500 nm. The optical transmission measurements and XRD indicate recrystallization of CdS, and that the metal lines do not influence the structural and optical properties of CdS layer. The measurements suggest that CdS layers have good optical transmission and their properties are suitable for the solar cell fabrication.

2.3 CdTe/CdS solar cells on different TCOs: CdTe/CdS Solar cells in the superstrate configuration have been fabricated by a physical vapor deposition method. In this process all the layers (CdS, CdTe, CdCl₂ treatment and ohmic contact on CdTe) are grown by vacuum evaporation. CdS and CdTe layers are grown in the same vacuum chamber at a substrate temperature of 150 °C and 300 °C, respectively. In a standard deposition process CdS thickness is about 0.5 µm and CdTe thickness is between 3 and 4 µm. For the "CdCl₂ treatment" stacks are annealed at 450 °C for 30 minutes in air. CdCl₂ layers of different thickness were used to optimize the CdCl₂ treatment.

Different type of TCOs (ITO, FTO and ZnO) were evaluated as a transparent electrode for the CdTe/CdS solar cells. ITO (sheet resistance 10 Ω/Sq) and FTO (sheet resistance 12 Ω/Sq) coated glass substrates were purchased from commercial suppliers and ZnO (sheet resistance 10 Ω/Sq) layers were grown by RF magnetron sputtering in the laboratory. The transmission spectra of CdS/TCOs/glass were compared after the samples were annealed at 450 °C for 30 minutes. As shown in figure 3 the average transmission of CdS/FTO/glass is about 80%, whereas it is lower (about 75%) for CdS/ITO/glass and in the range of 40 to 65% for CdS/ZnO/glass. It seems that CdS reacts with ZnO and causes a decrease in the optical transmission. This implies that less photons are available to the CdTe absorption layer in case of ZnO/glass substrates.

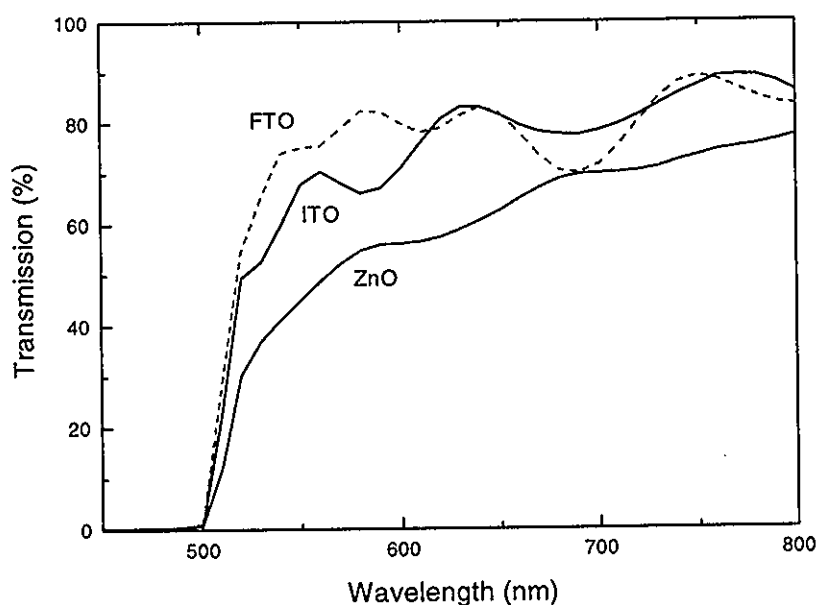
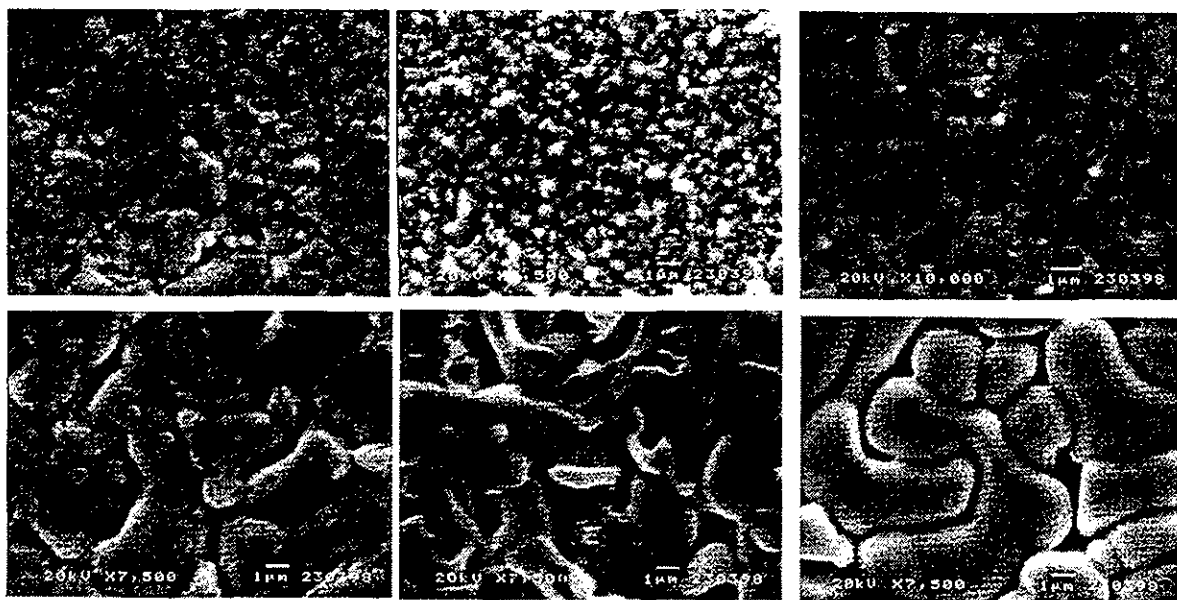


Figure 3: Transmission spectra of CdS/TCO/glass after annealing at 450 °C.



CdTe/CdS on FTO

CdTe/CdS/ITO

CdTe/CdS/ZnO

Figure 4: SEM images of CdTe surfaces on CdS/TCO/glass substrates in as-deposited condition (top) and after CdCl₂ treatment (bottom).

Scanning electron microscopy (SEM) was used to study the surface morphology of CdTe and cross section image of CdTe/CdS stacks on different TCOs. As-deposited CdTe layers on ZnO have uniform morphology and large grains with a size of 1 to 1.5 µm. However, the CdTe layers on ITO have smaller grains with a size in the range of 0.5 to 1 µm (see fig.4). On FTO the layers have some very small grains with a size of less than 0.5 µm and also a few big grains with a size of about 2 µm. After the CdCl₂ treatment a large increase in the grain size is observed in all the cases(see fig.4). CdCl₂ acts like a sintering flux in CdTe; small grains grow and coalesce together leading to narrow and large grain boundaries. The shapes of grains on FTO and ZnO are rectangular and well defined with a size of 3-7 µm. Grains of different dimensions are inhomogeneously distributed in the CdTe layer on ITO/glass substrate.

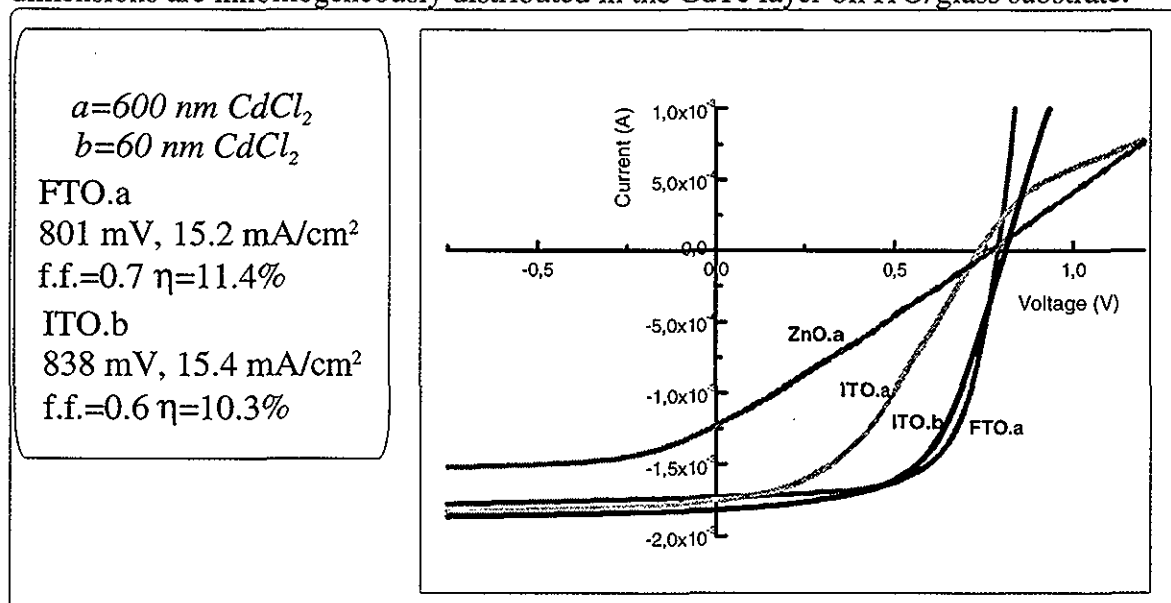


Figure 5: I-V curves of "CdCl₂ treated" CdTe/CdS solar cells on different TCOs under light illumination of 75 mW.cm⁻².

Solar cell performance depends on the amount of CdCl_2 and TCO substrates. Figure 5 shows the I-V curves of solar cells on different TCO substrates. On FTO/glass substrates, solar cells made with 60 nm CdCl_2 have low V_{oc} (730 mV) and low fill factor (0.5), while 600 nm treated cells have V_{oc} in the range of 800-836 mV and the fill factor in the range of 0.64 to 0.70. This behavior is different for solar cells on ITO/glass substrates; cells with 60 nm CdCl_2 have high V_{oc} in the range of 810-838 mV and fill factor of 0.60 compared to the V_{oc} in the range of 710-770 mV and fill factor of 0.50-0.55 for cells with 600 nm CdCl_2 treatment. This may be due to an enhanced migration/diffusion of copper in the CdTe because of a less dense microstructure of CdTe on ITO as compared to that on FTO. The solar cells with $\text{ZnO}(\text{:Al})$ as window layer have poor performance, series resistance is very high, and the fill factor is very low. It appears that the stability of CdTe/CdS/ZnO at high temperatures (above 400 °C) is poor.

3. COLLABORATIONS:

For the LACTEL project we are collaborating with the following groups/institutions:

Dr. E. Özsan, BP Solar Ltd, Sunbury on Thames, Great Britain.

Dr. M. J. Jongerius, Philips Centre for Manufacturing Technology, Eindhoven, The Netherlands.

Prof. J. Vedel and Dr. D. Lincot, Ecole Nationale Supérieure de Chimie Analytique de Paris, Paris, France.

Dr. N. Gibson, CEC Joint Research Centre-Institute of Advanced Materials, Ispra, Italy.

Dr. K. Bucher, Fraunhofer Institute für Solare Energiesysteme, Freiburg, Germany.

Institut für Neue Materialien, Saarbrücken, Germany.

Dr. H. R. Elsner and Mr. B. Zigerlig, GVE-EMPA, Zürich, Switzerland.

Prof. J. Günter, Institute of Inorganic Chemistry, University of Zürich, Switzerland.

4. TRANSFER:

This is a R&D project with involvement of industries like BP Solar and PHILIPS. The present status of the technology is not mature enough to be taken-up by the industries for module production on industrial scale. However, industrial partners have been utilizing the developed know-how to improve the processes and products in the R&D phase.

5. PERSPECTIVES FOR 1999:

The properties of screen printed metal lines covered with protective coatings will be investigated to evaluate the stability in CdS and CdTe bath solutions. Effects of CdCl_2 treatment on the recrystallization (texture) will be studied in more detail. Solar cells will be fabricated on different TCOs and various interface properties will be investigated to improve the solar cell efficiency. Solar cells in the substrate (front-wall) configuration will be fabricated.

6. PUBLICATIONS AND CONFERENCE PRESENTATIONS:

- (1) Influence of transparent conducting oxides on the properties of CdTe/CdS solar cells, A. Romeo, A.N. Tiwari, and H. Zogg, M. Wagner, J. Günter, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 6-10 July 1998, paper to appear in the proceedings.

- (2) Investigations of chemically modified CdTe surfaces for improved back contact formation, N. Stratieva, R. Stefanov, G. Pchelarov, M. Stoev, A. Katersk, M. Igalson, and A. N. Tiwari, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 6-10 July 1998, paper to appear in the proceedings.
- (3) Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern, A. N. Tiwari, M. Krejci, F.-J. Haug, A. Romeo, H. Zogg, National Photovoltaic Meeting, Berne, 5. 5. 1998.
- (4) Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern, A. N. Tiwari, M. Krejci, F.-J. Haug, A. Romeo, H. Zogg, SPG Energy Symposium, Airolo, 25. 9. 1998.



ANNUAL REPORT 1998

Project Number: BBW Nr. 96.0254
Contract Number: EU Nr. JOR3-CT97-0135

ENET Number:

Project Title: Wide gap chalcopyrites for advanced photovoltaic devices (WIDE GAP CPV)

Abstract:

This project is about growth of epitaxial (single crystal thin films) and polycrystalline layers of CuGa_xSe_y to understand the structural and optoelectronic properties of compounds with different stoichiometry for solar cells. CuGaSe_2 ($E_g=1.68$ eV) is an interesting material for the advanced photovoltaic devices, such as tandem solar cells in conjunction with Cu(In,Ga)Se_2 . At IQE-ETHZ, we have established most of the deposition processes such as growth of high quality polycrystalline Cu(In,Ga)Se_2 absorber layers by vacuum evaporation, chemical bath deposition of CdS buffer layer, and growth of highly transparent ($T_{\text{visible}} > 85\%$) and conducting (sheet resistance $< 10 \Omega/\square$) ZnO:Al layers by RF magnetron sputtering. We, at IQE-ETH have reproducibly made polycrystalline ZnO/CdS/ Cu(In,Ga)Se_2 /Mo/glass solar cells in the efficiency range of 13 to 14% (also measured at IPE and ZSW Stuttgart).

Heteroepitaxial CuGa_xSe_y layers on Si and GaAs substrates have been grown and crack-free layers with good crystal quality (RBS $\chi_{\text{min.}} \sim 12\%$ and XRD rocking curve width of 250 arcs) have been obtained. The microstructural properties of the epitaxial layers and substrates have been investigated with high resolution TEM. Electron microscopy of the CdS/ CuGaSe_2 solar cells made with Cu-rich absorber layers have shown the Cu_xSe precipitates in the CuGaSe_2 matrix. These precipitates may limit the photovoltaic performance of solar cells made with Cu-rich CuGaSe_2 absorber layers.

Duration of the project:

May 1997-April 2000

Responsible for the project: PD Dr. H. Zogg / Dr. A.N. Tiwari

Reporting on the project: Dr. A.N. Tiwari, F. -J. Haug, M. Krejci, Dr. H. Zogg

Address: Thin Film Physics Group, Institute of Quantum Electronics, ETH-Building, Technopark, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich

Telephone: 01-4451474/1480

Fax: 01-4451499

E-mail: tiwari@iqe.phys.ethz.ch

1. OBJECTIVES FOR 1998:

The optoelectronic properties of CuGaSe_2 (band gap, $E_g = 1.67$ eV) are interesting for the development of advanced photovoltaic devices in conjunction with low band gap CuInSe_2 ($E_g = 1.0$ eV) or Cu(In,Ga)Se_2 (E_g about 1.2 eV) solar cells. In our group we have developed the processes to fabricate Cu(In,Ga)Se_2 solar cells in the efficiency range of 13 to 14%. Following were the objectives of the WIDE GAP CPV project for the year 1998:

- (i) To optimize the molecular beam epitaxy (MBE) growth process for the heteroepitaxial CuGa_xSe_y (also called as CGS) layers on Si and GaAs substrates. Characterization of material properties of epitaxial and polycrystalline layers with different techniques.
- (ii) Establish the CIGS solar cell fabrication processes, such as chemical bath deposition of CdS and sputtering of ZnO layers.
- (iii) Characterize the interface properties of epitaxial layer and substrate, and CGS based solar cells.

2. WORK AND RESULTS:

2.1. Epitaxial CuGa_xSe_y layers and properties: Heteroepitaxial layers of CGS were grown by MBE on (001) and (111) oriented Si and GaAs(100) substrates. Despite of high lattice and thermal mismatch between the layer and substrates, crack-free epitaxial layers with smooth morphology and good crystal quality were obtained under optimized conditions.

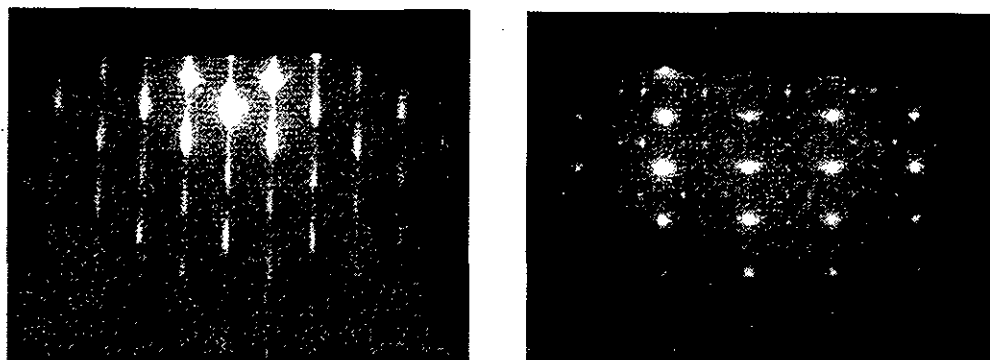


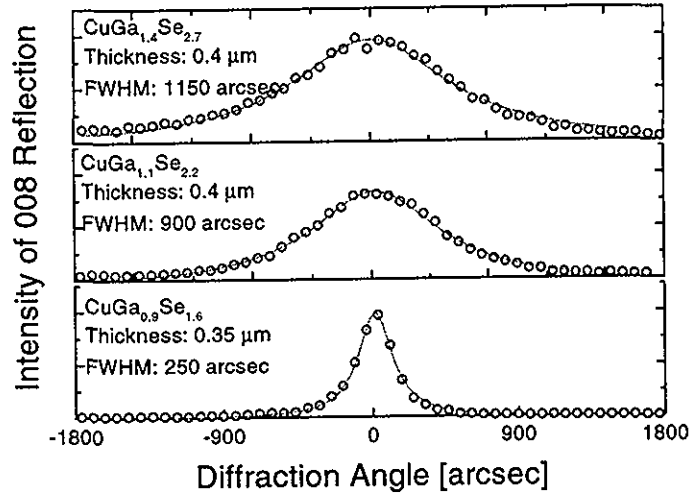
Figure 1: RHEED of $\text{CuGaSe}_2/\text{GaAs}(100)$ in the $[1-10]$ azimuth (left) and $\text{CuGaSe}_2/\text{Si}(111)$ in the $[11-2]$ azimuth (right).

It is evident from the reflection high energy diffraction patterns (RHEED), shown in figure 1, that the CGS layer grows as islands (3-D growth) due to the lattice mismatch. The low intensity spots in the RHEED of $\text{CuGaSe}_2/\text{Si}(111)$ are characteristic of the chalcopyrite structure of the (112)-oriented CGS layer. The Ga-rich CuGa_xSe_y layers are smoother and easy to grow compared to the stoichiometric single phase CuGaSe_2 layers.

Epitaxial layers were characterized with a variety of techniques such as x-ray diffraction (XRD), Rutherford backscattering spectroscopy (RBS), scanning electron microscopy (SEM), Raman scattering, Infrared absorption and low temperature photoluminescence (PL) and transmission electron microscopy (TEM).

XRD measurements were performed to determine the crystal orientation and structural quality of epitaxial layers. The XRD patterns of CGS/Si(111) exhibit the peaks corresponding to the

(112) orientation of single phase CuGaSe_2 . On $\text{GaAs}(100)$ substrates peaks corresponding to the c-axis oriented CGS are measured. Extra peaks due to any impurity phases (Cu-Se and GaSe compounds) are absent. In the θ - 2θ scan on a 800 nm thick epitaxial $\text{CuGa}_x\text{Se}_y/\text{Si}(111)$ using unfiltered x-rays from a Cu source, full width at half maximum of (336) α_1 peak of 470 arcs is measured. As shown in figure 2, the rocking curve XRD measurements indicate that with increasing Ga-content in CGS the crystal quality becomes poor (wider peaks are measured).



Figures 2: XRD Rocking curve measurements of epitaxial CuGa_xSe_y layers of different stoichiometry on $\text{GaAs}(100)$ substrate.

Ion channeling in RBS is used to evaluate the crystal quality of epitaxial CGS layers. The RBS ion channeling minimum yield ($\chi_{\min}$ defined as the ratio of the backscattered ion yield in the aligned to random direction) is a measure of the crystal quality; lower the value higher is the crystal quality. Figure 3 shows the 2 MeV He ion RBS spectra of a (112) oriented epitaxial CuGa_xSe_y layer. The $\chi_{\min}$ value of $\sim 12\%$ is a measure of the good crystal quality of epitaxial CuGa_xSe_y layer. Earlier we use to grow CGS layers with $\chi_{\min} \sim 28\%$, this indicates that now we have improved the crystal quality of epitaxial layers on $\text{Si}(111)$ substrates. For very good quality CuIn_xSe_y epitaxial layers the $\chi_{\min}$ of $\sim 7\%$ has been measured by our group.

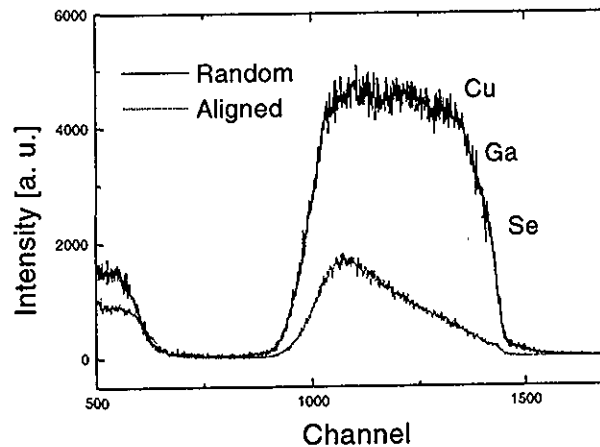


Figure 3: 2 MeV He ion RBS ion channeling of epitaxial $\text{CuGa}_x\text{Se}_y/\text{Si}(111)$.

RBS measurements are not sufficient to decide whether the layers consist of single phase material. The backscattered ions could be collected from different domains or segregations, thus the resulting composition could be an averaged value. In XRD, low intensity reflections of segregated compounds of similar crystal structure could be superimposed by the dominant peaks of CGS.

The study of lattice vibrational properties offers the possibility to detect segregations because of their different vibration modes. Raman measurements of CuGa_xSe_y layers were performed in the backscattering geometry with an Ar^+ laser emitting at 514 nm. The resolution was better

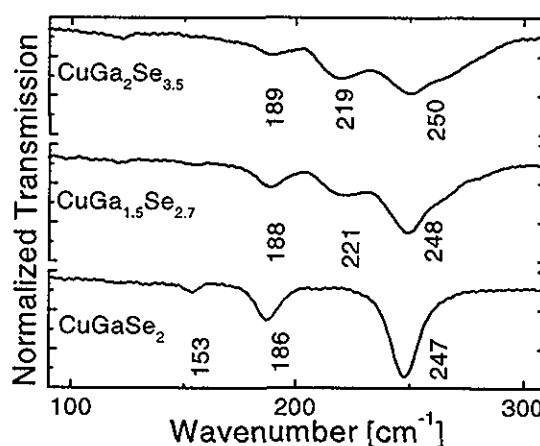


Figure 4: IR absorption spectra of heteroepitaxial $\text{CuGa}_x\text{Se}_y/\text{Si}(111)$ layers.

than 2.5 cm^{-1} . The dominant feature is a peak at 185 cm^{-1} which is attributed to the vibration of Se against the cation lattice (A1 vibrational mode) in the chalcopyrite structure. Two peaks at 247 and 273 cm^{-1} are attributed to TO and LO phonon modes, respectively, and correspond to E1 and B2 vibrations. The peak positions of the measurements are consistent with the published values. We were also able to investigate the vibrational properties with IR transmission because the Si substrate is transparent in this range of wavelengths. The lower spectrum in figure 4 shows IR absorption spectra of CuGaSe_2 with a small dip at 153 cm^{-1} and distinct dips at 186 and 247 cm^{-1} . These E and B modes are related to the vibrations of the Ga-Se bonds. The upper two spectra in figure 4 were recorded from Ga rich compositions; the absorption peaks are wider and small shifts are observed in all peaks, also a new absorption at 220 cm^{-1} is observed which could be due to the disorder in the lattice of a different structure.

The PL spectra of (112) oriented CGS layers were measured at a temperature of 5K using a laser diode emitting at 672 nm, the excitation power was varied between 0.02 and 20 mW. The spectra of Ga-rich layers (e.g. $\text{CuGa}_{1.3}\text{Se}_{2.6}$) are dominated by a broad emission peak located at 1.57 eV. The peak energy of this emission shifts to higher energies with increasing excitation power. Position and shape are similar to reported peaks at 1.58 eV which are attributed to a V_{Se} to V_{Cu} donor-acceptor (D-A) transition.

2.2. Microstructural investigations: Microstructural properties of the $\text{CuGaSe}/\text{Si}(111)$ were studied with TEM. Samples were thinned mechanically and by ion milling with a standard procedure. Twins and stacking faults on {112} planes are found at the interface of CGS to Si. Strain due to thermal and lattice mismatch between layer and substrate is partly relaxed by these faults. Figure 5 shows a high resolution image of the interface region between

CGS on Si(111). At the interface some dislocations due to lattice mismatch are visible. If they relax, CGS can grow undisturbed (left side). In the middle (a) a nanotwin on a (11-2) plane, starting about 5 nm above the interface, can be seen. Such twins were mostly observed on (11-2) but not on (112) growth planes as it is the case for CuInSe₂ on Si(111). The boundary of the twin with the (112) growth planes is not coherent. On the right side two extrinsic stacking faults on the (11-2) planes extend from the interface into the layer. It was observed that the number of nanotwins and stacking faults decreases with increasing layer thickness which explains the better crystal quality of thicker layers.

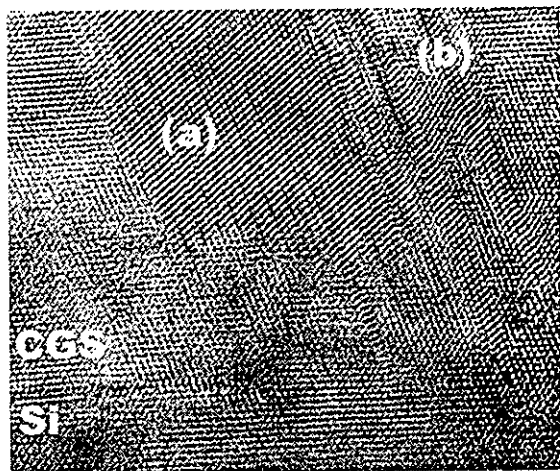


Figure 5: High resolution TEM image of the cross-section of epitaxial CGS/Si(111).

2.3. Cu(In,Ga)Se₂ solar cell fabrication processes: Fabrication of CIGS solar cells requires development of different technologies. A cross-section image of the polycrystalline CIGS solar cell is shown in figure 6. In our laboratory, we have established most of the important processes such as growth of high quality absorber layer, chemical bath deposition of CdS buffer layer and RF magnetron sputtering of transparent conducting ZnO and ZnO:Al layers. Now, we are able to reproducibly make polycrystalline CIGS solar cells on Mo/glass in the efficiency range of 13 to 14%.

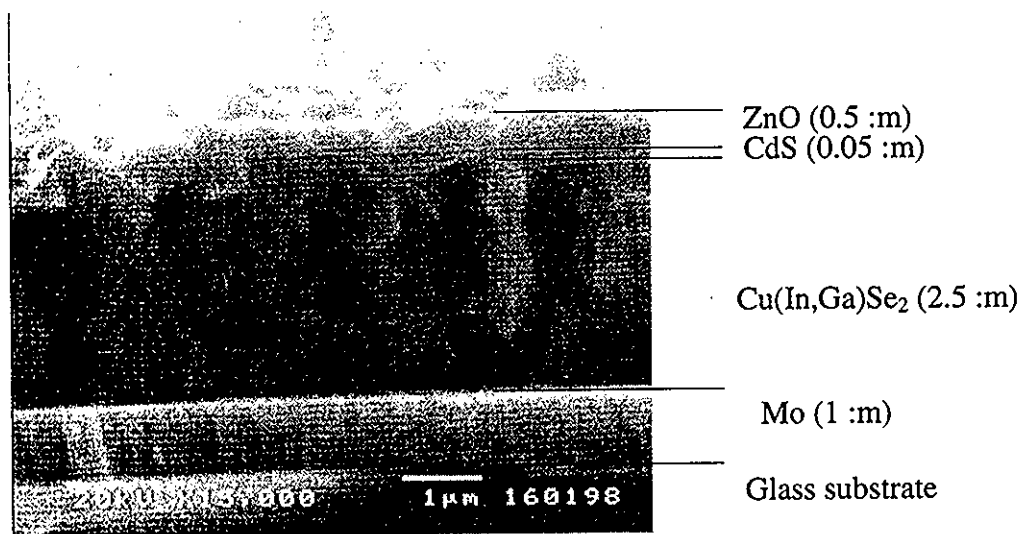


Figure 6: SEM cross-section image of a ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂/Mo/glass solar cell.

2.3.1. Characterization of interfaces in CGS solar cells: Various interfaces in ZnO/CdS/CGS/Mo solar cells (grown at IPE Stuttgart) were investigated by TEM at ETH Zürich. The objective of the work was to study the Cu-rich CGS absorber layers to understand why poor performance is obtained with "that kind of cells". The CGS layers on Mo were grown in Cu-rich conditions and the surface segregated Cu_xSe phase was etched with KCN and the CdS layers were deposited by CBD at 60 °C and 80 °C. CGS grains in the size of ca. 1 μm were imaged in dark- and bright-field micrographs (figure 7). The absorber layer of the sample with CdS deposited at 80 °C contained precipitates (size 10-100nm). The precipitates are distributed in the whole absorber layer (no thickness dependence). A microprobe EDX analysis of these precipitates indicates the presence of binary Cu-S and Cu-Se compounds. High resolution images taken in a $\langle 110 \rangle$ direction show no difference in the lattice between the CGS matrix and the precipitates. The High resolution TEM images show a coherent boundary between matrix and the precipitates. Therefore the crystal structure and lattice constants of matrix and inclusions have to be nearly identical. Cu_7Se_4 , which crystallizes in the zincblende structure, is the most probable phase for the inclusions. Due to the very high carrier concentrations and reduced band gap of the copper selenides compared to the CuGaSe_2 -matrix a strong impact on the electrical properties of the solar cells is unavoidable. Besides the increased interface recombination in $\text{CuGaSe}_2/\text{CdS}/\text{ZnO}$ thin film devices observed in earlier investigations, these segregations seem to be a principal limitation for the CuGaSe_2 thin film solar cells based on Cu-rich grown absorber layers.

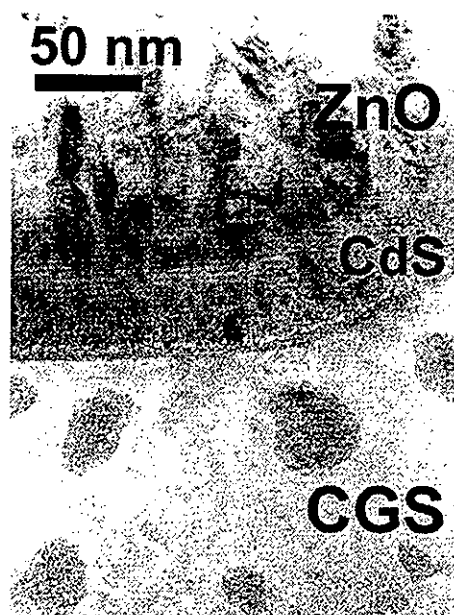


Figure 7: Bright Field TEM image of a ZnO/CdS/Cu-Ga-Se region. The CdS layer deposited at 80 °C is ca 50 nm thick and continuous. Cu-Se precipitates are seen in the absorber layer (dark spots).

3. COLLABORATIONS:

For the WIDE GAP CPV project we are collaborating with following groups/institutions:
 Prof. Lux Martha-Steiner, Hahn-Meitner Institute Berlin (HMI), Bereich Festkörperphysik, Berlin, Germany.

Dr. S. Rushworth, EPICHEM Limited, Bromborough, Great Britain.

Dr. J. Söllner, AIXTRON, Semiconductor Technologies GmbH, Aachen, Germany.
 Dr. S. Duchemin, Université de Montpellier II, Centre d'Electronique de Montpellier, France.
 Dr. H. Schock, University of Stuttgart, Institute für Physikalische Elektronik, Stuttgart, Germany.
 Dr. V. Zelezny and Dr. V. Vorlicek, Institute of Physics, ASCR, Prag, Czech Republic.
 Prof. G. Kostorz, ETH-Hönggerberg, Zürich.
 Dr. M. Döbeli, PSI, ETH-Hönggerberg, Zürich.
 Mr. P. Wägli, Festkörperphysik, ETH-Hönggerberg, Zürich.

4. TRANSFER:

This is a R&D project and the present status of the technology is not mature enough to be taken-up by the industries for the module production on industrial scale. However, project partners have been utilising the developed know-how to improve the processes and products in the R&D phase.

5. Perspectives for 1999:

Further optimization of the CIGS solar cell fabrication process would be carried out to increase the efficiency of solar cells. CGS and CIGS solar cells in superstrate configuration will be fabricated. For this growth and properties of absorber layer on ZnO/glass substrates have to be investigated. The properties of ZnO window layer and its compatibility with the absorber layer will be investigated.

5. PUBLICATIONS AND CONFERENCE PRESENTATIONS:

1. Growth and structural characterization of heteroepitaxial CuGa_xSe_y layers, F.-J. Haug, A.N. Tiwari, M. Krejci, H. Zogg, V. Zelezny and V. Vorlicek, presented at the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 6-10 July 1998 (to appear in the proceedings).
2. Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern, A. N. Tiwari, F.-J. Haug, H. Zogg, VSE Bulletin 89(10), 45-49, (1998)
3. A microstructural study of the CdS/CuGaSe_2 interfacial region in Cu-rich CuGaSe_2 thin film solar cells, V. Nadenau, D. Hariskos, H.-W. Schock, M. Krejci, F.-J. Haug, A. N. Tiwari, H. Zogg, Accepted for Publication in J. Appl. Phys.
4. Growth and application of $\text{Cu(In,Ga)}_x\text{Se}_y$ layers F.-J. Haug, M. Krejci, A. N. Tiwari, H. Zogg, presentation at the SPG Meeting, Berne, 26. 2. 98.
5. Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern, A. N. Tiwari, M. Krejci, F.-J. Haug, A. Romeo, H. Zogg, presented at the National Photovoltaic Meeting, Berne, 5. 5. 1998.
6. Microstructure of Cu-rich CuGaSe_2 thin films, V. Nadenau, H.-W. Schock, M. Krejci, F.-J. Haug, A. N. Tiwari, H. Zogg, presented at the POLYSE, Stuttgart 13. - 18. 9. 1998.
7. Dünnschichtsolarzellen aus Verbindungshalbleitern, A. N. Tiwari, M. Krejci, F.-J. Haug, A. Romeo, H. Zogg, Presented at the SPG Energy Symposium, Airolo, 25. 9. 1998.



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number : BBW 95.0703
Contract Number :

ENET Number :

Project Title : Nanocrystalline photovoltaic cells

Abstract:

Research and development of dye-sensitised nanocrystalline photo-electrochemical devices for conversion of solar energy is ongoing in the Laboratory for Photonics and Interfaces (LPI) of the Institute of Physical Chemistry, EPFL. The concept, for which patent rights are vested in EPFL, has been communicated to industrial licensees for product development. There is increasing interest from outside Europe, one of the licensees being Australia-based, and a new licensing agreement being signed with a Japanese organisation. Research on a related concept, sensitised nanocrystalline heterojunctions, is also reported.

Duration of the Project: 1.1.96 - 31.12.98

Responsible for the project:

Prof. M. Grätzel

Report:

Dr. A.J.McEvoy

Address:

Labo. de photonique et des interfaces (LPI)
Ecole polytechnique Fédérale de Lausanne
CH - 1015 Lausanne

Telephone: 021 693 36 89

Fax: 021 693 41 11

E-mail: augustin.mcevoy@epfl.ch

Objectives 1998

LPI is committed to the effective transfer to industry, and in particular to the licensees of EPFL, of its patented photovoltaic concept and the associated technology. That clearly involves not only the component materials but also knowledge of their long-term compatibility under operating conditions and their functioning as a system. The licensees in turn take up the aspects of industrial engineering and product development. Prototype devices exist and emergence on the market is expected shortly, but evidently the prevailing economic climate inhibits innovation. Of particular importance in 1998 were the efforts to verify the long-term stability of these devices in cooperation with industrial licensees and associated research laboratories (ECN, Netherlands), the further development of the "black dye" for panchromatic spectral conversion, and the publication of an innovative sensitised solid state heterojunction cell employing an organic hole conductor or p-type material deposited on a nanocrystalline porous titania substrate (1).

Research activities

An overview of the state of the art in dye-sensitised photovoltaic systems was presented at the 2nd. World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion in Vienna, Austria (6 - 10 July 1998) by EPFL, some licensees and partner laboratories (1,2). A detailed review of nanocrystalline and surface-derivatised devices was also presented at CIMTEC - World Ceramics Conference and Forum on New Materials, Florence, Italy (14 - 19 June 1998). (3). There has also been a recent review in the Swiss technical press (4). The independently-standardised cell photovoltaic conversion efficiency is now recorded in the Fraunhofer ISE PV Chart as 11%, with a device from an EPFL licensee somewhat lower (5). An innovative variant, in which the contacting liquid redox electrolyte is substituted by a cast-in-place organic conducting material, has recently been presented. If that material is functional as a hole-conducting p-type solid, then the new cell can be regarded as a sensitised solid state heterojunction (6). Meanwhile a summary of principles and recent advances will be presented here for those unfamiliar with the dye-sensitisation concept..

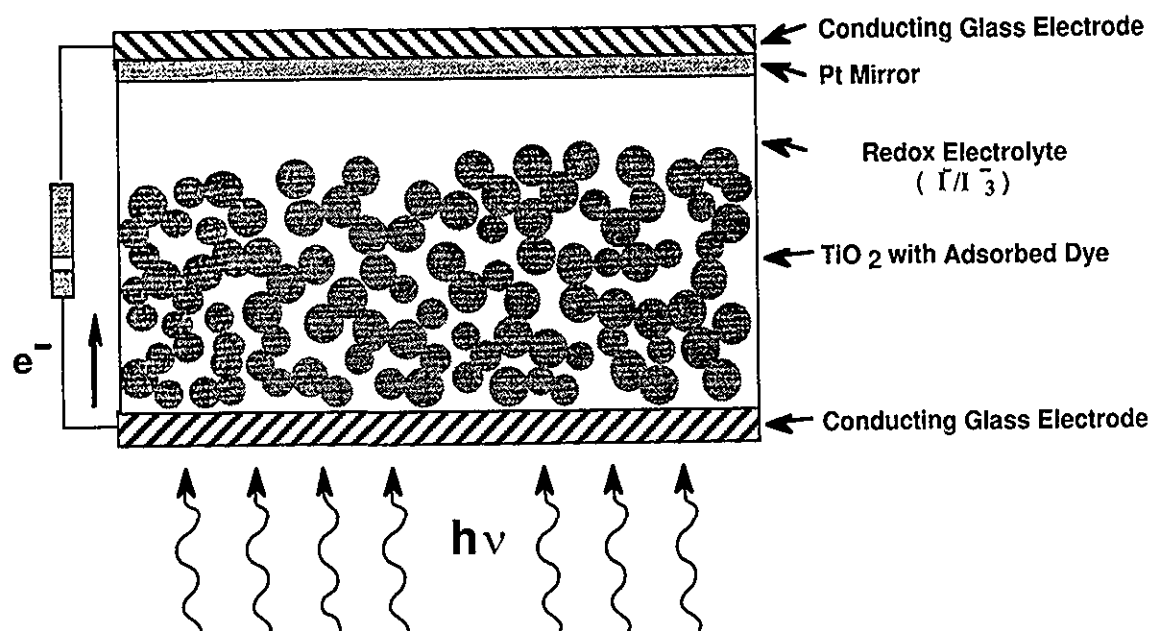
Operating principles

In standard PV cells the semiconductor is both optical absorber and charge separation site. In the sensitised cell, the optical absorber is a monolayer of dye chemisorbed on a nanotextured wide-band semiconductor layer. Charge separation occurs when a photoexcited dye molecule relaxes by electron loss to the semiconductor substrate. Charge neutralisation of the dye then occurs by a redox process with the electrolyte, which is in turn regenerated at a counter-electrode, with the circuit being completed externally.

The dye is chosen on the basis of the energy levels of ground and excited state, the latter being higher than the conduction band edge of the semiconductor substrate, and their separation being sufficiently narrow to obtain a significant optical absorption in the visible part of the solar spectrum. Much of the research in dye chemistry is devoted to the identification and synthesis of dyes matching these requirements, while retaining stability in the photoelectrochemical environment and throughout the redox charge transfer procedure. The dye molecule must also carry attachment groups such as carboxylate or phosphonate to promote chemisorption as a monomolecular layer to the oxide substrate.

Dye chemistry and optics

Initial efforts some years ago to extend the optical absorption spectrum of the original tris-bipyridyl dye formulation took the direction of synthesis of trimers in which pendant ruthenium moieties served as antennae, on which optical absorption and photoexcitation was followed by vectorial charge transfer to the central ruthenium site and thence to the substrate (7). The use of a cyanide bridging group in the trimer, associated with a prior interest in prussian blue as sensitiser (8), then induced consideration of substituting for one pyridyl group in the tris-bipyridyl dye, two coligands such as cyanide, thiocyanate or halide for spectral



Schema of construction of a dye-sensitised electrochemical photovoltaic device, with a porous nanostructured titania semiconductor layer sensitised with the adsorbed dye, redox electrolyte and catalysed counter electrode, optically optimised.

Modification, giving the very successful bis-bipyridyl dithiocyanate dye which has been our principal photoabsorber for the past several years (9). Only recently has an improvement in terms of spectral response been found, with the use of other polypyridyl ligands (10). There is currently under evaluation a "black dye" with panchromatic absorption across the solar spectrum, designed along these lines. Other dye formulations evaluated include copper derivatives of chlorophyll (11) and certain phthalocyanines (12).

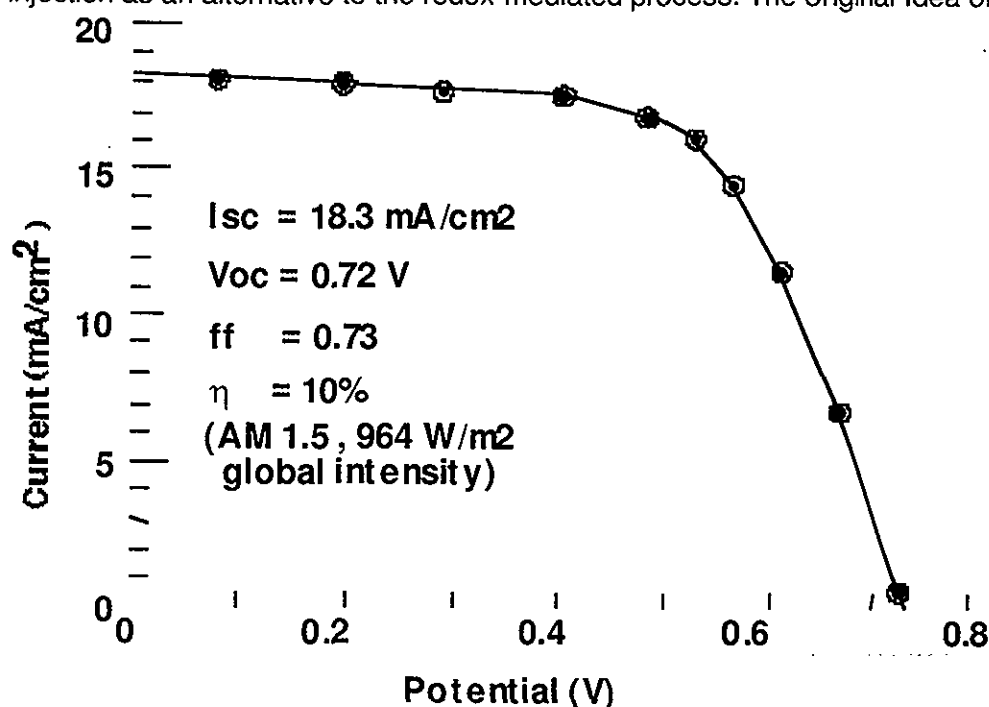
Cell fabrication

The nanostructured semiconductor thin films are deposited by silk screen printing, then fired at a relatively low temperature to retain the anatase structure of the TiO_2 . Details of materials and procedure are given in a recent comprehensive review of fabrication methods (13), which also describes an innovative monolithic structure for the cell, possibly better adapted to series interconnection than the original concept in which photo- and counter-electrodes were deposited on separate support materials. Counter-electrode and electrolyte selection, as well as current collection limitations are also discussed in that review. The monolithic structure is a strategy to address one obstacle to the upscaling of cells and modules to dimensions suitable for the large-scale photovoltaic conversion of solar energy, which is the sealing of the devices. In integrated modules, not only the module periphery but also the interconnect between cells

must seal without imperfection; due to the photovoltaic potential difference between adjacent cells, redox electrolyte would not simply diffuse through defects and react; transport is enhanced by an active electrophoresis effect. Alternative high viscosity gel and polymer electrolytes are of low diffusion coefficient for redox ions, so their use would limit the fill factor of the module under full sunlight conditions. The production quality control requirements for sealing are therefore evident.

Further PV device structural concepts

One alternative which offers itself to confront the sealing problem and which has been vigorously followed since 1997 is the replacement of the redox electrolyte by a solid p-type semiconductor, deposited to interpenetrate the nanocrystalline TiO_2 structure, and which by its hole transport properties would permit the charge neutralisation of dye molecules after electron injection as an alternative to the redox-mediated process. The original idea of a dye-sensitised



Current-voltage characteristic of dye-sensitised photoelectrochemical (electrolyte-mediated) device, under AM 1.5 illumination, as determined at a standardisation laboratory.

Heterojunction can be traced back at least to 1978, when a patent was granted to Ghosh and Feng (14). Presently however there are new organic materials with electron and hole mobilities to be associated with nanostructured semiconductor substrates in innovative heterojunction devices. One such is the spirobifluorene compound whose structure is illustrated below.

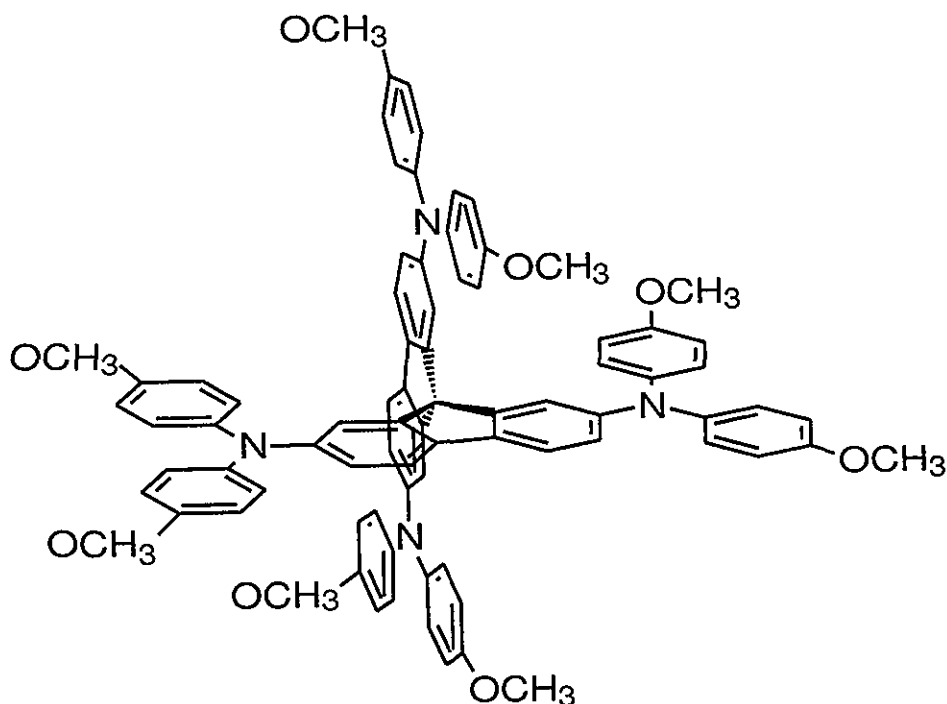
Applications

Prototypes of small devices powered with dye-sensitised nanocrystalline electro-chemical photovoltaic cells are now appearing: for example a watch by SMH Corp. of Switzerland featured last year in the technical press (15). The advent of the panchromatic dye facilitates the fabrication of semitransparent devices for windows and other architecturally integrated applications, since there is no colour bias imposed. Similarly for devices such as the recently-announced "smart window" of NREL, in which the photoelectrode, sensitiser and electrolyte of the EPFL device are associated with an electrochromic counterelectrode (16), the new panchromatic dye could be advantageous. Other devices incorporating specialised counterelectrodes can be projected in the future, such as integrated charge storage devices. The review already referred to (11) could be consulted for further concepts of nanocrystalline electrochemistry applications.

Collaboration and industrial partners

Contributing licensees of the dye sensitised technology, as well as a number of Swiss firms, now include Australian, Japanese and German industries. Interest in the technology is widespread, with active research groups in North America (NREL, Golden Colorado) and in Japan, both academically (University of Tokyo) and in industry. Particularly noteworthy in the past year has been the signature of a new licensing agreement with the Japanese company Aisin-Seiki. This company is particularly prominent in the automotive components industry in Japan, and has a representation in Europe in the form of the IMRA research laboratory, Sophia Antipolis, France. Personnel of the new licensees have already made extended visits to LPI-EPFL for technology transfer and instruction in the principles of dye-sensitised photosensitive devices.

European Union research partnerships involving Ireland, Netherlands and Sweden are ongoing. It is to be expected however that EPFL and the Swiss economy in general can also benefit from these applications of our patented technology. Innovative applications under



The Spirobifluorene hole-conducting p-type semiconductor material, as used in the prototype solid state sensitised device. The spiro structures are orthogonal moieties, joined through a common carbon site in the molecule.
(PATENT PCT/EP96/03944, LUPO & SALBECK)

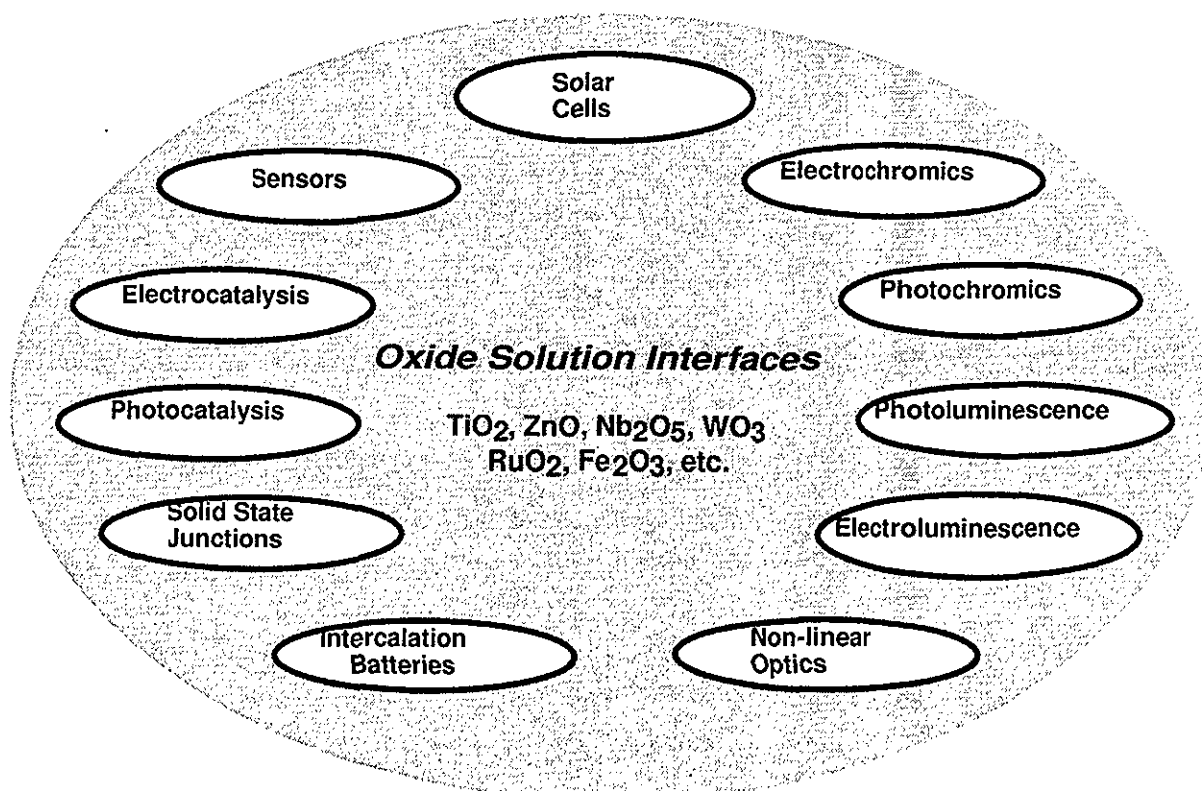
consideration are as integrated power supply units within product ticketing (Pricer AB, Sweden) and the "smart card" concept of our local licensee, Solaronix S.A.

Perspectives 1999

Development in 1999 will pursue the evolution described above, with the objective particularly of rugged and reliable systems based on continued improvements of materials and their compatibility. Further licensing agreements with industry is being actively sought, and it is hoped that the decision by existing industrial partners on market launch of some consumer products exploiting the dye-sensitised nanocrystalline photoelectrochemical principle will not be long delayed. As for large area solar energy conversion devices, further progress in interconnections and seals is to be expected. Interest will be maintained in the dye-sensitised heterojunction concept, and spin-offs of the nanocrystalline electrochemical technology will be pursued, in for example photochromics and in energy storage devices.

References

1. "Dye-sensitised nanocrystalline semiconductor photovoltaic devices", A.J.McEvoy, U.Bach and M.Grätzel, 2nd. World Conf. PV Solar En. Conv., Vienna, Austria, July 1998, in press.
2. "The performance of dye-sensitised solar cells with a one-facial monolithic build-up prepared by screen printing", A.Hinsch, R.Kinderman, M.Späth, E.Rijnberg and J.A.M.van Roosmalen, *ibid*.
3. "Dye-sensitised nanocrystalline semiconductor photovoltaic devices", M.Grätzel, K.Brooks and A.J.McEvoy, Proc. CIMTEC - World Ceramics Congress & Forum on New Materials, Florence, June 1998.
4. "Molecular photovoltaics and nanocrystalline junctions", S.D.Burnside, K.Brooks A.J.McEvoy and M.Grätzel, *Chimia* 52 (1998) 557.



Possible applications of electrochemical devices employing nanocrystalline semiconductor substrates.

5. *Fraunhofer ISE PV Charts*, publ. Fraunhofer Inst. f. Solarenergie-systeme, Freiburg-i-B, Germany, Ed.9, 1997.
6. U.Bach, D.Lupo, P.Comte, J.E.Moser, F.Weissörtels, J.Salbeck, H.Spreitzer and M.Grätzel, *Nature* 395 (1998) 583.
7. R.Amadelli, R.Argazzi, C.A.Bignozzi and F.Scandola, *J. Am. Chem. Soc.* 112 (1990) 7029
8. E.Vrachnou, A.J.McEvoy and M.Grätzel in W.H.Bloss and F.Pfisterer (Eds.), *Advances in Solar Energy, Proc.ISES, Hamburg, 1987* (Pergamon, Oxford, England, 1988) p. 3010.
9. M.K.Nazeeeruddin, A.Kay, I.Rodicio, R.Humphry-Baker, E.Müller, P.Liska, N.Vlachopoulos and M.Grätzel, *J. Am. Chem. Soc.* 115 (1993) 6382.
10. P.Péchy, F.P.Rotzinger, M.K.Nazeeruddin, O.Kohle, S.K.Zakeeruddin, R.Humphry-Baker and M.Grätzel, *J.Chem.Soc.Chem.Comm.* (1995) 65.
11. T.Gerfin, M.Grätzel and L.Walder, *Prog. Inorg.Chem.* 44 (1997) 345.
12. E.Saurer, M.Grätzel and T. Meyer, *Int. Patent WO94/03930*, dep. 29.07.1992.
13. A.Kay and M.Grätzel, *Solar Energy Mater.* 44 (1996) 99.
14. A.K.Ghosh and T.Feng, *US Patent 4,127,738* (1978).
15. *PV Insider's Report*, 29 March 1997.
16. C.Bechinger, S.Ferrere, A.Zaban, J.Sprague and B.A.Gregg, *Nature* 383(1996)608.

A.J.McEvoy, LPI-EPFL,
8/12/1998



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number:
Contract Number:

BBW 96.0431-1

ENET Number:

Project Title: Indoor dye PV's - Progress and evaluation of the experimental work at Leclanché S.A., in collaboration with European partners of the JOULE III programme

Abstract:

In close collaboration between Leclanché S.A., the Swiss Polytechnical Federal Institute, Lausanne, the Energy Center of the Netherlands, Petten, DSM Netherlands, Geleen, the University of Uppsala, Pricer AB Uppsala, the Swedish Institute for Production Engineering and Research, Mölndal and Industria Plastica Monregalese, Mondovì, a research programme on dye sensitized nanocrystalline solar cells for indoor applications has been continued. The goal of this collaboration, to set up a concise proposal for a pilot production line for small, low-power PV modules, has been pursued.

Duration of the Project:

06.97 - 04.99

Responsible for the project:

Dr. Marcus Wolf, Leclanché S.A.

Reporting on the project:

Dr. Marcus Wolf, Leclanché S.A.

Address:

Leclanché S.A.
- Dr. Marcus Wolf -
48, Av. de Grandson
CH-1401 Yverdon-les-Bains

Telephone: 024 447 22 44
http:

Fax: 024 447 22 45
E-mail: research@leclanché.ch

1. Objectives of the project for 1998

Objectives for Leclanché S.A.

The activities in 1998 focused on the following main topics:

- < continuing collaboration with an industrial manufacturer for TiO_2 raw colloids and screen printable TiO_2 and other ceramic pastes
- < refinement of the chemical derivatization of the deposited electroactive electrodes
- < electrolyte application in an industrially applicable process
- < refinement of sealing materials
- < studies on semi-automatic sealing processes and machinery
- < further contributions to a long-term stability test programme, based on a single-substrate, 'monolithic' module design

These topics have been treated in a continuous and close collaboration with our JOULE III project partners, during this period, especially with EPFL, ECN, IVF and IPM. This distribution of tasks has been very helpful for Leclanché S.A. to work on applied topics and is highly appreciated in this context.

Our work on constituting components for the monolithic structure concentrated on the evaluation of subcontractors for colloidal screen printable pastes and custom-made composite materials for sealing. These materials have been applied with highly reproducible techniques. The achievable throughput, the degree of reproducibility and the number of specimen per laboratory campaign were in the focus of process development.

According to specified customer demands, the design of the prototype product has been changed. Due to this change, the feed of test specimen into a stability test programme has been delayed. These results will be further accomplished by a field test and finally being published at the end of the programme.

Contributions from other project partners

Among the most important items with direct impact on the progress of our own experimental work have been

- < further technology transfer from EPFL to the project partners and common evaluation of subcontractors
- < further tests on screen-printable TiO_2 and ceramic pastes on semi automatic equipment at Leclanché S.A., ECN and IVF
- < large-scale preparation of composite polymer materials by IPM
- < design of a continous hot press technique for the sealing of monolithic structures by EPFL
- < design and investigation of a semi-automatic hot-press technique for the sealing of monolithic structure at ECN
- < a workshop on practical prototype production with all project partners at the facilities of Leclanché S.A.

2. Ongoing work with pilot laboratory installations at LSA and elsewhere

Priorities for Leclanché S.A.

As a consequence of the complexity of the project tasks, we studied the four complexes

- < print deposition of three different functional electroactive layers
- < drying and sintering of these coatings
- < chemical derivatization of separated electrodes and functional monolithic structures
- < functional activation by electrolyte application
- < sealing and electrical contacting with prototype barrier materials

Due to a more performant access to technical informations and tools, the item 'structuring of TCO glass' was given to IVF and subcontractors. Their studies on the velocity of laser ablation showed, that this step is in agreement with the necessary materials flux of a volume production and could further be adapted with buffering systems, before the structured glass plates are feeded into an in-line process. The installation of laser-ablation systems has been understood as a prerequisite to meet the requirements of design flexibility, precision and process flexibility.

Contributions from our project partners

Materials testing and characterization has been continued by LPI, EPFL and the University of Uppsala. A contribution which has been of great importance, was the continuing work on single test cells. As the materials and components of these single test cells are the same as for monolithic modules, it has been possible to separate, for a first time, process parameters from material parameters and to study their influence on long term stability. Due to this systematic approach, the suitability of the chosen sealing materials could be confirmed. Recommendations for a better experimental strategy for lifetime improvement could be directly deduced from this experience.

Parallel to our technical conceptions, ECN and EPFL and IVF studied variations of the sealing concept and prototype tools therefore. This allowed a decoupling of process parameters on the immediate performance of both single test cells and modules. A common feature, which to our opinion was very satisfactory, was the confirmation of only moderately demanding production environment. The necessity of rapid tool prototyping has been a bottleneck for all project partners and has once again proven the interdisciplinarity of our tasks. During the reported period it has been understood and highly appreciated, that a very close exchange of information and engineering skills is indispensable for a rapid and consequent development. The limited personal and technical resources of each of the project partners in mind, splitting of engineering tasks between Leclanché S.A., EPFL, IVF and IPM has thus proven to be a manageable strategy.

3. Current state of the project

Situation at Leclanché S.A.

In order to respond to the requirements of the project partner and pilot end user Pricer AB, the construction of modular working units in a dry room laboratory has been accomplished. These installations went operational during mid '98 and are since then working in an air conditioned environment of about 5 % relative humidity. The preparation sequence has been distributed over three different laboratory environments, with respect to deposition of ceramic layers, chemical derivatization and sealing. This configuration of the pilot laboratory now anticipates the design of a later production facility, except robotics and transition of materials.

Our concept of three different test cell lines, representing increasing levels of complexity, has been pursued and in most parts been successfully completed.

- < The single 'sandwich-type' test cell, with exactly 1 cm² geometrical surface area, is now standardized and allows the use of various material combinations in an exactly reproducible configuration. This includes the key steps 'chemical derivatization' and 'sealing'.
- < An initial design for the monolithic module, which consisted of three interconnected primary cells, has been realized and studied. This concept has been redesigned into a module of five primary cells, in order to approach realistic geometrical conditions, such as distance between primary cells, overall dimensions and periphery elements. Both configurations serve now for upscaling and quantification throughout the production sequence. No new elementary steps or techniques had to be added, which shows the potential of monolithic modules for generic product design.

The single 'monolithic' test cell with exactly 1cm² geometrical surface, either covered with a glassplate or alternatively with a metal/polymer laminate, has also been realized. Due to limited personnel and technical resources, this test cell line has not been continued, but left over to project partners ECN and EPFL. The versatility of a generalized design and engineering has nevertheless been demonstrated and it is still estimated to be an important element in a coherent test programme.

Leclanché S.A. is continuously working on facilitating the preparation of a batch production of test specimen. It has been understood, that access to easily maintainable laboratory installations for experimentally interested project partners had direct impact on our evaluation process. With respect to our common interests in reliable databases, we intend to continue these efforts beyond the duration of this special programme.

Current state of the European collaboration

The experimental activities amongst the European partners will reach the final evaluation phase in March 1999. This will include a provisional appreciation of the achieved results by the potential end user Pricer AB as well as detailed reports to the European commission.

4. Work accomplished and important events in the working programme in 1998

Results at Leclanché S.A.

In coordination with the project plenum, the group of Leclanché S.A. obtained conclusive results on the following topics.

- < Construction of work stations for hot-sealing of ionomers and ionomer/metal laminates
- < Implementation of prototype tools for an improved module design
- < Construction of massively parallel test charts
- < Installation of a flow-through chemical reactor for upscaling of the staining process
- < leak-tight electrical contacting of multi-barrier sealed singles test cells and modules
- < Layer deposition processes for the monolithic modules
- < Engineering studies on 'low' and 'high' volume production

Our approach of multi-barrier sealing has definitely reached a higher design level and is now ready to be tested on semi-automatic production equipment. The collaboration with Swiss and further European manufacturers, for custom made composite materials has enabled us to react quickly on experimental changes and to get insight into further application potentials of these materials. A direct support from our project partner IPM has been very fruitful to prove new material combinations under realistic 'factory conditions'.

In our own laboratory, construction elements for massively parallel testing could be tested and verified with completely packaged single cells and modules.

The availability of primarily or multibarrier-sealed test specimen has made the idea of exchanging these objects between project partners a common practice. This is expected to improve our test protocols for further applied field tests and to expand our current collaborations beyond the duration of the JOULE III programme.

Contributions from other project partners

All experimental subtasks, which have been accomplished so far, are currently combined into a detailed proposal for a industrial production design. Since this work is not yet completed, we refer to forthcoming publications elsewhere.

5. Key results obtained in 1998

Results at Leclanché S.A.

The key result for Leclanché S.A. remains the delivery of a customer specific module design for low-power applications. This has been prepared during 1998 and will be finished in spring '99. The physical 'hardware' now exists for further detailed studies and improvements on every single component and the process as a whole. We could get evidence, that performance and economic feasibility are manageable by further optimization of process parameters, which are in the current stage of the programme known and defined. With this generic photoelectrochemical device, a common experimental basis has been realized at Leclanché S.A. and competent Swiss and European partners. We have understood that this kind of collaboration has enabled us to come to a conclusive basis about feasibility and long-term stability of dye sensitized PV modules. Being aware of the yet uncompleted studies, we believe nevertheless that our collaborations in the JOULE III framework have so far very much contributed to accomplish our new business evaluation on low-power devices for indoor applications.

6. Outlook for the remaining working period and beyond

Objectives of Leclanché S.A. for 1999

- < Further technology transfer for the built-up of a pilot line at Leclanché S.A.
- < Accomplishment of a field test in close collaboration with Pricer AB
- < Upscaling of the key complex 'chemical derivatization'
- < Re-evaluation of the cost calculation due to new experimental results
- < Evaluation of experimental approaches to 'medium-power' devices

7. Publications in preparation

Leclanché S.A.

In accordance with our project partners, no publications have yet been submitted to scientific journals by Leclanché S.A. A series of publications on scientific, environmental and economic aspects of our project work is under preparation.

With regard to features of proprietary device and process components, as well as questions of intellectual property, we do not want to anticipate or prejudice contributions defined as 'fore ground information' which came about in this project. For further informations we refer to the upcoming final report to the European Commission.



ANNUAL REPORT 1998

Project Number : 10441
Contract Number : 58375

Project Title : Antenna-Solar cells

Abstract :

We have achieved clear experimental evidence for the antenna function of zeolite L nanocrystals, loaded with the dye pyronine and modified by oxonine at both ends of the channel. It is expected that the direct proof of the antenna - solarcell principle will be achieved.

Duration of the Project : 1.1.97 - 31.12.99

Responsible for the project : Dr. Gion Calzaferri, full professor for physical chemistry

Reporting on the project : Prof. Dr. Gion Calzaferri

Address : Departement für Chemie und Biochemie
Universität Bern
Freiestrasse 3
CH - 3000 Bern 9

Telephone : 031 631 42 36 / 26
http : //iacrs1.unibe.ch

Fax : 031 631 39 94
E-mail : calza@solar.iac.unibe.ch

1. Projektziele 1998

Sensibilisierung von dünnen Halbleiter-Schichten durch supramolekular organisierte Farbstoffmoleküle in den Kanälen von hexagonalen Zeolith-Nanokristallen. Die farbstoffbeladenen Zeolithnanokristalle fungieren als Antenne indem sie Licht absorbieren, dieses via strahlungslose Energieübertragung zur Zeolith-Halbleitergrenzfläche transportieren und dort strahlungslos auf den Halbleiter übertragen, wo ein Elektron-Lochpaar erzeugt wird, das dann entsprechend konventioneller Halbleitertechnologie verarbeitet werden kann.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Es ist gelungen, die Antennenfunktion in mit Pyronin beladenen Zeolith L Nanokristallen, die an den beiden Enden mit je einem Oxonin pro Röhre modifiziert sind, experimentell eindeutig nachzuweisen. Die wichtigsten Ergebnisse, die in der Berichtsperiode entstanden sind, sind in *Fast Energy Migration in Pyronine-Loaded Zeolite L Microcrystals* beschrieben. Ich gebe im folgenden die Kurzfassung dieser Arbeit wieder:

The stacking of pyronine and oxonine in the channels of zeolite L microcrystals is possible due to their high affinity for entering the channels and on account of the fact that inside the dyes cannot glide past each other because the channels are too narrow. This allowed us to invent experiments for observing energy migration in pyronine-loaded zeolite L microcrystals of cylinder morphology. Organic dyes have the tendency to form aggregates at relatively low concentrations. These are known to cause fast thermal relaxation of electronic excitation energy. The role of the zeolite is to prevent this aggregation even at very high concentrations and to superimpose a specific organization. Light is absorbed by a pyronine molecule located somewhere in one of the zeolite channels. The excitation energy migrates preferentially in both directions along the axis of the cylinder due to the pronounced anisotropy of the system. It is eventually trapped by an oxonine located at the front or at the back of the microcrystal. This process is called front-back trapping. The electronically excited oxonine then emits the excitation with a quantum yield of approximately one. The pronounced anisotropy of the electronic transition moments of both pyronine and oxonine can be observed in an optical fluorescence microscope by means of a polarizer. Maximum luminescence appears parallel to the longitudinal axis of the cylindrical microcrystals, extinction appears perpendicular to it and their base appear always dark. We report experimental results for the front-back trapping efficiency of pyronine-loaded zeolite L microcrystals of different average length, namely 700 nm, 1100 nm and 1500 nm, different pyronine occupation probability, ranging from 0.03 to 0.48, and modified with oxonine as luminescent traps at the base. Extremely fast electronic excitation energy migration along the axis of cylindrical crystals has been observed, supported by the increase of the effective excitation lifetime due to self-absorption and re-emission of the pyronine vertical to the cylinder axis. Effective energy migration lengths of up to 166 nm upon pyronine excitation have been observed, which thus leads to the remarkable properties of this material.

Etwas leichter verständlich können unsere Ergebnisse wie folgt dargestellt werden (siehe Pressemitteilung des Schweizerischen Nationalfonds zu unserem NFP 36 Projekt). Ich möchte hier festhalten, dass diese Arbeiten sowohl im Rahmen dieses BEW Projektes als auch unsers NFP Projektes NFP36, Nr. 4036-043853 *Supramolekular organisierte Farbstoff-Moleküle in den Nanoporen von Zeolithen* (Gesuchsperiode: 1. März 1996 bis 31. Mai 2000)

unterstützt wird. Im Rahmen des BEW Projektes werden die Aspekte der Nutzung unserer Ergebnisse für den Aufbau eines neuen Solarzellentyps bearbeitet, während sich der NFP-Teil mehr auf die Grundlagen und die übrigen Anwendungsaspekte bezieht.

Dye molecules for efficient light harvesting in zeolite microcrystals

Copied from nature: Leaf as a model for new solar cell

Plants are masters in the direct transformation of sunlight into energy. In the ingenious antenna system of the leaf, sunlight is transported by green chlorophyll molecules for the purpose of energy transformation. A research group of the National Research Programme "nano science" has now succeeded in reproducing this light transport in an artificial system on nano scale. In this artificial system, zeolite cylinders adopt the antenna function. The light transport is effected by specifically used dye molecules which adopt the natural function of chlorophyll. Zeolites, which in nature occur in the soil, are minerals with different cavity structures. The research group of the University of Berne was successful in producing, in the laboratory, miniature zeolite cylinders showing a continuous tube system and in filling each individual tube with a chain of joined dye molecules. Light shining on the cylinder is transported by the dye molecules inside the tubes to the cylinder end. Tests have shown that this transport takes place much faster than it has been possible to determine within plants so far. Now there are tries to use this efficient light harvesting system for the development of a new thin layer solar cell. Conventional silicon solar cells must be quite broad in diameter in order to be able to absorb enough light. Light harvesting zeolite cylinders attached to a thin layer of silicon would be an alternative to these conventional cells. Since the mentioned cylinders can be produced economically, this procedure could be the breakthrough for solar cells, which are still expensive at the present day.

In order to better understand the important processes which plants use for the photochemical transformation and storage of solar energy it is useful to rebuild single steps of the process in an artificial system. For this purpose, the Bernese research group around Professor Gion Calzaferri had to build a system in comparable order of magnitude, which means in microscopic scale, because only at this small scale light transport proceeds without loss.

100'000 tubes inside a cylinder

The microcrystalline zeolite cylinders produced in the laboratory which adopt the function of the antenna system in plant leaves are smaller than one thousandth of a millimeter. And in each of these cylinders there is room for about 100'000 parallelly arranged tubes having a diameter of only one millionth of a millimeter each. A system of this kind cannot be seen with the naked eye. On the palm of the hand, millions of zeolite cylinders feel like extremely fine talcum powder. Because of the very small mass in this artificial antenna system, the processes can only be proved with the help of a molecular probe.

In order to achieve that the dye in the tubes arranges as a chain of individual molecules, the research team had to produce zeolite cylinders with tubes of constant diameter in the desired size. By means of computer simulation, the dye molecules which fitted exactly into the cavity of the tubes were then determined.

Light moves from green to red

Single red emitting dye molecules were put at each end of the tubes filled with green emitting dye. Only this form of arrangement made an experimental prove of efficient light transport possible. Light shining on the cylinder is only absorbed by the green dye and moves along the green molecules until it reaches the red molecule. The red dye molecule absorbs the energy, but it is not able to send it back to the green dye molecule: visible to the naked eye, it radiates the energy in the form of red light.

With this experimental arrangement it could also be observed that in the artificial system, light quanta are transported substantially faster than has been reported so far for green plants. The Bernese research group is now quite confident that this efficient light transport can be used for the development of a new type of thin layer solar cell.

The next goal is to attach single cylinders closely packed together on a thin layer of silicon. Should this principle work, the production of efficient and above all economic solar cells would be conceivable. Contrary to the semiconductor silicon, which must be gained in a costly process, zeolite is an aluminum silicate which occurs in large quantities in nature and can be produced artificially in the desired form much cheaper.

From dye lasers to microscopes

The artificial zeolite light harvesting system offers further application possibilities. A system in which the dye molecules inside the tubes are arranged in such a way that the whole light spectrum can be used, which therefore conducts light from blue to green to red, would make solar cells even more efficient.

The light harvesting system on molecular level can theoretically also be used in a dye laser of extremely small size. Such a micro laser could possibly replace the conventional laser used in CD-players. With this technique, the storage capability of a Compact Disc could be increased significantly. Usages in the field of optical microscopes are conceivable as well. The light harvesting microcrystals could be used as probes for near field microscopy.

3. Zusammenarbeit

Die Herren Dr. Christian Bärlocher und Dr. Valery Shklover (Laboratorium für Kristallographie, ETH Zürich) mit denen die Arbeit *Characterization of Methylviologen in the Channels of Zeolite L* fertiggestellt werden konnte;

ein Austauschstudent von Prof. Tjeerd Schaafsma, Universität Wageningen NL, arbeitet zur Zeit in meinem Labor an Problemen, die die *Antennen-Solarzellen* betreffen;

Professor F. De-Schryver, ist mit Hilfe seiner „Single-Molecule Spectroscopy“ Einrichtung dabei ist, mit Pyronin beladene Zeolith L Nanokristalle von uns zu charakterisieren;

Professor A. Meixner (Siegen) hat von uns soeben mit Oxonin beladenen Zeolith L Proben für „Single-Molecule Spectroscopy“ Experimente erhalten;

Frau Frau Priv.-Doz. Dr. Angelika Sebald (Bayrisches Forschungsinstitut für experimentelle Geochemie und Geophysik, Universität Bayreuth) ist dabei, farbstoffbeladene Zeolith L Proben von uns mit Hilfe von Festkörper NMR zu untersuchen;

mit PD Dr. Harald Ries (München) sind einige theoretische Überlegungen angestellt worden.

4. Perspektiven 1999

Die wichtigste Voraussetzung für das Gelingen dieses Projektes konnte realisiert werden, nämlich der eindeutige experimentelle Nachweis der Antennenfunktion von mit Pyronin beladenen Zeolith L Nanokristallen, die an den beiden Enden mit je einem Oxonin pro Röhre modifiziert sind. Wir haben uns vorgenommen, 1999 den *direkte* Nachweis des *Antennen-Solarzellen* Prinzips zu erbringen.

5. Publikationen in wissenschaftlichen Journalen zu diesem Projekt seit 1.1.98

Transfer of electronic excitation energy between dye molecules in the channels of zeolite L

Niklaus Gfeller, Silke Megelski and Gion Calzaferri

J. Phys. Chem. B. 104 (1998) 2433-2436

The Resorufin Anion in the Channels of Zeolite L

Dominik Brühwiler, Niklaus Gfeller and Gion Calzaferri

J. Phys. Chem. B. 104 (1998) 2923-2929

Zeolite Microcrystals as Hosts for Supramolecular Organization of Dye Molecules

Gion Calzaferri

CHIMIA 10 (1998) 525-532

Particle-Distribution in a Microporous Material

Andreas Kunzmann, Roland Seifert and Gion Calzaferri

J. Phys. Chem. B 103 (1999) 16-26

Fast Energy Migration in Pyronine-Loaded Zeolite L Microcrystals

Niklaus Gfeller, Silke Megelski and Gion Calzaferri

J. Phys. Chem. B 103 (1999) ...

Characterization of Methylviologen in the Channels of Zeolite L

Brian Hennessy, Silke Megelski, Claudia Marcolli, Valery Shklover, Christian

Bärlocher and Gion Calzaferri

J. Phys. Chem. B 104 (1999) ...



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 14785 / 54318
Contract Number:

ENET Number: 9854318

Project Title: ALUCOSOL-Development of a Facade System with
Integrated Solar Cell Modules

Abstract:

As no suitable solar cell technology was available for the realisation of the ALUCOSOL-project, the initial target of fabrication and testing of a demo-façade had already to be given up at the end of phase III. As a compensation it was planned to develop the idea of the large area deposition of a-Si:H on aluminium in connection with a suitable concept for the current collection and to go ahead with this concept up to the state of pilot modules.

Concerning the conceptional and theoretical considerations the targets of the project were mainly achieved. However, the practical realisation proved to be much more difficult and time spending than originally planned. Only partial aspects of the module fabrication (deposition of a-Si:H on Al-sheets, laser-drilling of current conductions, etc.) could be examined. However, the gained results and perceptions led to the conclusion that the promotion of the ALUCOSOL idea has to be continued; a follow-up project should soon be defined.

Duration of the Project: Sept. 1, 1996 - Oct. 31, 1998

Responsible for the project: Alusuisse Technology & Management AG

Reporting on the project: Dr.-Ing. Michael Weng

Address: Badische Bahnhofstrasse 16, 8212 Neuhausen am Rheinfall

Telephone: 052 / 674 93 44
http:

Fax: 052 / 674 95 40
E-mail: michael.weng@alusuisse.com

1. Projektziele 1998

Die Tatsache, dass sich das Anwendungspotential für die photovoltaische Stromerzeugung in der Schweiz – aber auch in anderen dicht besiedelten Industrieländern – in hohem Mass auf die Gebäudeintegration abstützt, war und ist allgemein anerkannt und wurde in der Vergangenheit an nationalen und internationalen Konferenzen immer wieder bestätigt. Es fehlt aber immer noch an geeigneten Produkten und Systemtechnologien.

Um dieses Potential innert nützlicher Frist zu nutzen, müssen entsprechende Solarzellenmodule auf den Markt gebracht werden. Eine Erweiterung des bestehenden Angebots ist dringend erforderlich. Diese Situation war Ausgangspunkt für das ALUCOSOL-Projekt.

Wichtigstes Ziel im Jahr 1998 war die Fertigstellung des Schlussberichts. Bis zur Abgabe war u.a. das Erreichen der folgenden Detailziele vorgesehen: Lösungsansätze für die grossflächige Beschichtung von Aluminium mit a-Si:H, Lösung des Problems der Stromdurchführungen (Prototypen), Verbesserung des bestehenden Oberflächenschutzes (Beständigkeit, Kratzfestigkeit, Kosten, etc.), Herstellung und Prüfung von Pilotmodulen im Format DIN A4, Darstellung des ALUCOSOL-Konzepts inkl. Kostenschätzung, Erstellen des Grobkonzepts für einen Fertigungsablauf.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Zu Beginn von Phase IV des ALUCOSOL-Projekts stand entgegen der ursprünglichen Planung kein Pilotmodul mit Zellen aus a-Si:H/Stahl auf einer Verbundplatte zur Verfügung und konnte daher nicht die Basis für das in dieser Phase zu entwickelnde Fassadenelement bilden. Um das Defizit der fehlenden Zellen zumindest teilweise auszugleichen, wurde daher beschlossen, die Grundlagen für die a-Si:H-Direktabscheidung auf Aluminium-Substrat in Zusammenarbeit mit dem IMT Neuchâtel und anderen Partnern aus Wissenschaft und Industrie zu erarbeiten.

Wegen der fehlenden Module war daher auch die Durchführung der geplanten Labortests (Korrosion, UV), des ISPRA-Tests und der Freibewitterung nicht möglich. Statt dessen wurden die Tests an den BP Solar-Pilotmodulen intensiviert, da auch von diesen wegen des ähnlichen Aufbaus zahlreiche relevante Aussagen zum ALUCOSOL-Konzept zu erwarten waren.

Die Definition des erfolgversprechendsten ALUCOSOL-Systems musste daher grossenteils aufgrund theoretischer Überlegungen erfolgen und war daher nicht vollständig durchführbar. Das definitive Konzept für das ALUCOSOL-Fassadensystem konnte nicht im Detail festgelegt werden und die zugehörige Marktstudie musste allgemeiner gehalten werden als ursprünglich geplant.

Da bis zum Abschluss der Projektarbeiten keine PV-funktionsfähigen Fassadenelemente bzw. Pilotmodule auf der Basis von a-Si:H/Aluminium zur Verfügung standen, war der Bau einer Demofassade nicht möglich, so dass keine Daten zu Montagefreundlichkeit, PV-Wirkungsgrad, Bautaughlichkeit, Systemtechnik, Aussehen sowie Kosten vorliegen.

Die weitaus meisten Aktivitäten während der Projektphase IV bestanden in der Suche nach Möglichkeiten zur Realisierung des Konzepts der a-Si:H-beschichteten Aluminiumbleche mit Stromdurchführungen und in entsprechenden Versuchen bei verschiedenen Partnern. Damit wurde die eigentliche Zielsetzung des Projekts – die Entwicklung eines PV-Fassadensystems bis zur Produktionsreife – auf eine Machbarkeitsstudie für das vorgesehene Konzept zurückgestuft.

Die Abscheidung von a-Si:H-Zellen kann entweder direkt auf dem Al-Substrat oder auf einem chemisch vernickelten oder verchromten Al-Substrat durchgeführt werden. Eine solche Abscheidung einer funktionsfähigen amorphen Silizium-Zelle auf einem Al-Substrat war jedoch nur als Versuch in kleinem Massstab möglich und wurde in /7/ ausführlich beschrieben. Aufgrund fehlender technischer Voraussetzungen war ein Upscaling bisher noch nicht möglich; es konnten jedoch einige Teilaspekte des ALUCOSOL-Zellenkonzepts praktisch überprüft werden:

- Abscheidung einzelner Substanzen (a-Si:H, ZnO, TCO, Chrom, Nickel, etc.)
- Realisierung von Laserbohrungen durch zwei miteinander verklebte Al-Blechen
- Die Isolierung der Bohrungen
- Silizium-Nitrid-Beschichtung einer Zelle als Oberflächenschutz

Da innerhalb des ALUCOSOL-Projektteams die Einrichtungen zur Durchführung der notwendigen Verfahrensschritte nicht zur Verfügung standen, wurden die Arbeiten bei verschiedenen Partnerinstitutionen abgewickelt (siehe Abschnitt 3.)

Aus der Vielzahl der Partner resultierte ein erheblicher Koordinationsaufwand. Da die meisten Arbeiten sukzessive bei verschiedenen Partnern durchgeführt werden mussten, verging zumeist viel Zeit mit dem Transport von Substraten und Proben. Durch die notwendigen Transporte entstanden oftmals Beschädigungen oder Verunreinigungen der Muster. Insgesamt erwies sich die zur Verfügung stehende Zeit als zu kurz für die Durchführung sämtlicher Arbeiten.

Thermische Zyklen mit a-Si:H-Zellen auf Al-Substrat

Bei der Abscheidung von a-Si:H-Zellen auf Al-Substrate trat wegen der unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten von Aluminium und Silizium die Frage des Verhaltens dieser Zellen bei Temperaturschwankungen auf. Zur Überprüfung der Verbindung zum Al-Substrat der beim IMT Neuchâtel abgeschiedenen a-Si:H-Zellen wurden an drei Zellen mit geringfügig unterschiedlichem Aufbau zwischen Zelle und Al-Substrat thermische Zyklen durchgeführt. Ein Teil der Zellen war zusätzlich mit einem Klarlack geschützt. Diese Zellen bestanden den Test ohne sichtbare Beschädigungen, während es bei ca. 50 - 60 % der ungeschützten Zellen zu lokalen Abplatzungen kam.

Realisierung von Laserbohrungen für Stromdurchführungen

Zur Überprüfung der Machbarkeit von Laserbohrungen für Stromdurchführungen durch die Zellen wurden je zwei anodisierte Aluminium-Plättchen im Format 100 mm x 100 mm miteinander verklebt. Da im Projektteam kein geeigneter Laser zur Verfügung stand, wurden die Bohrungen mit dem Laser mit einem hexagonalen Lochraster mit ca. 5 mm Abstand zwischen den Löchern (ca. 46000 Löcher/m²) in Auftrag gegeben.

Die Bohrungen sollten einen Durchmesser von ungefähr 0.1 bis 0.2 mm aufweisen und brauchten nicht rund zu sein. Die Bohrachse selbst musste nicht zwingend senkrecht zur Plattenoberfläche stehen, sie konnte bis zu einen Winkel von ca. $\pm 20^\circ$ um die Senkrechte streuen. Diese bezüglich der Funktionalität unbedenklichen Vereinfachungen sollten die Kosten der Laserbohrungen bei der Zellenherstellung niedrig halten. Es zeigte sich, dass die gewählte Methode der Laserbohrungen grundsätzlich machbar ist, dass aber noch ein erheblicher Optimierungsbedarf besteht.

Plasma-Nitrid-Schutzschichten auf a-Si:H-Solarzellen

Am PSI wurde auf unbeschichtete, kontaktierte a-Si:H-Solarzellen der Fa. UNI-SOLAR Silizium-Nitrid durch Plasma-Abscheidung aufgebracht. Die Zellen wurden vor und nach der Beschichtung photovoltaisch getestet, nach der SiN_x-Abscheidung wurde bei ATM die Kratzfestigkeit der Oberfläche im Vergleich zu einer unbeschichteten Zelle getestet.

Der Wirkungsgrad der Zellen wurde durch den Abscheidungsprozess, der bei Temperaturen unterhalb von 200 °C stattfand, nicht beeinträchtigt. In einem Fall konnte sogar eine Erhöhung des Wirkungsgrads festgestellt werden, dessen Ursache jedoch ungeklärt ist. Die mechanische Schutzwirkung konnte mit einem bei ATM gebauten Gerät nachgewiesen werden.

Polymere Schutzschichten

Auf Tandemzellen der Fa. UNI-SOLAR aus einer früheren Lieferung wurden unterschiedliche Beschichtungen aufgebracht; anschliessend wurden vergleichende Korrosionsuntersuchungen (Xenotest) durchgeführt /8/. Dabei zeigte sich, dass bezüglich des Korrosionsverhaltens die derzeit bevorzugte Variante (TEFZEL®-Folie + EVA-Klebeschicht) die besten Eigenschaften besitzt, während sich z.B. eine mitgetestete Sol-Gel-Beschichtung nach ca. 1500 h von der Zelle ablöste.

Kostenanalyse

In einer früheren Projektphase wurden detaillierte Kostenanalysen zur Modulfertigung mit kristallinen Zellen durchgeführt. Dabei zeigte sich klar, dass allein durch die Laminierung auf ALUCOBOND® keine wesentlichen Kostenreduktionen möglich sind. Diese Aussage basiert auf heutigen Zellen-, Laminier- und Modultechnologien und führte letztlich auch zum Entscheid, diese mögliche Anwendung vorläufig nicht weiter zu entwickeln.

Signifikante Kostenreduktionen sind erst möglich durch die volle Integration des Solarzellen- und Modulaufbaus in das ALUCOBOND®. Hierfür sind diverse Varianten denkbar; eine davon wurde im Rahmen des ALUCOSOL-Konzepts beschrieben. Es stellte sich allerdings als recht schwierig heraus, zuverlässige und präzise Zahlen zu den einzelnen Prozessschritten zu erhalten.

Herstellung eines STEELOBOND®-Demo-Moduls

Über Fa. Enecolo AG konnte eine Solarzelle der neuesten Generation (a-Si:H-Triple-Zelle auf rostfreiem Stahl, ca. 25 cm x 35 cm) der Fa. UNI-SOLAR beschafft werden. Da derzeit vermutlich keine grösseren Zellen erhältlich sind, wurde im Projektteam beschlossen, aus diesem Exemplar einen Demo-Modul herzustellen. Wegen der unterschiedlichen Wärmeausdehnungskoeffizienten von Stahl und Aluminium wurde als Trägerplatte nicht ALUCOBOND®, sondern ein vergleichbarer Aufbau aus rostfreien Stahlblechen gewählt. Dieser Aufbau wurde vor mehreren Jahren als Produktvariante STEELOBOND® entwickelt, wegen verschiedener Probleme aber nicht in die Produktion eingeführt.

Bereits in Projektphase II war ein ähnlicher Modul realisiert worden, damals allerdings mit zwei parallel geschalteten Zellen im Format von jeweils 12 cm x 33 cm. Zunächst wurde in einem ersten Arbeitgang die Trägerplatte aus einem 3 mm dicken Polyethylen-Kern und zwei Blechen aus rostfreiem Stahl (Dicke oben: 0.15 mm / Dicke unten: 0.30 mm) durch Lamination in einer Presse hergestellt. Die ca. 0.15 mm dicke Solarzelle wurde mit ihrer blanken Unterseite mittels eines leitfähigen Epoxy-Klebers auf das obere Deckblech aufgebracht und während etwa 24 h bei ca. 70 °C unter flächiger Belastung verklebt.

Da die Zellenoberfläche bereits ab Werk mit einem transparenten Schutzlack versehen war, wurde auf eine zusätzliche Schutzschicht verzichtet. Der fertige Modul erwies sich als funktionsfähig, für detaillierte Messungen stand jedoch nicht mehr ausreichend Zeit zur Verfügung.

Selbstverständlich weicht der Demo-Modul noch in einigen Punkten vom ALUCOSOL-Konzept ab. Insbesondere erfolgte die Herstellung praktisch ausschliesslich in Handarbeit. Der verwendete leitfähige Epoxy-Kleber kann nur als Zwischenlösung angesehen werden, da er für grossflächige Anwendungen zu teuer ist. Auch die hier gewählte Variante mit Stahlblech als STEELOBOND® wäre in der Praxis mit erheblichen Nachteilen behaftet (geringere Leitfähigkeit der Deckbleche, schwierigere Verarbeitbarkeit zu Fassadenelementen, etc.). Im kleinen Massstab gibt der Demo-Modul jedoch einen Eindruck vom Aussehen der geplanten ALUCOSOL-Module.

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen (insbesondere auch der Industrie), internationale Kontakte und Zusammenarbeit

In der ersten Projektphase war eine Reihe von Kontakten zu anderen Institutionen im In- und Ausland hergestellt bzw. intensiviert worden. Zwischen den am Projekt direkt beteiligten Firmen Alusuisse Technology & Management AG (bisheriger Name: Alusuisse Lonza Services AG), Enecolo AG (bisheriger Name: PMS Energie AG), Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG und Paul Scherrer Institut war ein Zusammenarbeitsvertrag geschlossen sowie mit dem Architekturbüro Hostettler + Partner eine projektbegleitende Beratung vereinbart worden. Für die anschliessende vierte - vom BFE finanzierte - Projektphase wurde ein neuer Zusammenarbeitsvertrag zwischen Alusuisse Technology & Management AG, Enecolo AG und Paul Scherrer Institut sowie mit Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG ein separater Unterauftrag unterzeichnet. Ausgehend von den Resultaten der Phasen I bis III ergaben sich diverse Industriekontakte zur Frage der Umsetzung.

Die angestrebte Zusammenarbeit mit UNI-SOLAR konnte hingegen nicht vertraglich geregelt werden. Die Beziehungen gestalteten sich auch weiterhin schwierig, da UNI-SOLAR keine Bereitschaft zur Lieferung von Halbzeugen zeigte. Die Kontakte zu UNI-SOLAR wurden daher eingefroren und es wurde entgegen der ursprünglichen Absicht versucht, Kooperationen mit anderen Firmen einzugehen.

Zusammenfassend gab es 1998 Kontakte zu folgenden Institutionen bzw. Firmen:

- | | |
|------------------------------------|---|
| • IMT, Universität Neuchâtel (CH) | Plasmaabscheidung von amorphem Silizium |
| • ETH Zürich (CH) | Systemtechnik, Einzellenwechselrichter, Abscheidung |
| • ISE, Fraunhofer-Gesellschaft (D) | Einzellenwechselrichter |
| • NAPS (F) | Einzellenwechselrichter, a-Si:H-Zellen, Abscheidung |
| • International Energy Agency | Photovoltaic Power Systems Programm, Task 7 |
| • Lonza Folien GmbH (D) | Oberflächenschutzfolien |
| • Fachhochschule Münster (D) | Laserbohrungen |
| • Laser-Automation Gekatronik (CH) | Laserbohrungen |

- Forschungszentrum Jülich (D) Abscheidung von Dünnschichtzellen auf Al-Substrat
- Consultant Solar Energy (FIN) Abscheidung von Dünnschichtzellen auf Al-Substrat
- EPV Energy Photovoltaics (USA) Abscheidung von Dünnschichtzellen auf Al-Substrat
- AKZO-Nobel (NL) Abscheidung von amorphen Si-Zellen auf Polymerfolien
- EPF Lausanne (CH) Abscheidung von Schichten auf Al-Substrat
- Universität Stuttgart (D) Abscheidung von Schichten auf Al-Substrat

Am Institut für Leistungselektronik an der ETH Zürich (Prof. Stemmler) war eine Machbarkeitsstudie zum Konzept des Einzellenwechselrichters durchgeführt worden. Die positiven Resultate führten im Frühjahr 1995 zu einer Antragstellung bei der EU im Rahmen des JOULE-Programms, welche von der zuständigen Kommission akzeptiert wurde. Die Arbeiten in diesem Projekt waren recht erfolgreich: 1998 stand ein Prototyp für Versuchszwecke zur Verfügung, womit ein wesentliches Teilziel des Projekts erreicht war. Die Resultate wurden in einem Schlussbericht zuhanden der EU-Kommission dokumentiert.

Die Verbindungen zu den Firmen, die sich mit der kristallinen Silizium-Technologie beschäftigen, wurden auch in dieser Projektphase weitgehend auf ein informelles Niveau beschränkt.

4. Allfälliger **Transfer** von Ergebnissen 1998 in die Praxis

Einige Ideen aus früheren Projektphasen (z.B. Modulwechselrichter) sind bei konkreten Photovoltaik-Gebäudeanwendungen durch den Projektpartner EWE realisiert worden und werden in der Praxis erprobt. Von den aktuellen Projektergebnissen konnte wegen des eher grundlegenden Charakters bisher noch kein Transfer in praktische Anwendungen stattfinden.

5. **Perspektiven** für 1999, falls Projekt weitergeführt wird

Das Projekt wird gemäss der internen Planung bei Alusuisse Technology & Management AG in 1999 nicht mehr weitergeführt. Derzeit ist noch nicht entschieden, ob (und wenn ja, wie?) die Projektidee weiterverfolgt werden soll. Schwachpunkt des ALUCOSOL-Konzepts ist nach wie vor die fehlende Technologie zur Herstellung grossflächiger Solarzellen, ohne die weder entscheidende kostenmässige noch technologische Vorteile gegenüber den heute bereits bestehenden Modulkonzepten für die Fassadenintegration erzeugt werden können.

Ziel von allfälligen Nachfolgearbeiten wäre die Überprüfung, ob der eingeschlagene Weg zur Herstellung grossflächiger Solarmodule gangbar ist und welche weiteren Anstrengungen bis zu einer industriellen Produktion noch notwendig wären. Damit würde gleichzeitig eine Entscheidungsgrundlage für sämtliche weiteren Aktivitäten bezüglich PV-Module bei Alusuisse Technology & Management AG geschaffen.

Unabhängig von weiteren technischen Abklärungen werden die Marktchancen bzw. -bedrohungen für die Alusuisse-Verbundplatten im Zusammenhang mit den zu erwartenden Entwicklungen in der Solar-Architektur weiterhin beobachtet.

6. **Publikationen** 1998

Weng, M. et al.: ALUCOSOL – Entwicklung eines Fassadensystems mit integrierten Solarzellenmodulen, Schlussbericht zuhanden des Bundesamtes für Energie, Dezember 1998

7. **Quellenverzeichnis**

- /1/ Weng, M. et al.: Entwicklung eines Fassadensystems mit integrierten Solarzellenmodulen (Phasen I und II), Schlussbericht zum NEFF-Projekt Nr. 557, März 1994
- /2/ Weng, M. et al.: Entwicklung eines Fassadensystems mit integrierten Solarzellenmodulen (Phase III), Schlussbericht zum NEFF-Projekt Nr. 557, Februar 1996

- /3/ Steup, H. Korrosionsprüfung (Xeno-Test) an Solarzellen der Fa. USSC (alte Variante) mit verschiedenen Beschichtungssystemen, interner Prüfbericht der Alusuisse-Lonza Services AG, Mai 1996
- /4/ Weng, M. et al.: ALUCOSOL – Entwicklung eines Fassadensystems mit integrierten Solarzellenmodulen, Offerte zuhanden des Bundesamtes für Energiewirtschaft für ein Energieforschungsprojekt, August 1995
- /5/ Gutschner, M. Entwicklung eines Ansatzes zur Ermittlung des ertragskriterium-differenzierten photovoltaischen Flächenpotentials im schweizerischen Gebäudepark, Diplomarbeit an der Universität Freiburg, April 1997
- /6/ Shah, A. et al.: Aluminium-Fassadenelemente mit direkt abgeschiedenen amorphen Silizium-Solarzellen, genehmigter Schlussbericht zum NEFF-Projekt Nr. 682, Januar 1997
- /7/ Götz, Michael: Solarzellen aus amorphem Silizium auf Aluminium: Drei Wege, den Substrateinfluss zu beschreiben, Dissertation an der EPFL Lausanne, 1997
- /8/ Steup, Heinz: Korrosionsprüfung (Xeno-Test) an Solarzellen der Fa. USSC (alte Variante) mit verschiedenen Beschichtungssystemen, interner Prüfbericht, Alusuisse-Lonza Services AG, Mai 1996

Dr. M. Weng



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number : 14869
Contract Number : 54392

ENET Number : 9554392

Project Title : Photovoltaics on flat roofs : a new approach

Abstract :

Three objectives were defined for this year :

- **Improving** already developed systems
- **Setting up** one pilot installation with the SolGreen system.
- **Publishing** the final report

Due to various delays in the project (not connected with the LESO), the pilot plant with Solgreen system will be installed in 1999. But a new variant for large installations has been developed.

The fiber cement system (Solbac) has been improved as well as the Sofrel.
The final report will be released by the end of the year.

Duration of the Project :

Planned :	1.7.1995 - 30.6. 1997
Extended :	1.7.1995 - 31.12.1998

Responsible for the project :

Ch. Roecker

Reporting on the project :

J. Bonvin, Ch. Roecker

Address :

EPFL
Bâtiment LESO
1015 Lausanne

Telephone : 0041 21 693 43 41

Fax : 0041 21 693 27 22
E-mail : christian.roecker@epfl.ch

1. Objectifs

Les objectifs pour l'année écoulée étaient les suivants :

- améliorer les concepts précédents
- réaliser une installation pilote avec le système SolGreen
- rédiger le rapport final.

2. Travaux effectués

Durant cette année les travaux suivants ont été réalisés :

2.1 Amélioration de Solbac

Le système d'intégration développé en collaboration avec la maison Eternit a fait l'objet de plusieurs applications. Ces réalisations ont permis de relever une faiblesse du système qui a alors été rapidement corrigée. Le système initial s'appuyait sur la souplesse du fibrociment pour permettre une fixation des modules rapide et pratique. Cependant, les premières observations ont montré que le fibrociment Eternit avait un comportement instable dans le temps et qu'une fixation mécanique vissée était nécessaire. En effet, les éléments avaient tendance avec le temps à s'affaisser, préjudiciant grandement la durabilité de la fixation (figure 1). Cette faiblesse de l'élément a été corrigée de deux manières :

- Utilisation de nouveaux crochets vissés sur l'éléments Eternit et sur le cadre du panneau (figure 2).
- Réalisation de profil de renforcement dans le dos de l'élément (figure 3 et 4).

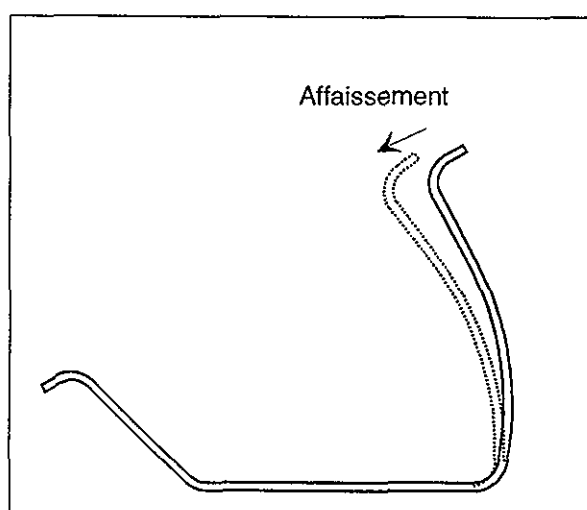


Figure 1. Affaissement de l'élément

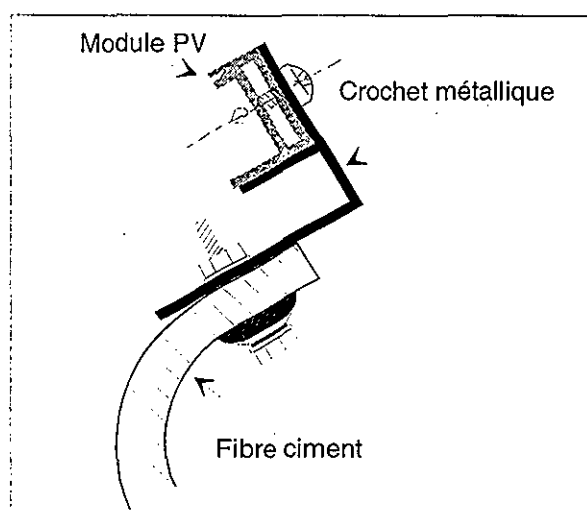


Figure 2. Nouveau système de fixation



Figure 3 et 4 : Renforts dorsaux de l'élément Eternit, de face et de dos

Ces améliorations ont permis ainsi de renforcer la fiabilité de l'élément tout en permettant une simplification de montage pour les modules à cadre. Le crochet métallique est en effet fixé entre deux modules ce qui assure un contact électrique et facilite grandement la mise à terre (Figure 5).

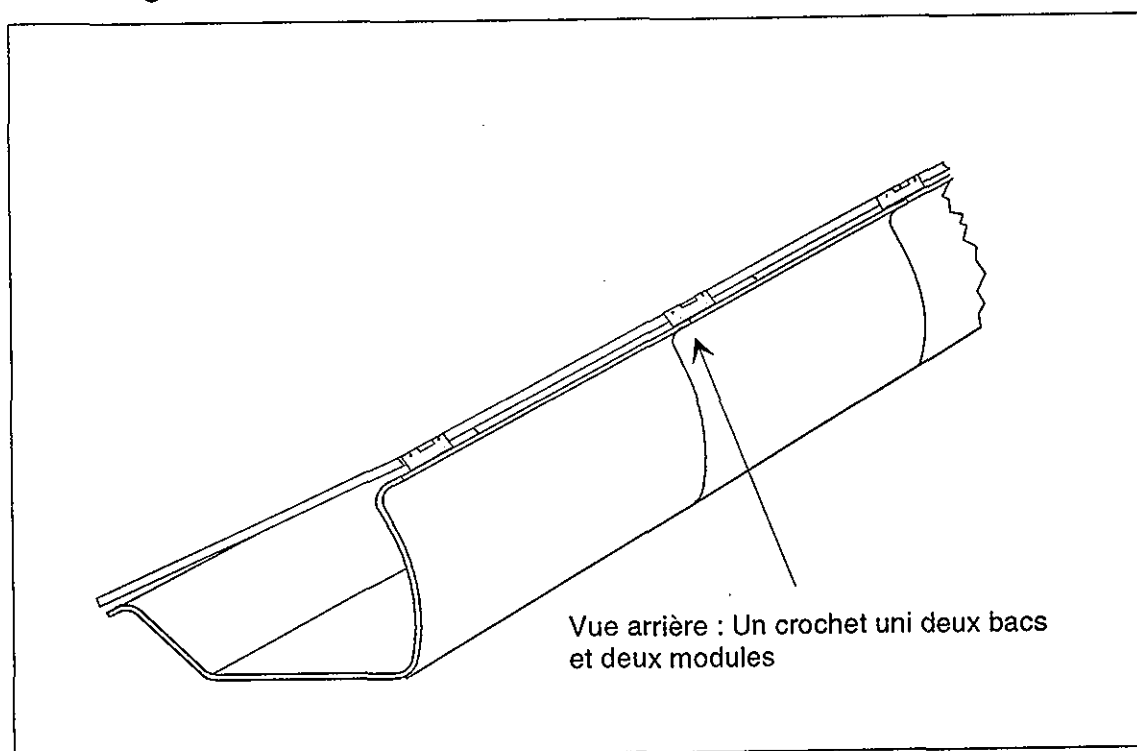


Figure 5. Le nouveau système en fibre ciment

2.2 Amélioration de Sofrel

Le socle Sofrel et ses crochets ont également été améliorés, notamment par les modifications suivantes :

- Crochets inox permettant de fixer les modules et de solidariser les bases en béton, améliorant la tenue au vent à poids égal (chaînage)
- Nouvelle forme des socles, offrant un angle plus important ($27,5^\circ$) que le précédent (20°), ainsi qu'une réservation pour le canal de câbles.

2.3 Solgreen.

Une installation-pilote était prévue pour le début de l'année 1998. Toutefois certains retards sont apparus et la décision finale de réaliser cette installation n'est tombée que courant novembre 98. La réalisation n'aura donc lieu que l'année prochaine.

En vue d'une application plus large (300kW à la Messe Basel), et complétant le système développé en 1997, destiné à supporter un seul module à la fois (single system), un nouveau système a été conçu pour l'application à des grandes installations (dès 10 kWp). Ce système présente l'avantage novateur d'ancrer les tubes inox cintrés dans le sol en utilisant un réseau formé de ces mêmes tubes. De plus le réseau est stabilisé aux endroits les plus soumis à la force du vent par des plaques de plastique enterrées (Figure 5).

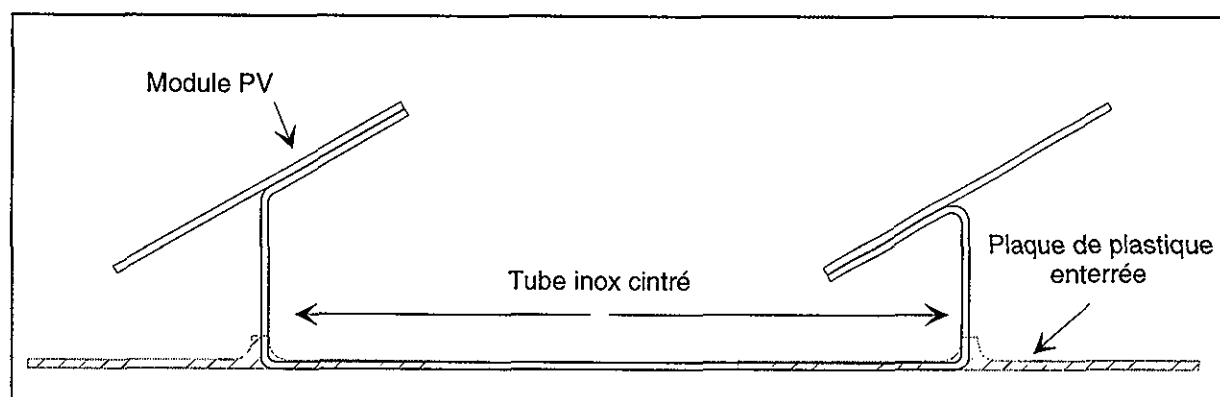


Figure 5. Coupe du système pour grandes installations

Deux installations de démonstration sont prévues pour l'an prochain. La première, de petite envergure permettra de tester le système "single" et la seconde, de grande taille, permettra l'application du nouveau système.

«2.3 Rapport final

Le rapport final est en phase de compilation et sera terminé pour fin 98.
L'impression se fera en janvier 99, après approbation par L'OFEN.

3. Collaboration nationale et internationale

Ce projet engendre de nombreuses collaborations entre le laboratoire, des bureaux d'ingénieurs et l'industrie.

- ENECOLO AG (CH - Mönchaltorf) en qualité d'associé au projet,
- ETERNIT (CH - Payerne) comme fabricant d'éléments ETERNIT.
- ZBINDEN SA (CH - Posieux) et STYNER BIENZ (CH - Niederwangen) comme fabricant d'éléments métalliques pliés.
- TUBOREX SA (CH - Estavayer) pour le cintrage des tubes.
- MESSE BASEL AG, comme partenaire pour installation-pilote

4. Transfert à la pratique

Ce projet provoque un important transfert de connaissances des possibilités d'intégration d'éléments photovoltaïques sur toits plats, principalement dans le domaine des réalisations en béton et en Eternit.

Le système SolGreen a fait l'objet d'un brevet et une commercialisation sera assurée, garantissant la diffusion de ces systèmes.

5. Publications

SOLGREEN – Integration von photovoltaischen Systemen auf Gründächern. J. Bonvin
13. Symposium Photovoltaische Solarenergie 11.-13. März 1998 Staffelstein

Lausanne, le 7 décembre 1998



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number : 10583
Contract Number : 59873

ENET Number : 9400261

Project Title : Demosite and Demosite Flat Roofs (part III)

Abstract :

The DEMOSITE 1998 activity was a clear mirror of the present enthusiasm seen in the context of the photovoltaic world market. The Task VII of the IEA represents a new activity frame that helps improve the displayed palette at the exhibition. The main achievements for 1998 were :

- The upgrading of the **communication** : new graphical system, new set of color information sheets, new information panels near the stands, new directional signs on the site, design and first steps of a new promotion multimedia tool based on both a CD-ROM and an animated web site.
- The **set up** of three new pavilions (one on the parking lot area and two on the flat roof area). The dismounting of two pavilions which were no more up-to-date.
- The reinforcing of the **promotion** of the Demosite (conferences, publication) and the process to find **new exhibitors** in order to keep the state of the art at the Demosite.

Duration of the Project : 1.1.1997 - 31.12.1999

Responsible for the project : Ch. Roecker

Reporting on the project : P. Affolter

Address : EPFL
Bâtiment LESO
1015 Lausanne

Telephone : 0041 21 693 43 41 Fax : 0041 21 693 27 22
http : //lesomail.epfl.ch/PV/pvintro.html#projects
E-mail : christian.roecker@epfl.ch

1. Objectifs

Les objectifs pour l'année écoulée étaient les suivants :

- Exploiter et développer le site (promotion, visites, mesures).
- Présenter et faire connaître Demosite dans des articles et conférences.
- Accroître la notoriété du site par le biais des différents participants à la tâche VII
- Mettre à jour la palette de produits et systèmes exposés par la recherche de nouveaux exposants

2. Travaux, collaboration et résultats

2.1 *Exploitation et développement du site*

2.1.1 *Communication*

Dans le contexte du changement de cadre au niveau de l'agence internationale de l'énergie (changement de programme du Solar Heating and Cooling Programme/SHCP au Photovoltaic Power Systems Programme/PVPS), le besoin de rénover les composants de communication de l'exposition s'est fait sentir. Pour cette raison, un nouveau système graphique a permis la réalisation de nouvelles fiches d'information plus complète et plus conviviales. Dès la fin de l'année, une brochure cartonnée permet de distribuer le jeu complet de fiches aux visiteurs et à toute personne intéressée et d'expliquer le rôle de Demosite. Dans l'élan, les panneaux d'information ont également fait l'objet d'un remplacement et une signalétique complète a été mise en place sur le site de l'EPFL pour permettre l'orientation des visiteurs qui désirent faire une visite non accompagnée.

2.1.2 *Visites*

En 1998, de nombreuses visites ont été organisées. Régulièrement, des groupements professionnels, des architectes ou des organismes nationaux sont guidés sur le site. Le livre d'or des visiteurs est tenu à jour et toutes les personnes désirant obtenir des renseignements par rapport aux stands exposés ont été servies.

2.1.3 *Développement du site*

Les nombreux contacts établis et entretenus tout au long de l'année sont à l'image du développement que connaît la filière photovoltaïque en ce moment. Bien que seuls trois pavillons aient été mis en service en 1998, trois autres fabricants ont décidé de venir et vont tout faire pour mettre sur pied un stand avant le meeting AIE de février 99 (Building with Photovoltaics : products, systems and technologies). Par ailleurs, de nombreux autres stands devraient être érigés ou rénovés dans le courant de l'année prochaine (une demi-douzaine de dossiers sont déjà bien avancés).

2.2 Démontages et nouveaux pavillons

2.2.1 Activité 1998

Comme prévu l'année passée, les trois stands pressentis pour 1998 ont été réalisés.

L'intérêt du pavillon Elektrowatt allant décroissant de jour en jour, il a été décidé de le démonter au profit du nouveau venu Lafarge Braas. Celui-ci présente un produit de toiture : cette tuile photovoltaïque comprenant 18 cellules de 125mm s'intègre parfaitement dans une couverture dotée du produit béton Lafarge Braas (figure 1).

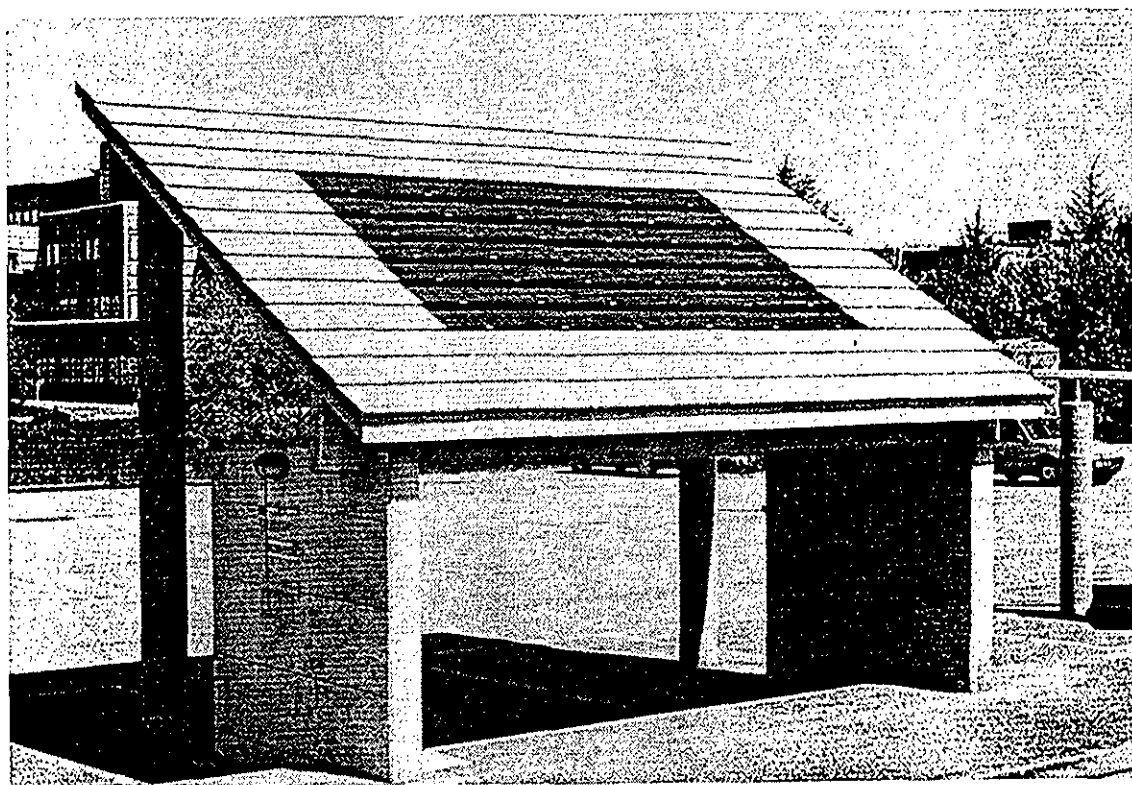


figure 1. Vue d'ensemble du stand Lafarge Braas

Le système présente un champ de 21 tuiles photovoltaïques intégrées au sein d'une toiture grise en tuiles béton.

Un autre nouveau venu est le néerlandais Console. Il s'agit en l'occurrence d'un système de socles pour toitures plates. Les socles ont été partiellement installés cet été (figure 2) et ils devraient être équipés incessamment de modules 100W de Shell Solar (NL).

Après 6 ans de bonne collaboration, la maison Photowatt a exprimé le souhait de démonter leur stand qui ne correspond plus à la gamme de leurs produits et systèmes. Ce rapatriement était l'occasion pour le service qualité de la firme française, qui connaît par ailleurs un développement fulgurant, d'inspecter des grands lamifiés (env. 0.9 m²) après plusieurs années d'exposition aux intempéries.

Enfin, la maison américaine Powerlight ayant développé plusieurs systèmes constructifs pour la mise en œuvre d'installations photovoltaïques a décidé de démarrer la prospection du marché européen au moyen du Demosite. Le stand sera probablement terminé avant fin décembre puisque le matériel est expédié par avion le 4 décembre.



figure 2. Le stand Console (site Demosite no2) durant le montage

2.2.1 Récapitulation

Pour mieux illustrer l'évolution du Demosite, il a été renoncé à une numérotation spatiale des pavillons et une numérotation chronologique a été adoptée. Les stands démontés ou pour lesquels il a été jugé inutile de mettre à jour la documentation sont donc omis. La table suivante présente la liste chronologique complète du Demosite :

Stand 1: SCHWEIZER AG (CH), façade, site no1
Stand 2 : Photowatt (démonté), toiture, réservé pour 1999
Stand 3 : EPV(Anciennement APS, USA), toiture, site no1
Stand 4 : NEWTEC (CH), toiture, site no1
Stand 5 : Electrowatt (CH), démonté, toiture et façade, site no1
Stand 6 : COLT-SOLUTION (UK-CH), toiture plate, site no1
Stand 7 : UNISOLAR, première version, démonté, toiture, site no1
Stand 8: COLT-SOLUTION (UK-CH), façade rénoverée prochainement, site no1
Stand 9: IT POWER (UK), façade, site no1
Stand 10: SOFREL (CH), plus documenté, site no1
Stand 11: MSK Corp. (J), toiture, site no1
Stand 12: UNISOLAR (USA-J), nouvelle version, toiture, site no1
Stand 13: AMAX, toit plat, site no2
Stand 14 : SUNNY TILE by Star Unity (CH), toiture, site no1
Stand 15 : SOLBAC (CH), toit plat, site no2
Stand 16 : SUNSLATES by Atlantis (CH), toiture, site no1
Stand 17 : CONSOLE by ECOFYS (NL), toit plat, site no2
Stand 18 : SOFREL (CH), toit plat, site no2
Stand 19: BRAAS (D, représent. CH), toiture, site no1
Stand 20: POWERLIGHT (USA), toit plat, site no2

table1 : liste chronologique des exposants du Demosite

2.3 Mesures et serveur informatique

La campagne de mesure des performances des pavillons se poursuit. Les données mesurées sont régulièrement téléchargée sur le serveur du Demosite. Les résultats sont analysés et représentés sous forme de fiches mensuelles. Ces données mis en forme ou les fichiers bruts sont à la disposition de l'exposant concerné. Dès l'instant où il accepte de rendre ces données publiques, ils sont à l'entière disposition de toute personne intéressée.

3. Collaboration nationale et internationale

Du fait de son imbrication intime aux activités du programme PVPS de l'AIE, le DEMOSITE est en soi une collaboration internationale.

4. Transfert à la pratique

La part de transfert à la pratique suscitée par Demosite est difficilement chiffrable. Toutefois, les contacts noués lors de visite aboutissent fréquemment à des consultations auprès de l'équipe exploitante par des architectes ou maîtres d'ouvrage.

5. Perspectives

5.1 Travaux

L'abondance des demandes pour la construction de nouveaux pavillons entraînera très probablement la construction de plusieurs nouveaux stands sur le site no1 (parking).

5.2 Promotion

La promotion du DEMOSITE va s'intensifier au cours de l'année prochaine par l'édition d'un CD-ROM ainsi que par la distribution de nouvelles fiches d'informations plus attractives et en couleur.

6. Publications

- [1] « Demosite & Demosite flat roofs in IEA Task VII (PVPS) », C. Roecker and al. Presentation at the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy in Vienna (A), July 1998.
- [2] « Gebäude-Integration von Photovoltaikanlagen » in Schweizer Baublatt Nr. 51, Juni 1998, D. Ruoss, Enecolo AG
- [3] « Le solaire actif dans le programme énergie 2000 » in Rénovation actuelle No2 mai/août 1998, Eric de Lainsecq.

Lausanne, le 3 décembre 1998

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 2183
Contract Number: 60154

ENET Number: 9100196

Project Title: Component and system testing for projects in the field of photovoltaics.
TISO - period V: 1997-1999

Abstract:

Tests on the most common photovoltaic modules on the market were continued on a regular basis. Moreover, a new testing procedure was introduced in order to compare the energy produced (Wh/W) by the various modules: 2 modules, for each type, are exposed at MPP (Maximal Power Point) and their energy production as well as their electrical characteristics are constantly measured. Tests are currently being carried out on 11 types of modules (6 m-Si, 3 p-Si, 2 a-Si) and tests on 6 more types will begin in the near future.. Special measurements using a solar tracker have also been carried out on these and other modules.

During the course of the year, data has been gathered on grid-connected photovoltaic plants in Ticino. The aim of the study is to classify the existing plants with reference, above all, to their common features, by comparing the main operational data and identifying anomalies and/or malfunctions respectively. In addition, supplementary measurements – IR, Pm, PR, etc. – has been carried out on some plants (Suglio, Payerne, FFS Giubiasco).

At the testing centre, a new triple-junction amorphous plant (TISO 0.5kW) has been connected to the grid. The aim is to compare the behaviour of the first commercial amorphous modules (TISO 4 kW) with those of the latest generation (initial degradation, seasonal degradation and long-term degradation). In addition to regular measurements of the two TISO plants (10 and 4 kW), special studies on long-term degradation of m-Si and a-Si modules have been carried out in collaboration with other research centres (Ispra and Barcelona).

The contents of the database (DB TISO) which now includes more than 800 modules, has been updated and the information relative to the modules currently on the market has been collated for a new publication, the entire database is now available on software.

Duration of the Project:

1 January 1997 - 31 December 1999

Responsible for the project:

Mario Camani

Reporting on the project:

M. Camani, N. Cereghetti, D.Chianese, S. Rezzonico

Address:

Dipartimento del Territorio
Sezione Protezione Aria e Acqua
6500 Bellinzona

Telephone: 091/804 37 51
http: //leee.dct.supsi.ch

Fax: 091/804 44 33
E-mail: cereghet@dct.supsi.ch

1. OBIETTIVI PER IL 1998

Gli obiettivi per l'anno 1998 erano i seguenti:

- Esposizione di una nuova serie di moduli per un periodo di un anno
- Misura dell'energia
- Esposizione a diverse tensioni e studio del degrado di un tipo di modulo
- Misurazione e analisi dei 2 impianti (10kW m-Si e 4kW a-Si)
- Consulenza

2. LAVORI EFFETTUATI E RISULTATI OTTENUTI NEL 1998

2.1 Prove sui moduli, ciclo n° 5

2.1.1 Procedura di collaudo

Nel corso del 1998 è iniziata ampliata la procedura di collaudo con la determinazione e il confronto della produzione di energia per unità di potenza (Wh/Wp) dei diversi tipi di modulo. I moduli sono esposti a MPP durante 1 anno in condizioni ambientali reali di funzionamento identiche: stesso periodo, stands identici e vicini (in modo da avere la stessa ventilazione e lo stesso albedo), ecc. L'esposizione prolungata e identica per tutti i moduli garantisce un paragone corretto.

Prima delle prove, rispettivamente a metà e alla fine, viene effettuata la misura della potenza a STC.

2.1.2 Moduli in esame

11 nuovi tipi di moduli (vedi tabella 1) hanno iniziato, in maggio 1998, la nuova procedura di test descritta in 2.1.1: 6 moduli m-Si, 3 p-Si e 2 a-Si. Ogni tipo di modulo è rappresentato da un campione di 2. Per il tipo Atlantis (modulo integrato su tegole di ardesia) sono stati acquistati 8 pezzi. Tranne che per il tipo ASE, tutti i moduli sono stati acquistati in Svizzera e in modo anonimo per evitare di ricevere moduli più performanti rispetto alla media.

2.1.3 Potenza

La Tabella 1 riporta la potenza dei moduli fornita dai fabbricanti, rispettivamente quella misurata a STC prima e a metà dell'esposizione.

Fabbricante	Tipo	Cella	Pmax @ STC [Wp]			ΔP (%)		
			P1	P2	P2'	$\frac{P2-P1}{P1}$	$\frac{P2'-P2}{P2}$	$\frac{P2'-P1}{P1}$
Atlantis	Sunslates	m-Si	12.5	10.2	9.5	-18.6	-6.2	-23.6
BP Solar	BP580	m-Si	80	81.1	79.3	1.4	-2.3	-0.9
GPV	GPV75M	m-Si	75	65.2	63.2	-13.1	-3.1	-15.7
Newtec	SDZ34-10	m-Si	34	32.6	30.3	-4.1	-7.1	-10.9
Siemens	SP75	m-Si	75	72.6	68.6	-3.2	-5.6	-8.6
Solar Fabrik	SF75	m-Si	75	64.7	64.0	-13.7	-1.2	-14.7
ASE	ASE-50-PW XD	p-Si	49	46.7	43.3	-4.8	-7.3	-11.7
Photowatt	PWX500	p-Si	50	43.2	40.1	-13.7	-7.1	-15.6
Kyocera	KC80	p-Si	80	71.4	68.3	-10.8	-4.4	-14.7
Solarex	MST43MV	a-Si	43	44.9	40.1	4.4	-10.7	-6.7
Uni-Solar	US64	a-Si	64	73.6	47.0	15.0	-36.1	-26.6

Tabella 1: Potenza nominale fornita dal fabbricante (P1) e misurata (± 2 %) prima delle prove (P2) rispettivamente dopo 6 mesi di esposizione (P2')

Potenza prima dell'esposizione (P2):

Moduli c-Si:

Già in passato sono state riscontrate grosse differenze tra i dati forniti dai fabbricanti e quelli misurati prima dell'esposizione. Per questa nuova serie di moduli le differenze sono ancora più importanti. Infatti, per 8 tipi di moduli su 9, la potenza misurata prima dell'esposizione è inferiore a quella dichiarata. In 5 casi è già inferiore al limite garantito del 10% (per c-Si misurati in passato, "solo" in 3

su 14 la Pm iniziale era sotto il limite del 10% con differenza media del -3.2%). Le differenze (tra potenza data e quella iniziale) variano tra il +1.4% e il -18.6%: in media sono del -9%.
2 tipi di moduli, costruiti dallo stesso fabbricante ma rivenduti con nomi diversi da distributori diversi (ASE e Photowatt), sono apparentemente identici; i dati elettrici forniti differiscono del 2%, quelli misurati del 8%.

Moduli a-Si:

Le considerazioni espresse per i moduli c-Si non sono valide per i moduli amorfi, visto che essi possono essere trattati correttamente solo a stabilizzazione avvenuta. Tuttavia il modulo Solarex presenta un comportamento elettrico stabile ed una potenza iniziale superiore solo del 4.4%, come se fosse giunto al nostro centro già stabilizzato.

Degrado e potenza dopo 6 mesi d'esposizione (P2'):

Moduli c-Si:

Il degrado medio dei moduli c-Si nel corso di questa prima fase di esposizione è stato del -4.9% (varia da -1.2% a -7.3%); esso è quindi nettamente più importante rispetto a quello misurato sui moduli c-Si collaudati in passato (-3.0%). Per i moduli p-Si il degrado medio (-6.3%) in questi 6 mesi è stato più elevato che per i moduli m-Si. I 2 moduli p-Si (ASE e Photowatt) costruiti con la stessa tecnologia si sono comportati in modo analogo, degradando del 7.3% rispettivamente del 7.1%. Dopo 6 mesi di esposizione, la potenza di 7 moduli c-Si su 9 non rispetta il limite del 10% garantito dal fabbricante; in media, la potenza è del 12.9% inferiore rispetto a quella dichiarata (in un caso -23.6%). Solo il modulo BP si sta comportando molto bene: la differenza tra la sua potenza attuale e quella dichiarata non supera l'1%. Questi risultati fanno presumere che il degrado, in passato studiato su base annua, avvenga prevalentemente nei primi mesi di esposizione.

Moduli a-Si:

I 2 moduli a-Si si sono comportati in modo diverso. Il degrado del modulo Solarex è stato relativamente contenuto e la sua potenza attuale rientra ancora nei limiti garantiti. Per il modulo Uni-Solar invece il degrado è stato del 36% e la sua potenza attuale è del 27% inferiore rispetto a quella dichiarata. Occorre tuttavia tenere conto del fatto che il periodo, in cui sono state effettuate le misure, sfavorisce questo modulo, molto sensibile alla temperatura. Infatti nei giorni antecedenti le misure stesse sono state registrate temperature di esercizio estremamente basse.

2.1.4 Comportamento termico

Le termografie hanno mostrato una distribuzione uniforme della temperatura di funzionamento per tutti i tipi di moduli. In 5 casi su 11 sono stati evidenziati degli hot-spots (di 4°C superiori rispetto alla temperatura media) in prossimità dei terminal-box. Sui moduli Sunslates -nei punti dove essi sono sovrapposti- sono state misurate temperature di funzionamento di 10°C superiori rispetto alla media. Ciò si ripercuote in parte sulla produzione di energia (vedi 2.1.5)

2.1.5 Performance ratio

I seguenti istogrammi rappresentano il performance ratio medio (P_r) di ogni tipo di modulo, dal 18 maggio '98 al 2 dicembre '98; la Figura 1 riporta il P_r riferito alla potenza misurata (valore medio delle misure prima e dopo 6 mesi d'esposizione), la Figura 2 rispetto a quella fornita dal fabbricante.

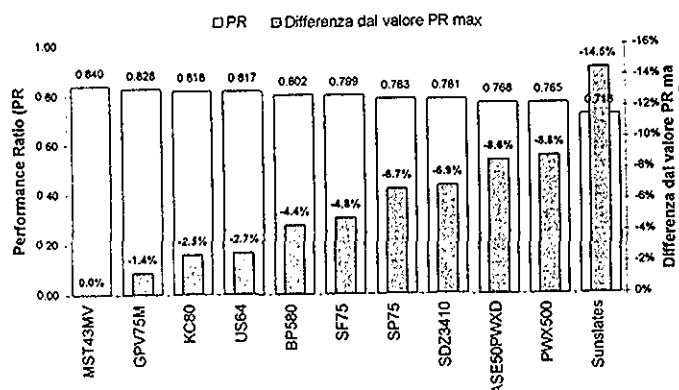


Figura 1: P_r rispetto a P_n misurato

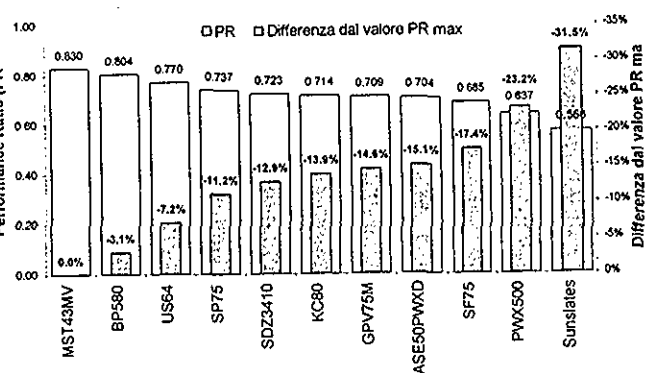


Figura 2: P_r rispetto a P_n dichiarata

Durante il periodo preso in esame l'energia incidente sul piano dei moduli è stata di 988.66 kWh/m². Il Pr dei moduli collaudati presenta delle differenze fino al 14.5% rispetto al Pn misurato; i 2 moduli p-Si prodotti dalla stessa fabbrica (Photowatt e ASE) e i 2 moduli per applicazioni su tetto (Newtec e Sunslates) hanno i valori più bassi; mentre, rispetto al valore dichiarato dal fabbricante le differenze raggiungono il 31.2%. In entrambi i casi il modulo a-Si della Solarex (Millenia MST43MV) risulta essere quello con il valore del PR più elevato.

2.2 Prove sui moduli sotto alta tensione

Questa prova, effettuata con dei moduli gentilmente offerti dalla ditta Siemens Solar Deutschland, ha quale scopo verificare se il degrado dei moduli cristallini sia dovuto all'alta tensione e verificare un'eventuale relazione tra la tensione e il degrado.

A partire dal 15.6.1998, 6 moduli SM50 nuovi sono stati esposti in cortocircuito, ognuno con una differente tensione applicata (0, 300, 600, 900, 1200 e 1800 V). La caratteristica I-V di ogni singolo modulo è stata misurata prima dell'esposizione e successivamente altre due volte. La tabella seguente riassume le misure effettuate (valori fabbricante Pm: 50, Vm: 16.6, Im: 3.1, Voc: 21.4, Isc: 3.4):

N° serie	Tensione [V]	Misure ISPRA (8.6.98)					Misure ISPRA (24.7.98)					Misure ISPRA (22.9.98)					ΔP (P2/P1)	ΔP (P3/P1)
		P1 [W]	Vm1 [V]	Im1 [A]	Voc1 [V]	Isc1 [A]	P2 [W]	Vm2 [V]	Im2 [A]	Voc2 [V]	Isc2 [A]	P3 [W]	Vm1 [V]	Im1 [A]	Voc1 [V]	Isc1 [A]		
04013	0	48.7	16.4	2.98	21.60	3.30	46.7	16.3	2.87	21.4	3.16	46.9	16.3	2.87	21.4	3.16	-4.1%	-3.7%
04014	300	50.2	17.0	2.95	21.5	3.23	47.9	16.7	2.87	21.2	3.12	48.3	16.7	2.87	21.2	3.12	-4.6%	-3.8%
04015	600	49.4	16.7	2.95	21.5	3.21	47.4	16.6	2.86	21.4	3.10	47.6	16.6	2.86	21.4	3.10	-4.0%	-3.6%
04016	900	49.4	17.0	2.91	21.5	3.20	47.4	17	2.79	21.3	3.08	47.5	17	2.79	21.3	3.08	-4.0%	-3.8%
04074	1200	49.0	16.3	3.01	21.5	3.37	47.2	16.3	2.90	21.4	3.26	47.5	16.3	2.90	21.4	3.26	-3.7%	-3.1%
04075	1800	49.6	16.7	2.97	21.4	3.25	47.4	16.6	2.85	21.2	3.13	47.6	16.6	2.85	21.2	3.13	-4.4%	-4.0%
Media		49.4	16.4	3.0	21.6	3.3	47.3	16.6	2.9	21.3	3.1	47.6	16.6	2.9	21.3	3.1	-4.2%	-3.7%

Tabella 2: Misure I-V @STC

Dalle misure effettuate finora (vedi Tabella 2) si può osservare che i moduli hanno avuto un degrado iniziale attorno al 4% e che questo degrado è indipendente dalla tensione. Col proseguo della prova si verificheranno queste affermazioni anche a lungo termine.

2.3 Prove sui moduli per terzi

2.3.1 Moduli impianto EWB

L'azienda elettrica di Buchs (EWB) ha realizzato un impianto¹ da 30 kW sopra un laghetto situato a Buchs, a 1076 m.s.m. Su richiesta dell'azienda, nel corso del 1998 la centrale TISO ha collaudato un campione di 3 moduli (Siemens SM110, 110 Wp) prelevati da questo impianto e già misurati in precedenza da Siemens GmbH. I risultati principali ottenuti sono riportati qui di seguito:

- **Ispesione visiva:** l'irregolarità della curva I-V di uno dei moduli è dovuta alla presenza di una fessurazione di ca. 3.5 cm su una delle sue celle.
- **Potenza:** la potenza a STC dei moduli è inferiore, in media del 5.8%, rispetto alle misure effettuate dalla Siemens. Tuttavia, per ognuno dei 3 moduli la potenza misurata è superiore al limite garantito di 100Wp.
- **Energia:** la produzione d'energia normalizzata [Wh/Wp] dei 3 moduli in esame è stata simile a quella di altri moduli Siemens (M55) misurati durante lo stesso periodo. Il loro performance ratio medio è stato del 0.83; questo valore, se paragonato a quello di moduli, risulta essere nella media.
- **Temperatura:** i 3 moduli, in condizioni reali di funzionamento, si surriscaldano in modo omogeneo. Non sono stati individuati punti caldi ("hot-spots").

2.3.2 Apparecchiatura Tecsol

A partire dal mese di settembre, presso la Centrale, è installato un sistema rotante che segue il sole su l'asse orizzontale. Questo sistema, che ha vinto la medaglia d'argento al 22° Salone internazionale delle invenzioni di Ginevra (edizione 1994), è stato sviluppato dalla ditta Tecsol di Canobbio.

¹ Nel corso del mese di gennaio 1997 il TISO aveva già fornito una consulenza tecnica all'EWB per la progettazione dell'impianto, ultimato nel maggio 1998.

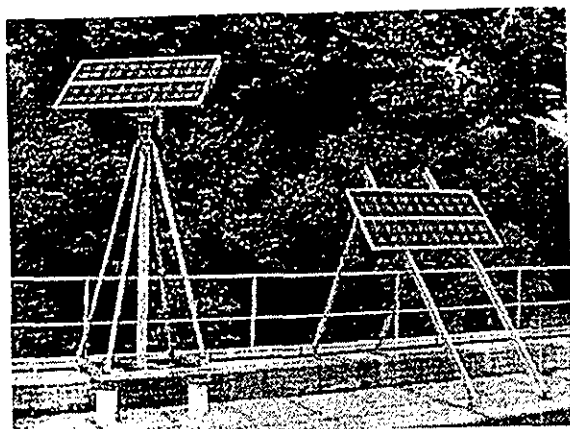


Figura 3: Stand prova Tecsol

Al fine di paragonare l'energia prodotta sono stati installati 2 moduli M55 (Siemens) su uno stand fisso (inclinazione 45°) e altrettanti sul sistema rotante (45° , vedi Figura 3).

Inizialmente il sistema rotante ha avuto delle produzioni d'energia superiori al sistema fisso fino al 20% (belle giornate); ma con l'avanzare della stagione invernale questo rapporto si è situato al di sotto del 10%. L'energia giornaliera media necessaria per il funzionamento del motore è stata di 5.5 Wh che, con questo sistema (2 M55), coincide al 1.5% dell'energia totale prodotta.

2.4 Impianti TISO

2.4.1 Impianto 10 kW m-Si

L'impianto PV da 10kWp con moduli m-Si, giunto al suo 17 anno di vita, è sempre in funzione.

Nel corso del 1998 sono state effettuate le misure in condizioni standard sul campione dei 18 moduli di riferimento che da 16 anni vengono periodicamente analizzati. La potenza media, dal '82 al '98, è rimasta stabile a 35.4 W, che corrisponde al 4.3% in meno rispetto al valore nominale fornito dal fabbricante; molti moduli di costruzione recente invece non rispettano i limiti di garanzia già dopo 6 mesi (vedi Tabella 1). Solo 2 moduli mostrano un degrado, iniziato ca. nel 1988, che ha raggiunto il 7.4% rispettivamente il 12.2%; su questi 2 moduli sono presenti gravi infiltrazioni di acqua.

L'analisi visiva ha evidenziato un aumento, nel corso degli ultimi due anni, delle infiltrazioni nei moduli. Solo il 5% dei moduli non presenta alcuna infiltrazione contro il 26% di due anni prima. I moduli continuano però a produrre normalmente. Nel 6.9% dei moduli le infiltrazioni sono in contatto con parti attive del modulo (6.2% due anni prima).

Il PR dell'impianto mostra variazioni stagionali fortemente influenzate dalla temperatura di esercizio dei moduli. Nel 1998 le oscillazioni del PR_{dc} sono variate tra un massimo di 90% e un minimo di 75% (nel '97 erano invece stati toccati minimi del 67%). Il PR_{dc} medio (82.5%) è stato più elevato rispetto al 1997. La differenza tra PR_{dc} e PR_{ac} è più elevata in estate che in inverno. Il rapporto PR_{ac} / PR_{dc} tende a diminuire leggermente. Questo può essere attribuito a una diminuzione del rendimento dell'ondulatore o a una diversa distribuzione dell'insolazione nel corso degli ultimi anni.

Nel corso degli ultimi dodici mesi l'impianto ha prodotto 9'593 kWh (1 dic. 98), a parità d'insolazione totale incidente (1'540kWh/m²) nel 1998 l'impianto ha prodotto il 6% in più rispetto al 1997. L'indice di produzione è stato di 1'029 kWh/kWp; la media Svizzera nel 1997 è stata di 890 kWh/kWp.

I risultati fin qui ottenuti evidenziano l'affidabilità e la stabilità delle caratteristiche dei moduli ARCO ASI16-2300.

I tests d'invecchiamento rapido, iniziati in collaborazione con il JRC di Ispra nell'ottobre 1997 (vedi rapporto annuale 1997) sono ancora in corso.

2.4.2 Impianto 4 kW a-Si

L'impianto PV con moduli al silicio amorfo G4000 è in funzione da quasi undici anni (maggio 1988). Le oscillazioni stagionali dovuto all'effetto Staebler-Wronski continuano come negli scorsi anni. Il rendimento d'esercizio dell'impianto mostra un progressivo degrado. Esso è soprattutto da imputare all'aumento della resistenza serie di alcuni singoli moduli ma non dell'intero impianto. Nel corso dell'ultima estate i valori del rendimento si sono mantenuti al livello dell'anno precedente. Il rendimento d'esercizio medio di tutte le serie di moduli dell'impianto rispecchia l'andamento dei rendimenti giornalieri della serie no. 1 mostrata nella Figura 4.

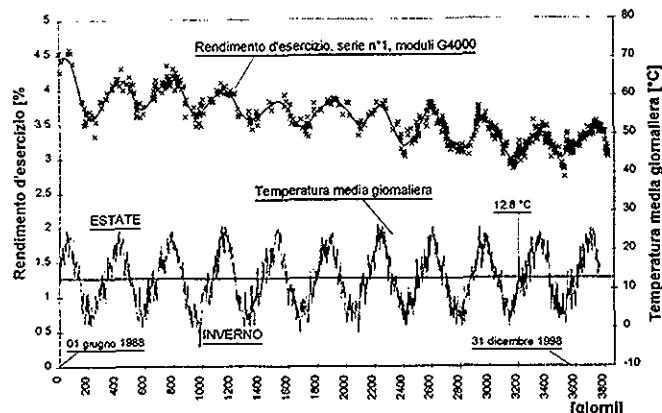


Figura 4: Rendimento d'esercizio della serie no.1 dell'impianto PV con moduli al silicio amorfo. I dati presi in considerazione sono quelli ottenuti in belle giornate con irraggiamento superiore a 800W/m².

Nel modello esponenziale della caratteristica I-V sono introdotti due nuovi termini, ossia un termine associato ad un secondo diodo e un termine rappresentante la ricombinazione nello strato i (i-layer). Le misure hanno permesso di convalidare il modello generale e di determinare –per ognuno degli otto moduli- le rispettive costanti. Dai risultati emerge che, in questo tipo di moduli, ad irraggiamenti elevati il FF e le caratteristiche generali del modulo dipendono fortemente da Rs (resistenza serie). Nel modulo peggiore la qualità della giunzione, rappresentata dal 1° diodo, è molto degradata. In condizioni reali di funzionamento (irraggiamento >100W/m²) il diodo 2 non influenza il comportamento dei moduli; a bassi irraggiamenti invece diventa la causa principale delle perdite del FF. Nei moduli di nuova costruzione le caratteristiche sono limitate soprattutto dal 2° diodo.

Nel 1998 l'impianto ha prodotto **2245 kWh** (fino al 1 dicembre 1998) mentre nel 1997 la produzione era stata di 2264 kWh. Il fattore di produzione è stato quindi di 1145 kWh/kWp.anno calcolato sulla potenza reale, minore del 30% rispetto alla potenza dichiarata dal fabbricante.

L'oscillazione del rapporto di produzione (per kWp installato) tra l'impianto da 4kW a-Si e quello da 10kW m-Si (1982) è del 40%. In genere l'impianto con moduli al silicio mono-cristallino ha una produzione massima in marzo (inclinazione ottimale e freddo intenso) mentre l'impianto con moduli al silicio amorfo ha la sua produzione massima nei mesi di giugno, luglio e agosto (effetto Staebler-Wronski) quando l'impianto mono-cristallino ha un rendimento ridotto dalla temperatura elevata.

2.4.3 Impianto 0.5 kW a-Si

A partire dal 14 luglio 1998 un piccola installazione con moduli Canon è stata allacciata alla rete elettrica presso la Centrale. Lo scopo è quello di comparare il comportamento dei primi moduli amorfi commerciali (impianto TISO 4kW) con quelli della nuova generazione.

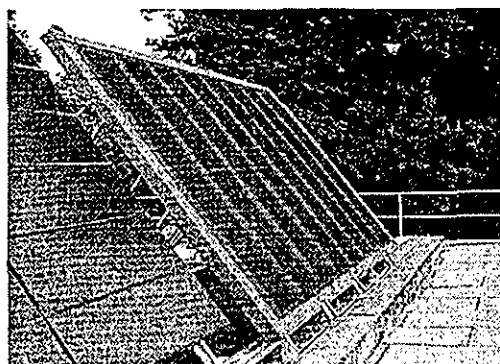


Figura 5: Impianto 0.5 kW

Dopo dieci anni d'esposizione in condizioni reali i moduli a-Si sono degradati, ma in modo diverso l'uno dall'altro. Attraverso le misure in condizioni standard (STC) è stato appurato che la riduzione del rendimento è principalmente legata al degrado del Fill Factor (FF). L'osservazione di questo parametro ad un solo livello d'irraggiamento (1000 W/m²) non permette tuttavia di separare in modo chiaro i meccanismi di degrado relativi all'effetto Staebler-Wronski da quelli relativi alle caratteristiche tecnologiche di costruzione della cella. Questo problema può essere risolto con delle misure della curva I-V a livelli d'illuminazione variabili (VIM- Variable Illumination Measurements) secondo una scala logaritmica. A questo scopo, nel corso del 1998 sono state effettuate le misure di otto moduli dell'impianto a-Si, in collaborazione con l'Università di Barcellona [5].

Potenza nominale @STC:	0.496 kWp
Tipo di moduli:	Canon a-Si (tripla giunzione)
Potenza moduli @STC:	62 Wp
N° di moduli:	8
Serie di moduli	2
Moduli in serie	4
Inclinazione:	55°
Ondulatore:	Dorfmüller DMI500 500 W
Tensione di lavoro	50 V

Tabella 3: Descrizione impianto TISO 0.5 kW

Dopo 4 mesi e mezzo l'impianto ha prodotto più di 220 kWh con punte massime giornaliere fino a 2.7 kWh. Il rendimento medio dell'ondulatore si aggira attorno al 85%.
Il rendimento dell'impianto sembra essere abbastanza costante (6.8 - 6.6%) con temperature ambiente elevate mentre nelle giornate T inferiore 10°C può diminuire notevolmente fino a raggiungere il 6%.

2.5 Impianti di terzi

2.5.1 Impianti PV in Ticino

Nel corso dei primi mesi del 1998 è stata effettuata la raccolta dei dati riguardanti gli impianti fotovoltaici collegati alla rete in Ticino. Lo scopo dello studio era di catalogare gli impianti esistenti (27, $P_{tot}=400kW$) ponendo l'accento sulle caratteristiche comuni, rispettivamente paragonare i principali dati di funzionamento ed individuare anomalie e/o malfunzionamenti. D'ora in poi il TISO richiederà i dati di funzionamento annuali di tutti gli impianti per segnalare eventuali problemi e, in particolare, per evitare che impianti restino inoperativi per periodi prolungati.

Sono state riscontrate grosse differenze per quel che riguarda l'interessamento -da parte dei responsabili- al buon funzionamento degli impianti. Il monitoraggio è accurato per 14 impianti, di base per 3, e inesistente per gli altri 10 impianti. 2 impianti sono fuori servizio: i proprietari / responsabili non sono interessati alla loro messa in funzione a breve termine, oppure non sono a conoscenza di questo fatto. 2 impianti sono fortemente ombreggiati da oggetti vicini. Un impianto (Magliaso) ha un ondulatore sovradimensionato. L'indice di produzione nel 1997 varia da un massimo di 1252 (Scuole comunali Canobbio) a un minimo di 450 (Scuole comunali Magliaso). Il valore medio è di 966 kWh/kWp.

Canobbio, scuole: è stato verificato l'indice di produzione dell'impianto di Canobbio, apparentemente eccessivo. La produzione di energia indicata da contatore è corretta e il performance ratio misurato è attendibile se confrontato con quello dell'impianto TISO che opera alle medesime condizioni ambientali. Nel periodo del controllo il rendimento complessivo dell'impianto in condizioni reali è stato del 9.6%.

Giubiasco, FFS: i vetri di copertura dei moduli di questo impianto sono fortemente incrostati a causa della vicinanza della stazione ferroviaria. Per studiare l'effetto di questa sporcizia sulla trasparenza del vetro e quindi sul rendimento globale dell'impianto, è stata misurata l'insolazione giornaliera incidente sul piano dei moduli durante 6 mesi. Il PR ottenuto è del 70.9%; nel 1993 era già stato misurato dalla ditta EWI un PR del 72%. Ciò significa che l'ulteriore inquinamento depositatosi nel corso di questi ultimi 5 anni ha peggiorato solo lievemente il rendimento, già basso nel 1993.

2.5.2 Impianti PV fuori Cantone: Payerne

A due riprese sono state effettuate le misure di potenza dell'impianto fotovoltaico Pil-Sim ubicato presso il simulatore di volo degli aerei FA18 a Payerne. La misura della potenza dell'impianto, con una potenza di 115.5 kWp, è stata effettuata lasciando funzionare l'inverter al punto di potenza massimo (MPP) e misurando la potenza, tensione e corrente di ogni campo e i parametri meteorologici. Ciò è possibile perché l'inverter modifica il punto di massima potenza linearmente (comando analogico). I risultati ottenuti sono stati corretti per le condizioni standard secondo due principi e metodologie di misura a conferma dei risultati. La potenza dell'impianto corretta a STC è di 104.5kWp $\pm 4.6kW$, considerando le perdite sui cavi e di connessione, la modifica del colore del Tedlar dei moduli e l'assimmetria dei campi, la potenza del campo rispecchia bene quella dichiarata dal fabbricante.

2.6 Banca Dati

Il materiale raccolto a Staffelstein ("13. Symposium PV Solarenergie") e a Vienna ("2nd World Conference on PV Solar Energy") come pure i periodici contatti con i fabbricanti e rivenditori hanno permesso di eseguire un ulteriore aggiornamento del contenuto della banca dati (DB TISO®). In particolare sono stati introdotti altri 220 moduli; attualmente sono catalogati 849 moduli, 124 fabbricanti e 211 distributori in Svizzera e all'estero.

La diffusione dei dati avviene principalmente tramite la nuova versione del fascicoletto "DB TISO, PV modules" N° 3 in inglese; inoltre la banca dati è ora anche disponibile su supporto informatico (MS Access 97 Database). Dal sito Internet del TISO è possibile scaricare una versione di dimostrazione ("free demo") oppure comandare la versione completa.

3. COLLABORAZIONI

Collaborazioni nazionali:

Ecole d'Ingénieurs Saint-Imier (EISI), coordinamento delle misure; ENET, Berna, pubblicazioni; Ingenieurschule Burghard (ISB), misure moduli; Institut de Microtechnique Neuchâtel (IMT), scambio di informazioni; Laboratorio Tecnico Sperimentale (LTS), Canobbio, misure meccaniche e costruzioni; LESO/EPFL, Losanna, misure impianto Pil-Sim.

Collaborazioni internazionali:

ESTI (European Solar Test Installation), CCR Ispra (I), misure di moduli in condizioni normalizzate, contratto di collaborazione scientifica; Siemens Solar Deutschland, prova alta tensione; Gechelin Goup, Italia, consulenza e scambio dati; Università di Barcellona, misure moduli impianto amorfo.

4. PROSPETTIVE PER IL 1999

Il TISO è stato inserito nel Laboratorio di energia ecologia ed economia (LEEE) nel Dipartimento di costruzioni e territorio (DCT) della scuola Universitaria Professionale (SUPSI). Questa nuova organizzazione non comporterà un sostanziale cambiamento nei lavori svolti dalla Centrale.

Si sta vagliando la possibilità di installare un laboratorio di misura a STC che permetterà più frequenti misure delle caratteristiche I-V dei moduli collaudati.

5. PUBBLICAZIONI

- [1] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Vergleich und Beurteilung der PV Module
Wie lange wird meine PV Anlage dauern?
13. Symposium PV Solarenergie, D-Staffelstein, marzo 1998
- [2] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Welche Lebensdauer erreicht eine Photovoltaikanlage?
Bulletin UCS-VSE 10/98, maggio 1998
- [3] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Vergleich und Beurteilung von Photovoltaik-Modulen
Sonnenenergie 3/98, giugno 1998
- [4] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Comparison and Behaviour of PV modules
How long will my PV plant last?
2nd World Conference on PV Solar Energy, A-Vienna, luglio 1998
- [5] J. Mertem, C. Voz, A. Muñoz, J.M. Asensi, J. Andreu
M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Ten years Operating Amorphous Silicon Solar Modules; Assessment by Variable Illumination Measurements (VIM)
2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, luglio 1998

6. RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia l'Ufficio federale dell'energia e l'Azienda elettrica ticinese per il finanziamento del progetto.



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: **12474**
Contract Number: **60314**

ENET Number:

Project Title: **Research on New Photovoltaic Technologies
and on the Mont-Soleil Power Plant**

Abstract:

Goals of this project :

- To carry on with the tests in real conditions of new photovoltaic modules that have a high efficiency or an economical interest.
- To operate up to 6 small grid inverters of several types as part of or beside the running power plant, and to monitor them simultaneously in the same real environment, in order to know and compare their performances.
- To monitor and analyse the behaviour of the running power plant through its data acquisition system, including its maintenance, repair and improvement duties.
- To collaborate with other institutions working in photovoltaics, in order to broadcast and exchange data and experiences on systems in real or long-dated conditions.
- To teach technical skills to the students by involving them into the works.
- To present the various results in conferences, specialised literature and on the Internet.

Duration of the Project : 1.5.1997 - 30.4.1999

Responsible for the project : HES-BE Saint-Imier, Société Mont-Soleil

Reporting on the project : Claude Brielmann, David Houriet

Address : HES-BE, Ecole d'ingénieurs de Saint-Imier
Rue Baptiste-Savoye 26
CH-2610 Saint-Imier

Telephone : 0041 32 942 42 42
http : //www.eisi.ch

Fax : 0041 32 942 42 43
E-mail : claud.brielmann@eisi.ch
david.houriet@eisi.ch

Préambule

Dans le cadre de la centrale solaire de Mont-Soleil, un site dédié aux recherches est exploité par la Société Mont-Soleil propriétaire, ci-dessous SMS. La HES-BE, Ecole d'ingénieurs de Saint-Imier, ci-dessous EISI, a participé à plusieurs projets dans le cadre de la centrale, en collaboration avec l'OFEN et la SMS. Elle a notamment réalisé son système d'acquisition de données. Elle reste impliquée dans son entretien.

Ce projet aurait dû commencer le 01.05.1997, mais a démarré effectivement le 24.09.1997.

1. Objectifs pour 1998

Les objectifs généraux de ce projet sont :

1. Poursuivre le test et l'évaluation de jusqu'à 12 modules photovoltaïques, de préférence des prototypes, présentant un intérêt particulier (rendement, potentiel d'économies), dans des conditions réelles sur le site expérimental de la centrale solaire. L'évaluation portera principalement sur le comportement.
2. Concevoir et réaliser un banc de test pouvant accueillir jusqu'à 6 onduleurs raccordés au réseau de diverses topologies et puissances. Choisir, acquérir et tester les 6 onduleurs. Analyser et comparer leurs performances avec la centrale.
3. Observer, mesurer et analyser le fonctionnement de la centrale solaire. Cette tâche permanente implique la surveillance, l'entretien et l'amélioration du système d'acquisition de données.
4. Collaborer à d'autres travaux de recherche entrepris par la SMS sur le site expérimental. Fournir des renseignements sur les performances de différents systèmes dans des conditions climatiques et météorologiques particulières et à long terme lors d'une utilisation continue.
5. Formation et information : impliquer des étudiants dans le domaine photovoltaïque, publier des données sur la centrale et les diverses expériences lors de conférences, dans des revues spécialisées et sur Internet.

2. Travaux effectués et résultats obtenus en 1998

Les travaux sont accompagnés d'une brève description de leur environnement et classés selon les points ci-dessus, dans un contexte chronologique ou d'importance. Les résultats sont présentés sous forme de synthèse.

2.1. Choisir, mesurer et évaluer des modules photovoltaïques

Les échantillons présentés dans le Tableau 1 sont composés de cellules au silicium de technologies monocristalline (m-Si), polycristalline (p-Si à film et à wafer) et amorphe (a-Si tandem double et triple). Le premier, immobile, est calé à un azimut de -3° et une élévation de 41° , les autres, fixes, à -22° et 50° , la même orientation que le champ Ouest de la centrale.

Marque	Modèle	Tech-nologie	P_o [Wp]	N_c [%]	N_A [%]	Caractérisé	Remarques
Siemens Solar	M55	m-Si	53	14.0	12.8	non	orientation différente
AstroPower	AP-8225	p-Si	80	9.2	8.2	non	cellules à film
BP Solar	BP585	m-Si	85	16.2	13.5	Ispira	le plus performant
Alusuisse-Lonza	Alucosol	m-Si	49	13.0	11.0	Härkingen	prototype élément de façade
Siemens Solar	M55	m-Si	54	14.4	13.1	Ispira	référence pour la centrale
Newtec Plaston	SDZ 34-10	m-Si	34	13.2	9.4	non	remplace 4 tuiles
Kyocera	KC 120-1	p-Si	120	14.3	12.9	non	cellules à partir de wafers
Uni-Solar	UPM-880	a-Si*2	44	6.0	5.3	non	2 éléments en parallèle
Canon	prototype	a-Si*3	33	8.2	7.2	Ispira	prototype obtenu du TISO
Uni-Solar	US-30	a-Si*3	30	7.4	6.3	non	modèle commercial dito
Uni-Solar	SHR-17	a-Si*3	34	7.3	5.1	non	2 éléments de toit en série

Tableau 1 : Modules photovoltaïques testés

Il est mesuré successivement sur un même échantillon le courant de court-circuit I_{sc} , la tension en circuit ouvert U_{oc} , le courant et la tension au point de puissance maximale I_{mpp} et U_{mpp} et la température T_c , toutes les 12 secondes. Les moyennes sont stockées chaque minute. Après traitement, on peut observer et analyser l'évolution des caractéristiques en fonction des variations journalières et saisonnières d'ensoleillement et de température.

La puissance provient du produit courant · tension au point de puissance maximale (P_{MPP}). Il en découle la production par surface d'empreinte, définie par l'EISI pour comparer les performances. Le rendement N_{AM} selon ESTI est le rapport entre l'énergie produite et celle reçue. La productivité Y_A selon ESTI est le rapport entre énergie produite et puissance nominale STC installée.

Les moyennes des moyennes mensuelles des mesures sont rapportées dans le Tableau 2 pour les durées correspondantes, entre le 13.08.1996 et le 31.10.1998 sous forme de synthèse.

Modèle	I_{MPP} [A]	U_{MPP} [V]	P_o [Wp]	Début	Fin	Jours	E_{SPEC} [kWh/m ²]	N_{AM} [%]	Y_A [kWh/i/kWp]
M55	3.05	17.4	53	13.08.96	en cours	758	13.53	11.96	3.63
AP-8225	5.0	16.0	80	13.08.96	en cours	758	6.86	6.03	2.87
BP585	4.72	18.0	85	13.08.96	en cours	758	13.55	11.99	3.45
Alucosol	2.77	17.6	49	15.04.97	23.06.98	405	11.49	9.77	3.64
M55	3.11	17.5	54	22.04.97	en cours	548	13.07	11.32	3.49
SDZ 34-10	2.95	11.3	34	05.08.97	en cours	443	10.80	9.38	3.80
KC 120-1	7.10	16.9	120	30.01.98	en cours	271	14.31	11.44	3.71
UPM-880	2.8	15.6	44	13.08.96	en cours	754	4.51	3.97	2.91
Canon proto	2.09	16.0	33	13.08.96	en cours	757	7.11	6.26	3.77
US-30	2.0	15.0	30	02.06.97	24.10.98	499	7.27	6.14	3.92
SHR-17	2.01	17.2	34	14.08.98	24.10.98	70	3.71	4.72	3.29

Tableau 2 : Synthèse des résultats des modules testés du 13.08.1996 au 31.10.1998

Constatations, remarques :

- Les fabricants publient des caractéristiques d'homologation normalisées STC : irradiance globale de 1'000 W/m², température de cellule de 25 °C, spectre d'une masse d'air de 1.5. En réalité, leurs produits ne travaillent presque jamais dans ces conditions idéales de laboratoire. La plupart du temps, l'irradiance est plus faible et la température de travail plus élevée.
- Des disparités entre échantillons empêchent de se référer seulement aux valeurs d'homologation STC. Les échantillons devraient être caractérisés individuellement. Mais à partir d'un seul exemplaire testé, il est aussi aléatoire d'extrapoler les conclusions à tout un lot. Il faudrait plusieurs échantillons. Ces difficultés sont inhérentes à la mesure de prototypes, auxquels les présents tests sont avant tout destinés.
- Les comparaisons doivent tenir compte de la période de mesure (début, fin, nombre de jours). Le premier panneau n'est pas orienté comme les autres. A cause des problèmes liés à l'échantillonnage, une extrapolation doit rester prudente.
- La production par surface d'empreinte est liée au rendement. Elle implique non seulement un bon rendement des cellules, mais aussi une densité d'encapsulation et une connexion interne judicieuse. Par exemple, le module BP585 n'est pas nettement supérieur au M55 ou au KC 120-1, en dépit de ses cellules très performantes.
- Le rendement est le plus élevé pour le m-Si, mais ne peut être augmenté qu'à un prix élevé. Le p-Si et le a-Si tandem sont constamment améliorés. Le premier atteint déjà des performances comparables au m-Si. Le second peut être produit économiquement en grande quantité, mais se dégrade davantage dans le temps. Tous deux sont aujourd'hui meilleur marché que le m-Si.
- La productivité n'est exacte que pour les modules testés officiellement (BP585, M55, Canon prototype). Elle est biaisée par une puissance nominale STC inexacte. Pessimiste, elle l'augmente, mais pénalise le module sur le marché. Optimiste, elle expose les fabricants à des problèmes de garantie face à la dégradation de leurs produits. Le a-Si triple jonction, qui subit la plus forte dégradation, est un exemple typique.
- Le prototype Alucosol et l'un des modules UPM-880 ont connu une panne. Le US-30 et le SHR-17 ont été victimes d'un dégât dû aux forces naturelles. Tous les autres ont fonctionné sans interruption.

Le comportement est caractéristique de la technologie. Les échantillons BP585 (m-Si), AP-8225 (p-Si), UPM-880 (a-Si tandem double) et US-30 (a-Si tandem triple), tous mesurés du 13.08.1996 au 31.10.1998, sont compa-

rés par technologie sous forme graphique. La valeur tout à droite est la moyenne. En février 1997, il n'y a pas de données parce que le site expérimental était en panne (fils rompus).

Sur la Figure 1, la production par surface d'empreinte est l'intégrale dans le temps de la puissance du même nom affichée en temps réel auprès de chaque échantillon. Elle n'est pas standardisée, mais très didactique. Elle dépend fortement de la technologie et varie avec l'irradiation et la saison (température, spectre du rayonnement). Le m-Si l'emporte du fait de son meilleur rendement.

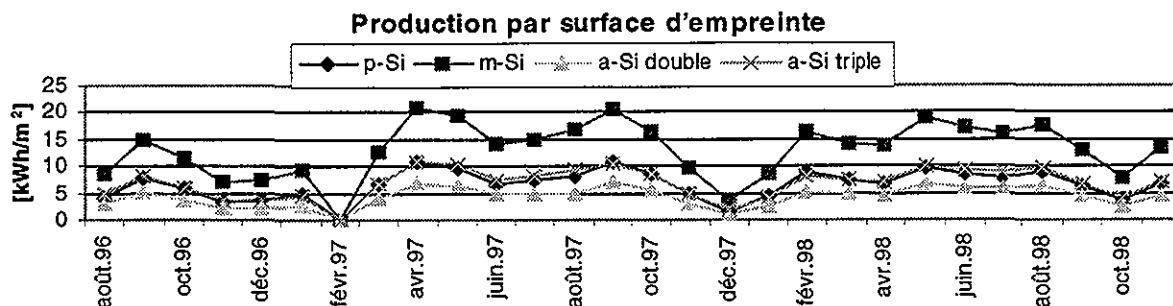


Figure 1 : Production par surface d'empreinte selon l'EISI

Sur la Figure 2, le rendement N_{AM} selon ESTI est le rapport entre l'énergie produite et celle reçue. Il dépend fortement de la technologie et varie légèrement avec la saison (température, irradiance, spectre du rayonnement). Le m-Si et le p-Si fonctionnent mieux aux basses températures, à l'inverse du a-Si. Les rendements moyens mensuels sont tous inférieurs à ceux d'homologation STC. Le m-Si domine.

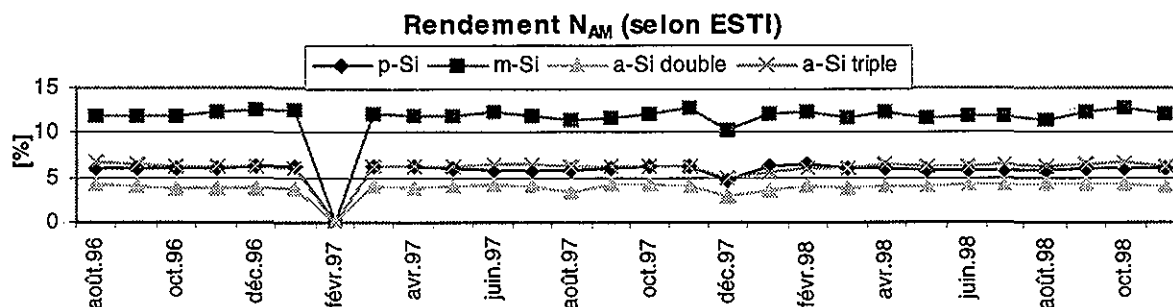


Figure 2 : Rendement N_{AM} selon ESTI

La productivité Y_A selon ESTI sur la Figure 3 est le rapport entre énergie produite et puissance nominale installée. Elle dépend de l'irradiation et de la saison (température, spectre du rayonnement), mais pas de la surface. Elle représente en quelque sorte la durée d'ensoleillement équivalente à puissance nominale STC. Cette dernière est connue pour les échantillons BP585 et Canon prototype, caractérisés au JRC d'Ispra.

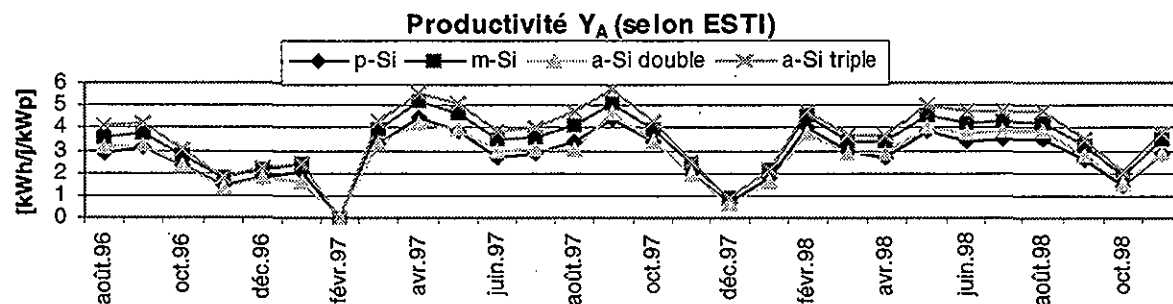


Figure 3 : Productivité Y_A selon ESTI

Le rendement dépend non seulement de la température, mais aussi de l'ensoleillement. La technologie des cellules joue ici aussi un rôle important. En Suisse et particulièrement sur le plateau, une grande partie de l'ensoleillement provient de valeurs réduites d'irradiance. Pour un bon rendement annuel, il convient de choisir des modules dont le rendement ne baisse pas trop dans ces conditions particulières.

Le rapport de la puissance mesurée (sans compensation de la température) par l'irradiance [W/kW/m^2] selon l'irradiance [kW/m^2] pour les modules Canon (a-Si triple), AP-8225 (p-Si à film), Newtec et BP585 (m-Si) est représenté graphiquement à la Figure 4. C'est une signature caractéristique de ces technologies, qui est approximée par une fonction analytique pour le AP-8225 et le BP585.

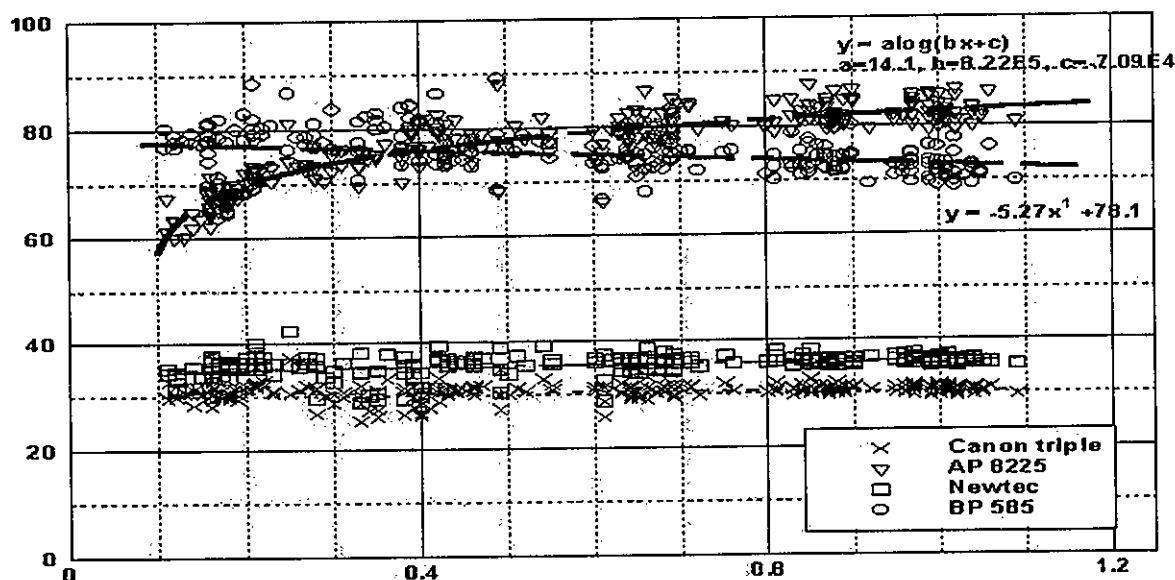


Figure 4 : Puissance relative selon l'irradiance

En appliquant les fonctions analytiques aux valeurs d'ensoleillement statistique annuel d'un lieu, provenant par exemple de la banque de données METEONORM, on constate que le p-Si atteint une productivité plus faible que le m-Si. Pour la ville de Kloten, elle serait inférieure de 9.7 %.

2.2. Implanter un banc de test, choisir et mesurer 6 onduleurs réseau

La table No 1501 a été déconnectée du groupe FW5 de la centrale, et ses 96 panneaux M55, d'une puissance totale de 5'088 Wp, ont été attribués à 6 onduleurs raccordés au réseau de topologies module ("module inverter"), chaîne ("string inverter") et matrice ("array inverter") de puissances et de technologies diverses. Pour analyser leurs performances, la tension continue U_{DC} le courant continu I_{DC} et la puissance alternative P_{IO+} de chacun sont mesurés. La tension du secteur et la température d'enceinte doivent être également surveillées.

L'armoire de test, un nouveau modèle, a été montée à l'EISI et mise en service le 20.10.1998. Les caractéristiques principales des onduleurs choisis sont inventoriées dans le Tableau 3. Ce sont des appareils récents, de bon rendement, utilisés près de leurs limites sans les dépasser. Ceux prévus pour des panneaux récents, plus performants que le M55, exigent de remplacer "1 chaîne" par "2 chaînes" en parallèle.

Marque	Modèle	Topologie	P_{IO+} [W]	N_I max. [%]	Nb. M55	$P_{O\ STC}$ [W_p]
Dorfmüller	DMI-100	module	125	89	1 x 2	106
Solar-Fabrik	Convert 1000	2 chaînes	850	95	2 x 8	849
ASP	Top Class Spark	2 chaînes	1'350	94	2 x 10	1'061
Fronius	Sunrise mini	2 chaînes	1'000	93	2 x 12	1'274
LEC	EinStein	module	300	90	1 x 6	318
MasterVolt	SunMaster 1800	matrice	1'395	93	7 x 4	1'486

Tableau 3 : Onduleurs en test depuis le 20.10.1998

Les premiers résultats sont déjà significatifs pour la saison hivernale. On peut d'emblée affirmer que le rendement nominal maximal brut de tous ces onduleurs est légèrement inférieur à celui annoncé, que le Sunrise mini limite prématurément sa puissance et que le SunMaster 1800 devra être révisé. Les effets d'ombrages, propres à cette saison, permettront d'analyser le comportement des topologies en présence en conditions d'ensoleillement non homogènes et de publier des recommandations.

2.3. Observer et analyser le comportement de la centrale solaire

L'année a été exceptionnelle jusqu'à fin août, puis l'automne a été exécrable et la production a rétrogradé dans la moyenne. Les panneaux se comportent bien et n'ont pas subi de dégradation notable. L'onduleur ABB a eu des arrêts inopinés plus fréquents, rapidement circonscrits par le Goule, exploitante. Les bons résultats sont dus avant tout aux conditions météorologiques, mais aussi à l'état général et à l'entretien de l'installation.

La production mensuelle brute dans le Tableau 4, publiée par FMB Energie de janvier 1993 à octobre 1998, provient d'un compteur d'énergie indépendant de type Ferraris.

Mois	En 1993	En 1994	En 1995	En 1996	En 1997	En 1998	Moyenne
jan	32605	22339	16995	45677	37157	32212	30955
feb	47574	28246	30464	32320	40969	64748	35915
mar	65053	47193	58013	69364	58942	52088	59713
apr	54868	48263	48498	65586	79340	51215	59311
may	57694	46982	59844	53400	68425	75017	57269
jun	60555	65813	54010	63729	52238	63651	59269
jul	57743	66942	58926	65724	57432	65087	61353
aug	71367	65058	57378	56581	65326	66353	63142
sep	42615	37367	42486	58290	79094	48654	51970
oct	31090	48669	58216	44096	62398	28536	48894
nov	30990	31787	36601	25155	34068		31720
dec	11250	20677	17805	29827	10597		18031
Total	563405	529335	539236	609749	645986		577542

Tableau 4 : Production annuelle par mois en kWh

La Figure 5 illustre graphiquement les variations saisonnières. Les moyennes sont déterminées pour la période de 1993 à 1997. On distingue clairement les bons et les mauvais mois.

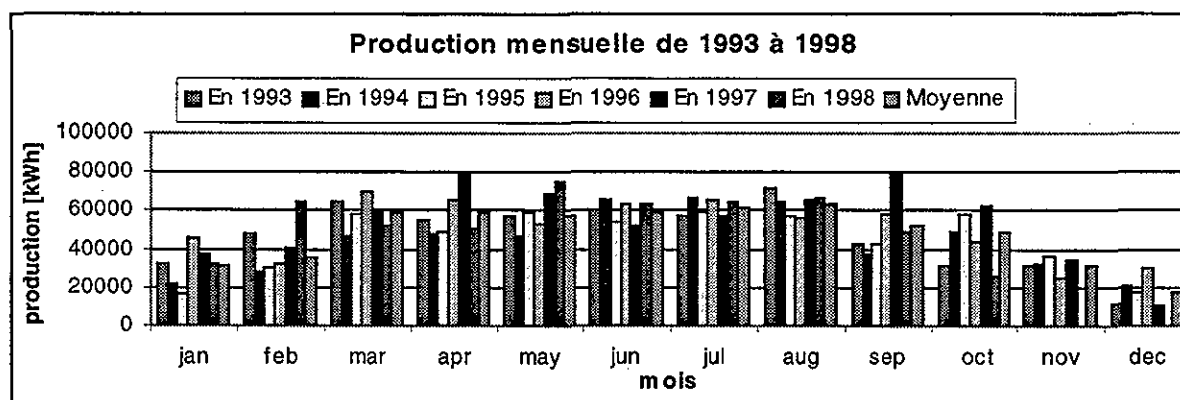


Figure 5 : Production de 1993 à 1998 comparée à la moyenne de 1993 à 1997

Après déduction de l'énergie auxiliaire extrapolée (E_{fu} dans les rapports mensuels), la production nette est de 1'064.5 kWh/kWp pour 1996, et 1'128.2 kWh/kWp pour 1997. La moyenne des moyennes mensuelles du facteur de performance PR vaut 77.6 % pour 1996, 75.3 % pour 1997 et 77.9 % pour les 10 premiers mois de 1998. Ces résultats montrent que le site est optimum, la disponibilité de l'installation élevée et sa dégradation insignifiante.

2.4. Collaborer à l'exploitation de petites centrales raccordées au réseau

Depuis 1996, plusieurs petites centrales raccordées au réseau ont été progressivement implantées sur le site expérimental par la SMS. Au sol, en façade et en toiture, elles sont des exemples d'installations individuelles intégrées aux bâtiments. Leurs caractéristiques principales sont résumées dans le Tableau 5.

Marque	Modèle	Techno	Onduleur	P ₀ STC	Endroit	Depuis	Mesure
Alpha Real	Megalino Max	m-Si	Edisun E230721G	216 W	sol	1996	wattmètre
Atlantis	SunSlates m-Si	m-Si	Dorfmüller DMI-200	172 W	toit	1998	kWh
Atlantis	SunSlates p-Si	p-Si	Dorfmüller DMI-300	230 W	façade	1998	kWh
AstroPower	FX 1508-S	p-Si	Dorfmüller DMI-300	266 W	façade	1998	kWh
Newtec	SDZ 34-10	m-Si	Dorfmüller DMI-200	200 W	toit	1998	kWh
Uni-Solar	SHR-17	3 * a-Si	Fronius Sunrise 900-1	864 W	toit	1998	kWh

Tableau 5 : Petites centrales raccordées au réseau

Seule la puissance de ces entités fermées est accessible. Celle du Megalino est lue par un wattmètre et enregistrée par l'acquisition. Pour les autres systèmes, la production est plus simplement relevée périodiquement sur des compteurs kWh et reportée de manière cumulée sur des graphiques dans le pavillon d'information. Malgré la période relativement courte, ces graphiques renseignent déjà sur les topologies (productivité selon la saison), les améliorations (suppression d'ombrages, optimisation du couplage) et les interruptions (pannes, chantiers).

Une collaboration a été entretenue pour la mise au point de ces expériences, la construction et la maintenance des sites, le contrôle et la coordination des travaux, ainsi que la surveillance et la mise en valeur des données.

2.5. Formation et information

Des rapports mensuels sur la centrale et les activités sur site sont envoyés à la SMS, au service des guides FMB et aux parties intéressées. Depuis le 16.02.1998, un rapport hebdomadaire succinct est envoyé à FMB Energie, en échange d'un document similaire sur les éoliennes exploitées par la société Juvent. Tous peuvent être consultés en ligne par les professeurs et les étudiants de l'EISI.

Lors du symposium national PV du 05.05.1998 à Berne, des résultats basés sur les données du site expérimental ont été présentés par M. R. Minder et la SMS. Des posters sur les activités de R&D ont été également affichés. Les mêmes travaux ont été présentés sur le site de la centrale le 03.06.1998 aux partenaires de la SMS, aux guides FMB présents et à la presse locale.

Deux étudiants ont créé un site Internet en 4 langues, disponible à l'adresse <http://sms.eisi.ch> depuis cet automne. Il contient des renseignements généraux et techniques sur la centrale solaire, ainsi que des données journalières et mensuelles mises à jour automatiquement.

3. Collaboration avec d'autres institutions

La SMS est un partenaire de ce projet, dont elle assume en partie la charge. Elle poursuit également ses propres programmes de recherche, notamment avec la participation de l'EISI.

Le TISO procède également à des tests de longue durée sur des panneaux PV. Il est membre du groupe d'accompagnement de ce projet et collabore avec le JRC d'Ispira. Les travaux de l'EISI sont complémentaires aux siens.

L'Ecole d'ingénieurs de Burgdorf, rattachée avec l'EISI à la HES-BE depuis cet été, est intéressée aux travaux. Elle est représentée dans le groupe d'accompagnement de ce projet.

La centrale solaire et les travaux de recherche qui s'y déroulent ont été présentés à plusieurs institutions au cours de séances patronnées par l'EISI, ainsi que lors de sa journée "portes ouvertes" du 07.11.1998.

4. Transferts à la pratique ou à l'industrie

Le comportement à long terme de la centrale est une source de connaissances et d'expériences, autant par sa technologie (type de panneaux, topologie, mode d'assemblage des composants) que par son exploitation (vieillesse, dégradation, perturbations, genre et gravité des pannes). Les installations futures en bénéficieront.

Les technologies testées sur le site expérimental intéressent autant la SMS que les fabricants, les fournisseurs, les compagnies d'électricité, les politiciens et les particuliers. Ainsi, le prototype Alucosol a été développé par un groupe de recherche dans le cadre d'un projet OFEN. L'entreprise Canon, qui a prêté un prototype, s'intéresse également au test de son modèle de série. Des résultats ont été communiqués à des revendeurs. Le comportement

du "Megalino" est régulièrement rapporté à son fabricant, l'entreprise Alpha Real. Lors du choix des onduleurs, les fournisseurs en Suisse ont été consultés afin d'obtenir les modèles les plus récents et les plus performants. Ils sont bien entendu intéressés aux résultats des tests. En cas de panne, les fabricants peuvent analyser précisément les circonstances avec un partenaire compétent.

L'action Promont-Soleil, lancée par la SMS le 01.05.1998, mentionne l'EISI comme partenaire. Au vu des problèmes rencontrés, on peut affirmer que les enseignements sont nombreux pour toutes les parties concernées.

5. Perspectives en 1999

La poursuite de l'exploitation du site expérimental permettra de connaître le comportement à long terme des divers systèmes testés. La collaboration avec les fournisseurs va se poursuivre, s'établir ou s'intensifier. Des analyses dans des conditions particulières ont été et seront produites pour les intéressés.

La mise au point d'une électronique de poursuite du soleil à 2 axes se poursuit à l'EISI. Les difficultés sont nombreuses. Un rotor de l'entreprise EGIS, en Allemagne, sera également testé. Il sera possible de connaître le gain respectivement le coût d'un tel dispositif, ainsi que de tester des modules à concentration.

Il va de soi que tous les modules nouveaux ou présentant un intérêt particulier seront les bienvenus sur le site expérimental. Des tests spéciaux sur des prototypes, notamment, peuvent être offerts par l'EISI comme spécialité.

Les mesures d'onduleurs de diverses topologies et architectures, qui viennent de démarrer, renseigneront les concepteurs d'installations sur des particularités primordiales pour leurs décisions. En plus des topologies et des puissances, d'autres comportements à plus long terme seront également vérifiés (fiabilité, vieillissement, pérennité des modèles, évolution, service après-vente, etc...).

Le TISO, qui a fourni le prototype Canon, pourrait mettre à disposition d'autres échantillons intéressants. Une comparaison des mesures à long terme sur des mêmes modules au Tessin et à Mont-Soleil démontre l'impact du climat sur les performances.

La centrale solaire est un projet à long terme, qui doit bénéficier d'une surveillance adéquate. L'EISI, auteur de travaux multiples dans ce domaine, se profile avantageusement. Son site Internet, notamment, devra être entretenu et étendu à l'ensemble des activités sur le site expérimental.

6. Publications

Il est établi un rapport succinct hebdomadaire et un rapport d'exploitation mensuel de la centrale. Le premier est interne, le second envoyé aux personnes qui le demandent. Tous deux sont disponibles à l'EISI.

Un rapport sur le Megalino est rédigé et envoyé chaque mois à l'entreprise Alpha Real.

Les données de synthèse des panneaux testés et celles de production des petits onduleurs sont tenues à jour chaque mois et affichées dans le pavillon d'information.

Un rapport final du projet OFEN No DIS 52187 / 12474 a été soumis à l'OFEN afin d'être publié.

Des résultats ont été présentés lors de la journée nationale PV du 05.05.1998 sous forme d'une conférence de M. R. Minder, responsable R&D pour la SMS, et sous forme de posters par l'EISI.

Des informations générales et techniques sur la centrale solaire, ainsi que des données journalières et mensuelles actualisées, sont publiées depuis le 17.11.1998 à l'adresse Internet <http://sms.eisi.ch> définitive.



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number:
Contract Number:

ENET Number:

Project Title: Characterisation of Photovoltaic Generators and Small On-Grid Systems

Abstract

Test results of photovoltaic (PV) generators (single cells, laminates, modules, shingles, car roofs etc.) under actual operating conditions are essential for correct product selection and reliable prediction of the electricity production. For this purpose an outdoor test facility was erected at Paul Scherrer Institute, PSI. It consists of a sun-tracked sample holder, electronic loads and PC-based measuring systems. Insolation is measured with pyranometers, pyrhemometers and reference cells. Characterisation of a generator under given test conditions means precise acquisition of its electrical behaviour at varying load. The generator's efficiency and all the relevant electrical parameters are derived on-line from a series of measured current/voltage (I/V) values. I/V-scans at constant insolation and at different generator temperatures enable the temperature coefficients of the efficiency and the electrical parameters to be determined. Thereafter I/V-scans at different insolutions (10-1200 W/m²) yield (via temperature correction) the insolation dependence of the efficiency at constant temperature. A complete scan takes 5 to 15 seconds. Samples of size varying from 1 by 1 mm up to 1 by 1.5 m can be tested at currents up to 32 A (190 A) and at voltages up to 120 V (10 V). For modelling purposes the results are represented in the form of correlations, e.g. the efficiency as a function of the operating parameters temperature, insolation and air mass. Results obtained in PSI's test facility were confirmed by the Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, D-79100 Freiburg, Germany. The present report contains test results on some single cells and modules as well as on a PV/thermal hybrid system. The test facility for off-grid inverters was developed further to cover also small on-grid systems.

For the work performed within this project, a "**Best Research Paper Award**" was received at the 7th International Energy Conference ENERGEX 98, Manama, Bahrain, Nov. 20, 1998.

Responsible for the project:

Dr. W. Durisch

Reporting on the project:

Dr. W. Durisch

Address:

Paul Scherrer Institut, PSI
 CH-5232 Villigen PSI

Telephone: + 41 (0) 56 310 26 25
http:

Fax: + 41 (0) 56 310 21 99
E-mail: wilhelm.durisch@psi.ch

1. Ziele

(Bereitstellen der relevanten Daten zum elektrischen Verhalten von Photovoltaik-Generatoren unter realklimatischen Betriebsbedingungen und Darstellung der Daten in Form empirischer Korrelationen. Dies als Grundlage für die

- Untersuchung des Klimaeinflusses auf die Stromproduktion von Photovoltaik-Generatoren
- Optimale Produktwahl bei vorgegebenen Randbedingungen (Anwendungsart, Strahlungsklima usw.)
- Simulation und Optimierung von Photovoltaik-Systemen
- Zuverlässige Ermittlung des Stromertrags und damit der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen
- Erarbeitung von Empfehlungen zur technischen Verbesserung und zum effizienteren Einsatz von Photovoltaik-Generatoren
- Unterstützung von Planer, Lieferanten, Installateuren und Betreibern von Photovoltaikanlagen

(Untersuchung kleiner Netzverbundsysteme unter realen Betriebsbedingungen

Die dazu aufgebauten Versuchseinrichtungen und entwickelten Auswertemethoden sind in [1,2,3] beschrieben.

2. Durchgeführte Arbeiten/Ergebnisse

Im Berichtsjahr sind die in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgeführten Einzelzellen, Lamine, Module usw. getestet worden. Zum Teil sind die Messergebnisse in Form von Korrelationen dargestellt worden.

Hersteller	Bauart / Typ	Zellenart	Lieferant
SOLARTEC, CZ	Einzelzelle	c-Si	ICEC, Zürich
Heliodinamica, Brazil	Einzelzellen	c-Si	Heliodinamica, Sao Paulo, Brazil
Siltron, Seoul, Korea	Einzelzellen	c-Si	Weigold-Elektronik, Adliswil
Heliodinamica, Brazil	Modul, HM45E12	c-Si	Heliodinamica, Sao Paulo, Brazil
GPV, Schweden	Test-Modul	p-Si	TEMTEC, Schöffland
SIEMENS Solar, D	Modul, SM 110-24	c-Si	FABRISOLAR, Küsnacht
Shell Solar, NL	Modul RSM 50	p-Si	AMAX, Gland
SOLUTION, CH	Fassadenelemente	c-Si	SOLUTION, Härkingen
ICEC, Zürich	Hybridkollektor	c-Si	ICEC, Zürich
BP SOLAR, UK	Konzentratorzellen	c-Si	BP SOLAR, Middlesex, UK
ZSW, Stuttgart	Testmodule	CIGS	ZSW, Stuttgart
SIEMENS CH AG	PIN Photodiode	Ge	SIEMENS Schweiz AG, Dietikon
PSI, Villigen	Flexible Laminate	c-Si, p-Si	PSI, Villigen
SANYO, Japan	Kleinmodule	a-Si	SANYO, Japan
ASE, D	Raumfahrt-Zellen	c-Si	ASE, Heilbronn, D

Tabelle 1: Produkte, die am PSI getestet wurden.

Zu allen in obiger Tabelle aufgeführten Produkten sind einzelne bis mehrere hundert Kenn-

linien aufgenommen und ausgewertet worden. Besonders eingehend sind unlamierte Einzelzellen von SOLARTEC, Heliodynamica und Siltron untersucht worden, ebenso je ein Modul von Heliodynamica, GPV und SIEMENS. Mit Unterstützung des BFE konnte erstmals auch ein Hybridkollektor (PV/thermisch) getestet werden. Im Rahmen von Semesterarbeiten zur ETH-Vorlesung "Erneuerbare Energien" von Prof. A. Wokaun, wurden schliesslich ein CIGS-Modul vom ZSW sowie eine SOLARTEC-Einzelzelle besonders sorgfältig vermessen und modelliert. Beide Arbeiten sind vom Schreibenden betreut worden.

Bei den Einzelzellen von SOLARTEC und Siltron ergaben sich Negativabweichungen von je 7 % zur STC-Leistung gemäss Herstellerangaben. Zu den Heliodynamica-Zellen waren keine Herstellerangaben erhältlich. Ihr STC-Wirkungsgrad fiel mit 12.6 % aber relativ bescheiden aus. Bei den Modulen schneidet das SM110-24 von SIEMENS mit minus 2 % am besten ab. Die Module von GPV, Shell Solar bzw. Heliodynamica liegen mit minus 6, minus 14 bzw. minus 20 % ausserhalb der ± 5 %-Toleranzgrenze. Diese Ergebnisse bestätigen die früher gemachte Aussage, wonach die Herstellerangaben mässig bis übertrieben optimistisch sind.

Die "Standard Test Condition (STC)"-Leistung von PV-Generatoren fällt bei den Freilandmessungen am PSI als Nebenprodukt an. Weit wichtiger ist die Leistungsfähigkeit, insbesondere der Wirkungsgrad, in Abhängigkeit der realen Betriebsparameter, wie Zelltemperatur, Einstrahlungsintensität, atmosphärische Luftmasse, Bewölkungszustand, Einfallswinkel der Solarstrahlung auf die Zellen usw. Dazu sind auch im vergangenen Jahr schöne Ergebnisse erzielt worden. Einige typische Beispiele sind nachfolgend aufgeführt.

2.1 SOLARTEC-Zelle

Der Wirkungsgrad kristalliner Solarzellen zeigt bei konstanter Einstrahlung und Luftmasse eine lineare Abhängigkeit von der Zelltemperatur, zumindest im interessierenden Arbeits-temperaturbereich. Die Steigung der entsprechenden Geraden wird als Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades bezeichnet. Er erlaubt es, Wirkungsgrade, die nicht bei der Standard-Zelltemperatur von 25 °C gemessen wurden, auf 25 °C umzurechnen. Abb. 1 zeigt das Ergebnis einer Messreihe an einer SOLARTEC-Zelle. Der Temperaturkoeffizient ergibt sich daraus zu $-0.061 \text{ \%}/^\circ\text{C}$. Während der Aufnahme der Messreihe haben sich die Einstrahlung G und die relative Luftmasse AM leicht geändert (zwischen 976 und 1012 W/m^2 , bzw. von 1.37 bis 1.49).

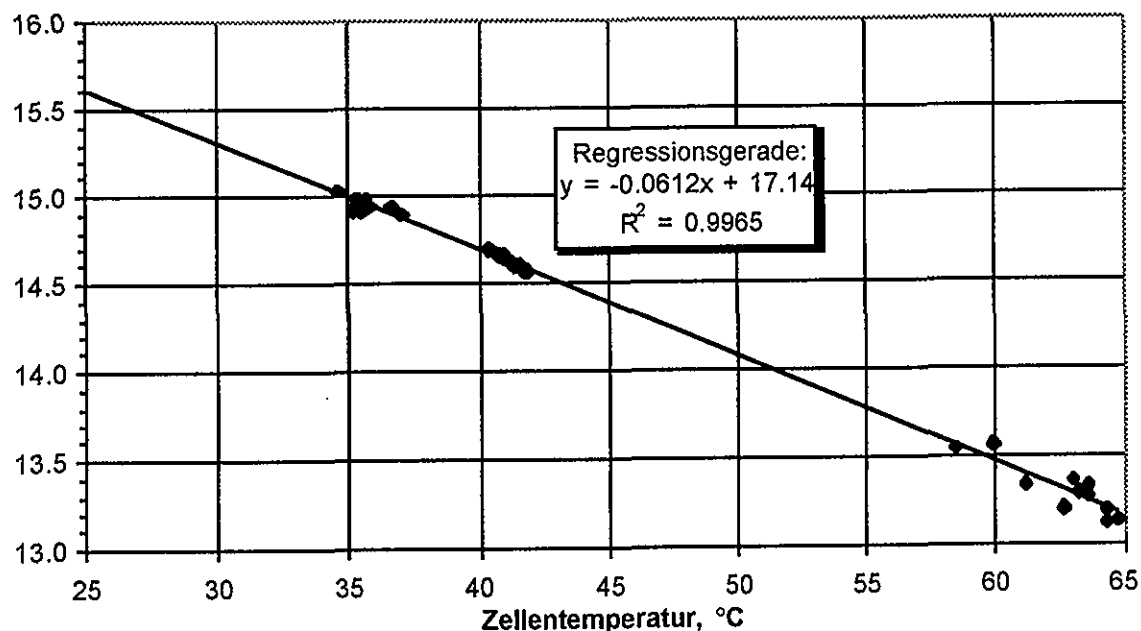


Abb. 1: Wirkungsgrad der SOLARTEC-Zelle in Abhängigkeit ihrer Temperatur.

Mit der SOLARTEC-Zelle wurden insgesamt über 500 Kennlinienmessungen durchgeführt. Die Betriebsparameter bewegten sich dabei in folgenden Bereichen: Einstrahlung G : 48 bis 1107 W/m^2 , Zelltemperatur ϑ : 25 bis 65 $^{\circ}\text{C}$, relative Luftmasse AM : 1.11 bis 4.82. Zur Beschreibung des Wirkungsgrades η in Abhängigkeit dieser Parameter wurde folgendes Modell entwickelt:

$$\eta = a \cdot [(G/G_0)^b + c \cdot G/G_0] \cdot [1 + d \cdot \vartheta/\vartheta_0 + e \cdot AM/AM_0 + f \cdot (AM/AM_0)^g]$$

$$a = 0.18293 \quad b = 0.07269 \quad c = -0.0624 \quad d = -0.08635$$

$$e = -0.0071 \quad f = -5.6478 \cdot 10^{-8} \quad g = 11.60517$$

$$G_0 = 1000 \text{ Wm}^{-2} \quad \vartheta_0 = 25 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad AM_0 = 1.5$$

Mit diesem Modell lassen sich nun die bei den aktuellen Werten der Betriebsparameter G , ϑ und AM gemessenen Wirkungsgrade η_M auf die Standardwerte ϑ_0 und AM_0 umrechnen. Es ergeben sich temperatur- und AM -korrigierte Wirkungsgrade, die (von noch unbekannten anderen Einflüssen abgesehen) nur noch von der Einstrahlung G abhängig sind. In Abb. 2 sind sie über der normierten Einstrahlung aufgetragen.

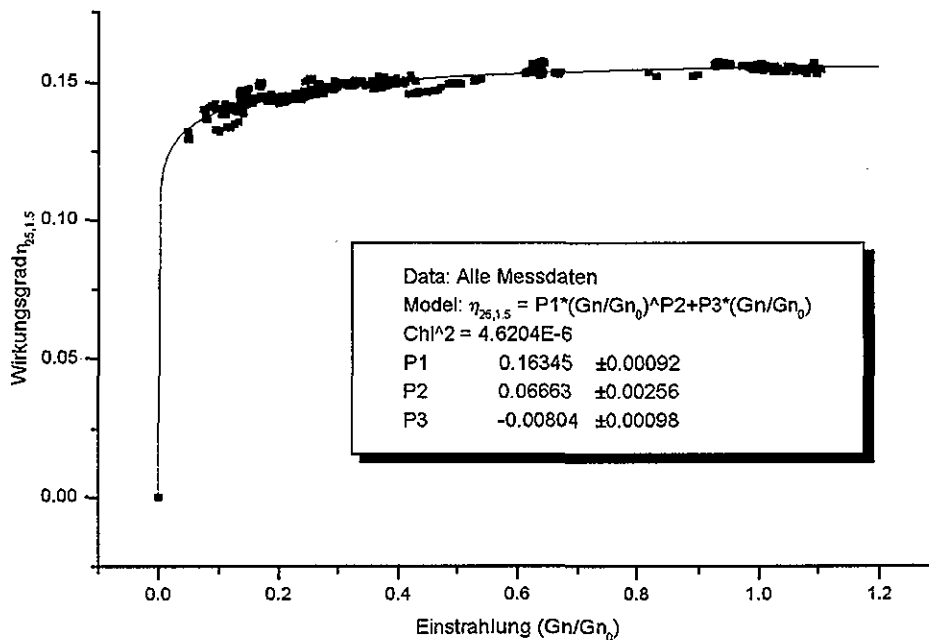


Abb. 2: Abhängigkeit des temperatur- und AM -korrigierten Wirkungsgrades von der normierten Einstrahlung (G_n bedeutet hier global-normale Einstrahlung).

Aus den in Abb. 2 angegebenen Parameterwerten ergibt sich der STC-Wert des Zellenwirkungsgrades zu 15.54 %. Mit der aktiven Fläche der Zelle von 96.5 cm^2 folgt die STC-Leistung der Zelle zu 1.48 W (Herstellerangabe: 1.58 W). Die Streuung der "Messpunkte" in Abb. 2 unterhalb etwa 500 W/m^2 könnte durch Wolkeneffekte verursacht worden sein.

Zur Ermittlung der physikalischen Größen der fraglichen Zelle wurde auf einige ausgewählte Strom/Spannungs(I/U)-Kennlinien ein, gegenüber dem klassischen leicht modifiziertes Eindiiodenmodell angewendet:

$$I = I_{ph} - I_s \cdot [\exp\{q \cdot (U + R_s \cdot I) / (n k T)\} - 1] - U / R_p$$

Hier bedeuten: I_{ph} Photostrom, A
 I_s Sperrstrom, A
 q Elementarladung, $1.602 \cdot 10^{-19}$ Ws/V
 n Nichtidealitätsfaktor
 k Boltzmannkonstante, $1.3806 \cdot 10^{-23}$ Ws/K
 T Absolute Zelltemperatur, K
 R_s Seriewiderstand der Zelle, Ω
 R_p Parallelwiderstand der Zelle, Ω

Gegenüber dem Klassischen Modell unterscheidet es sich im letzten Term, welcher von $(U + R_s \cdot I) / R_p$ auf U / R_p vereinfacht wurde. Ein typisches Fitergebnis zeigt Abb. 3. Hier wurde das Modell an rund 300 I/U-Messwertpaare angepasst.

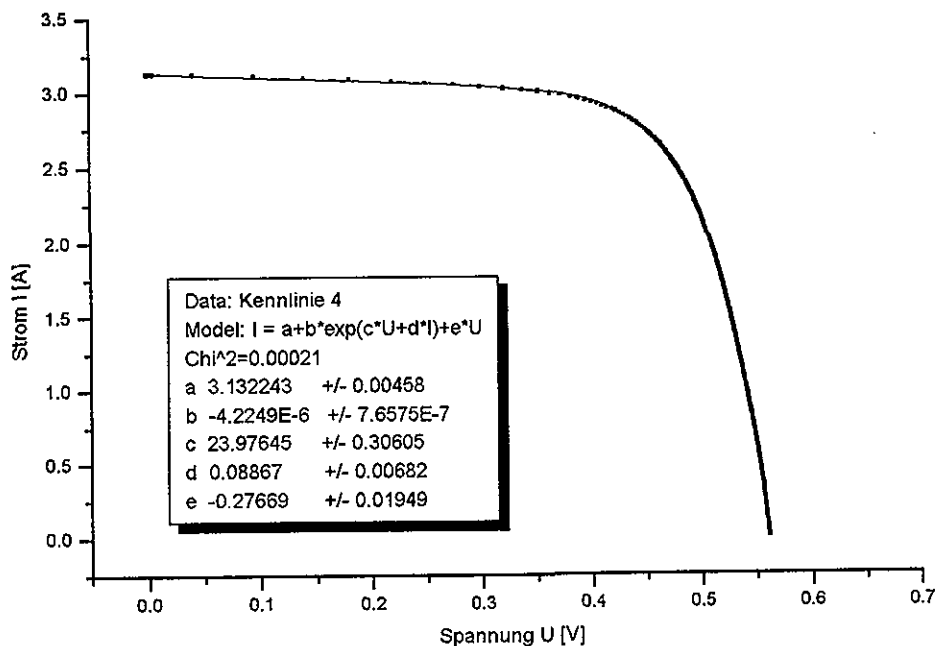


Abb. 3: Gemessene und gefittete Strom/Spannungs-Kennlinien. Für den Fit wurden rund 300 I/U-Messwertpaare (Punkte) verwendet.

Die in Abb. 3 dargestellte Fitlinie beschreibt die Messungen nahezu perfekt. Aus den erhaltenen Fitparametern ergeben sich nun die gesuchten physikalischen Parameter zu: $I_s = 4.23 \mu A$, $I_{ph} = 3.13 A$, $n = 1.51$, $R_s = 3.7 m\Omega$ und $R_p = 3.6 \Omega$. Die Kennlinie wurde bei einer Einstrahlung von $924 W/m^2$ aufgenommen. Die relative Lufmasse betrug 1.86 und die Zelltemperatur $47.2 ^\circ C$. Die Zelle leistete unter diesen Bedingungen 1.23 W. Ein Fit mit einer anderen Kennlinie sowie mit dem vollständigen Eindiiodenmodell führte zu keiner signifikant besseren Anpassung, jedoch zu etwas höheren Werten für R_s und R_p . Einzelheiten dazu sind in [4] zu finden.

2.2 Heliodynamica-Zelle

Vom Hersteller Heliodynamica, Sao Paulo, Brasilien wurden drei Einzelzellen ausgemessen [5]. Unter realen Betriebsbedingungen (900 bis 1000 W/m², AM = 1.3 bis 1.7 und einer Umgebungstemperatur von rund 30 °C) betrug ihr Wirkungsgrad zwischen 10.3 und 10.5 %. An einer der Zellen wurde der Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades bestimmt. Er beträgt -0.054 %/°C. Damit konnte der STC-Wirkungsgrad ermittelt werden. Er beträgt 12.6 %, woraus sich die Zellenleistung von 0.91 W ergibt. Um den Zellenwirkungsgrad zu erhöhen wurde eine flächensparendere Frontkontaktierung vorgeschlagen. Abschätzungen ergaben eine mögliche Erhöhung des Wirkungsgrades von 12.6 auf 13 %.

2.3 Siltron-Zelle

Via Firma Weigold-Electronic, Adliswil sind uns einige Zellen des Herstellers Siltron, Seoul, Korea zum Ausmessen übergeben worden. Es wurde ein STC-Wirkungsgrad von 13.6 % sowie ein Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades von -0.067%/°C festgestellt. Die STC-Leistung betrug 1.3 W (Herstellerangabe: 1.4 W). Vgl. auch [5].

2.4 Heliodynamica-Modul

Beim Besuch des Direktors der Heliodynamica am PSI erhielten wir eines der neuesten Module aus seiner Firma. Der STC-Wirkungsgrad wurde, unter Voraussetzung des gleichen Temperaturkoeffizienten wie bei der Einzelzelle, zu 11.5 % bestimmt. Der Verlauf des Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Einstrahlung weist auf ein mässig gutes Teillastverhalten hin. Bei einer Einstrahlung von rund 100 W/m² beträgt der Wirkungsgrad noch 10 %. Vgl. auch [5].

2.5 GPV-Modul

Von der Firma TEMTEC, Schöffland wurde uns ein Modul der Firma GPV, Gällivare, Schweden zum Testen übergeben. Erste Messungen nach einem vereinfachten Schnelltest, bei dem die Zelltemperatur mit einem ähnlichen fühlertestückten Referenzmodul gemessen wird, ergaben für den Zellenwirkungsgrad und die Modulleistung Standardwerte von 13.2 % und 71.7 W. Bei direkter Messung der Zelltemperatur mit rückseitig integriertem Temperaturfühler ergaben sich 13.0 % und 70.8 W. Der STC-Wert des Temperaturkoeffizienten des Wirkungsgrades wurde zu -0.059 %/°C ermittelt (Mittelwert aus fünf Messreihen). Ein mehrdimensionaler Fit der Form $\eta = f(G, \theta, AM)$ über alle Messungen bei wolkenfreier Sonne lieferte 12.96 % und 70.58 W sowie ein Temperaturkoeffizient von minus 0.057 %/°C. Als bestgesicherte STC-Werte werden 13.0 % und 70.6 W betrachtet. Sie liegen 1.5 % unter jenen des Schnelltests. Des weiteren wurde festgestellt, dass das Modul ein sehr gutes Teillastverhalten aufweist. Bei einer Zelltemperatur von 25 °C und einer Einstrahlung von 100 W/m² beträgt der AM-unkorrigierte Wirkungsgrad immer noch rund 13 %. Messungen unter dunklen Gewitterwolken führten zu erhöhten Wirkungsgraden, allerdings mit erhöhter Streuung. Die Ursache könnte in der Filterwirkung des Wolkenwassers liegen, welches zu einer Veränderung des Spektrums führt. Mit einem geeigneten Spektrometer könnte hier Klarheit geschaffen werden.

Zur Erhöhung des Wirkungsgrades wurde empfohlen, längere Zellenverbinder zu verwenden, so dass die gesamte Länge der Zellenfrontseite kontaktiert wird. Dadurch könnten mit geringem Mehraufwand die ohmschen Verluste etwas reduziert werden.

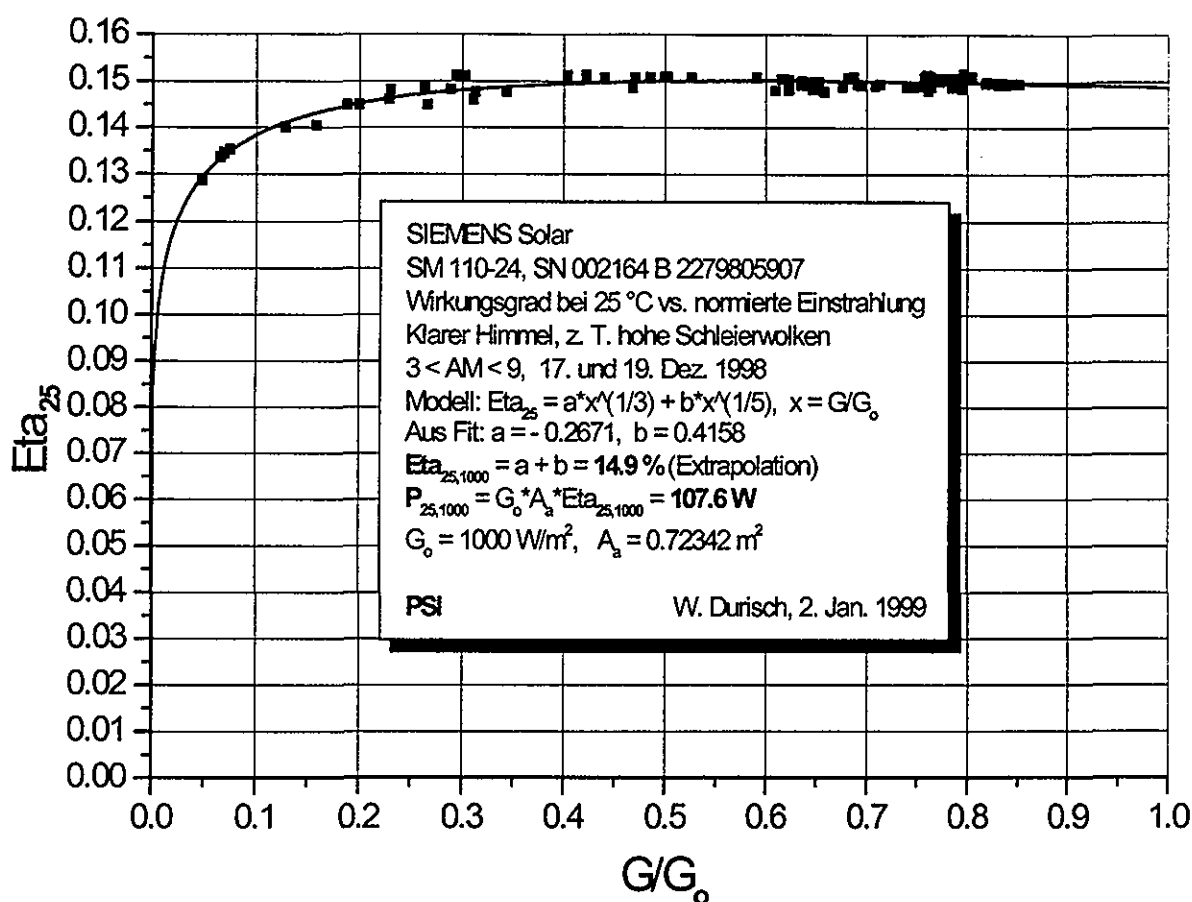
Gemäss Hersteller sollte das Modul eine STC-Leistung von 75 W haben. Gemessen wurden 70.6 W. Die Negativabweichung beträgt somit 6 %. Weitere Einzelheiten sind in [5] enthalten.

Wie schon früher an einem polykristallinen Modul festgestellt, weist auch das GPV-Modul eine Zunahme des Wirkungsgrades mit der relativen Luftmasse AM auf. Im AM-Bereich von 1.2 bis 3 beträgt er nach ersten Schätzungen etwa 0.4 Prozentpunkte pro AM-Einheit. Weitere diesbezügliche Abklärungen sind - mit Blick auf zuverlässige Jahresertragsberechnungen - unverzichtbar. Von besonderem Interesse sind auch Messungen bei noch höheren AM-Werten, denn bei den Tripelmodulen von UNI-SOLAR beispielweise trat hier nahezu eine Halbierung des Wirkungsgrades auf [1].

2.6 SIEMENS Solar-Modul

Nach obigem Schnelltest-Verfahren wurde auch ein SIEMENS-Modul, Typ SM110-24 ausgemessen. Zur Umrechnung der gemessenen Wirkungsgrade auf die Standardtemperatur 25 °C wurde ein an einem anderen Siemensmodul früher gemessener Temperaturkoeffizient verwendet. Abb. 4 zeigt die Abhängigkeit des temperaturkorrigierten Wirkungsgrades von der normierten Einstrahlung. Daraus ergeben sich die STC-Werte des Wirkungsgrades und der Modulleistung zu 14.9 % und 107.6 W. Die Wirkungsgradkurve hat ein Maximum von

Abb. 4: Temperaturkorrigierter Zellen-Wirkungsgrad des SIEMENS-Moduls SM110-24 in



Abhängigkeit der normierten Einstrahlung.

15 % bei rund 600 W/m². Der Wirkungsgrad ist auch bei hohen AM-Werten und tiefer Einstrahlungsintensität noch relativ hoch, was auf eine vergleichsweise gute Rotempfindlichkeit

und ein gutes Teillastverhalten schliessen lässt. Mit einer Negativabweichung der STC-Leistung von 2 % zur Herstellerangabe von $P_{\max} = 110 \text{ W}$ schneidet das SM110 von den bisher am PSI getesteten Modulen am besten ab. Die in der PSI-Freiland-Testanlage ermittelte STC-Leistung von 107.6 W wurde kurz nach den Messungen am PSI vom Fraunhofer Institut, FhG-ISE in Freiburg mit 105.4 W (Messunsicherheit: $\pm 5 \%$) gut bestätigt. Ebenfalls bestätigt wurde der PSI-Wert von 107.6 W kurz darauf durch das Siemens-Messlabor in München, nämlich mit 107.4 W. Damit liegt erneut eine internationale Bestätigung der PSI-Messungen vor.

2.7 Shell-Modul

Bei AMAX, Gland wurde das Shell-Modul RSM 50 beschafft. Via Schnelltest wurde eine STC-Leistung ermittelt, die rund 14 % unter den Herstellerangaben liegt. Messungen bei schwachem Licht lassen zudem auf ein mässig gutes Teillastverhalten schliessen.

2.8 CIGS-Modul

Vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, ZSW, Stuttgart wurde ein Kupferindiumgalliumdiselenid-Modul (30 cm x 30 cm) für eine Semesterarbeit [6] zur ETH-Vorlesung "Erneuerbare Energien" von Prof. A. Wokaun zur Verfügung gestellt. Es wurde ein STC-Wirkungsgrad von 10.5 % gefunden. Dies ist der höchste je am PSI an einem amorphen Modul festgestellte Wirkungsgrad. Der Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades liegt zwischen jenen von amorphem und kristallinem Silizium. Im Gegensatz zur a-Si-Tripelzelle von UNI-SOLAR weist das Modul auch bei hohen AM-Werten noch einen erstaunlich hohen Wirkungsgrad auf. Die Auswertearbeit ist noch im Gang.

2.9 Hybridkollektor

Im Rahmen eines Kleinauftrags des BFE wurde ein Hybridkollektor der Firma ICEC, Zürich untersucht. Er dient dazu, gleichzeitig Warmwasser und Strom zu erzeugen. Ziel der Messungen am PSI war vor allem, den PV-Teil des Kollektors zu charakterisieren und die Basisdaten zu seiner energetischen Beurteilung und Modellierung bereitzustellen. Die Charakterisierung des Solarzellengenerators konnte erfolgreich nach obigen Methoden durchgeführt werden. Die Vermessung des thermischen Teils erfolgte in enger Zusammenarbeit mit Personal der Firma ICEC. Dabei konnte weitgehend von der User Lab-Funktion der PSI-Testanlage Gebrauch gemacht werden. Insgesamt können die Ergebnisse für den ersten Prototypen als recht gut beurteilt werden.

3. Diverse Arbeiten/Ergebnisse

In einer Semesterarbeit [7] am Nuclear Engineering Laboratory von Prof. G. Yadigaroglu an der ETH Zürich wurde unter Betreuung des Schreibenden die photovoltaische Insel-Stromversorgung eines kleinen Dorfs im Süden von Jordanien untersucht. Dazu wurden die seinerzeit vom PSI in der Nähe dieses Dorfs in hoher zeitlicher Auflösung gemessenen Einstrahlungs- und Temperaturdaten verwendet. Vorgegeben waren typische Tagesverbrauchs-Profile. Es wurden amorphe, poly- und monokristalline Zellen sowie fixmontierte und sonnennachgeführte Module bzw. Lamine in Betracht gezogen. Ziel war, die ökonomisch interessanteste Variante zu eruieren. Dazu musste vorgängig die Dimensionierung jeder einzelnen Variante durchgeführt werden. Am kostengünstigsten schnitten mit 90 Rp/kWh sonnennachgeführte Lamine mit monokristallinen Siliziumzellen ab. Als interessantes Nebenergebnis stellte sich heraus, dass der Ladezustand des Batteriespeichers nicht unter 80 % abgesenkt werden sollte. Zur Senkung der Stromgestehungskosten könnte ein kleines Hilfs-aggregat für einstrahlungsarme Tage dienen. Netzverbund ohne Batteriespeicher führte zu Gestehungskosten von 27 Rp/kWh.

Die Versuchseinrichtung für Inselinverter wurde so erweitert, dass nun auch kleine Netzverbund-Systeme untersucht werden können. Ergebnisse zu Inselinvertoren wurden in [2,3] veröffentlicht. Erste Ergebnisse zu drei kleinen Grid-Modulen sind an der Nationalen Photovoltaiktagung 1998 in Bern präsentiert worden [8].

Für Kurszwecke [9] wurde eine vereinfachte mobile Kennlinien-Messeinrichtung realisiert. Die dazu entwickelte Software wurde inzwischen so modifiziert, dass die Messeinrichtung auch zur Charakterisierung von Thermophotovoltaik (TPV)-Generatoren verwendet werden kann [1].

4. Zusammenarbeit

Eine vertragliche Zusammenarbeit besteht mit der ETH Lausanne innerhalb des PSEL-Projekts "Freiluft-Messungen von Solarzellen neuer Technologie", welches eine Fortsetzung des Vorhabens "Promont- Soleil, Laborzellen-Test 1998-1999" darstellt. Lose Zusammenarbeit, z.T. im Auftragsverhältnis, wurde mit den in Tabelle 1 aufgeführten Firmen gepflegt. Eine weitere vertragliche Zusammenarbeit besteht mit dem Hovalwerk AG, Vaduz bezüglich thermophotovoltaischer Strom- und Wärmeerzeugung.

5. Umsetzung in die Praxis

Die meisten Tests am PSI erfolgen in gegenseitigem Interesse und engen Kontakt mit den Herstellern und Lieferanten von Labormustern, Prototypen und kommerziellen Produkten. Dadurch ist eine effiziente Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse gewährleistet. Weil die Untersuchungen am PSI weit über die routinemässigen Tests bei Standardbedingungen hinausgehen, wächst der Kundenkreis stetig. Mehr und mehr wird die Testanlage auch als User Lab benutzt. Die Ergebnisse werden in internen Berichten dokumentiert und an Konferenzen sowie in Fachzeitschriften veröffentlicht. Ausführliche Testberichte über Wechselrichtermessungen sind z. B. den Firmen STUDER SOLARTECHNIK, Granges und ASP, Laupen/ZH zugänglich gemacht worden. PSI-Prüfberichte zu den SUNWAVE-Wechselrichtern von STUDER sind vom Eidgenössischen Starkstrominspektorat, Fehraltorf akzeptiert worden.

6. Perspektiven

Auch künftig sollen PV- und TPV-Generatoren charakterisiert werden. Das dazu verwendete Testfeld wurde im vergangenen Jahr vergrössert und ein Anbau am Photovoltaiklabor fertiggestellt. Mehr Gewicht soll künftig auf Systeme gelegt werden. Der geplante Vergleich verschiedener AC-Module ist bereits angelaufen und soll 1999 weitergeführt werden. Geplant ist auch eine grössere Demonstration der gesamten TPV-Kette, einschliesslich Netzverbund, mit einem Hoalkessel [10]. Zu diesem Zweck sind am PSI flexible PV-Generatoren entwickelt und getestet worden.

Um künftig das Schwachlichtverhalten auch von kleinsten Solarzellen erfassen zu können, werden PSI-Lehrlinge im kommenden Jahr Mikrolasten bauen.

Im Rahmen des EU-Projekts "MOREPV" von BP SOLAR, UK sind bezahlte Messungen an ausgewählten Modulen bei winterlichen Verhältnissen im Mittelland geplant. Entsprechendes Testmaterial ist bereits angeliefert worden.

Des weiteren ist die Erfolgskontrolle an der PV-Anlage der EAWAG in Kastanienbaum und der PV-Anlage ETH Höggerberg in Aussicht genommen worden.

7. Verdankung

Allen Lehrlingen, Studenten und Praktikanten, die zum Gelingen der oben beschriebenen Arbeiten beigetragen haben, sei hier herzlich gedankt.

8. Publikationen

- 1 Durisch, W., Tille, D. Wörz, A., and Plapp, W. Characterization of Photovoltaic Generators. Submitted to *ENERGY SOURCES*.
- 2 Durisch, W., Leutenegger, S. and Tille, D. Comparison of Small Inverters for Grid- Independent Photovoltaic Systems. *Renewable Energy* 15 (1998) 585-589.
- 3 Durisch, W. and Tille, D. Testing of Small Sinusoidal Inverters for Photovoltaic Stand-Alone Systems. Submitted to *ENERGY SOURCES*.
- 4 Kost, M. und Kleinert, P. Charakterisierung und Modellierung einer Silizium-solarzelle. Semesterarbeit ETHZ, 1998.
- 5 Struss, O. Charakterisierung von Solarzellen. Praktikumsbericht, 1998.
- 6 Leutwyler, M. Messungen an CIGS-Modul. Semesterarbeit ETHZ, 1998.
- 7 Aebli, P. Dimensionierung einer PV-Solaranlage für Al Quawairah (Jordanien). Semesterarbeit ETHZ, 1998.
8. Durisch, W., Lavric, R. und Struss, O. Drei Netzverbund-Kleinsysteme im Vergleichstest. *Poster, Nationale Photovoltaiktagung, Bern, 5. Mai 1998.*,
- 9 Durisch, W. Invited series of seminar and laboratory sessions on applied photovoltaics. University of Bahrain, Department of Electrical Engineering. May 0-13, 1998.
- 10 Durisch, W. Grob, B., Mayor, J.-C., Panitz, J.-Ch. and Rosselet, A. Interfacing a Small Thermophotovoltaic Generator to the Grid. Submitted to *API Conference Proceedings of the fourth NREL Conference on Thermophotovoltaic Generation of Electricity, 1998.*

9. Auszeichnung

Die Veröffentlichung [1] ist an der internationalen Energiekonferenz ENERGEX98 in Manama, Bahrain, Nov. 1998 mit einem "Best Research Paper Award" und einer Goldmünze ausgezeichnet worden.



ANNUAL REPORT 1998

Project Number: DIS 2744 / 61703

ENET Number:

Project Title: Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen

Quality assurance of PV-plants

Abstract:

Most important results in 1998

- With the new test stand three different stand alone inverters with a rated AC power of 1200 VA were tested. Tests included DC to AC conversion efficiency at different power factors, EMI emissions on DC- and AC-side, generation of voltage harmonics and overload behaviour.
- Development of the high power (1000V=, 100A=) line impedance stabilisation network for the measurement of conducted RF voltages on the DC side was completed successfully.
- Islanding tests: The simplified test circuit proposed by HTA Burgdorf for islanding tests according to German and Swiss regulations was included in new German prescriptions. A new common test circuit allowing also test according to Japanese standards was proposed.
- Islanding tests with matched load with up to 18 inverters were performed. No islanding under any load condition was registered.
- Some grid-connected inverters produce voltage transients up to 760V when the connection to the line is interrupted. Such voltage transients may damage small loads connected in parallel to the inverter.
- New grid-connected inverters were tested thoroughly (e.g. Top Class Spark from ASP).
- Methods to measure MPP-Tracking efficiency of grid-connected inverters are being developed.
- Continuous monitoring of 9 inverters from different manufacturers at HTA Burgdorf's test site with 60kWp was continued.

Duration of the Project:

April 1st 1997 to Sept. 30th 1999

Responsible for the Project:

Hochschule für Technik und Architektur Burgdorf,
Prof. Dr. H. Häberlin

Reporting on the Project:

J-D Graf, L. Borgna & Dr. H. Häberlin

Address:

Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf

Telephone: ++34 / 426 68 11

Fax: ++34 / 426 68 13

http:

//www.isburg.ch/Abteilungen/E/pvframe.html

1 Projektziele 1998

- Weiterführung der Langzeit-Tests an Netzverbund-Wechselrichtern.
- Tests an neuen Netzverbund-Wechselrichtern.
- Systematische Tests verschiedener Inselbetriebswechselrichter.
- Untersuchung des MPP-Tracking-Wirkungsgrades von Netzverbundwechselrichtern.
- Untersuchung des Verhaltens von Wechselrichtern mit ENS bei verschiedener Netzimpedanz.
- Bau einer Netznachbildung für gut reproduzierbare EMV-Tests auf der Gleichstromseite.

2 Im Jahr 1998 geleistete Arbeit und Ergebnisse

Die Tests der Wechselrichter wurden leider durch mehrmonatige Ausfälle von Präzisionswattmeter und Solargeneratorsimulator behindert. Auch nach erfolgter Reparatur durch den Hersteller arbeitet der Solargeneratorsimulator zur Zeit nur unzuverlässig.

2.1 Tests an Inselwechselrichtern (IWR)

Anfang 1998 wurde der Prüfstand für Inselwechselrichter (IWR) der HTA Burgdorf fertiggestellt. Damit können nun systematisch Inselwechselrichter bezüglich hochfrequenter Störspannungen, Umwandlungswirkungsgrad bei verschiedenen Leistungsfaktoren, Überlastverhalten, Oberschwingungen usw. getestet werden. Folgende Geräte wurden im Rahmen dieses Projektes eingehend untersucht:

- STUDER Twin Power SI 1224 (hochfrequent getakteter Sinuswechselrichter, $P_{ACN} = 1200W$)
- ASP Top Class 13/24 (hochfrequent getakteter Sinuswechselrichter, $P_{ACN} = 1200W$)
- ATLAS 24/1200 (Trapezwechselrichter älterer Technologie, $P_{ACN} = 1200W$)

2.1.1 Emission hochfrequenter Störspannungen

Inselwechselrichter enthalten schnelle elektronische Schalter. Diese erzeugen im Betrieb steilflankige grosse Ströme und Spannungen, die einen hohen Gehalt an hochfrequenten Anteilen haben. Der Radioempfang und andere empfindliche elektronische Geräte in der näheren Umgebung eines Inselwechselrichters können somit gestört werden, sofern keine Gegenmassnahmen getroffen werden. Für Inselwechselrichter existiert noch keine gerätespezifische Norm bezüglich der Emission leitungsgebundener hochfrequenter Störungen. Daher werden die Geräte auf der AC- und DC-Seite im Bereich von 150kHz bis 30MHz nach den Grenzwerten der Norm EN55014 für elektrische Haushaltsgeräte geprüft. Wie früher bei den Netzverbund-Wechselrichtern haben einzelne Hersteller noch Mühe, die Notwendigkeit von Entstörmassnahmen einzusehen und in die Serie zu übernehmen.

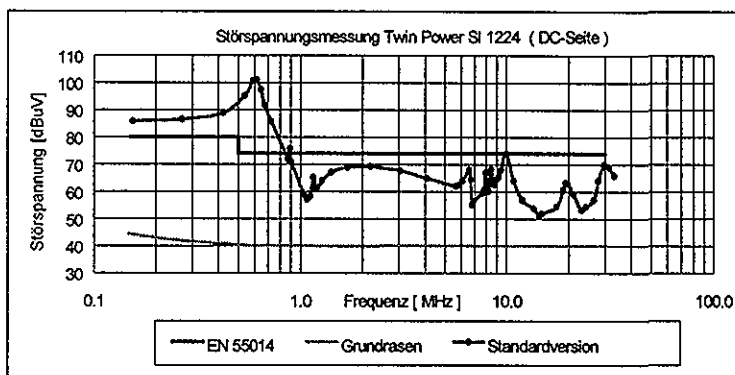


Bild 1: Leitungsgebundene hochfrequente Störspannungen auf der DC-Seite am Beispiel des Twin Power SI 1224. Die Grenzwerte nach der Norm EN 55014 werden bei 600kHz um mehr als 25dB überschritten. Versuche haben gezeigt, dass sich mit geeigneten Filtern die Störspannungen auf Werte reduzieren lassen, welche DC-seitig mindestens um 10dB und AC-seitig mindestens um 25dB unter den Grenzwerten liegen.

Der **Twin Power SI 1224** wies sowohl auf der AC- als auch der DC- Seite sehr hohe HF-Störspannungen auf. Auf der DC-Seite (siehe Bild 1) wurde bei 600kHz der Grenzwert um mehr als 25dB überschritten. Ab 900kHz befand sich der Störpegel knapp unterhalb des Grenzwertes. Auch die AC-Seite wird zum Teil heftig gestört. Im Innern des getesteten Gerätes sind keine Filter gegen HF-Emissionen sichtbar. Versuche haben gezeigt, dass das sonst sehr gute Gerät durchaus entstört werden kann. Die Störungen können durch den Einbau eines Ringkerns und von X- und Y-Kondensatoren auf der DC-Seite sowie eines Netzfilters auf der AC-Seite beseitigt werden.

Der **Top Class 13/24** war auf der AC-Seite genügend entstört. Auf der DC-Seite überschreitet er im Frequenzbereich von 9 MHz bis 30 MHz (entspricht dem Kurzwellenbereich) den Grenzwert teilweise um ca. 10dB. Auch diese Störungen können durch den Einsatz eines DC-Filters behoben werden.

Der **Atlas TC 24/1200** wies aufgrund seiner tiefen internen Schaltfrequenz (pulsbreitengeregelter 50Hz-Rechteckwechselrichter mit nicht allzu steilen Flanken) sehr gute Messresultate auf.

2.1.2 Umwandlungswirkungsgrad

Zur Ermittlung des Umwandlungswirkungsgrades wurden die Wechselrichter zunächst mit einer rein ohmschen Last belastet.

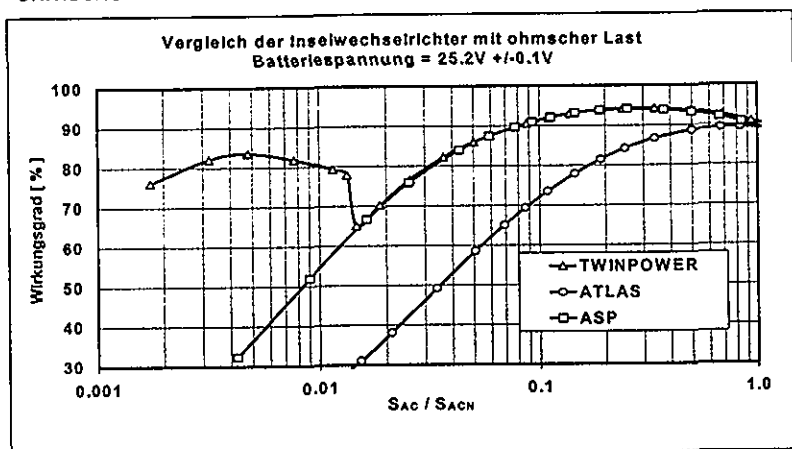


Bild 2:

Vergleich des Umwandlungswirkungsgrades der drei Inselwechselrichter: Im unteren Leistungsbereich besitzt der Twin Power SI 1224 den besten Wirkungsgrad. Im oberen Leistungsbereich weisen der Twin Power SI 1224 und der Top Class 13/24 ähnliche Werte beim Wirkungsgrad auf und sind dem etwas älteren Modell Atlas 24/1200 deutlich überlegen.

Beim **Twin Power SI 1224** ist der Wirkungsgrad auch im unteren Leistungsbereich (1W bis 20W) sehr hoch, weil er über zwei Transformatoren ($S_{\text{Trafo1}}=20\text{VA}$, $S_{\text{Trafo2}}=1200\text{VA}$) verfügt. Bei kleinen Leistungen ist Trafo1, bei grösseren Leistungen Trafo2 im Betrieb.

Im oberen Leistungsbereich ($>20\text{W}$) weist der **Top Class 13/24** (herkömmliche Technologie mit einem Transformator) annähernd den gleichen Wirkungsgrad auf wie der Twin Power SI 1224.

Der **Atlas 24/1200** besitzt sehr hohe Eigenverluste und damit einen deutlich niedrigeren Wirkungsgrad als die anderen zwei Geräte.

2.1.3 Einfluss des Leistungsfaktors auf dem Wirkungsgrad

Die meisten Verbraucher sind ohmsch / induktive Verbraucher, deshalb ist auch der Wirkungsgrad bei derartigen Lasten wichtig. Nimmt der $\cos \varphi$ ab, dann sinkt auch der Wirkungsgrad. Je kleiner der $\cos \varphi$ wird, desto markanter ist die Reduktion des Wirkungsgrades (siehe Bild 3).

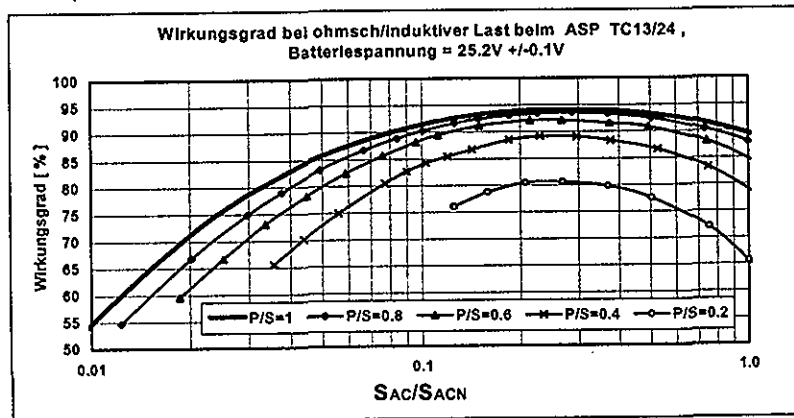


Bild 3:

Wirkungsgrad des Top Class 13/24 bei verschiedenen Werten des Leistungsfaktors $\cos \varphi = P/S$ bei ohmsch-induktiver Last.

2.1.4 Überlastverhalten

Aufgrund der hohen Anlaufleistung vieler Verbraucher (z.B. Kühlschrank $S \approx 10 \cdot S_N$ während bis zu 0,5s, Bohrmaschine $S \approx 5 \cdot S_N$ während 0,1s, usw.) ist eine kurzzeitige Überlastbarkeit bei einem Inselwechselrichter sehr wichtig. Bei massiver Überlastung schalteten die Wechselrichter auf Grund der Maximalstromüberwachung zum Schutz der Elektronik meist sehr schnell ab. Bei geringer Überlastung ist dagegen während einer beschränkten Zeit ein Überlastbetrieb bis zum Erreichen der maximal zulässigen Betriebstemperatur möglich.

Ein schlechtes Überlastverhalten (geringe kurzzeitige Überlastbarkeit bzw. thermische Belastbarkeit) kann dazu führen, dass ein überdimensioniertes Gerät eingesetzt werden muss. Dies führt dann aber nicht nur zu höheren Kosten, sondern auch zu zusätzlichen Verlusten.

Zwischen den drei getesteten Geräten bestehen sehr grosse Unterschiede. Der Twin Power schaltet bei einem Überlastfaktor von zwei erst nach 10 Minuten wegen thermischer Überlastung ab. Der Top Class bleibt bei dieser Überlastung noch 47 Sekunden in Betrieb, während der Atlas bereits nach 6 Sekunden abschaltet (siehe Bild 4).

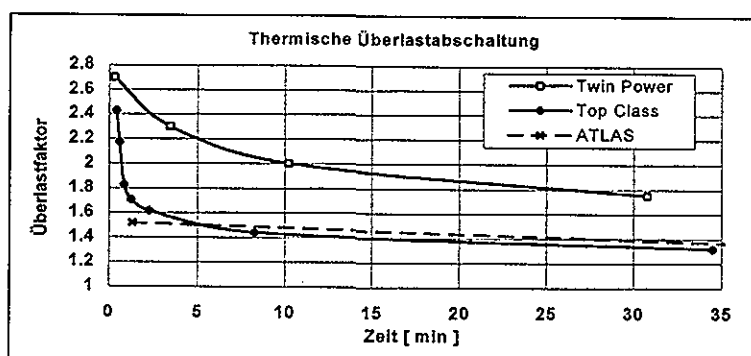


Bild 4:

Mögliche Betriebszeit im Überlastbetrieb bei ohmscher Last in Funktion des Überlastfaktors S/S_{ACN} bei den drei Inselwechselrichtern SI 1224, TC 13/24 und Atlas 24/1200.

2.1.5 Oberschwingungen

Die Emission von Oberschwingungen im Bereich 0 – 2kHz stellt bei den neuen Sinus-Wechselrichtern kein Problem dar. Auch wenn tendenziell die Oberschwingungsspannungen mit der Erhöhung der Leistung zunehmen, werden die Grenzwerte der ENV 61000-2-2 beim SI 1224 nirgends und beim TC 13/24 nur bei einzelnen Harmonischen geringfügig überschritten.

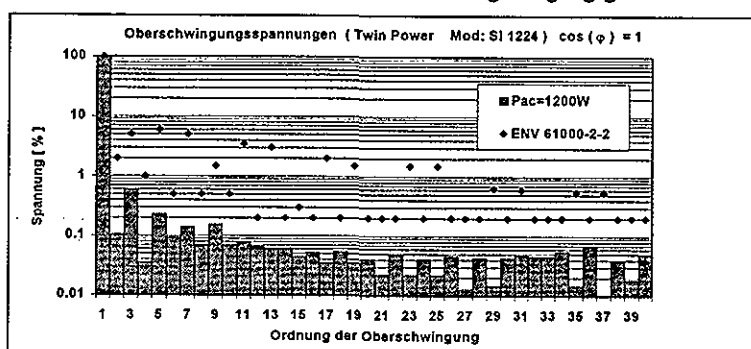


Bild 5:

Von einem TwinPower SI 1224 erzeugte Oberschwingungsspannungen. Bei allen Belastungen liegen die Oberschwingungsspannungen deutlich unter den Grenzwerten von ENV 61000-2-2, das heisst die erzeugte Spannung hat Netzqualität.

2.2 Netznachbildung für die Gleichstromseite für EMV-Messungen

Die Bestimmung der HF-Emissionen auf der Gleichstromseite von PV-Wechselrichtern durch Messung der HF-Störspannung ist vom Prinzip her anfällig gegenüber eingestrahlt oder von der DC-Quelle selbst erzeugte Störspannungen. Eine andere Möglichkeit, welche sich speziell auch für Feldmessungen eignet, ist die Messung des HF-Störstromes. Diese Messmöglichkeit ist im informativen Anhang der EN 50081 als alternative Methode vorgeschlagen, und setzt einen definierten HF-mässigen Abschluss mit 150Ω gegen Bezugserde voraus. Netzwerke, welche einen solchen Abschluss aufweisen, befinden sich in der Norm EN 61000-4-6. Diese Norm enthält primär Schaltungen, die für das Einkoppeln von HF-Störspannungen für Immunitätsmessungen im Bereich von 150kHz-80MHz vorgesehen sind. Sie sind jedoch auch als Netznachbildung verwendbar.

Im Rahmen einer Zusammenarbeit mit der Firma Schaffner Elektronik AG wurde ein derartiges DC-(Ent-) Koppelnetzwerk entwickelt, das auch als DC-Netznachbildung genutzt werden kann, sofern der HF-Messsignaleingang mit einem 50Ω -Widerstand abgeschlossen wird (siehe EN 61000-4-6 Bild D.3). Diese DC-Netznachbildung weist folgende Nenndaten auf:

Betriebsspannung :	1000V DC gegen Erde und von + nach –
Prüfspannung :	2700V DC
Nennstrom :	100A
Definierter HF-Abschluss :	$150\Omega \pm 20\Omega$ bei 0,15–140MHz

Die Kenndaten des (Ent-)Koppelnetzwerk liegen deutlich über den Minimalanforderungen aus der EN 61000-4-6. Detailliertere Angaben befinden sich in [3].

Diese DC-Netznachbildung stellt eine wesentliche Verbesserung des vorhandenen Messplatzes für die Messung leitungsgebundener HF-Emissionen von PV-Wechselrichtern dar. Tests können nun schneller durchgeführt werden und die Reproduzierbarkeit der Messungen ist wesentlich besser.

2.3 Weiterentwicklung der Selbstlauffestschaltung

Zur Zeit sind internationale Bestrebungen im Gang, welche eine Vereinheitlichung der Selbstlauffestschaltung zum Ziel haben. Die Kontakte mit den massgebenden Spezialisten in Deutschland haben dazu geführt, dass anscheinend die von der HTA Burgdorf durch Anwendung netzwerktheoretischer Methoden eingeführte Vereinfachung der Testschaltung [1, 4] in der BRD übernommen wird.

Für den Selbstlasttest von netzgekoppelten Modulwechselrichtern musste die bestehende Testschaltung so modifiziert werden, dass auch kleine Geräte mit einer Nennleistung von bis zu 100W noch einwandfrei getestet werden können.

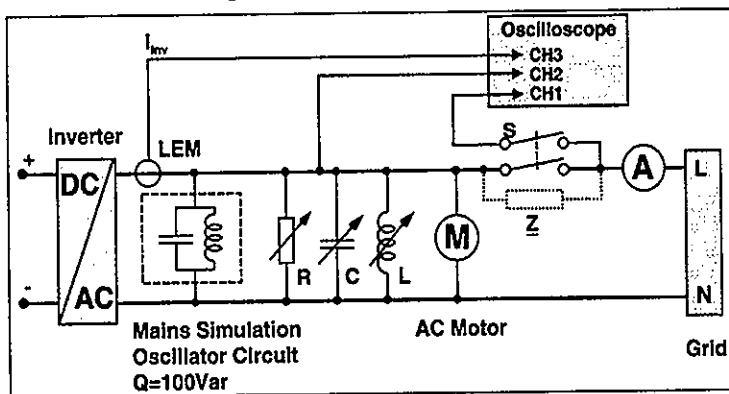


Bild 6:

Universelle Testschaltung für Selbstlasttests von Wechselrichtern (auch mit $\cos(\varphi) \neq 1$, mit und ohne ENS) [1]. Für Tests gemäss den Vorschriften in der Schweiz wird $Z = \infty$ gesetzt, für ENS-Tests nach deutschen und österreichischen Vorschriften wird Z so gewählt, dass sich mit der Netzimpedanz die für den Test erforderliche Gesamtimpedanz ergibt. Der AC-Motor wird von den japanischen Vorschriften verlangt.

2.4 Weiterführung der Tests an Netzverbund-Wechselrichtern

2.4.1 Leerlaufabschaltung

Bei der Umschaltung vom Normalbetrieb in den Leerlauf (z.B. Netzausfall) entsteht bei manchen Geräten kurzzeitig eine Überspannung am Wechselrichterausgang. Diese Überspannung kann dazu führen, dass Verbraucher mit kleiner Leistungsaufnahme (z. B. Radio, Laptop usw.) zerstört werden. Bei einigen früher getesteten Wechselrichtern wurde das Auftreten derartiger Überspannungen bereits festgestellt [1]. Auf Grund von Diskussionen an der zweiten Weltkonferenz für Photovoltaik in Wien, bei denen von noch wesentlich höheren Überspannungen an gewissen Geräten berichtet wurde, wurde beschlossen, die Messung des Spannungsverlaufs bei Leerlaufabschaltung in Zukunft als Teil unserer Tests zur Sicherung der Wechselrichterqualität systematisch durchzuführen. Bild 7 zeigt die verwendete Testschaltung.

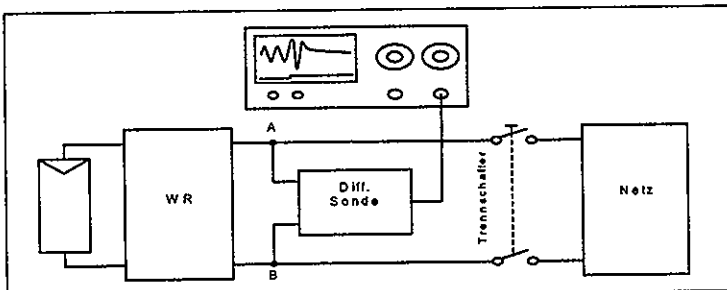


Bild 7:

Schema des Aufbaus zur Messung des Spannungsverlaufs bei Leerlaufabschaltung. Die Spannung zwischen Punkt A und B am Wechselrichter-Ausgang beträgt vor der Trennung vom Netz 230 V_{eff}, was einer Amplitude von etwa 325 V entspricht.

Der Spannungsverlauf bei Leerlaufabschaltung wurde beim SMA SWR 700 ($P_{ACN} = 700$ W) und beim ASP TCGRID SPARK ($P_{ACN} = 1350$ W) gezielt mit der Schaltung gemäss Bild 7 untersucht. Beide Wechselrichter zeigen nach dem Abschalten des Netzes eine kurzzeitige Erhöhung der Ausgangsspannung (zwischen Punkt A und B). Während beim WR TCGRID SPARK die max. Spannung auf $U_{max} \approx 400$ V ansteigt, erhöht sie sich beim SWR 700 während mehrerer Perioden auf bis zu $U_{max} \approx 760$ V (negative Spitzenwerte in Bild 8), also mehr als das 2,3-fache der normalen Amplitude. Derart hohe Werte sollten höchstens kurzzeitig im Bereich von einigen μs , nicht jedoch während mehrerer Perioden auftreten, da sonst der Energieinhalt und damit das Schadenspotential zu gross ist.

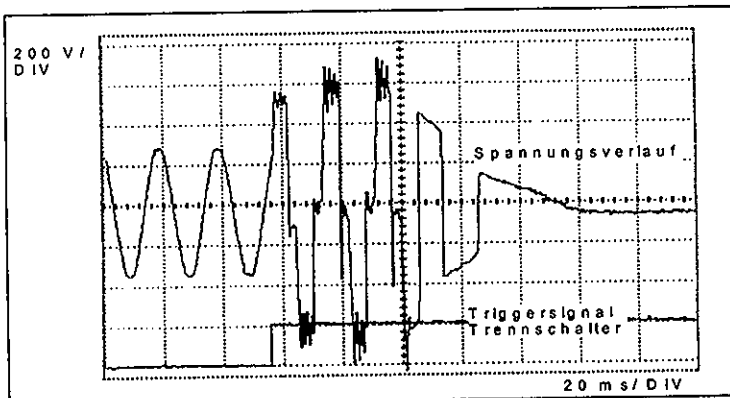


Bild 8:

Spannungsverlauf des SWR 700 bei Leerlaufabschaltung (unten im Bild: Triggersignal des Trennschalters).

2.4.2 Emittierte hochfrequente Störspannungen

Aufgrund der Weiterentwicklung des EMV-Prüfstandes wurden in diesem Jahr neben den EMV-Messungen von neuen Wechselrichtern auch einige Messungen an früher gemessenen Geräten wiederholt. Ein Vergleich der Messungen zeigte nur geringe Unterschiede, woraus sich schliessen lässt, dass auch der alte Messstand eine hohe Reproduzierbarkeit aufwies.

Im Jahre 1996 wurden im Auftrag der Firma Sputnik AG bei einem SolarMax S zusätzliche Entstörmassnahmen vorgenommen, um die Emissionen auf der AC-Seite zu reduzieren. Diese Modifikationen wurden nun in die Serienproduktion neuer Geräte übernommen. Bild 10 und 11 zeigen die auf dem neuen EMV-Testplatz gemessenen HF-Emissionen eines überarbeiteten SolarMax S auf der AC- und der DC-Seite. Auf der AC-Seite sind die Störungen nun wesentlich geringer.

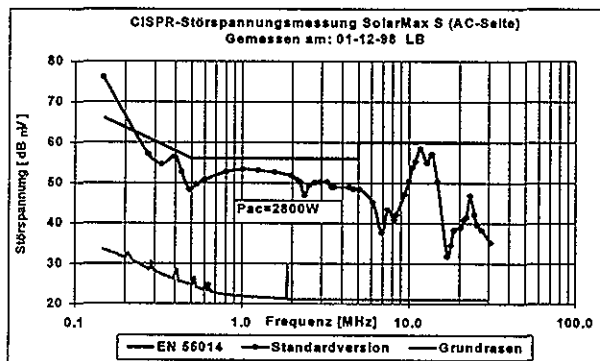


Bild 9: HF-Störspannungen, die auf der AC-Seite eines überarbeiteten SolarMax S erzeugt werden.

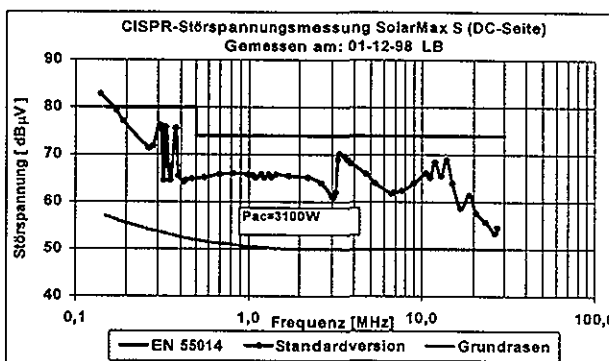


Bild 10: HF-Störspannungen, die auf der DC-Seite eines überarbeiteten SolarMax S erzeugt werden.

2.5 MPP-Tracking-Wirkungsgrad von Netzverbund-Wechselrichtern

Damit der Wechselrichter eine optimale Energieproduktion erreicht, muss er unabhängig von der Einstrahlung und der Zelltemperatur im MPP des Solargenerators arbeiten. Dies bedingt, dass sich der Wechselrichter in einem kontinuierlichen Suchvorgang befindet und dass dabei, abhängig von der Güte des Regelalgorithmus, Energie verloren geht. Damit das Trackingverhalten eingehend untersucht werden kann, wird zur Zeit ein Messsystem entwickelt, das es erlaubt, Angaben über den statischen und den dynamischen MPP-Anpassungswirkungsgrad oder MPP-Tracking-Wirkungsgrad zu machen.

2.5.1 Statischer MPP-Tracking-Wirkungsgrad

Der statische MPP-Tracking-Wirkungsgrad oder MPP-Anpassungswirkungsgrad gibt das Verhältnis zwischen der mittleren Leistung P_{DC} , welche der Wechselrichter dem Solargenerator entnimmt und der im MPP maximal zur Verfügung stehenden Leistung P_{MPP} des Solargenerators an.

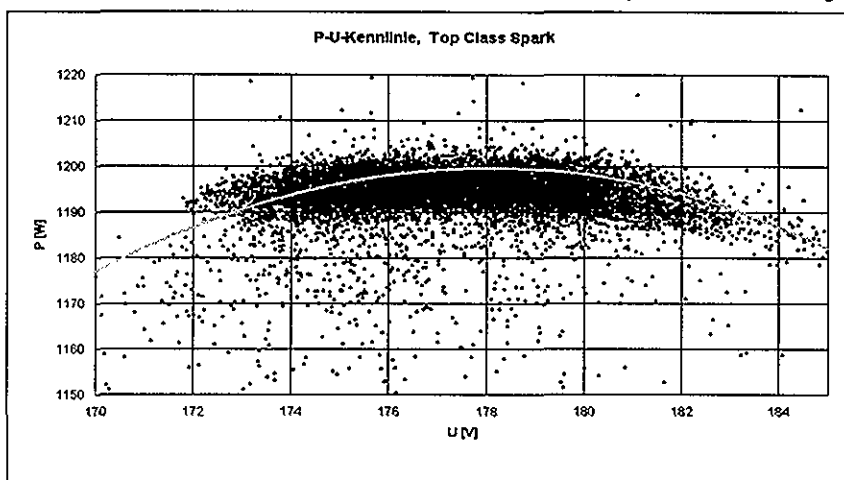


Bild 11:

Statisches MPP-Tracking eines Top Class SPARC Wechselrichters. Die Messpunkte wurden während 100 s bei konstanter DC-Leistung aufgezeichnet und stellen die Arbeitspunkte des Wechselrichters dar. Da der Wechselrichter einen kontinuierlichen Suchvorgang um den MPP durchläuft, arbeitet er in der Regel ausserhalb des MPP's.

2.5.2 Dynamischer MPP-Tracking-Wirkungsgrad

Ist die Einstrahlung und somit auch die Leistung im MPP nicht konstant, sondern eine Funktion der Zeit, kann der dynamische MPP-Tracking-Wirkungsgrad definiert werden. Zur Bestimmung dieses Wertes wird während einer bestimmten Messzeit mit einem programmierbaren Solargenerator-Simulator ein exakt definiertes Profil erzeugt und abgefahren.

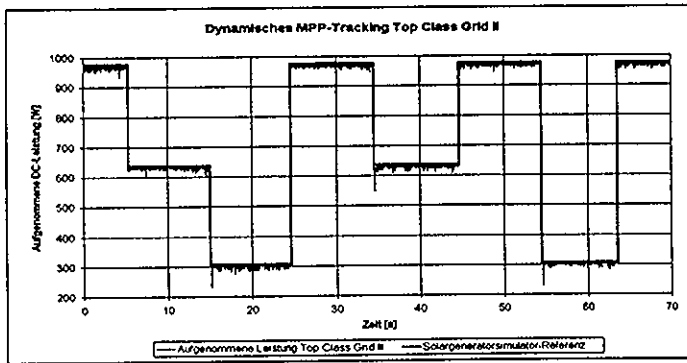


Bild 12:

Dynamisches MPP-Tracking eines Top Class Grid II 2500/6 Wechselrichters. Die Referenz wird durch die Parallelschaltung dreier identischer Leistungsnetzgeräte erzeugt. Die Leistungssprünge entstehen durch Ein- resp. Ausschalten einzelner Netzgeräte. Der Wechselrichter zeigt ein gutes dynamisches MPP-Tracking, Änderungen im Leistungsangebot werden sofort nachgeregelt.

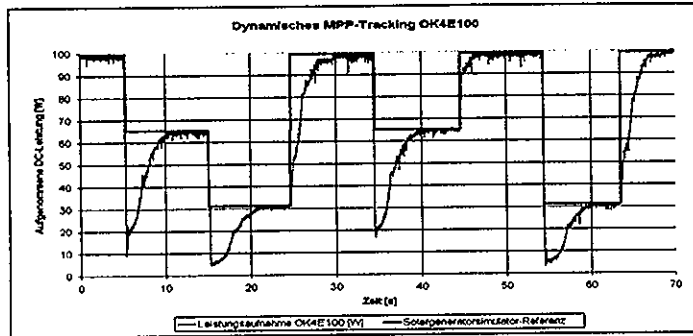


Bild 13:

Dynamisches MPP-Tracking eines Modul-Wechselrichters OK4E100. Der Wechselrichter reagiert viel träger als der Top Class. Nach jeder Änderung des Leistungsangebotes vergehen ca. 5 Sekunden bis das Gerät wieder im MPP arbeitet. So geht wertvolle Energie verloren.

2.6 Selbstlauffests an Systemen mit mehreren Wechselrichtern

In Zusammenarbeit mit der Firma Alpha Real AG wurde bei einer Anlage auf dem Rechenzentrum der UBS in Altstetten eine Testreihe durchgeführt, die zum Ziel hatte, das **Selbstlaufverhalten** von bis zu 18 parallelen Netzwechselrichtern verschiedener Hersteller **im Verbund** zu untersuchen. Die Tests wurden mit dem Selbstlauffestgerät der HTA Burgdorf unter angepasster Last durchgeführt. Das heisst, innerhalb des abgetrennten Netzbereichs wird der Wirk- und Blindleistungsbedarf der Verbraucher von den Wechselrichtern gedeckt. Das Schema der Testschaltung befindet sich in Kap. 2.3. Die Resultate waren sehr erfreulich. Es konnte kein Selbstlauf festgestellt werden. Die Wechselrichter schalteten immer innerhalb der vorgeschriebenen Zeit ab. Die verwendeten Wechselrichter arbeiteten mit einer Ausnahme (SWR700) alle nach dem Frequenzshift-Verfahren. Die Ausgangsfrequenz eines derartigen Wechselrichters verändert sich bei einem Netzausfall so lange, bis die interne Detektionsschaltung infolge zu grosser Abweichung der Netzfrequenz den Wechselrichter abschaltet.

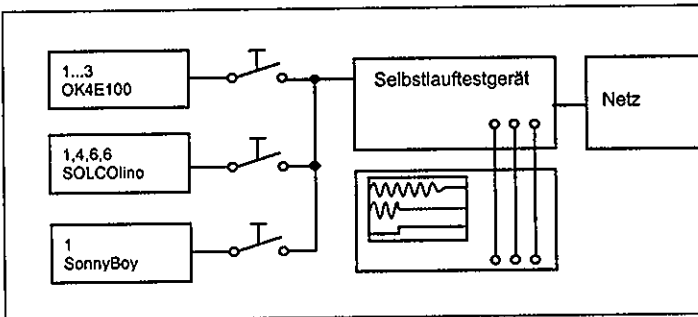


Bild 14:

Testschaltung für die Selbstlauffests mit mehreren Netzwechselrichtern. Je nach Anforderung konnte die Anzahl SOLCOLINO-Wechselrichter in den Schritten 1, 4, 6, 6 variiert werden. Die Einstellungen für den Betrieb bei angepasster Last, sowie die Abschaltung des Netzes erfolgen am Selbstlauffestgerät.

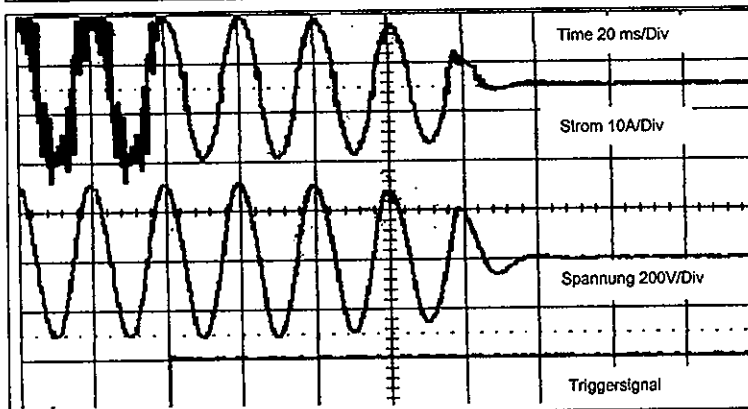


Bild 15:

Abschaltverhalten von 18 parallelen Netzwechselrichtern (17 Solcolino und ein SunnyBoy SWR 700) bei einer AC-Leistung von 2,2 kW und angepasster Last. Nach dem Trennvorgang vom Netz dauert es ca. 100ms, bis die Wechselrichter den Netzausfall detektiert und sich abgeschaltet haben. Damit wird die maximale Abschaltzeit von 5s gemäss den provisorischen Sicherheitsvorschriften für Photovoltaikanlagen problemlos eingehalten.

2.7 Langzeitzuverlässigkeit der Wechselrichter

Auch in diesem Jahr sind wieder Hardwaredefekte beim Ecopower Wechselrichter zu verzeichnen. Der erste Ausfall, bei dem der DC-Eingang zerstört wurde, kam aufgrund eines Netzausfalls zustande. Der zweite Defekt ist so schwerwiegend (Steuerplattenbrand mit Folgeschäden an weiteren Prints), dass das Gerät ersetzt wird.

Wechselrichter	Betriebs- monate	Hardwaredefekte pro Kalenderjahr					Hardwaredefekte Total	Hardwaredefekte pro Betriebsjahr
		94	95	96	97	98		
Solcon 3400HE	57		0	1	0	0	1	0.2
Top Class 4000 Grid 2	24	0	1	0	-	-	1	0.5
Solarmax 20	58	1	0	0	0	0	1	0.2
Ecopower 20	57	5	0	3	2	2	12	2.5
Top Class 4000 Grid 3	85	-	-	1	0	0	1	0.1
Top Class 2500/6 Grid 3	28	-	-	0	0	0	0	0.0
Top Class 1800	61	0	0	0	0	0	0	0.0
Edisun 200	24	-	-	1	1	0	2	1.0
Total	394	6	1	6	3	2	18	0.6

Tabelle 1: Hardwaredefekte der an der HTA Burgdorf eingesetzten Wechselrichter (bis 30. Nov. 1998)

3 Zusammenarbeit mit der Industrie

- Schaffner AG: DC-Netznachbildung (siehe Kap. 2.2)
- Alpha Real AG: Selbstlauffests in einem Verbund von bis zu 18 Netzwechselrichtern (siehe Kap. 2.6)
- Studer AG: Test des Inselwechselrichters SI1224.
- ASP AG: Test des Inselwechselrichters TC13/24 und des Top Class Spark.
- Sputnik AG: Test eines überarbeiteten Solarmax S

4 Perspektiven für 1999

- Weiterführung der Langzeittests von Netzverbund-Wechselrichtern
- Tests von neuen Netzverbundwechselrichtern
- Weiterführung der Tests von Inselwechselrichtern
- Untersuchung des MPP-Tracking-Wirkungsgrades von Netzverbundwechselrichtern
- Eventuell Bau eines leistungsfähigeren und zuverlässigeren Solargenerator-Simulators von 10kW – 15kW, um Wechselrichtertests wesentlich schneller und unabhängig vom Wetter durchführen zu können.

5 Publikationen zum Projektthema

- [1] H. Häberlin and J. Graf: „Islanding of Grid-connected PV Inverters: Test Circuits and some Test Results“. Proc. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna/Austria 1998.
- [2] H. Häberlin and C. Renken: „Grid Connected PV Plant Jungfrauoch (3454m) in Swiss Alps: Results of more than four Years of trouble-free Operation“. Proc. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna/Austria 1998.
- [3] R. Fischer, R. Minkner und H. Häberlin: „PV-EMI: Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants.“ Jahresbericht 1998 EU-Projekt JOULE Nr.: JOR3 CT98 0217 (BBW Nr. 97.0301).
- [4] H. Häberlin J-D. Graf and Ch. Beutler: "Islanding of Grid-connected PV Inverters: Test Circuits and Test Results". IEA-PVPS-Task V: Workshop about Grid connection of PV Power Systems, Zurich 1997.

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: DIS 19490 / 59074

ENET Number:

Project Title: Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen
Long Term Behaviour of Grid connected PV Systems

Abstract:

Purpose and Goals of the Project during 1998:

- Maintenance of the monitoring systems.
- Analysis of operation and possible problems at all grid connected PV plants monitored in the project.
- Analysis of inverter reliability in all PV plants monitored in the project.
- Detailed analysis of *permanent pollution problems* affecting array performance and energy yield observed at several PV plants in Burgdorf and Liestal.
- Inspection of newer PV plants for *beginning delaminations of solar cells* which might affect future energy yield.

Most important results in 1998

- Inverter reliability of grid connected PV plants decreased slightly compared to 1997 (more defects especially in older inverters that have been operated for several years).
- After a replacement of the string fuses with insufficient current rating by stronger ones at PV plant EBL, the plant operates very well and energy production is no longer affected by sudden defects of these fuses.
- Periodical inspection of the DC side of older PV plants would be desirable to avoid unexpected damages.
- *Permanent pollution of the PV generator at different plants in Burgdorf* (not only at the plant of HTA Burgdorf as believed last year) may result in a gradual reduction of performance (about 10%) after several years.
- *Beginning delaminations affecting PV array yield were discovered at several modules produced in 1993&1994.*
- PV plant Jungfrauojoch has operated successfully with a 100% availability of energy production and monitoring data since Oct. 27, 1993. The plant has reached a new absolute production record in the 12 months' period from March 1997 to February 1998 (1541 kWh/kWp, performance ratio PR = 85.2%).

Duration of the Project: 1.10.1996 - 30.4.1999

Responsible for the Project: Prof. Dr. H. Häberlin,
Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Burgdorf

Reporting on the Project: C. Renken and H. Häberlin

Address: Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf

Telephone: +34 / 426 68 11 **Fax:** +34 / 426 68 13

http: [//www.isburg.ch/Abteilungen/E/pvframe.html](http://www.isburg.ch/Abteilungen/E/pvframe.html)

1. Projektziele 1997 / 98

- Untersuchung der allmählichen Reduktion des Energieertrags durch die Verschmutzung des Solargenerators an verschiedenen PV-Anlagen und Vorbereitungen für zukünftige Messungen
- Kennlinienmessung am Solargenerator der Anlage EBL Liestal bezüglich Degradation und Verschmutzung der Module
- Weitere Eichungen von Referenzzellen in Ispra, um endlich die für quantitative Degradationsmessungen erforderliche Genauigkeit der Strahlungsmessung zu erreichen
- Revision der Anlage Birg und der dazugehörigen Messtechnik
- Analyse des Betriebsverhaltens der im Projekt untersuchten PV-Anlagen
- Unterhalt der Messsysteme

2. Im Jahre 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Einleitung

Im Rahmen des Projekts „Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen“, das von PSEL, dem BFE, den IBB und der HTA Burgdorf finanziert wird, konnten trotz eines umfangreichen Personalwechsels bei den beteiligten Assistenten die geplanten Arbeiten für 1998 durchgeführt und interessante Resultate festgestellt werden. Dies wurde schon zur Jahresmitte beim 2. Weltkongress für Photovoltaik in Wien durch das grosse Interesse des internationalen Fachpublikums an unseren Posterbeiträgen bestätigt. Grundlage für unsere Forschung sind die von uns durchgeführten Dauermessungen an den z.Z. 36 Photovoltaikanlagen mit total 44 Wechselrichtern (siehe Übersicht der Anlagen Annual Report 1997). Mit Ausnahme der Anlage EBL Liestal befinden sich alle PV-Anlagen im Kanton Bern. Die 100%ige Verfügbarkeit der Messdaten wurde bei fast allen Anlagen erreicht. Nur bei einer Anlage verursachte ein defekter Datalogger DT50 einen kurzzeitigen Messdatenausfall.

2.2 Zuverlässigkeit der Anlagen

2.2.1 Wechselrichter

Im Jahre 1992 betrug die Anzahl der Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr 0,71 und 1994 sogar 0,95. Aufgrund der zunehmenden Erfahrung der Hersteller wurden zwischen 1995 und 1997 viele neuere und ausgereifere Wechselrichter in Betrieb genommen. Bereits 1995 sank die Anzahl der jährlich beobachteten Wechselrichter-Defekte deutlich ab. Im Jahre 1997 wurden bei im Mittel 43,6 überwachten Wechselrichtern nur 4 Defekte festgestellt, also 0,09 Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr. 1998 wurden alle 44 Wechselrichter weiter beobachtet. Bis Mitte November 1998 erhöhten sich die Defekte gegenüber dem Vorjahr wieder auf 0,16 Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr (Angaben für 1998 wurden auf das gesamte Jahr hochgerechnet, siehe Bild 1).

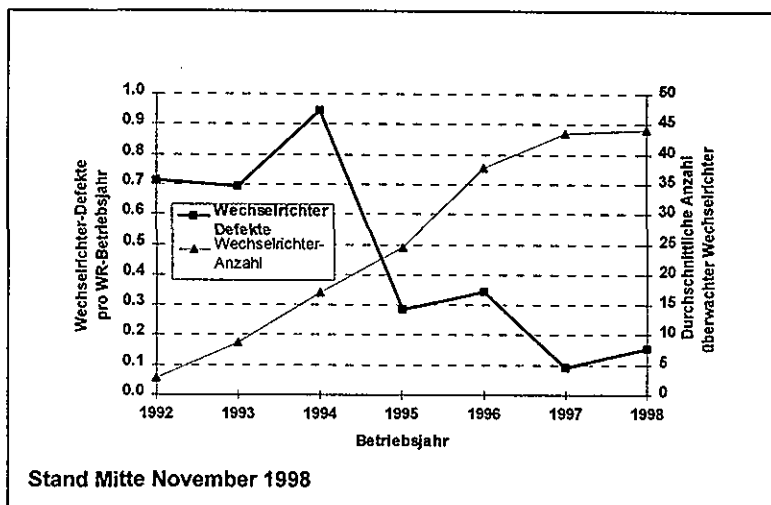


Bild 1: Graphische Darstellung der Wechselrichter-Defekte pro Betriebsjahr. 1998 sind die Wechselrichter-Defekte wieder gestiegen. Diese Erhöhung dürfte teilweise auf eine Zunahme der altersbedingten Defekte zurückzuführen sein. Im Vergleich zu den ersten Betriebsjahren ist die heutige Zuverlässigkeit der Wechselrichter jedoch immer noch um ca. Faktor 20 höher (Hochrechnung der Daten für 1998 basiert auf dem Stand Mitte November 1998).

Bei 3 SolarmaxS (Inbetriebnahme vor 2 bzw. 3 Jahren) wurden die Ausfälle durch defekte Sicherungen verursacht. Durch diese eigentlich unnötigen Defekte sind bei den PV-Anlagen Ausfallzeiten von bis zu einem Monat entstanden. Bei einem ca. 4 Jahre alten ASP Top Class 4000/6 musste die defekte Endstufe ausgetauscht werden. In diesem Jahr hatte der Ecopower20 (Anlage HTA Burgdorf) erneut 2 schwere Defekte. Der 2. Defekt im November 1998 war so gravierend (Brand auf der Steuerplatine des Geräts), dass eine weitere Reparatur des Wechselrichters in Frage gestellt ist. Ob die Wechselrichter-Defekte nun wieder ansteigen, aufgrund der mittlerweile hohen Betriebsdauer von einigen Geräten, sollte weiter beobachtet werden. Trotz der gestiegenen Ausfälle kann auch im Betriebsjahr 1998 festgestellt werden, dass die Zuverlässigkeit von Wechselrichtern für Netzverbundanlagen immer noch sehr hoch ist und mit der von normalen Haushalt-Grossgeräten vergleichbar ist.

2.2.2 Feldanschlusskasten

Im September 1998 wurden im Zuge einer Revision der Messtechnik der 6-jährigen PV-Anlage Birg (siehe Kapitel 2.4.3) auch die 13 Sicherungsautomaten für die Modulstränge im Feldanschlusskasten der Anlage ersetzt. Schon 1996 wurde eine leichte Oxidation an den Sicherungsautomaten beobachtet. Mittlerweile war die Oxidation so weit vorgeschritten, dass nach Aus-/Einschalten der Sicherungsautomaten mehrere Stränge unterbrochen waren. Erst durch mehrmaliges Betätigen konnte der Kontakt wieder hergestellt werden. Die Oxidation ist durch Feuchteintritt in den Kasten entstanden. Anfänglich wurde bei der Anlage ein Feldanschlusskasten aus Kunststoff eingesetzt, der für die extremen klimatischen Witterungsbedingungen auf Birg (über 2600 m.ü.M.) ungeeignet ist. Zudem befanden sich bei diesem Kasten die Kabeleinführungen auf der Oberseite, wodurch das Eindringen von Feuchtigkeit nicht zu vermeiden war. Im Februar 1993 wurde dieser Kasten durch ein Metallkasten (mit Kabeleinführung von unten) ersetzt, jedoch unter Verwendung der alten Sicherungsautomaten. Nach über 5 Jahren weist dieser Kasten auch die ersten Mängel auf. Die Gummidichtung am Deckel ist porös und brüchig geworden und somit wird auch dieser Kasten nicht vollständig abgedichtet. An diesem Beispiel zeigt sich, wie wichtig auch die Detailplanung einer PV-Anlage und die Verwendung geeigneter Komponenten bezüglich des Einsatzortes ist. Auf lange Sicht gesehen, hätten sich hier anfänglich höhere Anlagenkosten für den Betreiber günstiger ausgewirkt.

2.2.3 Verkabelung

Die Befestigung und der Schutz der DC-Verkabelung beim Solargenerator ist bei manchen PV-Anlagen ungenügend, wie das Beispiel der 4,5 Jahre alten Anlage Schlossmatt (Burgdorf) zeigte. Hier wurde die DC-Verkabelung an der Metallmontagekonstruktion der Module bündelweise mit dünnen nicht **UV-beständigen** Kabelbindern befestigt. Im Oktober 1998 herrschte recht windiges Herbstwetter in der Region. Während diesen Tagen wurden fast sämtliche Kabelbinder, aufgrund der herrschenden Windlast zerrissen. Die Verkabelung hing danach ab den Modulanschlussdosen ohne Zugentlastung auf einer Länge von bis zu 10m frei durch (siehe Bild 2). Damit war die Anlagensicherheit in einem hohen Masse gefährdet.

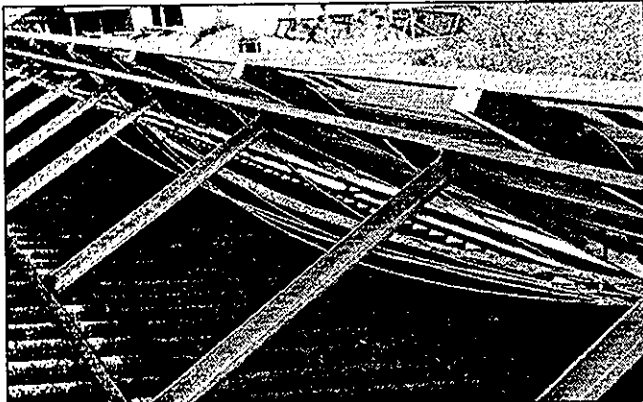


Bild 2: Die nicht **UV-beständigen** Kabelbinder zur Befestigung der Gleichstromverkabelung wurden nach 4,5 Jahren durch einwirkende Windlast durchgerissen. Die Verkabelung hing ohne Zugentlastung über mehrere Meter durch.

2.2.4 Regelmässige Installationskontrollen auch auf der DC-Seite

Auf Grund der festgestellten Mängel und wegen des grösseren Brandrisikos bei Lichtbögen auf der DC-Seite wäre eine regelmässige Prüfung der übrigen PV-Anlagen in Burgdorf in Zusammenarbeit mit der IBB sinnvoll. Analog zu den regelmässigen, von den EW's durchgeführten Installationskontrollen könnte ein regelmässiger PV-Anlagen-Check (z.B. alle 5 Jahre) durchgeführt werden. Dabei wären besonders auch die Systemkomponenten auf der Gleichstromseite einer Anlage (DC-Verkabelung, Montagekonstruktion, Blitzschutz und sonstige Befestigungen) zu prüfen. Durch eine solche Prüfung könnte die Anlagensicherheit und somit auch die Akzeptanz dieser Technologie (z.B. bei der Versicherung von PV-Anlagen) weiter gesteigert werden.

2.3 Langzeitprobleme

2.3.1 Allmähliche Reduktion des Energieertrags durch die Verschmutzung des Solargenerators

Seit Frühling 1994 betreibt das Photovoltaiklabor der HTA Burgdorf (vormals ISB) ein Testzentrum für Photovoltaikanlagen mit einem Solargenerator (60kWp, Anstellwinkel 30°) auf dem Dach des Neubaus der Abteilung Elektrotechnik. Die Anlage liegt in unmittelbarer Nähe der Eisenbahn-Hauptstrecke (Bern-Zürich). Im Laufe der Zeit wurde die Entwicklung eines permanenten Verschmutzungstreifens am unteren Rand der verwendeten (gerahmten) Solarmodule beobachtet, welcher eine allmähliche Reduktion der Energieproduktion zwischen 3,1% bis 13,8% pro Array per Mitte 1998 bewirkte. Die **durchschnittliche Reduktion** bezogen auf die gesamte PV-Anlage betrug 7,6%. Auf diesem Streifen etablierten sich teilweise bereits **Pionierpflanzen** (Moose und Flechten), welche die Entwicklung des Schmutzstreifens durch Zurückhaltung von organischem und anorganischem Staub weiter verstärkten. Im Juni 1998 musste dieser relativ stark haftende Schmutzstreifen durch künstliche Reinigung entfernt werden. Glücklicherweise zeigten

Messungen der U-I-Kennlinien des Solargenerators vor und nach der Reinigung, dass der Leistungsverlust weitgehend reversibel ist. Da im deponierten Material auch Eisenstaub nachgewiesen wurde, lag zunächst die Vermutung nahe, dass dieser Eisenstaub für die Entwicklung dieser Verschmutzung mitverantwortlich ist und dass es sich primär um ein lokales Phänomen bedingt durch die Eisenbahn-Hauptstrecke bei dieser Anlage handelt. Im Oktober 1998 wurden in Burgdorf weitere Messungen an einer gleichaltrigen PV-Anlage mit gleichen gerahmten monokristallinen Modulen (längere Seite der Module in horizontaler Position) durchgeführt. Diese Anlage befindet sich jedoch in weiter Entfernung von der Bahnlinie in einem Wohngebiet mit schwacher industrieller Besiedlung. Hier wurde die Messung eines ungereinigten/gereinigten Strangs (6 Module) durchgeführt. Die Verschmutzung war deutlich sichtbar, jedoch weniger stark haftend als die auf dem Solargenerator der HTA Burgdorf. Bei der Messung wurde eine **Leistungsreduktion von 8%** infolge der Verschmutzung festgestellt. Bei einer weiteren PV-Anlage gleichen Jahrgangs mit grossen polykristallinen Modulen (102Wp), die sich auf dem selben Gebäude befindet, konnte auch ein Schmutzstreifen an der unteren Modulkante festgestellt werden. Dieser Streifen ist jedoch erheblich geringer ausgeprägt. Die zur Moduloberfläche hin abgeschrägte Modulkante begünstigt hier wahrscheinlich das Abfließen von verschmutzten Regenwasser, somit wird die Ausbildung des Schmutzstreifens weniger gefördert. Messungen an dieser Anlage zur Bestimmung der Leistungsreduktion infolge Verschmutzung sind geplant. Mit den nachfolgenden Bildern 3-15 wird die Thematik graphisch illustriert:

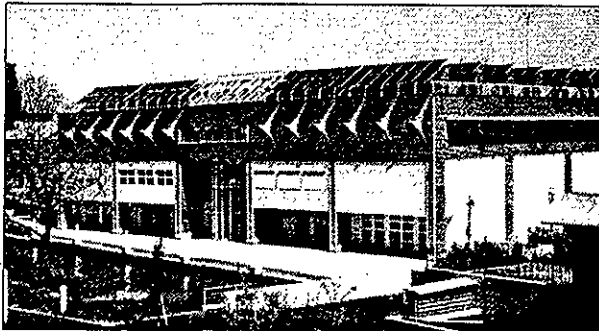


Bild 3: Ansicht auf das Gebäude der Abteilung Elektrotechnik der HTA Burgdorf mit dem Solargenerator (60kWp) der PV-Testanlage. Eine Eisenbahn-Hauptstrecke führt etwa 10m hinter dem Aufnahmestandort durch.

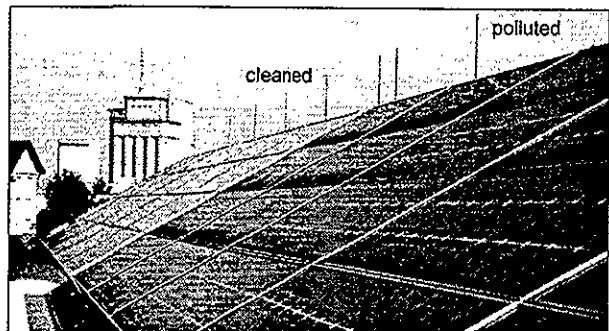


Bild 4: Ansicht eines Teils des Solargenerators der 60kWp-Testanlage der HTA Burgdorf. Die Module auf der linken Seite sind frisch gereinigt. Bei den Modulen auf der rechten Seite ist die Verschmutzung am unteren Modulrand sichtbar, welche sich in der Zeit von Juni 1993 bis Mai 1998 angesammelt hat.

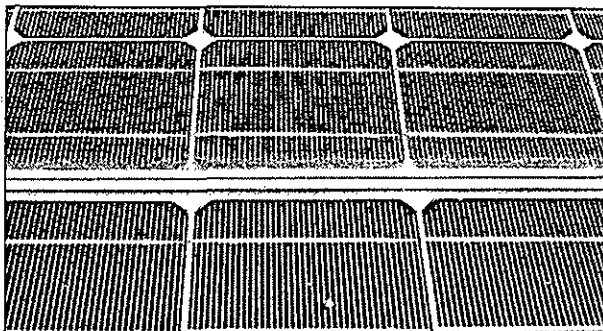


Bild 5: Verschmutzungsstreifen an der Unterkante eines gerahmten Moduls Siemens M55 (längere Seite in horizontaler Position gemäss Bild 4).

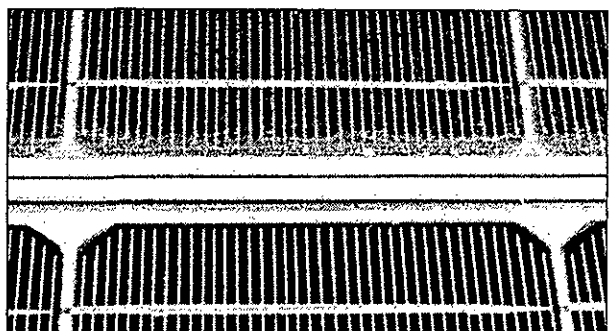


Bild 6: Detailansicht des relativ kompakten, etwa 1cm breiten Verschmutzungsstreifens an der Modul-Unterkante (Detail von Bild 5).

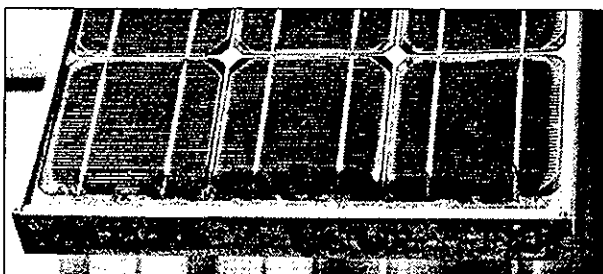


Bild 7: Auch bei steiler angestellten, hochkant montierten Modulen können derartige Verschmutzungsstreifen auftreten. Beim gezeigten Modul ist der Anstellwinkel 65°.

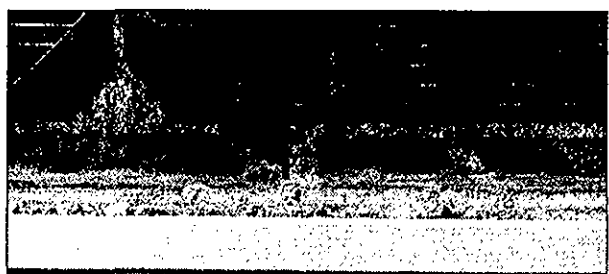


Bild 8: Detailansicht des Moduls von Bild 7 von einer Stelle, wo sich bereits Flechten entwickeln.

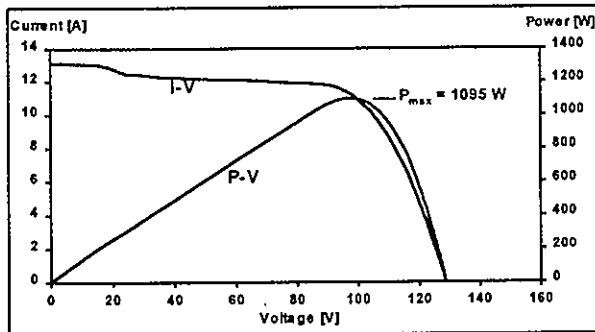


Bild 9: Auf STC umgerechnete U-I- und P-U-Kennlinien sowie MPP-Leistung eines ungereinigten Arrays der PV-Anlage der HTA Burgdorf (4 parallele Stränge von je 6 Modulen M55 in Serie) nach 5 Betriebsjahren (gemessen im Juni 1998).

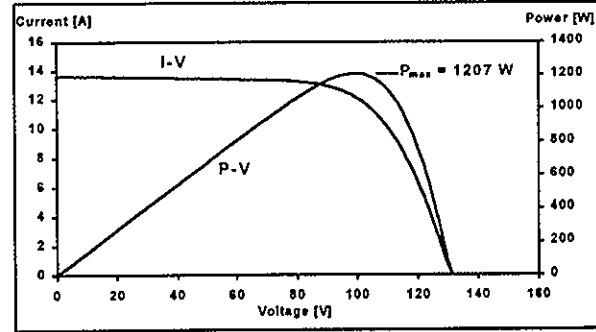


Bild 10: Auf STC umgerechnete U-I- und P-U-Kennlinien sowie MPP-Leistung des Arrays von Bild 9 nach der Reinigung.

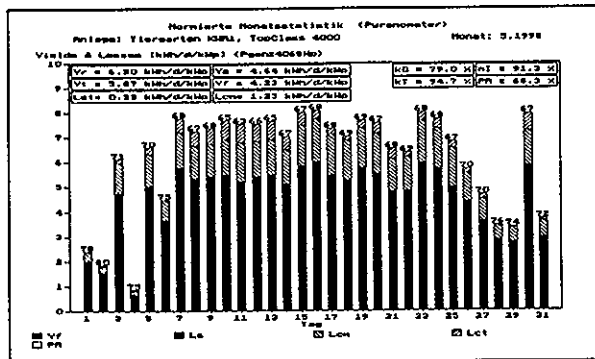


Bild 11: Normierte Monatsstatistik eines Teils der 60kWp-Testanlage vor der Reinigung des Solargenerators im Mai 1998. Die nicht temperaturbedingten Feldverluste L_{cm} sind nun erheblich geringer. Dadurch ist der Generator-Korrekturfaktor k_G und das Performance Ratio PR der Anlage deutlich gestiegen, trotz kleinerem Temperatur-Korrekturfaktor k_T im Vergleich zum Mai 1998.

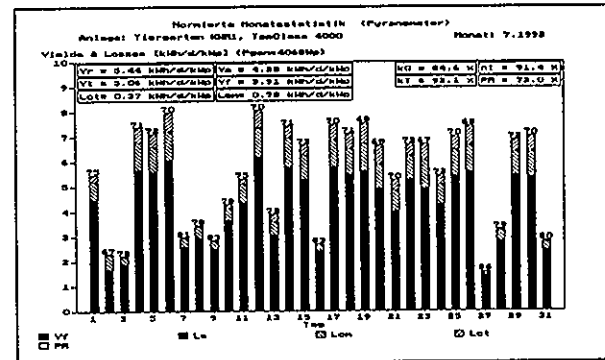


Bild 12: Normierte Monatsstatistik nach der Reinigung (vergleiche Bild 11). Die nicht temperaturbedingten Feldverluste L_{cm} sind nun erheblich geringer. Dadurch ist der Generator-Korrekturfaktor k_G und das Performance Ratio PR der Anlage deutlich gestiegen, trotz kleinerem Temperatur-Korrekturfaktor k_T im Vergleich zum Mai 1998.

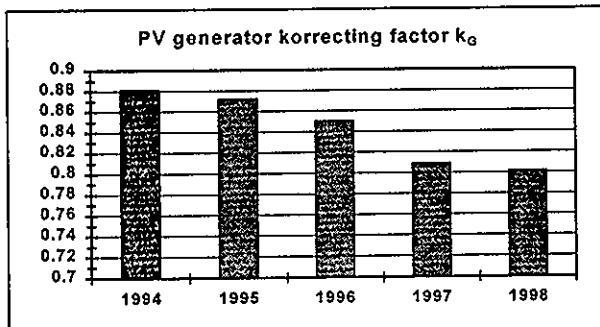


Bild 13: Verlauf der Generatorleistung in Funktion der Zeit: Generator-Korrekturfaktor k_G in den drei Sommermonaten der Jahre 1994 bis 1997 und im Mai 1998.

k_G sinkt im Laufe der Zeit zunächst langsam, dann nach Entwicklung biologischer Aktivität schneller ab. Die Definition von $k_G = Y_A/Y_T$ ist in [3] näher erläutert.

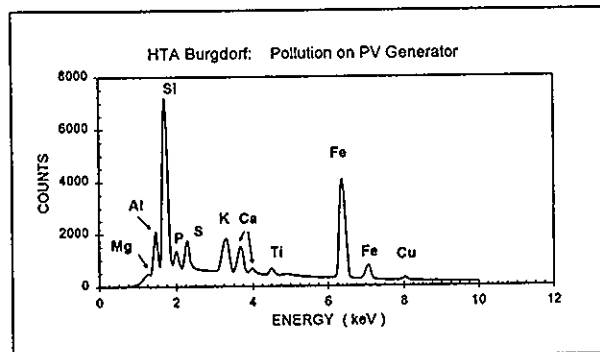


Bild 14: Analyse der Zusammensetzung des verschmutzenden Materials: Eine dispersive Mikro-Röntgenaufnahme zeigt die wichtigsten anorganischen Komponenten.



Bild 15: Elektronenmikroskopische Aufnahme der im Verschmutzungstreifen enthaltenen Flechten.

Bisher wurde meist angenommen, dass in Mitteleuropa die natürliche Reinigung des Solargenerators durch Regen und Schnee ausreicht und dass keine künstliche Reinigung nötig ist. Nur in wenigen Beiträgen wurde bisher auf das Problem der Verschmutzung hingewiesen [2]. Treten solche Verschmutzungen nicht nur lokal, sondern an vielen Standorten auf, hat dies auch einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen. Das Problem sollte insbesondere von Contracting-Firmen beachtet werden, welche für Solarstrombörsen Offerten für die Produktion von Solarstrom über sehr lange Zeiträume einreichen, wenn diese böse Überraschungen und unvorhergesehene Verluste vermeiden wollen.

2.3.1.1 Untersuchung der permanenten Verschmutzung an der PV-Anlage Lok-Depot SBB

In Hinblick auf eine Projektfortführung ab Mai 1999 wurden Vorbereitungen für weitere Untersuchungen auch an anderen PV-Generatoren im Kanton Bern hinsichtlich der permanenten Verschmutzung vorgenommen. In Zusammenarbeit mit der Atlantis Solar Systeme AG wurde ein leicht zugänglicher Anschlusskasten an einem Teil des Solargenerators der PV-Anlage Lok-Depot SBB (Schweizer Solarpreis 1998) vorbereitet, um auch hier periodische Kennlinienmessungen durchführen zu können.

2.3.2 Degradationen von PV-Modulen

Die Delamination bei PV-Modulen scheint nicht wie anfänglich angenommen ein einmaliges Problem zu sein. Vor 3 Jahren wurden auf Modulen von älteren Burgdorfer PV-Anlagen (Baujahr 1987-1989) vereinzelt Delaminationen beobachtet. Offensichtlich nehmen diese Delaminationen in ihrer Häufigkeit und Grösse zu (siehe Bild 16). **Im Herbst 1998 wurden auch bei neueren Anlagen beginnende Delaminationen festgestellt.** Bei der Untersuchung von etwa 100 Modulen (Baujahr 1993) des Solargenerators der 60kWp-Testanlage der HTA Burgdorf wurden an einigen Modulen erste Delaminationen festgestellt (siehe Bild 17). Delaminationen bewirken eine irreversible Degradation der Module, welche einen permanenten Leistungsverlust von bis zu 10% zur Folge hat (Kennlinien analog geformt wie in Bild 9). Der betreffende Hersteller wurde bereits vor einiger Zeit informiert. Wegen Eichproblemen der Referenzzellen war es bisher noch nicht möglich, den zeitlichen Verlauf der Degradation quantitativ genau zu erfassen (siehe Kapitel 2.5). Es ist vorgesehen dieses Problem in den kommenden Jahren weiter zu untersuchen.

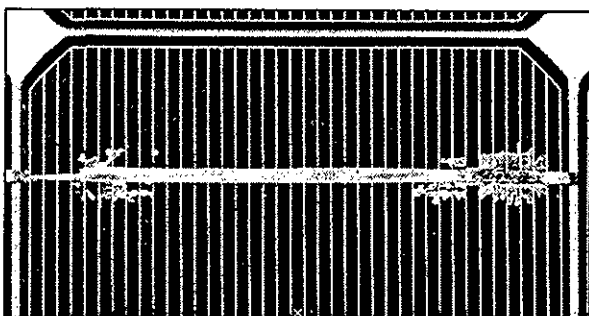


Bild 16: Die Delamination nimmt offensichtlich in ihrer Häufigkeit und Grösse mit der Zeit zu (monokristallines Modul, Produktionsjahr 1989).

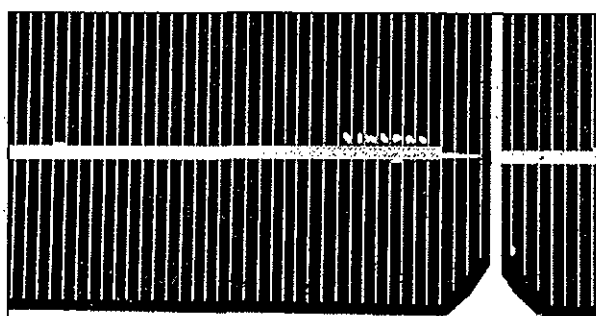


Bild 17: Beginnende Delamination zwischen den Leiterbahnen auf der Zelle eines neueren monokristallinen Moduls (Produktionsjahr 1993).

2.4 Energieertrag und Betriebsverhalten der untersuchten PV-Anlagen

2.4.1 Anlage Jungfrauoch

Die hochalpine Anlage auf dem Jungfrauoch ist mittlerweile seit fast 5 Jahren absolut störungsfrei in Betrieb. Die jährliche Energieproduktion konnte von 1994 bis 1997 immer weiter gesteigert werden (siehe Tabelle 1).

Betriebsjahr	1994	1995	1996	1997
Energieproduktion in kWh/kWp	1271	1404	1454	1504
Performance Ratio PR in %	81,8	84,1	84,7	85,3

Tabelle 1: Die Energieproduktion und das Performance Ratio der PV-Anlage Jungfrauoch von 1994 bis 97.

Die Steigerung ist zum einen auf die Massnahmen zur Optimierung der Anlage (Einsatz eines Wechselrichters der neueren Generation TopClass 2500 Grid III, Überbrückung der Strangdioden) und auf die überdurchschnittliche Sonneneinstrahlung im Jahre 1997 zurückzuführen. Die bisherige Rekordproduktion von **1541 kWh/kWp** wurde in der Zeit zwischen März 1997 und Februar 1998 (12 Monate) erreicht. Der Vergleich der SMA-Messdaten (Schweizerische Meteorologische Anstalt, A-Netz-Station Jungfrauoch) mit dem langjährigen Mittel gemäss Meteonorm 95 zeigt, dass die Einstrahlung in dieser Periode einen Überschuss von 2.2% aufweist. Insgesamt wurde die magische Grenze von 1500kWh/kWp 11 Mal überschritten. Der Energieertrag von 1541kWh/kWp liegt **87.9% über dem schweizerischen Mittelwert** aller Anlagen von 1992 bis 1997. Der Winterenergieanteil betrug in der Rekordperiode 46.2%. Das Performance Ratio konnte ebenfalls erhöht werden (siehe Tabelle 1). Das höchste **Performance Ratio** von **86.3%** wurde in der Zeit zwischen Oktober 1997 und September 1998 erreicht. Weitere Auswertungen zur Anlage Jungfrauoch befinden sich auch in [4] und [5].

2.4.2 Anlage Gfeller/Burgdorf

Die Anlage Gfeller ist seit Mitte 1992 in Betrieb und auch die Messdaten wurden seither lückenlos erfasst. Die hohe Energieproduktion von **1004 kWh/kWp** im Jahre 1997 ist durch die mittlerweile einwandfreie Funktion der Anlage und die überdurchschnittlich hohe Sonneneinstrahlungsenergie in dem Jahr zu begründen. Das Performance Ratio der Anlage erreichte mit **72,3%** einen neuen Höchstwert, was nicht zuletzt auf die gute Funktion des neuen Wechselrichters TopClass Grid III 4000/6 zurückzuführen ist. Jedoch ist auch bei dieser Anlage das Langzeitproblem der Verschmutzung des Solargenerators deutlich zu beobachten. Daher sind auch hier Vergleichsmessungen der I-U-Kennlinie geplant.

2.4.3 Anlage Birg (Schilthorn)

Die hochalpine Anlage Birg (Schilthorn) erreichte 1997 einen Energieertrag von **1111 kWh/kWp** und ein Performance Ratio von **76,7%**. Der Winterenergieanteil erreichte mit 57,1% wieder einen aussergewöhnlich hohen Wert. Die PV-Anlage Birg und die dazugehörige Messtechnik sind seit 6 Jahren in Betrieb. Die Isolation der Zuleitungskabel für die Meteosensoren wiesen die ersten spröden und porösen Stellen auf. Zur Behebung des Problems wurde ein selbstverschweissendes Isolationsband um die betroffenen Kabelabschnitte gewickelt, da ein Austausch der gesamten Messkabel einen erheblichen Aufwand dargestellt hätte. Die vorgesehene Kennlinienmessung vom Solargenerator und die Referenzmessung der Strahlung werden bei geeigneter Wetterlage noch im Jahre 1998 durchgeführt.

2.4.4 Anlage Liestal (EBL)

Die 18,5-kWp-Anlage Liestal (EBL) weist ein sehr gutes Betriebsverhalten auf, seitdem die alten Strangdioden im Feldanschlusskasten durch einen anderen Typ ersetzt wurden. Im Juli 1997 wurden die flinken 4A-Strangsicherungen durch flinke 5A-Strangsicherungen ausgetauscht, dadurch konnte ein weiteres ungewolltes Auslösen der Sicherungen beim Auftreten eines starken „cloud enhancement“ vermieden werden. In der Messperiode zwischen August 1997 und Juli 1998 wurde somit eine jährliche Energieproduktion von **1003 kWh/kWp** und ein Performance Ratio von **72,3%** erreicht. Der Fehler wurde aufgrund der genauen messtechnischen Überwachung durch die HTA Burgdorf detektiert und behoben. Seit geraumer Zeit wurde eine gleichmässige Schmutzschicht auf einem Teil des Solargenerators beobachtet. Diese ist durch ein Heizungsabluftrohr in der Nähe entstanden. Nach einer groben Reinigung im September 1996 wurde im August 1998 eine maschinelle Reinigung des Generators vorgenommen und durch die HTA Burgdorf Kennlinienmessungen am ungereinigten/gereinigten Generator durchgeführt. Die zwei am stärksten betroffenen Modulstränge wiesen eine Leistungsreduktion von **5,1%** bzw. **1,5%** infolge der Verschmutzung auf. Die übrigen 9 Stränge waren nur gering oder gar nicht verschmutzt (Leistungsreduktion infolge von Verschmutzung: 0,2% bis 1,4%). Da das Heizungsabluftrohr ab dem Winter 1998/99 nicht mehr in Betrieb sein wird, ist mit einer nachfolgenden hartnäckigen Verschmutzung nicht zu rechnen. Die insgesamt geringe Verschmutzung des Generators lässt sich wahrscheinlich durch die schwache industrielle Besiedlung und dem relativ geringen Strassen- und Bahnverkehr in der Nähe des EBL-Gebäudes erklären. Ein weiterer Vorteil dürfte das hohe Gebäude sein, auf dem sich die Anlage befindet, da sich die Schmutzpartikel hauptsächlich weiter unten absetzen. Hinsichtlich der Degradation von PV-Modulen wäre eine Fortführung der messtechnische Überwachung von grossem Interesse. Bei den hier verwendeten Kyocera-Modulen tritt aus den meisten Modulen Dichtungsmasse aus dem Rahmen heraus, jedoch konnte bisher keine Leistungsminderung beobachtet werden.

2.4.5 Anlagen in Burgdorf

Die Anzahl der durch die HTA Burgdorf messtechnisch überwachten PV-Anlagen in Burgdorf ist im letzten Jahr unverändert geblieben. Dies sind **34** Anlagen mit einer total installierten Leistung von **237kWp**. Im Rahmen der Solarstrombörse SOWIWA in Burgdorf ist jedoch eine neue 15,2 kWp-Anlage errichtet worden. Vorsondierungen mit dem Anlagenbetreiber und der IBB haben eine Aufnahme der Anlage in das Messprogramm im Rahmen einer Projektfortführung in Aussicht gestellt. Aufgrund des Einsatzes von neuer Technologie bei dieser PV-Anlage (4 Stringwechselrichter mit hohen Systemspannungen und 115Wp-Laminat-Module) wäre die Aufnahme von Interesse und somit wünschenswert.

Für die Erfassung des Jahresenergieertrags 1997 konnten nur die 31 Anlagen, welche vor Ende 1996 installiert waren und bei welchen im Laufe des Jahres keine Veränderung erfolgte, verwendet werden. Die mittlere Energieproduktion lag mit **969kWh/kWp** deutlich über dem schweizerischen Mittelwert der Jahre 1992 bis 1996 von 819 kWh/kWp. Betrachtet man nur die mit elektronischen Wechselrichtern ausgerüsteten Anlagen, beträgt der Energieertrag sogar **1011kWh/kWp**. Neue Anlagen mit traflosen Wechselrichtern erreichten an guten Tagen Produktionswerte, welche weit über 1000kWh/kWp lagen. Die beste Anlage erreichte in dieser Zeit gar **1152 kWh/kWp** (nähere Informationen in [6]).

2.5 Strahlungsmessungen

Wie bereits im Jahresbericht 1997 erwähnt, ist die genaue Messung der Einstrahlung ein zentraler Punkt bei der Beurteilung von Photovoltaikanlagen. Bei den relativ teuren Pyranometern ist eine genügend genaue Eichung ohne allzu grossen Aufwand möglich (z.B. am Weltstrahlungszentrum in Davos). Wird die Leistung

oder der Energieertrag von PV-Anlagen aber auf mit Pyranometern gemessene Strahlungswerte bezogen, kann der spektrale Mismatch, der durchaus einige Prozent betragen kann, nicht eliminiert werden und verfälscht die Messergebnisse. Für unser Projekt wäre es sehr wichtig, möglichst genau geeichte Referenzzellen zur Verfügung zu haben.

Unser Referenzlabor, das JRC in Ispra, bei dem wir in den letzten Jahren jeweils einige unserer Referenzzellen eichen liessen, hat anscheinend in den letzten Jahren mit einer etwa 3% zu hohen Strahlung gearbeitet, so dass die Eichung unserer bisher verwendeten Referenzzellen nicht mehr genau stimmt. Per 1.11.1997 wurden deshalb die entsprechenden Eichfaktoren geändert. Nach unseren Erkundigungen bei ISPRA soll es aber nicht zulässig sein, einfach die alten Eichfaktoren um diese drei Prozent zu korrigieren. Gegenwärtig ist eine erneute Eichung einiger unserer Referenzzellen nach dem neuen Standard in ISPRA im Gang. Bis zum Vorliegen einiger stabil und reproduzierbar geeichter Referenzzellen ist es sehr schwierig, die beobachteten Degradationen durch Delaminationen quantitativ zu erfassen. Wir versuchen mit Hochdruck, dieses Problem möglichst rasch zu lösen, da wie erwartet an einigen in den Jahren 1993 und 1994 erstellten Anlagen in Burgdorf erste Anzeichen von Delaminationen aufgetreten sind, deren weitere Entwicklung nicht nur visuell, sondern auch messtechnisch verfolgt werden sollte.

2.6 Messsysteme

Im letzten Jahr wurden folgende periodisch notwendige Arbeiten an den Messsystemen durchgeführt:

- Austausch der Akkumulatoren für die unterbrechungsfreie Spannungsversorgung (USV) der Feinmesssysteme Schlossmatt, Gfeller und HTA Burgdorf Meteomessung.
- Austausch der Knopfzellenbatterien bei den Speicherkarten für die Grobmesssysteme in Burgdorf.
- Das Trocknungsmittel (Silicagel) sämtlicher Pyranometer wird mindestens einmal pro Jahr ersetzt.

3. Zusammenarbeit mit anderen Institutionen

- Industrielle Betriebe Burgdorf: PV-Anlagen in Burgdorf (insbesondere IBB-eigene Anlage).
- Elektra Baselland EBL: 18.5kWp-Anlage Liestal.
- Verein zur Förderung erneuerbarer Energien, Interlaken: PV-Anlage Birg.
- Atlantis Solar Systeme AG

4. Transfer von Ergebnissen in der Praxis

- Im Rahmen von Publikationen (siehe Kap. 6) und beim 2. Weltkongress Photovoltaik in Wien (Juli 1998) wurden die neusten Erkenntnisse dem Fachpublikum zugänglich gemacht.
- Die Anlagenbesitzer wurden bei auftretenden Problemen informiert und unterstützt.
- Neue Erkenntnisse fliessen in den Unterricht an der HTA Burgdorf, sowie in die Überarbeitung des früher publizierten Buches über Photovoltaik [7], ein.

5. Ausblick

Es ist vorgesehen, einen Antrag für ein Anschlussprojekt einzureichen. Bei einer Projektfortführung ab Mai 1999 wären im wesentlichen folgende Arbeiten vorgesehen:

- Kennlinienmessungen an weiteren Anlagen in Bezug auf die allmähliche Reduktion des Energieertrags durch Verschmutzung des Solargenerators.
- Nähere Untersuchung der Delaminationen bei PV-Modulen.
- Eingehende Systemprüfung der Gleichstromseite von PV-Anlagen
- Eventuell Bau einer kleinen netzgekoppelten PV-Anlage (200-300Wp) mit amorphen oder CIS-Modulen auf dem Dach der HTA Burgdorf mit einer Feinmessung.
- Weiterbetrieb der bestehenden Messsysteme.

6. Publikation/Literatur

- [1] H. Häberlin und C. Renken: "Gradual Reduction of PV Generator Yield due to Pollution". Proc. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna/Austria 1998.
- [2] H. Becker, W. Vaassen, W. Herrmann: "Minderleistungen von Solargeneratoren aufgrund von Verschmutzungen". 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, Feb. 1997.
- [3] H. Häberlin und Ch. Beutler: "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch nomierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". SEV/VSE-Bulletin 4/95.
- [4] H. Häberlin: "Hoher Energieertrag auf Jungfrauoch". SEV/VSE-Bulletin 10/98.
- [5] H. Häberlin und C. Renken: "Grid Connected PV Plant Jungfrauoch (3454m) in the Swiss Alps: Results of more than four Years of trouble-free Operation". Proc. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna/Austria 1998.
- [6] H. Häberlin: "Energieertrag 1997 der netzgekoppelten Photovoltaikanlagen in Burgdorf". SEV/VSE-Bulletin 10/98.
- [7] H. Häberlin: "Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Inselanlagen und Verbundnetz". AT-Verlag, Aarau, 1991, ISBN 3-85502-434-0. Gegenwärtig vergriffen, Neuauflage in Vorbereitung.

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: BBW 97.0301

EU-Nr.: JOR3 CT98 0217

Project Title: PV-EMI: Development of standard test procedures for electromagnetic interference (EMI) tests and evaluations on photovoltaic components and plants

Abstract:

The objective of the "PV-EMI-Project" is the realisation of a standardized European approach towards the electromagnetic compatibility of solar photovoltaic systems by means of elucidating the legal situation, developing measuring concepts, doing concrete sample measurements and realizing information dissemination to standardization committees and final users (industries, SMEs, plant owners). Project partners involved: Fraunhofer ISE (Germany), HTA Burgdorf (Switzerland) and KEMA (Netherlands).

Realized work in 1998 (HTA Burgdorf):

- Accurate review of standards and work which correspond with insulation coordination, dielectrical compatibility tests and EMC requirements. Review of national and international standards.
- Extension and improvement of equipment to be used for the tests and development of measuring procedures for laboratory measurements:
 - Planning and construction of a high impulse current generator for the simulation of the influence of direct and indirect lightning strokes onto 3 to 4 connected PV-modules. The construction will be completed in the beginning of 1999. With the new high impulse current generator it should be possible to reach $I_{\max} \approx 120$ kA and values of $di/dt_{\max}$ between 20...50 kA/μs with a charge Q of up to 1.2 As.
 - Realisation of a test stand for measuring conducted interference produced by PV-inverters. For reproducible EMI measurements line impedance stabilisation networks on the DC- and AC-side are used. The DC network was developed and constructed by HTA Burgdorf and Schaffner Elektronik AG.
 - Preparations for surge/ burst immunity tests of PV-components (corresponding to IEC 1000-4-4/-5). For burst tests a new burst generator with a built-in coupling-/ decoupling network was purchased. For surge tests a coupling-/ decoupling network to be used with the existing 7 kV surge impulse voltage generator was procured. Larger coupling-/ decoupling networks (for higher current or three phase operation) will have to be developed in course of the project.

Duration of the Project: 01.06.1998 - 30.05.2000

Responsible for the project: Prof. Dr. H. Häberlin
Reporting on the project: R. Fischer, Dr. R. Minkner und Dr. H. Häberlin
Address: Berner Fachhochschule, Hochschule für Technik und Architektur
 Burgdorf, Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf (ehemals ISB)
Telephone: +41 (0)34 426 6811 **Fax:** +41 (0)34 426 6813
E-mail: robin.fischer@isburg.ch
 heinrich.haerberlin@isburg.ch
 ruthard.minkner@isburg.ch

http: www.isburg.ch/Abteilungen/E/pvframe.html

1. PV-EMI Projekt

Das PV-EMI Projekt beschäftigt sich mit der Entwicklung von standardisierten Anforderungen, Testmethoden und Auswertungsverfahren von elektromagnetischen Störungen in Photovoltaik-Komponenten und -Anlagen. Die Projektergebnisse werden als Grundlage zur Erstellung von EMV-Richtlinien und Standards für die Photovoltaik verwendet. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) ist zuständig für die Projektleitung. Die HTA Burgdorf und KEMA Netherland B.V. sind die Projektpartner.

2. Projektziele der HTA Burgdorf 1998

- Eingehende Analyse von Normen und Arbeiten für die Isolationskoordinierung, Prüfung der dielektrischen Festigkeit und Anforderungen an die EMV.
- Erweiterung der Infrastruktur und Ausarbeitung von Messmethoden im Labor
 - Bau eines Stossstromgenerators zur Simulation der Beeinflussung von direkten und indirekten Blitzzeinschlägen auf verschaltete PV-Module
 - Realisierung eines Teststands zur Messung leitungsgebundener Emissionen, die durch Wechselrichter verursacht werden
 - Vorbereitungen zu Surge/ Burst Immunitätsprüfungen von PV-Komponenten (nach IEC 1000-4-4/-4-5)

3. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Bei der Zusammenfassung der 1998 geleisteten Arbeiten muss berücksichtigt werden, dass durch die Verzögerung der Projektbewilligung durch das BBW erst im August 1998 mit den Arbeiten am Projekt begonnen werden konnte. In der Zeit vom 1. Juni bis Mitte August wurden vorbereitende Arbeiten geleistet. Dazu gehörten erste Planungsschritte der neuen Stossstromanlage.

3.1. Erkenntnisse aus früheren Forschungsarbeiten

Für das weitere Vorgehen auf dem Gebiet der EMV von Komponenten und Systemen für die Photovoltaik wurden zwei Forschungsarbeiten benutzt:

- Untersuchung der elektromagnetischen Eigenschaften des Solargenerators in netzgekoppelten photovoltaischen Stromversorgungsanlagen [1] und
- Über die Beeinflussung von Solarmodulen durch transiente Magnetfelder [2]

In der Arbeit [1] wurden Massnahmen und Strategien zur Verbesserung der EMV

- Verringerung von Emissionen und
- Erhöhung der Störfestigkeit von Komponenten und Systemen

angegeben. Es wurden besonders die Störemissionen durch praktische Messungen im Labor und mit Hilfe von theoretischen Überlegungen behandelt.

Ebenfalls wurden die ersten Ansätze von Ersatzbildern von PV-Komponenten (z.B. PV-Module, DC-Leitungen usw.) zur Simulation der elektromagnetischen Eigenschaften aufgestellt. Die Zusammenstellung der EMV Gesetze, Normen und Richtlinien insbesondere

- Gesetze der EMV
- Emission und
- Störfestigkeit

gibt einen Überblick über das umfangreiche Arbeitsfeld. Damit ist aber eine grosse Gefahr für die Hersteller und Systemanbieter gegeben. Es dürfte für einen Hersteller von PV-Komponenten und Systemanbieter, falls er nicht über Spezialwissen und entsprechende Fachleute verfügt, schwierig sein, die Prüf-Normen physikalisch richtig anzuwenden und die Messergebnisse anwendungskonform zu interpretieren.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden nicht die dielektrischen Festigkeiten (EMV-Störfestigkeit) von Komponenten überprüft, die die Basis für die notwendige Isolationskoordinierungs-Norm für PV-Systemklassen sind, um eine hohe Zuverlässigkeit zu gewährleisten.

In der Arbeit [2] wurden Messungen über die Induzierung von Störspannungen in Solarmodule, verursacht durch gedämpft schwingende Magnetfelder, durchgeführt. Diese gedämpft schwingenden Magnetfelder sind allerdings langsamer und schwächer als die realen Magnetfelder eines Blitzstromes. In der Arbeit [3] wird die Störfestigkeit von Solarmodulen gegen wesentlich stärkere und schnellere impulsförmige Magnetfelder untersucht. Diese Untersuchungen an der HTA Burgdorf sind daher realitätsnäher. Da bei Überspannungsschäden oft nichtlineare Phänomene auftreten, ist eine

einfache Hochrechnung, ausgehend von relativ schwachen und langsamen Magnetfeldern, ziemlich problematisch. Als Ansatz für weitergehende Untersuchungen der Störfestigkeit von verschalteten PV-Modulen gilt daher die Arbeit [3].

3.2. Ausgewählte EMV-Normen für die Störfestigkeit

Aus einer Zielsetzung des Projekts für die HTA „Die EMV-Störfestigkeit von PV-Komponenten und Systemen“ wurden folgende Normen ausgewählt oder ausgeschieden, basierend auf der Zusammenstellung [1] (s. Seite 9 / 10: Überblick über nationale und internationale Richtlinien und Normen für die EMV mit Bezug auf photovoltaische Anlagen sowie über themenverwandte Literatur).

IEC 1000/ EN 61000	Störgrösse	Bemerkungen
-4-1	Allg. Störfestigkeitsprüfverfahren	Kommentare über die praktische Anwendbarkeit für PV Systeme an das zuständige TK
-4-2	Statische Entladungen kapazitive Kopplung	Praktische Anwendung der Norm auf Solarmodule Sammeln von Erfahrungen
-4-4	Schnelle transiente Störgrößen: "Burst"	Prüfung einzelner Module und Systeme mit Ankopplungsnetzwerk
-4-5	Stossspannungen der Welle 1,2/50 μ s: "Surge"	Prüfung einzelner Module, Arrays u. Systemkomponenten mit Ankopplungsnetzwerk
-4-9	impulsförmiges Magnetfeld (unipolar)	Prüfung einzelner Module, Arrays u. Systemkomponenten mit Messung der induzierten Störspannung
-4-10	gedämpft schwingende Magnetfelder	wurde für die Anwendung ausgeschieden.

Tab. 1: EMV Standards

Beim Überprüfen von Standards für die formulierte Zielsetzung wurden noch drei weitere IEC Standards für die praktische Einsetzbarkeit in PV-Systemen ausgewählt:

- IEC 71-1: 1993, Insulation co-ordination
- IEC 1024-1: 1990, Protection of structures against lightning - Part 1: General principles
- IEC 1312-1: 1995, Protection against Lightning electromagnetic impulse.

Der Standard IEC 71-1 koordiniert die höchstzulässige Betriebsspannung eines Systems mit dem verschiedene Prüfspannungen (AC / DC , Impulsspannung und Schaltspannung).

Die Anwendung der IEC 1312-1 stellt Informationen für Auslegung, Konstruktion, Unterhalt und Prüfung eines Blitzschutzsystems für elektronische Systeme insbesondere Informationssysteme zur Verfügung.

3.3. Bau eines neuen Stossstromgenerators

Ziel ist es, die Beeinflussung von direkten und indirekten Blitzeinschlägen auf PV-Anlagen zu untersuchen. Mit der bisher vorhandenen Stossstromanlage (siehe Bild 1) konnte nur die Beeinflussung auf einzelne Module untersucht werden, wobei das Magnetfeld nur in etwa 1/3 des Moduls wirksam war. Durch den aufwendigen Umbau der Anlage wird es in Zukunft möglich sein, bis zu 4 verschaltete Module zu prüfen.

Aufgrund des Induktionsgesetzes erzeugen Blitze während des raschen Stromanstiegs zu Beginn der Entladung entlang von Leitern sehr hohe induktive Längsspannungsabfälle ($u = L \cdot di/dt$) und induzieren in Installationsschleifen hohe Spannungen ($u = M \cdot di/dt$). Für die Durchführung realistischer Tests sollte der Stossstromgenerator deshalb di/dt -Werte erzeugen können, die deutlich über den Werten durchschnittlicher Blitze (siehe Tab. 2) liegen. In kurzgeschlossenen Schleifen erreichen die induzierten Ströme Maximalwerte von etwa $i_{\max} = M/L$. Deshalb sollte der Stossstromgenerator auch Maximalströme $i_{\max}$ erzeugen können, die deutlich über denen von durchschnittlichen Blitzen liegen.

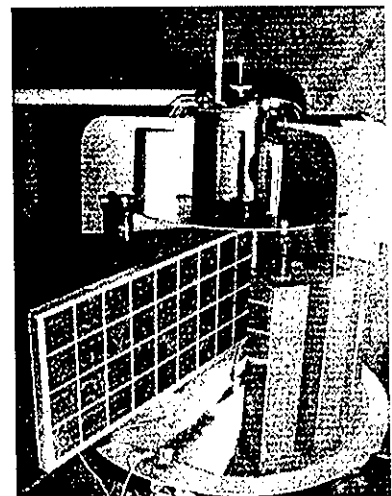


Bild 1: Alter Stossstromgenerator der HTA Burgdorf mit zu Testzwecken montiertem PV-Modul.

	Maximalstrom $i_{\max}$ [kA]	Max. Stromsteilheit $(di/dt)_{\max}$ [kA/ μ s]	Ladung Q [As]
Durchschnittsblitz	30	25	9
Starker Blitz	100	100	100

Tab. 2: Kennwerte von Blitzen. Durchschnittsblitz: 50% aller Blitze sind kleiner oder gleich. Starker Blitz: 95% aller Blitze sind kleiner oder gleich.

Aufbau und Kenndaten der geplanten Stossstromanlage der HTA Burgdorf

Die Grundform der Stossstromanlage besteht aus einem geschlossenen achteckigen Zylinder. Als Energiespeicher werden 20 Stosskondensatoren $1,2 \mu\text{F}$ / 50 kV verwendet. Die Stosskondensatoren sind sternförmig auf dem Dach des Zylinders angeordnet. Trotz der grösseren Anlage wird die Induktivität durch den annähernd coaxialen Aufbau und die Vergrösserung des Innendurchmessers klein gehalten. Somit können weiterhin hohe Stossströme mit steilem Stromanstieg simuliert werden. Durch den veränderten Aufbau des Stossstromgenerators ist die Beeinflussung durch Blitzeinschläge auf 3-4 verschaltete Module überprüfbar. Ausserdem wird die Umgebung ausserhalb des Generators nicht mehr durch elektromagnetische Felder beeinflusst. (siehe Bild 2 und 3).

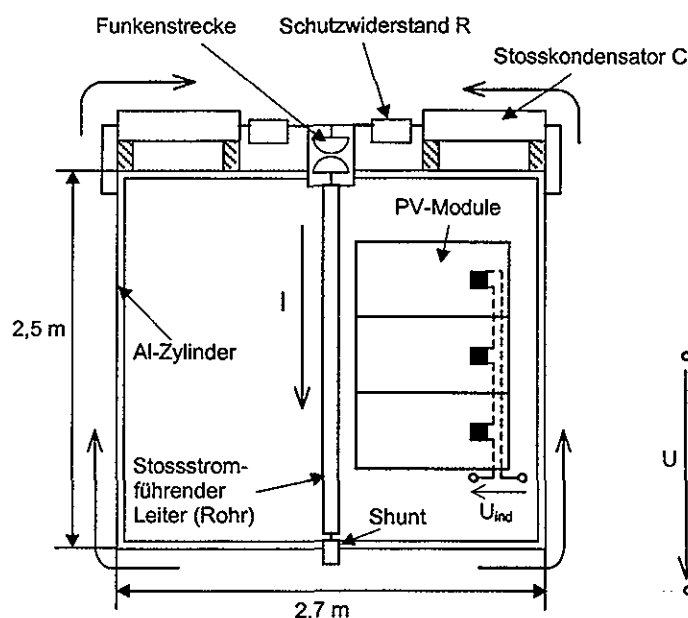


Bild 2: Skizze des geplanten Stossstromgenerators (annähernd coaxialer Aufbau durch achteckigen Zylinder)

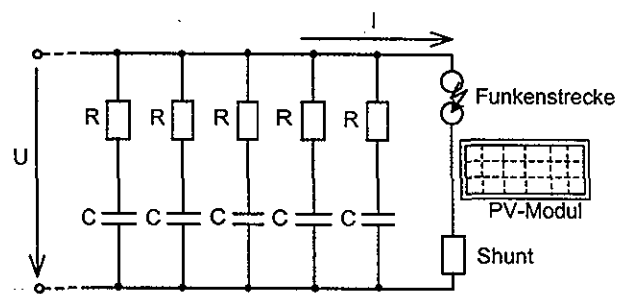


Bild 3: Elektrisches Schema des geplanten Stossstromgenerators

Bei $i_{\max}$ und di/dt werden voraussichtlich Werte erreicht (siehe Tab. 3), die deutlich über denen von durchschnittlichen Blitzen liegen. Einzig bei der Ladung Q, die vermutlich bei den in PV-Anlagen zu erwartenden Schäden von untergeordneter Bedeutung ist, wird die Anlage deutlich unterdurchschnittliche Werte erreichen. Aus Kostengründen war diese Einschränkung aber unvermeidlich.

Maximalstrom $i_{\max}$ [kA]	Max. Stromsteilheit $(di/dt)_{\max}$ [kA/ μ s]	Ladung Q [As]
ca. 120	ca. 20...50	1,2

Tab. 3: Voraussichtlich erreichbare Kennwerte von Stossströmen

Die Planung der Anlage ist bereits abgeschlossen und die Fertigung befindet sich in fortgeschrittenem Stadium. Anfang des nächsten Jahres wird mit den ersten Messergebnissen zu rechnen sein. Bei der Konstruktion der Anlage kann auf bereits bestehende Elemente der älteren Stossstromanlage zurückgegriffen werden.

3.4. Vorbereitungen zur Prüfung der Störfestigkeit von PV-Komponenten gegen transiente elektrische Störgrößen/ Surge und Burst Immunitätsprüfung (IEC 1000-4-4/5)

Störspannungen, die durch direkte oder indirekte Blitzeinschläge induktiv in PV-Anlagen eingekoppelt werden, können Werte von mehreren kV erreichen. Durch die Bestimmung der Störfestigkeit der PV-Komponenten gegen transiente elektrische Störgrößen kann die Notwendigkeit von Schutzeinrichtungen in der PV-Anlage eingeschätzt werden. Dazu werden Störfestigkeitsprüfungen mit SURGE- und BURST-Impulsen verwendet. Die genauen Prüfvorschriften lassen sich in den Normen EN 61000-4-4 und -5 nachlesen. Wechselrichter oder andere Komponenten der PV-Anlage können dann durch geeignete Massnahmen (z.B.: Überspannungsableiter, günstige Verschaltung des Generators) vor zu hohen Störspannungen geschützt werden.

Die HTA Burgdorf verfügt über einen 7 kV ($u(t)$: 1,2/50 μ s; $i(t)$: 8/20 μ s) Surge-Generator. Zu den Vorbereitungsarbeiten gehörte die Realisierung eines Testaufbaus für erste Funktionstests und Störfestigkeitsprüfungen mit dem Surge-Generator. Um die Prüflinge mit leitungsgebundenen Störgrößen zu belasten, wird der Generator ab Anfang Dezember '98 durch ein passendes 1-phasiges Koppel-/ Entkoppelnetzwerk 250 V/ 16 A ergänzt.

Für die Burst Immunitätsprüfung wurde ein 4 kV EFT/ Burst-Generator mit eingebautem Koppel-/ Entkoppelnetzwerk beschafft. Der aufwendige Testaufbau befindet sich in der Planungsphase.

3.5. Messplatz für leitungsgebundene Emissionen von Wechselrichtern

Leitungsgebundene Emissionen, die durch einen Wechselrichter hervorgerufen werden, breiten sich auf der DC- und AC-Seite der PV-Anlage aus. Dadurch entstehen feldgebundene Emissionen, die vor allem über den räumlich stark ausgedehnten PV-Generator DC-seitig abgestrahlt werden (Antennenwirkung). Diese können dazu führen, dass elektrische oder elektronische Geräte (Radio, Fernsehen, usw.) gestört werden. Für die Festlegung von EMV-Richtlinien (Grenzwerte für Störaussendungen) ist es wichtig, diese Emissionen reproduzierbar messen zu können. Allerdings ist es sehr schwer, diese feldgebundenen Emissionen isoliert und reproduzierbar zu messen, da normalerweise WR-unabhängige Emissionen ebenfalls in der Umgebung der Anlage vorkommen. Es ist wesentlich einfacher, die leitungsgebundenen Emissionen, welche letztendlich für die feldgebundenen Emissionen verantwortlich sind, isoliert und reproduzierbar zu messen. Über die Korrelation zwischen den leitungs- und feldgebundenen Emissionen können dann die feldgebundenen Emissionen bestimmt werden.

An der HTA Burgdorf wurde aufgrund dessen ein Teststand entwickelt (siehe Bild 4), mit dem leitungsgebundene Störungen, die durch den Betrieb eines Wechselrichters entstehen, gemessen werden können.

Bisher wurden die Emissionen der Wechselrichter auf der Gleichstromseite durch die Messung der HF-Störspannung erfasst. Allerdings ist diese Methode anfällig auf eingestrahlte oder von der DC-Quelle selbst erzeugte Störspannungen. Diese Probleme entfallen bei der Messung des HF-Störstromes. Die Messung des HF-Störstromes ist in der Norm EN-50081 (IEC 1000-4-6) als alternative Methode vorgeschlagen und setzt einen definierten

Abschluss von 150 Ω gegen Bezugserde voraus. Es wurde deshalb, zusammen mit der Firma Schaffner Elektronik AG, ein Koppel-/ Entkoppelnetzwerk (Bild 4, links oben; Schema: Bild 5, Impedanzverlauf: Bild 6) entwickelt, das auch als 150 Ω -Netznachbildung verwendbar ist. Für den Betrieb als 150 Ω -Netznachbildung muss der Signaleingang mit 50 Ω abgeschlossen werden. Somit ist eine DC-seitige Emissionsmessung reproduzierbar.

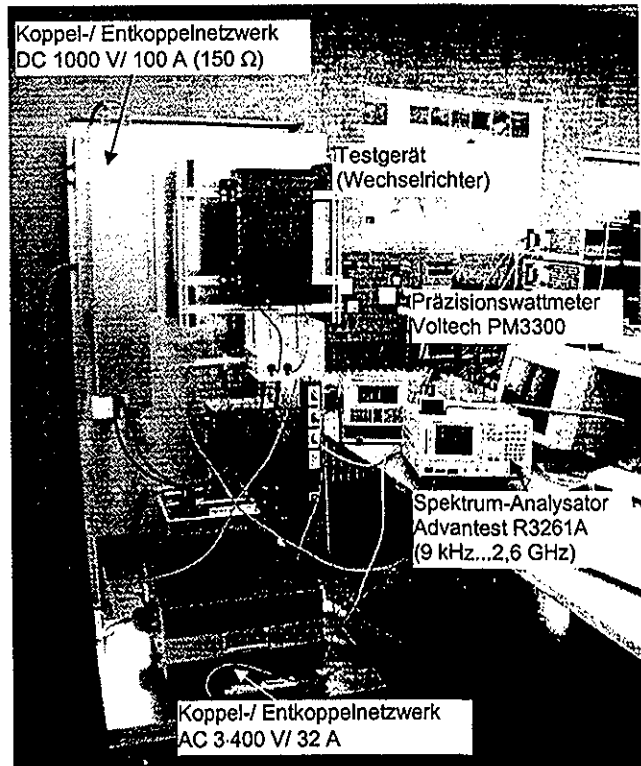


Bild 4: Messstand für leitungsgebundene Emissionen von Wechselrichtern (AC-/ DC-seitig)

AC-seitige Emissionen sind durch die AC-Netznachbildung 3-400 V/ 32 A (siehe Bild 4, links unten) definiert abgeschlossen und somit ist eine Messung ebenfalls reproduzierbar. Im Jahresbericht [5] sind erste Störemissionsmessungen verschiedener Wechselrichter aufgeführt, welche mit dem in Bild 4 gezeigten Teststand gemessen wurden.

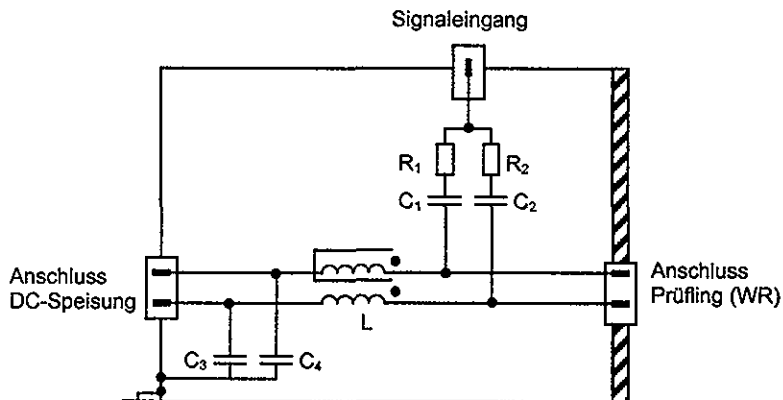


Bild 5: Schema des Koppel-/Entkoppelnetzwerks: C_1, C_2 : 10 nF; C_3, C_4 : 47 nF; R_1, R_2 : 200 Ω ; $L \geq 280 \mu\text{H}$ bei 150 kHz

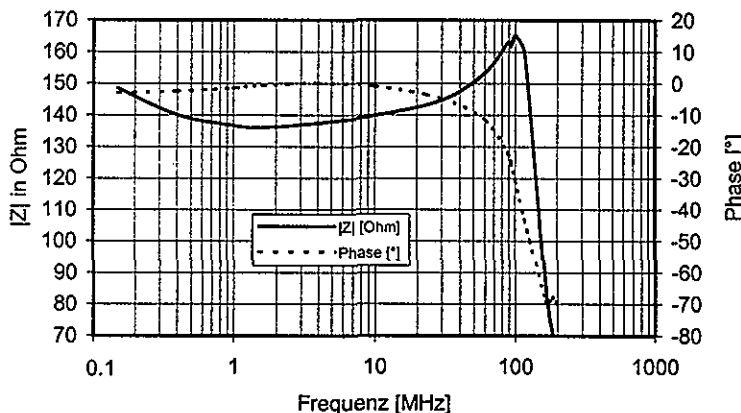


Bild 6: Impedanzverlauf des Koppel-/Entkoppelnetzwerks 1000 V/ 100 A DC beim Betrieb als 150 Ω -Netznachbildung

4. Zusammenarbeit mit anderen Institutionen

- Schaffner AG: Planung und Bau des Koppel-/ Entkoppelnetzwerkes 150 Ω , 1000 V / 100 A DC
- Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme: Projektleitung „PV-EMI Project“
- KEMA Nederland B.V.: Projektpartner „PV-EMI Project“

5. Transfer von Ergebnissen 1998 in die Praxis

- Aufgrund der geringen Zeitspanne seit dem offiziellen Projektbeginn wurden noch keine Ergebnisse in die Praxis transferiert.

6. Perspektiven für 1999

- Messungen mit der neuen Stossstromanlage zur Simulation der Beeinflussung von direkten und indirekten Blitzeinschlägen auf verschaltete PV-Module
- Bau eines 3-phasigen Koppel-/ Entkoppelnetzwerkes für Surge-Prüfimpulse
- Surge Immunitätsprüfungen von PV-Komponenten
- Konstruktion eines Teststandes und Durchführung der Störfestigkeitsprüfungen von PV-Komponenten mit Burst-Impulsen.
- Auswertung der Messergebnisse (Stossstromversuche, Surge- und Burstprüfungen)
- Festlegung von EMV-Richtlinien für PV-Anlagen

7. Publikationen/ Literatur

- [1] Th. Erge und Mitarbeiter: Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 0329609 „Untersuchung der elektromagnetischen Eigenschaften des Solargenerators in netzgekoppelten Stromversorgungsanlagen“ Fraunhofer Institut: Solare Energiesysteme, Freiburg im Brsg. April 1997.
- [2] H.-J. Stern: Über die Beeinflussung von Solarmodulen durch transiente Magnetfelder. Doktorarbeit. VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, 1994, Fortschritte, Reihe 21: Elektrotechnik, Nr. 154.
- [3] H. Häberlin und R. Minkner: Blitzschläge - Eine Gefahr für Solarmodule? Bulletin SEV/VSE 84 (1993) 1, Seite 42-47.
- [4] H. Häberlin und R. Minkner: Einfache Methode zum Blitzschutz von Photovoltaikanlagen. Bulletin SEV/VSE 19/94.
- [5] J. D. Graf, L. Borgna u. H. Häberlin: Jahresbericht zum Projekt „Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen“. Projektnummer: 2744/ 61703, erhältlich bei BFE, 3003 Bern.
- [6] Jahresbericht 1998



ANNUAL REPORT 1998

Project Number:
Contract Number:

BBW 95.0207-2

Reference Number:

Project Title: Single Cell Module Integrated Converter System – SCMIC

Abstract:

A single solar cell provides an output voltage of 0.4 V to 2 V, depending on the material (amorphous or crystalline) and the type of cell (single or triple junction, etc.). Because of this unfavourably small voltage conventional solar modules are built of a series connection of several cells to get a higher output voltage of the module. This is resulting in numerous disadvantages like, expensive multi-step manufacturing processes and expensive laser cutting (for thin film cells), a large inactive area, a mismatching and partial shading cause severe energy losses, etc.

This leads us to a new module concept using only a single cell but a large area. Each solar module has its own power conditioning unit. Following benefits will result within this new concept:

- deposition on cheap, already mass produced substrates such as building elements
- continuous flow manufacturing process
- less waste products, thus saving material and grey energy
- Increased active cell area

Especially the costs as most important drawback on photovoltaic energy conversion make the proposed single cell concept look very promising. The SCMIC concept includes aspects, like no serial connection and thin film technology. This new approach promises remarkable cost savings of about 30% for the manufacturing process of the module.

Designing the new single cell module for a common output power leads to output currents of 100 A or more at 0.7 V to 2 V. New approaches in the electrical configuration of the cell and the power conditioning unit are needed for working with output currents of approx. 100 A at 0.7 V to 2 V.

In 1998, a completely new converter has been developed and tested at the Swiss Federal Institute of Technology in Zurich. Further prototypes have been built and improved. Inverter efficiencies of 90 to 98% have been achieved. NAPS France produced single cell prototypes. The electrical properties are so far not satisfying. Under collaboration with the ALUCOSOL-Project small samples using the concept of throughput connections have been realised at the Swiss Federal Institute of Technology.

Duration of the Project:

October 1995 – September 1998

Responsible for the Project:
Reporting on the Project:
Address:

Enecolo AG, LEM ETHZ, Alusuisse T&M AG
Daniel Ruoss, Peter Toggweiler
Enecolo AG

Lindhof 235
8617 Mönchaltorf
01 / 994 90 05
enecolo@active.ch

Telephone: 01 / 994 90 01
http: www.solarstrom.ch

Fax:
E-mail:

1. Project goals for 1998

The main goal is to develop, validate and test the proposed single cell module with its module converter. The areas for investigation in 1998 were:

- The deposition of solar cells on existing compound materials for facade and roof elements has to be realised for large areas
- The manufacturing of large single cells with sufficient electrical properties
- The contacting of the active layers and channel the high currents into the converter stage
- Further evaluation on throughput current paths
- Increasing the converter efficiency, especially at partial load
- Cost analyses on the cell and converter, followed by improvements
- Several improvements on the existing converter concept concerning: low disturbance to the grid, EMC, low cell ripple current, MPPT, long life time behaviour and the temperature range

2. Work performed and results obtained in 1998

2.1. Introduction

The SCMIC concept includes the well known advantages and disadvantages of the AC- module. Further the low input voltage of up to $2 V_{DC}$ allows a very simple insulation of the module. The system configuration is shown in figure 1.

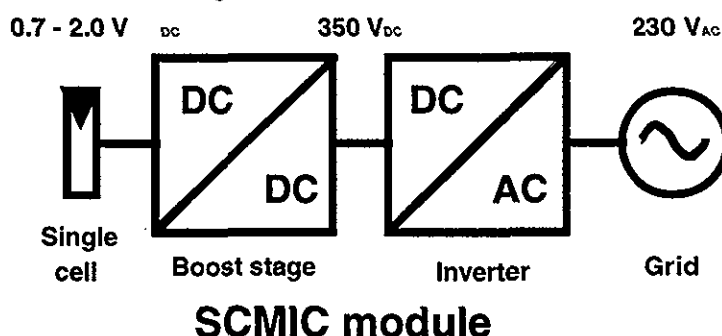


Figure 1: System configuration of the SCMIC-module

2.2. Cost calculations

The overall objective of the project is to decrease specific costs of photovoltaic systems. Since the converter with a very low input voltage tends to be more expensive than the conventional versions with input voltages in the range of 80 to 400 V, the cost reductions must be realised on the cell level. In fact this looks feasible.

As a comparison, the production costs of a single cell module and a conventional amorphous silicon PV module [1] are shown. The approximated costs for a framed module with 2mm glass as a back support are listed in table 1. It shows the same handling qualities as a single cell module on 4mm metal compound substrate. Labour and building costs, leasing charges, interests on capital employed and overheads are not included in the tables 1 and 2.

Process	Material cost (\$/m ²)	Depreciation cost (\$/m ²)	Energy cost (\$/m ²)
Glass	4.8	-	-
TCO Deposition	1.36	3.83	2.76
p-i-n Deposition	3.91	9.13	1.88
Metalization	1.03	4.57	1.56
Patterning	-	1.74	0.42
Encapsulation & Testing	19.06	1.33	0.54
Support Facilities	0.94	6.57	2.64
Total	30.20	27.17	9.80

Table 1: Production costs of a framed double glass module referring to [1]

At a production capacity of 1.5 MWp per year the total material cost will be around 31 \$/m² for a framed double glass module. The encapsulating materials (EVA, additional back glass and polycarbonate frame) account for 61% of the total material costs.

Due to the fundamentally new concept of a single cell module layout there are a number of advantages, which can lower the module production costs. The main effects will be achieved by a continuous flow production of the large thin film cell and by using a substrate such as a façade element.

A rough preliminary material cost analysis shows first encouraging results (table 2).

Process	Material cost (\$/m ²)
Surface treatment	1.00
p-i-n Deposition	4.00
Bus bar / conductor holes	0.50
TCO Deposition	1.50
Hard cover on surface	1.20
Lamination on substrate	0.80
Substrate (e.g. ALUCOBOND®)	10.00
Support Facilities	1.00
Total	21.00

Table 2: Approximated material costs of a SCMIC module

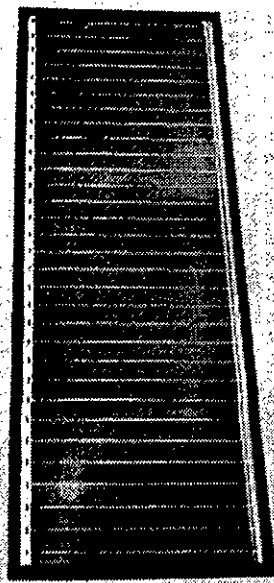
The roughly estimated material costs will be around 2/3 of a conventional amorphous silicon module thanks to the qualities of the ALUCOBOND® substrate. The chosen substrate material combines the stiffness of a framed double glass module and the advantages of a light, inexpensive (according to the qualities) and well-known standard building element. Furthermore it reduces the costs by 1/3. Further cost reduction can be achieved by a continuous flow production process. The potential has not been analysed yet.

Being commercially very sensitive information, the available data on costs for individual process steps and its materials is rather limited. This makes precise cost calculations very difficult.

2.3. Single cell test samples

The first SCMIC test samples were realised with standard grid lines by NAPS France.

The aim of the study was to provide a module designed for the SCMIC project. This module should deliver power under 1.5V nominal voltage. Consequently, the current will reach around 8 to 10 Amps for a 1 ft x 3 ft dimension element. This high level current leads to a specially designed module with particular collectors. 9 plates have been sent mid-January to the project team for further evaluation and testing. Following are the different technical approaches and manufacturing methods described.



Samples with aluminium transversal collectors

A specially designed mask has been prepared for this operation. Aluminium is deposited according the normal process. The pre-defined thickness for good current collection needed 18 repetition (layers) of the deposition process for each plate. After the aluminium deposition, tin-oxide coating is needed in order to prepare the current collection from the whole surface of the cells to the aluminium collector. Production process is based on CVD deposition furnace in which plates have been introduced. It appears that during treatment, a large proportion of introduced plates (4 over 6) were broken at the output. After investigation, it was found that aluminium stripes generated thermal strength during heating or cooling of plates.

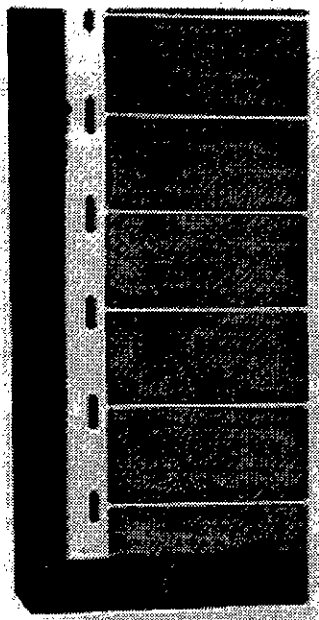
Using the 2 surviving plates, amorphous silicon cell has been deposited. Then again 18 layers of aluminium have been deposited on each plate to get the back electrode contact.

Test and conclusion:

The cell was in short- circuit and no significant voltage was available. Explanation is probably that 18 layers of aluminium of the transversal stripes is too high and silicon thickness is not sufficient to make an isolation on each point with the back electrode.

Figure 2: Single cell test sample using standard grid line

Frontside



Backside

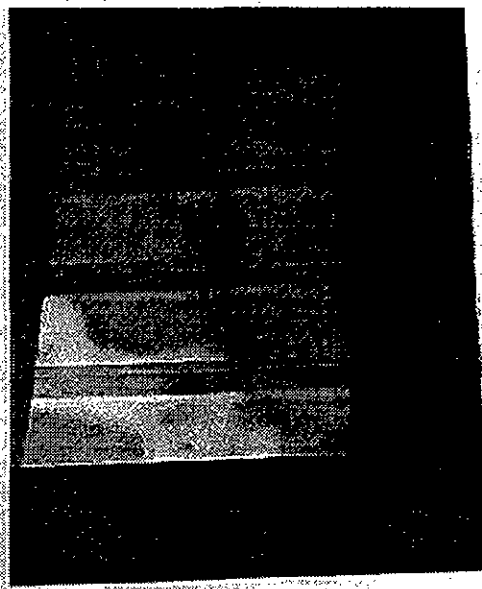


Figure 3: Detail of the front- and backside of a single cell sample

Samples with gradually increasing thickness of aluminium stripes

In order to accelerate the sampling process, NAPS tried to determine which thickness could be acceptable not to have short circuitry. Plates with 6, 8, 10 and 12 layers of the aluminium process operation were prepared. Then the plates were introduced inside the CVD furnace. Only one plate survived the tin-oxide process.

Test and conclusion:

High thickness is really the weak point in this kind of treatment.

Figure 3: Detail of the front- and backside of the single cell test sample

Sample with tin-oxide first + aluminium stripes

2 plates have been prepared according to the following procedure:

CVD deposition on glass

Aluminium stripes deposition (6 layers)

Tandem cell processing

Aluminium back electrode processing (1 layer)

Test and conclusion:

Short circuit was still present between front aluminium stripes and back electrode. It has been noticed some contact between back electrode and front stripes on the edges of the plate.

Samples with tin-oxide first + aluminium stripes + special masking on back electrode

1 plate has been prepared according to the following procedure:

CVD deposition on glass

Aluminium stripes deposition (2 layers)

Single junction cell

Aluminium back electrode processing (1 layer)

Test and conclusion:

Encouraging results were found with $V_{oc} = 0.8V$ and $I_{sc} = 2 A$ before heat- ageing

Parallel work on aluminium substrate (tin-oxide deposition on aluminium samples from Alusuisse) were performed. The aim of this testing was to determine if standard process could be used for tin oxide deposition on aluminium. Following the summarised conclusions:

For thermal reason, aluminium material texture was changed during the process but nevertheless, it was found that tin oxide was sticking on aluminium and that standard cleaning process could be used for getting acceptable plates.

The electrical properties of all test samples are showing that more testing in the manufacturing process is absolutely necessary. Several other options were further evaluated concerning the module layout.

2.4. Converter development

Due to the uncommon input parameters - very low voltage and high current - the converter has to meet very special demands. In addition to the well known requirements on module integrated converters, there is a special challenge in reaching high efficiencies and optimising the trade off between efficiency and costs. The new and most challenging part in converter technology for the SCMIC is the DC/DC-conversion from 0.7 V - 2 V at 100 A to the DC-link voltage of 350 V. Still the DC/AC-conversion is a demanding task, due to the small units of power (150 W - 200 W peak power).

Two DC/DC-converters were evaluated. Presented in this report will be only the DC/DC-converter developed by the Swiss Federal Institute of Technology.

- a two stage converter with special control mode for (nearly) zero current switching on the high current side, MPP-tracking and overcoming the need of electrolytic capacitors, developed by the Swiss Federal Institute of Technology in Zurich

Figure 4 shows the wiring diagram of the two stage converter developed at ETH Zurich. As first stage on the high current side a forward converter consisting of a half bridge configuration (S_1 and S_2), a planar transformer and a full bridge rectifier (D_1 - D_4) is used. It is driven with a fixed duty cycle hardly below 50 % over the whole power range. Running this part without pulse width modulation (PWM) is advantageous for achieving a maximum time of current flow and minimising the effective value of the current in the MOSFET-switches S_1 and S_2 . The conduction losses in these switches are the main drawback on the efficiency of the whole converter. Therefore, S_1 and S_2 consist of several MOSFETs connected in parallel. The presented measurements with this converter are made with S_1 and S_2 consisting of four 5.5 m Ω -MOSFETs each.

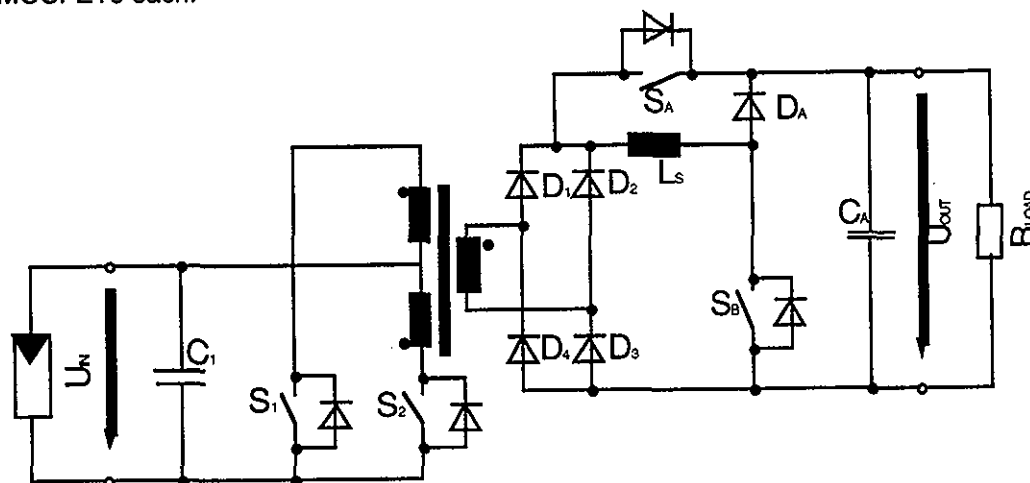


Figure 4: Two stage DC/DC-converter developed at ETH Zurich

The second stage consists of a step up converter (L_S , S_B , D_A) and a commutating circuitry (L_S , S_A , D_A). The step up converter is used for MPP-tracking and keeping away the 100 Hz power pulsations from the high current side and the solar cell. This allows a certain ripple of the DC-link voltage. Hence, in this topology no electrolytic capacitors are needed. Though latest electrolytic capacitors may achieve a lifetime of 20 years under the given conditions (electric stress and temperature), they are still the most critical component in respect of lifetime.

The commutating circuitry works as follows: before the MOSFETs S_1 and S_2 on the input side are switched, MOSFET S_A is turned on. Depending on the state of MOSFET S_B at this moment, the load current in L_S can commute on two different current paths: via transistor S_B , the DC-link capacitor C_A and transistor S_A or via diode D_A and transistor S_A . In both cases the load current is taken from the transformer and the leakage inductance of the transformer is rapidly demagnetised by the high output voltage. Afterwards, the MOSFETs S_1 and S_2 on the primary side are switched. Due to this commutating scheme, only the small magnetising current of the transformer has to be switched on the primary side. Immediately after switching S_1 and S_2 , MOSFET S_A is opened again.

Because S_A only conducts during the short time of commutation, a low current transistor with good switching behaviour can be chosen. Hence, there are only low switching losses in S_A (and neglectable switching losses in S_1 and S_2). Additionally, there are only small overvoltages on the input side, because only the low magnetising current is switched here.

Figure 5 shows a photo of the realised hardware set up of the two stage DC/DC-converter.

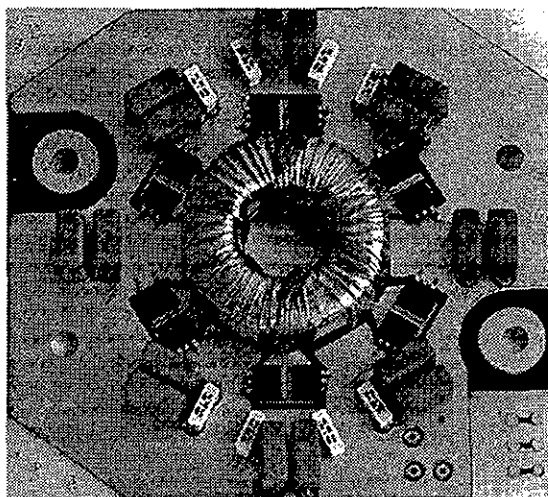


Figure 5: DC/DC-converter developed at ETH Zurich

The measured efficiencies of the converter at different input voltages and 340 V output voltage are shown in figure 6.

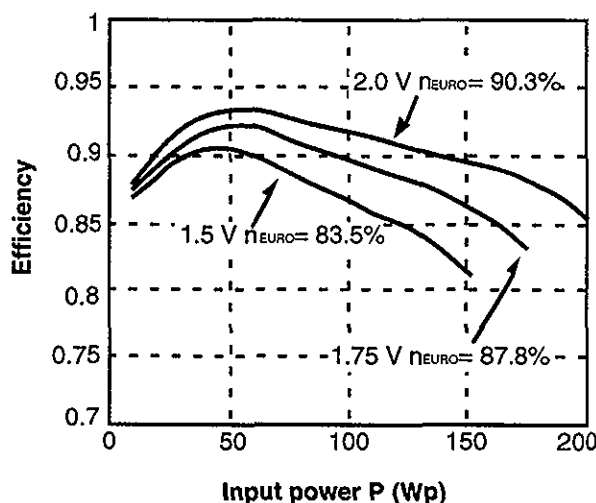


Figure 6: Measured efficiencies of the two stage converter

As can be seen, the converter runs with high efficiency. In the important partial load range the converter already has 90% efficiency at 1.5 V input voltage. Further increase of the efficiency will be easily achieved by increasing the number of MOSFETs connected in parallel on the primary side (S_1 and S_2).

The DC/AC inverter was evaluated and optimised at the ETH Zurich. MOSFET as well as IGBT devices were taken into account for the investigations. The basic converter circuit consists of a voltage source inverter (VSI) shown in Figure 7. The switching scheme for the efficiency measurements of the mentioned inverter is characterised by only one inverter leg switched with high frequency (S_1/S_4 or S_2/S_3) per half period of the grid voltage. The other leg is not switched during this time.

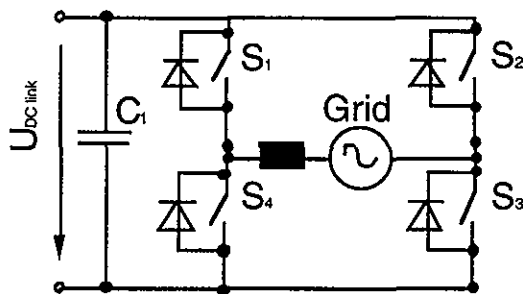


Figure 7: Full bridge inverter

The measured efficiency values at 350V DC link voltage, 230V/50Hz grid voltage, 25kHz switching frequency and a power range from 10W to 200W are shown Figure 8. The efficiency trace 'standard full bridge' represent the efficiency for the first set-up of the conventional full bridge power MOSFET inverter. The other efficiency trace 'modified full bridge' results by:

- a modified inverter leg topology
- an optimised gating scheme
- adapting the gate driving circuit to the switching device

Remarkable is the efficiency improvement that was achieved during the development process: at some 12% of the nominal load the efficiency exceeds 95% and reaches a maximum of around 98%! From the measured efficiency of the optimised DC/AC converter an European efficiency of 96.8% can be calculated!

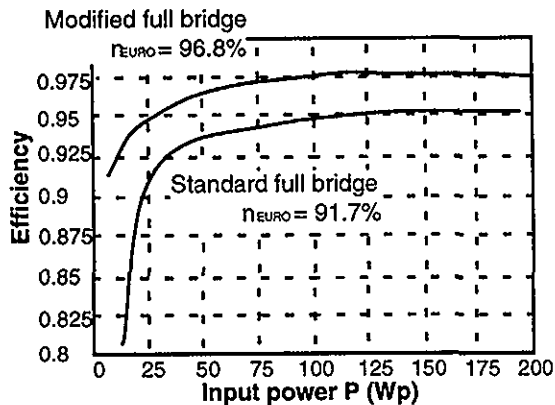


Figure 8: Measured efficiencies of the DC/AC inverter

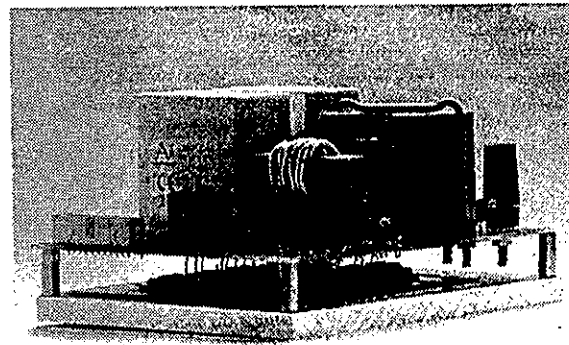


Figure 9: DC/AC inverter developed at ETH in Zurich

Figure 9 shows a photo of the sophisticated DC/AC inverter for sinusoidal mains current.

3. Collaborations, contacts with industry, etc.

The project team consists of following partners:

NAPS in Lens, France / FhG- ISE in Freiburg, Germany / Alusuisse Technology & Management AG in Neuhausen, Switzerland / Swiss Federal Institute of Technology in Zurich, Switzerland / Enecolo AG in Mönchaltorf, Switzerland

The project team is working on some know- how transfer with a Swiss Federal project named 'ALUCOSOL'. The new and future oriented product ALUCOSOL should meet the following aims:

- Modern construction system
- Architecturally and aesthetically satisfying
- Innovative system technology and a fabrication technology for the new facade elements which allows to produce them at similarly costs as the elements without integrated PV cells

In the context of the ALUCOSOL- project, lead by Alusuisse, the idea of SCMIC has been created.

As responsible partner in the SCMIC- project for the module integration technology, Alusuisse is involved in the laboratory tests of the samples, cost evaluation, prototype module production, etc. The participation of Alusuisse in the SCMIC- project ensures the access and transfer of results and experiences made during the ALUCOSOL- project.

In the frame of the ALUCOSOL-Project smaller samples using the throughput connections were being realised in the Swiss Federal Institute of Technology, Institute for field theory and high frequency technology.

Several contacts have been established with the industry concerning electronic power parts, as transformer, MOSFET, etc.

4. Transfer

The 200W DC/DC converter and the DC/AC current controlled mains inverter developed by the Swiss Federal Institute of Technology, R. Schmidt and J. Riatsch are ready for market introduction. Brochures were designed and distributed during the 2nd World PV conference in Vienna.

The sophisticated and high efficiency products will be introduced into markets as soon as interested manufacturers will take the opportunity to produce.

Also the one stage converter unit from FhG- ISE, Tim Meyer is introduced in some commercial application.

Concerning the single cell itself, the conclusion is that further research and development is mandatory! Within this project we can not develop all the process steps required for a single cell module. So far no transfer of results into the market are available. A more committed co- operation with a module manufacturer is necessary.

5. Perspectives for 1999

In September 1998 the project has been finished and closed. Perspectives for the next year are:

- Final report
- Definition of a possible follow-up project
- Establishing of contacts with suitable partners for the market introduction of the converter system
- Production with manufacturers of the converter system

6. Publications 1998

Author	Paper Title	Place and date of the presentation
T. Meyer, D. Ruoss, et. al.	SCMIC	First Joule III PV Contractor's meeting in Brussels, May 98
T. Meyer, et. al.	SCMIC	2 nd World Conference on PV Energy Conversion in Vienna, 1998
D. Ruoss, J. Riatsch, et. al.	SCMIC, Annual Report	December 1998
D. Ruoss, T. Meyer, et. al.	SCMIC, Final Report	October 1998 – January 1999

6.1. References

- [1] K.S. Srinivas 'Energy investments and production costs of amorphous silicon PV modules', Institute de Microtechnique Universite de Neuchatel, 1991

Annual report 1998

BBW Project Number: 96.0293

ENET Number:

Project Title: Accelerated Reliability Improvement AC-Modules

Abstract:

The goal of this project is to improve the reliability of the AC-module by improving the reliability of both inverter and module, aiming at a lifetime expectancy figure of at least 10 years.

The first objective is the determination and improvement of the reliability and operational life-time of AC-module inverters. This will be done by (electrical) immunity tests and by environmental stress tests in a climatic chamber. These tests will be done to determine the operational lifetime and the most frequently occurring failure mechanisms in the inverter. The results from these tests will be used to make an improved inverter design for AC-modules.

The second objective is the development of a hot-spot detector to prevent large scale modules (>100W) from hot-spots without the use of by-pass diodes. Instead of limiting the voltage across a number of cells, as done with the bypass diode, the new method limits the current through the solar cells. A detector for a hot spot is needed to give an alarm signal for lowering the current in the affected string.

Prototypes of the voltage comparison method have been built and included in the 200W modulintegrated solar inverter Solcollno. The prototypes have successfully been tested at the Engineering School in Winterthur. The temperature sensitive method has been skipped due to technical and cost reasons.

The project will be carried out with partners from the Netherlands and Italy.

Duration of the project:

1.7.1997 - 1.7.1999 (prolonged until 1.2.2000)

Responsible for the project:

Roland Schmid

Reporting on the project:

Roland Schmid/Dominik Halter

Address:

Alpha Real AG
Feldeggstrasse 89
CH-8008 Zürich

Telephone:

01 383 02 08

Fax:

01 383 18 95

E-mail:

alphareal@access.com

1. Projektziele 1998

Projektziel für 1998 ist die Umsetzung der Detektionsmechanismen in die Praxis und testen der Prototypen. Allfällige Fehler sollen im Design berücksichtigt werden.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Einführung

Um in kristallinen Solarzellenmodulen höhere Spannungen zu erzeugen, werden Solarzellen seriell verschaltet. So weisen zum Beispiel Standardmodule zum Laden von 12 Volt-Batterien rund 36 in Serie verschaltete Zellen auf. In modernen Grossmodulen werden zum Teil bis zu 160 Solarzellen in Serie verschaltet, um bei geringen Strömen und damit kleinen Leitungsverlusten hohe Leistungen erzeugen zu können.

Ein spezielles Problem ergibt sich dann, wenn in einem solchen Strang von in Serie geschalteten Solarzellen einzelne Zellen ganz oder teilweise beschattet werden. In diesem Betriebszustand kann die Spannung über einer derart beschatteten Zelle aufgrund ihrer speziellen Dunkelstromcharakteristik negativ werden, womit die beschattete Solarzelle in einen Betriebszustand gerät, wo sie elektrische Leistung in Wärme umsetzt.

Wie Messungen gezeigt haben, können dabei unter Extremsituationen Temperaturen von über 170 Grad Celsius entstehen. Derart aufgeheizte Zellen können zur Zerstörung des Modulaufbaus führen. Diese Problematik ist in der Literatur unter Hot Spot bekannt.

2.2 Vermeidung von Hot Spot durch Spannungsbegrenzung

Die elektrische Strom-Spannungscharakteristik einer kristallinen Siliziumsolarzelle entspricht in ihrem Verlauf derjenigen einer Diode, wobei die Kennlinie um den Betrag des Photostroms verschoben ist. Entsprechend der in der Elektrotechnik definierten Bezeichnung werden Verbraucher in der Stromspannungsebene im ersten und dritten Quadranten und Erzeuger im zweiten und vierten Quadranten dargestellt. In Anlehnung an diese Nomenklatur geht die reine Diode durch den ersten und dritten Quadranten und wird durch den Photostrom auch in den vierten Quadranten verschoben. Damit ergibt sich eine spiegelbildliche Darstellung der Stromspannungskurve gegenüber der in der Photovoltaik eher gebräuchlichen Darstellung.

Durch die Serieschaltung von einzelnen Solarzellen werden deren Spannungen addiert, zum Beispiel in einem 36-Zellenmodul zu rund 20 Volt Leerlaufspannung. Die gestrichelte Linie zeigt in diesem Fall die resultierende Stromspannungscharakteristik. Bei der Abschattung einer einzigen Zelle ergibt sich eine neue Stromspannungscharakteristik, wobei die möglichen Stromspannungswerte bedeutend kleiner sind als im unbeschatteten Modul. Insbesondere fließt der durch die unbeschatteten Zellen erzeugte Strom auch durch die beschattete Zelle, welche durch die entstehende negative Spannung in den Verbraucherquadranten gerät und dort die sogenannte Hot Spot Verlustleistung absorbiert.

2.3 Schutz gegen Hot Spot durch Strombegrenzung

Die Schutzschaltung mit anti-parallel geschalteten Bypass-Dioden hat den grossen Vorteil, dass diese als Passivelement wirksam sind, ohne dass aktive Steuerelemente zum Schutze notwendig sind. Auf der andern Seite ist der Aufwand für die Verschaltung solcher Bypass-Dioden für Module mit mehr als 18 Zellen nicht zu unterschätzen. Insbesondere wächst dieser Aufwand bei Grossmodulen, wo bis zu vier oder fünf solcher Dioden notwendig sind. Der Aufwand zum Anschliessen dieser Dioden, welche in rückseitig angebrachten Anschlussdosen eingebettet sind, ist zum Teil erheblich und belastet die Herstellungskosten von Grossarmodulen.

Für die Herstellung solcher Grossarmodule wurde deshalb ein neues Konzept entwickelt, das nun neu nicht die Spannung, sondern den maximalen Strom im Hot Spot Falle begrenzt (Patent angemeldet). Dieser neue Ansatz erlaubt insbesondere bei Grossmodulen mit integrierten Solarmodulwechselrichtern wesentliche Kostenreduktionen.

2.3.1 Detektionsprinzipien

In der Evaluationsphase konnte von 4 möglichen Prinzipien die zwei in Bild 1 beschriebenen als die am besten zu implementierenden Möglichkeiten gefunden werden.

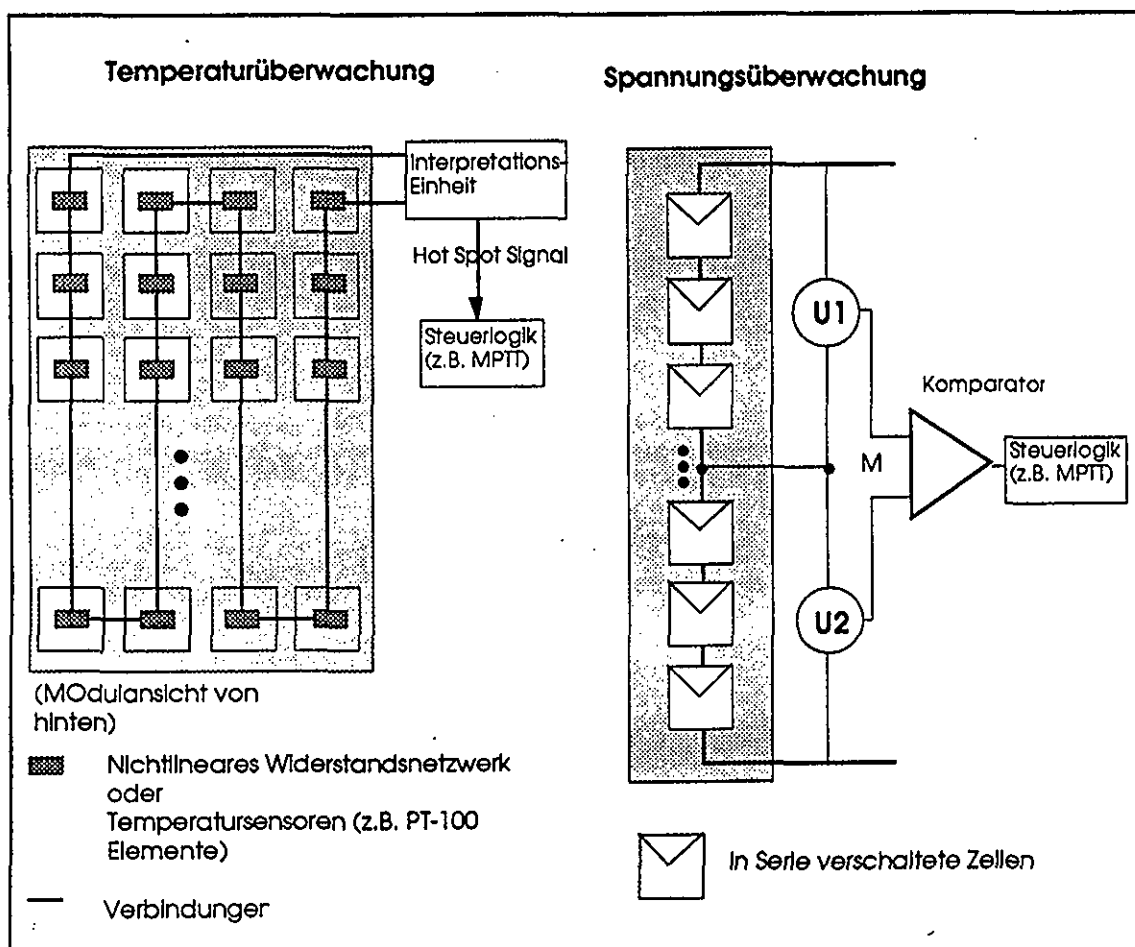


Bild 1 zeigt die zwei vielversprechendsten Methoden um einen Hot-Spot zu detektieren.

2.4.2 Test des Prototyps an der Ingenieurschule Winterthur

Bild 3 zeigt die Messvorrichtung bei der Laboranlage in Winterthur. Die Anlage ist so konzipiert, dass die gesamte 3 kW Anlage auf ein Verteiltableau im Labor geführt wird. Auf dem Tableau besteht die Möglichkeit die Bypassdioden gewisser Module zu überbrücken.

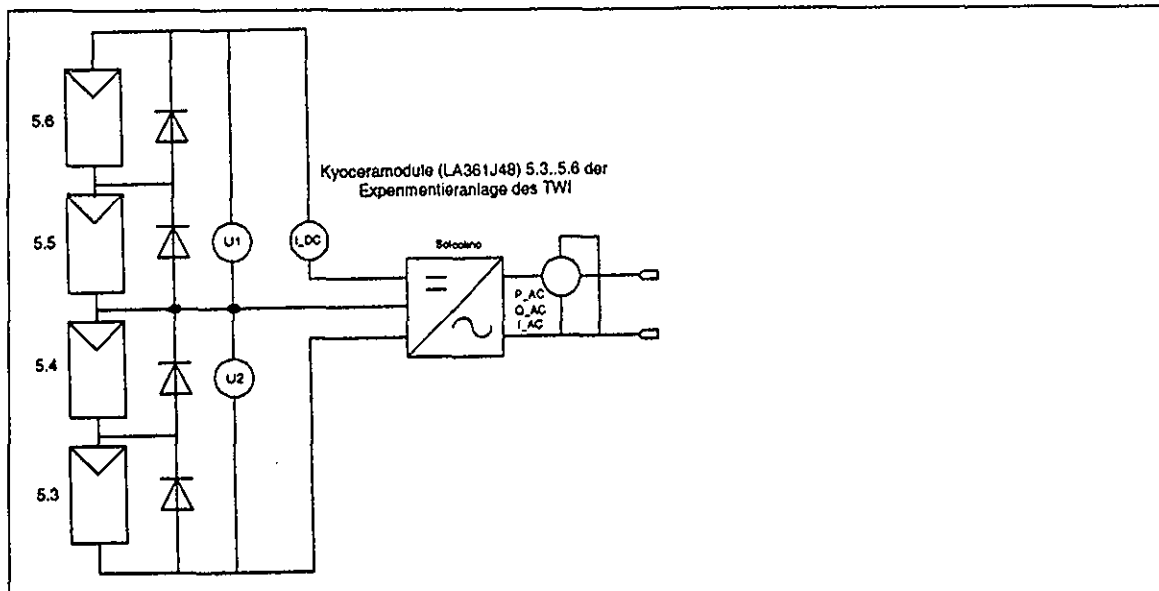


Bild 3 zeigt das Schema wie die Messungen am Solcollino Wechselrichter durchgeführt wurde. Mittels dieses Aufbaus konnte das Verhalten des Hot Spot Detektors und dessen Einfluss auf die Regelung gemessen werden.

Exemplarisch sei das Verhalten der Schaltung am Beispiel der halbbeschatteten Zelle im vorgezeigten Aufbau (Bild 3) aufgezeigt.

Wird in einem der vier Kyocera Module eine halbe Zelle in einer Modulhälfte, gebildet aus je 2 Modulen, abgeschattet stellt sich die Strom-Spannungs-Charakteristik gemäss Bild 4 ein.

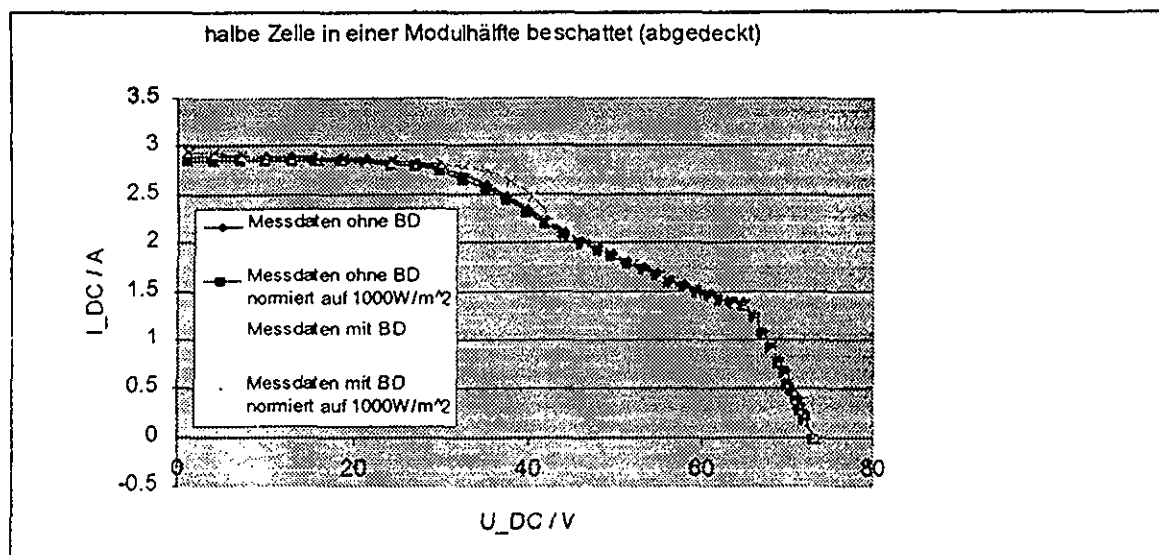


Bild 4 zeigt die Strom-Spannungs-Charakteristik bei einer Abschattung einer halben Zellen in einem String von vier Kyocera Modulen. Die Kurven zeigen die Verläufe mit Bypassdioden und ohne

Bypassdioden. Deutlich schält sich heraus, dass die Kurve bei höheren Strömen durch die unbeschatteten Module bestimmt wird. Das beschattete Modul wird von der Bypassdiode überbrückt und trägt im unteren Strombereich wo die Bypassdiode nicht mehr aktiv ist, zum Kurvenverlauf bei. Statische DC-Messungen mit Hot Spot Detektor sind nicht möglich, da diese Regelung im Wechselrichter eingebaut und deshalb nur im dynamischen Betrieb aktiv ist.

Bild 5 zeigt das Verhalten der Regelung wenn der Hot Spot Detektor zugeschaltet ist. Die Messung erfolgte auf der DC Seite.

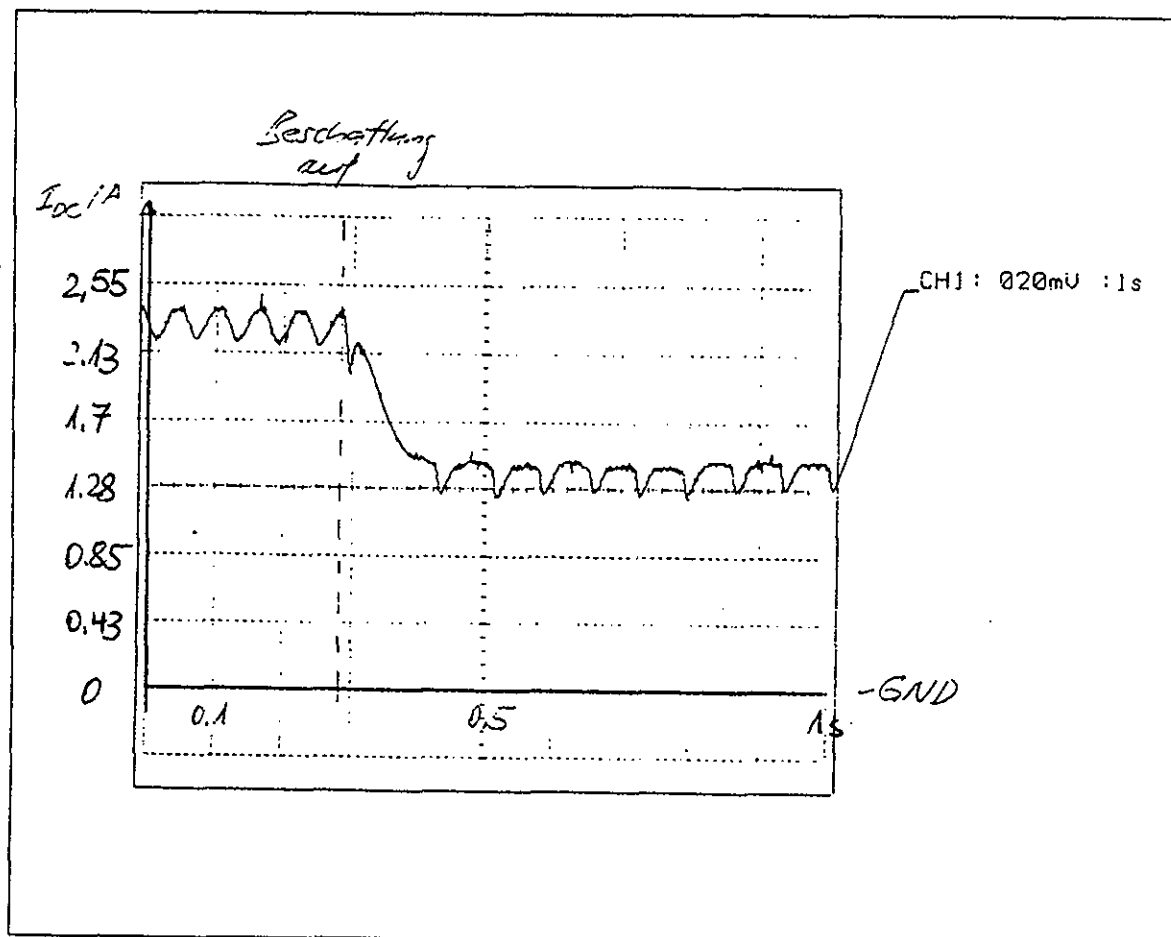


Bild 5 zeigt die Messungen mit aktivem Hot Spot Detektor im Solcollino Wechselrichter. Durch die Differenz der Spannungen in den Modulhälften reduziert der Wechselrichter die Leistung auf die Hälfte.

Schlussfolgerungen:

Die Messungen an der Ingenieurschule Winterthur zeigten, dass der Hot Spot Detektor funktioniert. Im Vergleich mit den Bypassdioden. Stand der Technik konnte festgestellt werden, dass der Hot Spot Detektor bei einer abgedeckten Zelle massiver zurückregelt als die Bypassdiode. Im Fall mit 4 Kyocera Modulen wird die Leistung bei einer abgeschatteten Zelle und Bypassdiode auf 3/4 reduziert. Ein Panel fällt weg, da die Bypassdiode bei beschatteter Zelle in den leitenden Zustand und so das Modul überbrückt. Bei einer beschatteten Zelle mit Hot Spot Detektor fällt der Strom auf 10% ab.

Die bedeutend höhere Stromverringernng als bei der Bypassdiode ist augenfällig. Im Gegensatz zu der Bypassdiode die normalerweise in der Modulanschlussdose eingepackt ist, kann im Falle des Hot Spot Detektors die Information, dass eine

Stromverminderung eingetreten ist, dem Betreiber der Anlage als Störung melden. Behebt der Anlagebesitzer diese Hot Spot Situation läuft die Anlage wieder auf voller Leistung. Im Fall der Bypassdioden wird eine Hot Spot Situation erst bei einem Routinecheck der Anlage bemerkt und behoben. Für den Energieverlust die bei einem Hot Spot entsteht der durch eine Bypassdiode geschützt wird, ist die Zeit zwischen dem Entstehen des Hot Spots und der Routinebegehung entscheidend. Im Extremfall kann dies bis zu einem Jahr dauern. Beim Hot Spot Detektor wird dem Betreiber eine Hot Spot Situation gemeldet. Die Zeit die verstreicht bis eine Hot Spot Situation bereinigt ist liegt im Extremfall bei einer Woche. Das heisst, der Ertragsausfälle bei Hot Spot liegt für die beiden Methoden im ähnlichen Bereich, für den Fall der Extremwerte ist der Energieausfall durch eine stationäre Hot Spotsituation beim Hot Spot Detektor kleiner.

Auf diesen Punkt wird bei den Messungen im Frühjahr und Sommer 1999 noch eingehender untersucht werden.

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen

Im Rahmen der Evaluation wurde Kontakt zu Wechselrichter Hersteller aufgenommen um die Implementation eines Hot -Spot Detektors zu diskutieren.

4. Allfälliger Transfer von Ergebnissen 1998 in die Praxis

Die Resultate wurden in die neuste Serie der Solcolino Wechselrichter aufgenommen

5. Perspektiven für 1999

Es ist vorgesehen, 1999 mit den Outdoor tests zu beginnen und die AC-Module (Solarmodule mit integriertem Wechselrichter plus Hot Spot Detektor) unter nicht idealen Bedingungen, sprich verschiedene Abschattungsmuster zu testen.

6. Publikationen 1999

- Jahresbericht 1998
- R. Schmid et al., „New Protection Principle Against Hot Spots In Crystalline Silicon Cell Modules for Implementing in Module-Integrated Inverters“, 2nd world conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna 1998
- Berichte für die EU: -Mid term assesement report

Annual report 1998

BBW Project Number: 95.0273

ENET Number:

Project Title: PV Checker: Research on low cost PV system checker devices for future application in the individual PV system monitoring

Abstract:

The goal of this project is to analyse the need for monitoring PV system performance and to evaluate and develop a low cost monitoring device which allows PV system owner to verify whether his system is working as expected or not. The real reason behind the project is that PV system owners have difficulties in assessing if their PV system is operating satisfactory and producing the maximum potential energy. This is especially true when the system is grid connected. PV systems do not make noise, are placed in the sun and generate electricity which is fed into the grid. It would be very helpful for the owner of the system if a kind of on-off indication would give him guidance whether his PV system is o.k. or not.

The partners agreed to put the effort on the evaluation of a sophisticated algorithm for the PV-Checker. In this context a sensitivity analysis on the Matlab/Simulink tool has been carried out at Alpha Real. It pointed out that an improved accuracy on the insolation measuring side has the more accuracy for the PV-Checker than an improvement on the AC-energy measurement side. The „return on investment“ for the irradiation sensor is higher than for the Energy meter.

Encapsulation material for the evaluated irradiation sensor has been evaluated. An epoxy material such as Araldit and a Silicon glue as a more soft material. These two materials will be further used for tests and their transmission behaviour, especially when providing the sensor with a filter, will also be evaluated.

Duration of the project:

1.9.1996 - 30.6.1999

Responsible for the project:

Roland Schmid

Reporting on the project:

Roland Schmid/Lukas Tanner

Address:

Alpha Real AG
Feldeggstrasse 89
CH-8008 Zürich

Telephone:

01 383 02 08

Fax:

01 383 18 95

E-mail:

alphareal@access.ch

1. Projektziele 1998

Projektziel für 1998 ist die Evaluation von Einbettungsmaterialien für den Einstrahlungssensor sowie die Sensitivitätsanalyse des PV-Checker bezüglich Genauigkeit der Sensoren.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Die Arbeiten im Jahre 1998 umfassten vor allem die Evaluierung von geeigneten Messverfahren und Geräten. Bei der Auswahl der Messverfahren ergaben sich weitere Untersuchungen die im folgenden erläutert werden.

2.1 Einbettungsmaterial für den integrierten Einstrahlungssensor

Als Einstrahlungssensor wurde der OPT101 vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (FISE) ausgewählt. Als Licht-Frequenzumwandler erfüllt er die Bedingungen bezüglich spektralen Empfindlichkeitsbereich am besten. Daneben wurden vom FISE auch andere pn-Photodioden und Licht-Spannungswandler untersucht die aber mit der spektralen Empfindlichkeit weit neben derer von Siliziumsolarzellen, die ja noch immer den grössten Teil der Zellen in installierten Anlagen ausmachen, lagen.

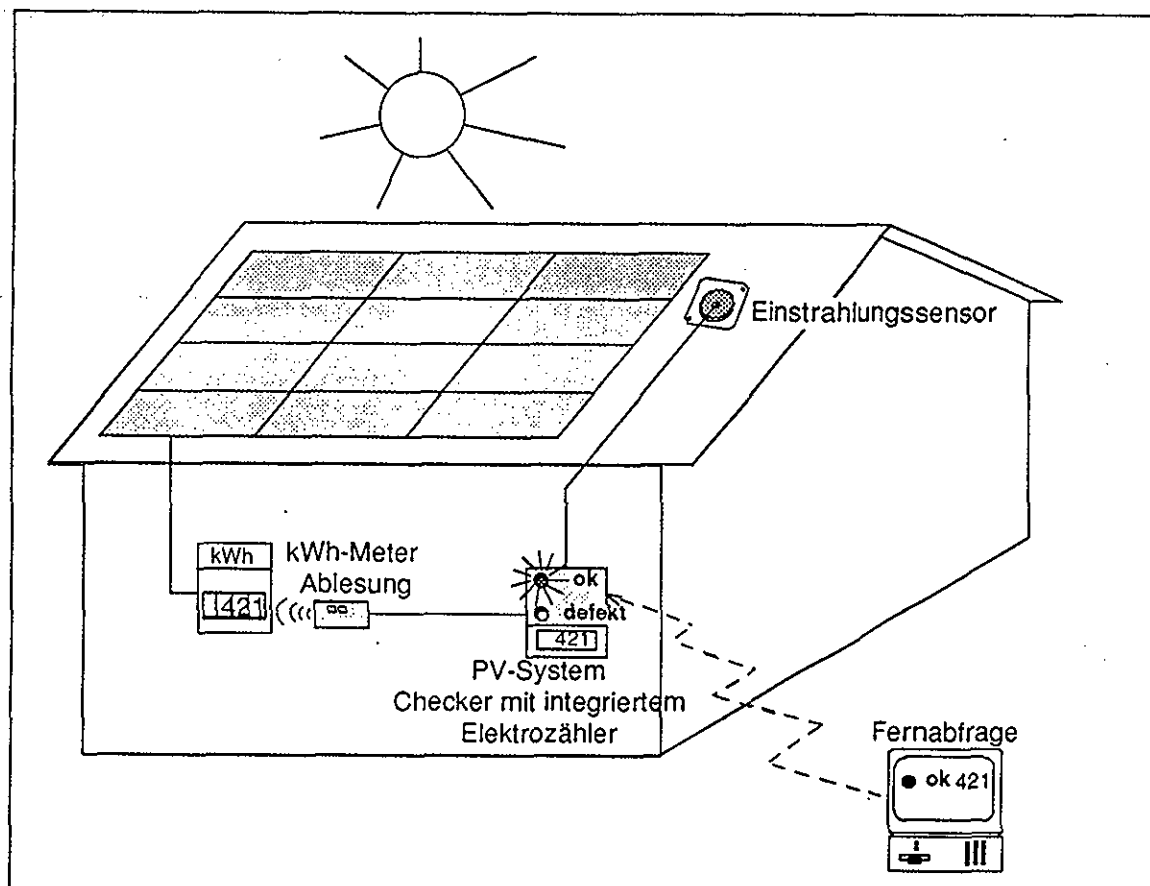


Bild 1 zeigt den PV-Checker in einer Installation mit Einstrahlungssensor auf dem Dach der Elektrozeählerablesung und dem Gerät für eine Fernabfrage.

Wie aus Figur 1 ersichtlich, soll der Sensor auf dem Dach installiert werden. Die Anforderungen an den OPT101 Sensor stellen neben den Bedingungen, dass der Sensor allwettertauglich sein soll, auch eine kleine Signaldrift über die Lebensdauer des Sensors. Dies hat zur Folge, dass der Sensor mit einem Filter ausgerüstet werden soll, der einen Transmissionsgrad von 23 % hat. Bei der Firma Balzers wurden diverse Filter unter evaluiert und zwei davon in die engere Wahl genommen.

Criteria	Glasfilters	Quartz Glas filter
Application	VIS till NIR	UV
Wavelength range	400-2800 nm	220-2800nm
Material	B-270	Quartzglas Infrasil 1
Transmission at 550nm	25.12 or 19.95 or 15.85	25.12 or 19.95 or 15.85
Tolerance	± 5%	± 5%
Size	10x5x1.1 mm	10x5x0.8 mm
Price	13.50Sfr/piece at 100 4.70 Sfr /piece at 500	18.75 Sfr. /piece at 80 pieces

Tabelle 1 zeigt die Balzersfilter um die Einstrahlung für den OPT101 Sensor auf T=23% zu reduzieren.

Der Glasfilter wurde beim FISE mit dem OPT101 Sensor kombiniert und die Resultate zeigen, dass sich durch den Filter ein lineares Messsignal von Einstrahlung und Spannung ergibt. Der Filter trägt zur Verbesserung der Linearität des Messsignales massgeblich bei.

Um die Kombination Filter, OPT101 und Signalelektronik optimal zu verbinden, wurden verschiedene Einbettungsmaterialien untersucht.

Folgende Merkmale sind für solche Einbettungsmaterialien von Bedeutung

1. Wasser und Luft undurchlässig
2. Transparent
3. Einfache Handhabung
4. Niedriger Preis
5. UV-resistent
6. Allwettertauglich

Von den neun untersuchten Materialien wurden deren zwei für die weitere Überprüfung im Labor ausgewählt.

1. Dow Corning RTV 3140:

- Kleb- und Dichtungsprodukt das sehr gute Flieseigenschaften aufweist.
- Da Silikon UV-, Alters- und Wetterbeständig und dabei elastisch bleibt, wird es häufig zum Vergiessen von Elektronik Printplatten gebraucht. Speziell um SMD zu vergiessen, wo schon kleine mechanische Spannungen zum Ablösen von Bauteilen von den Printplatten führen, können ist Silikon ein geeignetes Material.
- Das Material ist zu 80% transparent. Der Transmissionsgrad kann über die Dicke und durch Zugabe von Russ weiter eingestellt werden.

2. Epoxy Material (z.B. Araldit 2020 (XW396/XW397))

- Dieses Material ist transparent, UV beständig und wird bei einer Applikation kleiner als 0.5 dl nicht spröde. Über dieser kritischen Masse kann das Epoxy bei der exothermischen Reaktion beim Vernetzen mechanische Spannungen aufbauen. Dieser Typ von Epoxy wird häufig beim Verbinden von Gläsern gebraucht. Hier sei der Anwendungsbereich bei Farb- und Lichtspektrometern erwähnt.

Product Distributor	properties	Advantage	Disadvan- tages	Temp. stability (°C)	Heat expansion coefficient (1/°C)	price (Sfr./kg)
Epoxy 302 Polyscience	Two comp. adhesive Mix: 1:1		yellowing at intensiv irradiation	until 80°C		286
Epoxy 320 SP Systems	Two component transparent with an UV- film absolutely UV-resistant Mix: 5:1	-thin fluid				46.-/l UV-film: 40.-/l
Epoxy 106	used in ship construction					46.-/l
Vitralit 3M	UV hardend one component adhesive	-harden in sec.				
6172				-40 till 125	$104 \cdot 10^{-6}$	515
6179				-40 till 150	$68 \cdot 10^{-6}$	515
6180				-40 till 150	$62 \cdot 10^{-6}$	515
6181				-40 till 150	$58 \cdot 10^{-6}$	515
7104				-40 till 125	$45 \cdot 10^{-6}$	562.2
7105				-40 till 125	$42 \cdot 10^{-6}$	562.2
7106				-40 till 125	$40 \cdot 10^{-6}$	562.2
7512				-40 till 125	$45 \cdot 10^{-6}$	572.7
Duralco Polytec 861	two component transparent					174.60/l
Epofek Polyscience	one component Epoxy UV hardened					
OG114						493.-
OG112						548.50
OG113						482.40
Sylgard	two component thin fluid transparent Silicon					
184				-55 till 200	$9.6 \cdot 10^{-4}$	63.50/kg (>110kg)
517 A&B				-55 till 200	$9.5 \cdot 10^{-4}$	30.50/kg (>105kg)
Dow Corning Plüss Stauffer RTV 3140	One Component Elastomer transparent				$8.8 \cdot 10^{-4}$	120.-/l
Araldit 2020 Novartis	Two component Epoxy colourless transparent	- especially for glas application				

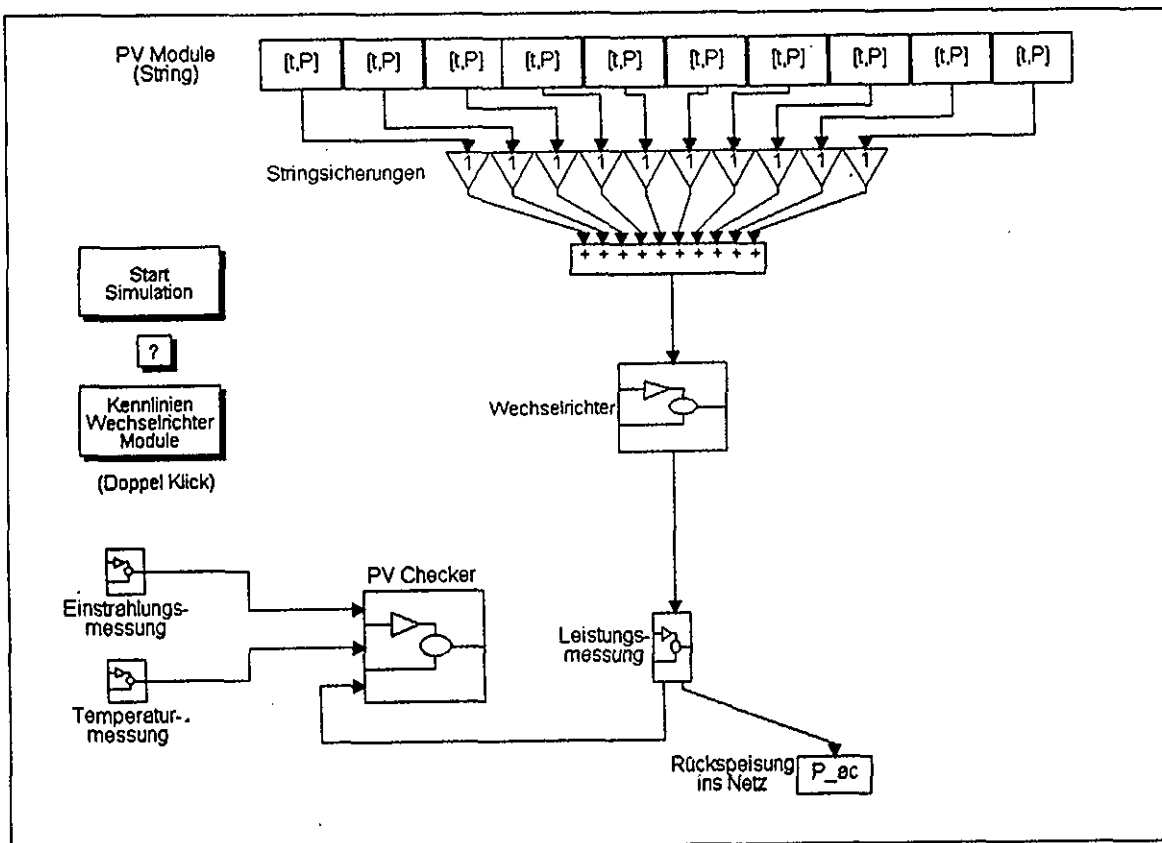
Tabelle 2 zeigt die verschiedenen Einbettungsmaterialien, deren physikalischen Eigenschaften und die Gestehungskosten

2.2 Sensitivitätsanalyse

Um den Einfluss der verschiedenen Messgrößen auf die Genauigkeit des PV-Checkers abzuschätzen, wurde eine Sensitivitätsanalyse mit Variation der Messungenauigkeiten der besprochenen Größen (Einstrahlung, Leistung, Temperatur) durchgeführt. Die Frage welchen Aufwand in welcher Messung notwendig ist um die optimale Genauigkeit für den PV-Checker zu erhalten, soll damit geklärt werden.

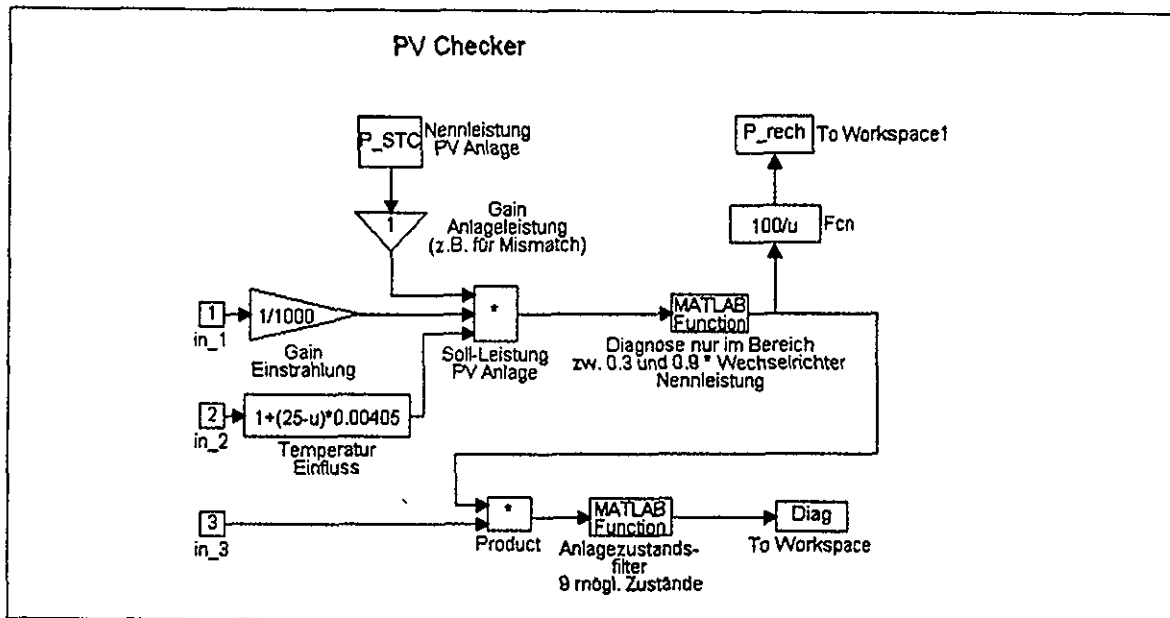
In Matlab-Simulink (MS) wurde ein einfaches Modell entwickelt um die Systemdiagnose des PV-Checkers in Abhängigkeit der Genauigkeit der Inputparameter zu untersuchen.

Die Genauigkeit der Diagnose eines PV-Checkers ist natürlich sehr stark von den verwendeten Messgeräten abhängig. Diesem Umstand wurde im MS-Modell Rechnung getragen. Durch Veränderung der Simulationsparameter wie Ausfall einer Strangsicherung, Beschattung (Verändern der Modulkenlinie) und ändern der Wechselrichterwirkungsgradkurve, können Fehler der Anlage implementiert werden. Es wurde angenommen, dass nur im Bereich von 0.3-0.9 der Anlageleistung überprüft wird. (Linearisierung der Wechselrichterwirkungsgradkurve in diesem Bereich nahezu optimal). Für die Einstrahlung und den Temperaturverlauf wurden Kurven früherer Messungen verwendet.



Figur 2 zeigt das MS Modell der PV-Anlage mit integriertem PV-Checker. Die Anlage besteht aus 10 Strings à 210 W_{stc} und werden durch Strangsicherungen auf den DC-Bus geführt, der dann zum Wechselrichter gelangt. Die Strangsicherungen können ein uns ausgeschaltet werden um Fehler zu simulieren. Der Wechselrichter wird mit einem linearen Wirkungsgrad von $0.3 \cdot P_{max}$ bis $0.9 \cdot P_{max}$ modelliert. In diesem Bereich wird auch der PV-Checker seine Prognose abgeben. Unter 30% und über 90% wird die Anzeige eingefroren resp. „Not checking“ ausgegeben. Es wird angenommen, dass innerhalb eines Tages der Leistungswert der Anlage in diesen Bereich kommt wo der Checker arbeitet.

Die Fehler der Messungen von Einstrahlung, Temperatur und AC-Leistung wurden variiert und es konnte festgestellt werden, dass mit diesem einfachen Modell die Genauigkeit der Messparameter 5% nicht unterschreiten muss. Die Temperatur wurde im Modell als ein separate Messung implementiert. Im realen PV-Checker soll die Einstrahlungsmessung temperaturgewichtet sein um keine Temperatursensoren zusätzlich installieren zu müssen.



Figur 3 zeigt das PV-Checker Modell in Matlab Simulink. Der PV-Checker besitzt 3 Eingänge wie aus Figur 2 hervorgeht (Leistungsmessung, Temperaturmessung und Einstrahlungsmessung). Jede Messung kann mit einem Fehler beaufschlagt werden, um die Qualität des PV-Checkers zu überprüfen. Der Temperatureinfluss (minus 0.405% Leistungseinbusse pro Grad °C) wird ebenso berücksichtigt wie Modulmismatch (Eingabe 0-1) der PV-Anlage.

Beim PV-Checker werden 9 mögliche Anlagezustände unterschieden:

Anzeige	Bedeutung
100%	Anlage ok.
90 %	Anlage läuft zu 90%
80%	Anlage läuft zu 80%
70%	Anlage läuft zu 70%
60%	Anlage läuft zu 60%
50%	Anlage läuft zu 50%
40%	Anlage läuft zu 40%
0 %	Anlage Defekt
-5 %	Keine Diagnose möglich (Anlageleistung unter 30% resp. über 90%)

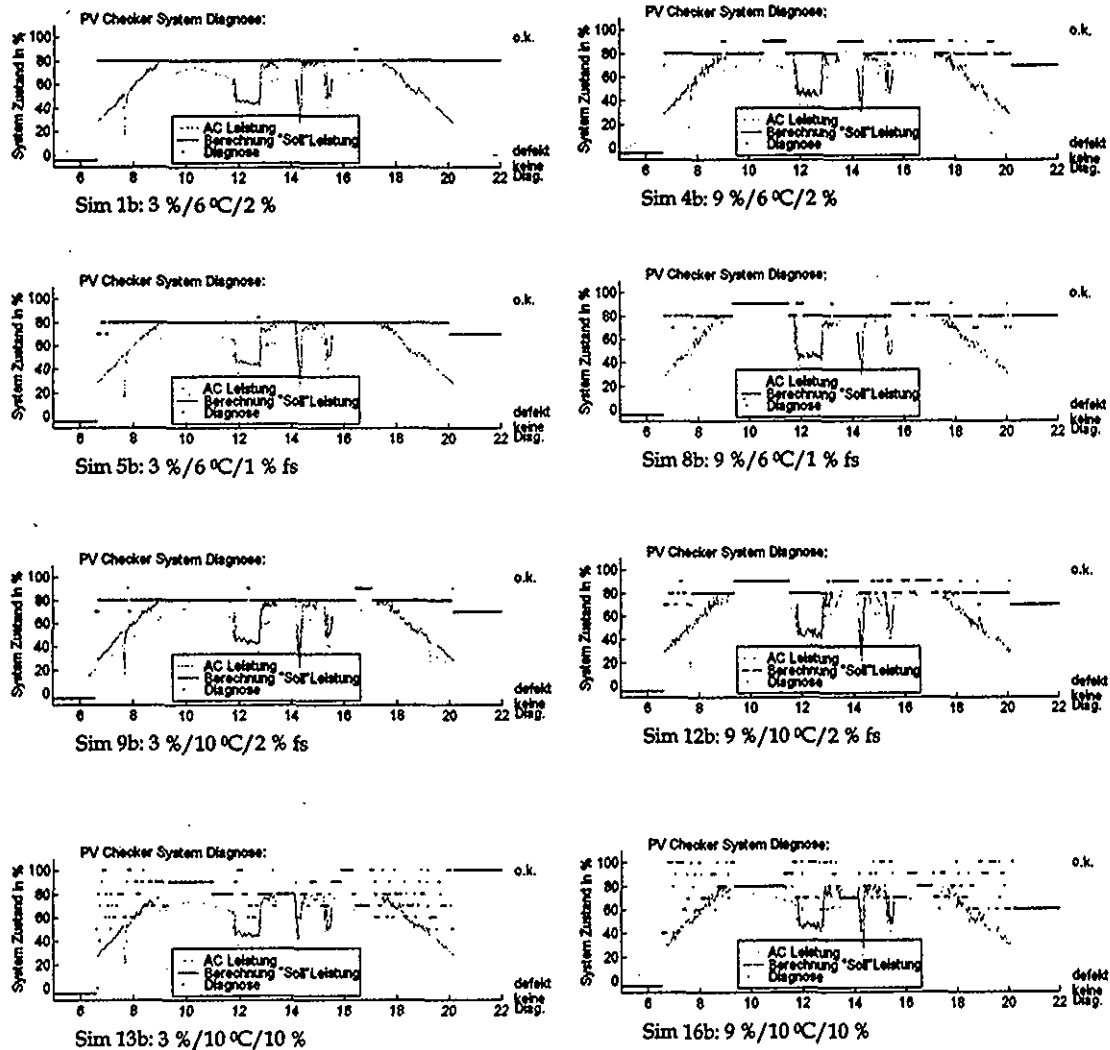
Wie unter Figur 3 ausgeführt können verschiedene Fehler eingegeben werden:

Fehler	Eingabemöglichkeit im Programm
Stringsicherung	1 oder 0 (o.k. oder defekt)
Abweichung vom MPP	0 oder 1
Messfehler Leistungsmessung	0.01 bis 0.08 (1-8%)
Messfehler Einstrahlungsmessung	0.01 bis 0.12 (1-12%)
Messfehler Temperaturmessung	0.5 bis 20°C

In Figur 3 sind diverse Simulationen ausgeführt. Bei diesen Simulationen wurden zwei Stringsicherungen ausser Betrieb genommen. Der Sollwert der Anlage beträgt 80% den der PV-Checker bei korrekter Anzeige auch angeben soll.

Simulationen mit zwei defekten Stringsicherungen → Diagnose Sollwert 80 %

Simulations Nr.	Einstrahlung	Temperatur	Leistung
Sim 1b	3%	6 Grad C	2%
Sim 4b	9%	6 Grad C	2%
Sim 5b	3%	6 Grad C	1% fs
Sim 8b	9%	6 Grad C	1% fs
Sim 9b	3%	10 Grad C	2% fs
Sim 12b	9%	10 Grad C	2% fs
Sim 13b	3%	10 Grad C	10% fs
Sim 16b	9%	10 Grad C	10% fs



Figur 4 zeigt die Resultate diverser Simulationen. Aus der Tabelle ersieht man wie die Simulationsparameter bei welcher Simulation geändert wurde. fs (Full Scale) bei der Leistungsmessung bedeutet Prozent Fehler bezüglich Vollausschlag des Energlemessgerätes.

Folgerungen aus den Simulationen:

Die Energiemessung mit einem Fehler von 10% ist untragbar. Die Simulationen 13b und 16b zeigen dies deutlich. (Simulationen 12b/16b) Der Markt bietet bereits günstige Geräte an die im Bereich 2%fs (2% Genauigkeit bei Vollauschlag) liegen und Messungen zeigten, dass diese Low cost Geräte, wenn dynamisch nicht extrem gefordert, einen Vergleich mit teureren Geräten durchaus aufnehmen können.

Die Temperatur hat einen grossen Einfluss auf das Resultat. Ohne die Temperatur zu erfassen, sei es direkt mit einer Temperaturmessung oder als Faktor in der Einstrahlung oder in der Energiemessung, kann der PV-Checker kein genügendes Resultat liefern. In Figur 4 sind dazu keine Simulationen ausgeführt, aber frühere Erkenntnisse auch von anderen Instituten lassen diesen Schluss zu. Insbesondere Herr Blässer, früher beim ESTI und Kenner der Materie, plädierte immer für die Mitberücksichtigung der Temperatur.

Der Einfluss der Einstrahlung auf den PV-Checker ist am grössten. Alle Simulationen mit einem Fehler bei der Einstrahlung von 9% weichen erheblich von denen bei 3% ab. D.h. bei einer Investition in den Einstrahlungssensor gewinnt man mehr als wenn in das Energiemessgerät besserer Güte investiert wird.

Eine PV-Checker mit einer Einstrahlungsgenauigkeit von 3-5% einer Temperatursensor mit einer 10°C genauen Angabe und einem Energiemessgerät mit 2% full scale Genauigkeit kann der PV-Checker gemäss dieser Matlab/Simulinkmodellierung in 4 von 5 Fällen exakt anzeigen. Integriert man im PV-Checker ein Selbstlernalgorithmus, was das Ziel des Projektes nach diversen Sitzungen ist, kann die Anzeige weiter verbessert werden.

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen

Im Rahmen der Evaluation wurde Kontakt aufgenommen mit verschiedenen Herstellern in der Schweiz, die in der nächsten Phase in das Projekt eingebunden werden könnten. Dabei geht es darum, die im bereinigten Pflichtenheft aufgestellten Anforderungen an den PV-Checker allenfalls in einem Prototyp zu realisieren.

4. Allfälliger Transfer von Ergebnissen 1998 in die Praxis

Der Prototyp wird voraussichtlich erst im Frühling 1999 erwartet. Es sind bereits Kontakte zu Wechselrichterhersteller geknüpft worden die ein Interesse hätten ein solches Gerät als Option zum Wechselrichter oder bereits integriert im Wechselrichter anzubieten.

5. Perspektiven für 1999

Für 1999 ist vorgesehen verschiedene Monitoringkonzepte zu entwerfen und als Option für den Prototypen vorzuschlagen. Für die Konferenz in Staffelstein ist vorgesehen einen funktionsfähigen Prototypen herzustellen.

6. Publikationen 1998

- Jahresbericht 1998
- Paper an der 2nd world conference on Photovoltaic Energy Conversion
- Berichte für die EU:
 - 18 month report
 - 2nd Annual report
 - Report for the EC-contractors meeting in Brussels (5.5.98 - 7.5.98)

ANNUAL REPORT 1998

BBW Project Number: 95.0272

ENET Number:

Project Title: Improving PV system reliability by a new concept including a novel arc detection unit

Abstract:

Since the PV array generates DC instead of AC and is a current source instead of a voltage source, arcs developed in DC array cabling subsystems are of great concern. In fact, despite of its youth, PV technology, has already a sinister history on fires caused by arcs. A novel arc detector has been invented by Real/Häberlin. The objective of the project is to define an overall PV safety concept, using the arc detector as a detection device to provide alarm signals in case of arcing. Results of various field tests of different arc detector designs have been tested. Other prototypes have also been given to Ecofys in Holland and Endecon in the USA to support field testing. The research program is sponsored by the European Commission under the project JOULE.

Within the EC-project the arc detector has been successfully tested on various sites in Italy and in Switzerland. At the Ingenieurschule Burgdorf the arc detector operated at a distance of over 200 m between the arc detector and the arc. ENEL in Italy confirmed 80 m in the field. In the Vasto power plant a DC-filter was added and subsequently the arc detector performed well. In other distances, when inverter DC harmonics are beyond accepted level given in IEC 55014/55022, the DC noise level can trigger the arc detector and lead to false alarm.

The project has been completed by the end of February. A final report shall be delivered soon.

Duration of the project:

1.1.1996 prolonged till '98

Responsible for the project:

Markus Real

Reporting on the project:

Roland Schmid

Address:

Alpha Real AG
Feldeggstrasse 89
CH-8008 Zürich
01 383 02 08 / 01 383 18 95
alphareal@access.ch

Telephone/Fax:

e-Mail:

1. Projektziele 1998

Projektziele für 1998 war das Abschliessen des Projektes und Anfertigen des Schlussberichtes für das BBW und die Europäische Commission.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Im Jahre 1998 wurden keine neueren Daten mehr erhoben.

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen

Im Rahmen des EU-Projektes besteht auch eine vertragliche Regelung der Zusammenarbeit mit der Ingenieurschule Burgdorf, wo an der Abteilung für Elektrotechnik unter der Leitung von Herrn Häberlin in diesem Bereich ein grosser Know-how-Vorsprung besteht.

Die Ingenieurschule Burgdorf hat im Rahmen dieses Projektes verschiedene Sensitivitäten des Lichtbogendetektors getestet. Im Vordergrund standen Tests, die das zuverlässige Funktionieren des Lichtbogendetektors in verschiedenen Anlagekonfigurationen erlauben. So wurde ein Lichtbogen, der in 200m Kabeldistanz zum Lichtbogendetektor mittels einer Lichtbogen Kammer erzeugt wurde, zuverlässig detektiert. Da die Leiterlänge ein Parameter ist, der stark in die Dämpfung eines Signales eingeht, ist die Detektion natürlich von der Einstellung des Lichtbogendetektors abhängig. An einer von ENEL in Italien durchgeführten Feldmessung wurde die Distanz mit 80m angegeben. Die genauen Testbedingungen werden analysiert, um die Diskrepanz zwischen der Labormessung in Burgdorf und der Messung von ENEL in Serre zu erklären.

Es wurden ebenfalls bis zu 6 Strings (Module in Serie) parallel geschaltet, ein Lichtbogen in einem String erzeugt, und der Lichtbogendetektor löste auch in dieser Situation zuverlässig aus.

4. Allfälliger Transfer von Ergebnissen 1998 in die Praxis

Ziel des EU-Projektes ist es, eine übergeordnete Sicherheitsschaltung für Solarzellenfelder zu entwickeln. Der Lichtbogendetektor bildet dabei nur einen Bestandteil. Allerdings ist dabei der Lichtbogendetektor insofern von zentraler Bedeutung, als damit erstmals überhaupt die Möglichkeit gegeben wird, Lichtbögen in Verdrahtungssystemen von Solarzellen zu erfassen und Alarmsignale zu generieren. Es wird die Aufgabe im nächsten Jahr sein, bei erfolgreichem Abschluss der Feldversuche für den Lichtbogendetektor eine übergeordnete Sicherheitskonzeption auszuarbeiten, wo Signale von Lichtbogendetektoren, Erdschlussdetektoren und andern Fehlern in einer Feldinstallation erfasst, ausgewertet und so interpretiert werden, dass die richtigen Schalthandlungen und Alarme ausgelöst werden.

5. Perspektiven für 1999

Das Projekt wurde 1998 abgeschlossen.

6. Publikationen 1998

- Jahresbericht 1998
- Schlussbericht des Projektes (ab ca. Mitte 1999 erhältlich)

ANNUAL REPORT 1998

Projekt Nr. PSEL 129

Reliability of Safety-circuits against Islanding

Abstract:

A central topic with dispersed generation of electrical energy is the question of islanding. Dispersed generators (grid connected PV-installations, grid connected co-generation and fuel cells) feeds their energy into the grid at the place of its formation.

The question of islanding, in particular the mutual influence of the detection mechanism of such dispersed power generation, shall be simulated and gain in conclusion for further developments of such detection circuits. The simulations will be compared with measurements at a suitable site and can also contribute to the validation of the model used in the numerical simulations.

In this reporting period a suitable tool has been evaluated. This work was more complex than planned because of the variety of tools available.

An example of a tree in the low voltage grid could be evaluated according to maps of the utility of Zurich. The grid parameters has been evaluated as well.

At the AC-modul installation in Zurich on the roof of an UBS-building (65 independent photovoltaic inverters are installed) islanding was investigated with matched load. It could be shown that the inverters did influence each other and islanding condition was shorter when more than one inverters was in operation. This measurements has been carried out together with Prof. H. Häberlin from the Ingenieurschule Burgdorf.

Dauer des Projekts:

Januar 1997 - September 1998

Beitragsempfänger:

Berichterstatter:

e-Mail:

Adresse:

Telefon/Fax:

Markus Real
Roland Schmid
alphareal@access.ch
Alpha Real AG
Feldeggstr. 89
8008 Zürich
01 383 02 08 / 01 383 18 95

1. Projektziele 1998

Die Projektziele für 1998 war das Präsentieren der Resultate und des Schlussberichtes. Die Evaluation von Simulationstools nahm wegen der Komplexität mehr Zeit in Anspruch als vorgesehen war. Die Messungen wurden der Evaluation von Detektionsmechanismen und Simulation vorgezogen, da im Winter erfahrungsgemäss die Messbedingungen nicht ideal sind.

Es wird daher beantragt das Projekt um ein halbes Jahr zu verlängern.

2. Geleistete Arbeiten und Resultate 1998

2.1 Einleitung

Die Vorschriften der Elektrizitätswerke bei der Einbindung von elektrischen Eigenerzeugern an ihr Netz schreiben vor, dass diese Anlagen bei einer Netzunterbrechung (Netzspannung fällt ab) sich automatisch vom Netz trennen müssen. Es existieren bereits rund 15 verschiedene Sicherheitsschaltungen, wobei länderspezifische Präferenzen für bestimmte Sicherheitsschaltungen vorliegen. Ein wichtiger Teil bilden dabei die Testschaltungen entwickelt, um solche Detektionsschaltungen zu prüfen. Neben nationalen Vorschriften arbeitet die IEC an einem international anerkannten Testverfahren. In der Schweiz hat sich vor allem die Hochschule für Technik und Architektur (HTA) in Burgdorf, früher Ingenieurschule Burgdorf (ISB), international einen Namen mit ihren Möglichkeiten, diese Tests durchführen zu können, Anerkennung verschafft. Dort können einzelne Wechselrichter mit einer Testschaltung auf die Anforderungen der Elektrizitätswerke überprüft werden.

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es ein Werkzeug zu entwickeln, mit dem evaluiert werden kann, ob solche Sicherheitsschaltungen bei einer forcierten Verbreitung von dispersen Eigenerzeugern sich gegenseitig beeinflussen. Dabei bilden sich zwei Möglichkeiten an: die Verifikation in Feldtests oder die Simulation.

Die Durchführung solcher Tests sind notwendig, aber die Aussagekraft der gefundene Resultate sind immer auch beschränkt auf die spezifischen Randbedingungen. Um allgemeingültigere Aussagen machen zu können, wird im Rahmen dieses Projektes das Verhalten dieser Sicherheitsschaltungen auch durch Simulationen untersucht. Dabei dienen die Labor und Feldtests zur Validierung der Simulation.

Solche Sicherheitsschaltungen gegen Inselbildungen werden bereits in Labors auf ihre Wirksamkeit überprüft. Insbesondere verfügen die Japaner auf Rokko Island über ein grosszügig ausgelagertes Testgelände, wo hundert solcher Eigenerzeuger (gesamthafte 200kW) in verschiedenen Kombination mit dem Netz verschaltet werden können, um unter anderem die Beeinflussung der Sicherheitsschaltungen bestimmen zu können. In Massachusetts USA (Gardner, Twenty First-Century PV-Community and Research Programme) wurden Messungen an einem Netzstrang durchgeführt, an dem rund 30 netzgekoppelte Solaranlagen angeschlossen sind (6). An der Ingenieurschule Burgdorf werden diese Versuche in einem speziell dafür eingerichteten Labor durchgeführt.

Um die Simulation zu Verifizieren, wurden eigene Feldversuche durchgeführt. Der grösste „Cluster“ von solchen Anlagen befindet sich zur Zeit auf dem Dach der UBS; wo eine Anlage mit 64 identischen Eigenerzeugern parallel am Netz betrieben wird.

und ihre Energie gleichzeitig in das interne UBS Hausnetz einspeist. Neben diesen 64 identischen Einheiten ist am gleichen Strang noch eine weitere Anlage mit zwei Eigenerzeugern angeschlossen. Die Tests wurden zudem erweitert, indem noch weitere Einheiten für den Versuch aufgebaut wurden, wobei die Versorgung dieser Zusatzanlagen aus dem gleichen Netz gespiesen wurde. Aus den Versuchen konnten eine Reihe von sehr interessanten Erkenntnissen gewonnen werden, die insbesondere auch das Verständnis für die Zusammenhänge verbessert.

2.2 Detektionsmechanismen gegen Inselbildung und deren Simulation in einem Beispielnetz

2.2.1 Einführung

Im vorliegenden Projekt sollen die bis heute entworfenen Inseldetektionsmechanismen und ihre Schaltungen mittels numerischer Simulation untersucht werden. Dabei wird vorerst die Untersuchung auf die Niederspannungsebene beschränkt. Eine Ausweitung auf die nächst höhere Spannungsebene ist bezüglich der Fragestellung der Zuverlässigkeit von Inselhaltungen zur Zeit noch nicht vordringlich, da erwartet wird, dass die Einsicht in das Systemverhalten durch die Simulation am Niederspannungsnetz erhalten wird. Auf Mittelspannungsebene haben die Netze eine Ringstruktur. Auf Niederspannungsebene ist die Struktur radial. Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, können vor allem in dichten Stadtnetzen in Verteilkästen die Stränge von verschiedenen Trafostationen, was vor allem bei einem Ausfall einer solchen Station zum Tragen kommt, gespiesen werden. So ist dann auch auf Niederspannungsebene eine Ringstruktur vorhanden.

Anhand eines Beispielnetzes werden verschiedene Netzsituationen simuliert:
Die Modellierung erfolgt folgendermassen:

- Das Netz wird anhand von Einmessplänen eines Niederspannungsstranges des EWZ modelliert und die elektrotechnischen Parameter (Widerstand, Induktivitäts- und Kapazitätsbelag) ermittelt. Die Lasten werden gemäss deren Energieverbrauch oder Leistungsanschluss charakterisiert. Es wird zwischen typischen Haushaltlasten, Bandlasten und Abendlasten unterschieden. In (2) wurde diese Lastidentifikation bereits durchgeführt und kann für dieses Projekt teilweise übertragen werden. Lastmessungen am Verteiltransformator, freundlicherweise vom EWZ zur Verfügung gestellt, werden für die Lastidentifikationen verwendet.
- Die Eigenerzeugeranlagen werden in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Anbietern und Herstellern modelliert. Die Grösse der Anlagen soll 30% des elektrischen Energieverbrauchs betragen. Die Regelkreise der verschiedenen Anlagen werden nur soweit eingebaut als sie für Netzanbindung von Bedeutung sind. (Gemäss den Richtlinien vom VSE (7))
- Die Inseldetektionsschaltungen werden in den Simulationen als eigenständige Module implementiert. Die Schaltungen werden an den Netzanschlusspunkt der jeweiligen Anlage, mit der Netztrennstelle und mit der Steuereinheit des Eigenerzeugers verbunden. Die gegenseitige Beeinflussung, die Möglichkeit der Detektion und die Frage ob und welche Redundanz erforderlich ist soll abgeklärt werden.

Die Simulationen sollen mit den folgenden Parametervariationen erfolgen:

- Impedanzänderungen am Verteiltransformator und am Netzeinspeisepunkt
- Variation der Kurzschlussleistung
- Netzspannungsvariationen (kurzzeitige Spannungseinbrüche, Totaler Netzausfall)

- Phasenlage der Eigenerzeuger
- Leistungsvariationen (Wirk und Blindleistung)

Dabei können:

- Netzqualität (gemäss (7))
- Gegenseitige Beeinflussung der Eigenerzeuger und deren Inseldetektionsschaltungen
- Stützcharakteristik von dispersen Erzeugern
- Auswirkungen von dispersen Erzeugern auf Rundsteuersignale
- Phänomene wie Oszillationen in Stumpfnetzen,
- Wiedereinschalten/Synchronisation der Eigenerzeuger mit dem Netz
- Einfluss von Var-Kompensatoren auf das Spannungsverhalten (Anregung von Resonanzen durch Strom-/ Spannungsharmonische)
- Einfluss von rotierenden Maschinen auf die Inselbildung

nachgewiesen werden.

Mit den gemachten Feldmessungen können diese entstandenen Modelle validiert werden.

2.2.2 Simulationen

Anhand eines Beispielstranges im Versorgungsgebietes des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (EWZ) sollen die charakteristischen Grössen der einzelnen Simulationskomponenten dynamisch simuliert werden. Dabei wird an die Frequenz, die Spannung, die Impedanz, die Wirkleistung und die Blindleistung im angesprochenen Beispielstrang gedacht.

Im Rahmen des Projektes wird davon ausgegangen, dass disperse Erzeuger 30% an der Erzeugung von elektrischer Energie beitragen. Energie deshalb, weil deren Messungen für jeden Erzeuger vorliegt und die Information deshalb zuverlässiger ist. Dieser Entscheid ob nun bezüglich Anschlussleistung oder bezogene Energie die Grösse der dispersen Erzeugung ermittelt wird, die im Endeffekt als eine Anlagenleistung ermittelt wird. Um diese Situation zu simulieren, steht das zweite Arbeitspaket an, das neben den Lasten auch die Erzeuger implementiert werden sollen. Als Erzeuger werden netzgekoppelte PV-Anlagen, Stirling-Maschinen, Brennstoffanlagen, Biomassekraftwerke und konventionell betriebene USV-Anlagen angenommen. D.h., es sind rotorische wie statische Umrichter vorgesehen. Bei einer 30prozentigen Durchdringung mit dispersen Erzeugern, ist das Verhalten des Stranges interessant, wenn er vom Netz getrennt wird. Die Implementierung von Sicherheitsschaltungen gegen Inselbildung steht in diesem Zusammenhang als zentrales Element in den Simulationen. Deshalb wurde bei der Evaluation des Simulationsprogrammes auf das Implementieren von Regelkreisen und digitalen Komponenten sowie die Tauglichkeit, transiente Vorgänge aufnehmen zu können, Wert gelegt.

2.2.3 Das Phänomen der Inselbildung

Ein Inselnetz ist ein Teil eines Verteilnetzes (z.B. ein oder mehrere unabhängige Stränge) eines EVU oder EW, das momentan vom übrigen Netz getrennt ist, aber dennoch die Funktion aufrechterhalten kann. D.h., für die angeschlossenen Verbraucher stehen die Spannung und die Frequenz zur Verfügung. Ein Strang ohne Erzeuger kann kein Inselnetz bilden. Dabei braucht es aber Generatoren, die Spannungsquellen sind, die also eine Spannung aufprägen und im Gegensatz zu den Stromquellen, welche einen Strom ins Netz einspeisen, Spannungsquellen benötigen. Falls die Generatoren in einem solchen Inselnetz dazu befähigt sind, können Verbraucher in einem solchen Strang betrieben werden.

Gewollte Inselnetze entstehen von USV-Anlagen, in grossen Betrieben wie Banken, Versicherungen, um die elektrische Energieversorgung bei allfälligen NetzunterbÜchen aufrechterhalten zu können.

Im Falle von Inselbildung eines Netzstranges besteht eine erhöhte Gefahr für das Netzwartungspersonal wenn eine als spannungsfrei geschaltete Anlage wegen den Eigenerzeugern noch unter Spannung steht.

Inseldefektionschaltungen wie sie in diesem Projekt zu untersuchen sind, können diese Schutzfunktion wahrnehmen, indem der Eigenerzeuger sich vom Netz trennt wenn das Netzwartungspersonal Arbeiten auszuführen hat.

2.2.4 Das Beispielnetz

Das Beispielnetz baut auf dem Netz des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (EWZ) auf. Es handelt sich um den Strang 65.652, der sich im Seefeld befindet und wovon dem Projektteam freundlicherweise die Pläne zur Verfügung gestellt worden sind. Der Strang wird von einem 1000 KVA Transformator, der sich an der Mühlebachstrasse 71 in einem Schulhaus befindet, gespiesen und der neben dem bereits erwähnten Beispielstrang noch weitere 9 Stränge speist.

Dem Projektteam wurde ebenfalls die Jahresenergieverbrauchszahlen der angeschlossenen Verbraucher zur Verfügung gestellt. Aus der Belastungskurve des Stranges, wie aus einer Strommessung vom 8.1.1996 hervorgeht, kann nun die Aufteilung der Lasten mit elektrotechnischen Symbolen wie Widerstände, Kapazitäten und Induktivitäten vorgenommen werden. Die Modellierung geschieht in den einzelnen Kästen, die im Schema als Blackbox dargestellt sind.

2.3 Messungen an der PV-Anlage UBS, Flur Süd

2.3.1 Einleitung

Die PV-Anlage UBS Flur Süd, besteht aus 64 Wechselstrommodulen, Typ Megalino. Auf eine Phase kommen im Maximum 24 Wechselstrommodule zur Ankopplung ans Netz. Dazu wurde auch noch der Anlageteil SCIBEL in die Messung einbezogen. SCIBEL ist ein PV Flachdachintegrationsprojekt der Firma Enecolo AG, die neben dem 200 W Solcollino-Wechselrichter ein Sunnyboy 850 der Firma SMA beinhaltet. Der Sunnyboy enthält die Detektionsschaltung mittels Impedanzmessung, genannt ENS, die in Deutschland als Standard eingeführt soll. Diese ENS wurde aber bei der Anlage SCIBEL ausser Betrieb genommen.

2.3.2 Zusammenfassung und Diskussion der Resultate der Feldmessungen

Deutlich stellte sich heraus, dass sich die Wechselrichter gegenseitig beeinflussen. Der Zustand des Inselbetriebes hat bei mehreren Wechselrichtern, die parallel miteinander am Netz arbeiten, nicht so lange gedauert wie dies festgestellt wird, wenn nur eine Anlage in Betrieb ist und durch Impedanzanpassung versucht wird, den Inselbetrieb auch bei Netzabschaltung aufrechtzuerhalten.

Bei einem Solcolino läuft die Insel während ca. 350 ms nach Abschalten und angepasster Last weiter. Bei 5 Wechselrichtern geht es nur noch 250 ms. Bei 17 Wechselrichtern waren es ebenfalls 250 ms. Werden verschiedene Fabrikate zusammengeschaltet, ist ein klarer Abklingvorgang zu sehen, während bei einem Wechselrichter die Abschaltung relativ abrupt erfolgt. Die Abklingvorgänge können

sowohl von der gegenseitigen Beeinflussung als auch den veränderlichen Umweltbedingungen (Sonneneinstrahlung, Temperatur) oder von der Maximum Power Tracking Regelung herrühren. Aufgrund des Zeitbereiches in ms überwiegt der Effekt der gegenseitigen Beeinflussung wahrscheinlich über die Umweltbeeinflussung deutlich. Es kann aber auch angenommen werden, dass nicht alle Wechselrichter zur gleichen Zeit abschalten. D.h. der Abklingvorgang hat mit den inhärenten Charakteristiken der Wechselrichter zu tun. Da vor allem beim Solcolino Wechselrichter die Regelung analog erfolgt und die Bauteile verschiedene Toleranzen, verschiedene Temperaturdrifteigenschaften und Abgleiche haben, rührt das Phänomen sicher von diesem Vorgang her.

Eine abschliessende Erkenntnis ist auch, dass Selbstanpassung, d.h., dass die erzeugte Energie gleich der aufgenommenen Energie von Verbrauchern entspricht, in der Praxis sehr selten vorkommt. Dies bestätigt die schnelle Abschaltung bei einem wie auch bei mehreren Wechselrichtern, die die Norm von 5 s, die einer Schweizer Norm entspricht, um mehr als das zehnfache unterboten wird. Bei einer Messung mit einer rotierenden Maschine im Testaufbau, die bei einer Abschaltung eine Gegenspannung von 50 Hz erzeugen würde und dem Wechselrichter ein Netz von 50 Hz vorgaukelt, sähe die Situation wieder anders aus. Ob sich diese theoretisch erklärbare Situation in der Praxis auch wirklich einstellt und ob sich so das Problem der Insel verschärft, wird an der Ingenieurschule Burgdorf in einer Semesterarbeit untersucht. Aufgrund der diffizilen Steuerung der elektrischen Maschinen, bei der auch gewichtige Sicherheitsmassnahmen von Nöten sind, wurde auf das Testen mit elektrischer Maschine bei der UBS verzichtet.

4. Allfälliger Transfer von Resultaten in die Praxis

Die Schweiz unterstützte den 1998 eingebrachten neuen Projektvorschlag zur Ausarbeitung von normierten Testschaltungen auf internationaler Ebene. Da mit einem Abschluss der Norm auf Ende 2001 gerechnet wird, werden auch die weiteren Erkenntnisse termingerecht in die Normierungsarbeit auf IEC Ebene einfließen.

5. Perspektiven für 1999

1999 wird der Schwerpunkt auf die Simulation des Beispielstranges gelegt, und die verschiedenen Detektionsmechanismen zur Inselbildung sollen untersucht werden.

6. Publikationen 1997/98

- Markus Real, "Grid related issues of dispersed power generation", IEA-PVPS-Task V, Proceedings of the Workshop September 1997, Zurich
- Jahresbericht 1998
- Eingabe einer wissenschaftlichen Publikation für die „European Power Electronics Conference“ EPE '99 in Lausanne : "Grid related issues of dispersed power generation exemplified for the low voltage grid"

Referenzen:

1. Technologietrends bei der elektrischen Verteilung, BFE-Fachtagung vom 29.10.98, Tagungsunterlagen
2. David Brunner, Gilbert Schnyder, Prof. Hans Glavitsch, "Lastmodell für das Verteilnetz", Bulletin SEV/VSE 1/94
3. Ravel-Studie, "Stromverbrauch von Haushalten"
4. Häberlin, Islanding of Grid-Connected PV Inverters: Test Circuits and Test Results, IEA-PVPS-Task 5 Workshop about Grid Interconnection of Photovoltaic Power Systems, September 15-16, 1997, Zurich)
5. Russel Bonn et al., "Standardized Anti-Islanding Test Plan", Paper submitted to the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna 1998.
6. Electric Power Research Institute (EPRI USA); „Photovoltaic Generation Effects on Distribution Feeders“; Volume 1 „Description of the Gardner, Massachusetts, Twenty-First-Century PV Community and Research Program“, March 1991
- 7) Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), „Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“, 2. Ausgabe 1997

ANNUAL REPORT 1998

BEW Project Number: 10949
Contract Number 50786

ENET Number: 9400381

Project Title: A new method for evaluating the material and energy fluxes of large scale introduction of Photovoltaic Energy Systems

Abstract. Photovoltaic (PV) Systems provide a direct route to convert solar radiation into electrical Energy, a process which takes place without releasing any emissions to the environment. PV is therefore often perceived as an ideal option to complement or eventually replace environmentally hazardous energy technologies, such as those based on fossil or nuclear fuel, both of which are also subject to depletion. Large scale implementation of Photovoltaic Systems for Power generation will induce significant material and energy flux.

The goal of this work was to provide a tool for cybernetic strategies for the metabolic evolution of new energy technologies such as Photovoltaic systems. The aim is to develop the methodology which provides answers and insights for the following questions:

- How can the metabolism of the large scale implementation of a new energy system such as PV be assessed in order to identify potential critical paths with regard to future material and/or energy requirements?
- What are the dynamics in material and energy management to realise large scale system within a concrete region.

Extensive analysis has already been conducted on the embodied energy of PV cells and modules of varying PV technologies and different system designs. The use of these energy analysis reflects the growing awareness of the need to evaluate technologies from an environmental standpoint. The current method applied is referred to as Life Cycle Analysis (LCA). Results of these works have also often been used to calculate the quantity of emissions released to the environment or the energy pay back time (EPBT). Both are important indicators to assess the actual state of technology. Current LCA methods, however, do only provide a snapshot of the situation at a given moment. In order to generate results which do provide answers to the above questions and which allow better insight in the system behaviour, the methodology of Material Flux Analysis, developed at the Swiss Federal Institute of Technology Zürich (ETH/EAWAG) was adopted (Baccini and Bader, 1996).

Duration of the project:

1.5.1994 - 31.10.1998

Responsible for the project and reporting:
Address:

Telephone/Fax:
e-Mail

Markus Real
Alpha Real AG
Feldeggstrasse 89, CH-8008 Zürich
01 383 02 08 / 01 383 18 95
alphareal@access.ch

1. Projektziele 1998

Das Projektziel für 1998 bestand darin, die Arbeiten abzuschliessen. Dazu gehörten die umfangreichen Computersimulationen, die Sensitivitätsanalyse und die Interpretation der Resultate sowie das Zusammentragen der Ergebnisse im Schlussbericht.

2. Ergebnisse 1998

Einleitung

Produktion, Vertrieb, Gebrauch und Entsorgung von Gütern ist mit zum Teil erheblichen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden. In den vergangenen Jahren wurde eine Vielzahl von Methoden und Computerprogrammen entwickelt, die zum Ziel hatten, solche Auswirkungen zu quantifizieren. Mit den erhaltenen Resultaten sollten zum Beispiel Produktionsprozesse beurteilt werden können, wobei man etwa wissen möchte, ob ein Prozess umweltverträglicher sei als eine andere Möglichkeit, dasselbe Gut herzustellen. Meistens werden dazu die genauen Daten über die im Prozess involvierten oder vorgelagerten Stoff- und Energieflüsse erfasst, um daraus eine Beurteilung der Umwelteinwirkungen berechnen zu können.

Dabei werden in der Regel auf möglichst vollständige, bereits existierende Datenbanken, wie z.B. Ecoinvent (Ecoinvent 1996) zurückgegriffen, wo für eine sehr grosse Anzahl Prozessschritte die Auswirkungen (in Form von Emissionen, Energieverbrauch, Klimaerwärmungspotential etc.) zusammengestellt sind. Um die Analysen auf gesicherte Daten abstützen zu können, beziehen sich diese auf Prozesse, die industriell bereits eingeführt und erprobt sind.

Als Instrument für eine langfristige Planung, wie sie zum Beispiel im Energiebereich notwendig ist, liefert eine solche Methode allerdings nur beschränkt brauchbare Resultate, da sie die Dynamik zukünftiger Entwicklungen nicht miteinbezieht. Wohl können im Sinne einer Sensitivitätsanalyse einzelne Parameterwerte in der Eingabe geändert werden, um den Einfluss auf die Umwelteinwirkungen besser abschätzen zu können, aber die Dynamik einer zukünftigen Entwicklung wird damit nicht transparent.

Insbesondere sind auch Grössen wie der Feedback einer Massnahme auf das System ganz wesentlich, um etwa den Einfluss verschiedener Szenarien miteinander vergleichen zu können. Am Beispiel der photovoltaischen (PV) Stromversorgung soll gezeigt werden, dass eine dynamische Simulation der zukünftigen Entwicklung für das Systemverständnis und eine Beurteilung der langfristigen Möglichkeiten wichtige zusätzliche Informationen zu einer (noch so genauen) Prozesskettenanalyse liefert.

Photovoltaische Solaranlagen

Photovoltaische Solaranlagen erzeugen elektrischen Strom aus Sonnenlicht. Sie tun dies lautlos, ohne rotierende Maschinen und ohne dass während dem Betrieb der Anlage Emissionen an die Umwelt abgegeben werden. Photovoltaik wird deshalb oft als ideale Option angeführt, um weniger umweltverträgliche Kraftwerke zu ergänzen oder langfristig sogar zu ersetzen. Die grossmassstäbliche Einführung von Solarkraftwerken induziert allerdings für den Bau und die Demontage beträchtliche Material- und Energieflüsse. Diese wurden ausführlich analysiert, was das grosse Interesse an einer ökologischen Beurteilung ausdrückt (Ahbe et al. 1990, Real 1991, Frischknecht et al. 1994, Alsema 1997).

Die angewandten Methoden dazu konzentrierten sich auf die Ansätze der Life Cycle Analysis. Um auf eine verlässliche Datenbasis zurückgreifen zu können, wurden vor allem bestehende Technologien analysiert. Für die elektrische Energiebereitstellung wird vom bestehenden Kraftwerkspark ausgegangen, wobei je nach Studie unter-

schiedliche Systemgrenzen miteinbezogen wurden. Aus diesen Resultaten wurde dann die längerfristige Option PV linear extrapoliert. Die Kritik für einen solchen Ansatz konzentriert sich dabei auf folgende Punkte:

- Solarstromanlagen erzeugen während dem Betrieb prinzipiell elektrische Energie, ohne dass Emissionen an die Umwelt gelangen. Damit unterscheidet sich PV wesentlich von herkömmlichen thermischen Kraftwerken. Wird dabei der Einfluss einer einzigen PV-Anlage analysiert, kann der positive Feedback auf das Emissionsspektrum des Kraftwerkparkes vernachlässigt werden. Bei einer grossmassstäblichen Einführung der PV Technologie ist es aber gerade diese positive Rückkopplung, die von übergeordnetem Interesse ist, und die methodisch miteinbezogen werden muss.
- Die Analysen basieren auf Daten von existierenden Produktionstechnologien: In einer noch jungen Technologie wie diejenige der Photovoltaik erfolgen die Fortschritte sehr rasch (Real, 1992). Eine Beurteilung der zukünftigen Möglichkeiten darf sich nicht alleine auf einer Analyse von heutigen Pilotanlagen stützen, sondern muss versuchen, die zukünftige Entwicklung - und Verbesserungen - in einer dynamischen Modellierung zu antizipieren.
- Die eingeführten Beurteilungsgrössen wie Umweltindikatoren oder Erntefaktoren werden als statische Werte aufgeführt. Im Zusammenhang mit der Beurteilung von zukünftigen Energieszenarien darf sich die Beurteilung auch nicht alleine auf Emissionsanalysen abstützen, sondern muss den besonderen Wert einer neuen Technologie mitbeurteilen. Im Falle der Photovoltaik ist dies sicher die Frage der Erneuerbarkeit, der Fähigkeit des Systems, der Frage der Nachhaltigkeit gerecht zu werden. Im Energiebereich ist dies die Frage, ob sich die Technologie selber reproduzieren kann, dass heisst, ihre System selber zu erbrüten.

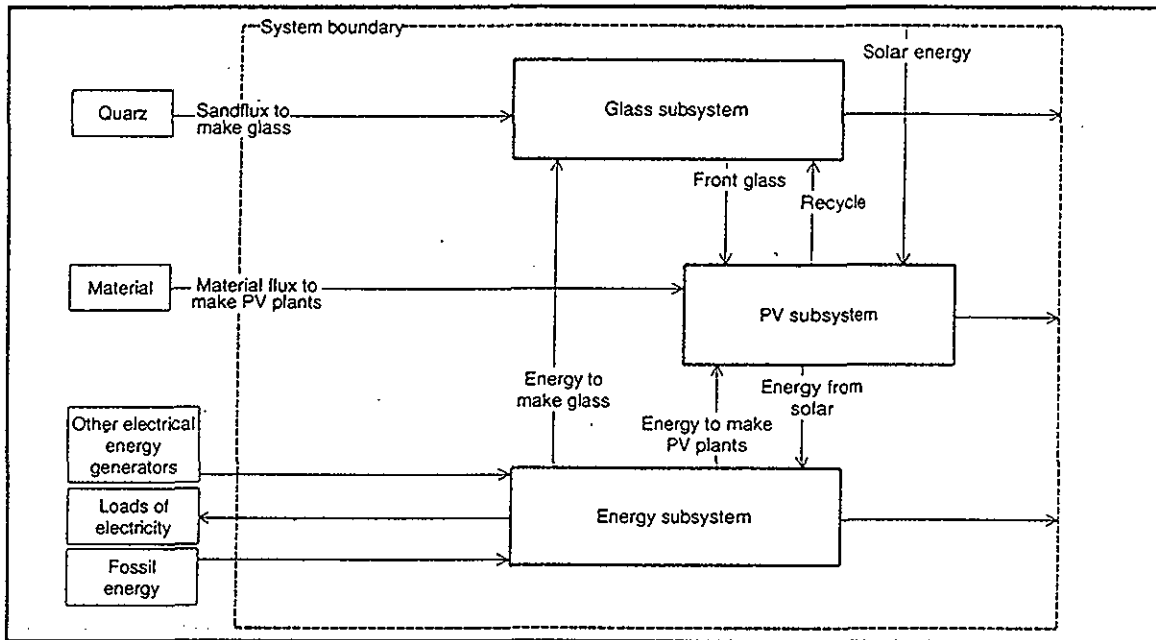
Die Anforderungen an eine Methode, die als Planungsinstrument für eine zukünftige Entwicklung und Beurteilung der Auswirkungen verwendet werden kann, müssen deshalb folgenden Eigenschaften genügen:

- Die Methode muss erlauben, die Rückkopplung einer grossmassstäblich, gezielt vorgenommenen Massnahme auf das System wiederzugeben.
- Um Aussagen über das langfristige Verhalten des Systems zu machen, sind die zukünftigen Entwicklungen als dynamisches Modell zu simulieren.
- Die dynamische Modellierung des zu untersuchenden Systems soll erlauben, wichtige Indikatoren zur Beurteilung auch als dynamische Grössen wiederzugeben.

Dynamische Modellierung

Die vorgestellte Methode wurde an der EAWAG/ETH Zürich, entwickelt (Baccini und Bader 1996). Beim vorliegenden Beispiel der Beurteilung der umweltrelevanten Einflüsse bei der grossmassstäblichen Einführung der Photovoltaik wurden die relevanten Material- und Energieflüsse erfasst. Die obenangeführte Bedingung der Rückkopplung auf das zu untersuchende System wird dadurch erreicht, dass im Modell der in PV-Anlagen erzeugte Solarstrom in eben dieses Netz zurückgespielt wird, aus dem die Energie zur Herstellung dieser PV-Anlagen bezogen wird.

Daneben werden auch andere Stromerzeuger wie Wasserkraftwerk, die Kernenergie, die Wind- und Bioenergie im Modell miteinbezogen, um auch den langfristigen Übergang in eine nachhaltige Stromversorgung simulieren zu können. Der Schwerpunkt der Analyse liegt entsprechend den aufgeführten Forderungen auf dem zukünftigen zeitlichen Verlauf des Stoffhaushaltes von PV-Anlagen. Dazu müssen Prozesse wie Zellfabrikation, Herstellung der Module und Systemkomponenten, Transporte und Anlagenbau miteinbezogen werden.



Figur 1 zeigt das vereinfachte Modell zur dynamischen Simulation des langfristigen Einflusses einer grossmasstäblichen Implementation von PV Anlagen in der Schweiz. Wesentlich ist der Feedback auf den bestehenden Energiesektor, da dies ja gerade die Motivation für die Entwicklung von PV ist. Der Glasfluss wird separat modelliert, da der Glasfluss für den PV Bereich etwa die gleiche Grösse erreichen wird wie für den Gebäudebereich.

Figur 1 zeigt das vereinfachte Modell zur dynamischen Simulation des Einflusses einer grossmasstäblichen Umsetzung einer PV Szenarios. Wichtige Indikatoren sind Energie, reines Silizium, Floatglas und Gesamtmasse aller Anlagen. Dagegen wird auf die detaillierte Analyse von, aus heutiger Sicht, vielleicht kritischen Elementen und Stoffen verzichtet. So wird zum Beispiel heute für die Herstellung von Solarmodulen, für die Verlotung der Zellverbinder, Bleilot verwendet. Mit der zur Zeit auf rund 100 MW beschränkten jährlichen Jahreskapazität ist der Einsatz von Bleilot noch vernachlässigbar.

Mit den heutigen Methoden, die den aktuellen Stand analysieren und auf die Zukunft interpolieren, würde dies allenfalls zu einem eventuell negativen Bild für die weitere Anwendung der Photovoltaik führen. Es existieren jedoch noch eine Vielzahl verschiedener anderer Verbindungstechniken, die ohne Bleilot auskommen. Bleilot wird heute verwendet, weil es unter anderem einen tiefen Schmelzpunkt hat, in der Elektronikindustrie weit verbreitet ist und sehr einfach in der Anwendung ist (vor allem für die noch weitverbreitete manuelle Fertigung von Modulen sehr geeignet).

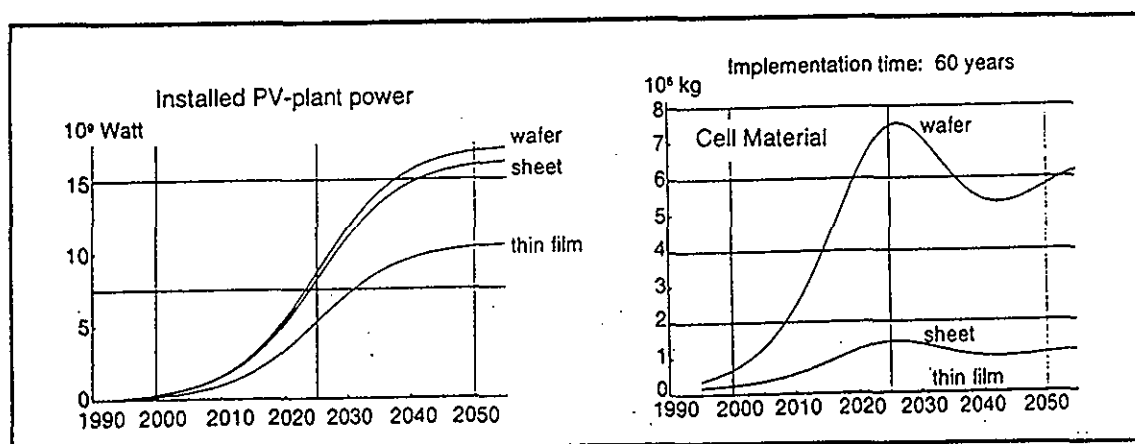
Eine Konzentration auf einzelne solcher kritischen Stoffe hat jedoch wenig Sinn, da die Industrie relativ schnell in der Lage sein wird, andere Verbindungstechniken einzuführen. Gerade im Bereich der Photovoltaik gibt es aus der Vergangenheit Beispiele, wie aus der Analyse einer kleinen Produktionsmenge Extrapolationen auf die zukünftige Entwicklung gewagt wurden, ohne das dynamische Verbesserungspotential industrieller Prozesse in die Methode einzubeziehen.

Das mögliche Potential für gebäudeintegrierte Solarzellenanlagen wurde aus früheren Studien übernommen. Für die dynamische Entwicklung der Material- und Energieflüsse ist neben der absoluten Grösse insbesondere auch die Zeitperiode, in welcher das Potential entwickelt werden soll, von Bedeutung. Tabelle 1 zeigt die aus (Gutschner 1995) übernommen Flächenwerte.

Ertrags Reduktion	Verluste von Energieprod.	Fläche auf Gebäuden	% Gebäude Fläche	m ² Fläche pro Einwohner
0.9	10 %	46'060'000	16.3	6.5
0.8	20 %	126'230'000	44.6	18
0.7	30 %	153'150'000	54.1	22
0.6	40 %	174'790'000	61.8	25
0.5	50 %	179'920'000	63.8	25.7

Tabelle 1 zeigt die möglichen Flächen auf Gebäuden, die für die Nutzung für Solarzellenanlagen in Frage kommen. Die absolute Grösse ist technisch eine Funktion der zugelassenen Verluste, wenn auch nicht optimal besonnte Flächen für die PV Umsetzung genutzt werden sollen, ausgedrückt im Faktor "Ertragsreduktion" (Gutschner, 1995).

Figur 2 zeigt die Entwicklung des absoluten PV Potential in Watt, wobei drei verschiedenen PV Technologien untersucht wurden: herkömmliche Module auf Silizium-Wafertechnik basierend, Bandziehverfahren von Polysilizium und amorph abgelagertes Silizium. Die drei Verfahren unterscheiden sich in der Schichtdicke und bei der Herstellung zusammenhängenden Material und Energieaufwand. Da alle drei Optionen auf Silizium basieren, ist ihr Quervergleich einfacher.

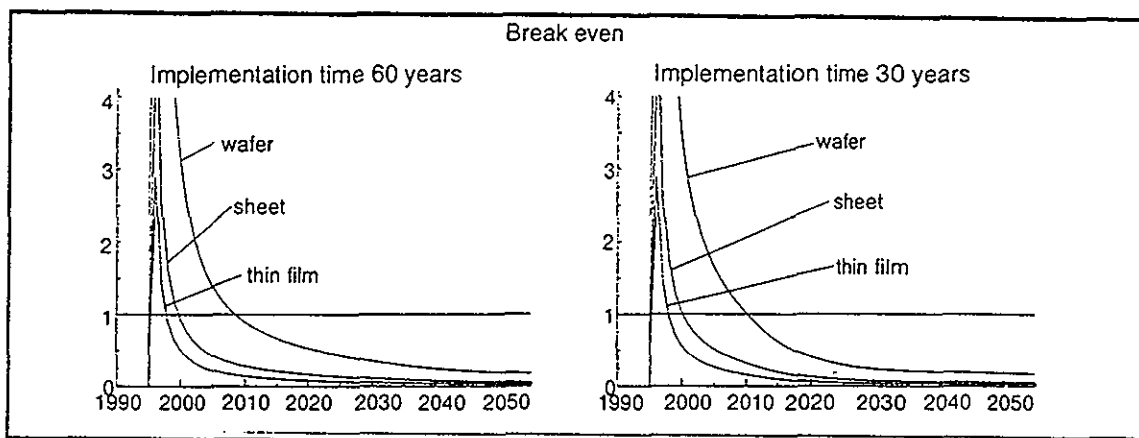


Figur 2 zeigt die Entwicklung der installierten PV Leistung für die drei untersuchten PV Technologien Wafer, Band und Dünnschicht. Dabei wurde aus den in Tabelle 1 dargestellten Optionen ein nutzbare Gebäudefläche von rund 126 km² angenommen. Die Umsetzung erfolgt Innert 2 Generationen, das Wachstum verläuft Sigmoidal. Die rechte Seite zeigt den induzierten Fluss an gereinigtem (solar grade) Silizium.

Berechnungen wurden für Umsetzungszeiten von 30 und 60 Jahren durchgeführt, welche den Zeithorizont von einer bzw. von zwei Generationen umfasst. Weiter haben die Annahmen über die Lebensdauer der Anlagen, die im Modell als Transferkoeffizient im Prozess PV Anlagen ausgedrückt werden, einen wesentlichen Einfluss auf den Material- und Energiehaushalt. Unsicherheiten werden mit einer Gausschen Normalverteilung berücksichtigt. Variationen wurden für den Mittelwert der Lebensdauer von 20 und von 30 Jahren gerechnet.

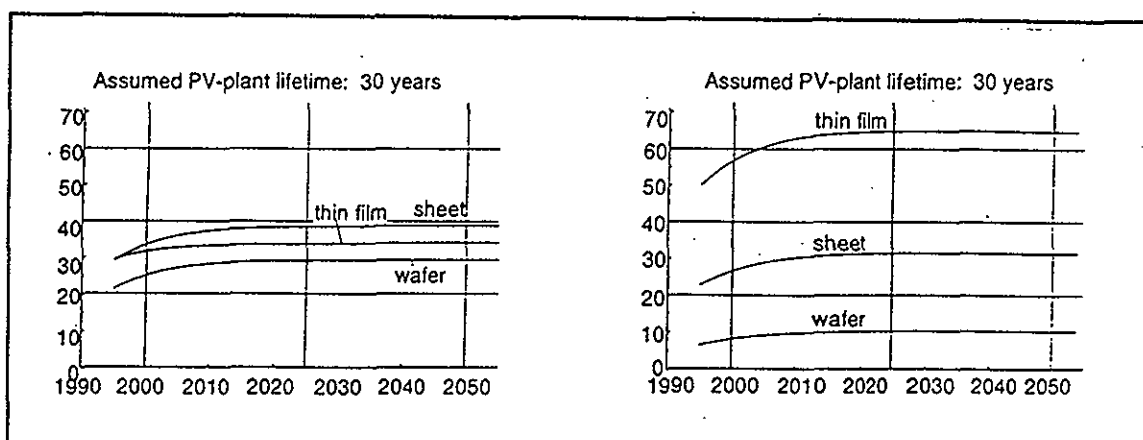
Dabei wurden zwei neue Begriffe eingeführt, um die dynamische Entwicklung einer erneuerbaren Energietechnologie auf ihren Wert als Energieoption in einem neuen Energieversorgungssystem zu analysieren: der Brüterfaktor und die Zeitperiode, in welcher der energetische "Break even" erreicht wird. Dazu wurden die elektrischen und fossilen Energieflüsse getrennt simuliert. Beim Input "fossile Energie" handelt es sich grösstenteils um nicht energetische Anwendung wie Herstellung von Polymeren etc. Der energetische Wert dieses Inputs wird gewertet, indem man den Input von fossiler Energie in ein PV System vergleicht mit der Menge Elektrizität, die man bei der direkten

Umsetzung in Blockheizkraftwerken erreichen könnte. Mit dem Quotienten wird der "fossile Multiplikationsfaktor" definiert. Er liegt für alle gerechneten Variationen über 20. Das bedeutet, dass sich die Investition fossiler Energie in ein PV Szenario mindestens 20 mal mehr lohnt, als wenn die gleiche Menge fossiler Input direkt verstromt würde. Für die Annahme einer mittleren Lebensdauer von 30 Jahren liegt dieser Wert bei etwa 30.



Figur 3 zeigt die Entwicklung des Break Even Zeitpunktes in Abhängigkeit der Solarzellentechnologie, jenem Zeitpunkt, wo trotz des zunehmenden Bedarfes an zusätzlicher Energie zum Bau neuer Anlagen (und eventuell bereits dem Ersatz von Anlagen, die wegen der auf 30 Jahren angenommenen Lebensdauer durch neue Anlagen ersetzt werden müssen) die installierten Anlagen Netto Energie ins Netz abliefern. Wird die Implementationszeit von zwei auf eine Generation verkürzt, bedarf es am Anfang mehr Energie, der Zeitpunkt des energetischen Break even verlängert sich.

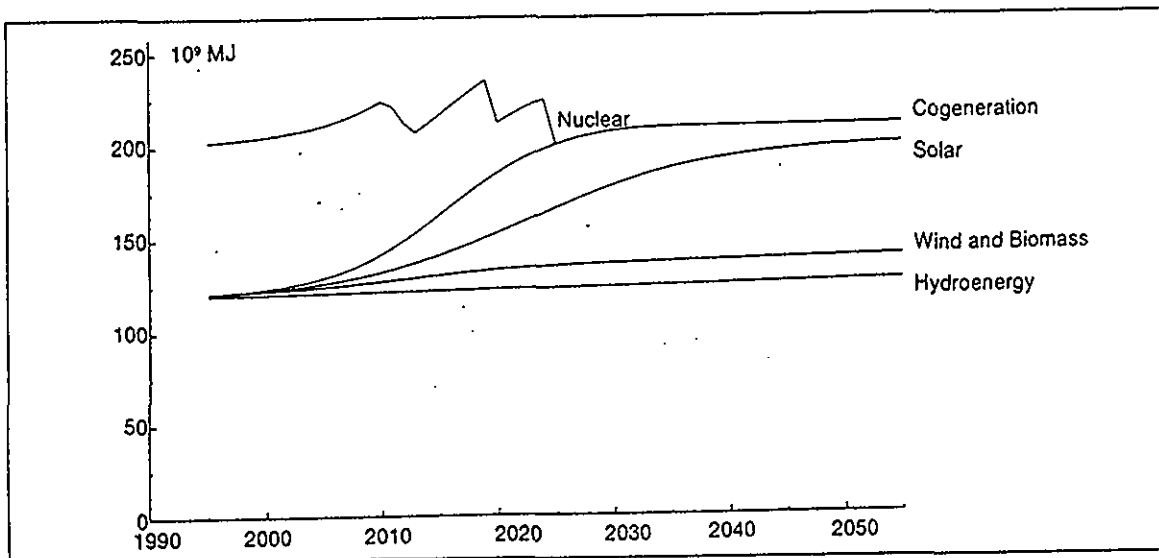
Resultate bezüglich des Material-, und insbesondere aber auch des Energiehaushalt variieren sehr stark für die drei verschiedenen PV Technologien. Dabei sind sowohl Brüterfaktoren wie auch die fossilen Multiplikationsfaktoren für alle drei Technologien gross genug, um eine grossmassstäbliche Umsetzung zu rechtfertigen. Einzig für die waferorientierte PV Technologie gibt es aufgrund der Sensitivitätsanalyse Vorbehalte, wenn die Lebensdauer nur 20 statt deren 30 Jahre beträgt und wenn die Umsetzung innerhalb einer statt wie in der Grundvariante angenommen zweier Generationen erfolgen soll.



Figur 4 zeigt die Entwicklung des solaren Brüterfaktors. Dieser ist ein Mass, wieviel mal mehr Energie eine PV Technologie erzeugen kann, als sie zur Implementation benötigt. Als dynamische Grösse nimmt sie zuerst zu, und später wieder leicht ab, weil zunehmend Dachflächen genutzt werden, deren sonnenexposition immer unvorteilhafter für die Nutzung wird. Die rechte Kurve zeigt den Fossilen Multiplikationsfaktor: wieviel mal mehr Energie erhalte ich aus einem Einsatz von einem Liter Öl, wenn dieser in PV investiert wird als wenn er direkt verstromt würde.

Im ersten Fall sinkt der Brüterwert auf den Faktor von rund 6, im zweiten Fall ergeben sich doch erhebliche Güterflüsse während der grössten Wachstumsphase, insbesondere für Glas und für hochreines Silizium. Für die übrigen Variationen ergeben sich aufgrund der Simulationen längerfristig Brüterfaktoren zwischen 10 und 60, was bedeutet, dass die PV Technologien auch im Schweizer Klima mehr als genügend Energie erzeugen, um sich selber zu reproduzieren und Überschussenergie an das Netz abzugeben.

Der Wechsel in Richtung einer nachhaltigen Stromversorgung, die auf erneuerbaren Energiequellen basiert, wurde anhand des schweizerischen Stromnetzes demonstriert. Werden die Kernkraftwerke nach ihrer 40 jährigen Lebensdauer nicht ersetzt, ergibt sich eine Produktionseinbusse, die kaum rechtzeitig und vollumfänglich von erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden kann. Ein auf etwa drei Jahrzehnte befristeter Ausbau der Blockheizkraftwerke könnte diese Lücke decken (Gubser, 1996).



Figur 5 zeigt die Entwicklung der möglichen Stromproduktion, wenn die erneuerbaren Energieträger Wind, Biomasse und PV innerhalb zweier Generationen gemäss ihrem in verschiedenen Studien ausgewiesenen Potential entwickelt werden, die Kernenergie nach Erreichen ihrer Lebenserwartung nicht erneuert werden und die zeitliche Lücke um 2020 mit Cogeneration gefüllt wird (Genauere Annahmen hierzu siehe Real 1998).

Unter Einbezug von den anderen möglichen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Biomasse könnte innerhalb zweier Generationen eine nachhaltige Stromversorgung aufgebaut werden. Dabei müssten allerdings die anderen Energieträger ebenfalls in der gleichen Tiefe wie dargestellt am Beispiel der Photovoltaik auf ihre Material- und Energieflüsse analysiert werden, um allfällige Engpässe in der dynamischen Entwicklung zu erfassen. Bei der Modellierung der möglichen Entwicklung der Energieversorgung stand die Frage im Vordergrund, wieviel Energie erzeugt werden kann, wenn die Versorgung langfristig auf erneuerbare Energieressourcen umgestellt werden muss und nicht, welcher Energiebedarf zukünftig im Sinne bekannter Szenarioüberlegungen abgedeckt werden sollte.

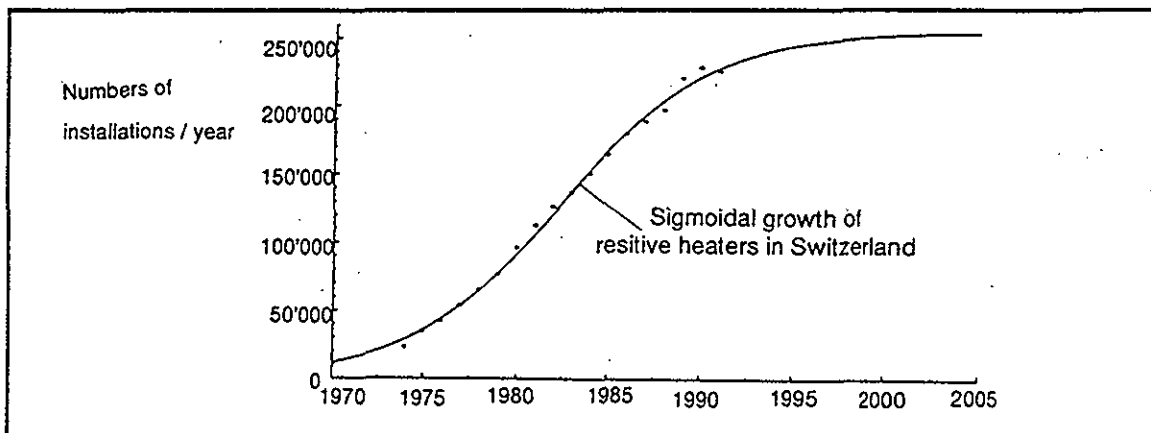
Diskussion Wachstumsmodell

Die Material- und Energierlevanten Indikatoren ergeben für eine Umsetzung keine Engpässe. Variationen für schnellere Einführungszeiten, und/oder kürzere Lebensdauer für die Anlagen (20 statt 30 Jahre) wurden ebenfalls durchgeführt. Einzig im Materialfluss "gereinigtes Silizium" und für Floatglas ergaben sich signifikante Volumina. Für das Floatglass wurde der Bedarf im Gebäudesektor mitsimuliert, um Vergleiche mit

bestehenden Flüssen erarbeiten zu können (Binz, 1995). Der Glasfluss erreicht dabei für die PV Anlagen in etwa die gleiche Grösse wie im Gebäudebereich.

Dies ist signifikant, industriell aber kein Engpass. Bei einer PV Technologie, die auf Wafer aufbaut, dürfte der hohe Bedarf an gereinigtem Silizium zu einem echten Engpass führen (Cormick, 1996). Die Herstellung von speziellem Solar Grade Silizium könnte diesen Engpass sicher lösen. Silizium an sich bildet als Ressourcenmaterial sicher keinen Engpass, besteht doch rund 25 % der Erdkruste aus diesem Element.

Die Frage nach der Umsetzung ergibt sich natürlich auch aus logistischer Sicht. Auch hier helfen Vergleiche mit Industriezweigen, die in der Vergangenheit für ähnlich gelagerte Aktivitäten grössere Investitionen und Umsetzungen tätigten. In Falle der PV Implementation drängt sich der Vergleich mit dem forcierten Einbau von Widerstandsheizungen in der Schweiz während den 70 iger und 80 iger Jahre auf. Figur 6 zeigt ein erstaunlich genaues Wachstum entlang einer Sigmoidal Wachstumskurve, geprägt durch eine Einführungsphase, eine starke Phase des Ausbaus und die Sättigungsphase.



Figur 6 zeigt die Wachstumskurve der Anzahl installierten Widerstandsheizungen zwischen 1970 und 1990. Das Wachstum folgte einer klassischen Wachstumskurve mit langsamem Anstieg (Einführung), hohem Wachstum und Abflachung am Ende (Marktsättigung). Die Wachstumsrate betrug 25%. Für die PV Implementation wurde ein Wachstum von 15% angenommen.

In der Tabelle 2 sind die wichtigsten Kenngrössen im Vergleich mit dem angenommen, zukünftigen Wachstum der PV Anlagen in der Schweiz dargestellt.

Items to compare:	Dimension	Resistive heaters	PV scenario
time span	years	1970 - 1990	1995 - 2050
energy level	MJ	$1 \cdot 10^9$	$40 \text{ to } 60 \cdot 10^9$
hours of full load	hours	875	925
heated area	m ²	$36.3 \cdot 10^6$	
covered area	m ²		$125 \cdot 10^6$
installed numbers	units	229,400	1,200,000 ¹
growth rate	%	25	15

Tabelle 2 zeigt die wesentlichen Indikatorgrössen, um das in der Vergangenheit stattgefunden Wachstum von der forcierten Einführung von Widerstandsheizungen im Gebäudebereich in der Schweiz zu Vergleichen mit der geplanten Implementation von PV Anlagen im Gebäudebereich in der Schweiz in den nächsten zwei Generationen zu realisieren.

Zusammenfassung

Um die längerfristigen Auswirkungen auf die Umwelt einer ins Auge gefassten Massnahme zu erfassen und Resultate zu generieren, die als Entscheidungshilfe dienlich sein können, ist die dynamische Simulation der zukünftigen Entwicklung eine wichtige Ergänzung zu der bis anhin eher praktizierten Analyse bestehender Prozesse und Technologien. Am Beispiel der grossmassstäblichen Einführung der Photovoltaik in der Schweiz ergibt sich mit dieser Methode ein zum Teil wesentlich anderes Bild als dies aus früheren Arbeiten ersichtlich ist.

Zudem erlaubt die Methode, potentielle Engpässe im Material- und Energiefluss frühzeitig zu erkennen und eventuell planerische Massnahmen zur Verbreitung einzuleiten. Die bewusste Beschränkung auf wenige, dafür wesentliche Indikatorstoffe erlaubt ein besseres Systemverständnis. Diese Information kann eine wichtige, zum Teil notwendige Ergänzung zu den bestehenden Analysen sein, welche eine Vielzahl von Umweltauswirkungen heutiger Prozesse auflistet.

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen

Eine enge Zusammenarbeit fand statt mit der Abteilung Stoffhaushalt und Entsorgungstechnik (ETH/EAWAG)

4. Allfälliger Transfer von Ergebnissen 1998 in die Praxis

Erstellen des Schlussberichtes
Präsentation der Ergebnisse am R.I.O Management Forum 98, in Luzern
Präsentation der Ergebnissen der ETHZ am 23.11.98

5. Perspektiven für 1999

Kommunikation der Resultate im Zusammenhang mit der oft unsachlich geführten Diskussion über Energie und Stoffhaushalt von Photovoltaik Systemen.

6. Publikationen 1998

- Jahresbericht 1997
- Vortrag am R.I.O Management Forum 1998, in Luzern
- Vortrag am der ETHZ am 23.11.98



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programm
in Photovoltaics
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 16868
Contract Number: 66402

Reference Number:

Project Title: New generation of hybrid solar collectors (Phase 2: Measurements and analyses)

Abstract:

Although the idea of producing a solar collector for both electricity and heat is not new, the new generation is based on a totally new concept. The feasibility study (phase 1) has collected much information about all-important aspects (costs, technology, market, contacts with industries, ...) to prove that further development is worth being done. The results are encouraging since they show:

- A potential market does exist for the several described proposed applications (about 10 MW in 2005)
- The photovoltaic (PV) thin film technology is likely to be suited for this application from a technical and an economical point of view, provided that the long term stability of the cells at temperatures above 100°C are confirmed
- Several photovoltaic industries are ready to collaborate in this development at different levels of participation
- The technology packages are suited for the hybrid collector

These results from phase 1 show that the competitiveness for a hybrid collector depends on several requirements. They are:

- The absorption coefficient (value of absorption over the whole solar spectrum) of the photovoltaic absorber should be higher than 80%
- The stability of a-Si cells at temperatures in the range of 100-160 °C

The information needed for an optimised development is neither available in technical prospects or the scientific literature. For these reasons, the project team must carry out a series of measurements and technical experiments before going into product design (phase 3).

1998 two different absorption measurements (spectroscopic and microcalorimetric) were performed by the Institute IMT in Neuchâtel and the IOA in Lausanne. These measurements show the effective reflections of the different optical layers of photovoltaic devices. Most data from the measurement on several available PV raw materials (plates) of standard devices (glass-substrate, steel and polyimide) and on some laminated samples show most encouraging results for an ongoing project.

Duration of the Project:

Phase 2: June 1998 – September 1999

Responsible for the Project:
Reporting on the Project:
Address:

Enecolo AG, EPFL- LESO, Ernst Schweizer AG
 Daniel Ruoss
 Enecolo AG
 Lindhof 235
 8617 Mönchaltorf

Telephone: 01 / 994 90 01
http: www.solarstrom.ch

Fax: 01 / 994 90 05
E-mail: enecolo@active.ch

1. Project goals for 1998

These results from phase 1 show that the competitiveness for a hybrid collector depends on several requirements. They are:

- The **absorption coefficient** (value of absorption over the whole solar spectrum) of the photovoltaic absorber should be higher than 80% (the photovoltaic absorber will be the photovoltaic device which replaces the absorber of a conventional thermal collector).
- The **stability of a-Si cells at temperatures** of 100-160 °C (definition of the testing procedure)

The needed information for a better understanding of these two points is available neither in technical documents and scientific literature nor by the concerned companies having the best know-how. For these reasons, the development of the hybrid collector must proceed with a series of measurements and more detailed work on these two subjects before going into product design.

1.1. Absorption assessment

The feasibility study showed that absorption coefficients of standard PV modules should be higher than 80% to make the hybrid collector economically competitive.

Few data are available from PV manufacturers concerning solar absorption; basic seeking in the feasibility study returned ~65 % absorption for a commercial module. 1996 Ernst Schweizer AG measured a solar absorption coefficient of ~72 % on a commercial Tefzel-EVA-amorphous module. The "Institut de Microtechnique" in Neuchâtel did more precise measurements in 1997 with a "Perkin Elmer" spectrometer. Coefficients ranging from 78% (a-Si, one layer) to 90% (c-Si) have been measured on special manufactured samples and also on commercial modules.

Goal of this project step will be to give a reliable confirmation to these previous measurements. This will be made on different commercial available amorphous silicon modules.

A series of measurements (spectroscopic and microcalorimetric) will be performed in order to show the effective reflections of the different optical layers of photovoltaic devices. This has to be done over the whole solar spectrum. Photovoltaic specialists rarely did it since they are less interested in the wavelengths that do not contribute to the photovoltaic conversion. At the contrary, these wavelengths are preferably reflected since they contribute to heat up the PV device decreasing electrical efficiency. These measurements will be done on 7 available PV raw material (plates) of standard devices (glass-substrate, steel and polyimide) and on some laminated samples produced in the frame of this project for comparison.

Two different measuring methods will be used to offer a better understanding of the samples properties. The first is based on spectrometry and will yield a wavelength- resolution. This is subcontracted to the IMT in Neuchâtel. The second one is based on calorimetry (will yield a global value) and is subcontracted to the IOA (Institut d'Optique Appliquée of Département de Microtechnique à l'EPFL). The comparison of these results will give a good idea of what kind of data we have to expect for the follow-up of the project and will help us to build later on (phase 3) a prototype.

Detailed value of the absorption coefficients of various module types will be given. This will complete the feasibility study and confirm the competitiveness of the hybrid collector.

Comparison between various manufacturers will be available. It will be very useful to help choosing the best convenient technology for going on in the project and for better understanding the possibilities for increasing the α - coefficient. These data will also be helpful for calculating the stagnation temperature.

1.2. Thermal stability of a-Si cells

The lack of data about stability of thin film PV-cells at temperatures above 100 °C makes necessary to proof the suitability of such cells for an application in a hybrid collector. Therefore long time temperature tests have to be performed.

Since there are no guidelines for such tests with amorphous silicon, it is first necessary to work out a testing program. Amorphous silicon is well known in the chip industry and thus we should also pursue a specific study of scientific literature (a-Si in general) in order to gain as much data and experiences as possible for defining these tests. The literature study has also the task to prepare the final concept for the accelerated ageing tests which will be done on laminated samples (PV cell and thermal exchanger) built in the frame of phase 3.

Based on the results of the absorption measurements) two important parameters can be evaluated (modelled); these are the stagnation temperatures of a normal flat collector with this absorber type and the thermal efficiency. This information will allow defining a precise test procedure. Raw material will be not suitable for this test, because of oxidation of the metallic back layer.

For this reason, we have either to perform the tests in vacuum conditions, either to protect the back with an additional layer or to fill the chamber with a neutral gas.

1998 the definition of the test procedure should be concluded. 1999 the measurements will be performed according to the following first structure of a testing procedure:

- Raw material will be thermal stressed by a long time test (50-1000 h) at different temperatures (100°C, 120°C, 140°C, 160°C, etc.)
- Testing place: oven with a vacuum chamber, or with a chamber with neutral gas
- Simultaneous measurement of the module-resistance, cells are connected (datalogger)
- The samples will be measured at intervals to define with a constant lamp simulator

Results will try to isolate the effect of high temperature on the thin film device without being disturbed by other effects like Staebler- Wronski, encapsulation, wiring, etc. In case of positive results, it will be possible to design the first prototypes (Phase 3) by knowing precise operating temperature range. If the temperature range is not suitable for the hybrid application, the development will be stopped.

2. Work performed and results obtained in 1998

Following the work plan for the project. The actual work is according to the plan at schedule.

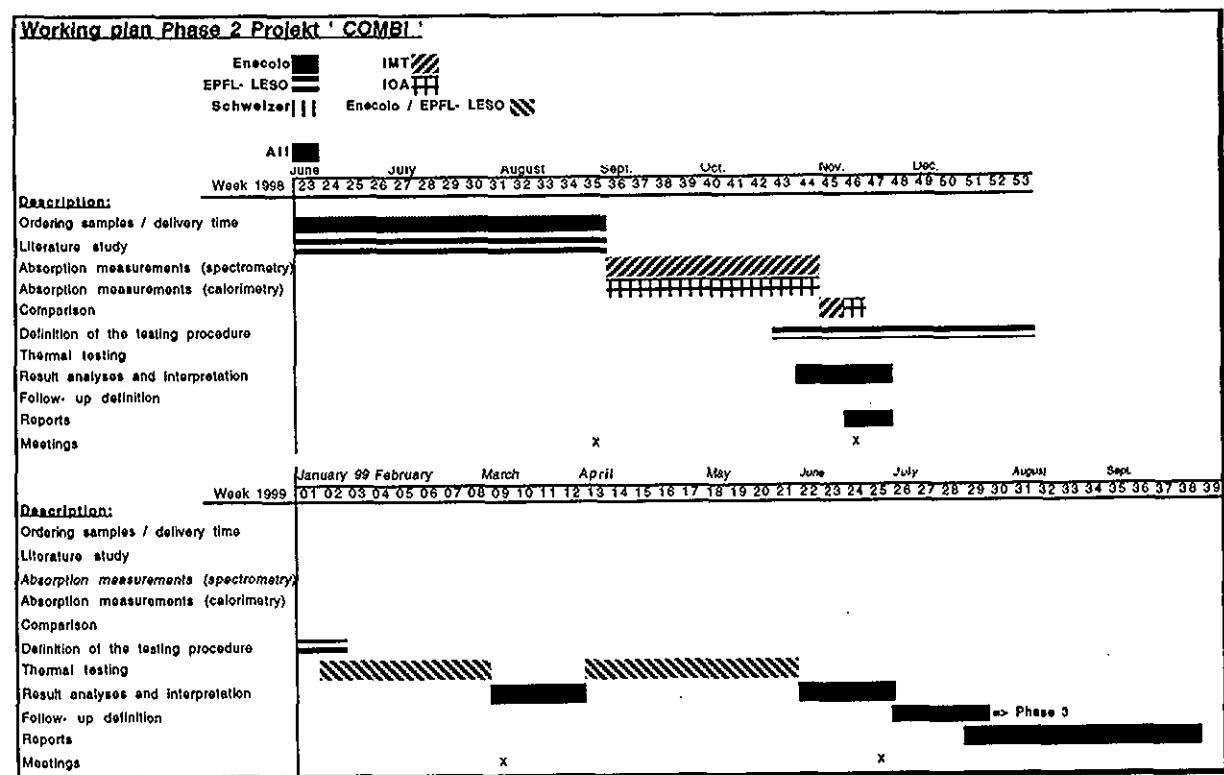


Figure 1: Working plan project 'COMBI'

After the ordering of several unlaminated and laminated samples the project team focused on the literature study during an approx. two months delivery time for the cells. The absorption measurements were with the subcontractors defined and prepared. Work started End of August 1998 and was finished End of October 1998.

Two different measuring methods were used. The first is based on spectrometry and is subcontracted to the IMT in Neuchâtel. The second one is based on calorimetry and is subcontracted to the IOA in Lausanne. Following a short description about each method.

IMT Neuchâtel (R. Platz): Reflection measurements and evaluation of absorption

IMT used a Perkin Elmer UV/VIS/NIR spectrometer (type Lambda 900) to measure the reflection of various samples of solar cells. The measurement is performed using an Ulbricht integrating sphere, therefore direct and diffuse reflection is summed up to yield the total reflection of the sample.

The instrument baseline is taken prior to the measurement using a white standard of the same material as the interior of the Ulbricht sphere, assuming the reflectivity of this material to be 100%. The transmission of all samples is equal to zero, due to metallization of the back surface. Therefore the absorption of the samples is given as $A(\lambda) = (1 - R(\lambda))$. Multiplication of the $A(\lambda)$ spectrum with the spectral power density in a standard AM1.5 solar spectrum and integration over all wavelengths yields totally absorbed power in the sample.

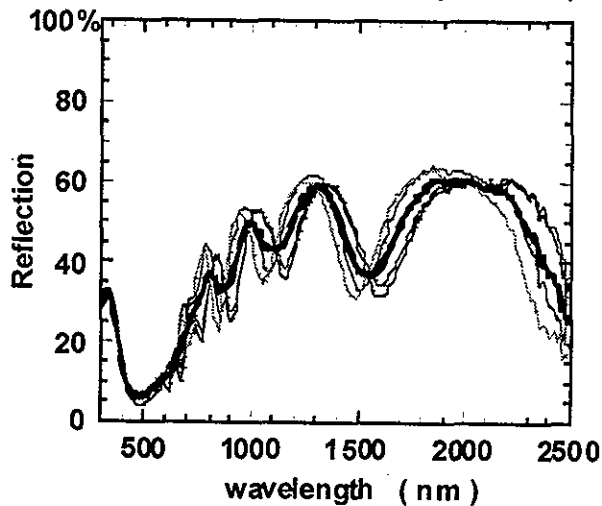
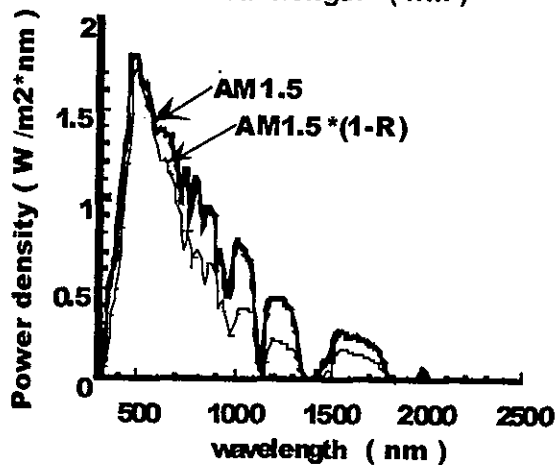


Figure 2 shows a typical reflection spectrum as measured on one of the samples. Thin lines are measurements on different spots on the same sample; the thick line is the mean at each wavelength.



In Figure 3, this mean spectrum is multiplied with the AM1.5 spectrum. The total absorbed power corresponds to the surface under the curve, i.e. is obtained by integrating over all wavelengths.

IOA Lausanne (T. Sidler): Reflection measurements and evaluation of absorption

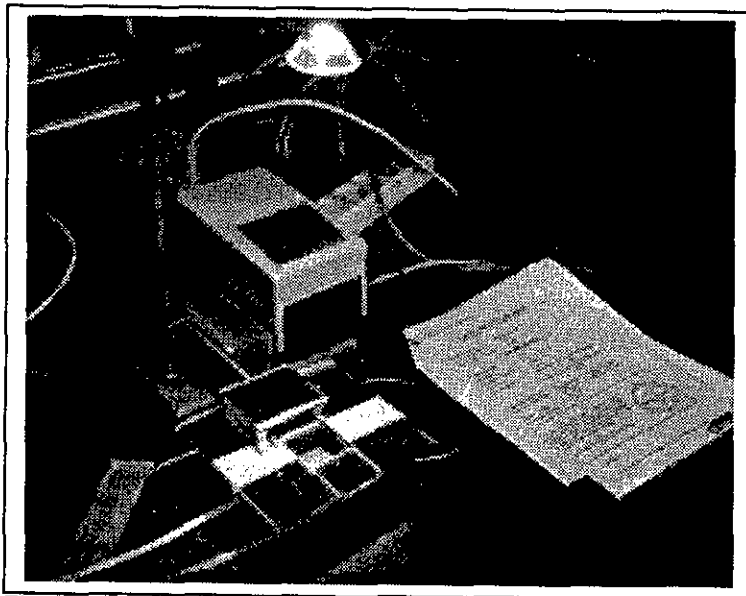


Figure 4: Photo of the absorption measures set-up by IOA

The experimental apparatus consists of a thermal flux sensor ("Episensor type A 02-050 or Peltier element of type TEC1-12714, both of a surface of 50x50 mm). As the Episensor type thermal flux sensor has an ill-defined surface, a copper plate of a thickness of 1mm has been glued on the surface with a high thermal conductivity adhesive (Omegabond 200). The samples are then fixed on the sensitive surface with a heat conductive paste (HTC 35SL) and illuminated according to the schema of the figure 5.

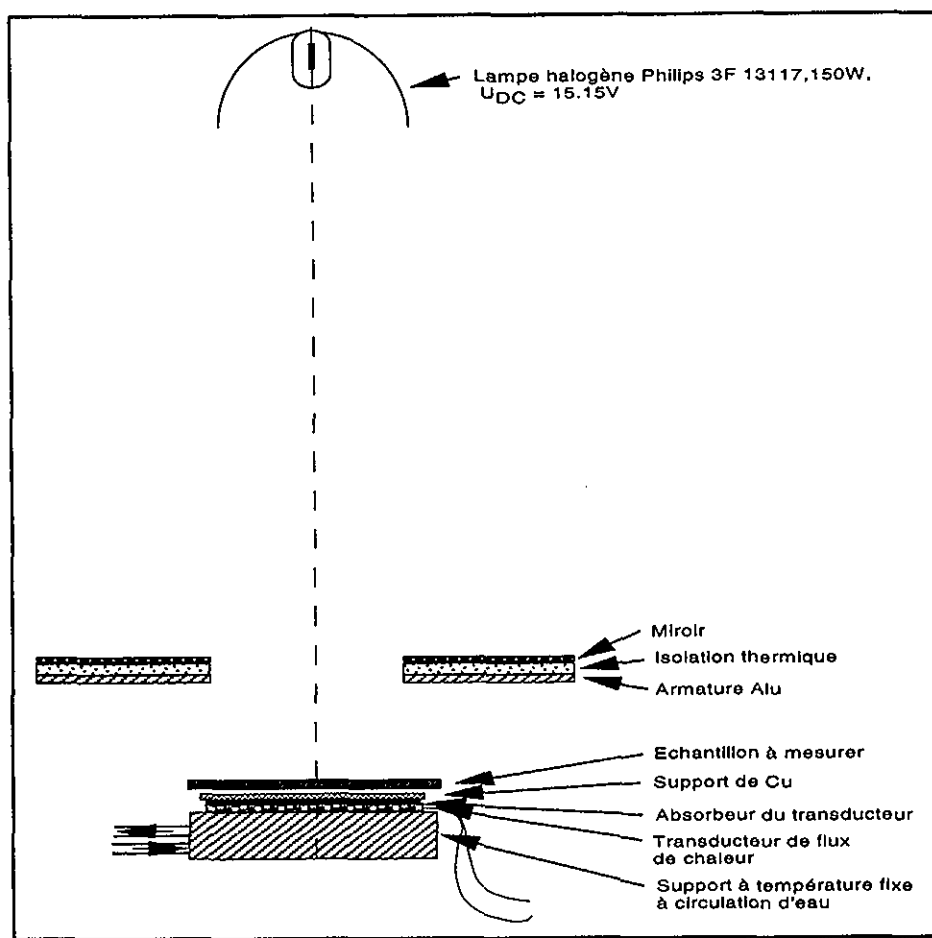


Figure 5: Experimental set-up

The illumination aperture has been provided with the upper surface constituted with mirrors, to avoid at maximum thermal radiation from the aperture frame to the cell under investigation. The illumination source is a Philips halogen lamp of 150W nominally, powered by a stabilised power supply under constant voltage of 15.20V, at a distance of 400 mm, resulting in a fairly constant light intensity over the aperture of 20cm². The incident power has been measured with a pyroelectric wide band laser power meter (Ophir Nova) and yields 2.48W for 20cm², respectively 1.99W for 16 cm². Each sample has been measured several times and the mean value has been reported in a table. No divergence larger than a few percents have been encountered.

The investigations with the Peltier element heat flow transducer are actually under way and the results will be presented after completion of the measures.

The heat absorption of the samples has been determined according to the following formula, by taking the nominal value of the black coated surface of the reference sample (absorption = 94.0%).

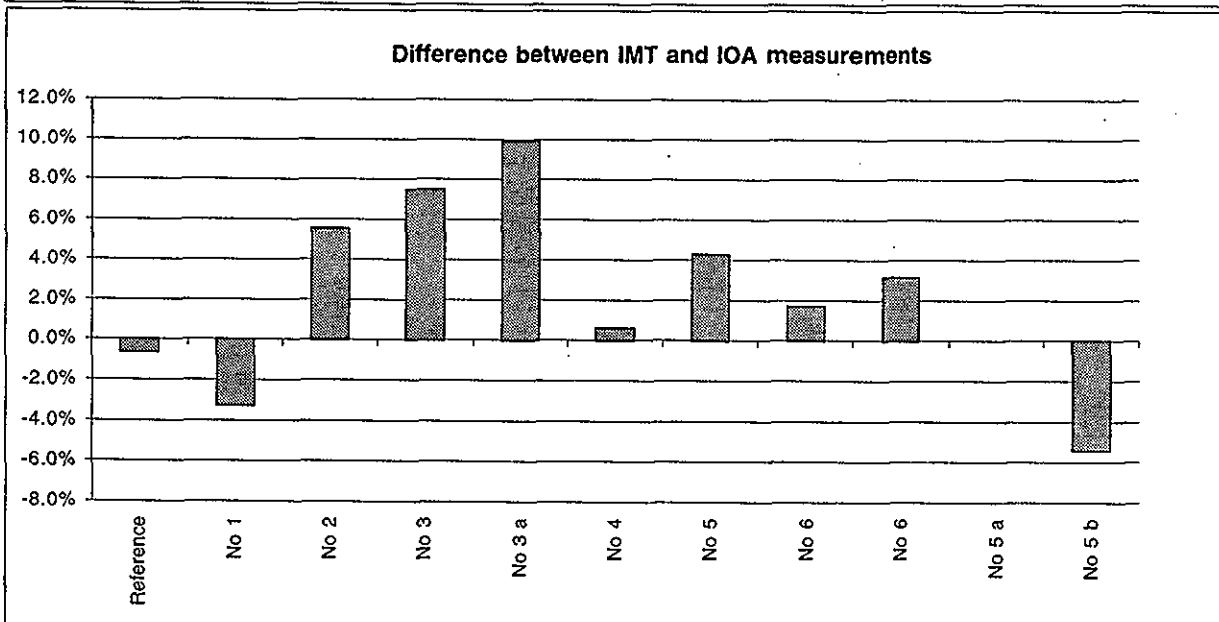
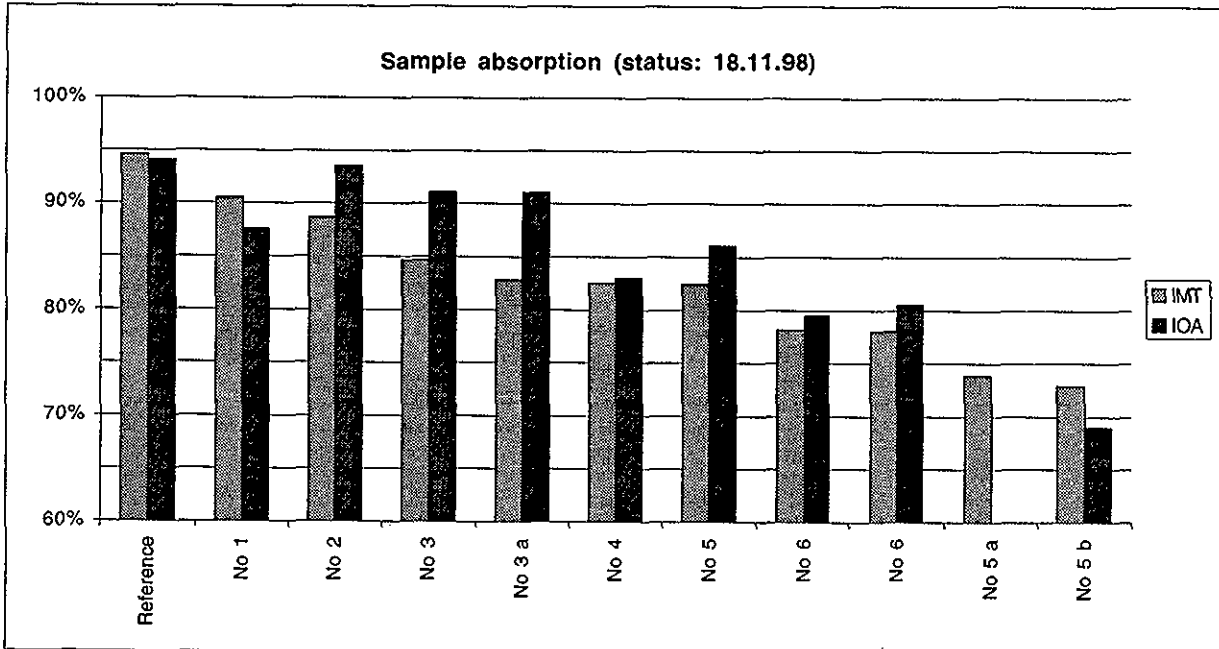
$$\alpha = \alpha_{\text{référence}} (U_{\text{epis}} - U_{\text{backgr}}) / (U_{\text{ref}} - U_{\text{backgr}})$$

Results from the absorption measurements

Detailed results with the measured α - coefficient will be available in the final report phase 2. The project team is still working on a closer interpretation of the data. A summary with data from both institutes is shown in this annual report.

Summary "Absorption measurements"

No	Fabricant	Encapsulation	IMT	IOA	Difference Absorption	Difference Reflection
R...	Reference	None	95%	94%	-1%	-0.6% low
B...	No 1	None	90%	88%	-3%	-3.2%
D...	No 2	None	89%	94%	5%	5.5% high
F...	No 3	None	85%	91%	6%	7.5% high
I...	No 3 a	EVA/Tefzel	83%	91%	8%	9.9% high
A...	No 4	None	82%	83%	1%	0.6% low
H...	No 5	Tefzel/EVA	82%	86%	4%	4.3%
C...	No 6	None	78%	80%	1%	1.7% low
E...	No 6	Lack	78%	81%	2%	3.1%
G...	No 5 a	None	74%			
K...	No 5 b	None	73%	69%	-4%	-5.4%



Some question marks have to be answered after this comparison. What might be the explanation for the quite big difference between the No 1 and No 6 plates based on the IMT method? Both technologies are similar (glass substrate, TCO), but several other parameters have to be evaluated and examined, e.g. interference in the layers, ITO layer supplied from different manufacturers, etc. If raw and laminated cells compared, for No 5 cell is a higher improvement in the α -coefficient resulting as for a No 3 cell. Is an ITO refraction index more suitable for higher absorption than ZnO?

A closer interpretation of the measurements and possible explanations for some coefficient are in progress and can be expected End of this year. All results and analyses will be shown in the final report phase 2.

If the two methods from IMT and IOA compared, a very precise relation is resulting.

The difference of the majority of the samples is in a range of -4 to +6%, which is absolutely tolerable and shows the reliability of both measurement methods.

Overall is very good absorption for most samples resulting. Manufacturer No 1 with the technology on a glass substrate shows, with close to 90% α -coefficient, a perhaps well-suited solution for the project. Also manufacturers No 3 and No 5 are in further evaluation and will be considered for the prototype work.

3. Collaborations, contacts with industry, etc.

Two Swiss institutes in form of a subcontract carried out the absorption measurements. With both institutes a fruitful collaboration was performed and very good experiences were gained.

A big interest resulted in the delivering of raw material or laminated samples by the PV manufacturer. From all a-Si manufacturer samples were supplied, either free of charge or inexpensive. But this clearly expressed with their wish to gain the data of the measurements on their products. As described in the next chapter the project team will look for a closer collaboration with some companies.

4. Transfer

Transfer into the market is still early. Although some PV manufacturers have shown interest to improve the absorption coefficient based on the measured data's. Within the project the first steps are the thermal cycling tests resulting in a 'go- or stop' decision. The contacts with the manufacturers will be maintained for the followed possible improvements on the cell level. Several transferable results are in a possible phase 3 expected. Phase 3 will invest in designing the first prototypes.

5. Perspectives for 1999

Shown in the working plan the perspectives for 1999 are:

- Definition of the testing procedure (literature study, contacts to the industry)
- Thermal testing of unlaminated a-Si cell
- Analyses of all testing and interpretation of the results

In case of positive results a 'go'-decision will be made and a follow-up project proposal for phase 3 will be organised. The project team is so far very encouraged by the results from the absorption measurements. A possible realisation of a 'COMBI'-collector has passed an important barrier and looks promising.

6. Publications 1998

<u>Author</u>	<u>Paper Title</u>	<u>Place and date of the presentation</u>
P. Affolter, D. Ruoss, H.J. Althaus, et. al.	Feasibility study Phase 1, Final Report	November 1997- January 1998
P. Affolter, D. Ruoss, H.J. Althaus, et. al.	Proposal Phase 2	November 1997- February 1998

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 2726
Contract Number: 2726

ENET Number: 6100007

Project Title: **Photovoltaic Potential in the Building Stock**

Abstract

The goal of the project is the implementation of an approach to assess the solar-yield-differentiated photovoltaic potential in the building stock. The specific goals are:

- to create a tool for the assessment of the photovoltaic potential on the building surfaces,
- to discern the PV potential for different types of buildings (according to age, number of floors, type of use, roof shape, etc.), for various types of building owners, for different regional areas and for different categories of relative and absolute solar yield and other PV-relevant aspects,
- to provide general and detailed information and to assist the decision makers in the PV domain, e.g. utility companies, energy policy makers, PV industry, etc.

State and Outlook

This contribution proposes an approach to assess the solar-yield-differentiated PV area potential. It emphasizes the importance to know both the statistical and the empirical landscape of the building stock in order to perform implementation-oriented results. The tool has been adopted in two case studies and has proven that fairly accurate building data can be collected in an efficient way. According to the requirements of the various participants in the PV environment, results can be generated starting from the basic PV area potential up to the market potential, from general statements about the potential contribution of PV in a future energy supply system up to strategic information.

Two Swiss case studies - one in a typically urban context, the other in a typically rural context - were carried out. Some results of the photovoltaic potential are presented for the city of Zurich and for the canton of Fribourg.

Duration of the Project: 1.8.95 - 31.7.98

Responsible for the project:

Stefan Nowak

Reporting on the project:

Marcel Gutschner

Address:

NET Nowak Energie & Technologie AG
 Waldweg 8
 1717 St. Ursen

Telephone: 026 / 494 00 30

Fax: 026 / 494 00 34

E-mail: stefan.nowak.net@bluewin.ch

Photovoltaik-Potential im Gebäudepark

Projektziele

Ziele des Projekts sind

- * die Schaffung eines Instrumentariums zur Erfassung des Photovoltaik-Potentials im Gebäudepark unter Berücksichtigung technologischer und wirtschaftlicher Faktoren ,
- * die Differenzierung des Photovoltaik-Potentials nach Gebäudetypen (gemäss Bauperioden, Grösse, Zweckbestimmung und Nutzungsstruktur, Dachform, etc.), nach Eigentümerstruktur und Zielgruppen, nach geografischen Regionen, nach solaren Energieerträgen und nach weiteren PV-relevanten Gesichtspunkten , und
- * die Beratung von Entscheidungsträgern im PV-Sektor wie Elektrizitätswerke, Energiepolitiker, PV-Industrie, etc.

Stand der Arbeiten

Im Verlaufe des Jahres 1998 wurde in zwei Fallstudien das Photovoltaik-Potential für die Stadt Zürich und für den Kanton Freiburg untersucht.

Im Auftrag des Elektrizitätswerks Zürich wurde das Photovoltaik Potential im stadtzürcherischen Gebäudepark zum ersten Mal umfassend ermittelt und sowohl nach dem möglichen Solarertrag wie auch bezüglich weiteren, für die Umsetzung relevanten Parameter (technologische und wirtschaftliche Entwicklung, Hemm- und Förderfaktoren, Eigentümerstruktur und Zielgruppen, Gebäudeparkdynamik, usw.), analysiert. Dabei gelangte ein neuer Ansatz zur Anwendung, welcher dank detaillierter Analyse der Gebäudesubstanz wesentlich differenziertere Aussagen ermöglicht, als dies bisher der Fall war. Nachdem dieser Ansatz auf Landesebene erarbeitet wurde, konnte er für städtische Gebiete stark verfeinert und damit erstmals in seiner vollen Vielfalt eingesetzt werden.

Im Auftrag des Verkehrs- und Energiedepartements des Kantons Freiburg wurde das photovoltaische Flächenpotential im Gebäudepark eines verhältnismässig stark rural geprägten Gebiets detailliert erfasst und eine energetische Wertung vorgenommen.

Aus diesen zwei Fallstudien soll auszugsweise das Erreichte auf den Ebenen der Methodik und der Resultate aufgezeigt werden.

I. Methodik

Auf der methodischen Ebene konnte ein Instrumentarium zusammengestellt werden, welches es erlaubt, auf effiziente Weise relevante und präzise Daten zur Ermittlung des photovoltaischen Ertragskriterium-differenzierten Flächenpotentials zu erheben. Das Ertragskriterium stellt ein objektives Mass für die energetische Eignung der zur Verfügung stehenden Flächen dar und charakterisiert damit beliebig ausgerichtete Flächen quantitativ (s. II. Resultate). Genau wie die lokal variierenden Sonneneinstrahlungsverhältnisse und Gebäudestruktur muss jedoch auch das Instrumentarium ausreichend flexibel sein, um die lokal erhältlichen Datenträger und -erzeuger optimal zu integrieren.

Der Ansatz basiert auf mehreren Datenbanken und Hilfsmitteln. Gebäudezählungsdaten, Gebäudeversicherungsstatistiken, Bodennutzungsstatistiken, digitalisierte Katasterpläne, Solarprogramme und weitere tragen dazu bei, einerseits eine umfassende und detaillierte Datenbank unter funktionalen, quantitativen, morphologischen und solaren Aspekten zusammenzustellen, andererseits eine Daten- und Extrapolationsstruktur aufzubauen, welche das Arbeiten auf der Ebene des Einzelobjekts bis hin zur Landesebene ermöglicht.

Für die Stichprobe in der Stadt Zürich wurde beispielsweise mit einer repräsentativen Auswahl von 2452 Gebäuden gearbeitet, was 5,2 % des oberirdischen Gebäudebestandes entspricht. Diese Stichprobe wurde mit den oben kurz umschriebenen Verfahrenselementen auf redundante Weise erfasst, sodass sie als zuverlässige Grundlage zur Hochrechnung herangezogen werden kann.

II. Resultate

Aus der breiten Resultatepalette sollen globalere Angaben aufgeführt werden, welche einerseits von allgemeinem Interesse und mit Vorbehalten übertragbar sind und andererseits einen Einblick in die mögliche Resultatestruktur gewähren.

a) Das photovoltaische Flächenpotential in Gesamtangaben für die Stadt Zürich

Die zugrundeliegende Gebäudegrundfläche des stadtzürcherischen Gebäudeparks beträgt rund 10,7 km².

Die gemittelte Bruttodachfläche ist rund 1,28 mal grösser und beläuft sich auf rund 13,7 km².

Der Reduktionsfaktor Dachelemente 1a beträgt 9 %. Neun Prozent der Dachflächen werden von der Bruttodachfläche abgezogen, da sie durch hohe Nutzungskonkurrenz und/oder durch ein sehr geringes Nutzbarkeitspotential gekennzeichnet sind.

Der Reduktionsfaktor Dachelemente 1b beträgt 22 %. Weitere zweiundzwanzig Prozent der Dachflächen werden von der Bruttodachfläche abgezogen, da sie durch Aufbauten und durch Aufbauten verursachte Verschattung photovoltaisch wenig bis gar nicht geeignet sind.

Die potentialmindernden Dachelemente reduzieren demnach das Dachflächenpotential um rund einen Drittel. Nach Abzug der potentialmindernden Dachelemente verbleibt die Nettodachfläche 1 b von rund 9,6 km².

Der Reduktionsfaktor Verschattung beträgt 22 %. Zweiundzwanzig Prozent der potentiell geeigneten Dachflächen werden durch den näheren Horizont (Gebäude und Bäume) stark verschattet.

Die potentiell geeigneten Dachflächen werden nach dem Energieertrag mit Hilfe des Ertragskriteriums unterschieden. Eine bestorientierte Fläche (rund 30° Neigung und südliche Himmelsrichtung) erhält die maximale Jahresstrahlungssumme. Diese wird gleich 1 gesetzt. Ein Ertragskriterium von 0,9, resp. 0,8 bedeutet, dass die Flächen 90 %, resp. 80 % der maximalen Jahresstrahlungssumme erreichen.

Für das Ertragskriterium von 0,9 beläuft sich das photovoltaische Flächenpotential auf 2,7 km².

Für das Ertragskriterium von 0,8 beläuft sich das photovoltaische Flächenpotential auf 4,8 km² (Flächen mit Ertragskriterium von 0,9 inbegriffen).

Rund 2,7 km² Dachflächen mit einem hohen Solarenergieertrag stehen potentiell der photovoltaischen Nutzung zur Verfügung. Weitere rund 2,1 km² Dachflächen erreichen 80 % des Solarertrags einer bestorientierten Fläche. Ausgedrückt in der Verhältnisskennziffer "Flächenpotentialergiebigkeit" heisst dies, dass auf 100 m² Stadtzürcher Gebäudegrundfläche rund 25 m² Dachfläche mit dem Ertragskriterium von 0,9 oder 45 m² Dachfläche mit dem Ertragskriterium von 0,8 fallen.

Die Angaben zum gesamten photovoltaischen Flächenpotential wurden aufgeschlüsselt nach Gebäudekategorien, Bauperioden, Zonenarten, Dachformen und Grössenkategorien ermittelt. Im Zusammenhang mit möglichen Erschliessungsszenarien wurden technologische und wirtschaftliche Faktoren sowie lokale Hemm- und Förderfaktoren ausgeschieden, die Gebäudeparkdynamik (Bautätigkeit) erfasst und Zielgruppen spezifiziert.

b) Das photovoltaische Flächenpotential nach Gebäudetypen im Kanton Freiburg

Rund 5,6 km² Dachflächen mit einem hohen Solarenergieertrag (90 % der maximalen Jahresstrahlungssumme) stehen potentiell der photovoltaischen Nutzung zur Verfügung. Zwischen 0,5 und 1 km² Dachfläche mit dem hohen Ertragskriterium von 0,9 können dabei jeweils in den Kategorien der Gebäude mit öffentlichem und administrativem Charakter, Wohnhäuser bis 4 Wohnungen, landwirtschaftlichen Nutzgebäuden, landwirtschaftlichen Wohngebäuden, Handelsgebäude, Industrie- und Gewerbegebäude und Nebenbauten gefunden werden (s. Tabelle 1).

Diese Angaben zur Potentialfläche wurden gleichfalls nach diversen Merkmalen der Gebäudeparkstruktur differenziert.

<i>Photovoltaisches Flächenpotential im Kanton Freiburg nach Gebäudekategorien</i>	<i>Gebäudekategorie</i>	<i>Anzahl Ge- bäude</i>	<i>Dachfläche in m² mit Ertrags- kriterium von 0,9</i>		<i>Dachfläche in m² mit Ertrags- kriterium von 0,8 akkumuliert</i>	
	Gebäude mit öff. und adm. Charakter	2'927	510'744	9%	620'576	7%
	Wohnhäuser (bis 4 Wohnungen)	37'405	983'153	17%	2'251'150	25%
	Wohnhäuser (über 4 Wohnungen)	1'963	242'863	4%	268'192	3%
	Wohn- und Geschäftshäuser	1'919	179'825	3%	330'076	4%
	Landwirtschaftliche Wohngebäude	7'960	554'913	10%	1'537'596	17%
	Landwirtschaftliche Nutzgebäude	8'505	676'126	12%	1'029'963	12%
	Gebäude der Ver- kehrsinfrastruktur	959	109'962	2%	118'447	1%
	Handelsgebäude	1'750	517'628	9%	517'628	6%
	Industrie- und Gewerbegebäude	3'548	989'234	18%	1'090'791	12%
	Gebäude des Gastgewerbes	317	50'209	1%	57'722	1%
	Nebenbauten	24'764	829'965	15%	1'057'181	12%
Alle Gebäude		92'017	5'644'624	100%	8'879'321	100%

Tabelle 1: Photovoltaisches Flächenpotential im Kanton Freiburg unterschieden nach Gebäudekategorien.
Quelle: NET AG

c) Ein energetischer Vergleich zwischen der Stadt Zürich und dem Kanton Freiburg

Der mögliche Beitrag des Photovoltaik-Potentials auf den unter Anwendung restriktiver Eignungskriterien ausgeschiedenen Dachflächen zur Strombedarfsdeckung fällt je nach Region erwartungsgemäss verschieden gross aus (s. Tabelle 2).

Betrachtet man nun die als gut (Ertragskriterium = 80 %, 2,1 km²) bis sehr gut (Ertragskriterium = 90 %, 2,7 km²) ausgeschiedenen Flächen in der Stadt Zürich, so lässt sich mit heutiger Technik auf diesen Flächen eine photovoltaische Energieproduktion von 0,44 TWh errechnen. Die besten Flächen (Ertragskriterium = 90 %) entsprechen rund 10 % des heutigen Bedarfs an elektrischer Energie (0,27 TWh), die guten Flächen (Ertragskriterium = 80 %) nochmals rund 6 % (0,17 TWh), was zusammen rund 16 % ausmacht.

Im Rahmen des ausgewiesenen photovoltaischen Flächenpotentials können im Kanton Freiburg auf den 5,6 km² Dachflächen mit einem sehr guten Ertragskriterium von 0,9 elektrische Energie im Umfang von rund 0,56 TWh, auf den 3,3 km² mit dem guten Ertragskriterium von 0,8 weitere 0,30 TWh erzeugt werden. Allein auf den sehr geeigneten Dachflächen könnten demnach rund 30 % des gegenwärtigen jährlichen Stromverbrauchs im Kanton Freiburg von rund 1,8 TWh bereit gestellt werden. Werden alle Dachflächen berücksichtigt, die mindestens das Ertragskriterium von 0,8 erfüllen, dann könnte Strom im Umfang von fast der Hälfte des gegenwärtigen Strombedarfs photovoltaisch produziert werden.

Photovoltaik-Potential im Vergleich	Stadt Zürich		Kanton Freiburg	
	absoluter Beitrag	relativer Beitrag	absoluter Beitrag	relativer Beitrag
aktueller Strombedarf	2,6 TWh	100 %	1,8 TWh	100 %
mögliche photovoltaische Energieproduktion mit bestehender Technologie auf den ausgeschiedenen Flächen mit Ertragskriterium von 0,9 absolut in TWh und relativ zum aktuellen Strombedarf	0,27 TWh	10 %	0,56 TWh	33 %
mögliche photovoltaische Energieproduktion mit bestehender Technologie auf den ausgeschiedenen Flächen mit Ertragskriterium von 0,8 absolut in TWh und relativ zum aktuellen Strombedarf	0,44 TWh	16 %	0,86 TWh	48 %

Tabelle 2: Das Photovoltaik-Potential und die mögliche photovoltaische Energieproduktion in der Stadt Zürich und im Kanton Freiburg im Vergleich. Quelle: NET AG

Ländliche Gebiete zeichnen sich durch eine eher geringe Bevölkerungsdichte und ebenfalls durch eine eher tiefe Energienutzungsintensität aus. Dies bedingt letztlich, dass die photovoltaische Energieproduktion in ländlichen Gebieten im Vergleich zu städtischen Gebieten üblicherweise einen deutlich grösseren Beitrag zur Strombedarfsdeckung leisten kann. Ein Vergleich von einigen Untersuchungsergebnissen zwischen der Stadt Zürich und dem Kanton Freiburg zeigt dies mit aller Deutlichkeit (s. Tabelle 3).

Faktoren	Stadt Zürich	Kanton Freiburg
jährlicher Absatz an elektrischer Energie in Bezug auf die Gebäudegrundfläche	243 kWh / m ²	99 kWh / m ²
zur Verfügung stehende Gebäudegrundfläche pro EinwohnerIn	30 m ² / EinwohnerIn	82 m ² / EinwohnerIn
photovoltaisch geeignete Dachfläche mit hohem Ertragskriterium bezüglich Gebäudegrundfläche	0,25 m ² / 1 m ²	0,30 m ² / 1 m ²
jährliche Einstrahlungsenergie auf optimal orientierter Fläche	1167 kWh / m ²	1250 kWh / m ²

Tabelle 3: Zusammenstellung einiger wichtiger Faktoren, die deutlich aufzeigen, weshalb in ländlichen Gebieten (hier: Kanton Freiburg) der Anteil der photovoltaischen Energieproduktion an der Strombedarfsdeckung potentiell grösser ausfällt als in städtischen (hier: Stadt Zürich). Quelle: NET AG

Die Energieintensität fällt in der Stadt Zürich rund 2,5 Mal höher aus. Während die Stadt Zürich einen Absatz an elektrischer Energie von rund 243 kWh pro Quadratmeter Gebäudegrundfläche aufweist, beträgt dieser für den Kanton Freiburg 99 kWh pro Quadratmeter Gebäudegrundfläche. Gleichfalls lassen sich pro StadtzürcherIn durchschnittlich nur gerade rund 30 m² Gebäudegrundfläche berechnen. Der Kanton Freiburg weist pro EinwohnerIn rund 82 m² Gebäudegrundfläche aus.

Weitere verhältnismässig wichtige Faktoren sind die solararchitektonische Eignung der Gebäudeflächen und die jährliche Sonneneinstrahlungsenergie. Diese fallen ebenfalls mit einigen Prozentpunkten ins Gewicht. Hinsichtlich der solararchitektonischen Eignung können in der Stadt Zürich auf 100 m² Gebäudegrundfläche rund 25 m² photovoltaisch geeignete Dachflächen mit dem hohen Ertragskriterium von 90 % eruiert werden. Im Kanton Freiburg ergeben sich durchschnittlich 30 m² photovoltaisch geeignete Dachflächen mit demselben Ertragskriterium auf 100 m² Gebäudegrundfläche. Schliesslich erhält die Stadt Zürich weniger Sonnenstrahlung als der Kanton Freiburg im Durchschnitt. Eine optimal orientierte Fläche in der Stadt Zürich empfängt pro Quadratmeter jährlich 1167 kWh Solareinstrahlungsenergie, während diese beispielsweise in der Stadt Freiburg 1250 kWh erreicht.

Diese ausgeprägten Unterschiede führen dazu, dass der potentielle Beitrag der photovoltaischen Energieproduktion zur Strombedarfsdeckung im eher ländlich geprägten Kanton Freiburg rund drei Mal höher ausfallen kann.

Zusammenarbeit und Unterstützung

Dieses Projekt ist wesentlich dank der finanziellen Unterstützung durch das Elektrizitätswerk Zürich (EWZ) wie auch durch das Energie- und Verkehrsdepartement des Kantons Freiburg zustandekommen. Ebenfalls haben zahlreiche Institutionen durch ihre Bereitschaft zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen, insbesondere möchten wir die Bundesämter für Energie, Statistik und Landestopographie, das Statistische Amt der Stadt Zürich und des Kantons Freiburg und das Institut für Geographie an der Universität Freiburg i.Ue. namentlich erwähnen.

Ausblick

Für die Stromproduktion kann das photovoltaische Flächenpotential nach Gebäudearten, Bauperioden, Dachformen, regionaler Verteilung und nach weiteren relevanten Gesichtspunkten unterschieden werden. Es steht somit ergiebige statistisches Material zur Verfügung, welches als Grundlage für weitere technologiebezogene und ökonomische, aber auch rechtliche und ästhetische Betrachtungen dienen kann. Unter Berücksichtigung dieser Angaben und Indikatoren können Entscheidungsträger im Energiewirtschaftssektor wie Elektrizitätswerke, Energieämter, Energiepolitiker und Industrie kompetent und umfassend beraten werden. Die anstehenden tiefgreifenden Änderungen in der Energiewirtschaft fordern innovative und erfolgsversprechende Konzepte.

Zur Herleitung vollständiger Aussagen hinsichtlich des photovoltaischen Potentials und dessen Erschliessungsmöglichkeiten ist die Betrachtung weiterer Faktoren notwendig. Insbesondere gilt es die vielfältigen Finanzierungsmodelle, die Marktdaten und Zielgruppen, die rechtliche Situation und lokal spezifische Hemm- und Förderfaktoren und die Gebäudeparkdynamik zu berücksichtigen. Daraus ergeben sich essentielle Grundlagen für energiepolitische und marktorientierte Konzepte und Strategien zur sinnvollen Erschliessung des Photovoltaik-Potentials.

Publikationen und Referenzen

Präsentationen der Arbeiten 1998 (Auswahl):

- Symposium Photovoltaische Solarenergie in Staffelstein (D) vom 11. bis 13. März
- Nationale Photovoltaiktagung in Bern am 5. Mai
- 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion in Wien (A) vom 6. bis 10. Juli
- Workshop "PV in the City for the Future" in Woudschoten (NL) vom 12. bis 14. Oktober

Referenzen 1996 und 1997 (Auswahl):

- Bundesamt für Energie, Nowak, S., Gutschner, M., Abschätzung des PV-Flächenpotentials im schweizerischen Gebäudepark, Freiburg, 1996
- Gutschner, M., Entwicklung eines Ansatzes zur Ermittlung des ertragskriterium-differenzierten photovoltaischen Flächenpotentials im schweizerischen Gebäudepark, Freiburg, 1997



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number : BBW 980216
Contract Number : EU NR. SME/1479/97-DE

Project Title : European photovoltaic noise barrier potential study

Abstract :

This project shall elaborate and investigate the application potential of photovoltaic sound barrier in six european countries (Germany, Switzerland, Netherlands, France, Great Britain and Italy). The Project is lead by TNC Energie Consulting GmbH, Freiburg i.B..

Overall Goals

- demonstrate the European potential for noise barriers along railroads and motorways
- disseminate the information amongst decision makers
- create new markets for grid-connected PV in Europe

Duration of the Project : June 1995 to Dec. 1998

Responsible for the project : TNC Consulting AG

Reporting on the project : Th. Nordmann

Address : TNC Consulting AG
Asylstrasse 84
8708 Männedorf

Telephone : 01 921 13 14

Fax : 01 921 13 77
E-mail : nordmann@tnc.ch

1. Projektziele 1998

Die Potentialstudie: Vorgehen und Ziele

Eine ähnliche Studie für die Energieerzeugung an Schallschutzwänden wurde schon 1995 in Deutschland durchgeführt. Es ergaben sich sehr beachtliche Zahlen: Das technische Potential entspricht dem Stromverbrauch einer Stadt mit 80'000 Einwohnern, das kurzfristig realisierbare Potential (auf Lärmschutzwänden, die in den nächsten Jahren gebaut werden), ist 115 MW, was etwa der jährlichen Welt-Solarzellenproduktion von 1997 entspricht.

Verfahren

Verschiedene Potentiale werden im Rahmen des Projektes berechnet:

- Das **theoretische Potential** umfasst alle Verkehrswege
- Das **technische Potential** umfasst die Ausrüstung aller bestehenden und aller geplanten Wände
- Das **kurzfristige Potential** umfasst die Ausrüstung aller geplanten Wände

Für die Berechnung werden Angaben von allen bestehenden und allen geplanten Schallschutzwänden benötigt. Diese werden bei den einzelnen Tiefbauämtern und den SBB erfragt.

Planungshorizont

Als Planungshorizont werden im Projekt ca. 5 Jahre festgelegt. Es besteht aber auch Interesse an weiteren Projekten, falls diese schon sichtbar sind. Sie können mit der Bemerkung angegeben werden.

Falls beide Seiten des Verkehrsweges ausgerüstet werden, sind die Detailangaben für beide Wände notwendig.

Benötigte Angaben der Wände:

- Ort: Gemeinde und wenn möglich Koordinaten
- Länge und Höhe der Wand
- Ausrichtung
- Welche Seite des Verkehrsweges wird geschützt (z.B. N oder SW)?
- Baujahr oder geplanter Bautermin
- Verwendete Materialien, ev. auch Hersteller und Wandtyp
- falls verfügbar: Kosten pro m² Schallschutz oder Kosten der Gesamtanlage

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Terminplan

1998 erledigt:

- ausscheiden und definieren der zu untersuchenden Strassen- und Schienenwege in den sechs europäischen Ländern
- Aufbau eines Globalstrahlungskatasters für die zu untersuchenden europäischen Regionen
- Erarbeitung von technischen Spezifikationen (Grundannahmen) für die Photovoltaik-Schallschutzinstallationen
- Erarbeitung und Recherche für die Bestimmung der bestehenden geplanten und theoretisch denkbaren Schallschutzanlagen in den nationalen Netzen (durchgeführt durch die einzelnen Landespartnern) - immer noch im Gang
- Untersuchung und Evaluation der vorliegenden Datensätze

- Datenerhebung bis Ende 1998
- Datenaufbereitung bis März 1999
- Abschlussbericht bis Juni 1999

Status und Zeitplan der europäischen Potentialstudie Photovoltaik Schallschutz

Abgeschlossene Arbeiten:

- Festlegung der zu betrachtenden Strassen und Bahnlinien
- Berechnung der Globalstrahlung in Abhängigkeit aller relevanten Himmelsrichtungen und Anstellwinkeln
- Technische Spezifikation Photovoltaik-Schallschutzwänden

Laufende Arbeiten

- Alle Partner: Datenerhebung von allen existierenden und geplanten Schallschutzwänden entlang von Strassen und Bahnlinien
- Zusammenfassung der erfassten Daten

Erste Resultate

Anwendungsangebote		• Länge der relevanten Schienen und Strassen • Länge der installierten bestehenden Schallschutzanlagen entlang von Schiene und Strassen • Länge der geplanten Schallschutzanlagen entlang von Schiene und Strassen				
Länder (Daten in km)	CH	D	F	I	NL	UK
Relevante Strassenlänge	1868	11013	12255	6830	2701	10791
Relevante Eisenbahnlänge	1663	6652	7850	4820	3065	9967
Vorhandene Schallschutzanlagen entlang Strassen	n.n.v.	1160	n.n.v.	50	476	n.n.v.
Vorhandene Schallschutzanlagen entlang der Eisenbahn	n.n.v.	196	n.n.v.	7	314	n.n.v.
Geplante Schallschutzanlagen entlang Strassen	n.n.v.	365	8	5	210	n.n.v.
Geplante Schallschutzanlagen entlang der Eisenbahn	n.n.v.	404	n.n.v.	0	243	n.n.v.

(n.n.v.=noch nicht verfügbar)

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen (insbesondere der Industrie), internationale Kontakte und Zusammenarbeit

Die Entwicklung des PV-Schallschutzes

Die Idee, Photovoltaik auf Schallschutzanlagen zu bauen, wurde 1989 von der TNC Consulting AG weltweit zum ersten Mal an der A13 bei Chur realisiert. Diese erste Anlage ist seit bald 10 Jahren in Betrieb und hat in dieser Zeit über eine Million kWh Strom ins Netz eingespeist.

- Im Jahre 1989 wurde von der TNC Consulting AG an der Autobahn A13 bei Chur in der Schweiz die weltweit erste Photovoltaik (PV) - Anlage auf einer Schallschutzwand errichtet. Die Anlage mit einer Nennleistung von 100 kW wurde vom Schweizer Bundesamt für Energie finanziert. Bei den Schweizer Folgeprojekten im Tessin (entlang der SBB-Strecke, ohne Schallschutz) und Giebenach BL (finanziert durch das ASB und den Kanton BL) konnten grosse ökonomische und technische Fortschritte erreicht werden. Auch im Ausland fand die Idee grosse Beachtung und wurde in der Folge mehrfach kopiert (Deutschland, Österreich, Holland).

- Ein weiterer Entwicklungsschub wurde 1994 durch die TNC angestossen. Da Schallschutz mit PV zwei Industriesparten betrifft, die bislang keinerlei Kontakt miteinander hatten, konnte das Innovationspotential nur mobilisiert werden, indem neue Verbindungen geschaffen wurden. Dazu wurde ein Ideenwettbewerb ausgeschrieben, bei dem sich Teams aus jeweils einer Schallschutz- und einer Photovoltaikfirma zusammenfanden und die gemeinsam einen Vorschlag ausarbeiteten. Dieser Wettbewerb stiess auf eine erfreulich grosse Resonanz. 31 Vorschläge von insgesamt 19 Firmenteams wurden eingereicht. Die Jury prämierte sechs Konzepte mit der Bestnote. Der Wettbewerb wurde vom Schweizer Nationalen Energieforschungsfonds NEFF, dem deutschen Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) und der Bayernwerk AG finanziert.

- Die Urheber der sechs bestklassierten Konzepte erhielten das Angebot, ihr Konzept im Massstab von 10 kWp zu erproben. In Deutschland gingen die drei Anlagen an der Autobahn A 96 am Ammersee (München) im Mai 1997 in Betrieb. In der Schweiz wurde im Dezember 1997 auf einer Autobahnbrücke der A1 bei Aubrugg (Wallisellen) die welterste Bifacial-PV-Schallschutzanlage in Betrieb genommen. Die zweite Anlage steht seit September 1998 an der Bahnlinie Wallisellen- Dübendorf. An der A1 in Brüttisellen wird im Frühling 1999 die letzte Anlage gebaut. Die deutschen Anlagen wurden vom BMBF und der Bayernwerk AG, die Schweizer Anlagen vom Bundesamt für Strassen, dem Bundesamt für Energie und dem Elektrizitätswerk der Stadt Zürich finanziert. Alle Anlagen sind mit einer Messeinrichtung ausgerüstet.

- Die zur Zeit grösste Anlage wurde 1998 an der Autobahn A9 in der Nähe von Amsterdam (NL) in Betrieb genommen. Sie ist über 1.6 km lang und hat eine Nennleistung von 220 kWp, was im Jahresmittel ausreicht, um rund 50 Haushalte mit Strom zu versorgen.

4. Allfälliger Transfer von Ergebnissen 1998 in die Praxis

Anlässlich der zweiten Photovoltaik-Weltkonferenz 1998 in Wien (Datum) hat die TNC AG zusammen mit den vier grössten europäischen Herstellern von Photovoltaik-Modulen ein Konsortium gebildet. Diese Interessengemeinschaft wird sich zukünftig auf europäischer und nationaler Ebene für die Umsetzung, Popularisierung und Anwendung von Photovoltaik-Schallschutz einsetzen. Die Geschäftsführer der

- Siemens Solar GmbH, Herr G. J. Oswald
- ASE, Herr Dr. W. Hofmann,
- Shell Solar, Herr Dr. G. Boxhoorn
- BP Solar, Herr R. J. Evans

haben die aktive Mitarbeit ihrer Unternehmungen bereits zugesichert. Geplant ist die Errichtung mehrerer sogenannten «Eiffelturmprojekte» in den verschiedenen europäischen Ländern. Gemeint sind damit namhafte Bauwerke mit einer Gesamtleistung von 100 MW im Verlaufe der nächsten 5 bis 10 Jahre.

5. Perspektiven für 1999, falls das Projekt weitergeführt wird

Die Kombination von Photovoltaik und Schallschutz vereinigt zwei umweltpolitische Zielsetzungen in sich: die Stromproduktion aus erneuerbaren Energie-trägern und den Schutz der Bevölkerung vor Verkehrslärm. Durch die Doppelfunktion der Anlagen entstehen *niedrigere Kosten* und *kein zusätzlicher Landverbrauch*.

Das Konzept der Doppelnutzung erlaubt die Realisierung von Photovoltaik-Anlagen ohne den Verbrauch eines einzigen zusätzlichen m² Kulturlandes. Nicht zuletzt will man auf diese Weise zukünftig auch erhebliche ökonomische Vorteile durch Funktionsgutschriften vom Schallschutz realisieren. Ein m² Schallschutz aus Glas kostet in der Schweiz zwischen Fr. 600.- bis Fr. 1'000.-, ein m² Photovoltaik momentan noch etwa Fr. 1'300.-. Durch die Überlagerung der beiden Funktionen soll der Preis der photovoltaisch erzeugten kWh weiter gesenkt werden.

Mit dem Beginn der Massenfertigung von PV-Modulen ist eine markante Kostenreduktion absehbar, ähnlich wie in der Halbleitertechnik. Die Systemkosten konnten in den letzten Jahren stark reduziert werden: Fortschritte in der Wechselrichter-fertigung, Standardisierung der Montagesysteme und *allgemeiner Erfahrungsgewinn* sind hier die Hauptgründe.

Zudem wird versucht, die Anlagen in bestehende Bauwerke zu integrieren. Dies ermöglicht die Substitution von konventionellen Bauteilen, wie z.B. Fassadenelementen, Dachziegeln oder eben - Lärmschutzelementen. Die wegfallenden Kosten können der Anlage gutgeschrieben werden, was den Strom wiederum billiger macht.

Der Markt für Strom aus Photovoltaik-Anlagen wird mittelfristig als sehr hoch eingeschätzt. Der Durchbruch für die PV-Technologie wird in einigen Jahren erwartet.

Gutschrift

Viele der bis anhin gebauten Photovoltaik-Anlagen auf Lärmschutzwänden leisten keinen Beitrag zum Lärmschutz: aufgebaute Strukturen mit Zwischenräumen und an der Wand befestigte Module tragen nichts zu einer zusätzlichen Lärmdämmung bei. Es wurde bald klar, dass eine weitere Entwicklung in Richtung ökonomische Anlagen nur dann möglich ist, wenn die Funktionen von Schallschutz und Photovoltaik schon beim Bau integriert werden und wenn die Funktion möglichst vom gleichen Bauteil ausgeübt wird. Dies wird nun anhand der Versuchsanlagen in Deutschland und der Schweiz erprobt.

Zur Ökonomie der Photovoltaik

Photovoltaik stellt auch heute noch eine relativ teure Stromquelle dar. Die Gründe dafür liegen zum Teil in den teuren PV-Modulen, welche zwischen 50 und 70 % der gesamten Anlagekosten verursachen. Der Rest entsteht bei den Systemkosten, wobei die Entwicklung der letzten Jahre gezeigt hat, dass hier ebenso viele Chancen für Innovation und Kostenreduktion stecken wie in den Solarzellen.

6. Publikationen 1998

noch keine



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programm
in Photovoltaics
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number BBW: 97.0542
EU No: JOR3-CT98-0230

Project Title: PVSAT
 Remote performance check for grid connected PV systems using satellite data

Abstract:

Small photovoltaic (PV) systems (i.e. in the power range of 1 to 10 kWp) regularly do not include any long-term surveillance mechanism. As most system operators are not PV specialists, partial system faults or decreasing performance may not be recognised. Regarding a number of several thousand systems being in operation today, remarkable losses in energy production may occur, the overall price per kWh would rise.

The envisioned project will set up a remote performance check for small grid connected PV systems. No additional hardware installation will be necessary on site. The site specific solar irradiation data will be derived from satellite images rather than from ground based measurements. On the basis of monthly irradiation sums, monthly values of PV system yield will be calculated and distributed automatically via postcard, fax or email (whatever is most suitable) towards the system operators. This procedure will remind the system operator periodically to check the performance of his installation. In this way, a high system performance will be ensured over the whole lifetime of a PV system.

The work necessary for the establishment of the PVSAT procedure is divided in five tasks

1. Set up of a calculation procedure from satellite image data to site and system specific solar radiation at ground level.
 2. Comparison of satellite derived radiation data with data from interpolation between ground stations, as quality check for the results of Task 1.
 3. Definition of a generalised plant description, applicable to grid connected PV systems and a corresponding numerical plant performance model for use with sparse input data.
 4. Integration of the results of Tasks 1 to 3 into the operational PVSAT performance check system.
 5. Test and evaluation of the PVSAT procedure energy users associations.
- Step 1, 2 and 3 have started since mid 1998.

Duration of the Project:

June 1998 to June 2001

Responsible for the Project:
Reporting on the Project:

Address:

Telephone: 01 / 994 90 01
http: www.solarstrom.ch

Enecolo AG
 Peter Toggweiler, Yvonne Frommenwiler
 Christine Hitzke
 Enecolo AG
 Lindhof 235
 8617 Mönchaltorf
Fax: 01 / 994 90 05
E-mail: enecolo@active.ch

1. Projektziele 1998

Eine grosse Zahl kleiner netzgekoppelter Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) sind zurzeit in Europa in Betrieb und in naher Zukunft wird ein enormen Zuwachs erwartet. In Deutschland beispielsweise beträgt der jährliche Zuwachs an installierter PV-Leistung heute bereits 6MWp. Kleine PV-Anlagen, im Leistungsbereich von 1-10kWp, besitzen keine expliziten Überwachungssysteme. Da Anlagebesitzer in der Regel keine PV-Spezialisten sind, können Systemverluste oder Leistungseinbussen, z.B. durch Teilbeschattungen der Module durch wuchernde Vegetation, eintreten. In Anbetracht der mehreren Tausend schon heute in Betrieb stehenden PV-Anlagen könnten spürbare Verluste in der Energieproduktion entstehen, die den Gesamtpreis pro kWh erhöhen.

Das Forschungsprojekt PVSAT der Europäischen Gemeinschaft hat die individuelle Betriebskontrolle für kleine netzgekoppelte PV-Anlagen zum Ziel. Dazu werden keine zusätzlichen Installationen an den Anlagen selbst nötig sein. Die spezifischen solaren Strahlungsdaten für jede Anlage werden aus Satellitenbildern berechnet und in einen theoretischen Ertrag, den die entsprechende Anlage erbringen sollte transformiert.

Der theoretische Zielertrag für eine einzelne Solaranlage wird dem Besitzer monatlich per Post, Fax oder Email übermittelt. Ein Vergleich dieses berechneten Zielertrags mit dem realen Ertrag der entsprechenden Anlage ermöglicht es dem Besitzer die Aufdeckung eventueller Verluste bei der Stromproduktion seiner Installation. Dieses Vorgehen hat den weiteren Vorteil, dass der Anlagebesitzer sich daran erinnert, seine Solaranlage regelmässig auf ihre Leistung hin zu überprüfen. Die Leistungsfähigkeit einer PV-Anlage wird so über ihre gesamte Lebensdauer gewährleistet.

Bilder vom geostationären METEOSAT Satelliten bilden die Grundlage, zur Ermittlung der Strahlungswerte auf der Erdoberfläche. Der Algorithmus ist, mit gewissen Änderungen und Verbesserungen, der gleiche wie bei der HELIOSAT-Procedur. Die Abschätzung von diffuser Strahlung, die bei geneigten Modulen zu berücksichtigen ist, wird integraler Bestandteil des Simulationsverfahrens sein.

Die Untersuchungen über die Genauigkeit der PVSAT-Routine wird viele Gegenüberstellungen mit Bodenmessungen zur Folge haben, sodass deren Genauigkeit gleichzeitig überprüft werden kann. Aufzeichnungen über das Betriebsverhalten von ungefähr 50 PV-Anlagen in ganz Europa über mehrere Jahre werden zusammen mit archivierten Satellitenbildern zur Erstellung der PVSAT-Routine verwendet.

Eine vergleichbare Ertragsabschätzung, basierend auf Daten aus Bodenmessstationen der SMA wird von der Enecolo AG bereits erfolgreich angewendet. Die Erfahrungen der Enecolo AG mit dieser Dienstleistung für Kleinanlagebesitzer, genannt IMIPP 'Individual Monthly Information on the Photovoltaic Production' werden im Verlaufe der verschiedenen Projektphasen zu Vergleichen und Verbesserungen des PVSAT-Projektlaufs herangezogen werden.

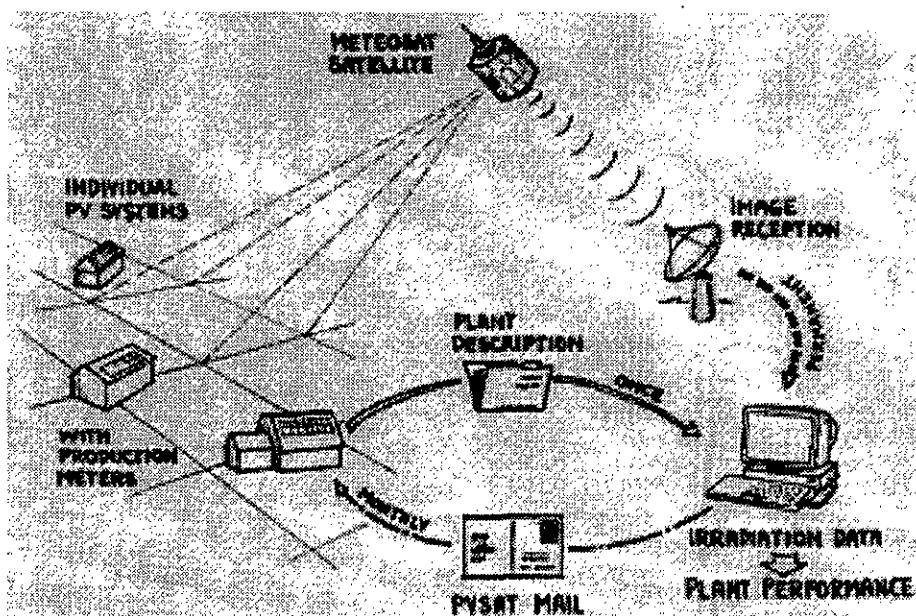


Abb. 1: PVSAT- Prinzip

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Allgemeines

Das Projekt PVSAT wurde im Sommer 1998 gestartet. Entsprechend sind erst wenig Ergebnisse vorhanden. Zwei internationale Projektmeetings haben stattgefunden. Die Projektarbeiten wurden wie vorgesehen begonnen. Anstatt über Ergebnisse zu berichten, werden nachfolgend die zurzeit laufenden Aktivitäten kurz beschrieben. Ein wichtiger Teil ist unter anderem der Einbezug der Erfahrungen aus dem Projekt IMIPP. Dieses BFE – Projekt schloss per Dezember 1998 ab. Seither wird es in kleinem Umfang mit Unterstützung von Enecolo und den etwa 30 Kundinnen weitergeführt. Die entsprechenden Erfahrungen sind wichtige Grundlagen für die Weiterentwicklung auf ganz Europa mit dem PVSAT – Projekt. Im Anhang 1 sind einige Erfahrungen wiedergegeben.

2.2 Evaluation der Simulationsgenauigkeiten

PVSAT macht eine Ertragsprognose basierend auf den aktuellen Wetterdaten und den Anlagewerten. Der entsprechende Wert muss mit einem Simulationsprogramm ermittelt werden. Weil aber voraussichtlich viele Anlagen betreut werden sollen, kann nicht für jede Anlage eine detaillierte Simulation ablaufen. Deshalb sind Vereinfachungen in der Nachbildung des Anlagebetriebes unerlässlich. Allerdings muss die Prognosegenauigkeit trotzdem gut sein. Hier gilt es, einen praktikablen Mittelweg zu finden. Die Simulation des Anlageertrages mit den in Frage kommenden Programmen, eine Referenzsimulation und der Vergleich zum effektiven Ertrag liefern die notwendigen Entscheidungsgrundlagen. Anhang 2 zeigt die ersten Ergebnisse dazu.

2.3 Berechnung der Sonneneinstrahlung

Die Berechnung der Sonneneinstrahlung aufgrund von Satellitenfotos wird seit längerer Zeit verfolgt. An der Universität in Oldenburg ist das entsprechende Know- How vorhanden. Die Genauigkeit ist für das Projekt sehr wichtig, da daraus quantitative Wertungen gemacht werden, und nicht wie oft lediglich qualitative Aussagen aus Bildern folgen. Momentan laufen Vergleiche mit Strahlungsdaten generiert aus Satellitenbildern und denjenigen von Bodenmessstationen.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen, Firmen

Zurzeit ist lediglich die Zusammenarbeit mit dem Energiebüro Christian Meier in Zürich organisiert. Im Verlaufe des Projektes sind weitere Kontakte und Kooperationen geplant. Dies ist unter anderem notwendig für die Beschaffung von Betriebsdaten von Solaranlagen, die Evaluation der Simulationsgenauigkeit, den Bezug von Meteodaten und die Vorbereitung zur Markteinführung.

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Zum jetzigen Projektzeitpunkt noch keine.

5. Perspektiven für 1999

Das Kalkulationsverfahren, welches der Umrechnung von Satellitendaten zu Bodenstrahlungswerte dient (Task 1), wird im Laufe des Jahres entwickelt sein. Dadurch kann der Fehler des Zielertragswertes berechnet werden. Task 2, realisiert die Interpolationen von Strahlungsmesswerten aus Bodenstationen auf bestimmte Lokalitäten, sodass eine schnelle Kontrolle der erhaltenen Bodenstrahlungswerte zur Verfügung steht. Es wird zudem eine Anwendung erarbeitet, die eine einfache Beschreibung und Aufnahme von anlagespezifischen Parameter erlaubt (Task 3). Die Entwicklung dieser Anlagemodellierungen schafft einen Überblick über das Verhalten einer grossen Anzahl von PV-Systemen und erlaubt deren Klassierung. Anfang 99 wird Task 4 gestartet. Diese Arbeit beinhaltet die Integration der Resultate aus Task 1 bis 3 in eine kundenfreundliche Anwendung. Neben den Berechnungen der effektiven Zielertragswerte, die jedem Anlagebesitzer zugestellt werden, soll die Gestaltung und die Verbreitung der Dienstleistung erarbeitet werden.

6. Publikationen 1998

Zum jetzigen Projektzeitpunkt keine.

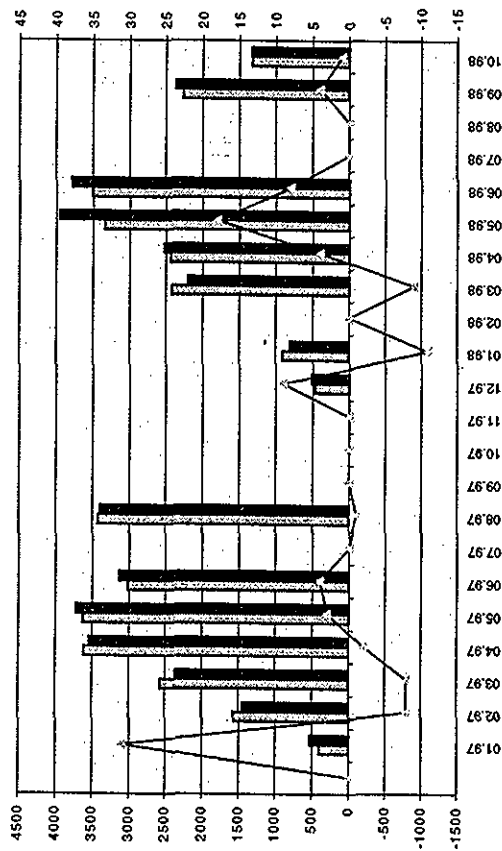
Anhang 1: Vergleiche zwischen Prognose und dem effektivem Ertrag am Beispiel von einer IMIPP Analyse dreier PV- Anlagen in der Schweiz.

Anhang 2: IMIPP angewendet auf vier Anlagen in Deutschland.

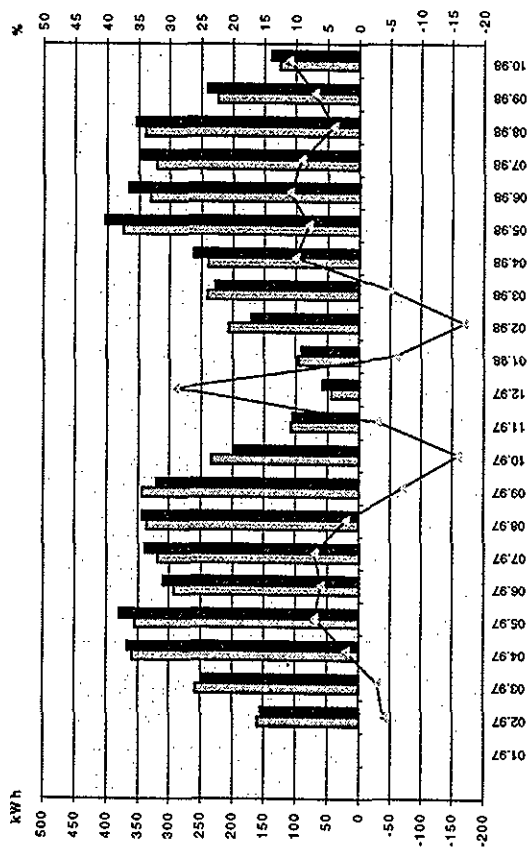
Anhang 1:

Vergleiche zwischen Prognose und effektivem Ertrag am Beispiel von IMIPP Analyse dreier Anlagen in der Schweiz

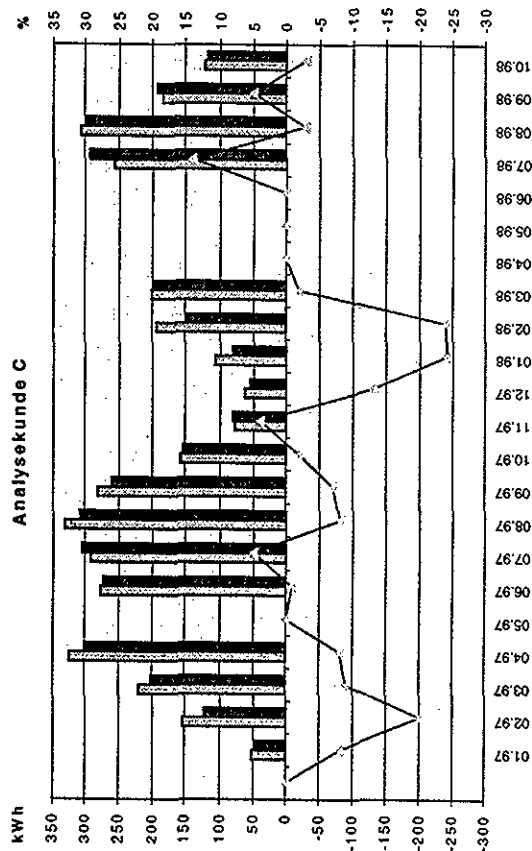
Analysesekunde A



Analysesekunde B



Analysesekunde C



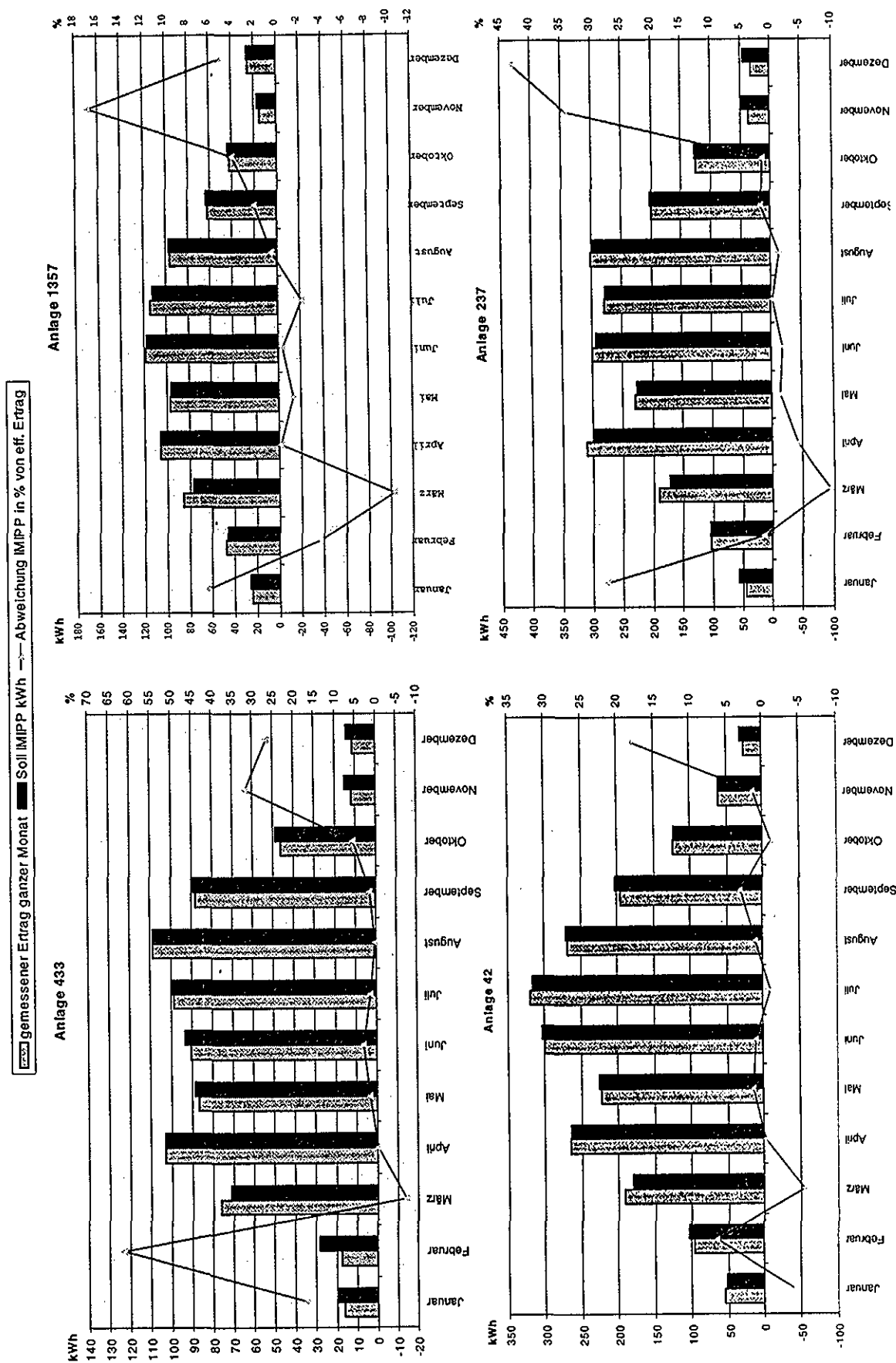
Die z.T. erheblichen Abweichungen von Prognose und effektivem Ertrag der drei Anlagen lassen sich begründen. Je nach Installation konnten folgende Erklärungen gefunden werden:

- partielle Beschattung
- bekannte Betriebsausfälle
- Schneeeinfluss im Winter

Anhang 2:

IMIPP angewendet auf vier Anlagen in Deutschland

Gleich wie bei den drei Anlagen in der Schweiz, lassen sich die prozentualen Abweichungen von Prognose und effektivem Ertrag auch hier erklären. Zudem stammen die Strahlungsdaten bei den deutschen Anlagen direkt von Messgeräten, die sich neben den Installationen befanden.





ANNUAL REPORT 1998

Project Number : BBW 95.0192
Contract Number : JOULE 95 (PL950428)

ENET Number :

Project Title : SATELLIGHT : Processing of Meteosat data for the Production of High Quality Daylight and Solar Radiation Data Available on a WWW Internet Server

Abstract :

This project can be considered as an extension of the Solar Radiation Atlas and the European Daylighting Atlas. It deals with the production of radiative and luminous data at a high frequency continuously over Western and Central Europe. The procedure will stand in processing satellite data provided by the Meteosat satellite, every half hour. The originality of the work will stand not only in the frequent and continuous coverage of Europe but also in the fact that satellite data will be processed to produce directional information from ground. For the first time, detailed information will be available throughout Europe regarding the variability of natural radiation and illumination, as well as the directionality of incoming daylight.

This information will be provided as a set of climatic maps of Europe showing frequency curves and as a database accessible on the Internet using a WWW server. This will insure a widespread access to the data while offering an easy to use graphical and hypertext interface. The data will be produced to help manufacturers to propose optimal solutions for the various European climates. Manufacturers of glazing, variable transmittance glazing, shading device, shading control and artificial lighting control will be concerned. The data will also be useful to designers and engineering firms to assess the performance of their solutions regarding facade design, roof aperture design, and optimal control of shading devices and artificial lighting.

The database will include all parameters related to light and high frequency irradiances. It will cover 2 full years of satellite data and it could be easily extended in the future, using the models proposed and validated by the group.

The WWW internet server will be operational end of March 1999.

Duration of the Project : 1996 - 1999

Responsible for the project : Dr. Pierre Ineichen (coordinateur: M. Fontoyont, LASH)

Reporting on the project : Dr. Pierre Ineichen

Address : Groupe de Physique Appliquée - Energie
19 avenue de la Jonction
1205 Genève

Telephone : +41 22 705 72 83

Fax : +41 22 705 72 00

E-mail : pierre.ineichen@gap-e.unige.ch

Objectifs du projet

L'éclairage naturel à l'intérieur d'un bâtiment est un élément de confort important et sa connaissance permet un dimensionnement adapté de l'éclairage artificiel, et par conséquent une économie non négligeable de la consommation d'énergie. L'évaluation de l'éclairage naturel intérieur nécessite la connaissance de quelques composantes de base du rayonnement plus généralement mesurées, ainsi que l'utilisation de modèles de calcul.

Par ailleurs, le développement de nouveaux matériaux d'isolation transparente et de vitrage ne peut se faire de façon efficace qu'en effectuant des simulations afin de comparer les différentes efficacité de transmission ou d'isolation. Ces optimisations nécessitent également une connaissance préalable des conditions naturelles d'éclairage et de rayonnement.

L'objectif principal de ce projet est de développer et valider des modèles d'évaluation des différentes composantes du spectre solaire sur la base de mesures satellitaires effectuées dans une but météorologique par météosat. Les données résultantes d'une telle étude seront accessibles sous forme d'atlas et de feuilles de calcul en ligne sur le réseaux Internet (www). Des données calculées sur la base de deux années d'images météo seront disponibles sous forme graphiques et de fichiers. Une extension sur deux à trois années supplémentaire est envisagée.

Etat de la recherche

Une année d'images demi-horaires de météosat et de mesures de stations au sol réparties sur le territoire européen ont permis le développement de modèles d'évaluation des différentes composantes du rayonnement solaire, du rayonnement visible et de la répartition de la luminance de la voûte céleste.

Des données météosat mesurées sur les océans ont permis la détermination de la réflectance minimale du sol compte tenu de la latitude du site. Une étude de la réflectance a été ensuite menée sur plusieurs site répartis sur le territoire européen afin de déterminer les dépendances de la réflectance globale avec les différents paramètres géométriques tels que la hauteur du soleil sur l'horizon et l'angle entre la direction du soleil et la position du satellite. Les données de réflectance une fois normalisées ne devraient plus présenter de dépendance paramétriques.

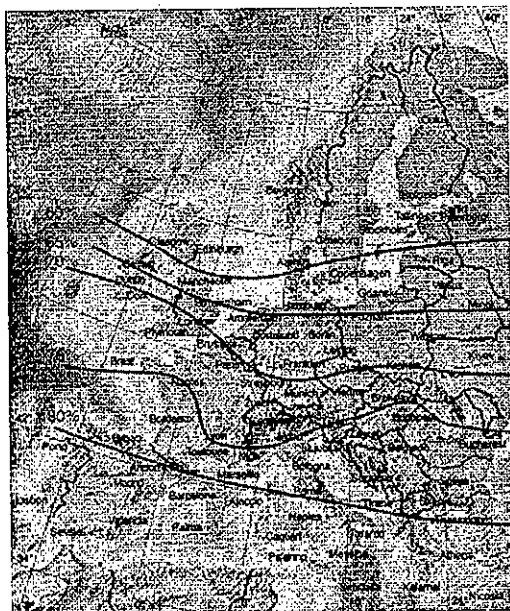
Nous avons ensuite utilisé un modèle de ciel clair développé par Kasten afin d'effectuer le passage de la réflectance au rayonnement. Le «ciel clair» est utilisé pour normaliser les mesures des valeurs de rayonnement et le modèle relie alors l'indice de nébulosité avec les différentes composantes du rayonnement. Ce modèle tient compte de la turbidité atmosphérique dont les valeurs ont été extraites des recherches effectuées dans la cadre de l'atlas européen de rayonnement.

Il s'agit ensuite d'évaluer les modèles au moyen de données mesurées par les stations au sol. Pour cela, nous avons utilisé les stations IDMP de Lisbonne, Lyon, Genève, Freiburg et Bergen. En complément, nous avons également utilisé 10 autres stations de latitude élevée et une partie des «1000 toits solaires» du programme PV allemand. Le but de cette validation n'était pas seulement d'obtenir les meilleurs modèles statisti-

ques, mais également d'optimiser les fréquences d'occurrence des différents éclairagements. En effet, en architecture, ce paramètre peut être plus important que la valeurs absolue du rayonnement ou de l'illuminance.

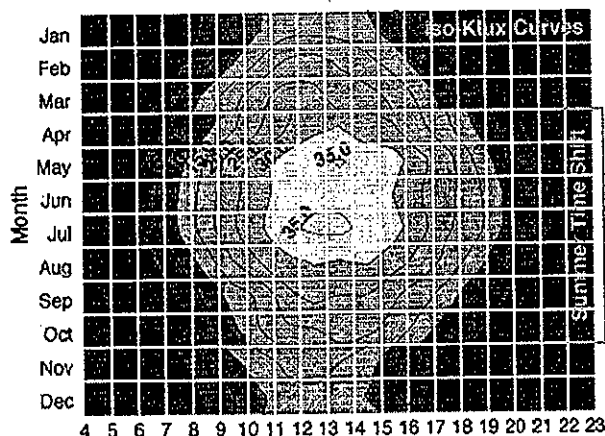
Résultats

Durant les trois premières années du projet, les modèles de dérivation des paramètres d'éclairage naturel et de rayonnement ont été soigneusement développés, testés, validés et adaptés au but visé par le projet. Des stations au sol couvrant l'Europe du nord au sud et de l'est à l'ouest ont été utilisées dans cette perspective. D'ici au 1er avril 1999, date de l'ouverture du serveur, la mise en place des différentes données de base et des modèles sera effectuée. Une illustration des possibilités du serveur est donnée ci-dessous.

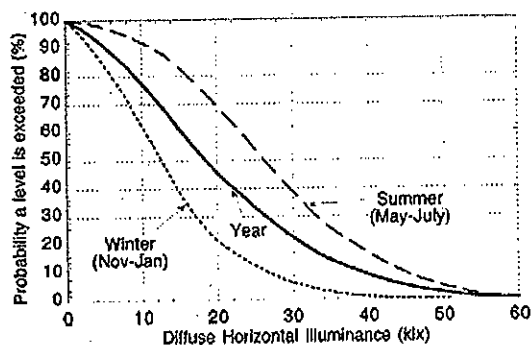


Isoligne de fréquence d'occurrence d'un éclairement diffus horizontal supérieur 10 kLux, calculé sur une année entre 9h et 17h.

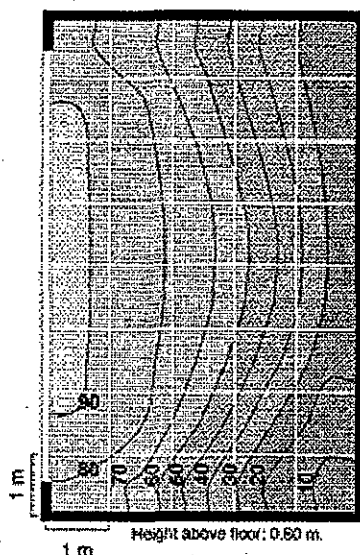
Valeur moyenne mensuelle par heure de l'illuminance diffuse calculée sur une année entre 9h et 17h.



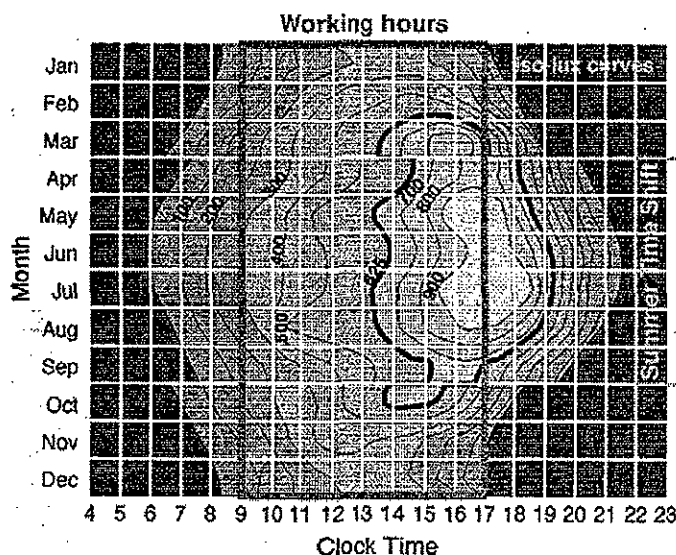
Probabilité qu'un certain niveau d'éclairement diffus horizontal soit atteint



Pourcentage du temps entre 9h et 17h durant lequel l'illuminance diffuse sur un plan de travail dépasse 625 lux



Valeur moyenne mensuelle par heure de l'illuminance horizontale diffuse (en lux) en un point de la pièce entre 9h et 17h, calculé sur une année.



Publications

<http://satellight.entpe.fr/>

Importance of Spatial and Temporal Determination of Meteosat Counts

Working paper, P. Ineichen, University of Geneva, September 1998

Sky Luminance Distribution from Meteosat Images. P. Ineichen

Working paper, GAP - Energy, University of Geneva, 1997

Notes on heliosat v2a, v2b and v3: comparison with Geneva's data. P. Ineichen

Working paper, GAP - Energy, University of Geneva, 1996

Use of Meteosat data to produce sky luminance maps. P. Ineichen

Working paper, GAP - Energy, University of Geneva, 1996

Derivation of Cloud Index from Geostationary Satellites and Application to the Production of Solar Irradiance and Daylight Illuminance Data. P. Ineichen, R. Perez

Soumis à "Theoretical and Applied Climatology".

Annual Report 1998

Project Number: 11427
Contract Number: 63760

ENET Number: 1

Project Title: SWISS Contribution to the IEA Implementing Agreement on Photovoltaic Power System (PVPS), TASK1

Abstract:

Support of Task 1's aim – to guarantee the exchange of information between the countries involved in the PVPS- Program – with the following publications, meetings and workshops:

- The National Survey Report NSR (Basis for the International Survey Report)
The PV Statistics for 1997 reveal installed-power increases in all PV sectors. There are now over 10 MWp installed. Three module manufacturers and six inverter manufacturers are active in Switzerland. Further, a market volume of 25 Million CHF was reached by cell-manufacturing equipment companies. A large proportion of inverter production is exported. PV system-prices lie between CHF 12.- / Wp (On-grid) and CHF 17.- / Wp (small off-grid systems).
- PV-Power, a half-yearly Newsletter
The PV Power magazine was distributed to 250 subscribers.
- Meetings
Swiss PVPS experts met twice before the ExCo meetings. These meetings have proved valuable, and information exchange from task to task must be improved, especially at the international level.
Task1 met in Hobart, Vienna and Salzburg with the main work put into the publication of the International Status Report ISR

Duration of the Project: 1998 -

Responsible for the project:
Reporting on the project:
Address:

Pius Hüsser
Pius Hüsser
c/o Nova Energie GmbH
Schachenallee 29
CH-5000 Aarau

Telephone: xx41 (0) 62 834 03 00
http: www.novaenergie.ch

Fax: xx41 (0) 62 834 03 23
E-mail: pius.huesser@novaenergie.ch

Projektziel Task1:

Exchange and dissemination of information on photovoltaic power systems in participating countries.

1. Einleitung

Task 1 hat zum Ziel, den Informationsaustausch innerhalb der angeschlossenen Ländern des PVPS-Programmes zu pflegen und zu fördern.

Die Mittel dazu sind einerseits PV POWER, ein zweimal jährlich erscheinender Newsletter, andererseits Reports und Workshops zu spezifischen Themen der Photovoltaik.

Dazu kommt alle zwei Jahre ein "International Survey Report", eine Zusammenfassung über die Aktivitäten und Trends innerhalb der Mitgliedländer.

Im Berichtsjahr lag die Hauptarbeit im Zusammenstellen der nationalen Informationen zu diesem Report.

2. Aktivitäten 1998

2.1 National Survey Report NSR

Der NSR bildet die Grundlage für den alle zwei Jahre erscheinenden "International Survey Report ISR". Als Grundlage für die Statistiken dienen einerseits die jährlichen Erhebungen des Sonnenenergie Fachverband Schweiz SOFAS, andererseits die VSE-Statistik zu den netzgekoppelten PV-Anlagen. Die Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die erhobenen Marktzahlen.

Tabelle 1: Installierte Leistung aufgeteilt in Marktsegmente

Sub-market/ application	31/12/92 kWp	31/12/93 kWp	31/12/94 kWp	31/12/95 kWp	31/12/96 kWp	31/12/97 kWp
off-grid domestic	1'540	1'675	1'780	1'940	2'030	2'140
off-grid non- domestic	70	100	112	143	162	184
on-grid distributed	2'400	3'250	4'100	4'700	5'550	6'350
on-grid centralised	900	1'100	1'200	1'350	1'350	1'450
TOTAL	4'910	6'125	7'192	8'133	9'092	10'124

Auf der Produzentenseite wurden die inländischen Zellen/Modul-Hersteller und die Inverter-Hersteller direkt zu ihren Produktions- und Kapazitätsszahlen angefragt. Im Berichtsjahr waren 3 Modulhersteller und 6 Inverterhersteller mit Sitz in der Schweiz am Markt aktiv. Dazu kommt eine Zulieferindustrie für die Zellenproduktion. Schätzungen der Programmleitung ergaben für die **Zulieferindustrie** (Halbleiterherstellung, Waferbearbeitung etc.) ein Marktvolumen von etwa **CHF 25 Mio. für 1997**.

Das Marktvolumen der Hersteller und Installateure wurde aufgrund der installierten Leistung geschätzt.

Tabelle 2: PV-Industrie-Umsatz (1992 – 1997, in tausend CHF)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997
PV Industrie Umsatz	25,168	21,384	18,779	16,562	15,824	14,758
Systempreis (CHF/W _p)	16	16	16	16	15	13

Inverter sowohl für Netzanschluss wie auch Inselbetrieb werden auch in der Schweiz hergestellt. Ein recht ansehnlicher Teil der Produktion wird exportiert. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Inverterfabrikation in der Schweiz.

Tabelle 3: Inverterverkäufe der CH-Hersteller

Invertergrösse in kVA	Anzahl Verkäufe 1996	Anzahl Verkäufe 1997	Preis pro kVA
0-1	52	357	CHF 2'115.-
1-10	490	428	CHF 1'120.-
10-100	3	7	CHF 1'200.-
>100	--	--	--
TOTAL	545	792	

Aufgrund von persönlichen Umfragen und öffentlich bekannten Kostenabrechnungen wurde eine Zusammenstellung der PV-Systemkosten in Abhängigkeit der installierten Leistung und Anwendung erstellt. Die tiefsten Systempreise lagen Ende 1997 bei etwa CHF 10.80 / kW_p.

Tabelle 4: Systempreise

Kategorie/ Bereich	Typische Anwendung	Preis pro W _p
OFF-GRID ¹ 40-1000 Wp	Dachmontage, Ferienhäuser, Freizeiteinrichtungen etc.	CHF 15 – 20.-
OFF-GRID ¹ 1-4 kWp	Dachmontage, Ferienhäuser	CHF 13 - 17.-
ON-GRID 1-4 kWp	3 kWp, Dachmontage, Private Besitzer (EFH)	CHF 14.-
ON-GRID 10-50 kWp	Freistehend oder Lärmschutzwände	CHF 12.-
ON-GRID 10-50 kWp	Gebäudeintegration	CHF 12.-
ON-GRID >50 kWp	Flachdach, Lärmschutzwände	CHF 12.-

Für 1998 wird einerseits eine Steigerung der installierten Leistung (vor allem Dank Bundesförderung und Solarstrombörse) und eine weitere, wenn auch marginale, Senkung der Kosten erwartet.

2.2 PV Power

Im Juni 98 wurde an 250 Abonnenten der Newsletter ausgeliefert. Für die Ausgabe vom Dezember 98 wurde ein Artikel zu PV in Lärmschutzwänden organisiert.

2.3 Internationale Meetings und Workshops

Im Berichtsjahr fanden 3 Meetings der Task 1 statt:

- 26. +27.2 98 Hobart, Australien (+ Workshop PV in Competitive Markets am 25.2.98)
Thema: Guidelines für die National Survey Reports, Beitrag PV-Kongress in Wien
- 5. 7. 98 Wien (Vor dem PV-Kongress)
Thema: International Survey Report, First Draft
- 8. + 9. 10. 98 Salzburg
Thema: International Survey Report, Final Draft. Anpassen der Task1-Aufgaben an die vom ExCo verabschiedeten Strategien und Vorgaben. Vorschläge für neue Subtasks.

2.4 Koordination in der Schweiz

An zwei Sitzungen vorgängig der ExCo-Meetings wurden Informationen über die Aktivitäten der PVPS-Experten in der Schweiz ausgetauscht. Diese Sitzungen sind vor allem auch für Task 1 sehr wertvoll. Der Informationsaustausch von Task zu Task muss in Zukunft unbedingt noch verbessert werden (vor allem auf internationaler Ebene).

3. Perspektiven für 1999

Gemäss Beschluss des ExCo vom Oktober 98 soll neu jedes Jahr ein ISR erscheinen. Damit wurden die am Task1-Meeting in Salzburg vorgeschlagenen Änderungen gutgeheissen. Der ISR soll jedoch kürzer sein, und sich vor allem auf „facts and figures“ beschränken. Das bedeutet, dass auch 1999 wieder ein (wenn auch kürzerer) National Survey Report erarbeitet werden muss.

Daneben sollen vor allem das Angebot im Internet massiv ausgebaut werden. Sowohl als Informationsplattform zwischen den einzelnen Tasks wie auch als Information für das Zielpublikum eignet sich dieses Medium sehr gut.

Eine aktivere Mitarbeit im „Editorial Board“ von PV-Power ist ebenfalls vorgesehen. Der Newsletter soll für das Zielpublikum attraktiver werden.

4. Publikationen

Eigene Publikationen

- National Survey Report Switzerland 1996-1997, Nova Energie GmbH, 1998

IEA PVPS-Publikationen

- Buy-back rates for grid-connected photovoltaic power systems, Report IEA PVPS T1 1997 2, November 1997
- Photovoltaics in Competitive Electricity Markets, Report IEA PVPS T1 1998 3, May 98
- Environmental Aspects of PV Power, Report IEA PVPS T1 1998 4, December 97
- Photovoltaic components and systems, Status of research and development in IEA countries 1985-1995 Report IEA PVPS T1 1997 05
- PV Power, Newsletter Nr 9, June 1998

Die oben aufgeführten Publikationen sind erhältlich bei:

Nova Energie GmbH, Schachenallee 29, CH-5000 Aarau
Tel xx41 (0)62 834 03 00 Fax xx41 (0)62 834 03 23

NET Nowak Energie & Technologie AG, Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Tel xx41 (0)26 494 00 30 Fax xx41 (0)26 494 00 34



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 14805
 Contract Number: 67820

ENET Number: 9554338

Project Title: IEA - Photovoltaic Power Systems (PVPS) Implementing Agreement, Task II, Swiss Cooperation, Phase IV.

Abstract:

Switzerland has committed itself to take part in the Photovoltaic Power Systems (PVPS) programme of the International Energy Agency (IEA), Task II.

The aims of the IEA-PVPS-Task II are outlined in the IEA PVPS Implementing Agreement of April 1994

Operational Performance PV Power Systems and Subsystems.

1. International data base on photovoltaic systems and subsystems.

The database programme (PVbase 2.8) is now completed and totals system data and monitored data from 263 PV systems from eight countries and the EU.

2. Analytical reports on their performance.

The report programme (PVreport 1.8) will be finalised early next year. Analyses of the data collected was carried out and a paper/poster was presented at the 2nd PV Word Conference in Vienna. Further analysis will be done for the final report to be published next year.

3. Produce a handbook covering monitoring techniques and normalised evaluation of PV systems.

The work on the Monitoring Handbook is terminated and the handbook will be made available as an internal IEA PVPS publication in 1999.

Task II will run until the end of June 1999. A proposal for the continuation of Task II will be presented to the Executive Committee of PVPS.

The Swiss contribution to Task II from January 1999 to June 1999 shall be outlined in Phase V of this project.

Duration of the project:: Phase IV; Jan. 1998 to Dec. 1998

Responsible for the Project:
 Reporting on the Project:
 Address:

TNC Consulting AG
 L. Clavadetscher, Th. Nordmann
 Asylstrasse 84, 8708 Männedorf

Telephone:

01 - 921 13 14 Fax: 01 - 921 13 77

E-Mail:

luzic@tnc.ch, nordmann@tnc.ch

Schweizer Beitrag zum IEA PVPS, Task II

1. Projektziele.

Das "Photovoltaic Power System" (PVPS) Programm der Internationalen Energie Agentur (IEA) wurde in Zusammenarbeit von 15 Mitglied Staaten Anfangs 1993 gestartet. Im April 94 ist das "Implementing Agreement" [2] von allen 15 Staaten unterzeichnet worden. Das Ziel des Programms ist die internationale Zusammenarbeit und Informations-Austausch im Bereich Forschung und Entwicklung von Photovoltaik Anwendungen im Netzverbund und Inselbetrieb. Die einzelnen Forschungs-Projekte sind jeweiligen Taskgruppen unterstellt. Die Schweiz hat sich unter anderem an einer Zusammenarbeit beim Task II verpflichtet.

Das Ziel des PVPS Programms ist im "Implementing Agreement" [2] vom April 94 festgelegt. Die Zielsetzungen des Task II sind im wesentlichen:

Aufbau einer Internationalen Datenbank mit System- und Messdaten von PV Systemen der Mitgliedländer,

Analyse der Daten mit den Schwerpunkten, technische Performance und Kosten,

Wegleitung zur Datenerfassung und Analyse von Messdaten nach internationalen Normen [4], [5].

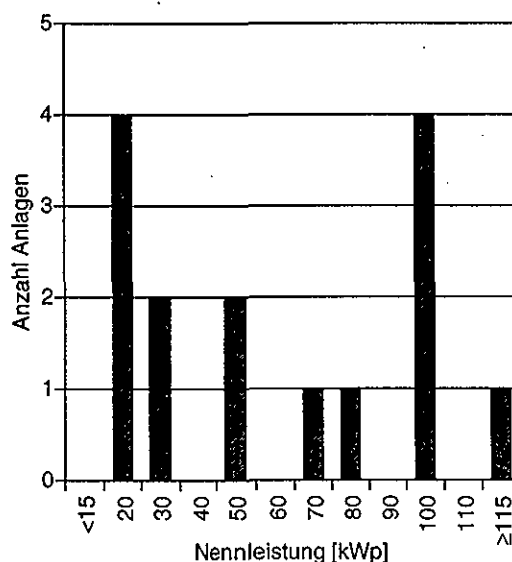
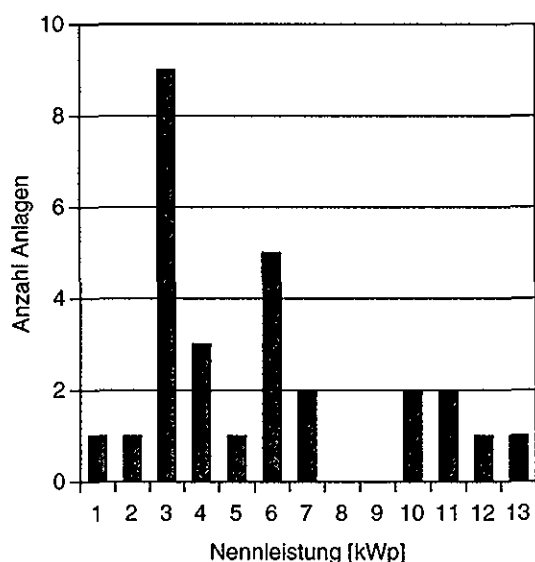
Weitere Informationen betreffend Task II sind im IEA PVPS Jahresbericht 1997 [3] zu finden.

2. Schweizer Beitrag zum Task II

- Teilnahme an Task Meeting (Israel und Niederlande)
- Aufbereitung von Systemdaten schweizerischer PV Anlagen
- Aufbereitung der Messdaten
- Analyse der Messdaten
- Beitrag zum "Monitoring Handbook"

Subtask II/1, Activity 12, System- und Messdaten

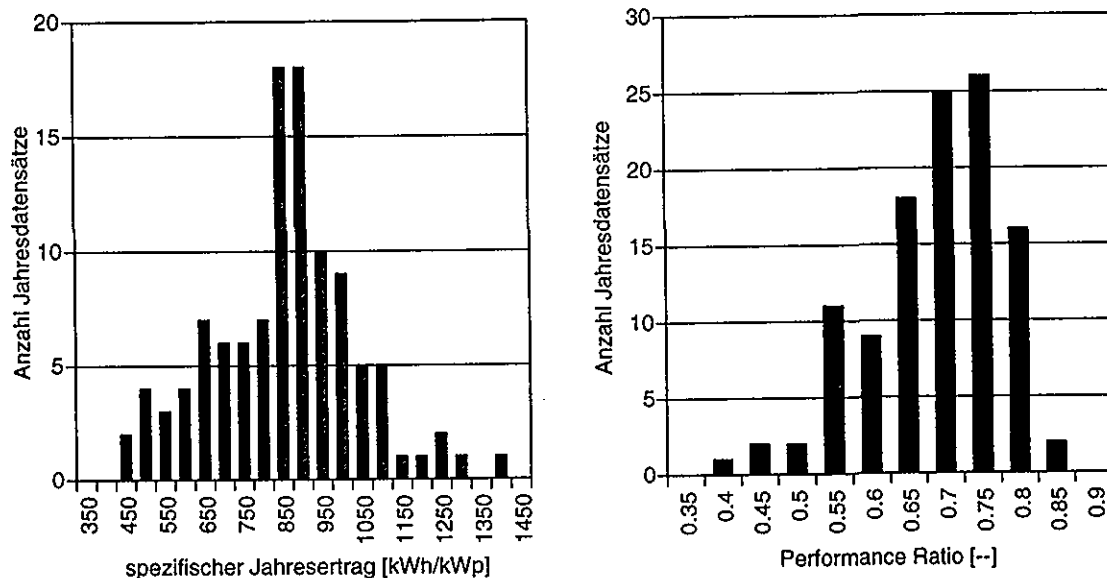
Von den insgesamt 263 Datensätzen von PV Anlagen enthalten in der IEA PVPS Datenbank (stand Okt. 1998) sind System- und Messdaten von 43 Netzverbundanlagen aus der Schweiz. Der Leistungsbereich erstreckt sich von 1 bis 560 kWp und einer totalen Nennleistung von 1524 kWp.



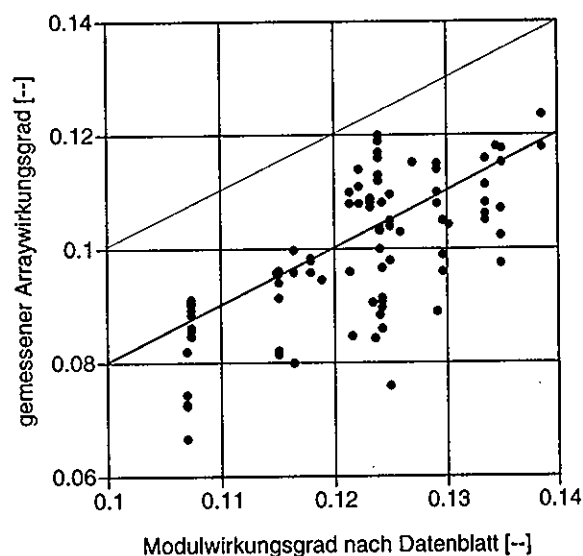
Figur 1 und 2, Aufteilung der Anzahl Schweizer PV Anlagen in der IEA PVPS Datenbank nach Nennleistung von 1 bis 13 und 15 bis 560 kWp.

Subtask II/1, Activity 13, Analyse der gesammelten Daten

Von den 43 Anlagen sind Messdaten über 1200 Betriebsmonate oder 113 vollen Betriebsjahren (1990 bis 1997) enthalten.



Figur 3 und 4, Aufteilung, spezifischer Jahresertrag und Performance Ratio, 113 Jahresdatensätze von 43 Schweizer Anlagen.



Figur 5, Vergleich, Modulwirkungsgrad zum gemessenen Arraywirkungsgrad, 113 Jahresdatensätze von 43 Schweizer Anlagen.

Subtask II/3, "Monitoring Handbook"

Das Handbuch wird in englischer Sprache als interne IEA PVPS Publikation erscheinen. Die Hauptkapitel sind:

- Sensing and Measuring
- Datahandling
- Evaluation and Presentation
- National Contributions
- International Norms

Der schweizerische Beitrag zum "Monitoring Handbook" besteht aus dem Kapitel "Sensing and Measuring" sowie eine Zusammenfassung von 7 relevanten schweizerischen Projekten.

4. Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit innerhalb des Task II, sowie die Intertask-Kooperation sind ein wesentlicher Bestandteil vom PVPS Implementing Agreements. Es besteht eine technische Zusammenarbeit unter den IEA PVPS Task II Mitgliedern folgender Länder:

Deutschland
Europäische Union
Frankreich
Israel
Italien
Japan
Niederlande
Österreich
Schweiz

5. Transfer von Ergebnissen

Die Hauptzielgruppen von Task II sind alle Tasks von PVPS, PV Experten, EW Experten, Hersteller, Unternehmer und Forschungsinstitute. Mit den Datenbankprogrammen "PVbase" und "PVreport" und dem "Monitoring Handbook" stehen ab dem kommenden Jahr PV Experten Werkzeuge zur Datenerfassung und Analyse bestehender oder neuer PV Projekte zur Verfügung.

6. Perspektiven 1999

Die laufenden Arbeiten werden im Sommer 1999 abgeschlossen. Ein zusammenfassender Bericht mit einer Analyse der PV Anlagen in der Datenbank wird veröffentlicht und das vollständige Datenbankprogramm wird zu einem nominalen Preis von < 100.- USD vertrieben. Es besteht jedoch die allgemeine Auffassung, dass die Datenbank laufend aktualisiert werden soll. In diesem Sinn und auch einer Erweiterung der Aktivitäten des Tasks wird dem Executive Committee von PVPS ein Vorschlag zur Weiterführung von Task II, in einer geeigneter Form, unterbreitet.

7. Publikationen 1998

- [1] International Energy Agency Task II Database on Photovoltaic Power Systems: Statistical and Analytical Evaluation of PV Operational Data
Poster, VD 6.17, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion / 15th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Juli 1998, Wien.

8. Referenzen

- [2] Internationale Energie Agentur (IEA)
Implementing Agreement Photovoltaic Power Systems, April 1994.
- [3] Internationale Energie Agentur (IEA)
Implementing Agreement Photovoltaic Power Systems, Annual Report 1997.
- [4] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants,
Document A, Photovoltaic System Monitoring, Issue 4.2, June 1993,
Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data, Issue 4.1, June 1993,
JRC, E.S.A.S. I-21020 Ispra Italien.
- [5] International Electrotechnical Commission (IEC)
Draft Standard 1724: Photovoltaic System Performance Monitoring Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.



ANNUAL REPORT 1998

Project Number : 22579
Contract Number: 61979

ENET Number: 9722579

Project Title: IEA PVPS Task III : Stand-Alone and Island Applications
 Swiss participation, conclusion phase I and preparation new phase II

Abstract:

The goal of IEA PVPS Task III is to improve the use of PV systems in stand-alone and island applications. These applications are mainly dealing with rural electrification by utilities, governments or even private companies. They range from SHS (Solar Home Systems) to autonomous installations (PV or hybrids) supplying village grids. During 1998 Task III has focused on activities leading to concrete results. The objective was mainly to bring out a maximum of (external and internal) publications and to define precisely the new Task III work plan. Two Meetings were organised during the year: the first one in Barcelona and the second one in Helsinki. In order to implement the work Task III have been divided in 3 Groups of activity :

- < Group A (Implementation R&D: surveys and developing countries) has to collect information on the state of the art of PV stand-alone systems, evaluate socio-economical aspects of PV projects, assist international organisations (WB, UNDP) with their programmes in developing countries for workshops, consultation services, etc... The priority has been given to : 1) a survey report, status of PV programmes and applications in 20 developing countries; 2) a CD-ROM slides collection edition representing stand-alone applications in the participating countries; 3) the co-operation between IEA (supported by DC Team) and main international organisations.
- < Group B (Application R&D : showcase applications) selects prime national examples of PV projects, compares specifications, reliability, procedures for operation and maintenance, and presents operational strategies for a larger dissemination of PV systems. A book (Lessons Learned Book in 14 national Showcase Projects) where Task III experts present and compare various showcases emphasising lessons learned has been published this year.
- < Group C (Technical R&D : recommended practices) evaluate the efficiency, the reliability and recommends best practice methods for systems components such as batteries, inverters, controllers and high efficiency appliances for their specific use in stand-alone applications. The actions have focused on the publication of recommended practices and guides for charge controllers, batteries, and inverters.

Task III is going to be extend from 1999 to 2003 according to the new work plan and will be divided in 3 subtasks: 1) Quality Assurance; 2) Technical Issues and 3) Demonstration & Dissemination. The new Task III is going to work in close collaboration with Task IX. Task III will concentrate efforts on technical issues, whereas Task IX will consider all non technical aspects linked to PV stand-alone and island applications.

Duration of the Project: final report phase I Task III (Jun 1, 97 to Dec 31, 98)
 preparation phase II Task III (Jan 1, 99 to Dec 31, 03)

Responsible for the project: Bernard Bezençon
Reporting on the project: Bernard Bezençon
Address: Atlantis Solar Systems Ltd
 Lindenrain 4, 3005 Bern

Telephones: 031 300 32 20 (office)
 079 621 96 42 (cellular)

Fax: 031 300 32 10
E-mail: atlantis@access.ch

IEA PVPS Task III / Stand Alone and Island Applications

Rapport annuel 1998 de Bernard Bezençon, Atlantis Solar Systems AG

1. OBJECTIFS

1.1 Le programme de l'IEA PVPS

L'IEA PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems) a pour but de mettre en œuvre la collaboration internationale afin que l'énergie solaire PV devienne une importante option d'énergie renouvelable dans le proche futur. Le programme de l'IEA PVPS dont nous faisons référence ici est divisé en 8 projets de base appelé Tâches. Nous ne parlerons ici que de la Tâche III et de son extension future : la Tâche III pour les aspects dits techniques et la Tâche IX pour les aspects dits non techniques.

1.2 Le but de la Tâche III

La Tâche III se réfère à l'utilisation de systèmes PV pour des applications autonomes et isolées (use of PVPS in stand alone and island applications). Elle traite aussi tout particulièrement avec les programmes d'électrification des régions rurales (éloignée des réseaux interconnectés) qui intéressent en tout premier chef les compagnies d'électricité (de production et/ou de distribution), les gouvernements, ainsi que les compagnies à caractère privé qui s'activent dans ce domaine.

Les applications PV qui sont traitées ici vont des petits systèmes d'éclairage (SHS, Solar Home Systems) aux installations autonomes (PV ou hybrides) alimentant des micro-réseaux. Elles représentent environ 80% de la puissance PV installée à travers le monde et la part de marché correspondante restera la plus importante durant les dix prochaines années au moins.

Les objectifs de la Tâche III sont globalement :

- d'améliorer la qualité technique et la rentabilité des systèmes PV utilisés pour des applications autonomes et isolées
- de regrouper les informations existantes sur la technologie afin de comparer entre autres la fiabilité des installations, les procédures d'opération et de maintenance, le contrôle et les mesures des composants et des systèmes
- d'évaluer les aspects économiques et sociaux des projets PV et de développer une stratégie opérationnelle permettant une plus large dissémination des systèmes PV
- d'assister les organisations internationales (tels que World Bank, UNDP, etc...) avec leurs programmes ou projets dans les pays en développement

La Tâche III a été divisée en 3 groupes d'activité bien distincts :

Groupe A : Implementing R&D (Surveys and Developing Countries)

Groupe B : Applications R&D (Showcases Applications)

Groupe C : Technical R&D (Recommended Practices)

2. PARTICIPATION

2.1 Participation aux Meetings

Deux Meetings ont été organisés durant l'année : le premier à Barcelone, et le second à Helsinki. Ils étaient surtout destinés à faire le point sur l'état d'avancement des différents travaux en cours dans les différents Groupes (A, B et C) afin de sortir le maximum de publications (externe et interne) pour la fin de la première période d'activité de la Tâche III qui prend fin cette année.

Ces rencontres ont également permis de définir et préciser les nouveaux objectifs (dits techniques) et plan de travail de la Tâche III, en tenant compte de la mise sur pieds de la Tâche IX qui traitera de tous les aspects dits non techniques (en particulier l'échange d'information et la coopération avec les organisations internationales) liés à la mise en place de projets et de programmes dans les pays en développement.

2.2 Liste des participants

L'Operating Agent (OA) était Philippe Malbranche de Genec (France). Sur les 15 pays participants dont la liste suit, 12 pays ont participé au Meeting de Barcelone (absents Allemagne, Corée du Sud et Italie) et 13 pays à celui d'Helsinki (absents Italie et Portugal).

Australia	Keith Presnell	Power and Water Authority	Darwin
Canada	Sylvain Martel	CANMET	Québec
Finland	Lauri manninen	Neste OY Naps	Porvoo
France	Philippe Malbranche	GENEC	St-Paul-lez-Durance
Germany	Juergen Schmid	Univrsität kassel	Kassel
Italy	Carlo Zuccaro	ENEL	Milan
Japan	Yoshiyuki Ishihara	Doshiba University	Kyoto
Korea	Man-Guen Lee	KIER	Taejon
Netherlands	Geerling loois	Ecofys	Utrecht
Norway	Knut Hofstat	NWREA	Oslo
Portugal	Antonio Joyce	INETI	Lisbon
Spain	Xavier Vallvé	Trama Techno Ambiental SL	Barcelona
Sweden	Bengt Perers	Vattenfall Utvenkling AB	Nyköping
Switzerland	Bernard Bezençon	Atlantis Energy Systems	Bern
United Kingdom	Alison Wilshaw	IT Power Ltd	Eversley

3. ACTIVITES EN 1998

La Tâche III, sur la base des recommandations de l'ExCo, s'est focalisée durant l'année 1998 sur les activités pouvant aboutir rapidement à un résultat concret (ou visible). Le but était principalement de sortir le maximum de publications (externes et internes) et de définir avec plus de précisions le plan de travail de la nouvelle Tâche III.

Le travail s'est porté principalement sur la concrétisation des activités en cours dans les groupes B et C et la publication des résultats sous la forme de livres et de pratiques recommandées. La plupart des activités du Groupe A ont été mieux définies : quelques-unes ont fait l'objet de publication internes, d'autres attendent la nouvelle définition des Tâches III et IX pour être poursuivies. Les résultats ont été satisfaisants. Cependant il reste encore des activités non finalisées qui doivent être réparties et reprises par les nouvelles Tâche III ou IX.

3.1 Group A : Implementation R&D (Surveys and Developing Countries)

Leader du Groupe : le Royaume Unis

Objectifs et stratégies

Le but de ce groupe est de collecter les informations sur l'état de la technologie des systèmes autonomes PV, d'évaluer les aspects sociaux-économiques des projets PV, d'assister les organisations internationales (WB, UNDP, etc...) et les planificateurs d'énergie dans la mise sur pied de programmes d'électrification rurale dans les pays en développement.

La priorité a été donnée à l'établissement d'un rapport d'enquête et d'état des programmes et des applications PV dans 20 pays en développement à travers le monde (Book on PV in 20 Countries), ainsi qu'à la coopération entre l'IEA (supportée par le DC Team, Developing Countries Team) et les principales organisations internationales.

Activités et résultats en 1998

Book on PV in 20 Countries : la Suisse qui avait déjà rempli l'an passé un questionnaire concernant l'état des programmes et des applications PV au Maroc a répété l'opération durant le début de cette année avec ces différents contacts au Sénégal. Ce sont ces enquêtes qui servent de base à l'élaboration du document de référence (Book on PV in 20 Countries).

La présentation de ce document a été faite par le Royaume Unis : introduction, texte de base commun, layout du tableau résumé et texte pour chacun des pays. Les tableaux résumés ainsi que les textes du Maroc et du Sénégal doivent être encore vérifiés et complétés. Le document reste pour le moment interne à la Tâche III. Il sera utilisé par la suite comme document de départ dans le cadre des activités de la nouvelle Tâche IX de l'IEA.

IEA Task III Flyers : la Suisse a fourni une photo représentative (une cabane de haute-montagne) d'un système autonome. Le Flyer a été imprimé en série et plusieurs exemplaires ont été remis aux différents participants de la tâche III afin de les distribuer dans le pays.

Slides Library CD-ROM : La Suisse a remis une collection de diapositives d'applications PV autonomes en Suisse. Les collections remises par les différents pays participants à la Tâche ont été compilées en CD-ROM. Une facture pour l'achat de CD-ROMs (3CD-ROMs pour 85 US\$) a été envoyée à chaque pays participant. Des formulaires ont été remis durant le dernier Meeting pour les commandes supplémentaires.

Users Satisfaction Questionnaire : Un questionnaire utilisé dans le cadre du programme PV de la Garroxta (situé en Catalogne, Espagne) pour mesurer la satisfaction des différents utilisateurs a été présenté par l'Espagne. Les résultats de synthèse des différents questionnaires (qui sont souvent remplis en grand nombres) seront analysés par ordinateur. Dans le but de faciliter le traitement des informations le questionnaire est aujourd'hui testé par un spécialiste des enquêtes, docteur en psychologie, de l'Université de Barcelone.

Un autre questionnaire sur les applications en micro-réseau est aussi en préparation en Espagne. Il y a dans ce cas plusieurs utilisateurs et certaines difficultés liées à la gestion des charges doivent encore être résolues. La question principale est ici de savoir comment assurer un bon « Demand Size Management » dans le cas d'applications en micro-réseau.

Il est envisagé d'élaborer plusieurs types de questionnaires (par exemple pour SHS, micro-réseaux, systèmes hybrides, etc...) pour différents types d'applications. Ces questionnaires seront ensuite testés par les pays participants ainsi que pour certains pays en développement, de manière à les améliorer au fur et à mesure sur la base d'enquêtes concrètes.

3.2 Group B : Applications R&D

Leader du Groupe : les Pays-Bas

Objectifs et stratégies

Le groupe B sélectionne des exemples nationaux intéressants de systèmes PV afin de comparer leurs spécifications techniques, leurs fiabilités, les procédures d'opération et de maintenance, les mesures et le contrôle des composants et des systèmes, dans le but de présenter des stratégies opérationnelles permettant une plus large dissémination des systèmes PV.

La priorité d'action est donnée sur la publication d'un livre sur les expériences de terrain dans la mise en place de projets et programmes PV (Lessons Learned Book in 14 National Show Case Projects). Dans ce livre les pays participants à la Tâche III présentent et comparent différents projets de démonstration, mettant en valeur les expériences retenues (lessons learned).

Activités et résultats en 1998

Lessons Learned Book in 14 National Show Case Projects : la Suisse n'a pas pu soumettre à temps son projet de démonstration par la faute de certaines difficultés rencontrées dans la mise en place du financement du projet. Elle a par contre fortement contribué à la réalisation des huit chapitres de base du livre, et plus particulièrement à celui des finances, qui doivent refléter les différentes expériences retenues dans le cadre des projets.

La publication du livre (par James & James) est prévue dans le courant de ce mois. Les coûts d'impression seront payés par la vente du livre qui sera édité en 2000 exemplaires. La Suisse en a réservé une cinquantaine d'exemplaires qui seront distribués aux principaux intéressés. Le texte a été examiné par les différents pays durant le dernier Meeting et ensuite par l'ExCo qui l'ont approuvé avec certaines petites corrections. Ce document est considéré aujourd'hui comme l'application majeure de la Tâche III.

Group C : Technical R&D
Leader du Groupe : le Canada

Objectifs et stratégies

Ce groupe évalue l'efficacité, la fiabilité des composants de systèmes (régulateurs de charge, onduleurs, batteries, appareils à haute efficacité énergétique), et recommande les meilleurs méthodes pratiques dans le cadre de leurs utilisations dans des applications autonomes.

La priorité d'action est donnée pour la publication de pratiques recommandées (recommended practices) et de guides (guidelines) sur les régulateurs de charge, les batteries et les onduleurs.

Activités et résultats en 1998

Charge Controller Recommended Practices : c'est un document très professionnel. Il n'est cependant pas assez important pour faire l'objet d'une publication professionnelle (par exemple par James & James). Il sera imprimé par le Canada en tant que document externe de la Tâche III. La Suisse en a commandé 25 exemplaires qui seront distribués aux différents intéressés.

Batteries Guide : c'est un document adapté aux besoins des utilisateurs et des installateurs. Il est basé sur un document déjà existant « Guidelines for the Use of Batteries in PV Systems » de David Spiers et Jimmy Royer, financé par Canmet et Neste, qui est beaucoup plus complet. Il est par contre plus orienté sur les pratiques recommandées dans ce domaine. Ce papier est prêt à être imprimé et distribué en tant que document externe de la Tâche III.

Inverters Recommended Practices : la 3^{ème} version du document a été revue en début d'année et acceptée. C'est un document très professionnel qui s'adresse à des spécialistes dans le domaine. C'est en fait plus un papier résumant l'état de la technique qu'un livre de pratiques recommandées. Ce document sera imprimé et distribué en tant que document interne de la Tâche III.

High Efficiency Appliances : le Portugal doit préparer un projet de pratiques recommandées. Celui-ci sera un document de base développé sur le thème « How to Choose Appliances ». Le projet a été envoyé aux différents pays participants juste après le Meeting d'Helsinki.

4. PERSPECTIVES FUTURES

4.1 Extension de la Tâche III (Stand Alone PV Systems)

Les objectifs et sous-tâches (ou groupes) de la Tâche III ont été mieux définis. Cette Tâche couvrira tous les types de système PV autonomes, où qu'il soient mis en place, et s'attachera à travailler en cohérence avec la tâche IX. La relation entre la nouvelle Tâche III et la Tâche IX est de première importance ; elles sont complémentaires sur bien des aspects. La nouvelle Tâche III sera avant tout concentrée sur les questions dites techniques ; tous les aspects dits non techniques étant repris par la Tâche IX. Elle continuera principalement les activités débutées dans les groupes B et C de la Tâche III actuelle. Une répartition du travail entre les différentes sous-tâches et l'attribution du nombre de personnes par mois a été estimée par l'ensemble des pays participants durant le dernier Meeting d'Helsinki.

Durant le Meeting des experts d'Helsinki il a été constaté que la barrière entre les aspects dits techniques et non techniques est difficile à déterminer. De plus, souvent les aspects dits non techniques sont déterminants dans le succès d'un programme ou d'un projet PV. Tenant compte de ces remarques les liens entre la Tâche III et la Tâche IX devront encore être précisés de manière à éviter des recoupements d'activité, à organiser des Meetings communs, à mettre en place un réseau d'information interne puissant entre les Tâches, etc....

Sur cette base un nouveau plan de travail a été défini et présenté lors de l'ExCo Meeting en Australie qui prévoit d'organiser le travail collectif en trois sous-tâches :

Subtask I / Quality Assurances : le but de cette sous-tâche est de délivrer aux utilisateurs et gestionnaire de programmes des structures et des outils qui garantissent l'assurance qualité des systèmes installés. Les activités principales prévues sont : 1) Review of the practical implementation of quality assurance schemes ; 2) Technical aspects of performance assessment. Le travail sera délivré sous la forme de revues des schémas existants, de pratiques recommandées et de guides.

Subtask II / Technical Issues : l'objectif de cette sous-tâche est de faire un état des technologies utilisées dans plusieurs domaines tels que : 1) PV/Diesel hybrid systems ; 2) Storage ; 3) Loads and appliances, par un échange d'information entre les différents pays participants. Le travail sera délivré sous la forme de revues des pratiques existantes, de pratiques recommandées et de guides.

Subtask III / Demonstration and Dissemination : l'objectif de cette sous-tâche est d'améliorer la qualité de systèmes PV autonomes dans des applications innovatives et pratiques. Un encouragement particulier sera donné pour la mise en place de projets de démonstration d'applications PV autonomes dans les pays industrialisés et dans les pays en développement. Les projets mis en œuvre auront pour but de démontrer la faisabilité de l'électrification rurale à petite et à grande échelle. Ces projets serviront de démonstration et de test à l'élaboration des différentes pratiques recommandées et guides développés dans les sous-tâches I et II.

4.2 Préparation de la Tâche IX (Deployment of PV Technologies : co-operation with DC)

L'objectif clef de cette tâche est de pousser plus loin, globalement et avec succès le déploiement de systèmes PV dans les pays en développement à travers une coopération accrue et des échanges d'information entre le programme de l'IEA PVPS, les pays en développement, les banques de développement, les agences d'aide bilatérales et multilatérales et d'autres groupes ciblés. Cette tâche reprend en partie les activités du Groupe A (Implementation R&D, Surveys and Developing Countries) de la Tâche III.

La Tâche IX a été divisée en 3 sous-tâches :

Subtask 10 / Deployment Infrastructure : cette sous-tâche contribuera à surmonter les barrières restreignant le déploiement et la mise en place du PV par le développement, la dissémination et la mise en application d'une série de pratiques recommandées et de guides. Ces documents devront promouvoir le minimum d'infrastructures nécessaires pour assurer avec succès la mise en œuvre de projets ou de programmes PV dans les pays en développement. Les activités prévues sont : 11) Information compilation and analysis ; 12) Recommended practice guide preparation ; 13) Dissemination and promotion of recommended practice guides.

Subtask 20 / Support and Co-operation : la sous-tâche 20 doit éveiller et stimuler les intérêts à travers les secteurs cibles sur les potentiels techniques et économiques, les opportunités et les pratiques recommandées des systèmes PV. Elle permettra aux preneurs de décision d'obtenir l'expertise et les connaissances requises pour un déploiement approprié de la technologie PV. Les activités prévues sont : 21) Support to multilateral and bilateral donors and development banks ; 22) Co-operation with REWP (Renewable Energy Working Party) and IEA / OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development).

Subtask 30 / Techno-economic Aspects of PV in Developing Countries : cette sous-tâche a pour fonction d'enquêter sur les aspects techno-economic et le potentiel des systèmes PV, ainsi que le rôle des compagnies d'électricité (utilities) dans les pays en développement. Elle identifiera les points nécessitant des recherches approfondies et, dans le but d'éviter des recoupements de tâche, les distribuera aux différentes tâches impliquées. Les activités prévues sont : 31) Stand-alone PV systems ; 32) Village grid and hybrid systems ; 33) Grid-connected PV systems.

4.3 Prochain Meeting

Le prochain Meeting sera organisé par l'Australie à Alice Springs (16 et 17 février, 8 et 9 mars). Le Meeting suivant devrait en principe être organisé par un pays qui ne l'a pas encore fait, soit la Suisse et la Norvège.

5. PUBLICATIONS 1998 ET DISSEMINATION DES INFORMATIONS

Une des fonctions les plus importantes de la Tâche III, en complément indispensable à son travail de base, est de faire connaître ses activités, ses résultats et ses conclusions auprès des groupes cibles intéressés. La dissémination des informations, des résultats et des différentes publications est ainsi l'aboutissement du travail réalisé au sein de la tâche III et la garantie finale du succès de l'opération.

Le choix d'une politique de dissémination adéquate est donc primordiale. Dans l'état actuel de la mise en place d'un nouveau cadre de travail de la tâche III, elle doit être revue et bien organisée en coopération avec la tâche I et la Tâche IX. Elle devra permettre de délivrer aux groupes cibles intéressés les objectifs, les résultats et les publications (tels que pratiques recommandées, guides, brochures, livres, etc...) qui ont fait ou feront l'objet de publications externes de la Tâche III. Une partie de l'information pourra être transmise localement à travers des ateliers ou de régulières séances d'information.

L'expert de la Suisse participera donc à la définition des groupes cibles qui pourraient être intéressés par les différents aspects traités dans la Tâche III. Une attention particulière sera donnée aux moyens modernes qui peuvent être mis en place (internet, vidéo, etc...) pour faire connaître les informations et les résultats obtenus auprès de ces groupes cibles intéressés.

Les différentes publications (externes) de la Tâche III qui ont été éditées cette année sont :

- *Lessons Learned Book in 14 National Show Case Projects*
- *Charge Controllers Recommended Practices*
- *Batteries Guide*
- *IEA Task III Flyer*

Tous ces documents peuvent être commandés auprès de l'expert Suisse (Bernard Bezençon, Atlantis Solar Systems SA) ou de NET Nowak Energie & Technologie SA qui restent également à votre disposition pour toutes les questions en rapport avec la Tâche III de l'IEA PVPS.

Toutes les autres publications relatives au programme PVPS sont aussi disponibles auprès de NET Nowak Energie & Technologie SA, Dr Stefan Nowak, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, tél. 026/494'00'30, fax 026/494'00'34.

Atlantis Solar Systems AG
Bernard Bezençon

Berne, le 20 novembre 1998



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 20552
Contract Number: 60155

Reference Number:

Project Title: IEA PVPS
Task V: Grid Interconnection of Building- Integrated and
other dispersed Photovoltaic Power Systems

Abstract:

Task objectives are to develop and verify technical requirements which will serve as the technical guidelines for grid interconnection with building integrated and other dispersed PV systems. The development of these technical requirements will include safety considerations and methods of establishing reliable linkage to the electric grid at the lowest possible cost. The systems considered are be those connected with the low-voltage grid, the typical size being between 1 and 100 kWp.

In 1998 two meetings took place, where all reports in their draft version were discussed and dismissed. All draft versions were reviewed and published as internal or official reports. Based on the comprehensive and detailed results from the Task V work, a follow-up Subtask 50 was defined and will be started next year. It will study problems arising from highly concentrated penetration of many grid interconnected PV systems in a certain limited area and will suggest technical requirements needed for the widespread introduction of PV systems.

Duration of the Project:

Task V:
Final phase (until autumn 1998)
Extension Subtask 50:
(1. Jan.99 – 31. Dec. 01)

Responsible for the Project:
Reporting on the Project:
Address:

Enecolo AG
Daniel Ruoss, Peter Toggweiler
Enecolo AG
Lindhof 235
8617 Mönchaltorf

Telephone: 01 / 994 90 01
http: www.solarstrom.ch

Fax: 01 / 994 90 05
E-mail: enecolo@active.ch

1. Projektziele 1998

Das 'Implementing Agreement' Photovoltaic Power System (PVPS) der Internationalen Energieagentur (IEA) fördert und unterstützt die Anwendung der Photovoltaik im internationalen Rahmen.

1998 wurden folgende Ziele für den Task V 'Grid Interconnection of Building-Integrated and Other Dispersed PV Power Systems' gesetzt:

- Publikation der endgültigen Berichte im Subtask 10 'Review of PV guidelines, grid structure and PV experiences'.
- In Subtask 20 'Theoretical studies on utility aspects of grid connected PV-systems' fertigstellen des Entwurfes, anschliessende Korrektur durch alle teilnehmenden Länder.
Publikation als offizieller IEA- Bericht.
- In Subtask 30 'Experimental tests using the Rokko Island and/ or other test facilities' verschiedene Inselbildungstest mit verschiedenen Wechselrichtern durchführen.
Fertigstellen des Entwurfes, anschliessende Korrektur durch alle teilnehmenden Länder.
Publikation als offizieller IEA- Bericht.
- In allen Subtask's zusammenfassen der Ergebnisse für den Task V Schlussbericht.

Aus Schweizer Sicht war eine wichtige Aufgabe, national interessierte Wechselrichter- Hersteller, welche exportieren möchten, mit Informationen betreffend Netzeinspeisung in verschiedenen Ländern zu bedienen, des Weiteren verschiedene andere Interessen der Schweiz im Task V einzubringen.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1. Allgemeines

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben. Enecolo AG vermittelt gerne Kontakte falls Sie mit einem Land oder dem betreffenden Delegierten zusammenarbeiten möchten. Des Weiteren können detailliertere Unterlagen zu bestimmten Themen gerne zur Verfügung gestellt werden.

2.2. Subtask 10 'Review of PV guidelines, grid structure and PV experiences'

Auf Hinweis des EXCO- Meetings wurde der Report basierend auf der Vorlage 'Writing numerical values, quantities, units and symbols according to International Standards' noch einmal überarbeitet. Zahlenwerte, etc. wurden gemäss den Richtlinien ausgewiesen. Der Report wird als internes Dokument verwendet. Die Zusammenfassung ist erarbeitet und wird der Task V Gesamtzusammenfassung angefügt. Alle Arbeiten sind erledigt.

Nachfolgend die Zusammenfassung zu den einzelnen Arbeitsthemen, welche 1998 bearbeitet wurden.

Grid- interconnection guidelines

Es sind keine einheitlichen Richtlinien, Vorschriften für die Netzanbindung von PV-Anlagen in den verschiedenen teilnehmenden Ländern vorhanden. Jedes Land weist unterschiedliche Normen auf und in einigen Ländern variieren die Normen sogar von EW zu EW. Für die Verbreitung von Photovoltaik ist es elementar wichtig, dass international gültige Richtlinien aufgestellt werden, damit identische PV-Anlagen an das Netz von verschiedenen Ländern angeschlossen werden können.

Distribution system configuration

Im Allgemeinen zeigt sich, dass die Spannung vom LV (low voltage)- Netz in Europa gleiche Werte aufweist, während in USA und Japan der Wert vom LV- Netz variiert. Die Konfigurationen der Netzverteilsysteme sind von Land zu Land verschiedenen, wie auch die Schutzvorschriften. Dieser Report wird helfen die Unterschiede zwischen den verschiedenen Konfiguration von elektrischen Netzen und ihre Netzanbindungsvorschriften besser zu verstehen.

Inverter and related protection equipment

Eine Umfrage wurde durchgeführt um den Status von existierenden Geräten und Bauteilen, welche in der PV- Netzanbindung angewendet werden, zu identifizieren. Die Auswertung der Umfrage sollte zu einer Verbesserung der technischen Anforderungen von Netzschnittstellengeräten führen.

Operating experiences for existing PV systems

Allgemein kann festgehalten werden, dass betreffend Systemfehlern von allen Ländern nicht sehr detaillierte Antworten resultierten. Dies kann aber folgendermassen begründet werden: Die PV- Anlagen (dies beinhaltet alle Komponenten) wurden nicht spezifisch über einen längeren Zeitraum beobachtet und bei einem allfälligen Fehler die Ursache untersucht. Die Umfrage widerspiegelt somit rudimentär die Verhältnisse bei PV- Systemen und könnte eventuell in verschiedenen Ländern im Rahmen von nationalen Projekten mit bestehenden Testcentern vertieft werden. Grob kann ausgesagt werden, dass die meisten Fehler im Wechselrichter auftreten. Speziell bei den Wechselrichtern von der ersten Generation, wo gewisse Erfahrungen fehlten, werden die meisten Unterbrüche gemeldet. Die neu entwickelten Wechselrichter weisen eine gute Zuverlässigkeit auf.

2.3. Subtask 20 'Theoretical studies on utility aspects of grid connected PV-systems'

Dieser Report wird von allen Ländern als die wichtigste Arbeit innerhalb des Task V angesehen. Nach Beendigung von redaktionellen Änderungen werden den Experten 1 Exemplar zugesandt, welche sie zu Kopierzwecken weiter verwenden dürfen.

Der Report wird als öffentliches Dokument verwendet.

Die Zusammenfassung ist erarbeitet und wird der Task V Gesamtzusammenfassung angefügt. Alle Arbeiten (bis auf redaktionelle Änderungen) sind erledigt.

Es werden nachfolgend nur noch die aktuellsten Ergänzungen oder Bemerkungen zu drei wichtigen Themen dargestellt. Der gesamte Inhalt kann im Subtask 20-Report Ende 98 nachgelesen werden. Dieser kann über die Firma Enecolo AG angefordert werden.

Harmonics

In Dänemark wurden verschiedene praktische Experimente, Messungen an 60 PV-Anlagen je 1kWp- Leistung durchgeführt. Es sind SunnyBoy SWR 850 aus Deutschland als Wechselrichter im Einsatz, wobei die resultierenden praktischen Erfahrungen nicht sehr positiv sind (versch. Abstürze, ENS System nicht über alle Zweifel erhaben, etc.). Messungen zu den harmonischen Oberwellen wurden in verschiedenen Schritten durchgeführt. Start mit 0% WR, 20%, 40% etc. bis 100% WR ans Netz geschaltet waren. Dies wurde mehrere Male wiederholt und durchgemessen. Erkenntnisse sind, dass wesentlich mehr Störungen seitens Trafo, TV, Radio, etc. auftreten als durch die PV- Anlagen, resp. die Wechselrichter.

Overvoltage protection

Seitens Holland wird auf das Problem Erdung und Blitzschutz hingewiesen. Tip: Erdleiter soll so nahe wie möglich parallel zu der DC- Leitung verlegt werden. Blitzschutz an den nächsten Blitzableiter montieren. => keine Schleifen bilden mit Erdung und Blitzschutz. Diese Guidelines sind aber in den ESTI Richtlinien enthalten!

Die USA hat praktische Erfahrungen, dass nicht geerdete Systeme bei einem Blitzschlag (indirekt, replacement current) weniger Beschädigungen aufweisen als geerdete Systeme. Hierzu sind aber keine schriftlichen Daten vorhanden, nur Erfahrungen!

Islanding

In Dänemark wurden im Rahmen des 'multiple Inverters'- Projektes (s.h. Harmonics) Erfahrungen gemacht, dass das ENS sehr (oftmals zu) sensibel ist. Geringe Einflüsse führen zu einer Wechselrichterabschaltung. Es wird wieder auf die holländischen Guidelines verwiesen, wo eine passive Methode den Richtlinien genügt. Spannung- und Frequenzüberwachung in einem definierten Bereich: z.B. Spannung $0.9 * \dots / 1.2 * \dots$ und Frequenz ± 1 Hz.

2.4. Subtask 30 'Experimental tests using the Rokko Island and/ or other test facilities'

Der Report ist in einer Grobfassung vorhanden. Von verschiedenen Experten wird aber bei den Experimenten die Angabe von Testbedingungen, etc. verlangt. Diese Ergänzungen, sowie verschiedene einzufügende Graphiken werden in ca. 6 Monaten erledigt. Das Dokument wird dann in elektronischer Form einem Experten (UK) zur Überarbeitung zu gestellt. Eine definitive Version, nach redaktionellen Anpassungen, wird auf ca. Juni 1999 erwartet. Der Report wird als internes Dokument verwendet. Die Zusammenfassung wird nach Beendigung des Reports erarbeitet und der Task V Gesamtzusammenfassung angefügt. Die Arbeiten werden ca. Juni / Juli 99 erliegt sein.

2.5. Subtask 50 (Task Extension) 'Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV-systems'

Der Task V Chairman aus Japan erstellte einen Working Plan für einen neuen Subtask 50 in Drafftform.

Nachstehend einen Überblick der gesammelten Punkte, welche weiterhin oder neu untersucht werden müssen:

- Überblick der Richtlinien zur Anbindung von PV- Anlagen ans Netz
- Problem der Inselbildung ist weiterhin zu untersuchen

- Abschätzung des Aufwandes, auftretende Kosten betreffend zusätzlichen Netzkorrekturen, Neuinstallationen durch das EW bei einer grossen Dichte von PV- Anlagen => Kostenübernahme durch PV Betreiber oder EW? Da diese zusätzlichen Kosten eine höhere Payback Zeit für das EW bedeuten, was seitens EW nicht akzeptiert wird, ist eine Analyse betreffend Verhältnis EW Aufwand <-> PV notwendig.
- Weitere Probleme entstehend mit Mehrfach- PV- Systemen (Netzqualität: Harmonische, Spannungsschwankungen, etc.)
- Koordination von PV- Systemen und Energiespeichern
- Verbesserung der Netzqualität durch Wechselrichter

Nach Verbesserungen und definitiver Annahme des Working Plans und den damit involvierten Themen wurden zu den einzelnen Punkten die Koordinationspersonen, das verantwortliche Land und die mitarbeitenden Ländern diskutiert und definiert. Es werden nachstehend alle Arbeiten und die verantwortlichen Länder aufgeführt.

<u>No.</u>	<u>Subjects</u>	<u>Koordinator</u>	<u>Leading</u>	<u>Co- working</u>
<u>51</u>	<u>Review of PV system grid-interconnection technology</u>	UK		
1.1	Grid- Interconnection Guideline		AUT	All
1.2	Newest Technologies		J	All
1.3	Testing Certification Method		USA	NL
1.4	Methods of Inspection and Maintenance		USA	All
<u>52</u>	<u>Research on Islanding</u>	NL		
2.1	Difference of Islanding condition by the type of grid		NL	USA, UK
2.2	Probability and risk analysis of islanding by PV system installation ratio		NL	AUS, DK, UK, USA, J
2.3	Evaluation of islanding detection methods		USA	CH, AUT, J, ITA
2.4	Options for mitigating impact		NL	USA, DK
<u>53</u>	<u>Experiences of high penetration PV systems</u>	J		
3.1	Effect on power quality		J	DK, UK, AUS
3.2	Effect on power system design and operation		J	USA, NL, ITA, AUS
<u>54</u>	<u>Capacity of the PV systems</u>	DK		
4.1	Maximum penetration level		DK	CH, USA, NL
4.2	Power systems financial aspects			CH, AUS, J, MEX
4.3	Power value and capacity value		ITA	DK, UK, J, MEX
<u>55</u>	<u>Other possible Topics</u>	withdrawn		
5.1	Power quality improvement by PV system			
5.2	Additional function for PV inverter			
5.3	Co-operation with energy storage			
5.4	Possibility of isolated operation			

Subtask 55 wurde in Folge des geringen Interesses der anwesenden Ländern zurückgestellt. Kann aber bei Änderungen der Marktsituation jederzeit wieder aktiviert werden.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen, Firmen

Im Rahmen von Task V werden interessierten Schweizer Hersteller von Solarwechselrichtern Unterlagen betreffend Netzeinspeisung in den zu exportierenden Ländern zur Verfügung gestellt. Zwei Kontakte wurden realisiert und weiterhin betreut.

Verschiedene wichtige Informationen wurden von den Meetings den zuständigen Stellen, Firmen in der Schweiz weitergeleitet. Für die Task V Weiterführung sind intensive Gespräche mit dem EWZ durchgeführt worden. Ein Programm betreffend der Arbeit im Task V ist durch Enecolo AG und EWZ in Bearbeitung.

Generell hat die Zusammenarbeit einen wichtigen Platz. Firmen, Institutionen und Schulen sind eingeladen, eigene Beiträge in die jeweiligen Task's einzubringen, oder selber von den Kontakten und Informationsquellen zu profitieren.

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Den Transfer von der Forschung und Entwicklung zur Anwendung zu fördern ist ein eigentliches Ziel.

Wie unter Punkt 3 erwähnt dienen die Berichte vom Task V verschiedenen Herstellern in einem Land einen Einstieg zu finden. Die jeweiligen Richtlinien, Vorschriften unterstützen die Produkteanpassung mit der Ausrichtung Export.

5. Perspektiven für 1999

Im Task V wird am 1.1.1999 die Fortsetzung 'Subtask 50' gestartet. Über einen Zeitraum von 3 Jahren werden die Richtlinien, Vorschriften von Netzeinspeisung seitens EW's aktualisiert. Des weiteren wird weiterhin das Problem Inselbildung untersucht und Probleme, welche aus Mehrfach- PV- Systemen entstehen. Die Arbeiten im Task V werden mit dem Task VII, IEC und weiteren Programmen koordiniert.

Die Beteiligung der Schweiz im Rahmen der Weiterführung Task V wird eine Änderung erfahren. Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich wird unter Mitarbeit der Enecolo AG innerhalb des Subtask 50 für die Schweiz teilnehmen und ihre Arbeiten präsentieren.

6. Publikationen 1998

Author Titel

Task V	Subtask 10 'Grid- connected PV power systems: Status of existing guidelines and regulations in selected IEA countries'	Februar 1998
Task V	Subtask 10 'Information on electrical distribution systems in related IEA countries'	Februar 1998
Task V	Subtask 20 'Utility aspects of grid interconnected PV systems'	Februar 1998
Task V	Subtask 30 'Experimental results of grid interconnected PV systems'	Februar 1998
Task V	Summary of IEA Task V from 1993- 1998	September 1998
Task VII	Verschiedene Berichte in Entwurfform	

Anhang 1

Namen der involvierten Experten und Länder im Task V (Stand Mitte 98)

Philip Gates	Energy Australia	Australia
Christoph Panhuber	Fronius KG Austria	Austria
Gerd Schauer	Verbundgesellschaft	Austria
Arne Faaborg Povlsen	Elsamprojekt A/S	Denmark
Hermann Laukamp	Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme	Germany
Harry Barnes	EA Technology	Great Britain
James Thornycroft	HGA Ltd.	Great Britain
Ettore De Berardinis	ENEL S.p.A.	Italy
Saverio Li Causi	ENEA	Italy
Tadao Ishikawa	CRIEPI	Japan
Takua Yoshioka	NEDO	Japan
Akio Kitamura	The Kansai Electric Power Co., Inc.	Japan
Bas Verhoeven	KEMA	Netherlands
Antonio Francisco Venancio	EDP - Electricity of Portugal, S.A.	Portugal
Daniel Ruoss	Enecolo AG	Switzerland
Ward Bower	Sandia National Labs.	USA



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number: 20552
Contract Number: 60155

Reference Number:

Project Title: IEA PVPS
Task VII:
Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Abstract:

The IEA-PVPS-Task VII 'PV in the Built Environment' runs now for two years. The main Task objectives are to enhance the architectural quality, the technical quality and the economic viability of PV systems in the built environment and to assess and remove non-technical barriers for their introduction as an energy significant option. It is expected that the successful integration of PV systems into built environment will contribute significantly to the future spread of PV.

A lot of experience and information was gained in several topics throughout the year 1998. New products were introduced in the activities 'Design tools' and 'Commercial building integration concepts'.

Main contribution from Switzerland is the DEMOSITE at the EPF in Lausanne. At present more than twenty pavilions demonstrate different mounting systems for solar modules on roofs and facades. New pavilions are in planning including two new Swiss building integration systems, SOLGREEN and SOLRIF.

Beside the DEMOSITE issues on mounting technologies, potential studies and marketing are of special interest.

Duration of the Project:

Task VII: 1 / 1997 – 12 / 2001
First Phase: 1 / 1997 – 12 / 1999

Responsible for the Project:
Reporting on the Project:
Address:

Enecolo AG
Peter Toggweiler, Daniel Ruoss
Enecolo AG
Lindhof 235
8617 Mönchaltorf

Telephone: 01 / 994 90 01

Fax: 01 / 994 90 05

http: www.solarstrom.ch

E-mail: enecolo@active.ch

1. Projektziele 1998

Das 'Implementing Agreement' Photovoltaic Power System (PVPS) der Internationalen Energieagentur (IEA) fördert und unterstützt die Anwendung der Photovoltaik im internationalen Rahmen.

1998 wurden folgende Ziele für den Task VII 'Photovoltaics in the Built Environment' gesetzt:

- Hauptziel vom Task VII ist die Verbesserung der architektonischen und technischen Qualität.
- Fortführung der Studien, Verbesserungen, Erprobungen und der Werbung von baulichen und architektonischen Aspekten der Gebäudeintegration von Photovoltaik.
- Identifizierung und Beseitigung von nicht technischen Hindernissen zur verbreiteten Anwendung der Photovoltaik.
- Vorbereitung eines Workshops mit dem Thema 'PV- Integrationstechnologien'.

Die spezifischen Interessen der Schweiz liegen in den Bereichen Erhaltung und Weiterentwicklung des Know-hows für die Gebäudeintegration, Zugang zu Projekten und Fachleuten im Ausland, Marketingunterstützung für die einheimische Industrie und Erweiterungsmöglichkeiten für nationale Projekte.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1. Allgemeines

Im Anhang 1 sind die Namen der Experten von den teilnehmenden Ländern angegeben. Enecolo AG vermittelt gerne Kontakte falls Sie mit einem Land oder dem betreffenden Delegierten zusammenarbeiten möchten. Des weiteren können detailliertere Unterlagen zu bestimmten Themen gerne zur Verfügung gestellt werden.

An den beiden Meetings haben jeweils über 30 Experten aus rund 16 Ländern teilgenommen. Die Teilnehmer repräsentieren verschiedene Bereiche, wie Architektur, PV Industrie, Gebäudetechnologie und Elektrizitätswerke. Zahlreiche Arbeiten und Projekte sind aufgenommen worden oder werden international koordiniert.

Nachfolgend wird zu den einzelnen Aktivitäten im Rahmen eines Subtask der aktuelle Status aufgeführt.

2.2. Subtask 1

'Architectural Design of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment'

Activity 1.1 Evaluation & Documentation of high-quality projects

Etwa 25 Projekte aus verschiedenen Ländern wurden nach strengen Kriterien aus über hundert Vorschlägen ausgewählt. Sie sind auf Dias und auf CD-ROM dokumentiert. Ein Satz kostet Fr. 120.- und kann bei Enecolo AG oder NET AG bestellt werden (solange Vorrat).

Activity 1.2 Case Studies

Über rund zwölf Beispiele wurden bisher Fallstudien durchgeführt, respektive sind in Bearbeitung. Eine Dokumentation dazu liegt im Entwurf vor.

Activity 1.3 Book of Examples

Australien plant die Herausgabe eines neuen Buches zum Thema Architektur & Photovoltaik.

Activity 1.4 Design Tools

In Finnland arbeitet ein Team an der Evaluation von Simulationsprogrammen für die Gebäudeplanung.

Für das Programm PVSYST von der UNI Genf wird mit Unterstützung vom LESO an der EPFL die Benutzeroberfläche verbessert. Die Version 2.21 ist kürzlich veröffentlicht worden und kann direkt bei der UNI Genf (A. Mermoud T: 022 705 72 30, mit Verweis auf den Jahresbericht 98) bestellt werden.

Mehrere Task VII Experten haben Erfahrungen mit derartigen Programmen und können wichtige Informationen und Hinweise liefern.

2.3. Subtask 2

'Systems Technologies for Photovoltaic Power Systems in the Built Environment'

Activity 2.1 / 2.2 Commercial building integration concepts / Residential building integration concepts

Schwerpunkte dieser Aktivität bildeten die Vorbereitungen für den Workshop in Lausanne im Februar 99. Diese beinhalten organisatorische Belange und das Verfassen einer Dokumentation über die zurzeit verfügbaren Montagesysteme als Arbeitspapier für den Workshop.

Activity 2.3 Integration of PV in non-building structures

Schweden hat ein Arbeitspapier verfasst, welches zahlreiche Beispiele aufzeigt. Es wurde folgende Klassierung der Beispiele gewählt:

- Ausrüstungen und Signalisation im Strassenbereich und öffentlichen Raum (Beleuchtung, Parkuhren, Infotafeln, Werbeflächen, Lichtsignale und Anzeigetafeln, Billettautomaten)
- Trennelemente (Zäune, Schutzgeländer, Schallschutz)
- Sonstige Infrastruktur (Unterstände, Bushäuschen, Parkplatzüberdachungen, Beschattungseinrichtungen, Kioske, Verkaufseinrichtungen, Telefonzellen, Toiletten, Infohäuschen, etc.)

Activity 2. 4 Guidelines, standardisation, certification and safety issues

Die Zusammenstellung der vorhandenen Regeln und Normen ist in Bearbeitung. Es ist relativ schwierig, eine brauchbare Übersicht zu machen, da die Regeldichte und Zuständigkeit in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich ist.

Activity 2.5 Hybrid collectors (PV and thermal systems)

Dänemark erstellt zurzeit einen zusammenfassenden Bericht. Offen ist noch eine konkrete Zusammenarbeit zwischen zwei laufenden Hybrid- Projekten in den USA und der Schweiz. Aus verschiedenen Gründen konnte noch keine Kooperation realisiert werden.

Activity 2.6 New electrical concepts

Deutlich mehr Aufmerksamkeit findet die Anwendung der Photovoltaik zusammen mit Notstromversorgungen. Dabei wird der Netzverbund mit der Option Inselbetrieb ergänzt. Konkrete Resultate folgen später. Weitere Vorschläge werden gerne aufgenommen.

Activity 2.7 The reliability of PV systems in the built environment

Deutschland (FhG-ISE) sammelt und verarbeitet die Störfälle in PV- Anlagen. Bitte besondere Vorkommnisse wie Blitzeinschläge, Kurzschlüsse, Elektrobrände, etc. an Enecolo AG melden. Ein Schlussbericht soll gegen Ende der Task VII – Zusammenarbeit vorliegen.

Activity 2.8 Interconnection issues

Weil Task V verlängert wurde, finden hierzu keine Aktivitäten statt. Es wird aber eine verstärkte Zusammenarbeit mit Task V gesucht.

2.4. Subtask 3

'Non-Technical Barriers in the Introduction of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment'

Activity 3.1 Barrier assessment

Der Bericht liegt als Entwurf vor. Es handelt sich vorwiegend um eine Literaturrecherche. Anhang 2 zeigt eine Zusammenfassung der Arbeiten.

Activity 3.2 Potential

Basierend auf den diversen national vorhandenen Potentialstudien und Verfahren soll eine für die Industrieländer gültige Potentialerfassung durchgeführt werden. Etwas mehr als die Hälfte der teilnehmenden Länder hat die notwendigen Grundlagendaten zugesichert. Das Büro NET AG wird die entsprechenden Daten verarbeiten und einen Bericht bezüglich dem Flächenpotential verfassen. Im Berichtsjahr wurden die entsprechenden Vorbereitungen getroffen. USA und Schweden sind daran, die Studie mit den technischen und den marktwirtschaftlichen Aspekten zu ergänzen.

Activity 3.3 Analysis of cost and economics

Empfehlungen für Kosten- und Wirtschaftlichkeitsrechnungen sollen erstellt werden. Der Bericht wird von NREL in USA bearbeitet.

Activity 3.4 Marketing and publicity strategies

Noch keine Aktivitäten, Vorschläge sind willkommen.

2.5. Subtask 4

'Demonstration and Dissemination of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment'

Activity 4.1 DEMOSITE

Weitere Pavillons sind im Bau und einzelne bestehende werden mit neuen Systemen bestückt. Als Schweizer Beitrag ist geplant die Systeme SOLGREEN (Gründachanwendung) und SOLRIF (Schrägdachintegration) zu präsentieren. Siehe dazu auch den entsprechenden Jahresbericht von der EPFL-LESO.

Activity 4.2 International Solar Electric Buildings Conference(s)

Wie früher angekündigt findet im Frühjahr 2000 die Konferenz in Australien statt. Besondere Aufmerksamkeit soll die Veranstaltung u.a. auch im Zusammenhang mit der Olympiade 2000 erhalten. So sollen auf Dächern des Olympischen Dorfes Solargeneratoren mit einer totalen PV- Leistung von ca. 680 kWp montiert werden.

Activity 4.3 Design competition

Die Durchführung eines Wettbewerbes für ein oder zwei Objekte ist in Planung.

Activity 4.4 Dissemination & marketing strategies

Eine interne Task VII Webseite ist realisiert worden (<http://www.task7.org>). Primäres Ziel der Webseite ist der interne Daten- und Informationsaustausch für die Experten vom Task VII. Ab nächstem Jahr soll auch ein öffentlicher Teil realisiert werden. Dadurch sind gewisse Informationen und Resultate zu Task VII verfügbar. Zurzeit sind die Infos zu Task VII auf <http://www.solarstrom.ch> zu finden. Die wesentliche Zielsetzung dieser Aktivität sind Strategien zur Überwindung von nicht technischen Hindernissen. Dazu besteht ein internes Arbeitspapier, welches von Österreich entworfen wurde. Darin sind auch Beispiele aus der Schweiz aufgeführt, zum Beispiel die Solarstrombörsen der EW's, politische Aktivitäten und Förderprogramme vom Bund.

Activity 4.5 Training and education

In Holland besteht ein Trainings- und Lernprogramm. Mittels der Zusammenarbeit innerhalb der IEA soll das betreffende Programm ausgeweitet werden. Zusammen mit anderen nationalen und internationalen Organisationen sind Bestrebungen im Gange, den AbsolventInnen von derartigen Ausbildungsprogrammen ein international anerkanntes Zertifikat zu überreichen.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen, Firmen

Generell hat die Zusammenarbeit einen wichtigen Platz. Firmen, Institutionen und Schulen sind eingeladen, eigene Beiträge in die jeweiligen Tasks einzubringen, oder selber von den Kontakten und Informationsquellen zu profitieren. An den Meetings wird regelmässig auch Informationsmaterial von Schweizer Produkten verteilt. In Orlando waren das Infos zur Meteonorm und zum Kleinwechselrichter "Einstein". Für die Beispiele von Anlagen wurde die Reithalle in Bern, realisiert von Atlantis AG, angemeldet.

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Die DEMOSITE in Lausanne unterstützt die Vermarktung von neuen Produkten. Die Schweiz hat diesbezüglich eine günstige Position, weil die DEMOSITE für alle potentiellen Aussteller nahe liegt. Entsprechend sind diverse Technologien aus der Schweiz ausgestellt und neue Beispiele werden, wie zuvor erwähnt, folgen.

Das Programm PVSYST profitiert von der Zusammenarbeit mit Task VII, in Form von Verbesserungen betreffend der Anwendung und den Datensätzen. Des Weiteren kann eine mögliche Markunterstützung angestrebt werden.

An der SOLTECH- Konferenz in Orlando, USA und dem anschliessenden Task VII Expert 2 - Meeting wurde aktiv Werbung für zwei Schweizer Produkte (Meteonorm und Einstein- Wechselrichter) gemacht. Die internationalen Kontakte in der Task VII – Gruppe bieten gute Möglichkeiten, um auch wirtschaftliche Interessen wirksam zu vertreten. Besonders zu beachten sind die Publikationen. Nehmen sie mit Enecolo Kontakt auf, um weitere Schweizer Produkte zu präsentieren.

5. Perspektiven für 1999

Wesentliches Ereignis für Task VII, aus Schweizer Sicht, wird der Workshop vom 11. und 12. Februar 99 in Lausanne zum Thema "Building Integration" sein. Ziel dabei ist es, die verschiedenen Montagesysteme zu präsentieren und zu vergleichen. Gleichzeitig setzt der Workshop einen wichtigen Meilenstein bei der DEMOSITE. Verschiedene neue Ausstellungsobjekte sind angekündigt, unter anderem auch SOLGREEN und SOLRIF. Gleichzeitig soll Demosite mit einer neuen Brochure und der Website präsentiert werden. Von den Ergebnissen am Workshop und als Übersicht zu den bestehenden Produkten soll eine gute Publikation gemacht werden, welche weit über den Kreis der Workshop - Teilnehmer verteilt wird.

Zu den 'Case Studies' können aus der Schweiz noch ein oder zwei weitere Beispiele vorgelegt werden.

Bei den Systemtechnologien ist die Schweiz Subtaskleiter. Eine Auswertung zu "Guidelines and Certifications" ist geplant, ferner ein Bericht über "PV in Non Building Structures". Zum Thema Zertifizierung ist die engere Zusammenarbeit mit den entsprechenden Aktivitäten der EU vorgesehen. Aktuell diskutiert werden die Bedingungen zur Kennzeichnung der Solarmodule für die Gebäudeintegration mit einem CE - Zeichen.

Eine Task VII – Homepage soll die interne Zusammenarbeit unter den Experten erleichtern. Später soll sie auch allgemein zugänglich sein.

Im Frühjahr 2000 soll in Sydney eine BIPV-Conference stattfinden. Die Vorbereitungen dazu fallen ins Jahr 1999.

Die Potentialstudien, welche in diversen Ländern ausgeführt wurden, sollen zu einem Bericht über das PV-Potential in IEA-Ländern werden, mit Expansionsmöglichkeiten für alle Industrieländer.

Verschiedene Berichte sollen im Jahr 1999 vorliegen, u. a. zu Case Studies, Non Building Structures und Guidelines.

6. Publikationen 1998

Task VII Verschiedene Berichte in Entwurfform

Anhang 1:

Namen der involvierten Experten und Länder im VII

Anhang 2:

Zusammenfassung 'Non-Technical Barriers in the Introduction of Photovoltaic Power Systems in the Built Environment'

Anhang 1

Task VII Experten (Stand Mitte 1998)

Deo Prasad	National Solar Architecture Research Unit	Australia
Reinhard Haas	Technische Universität Wien	Austria
Karin Stieldorf	Technische Universität Wien	Austria
Heinrich Wilk	Oberösterreichische Kraftwerke AG	Austria
Jo Neyens	IMEC	Belgium
Per Drewes	Ontario Hydro Technologies	Canada
Kaj Isaksen	VELUX	Denmark
Henrik Sorensen	Esbensen Consulting Engineers	Denmark
Peter Lund	Helsinki University of Technology	Finland
Ingo Hagemann	Architekturbüro	Germany
Hermann Laukamp	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme	Germany
Josie Close	University of Hong Kong	Hong Kong
David Lloyd Jones	Studio E Architects	Great Britain
Donna Munro	Halcrow Gilbert Associates Ltd.	Great Britain
Paul Ruyssevelt	Halcrow Gilbert Associates Ltd.	Great Britain
Cinzia Abbate	Officine di Architettura di Cinzia Abbate	Italy
Shogo Nishikawa	Kandenko Co., Ltd.	Japan
Ito Tadashi	Kajima Corporation	Japan
Sakai Norikazu	Misawa Homes Co. Ltd.	Japan
Henk Kaan	Energieonderzoek Centrum Nederland	Netherlands
Bert Middelma	ENW Services N.V.	Netherlands
Tjerk Reijenga	BEAR architecten	Netherlands
Rick Fransen	Shell Solar Energy bv	Netherlands
Tony Schoen	Ecofys	Netherlands
Michiel van Schalkwijk	Ecofys	Netherlands
Nuria Martin Chivelet	Ciemat-IER, Instituto de energias Renovables	Spain
Mats Andersson	Energibanken	Sweden
Christian Roecker	EPFL-LESO-PB	Switzerland
Peter Toggweiler	ENECOLO	Switzerland
Steven Strong	Solar Design Associates Inc.	USA
Patrina Eiffert-Taylor	National Renewable Energy Laboratory	USA

Anhang 2

Zusammenfassung der Literaturrecherche vom Subtask 3 'Non-Technical Barriers in the Introduction of PV Power Systems in the Built Environment'

Report: Non- technical barriers for the introduction of building integrated photovoltaic system

Author: B. Van Mierlo / B. Oudshoff IVAM Environmental Research

Seventy-seven literature sources were screened on non-technical barriers to the application of PV in the built environment. Problems mentioned can be divided into four categories.

	The main problems mentioned are:	Potential solutions are:
<u>1. Financing</u>	• initial costs too high • PV is not competitive • lack of investments	• develop markets for competitive applications and in developing countries • standardisation to reduce costs information on PV benefits • incentives such as subsidies and tax reductions • internalising external costs
<u>2. Administration</u>	• existing regulations hinder PV introduction • too little regulations and laws to stimulate PV • liberalisation of energy market	• clear and simple legislation based on a long term strategy • adaptation of the energy sector to different strategy and organisation necessary for PV • obligated share of PV
<u>3. Architecture</u>	• limited expertise and little attention to design • little variety of PV panels colour etc. • lack of standards for interconnection, testing, pricing, building products etc.	• early involvement architects • information and education • variation versus standardisation • more standards
<u>4. Communication</u>	• lack of information, confidence and experience among target groups • lack of adequate information infrastructure • lack of adequate marketing infrastructure	• information about basic facts and positive aspects PV • guidelines for use and maintenance of PV systems • demonstration projects



Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programme
in Photovoltaic
Energy Conversion

ANNUAL REPORT 1998

Project Number:
Contract Number:

ENET Number:

Project Title: IEA PVPS Programme Task 8

VERY LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS

Abstract:

According to a 1995 OECD/IEA report, the availability of global fossil fuel resources will not generally limit the energy supply until 2010. This will result in significant increase in CO₂ emission which could endanger the global climate.

Among the new renewable energy technologies photovoltaic technology (PV) is being considered as one of the most promising options with a potential to reduce in CO₂ emission in the future. In the short to medium term PV will mainly be used in small scale applications to satisfy local energy needs. However, in the long term the use of PV technology for very large scale bulk power generation could become feasible. The Climate Technology Initiative CTI therefore decided at the Kyoto Climate Summit Conference in dec. 1997 to co-operate with the IEA PVPS programme on the subject of large scale PV systems.

The concept of VLS-PV (Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System) includes centralized multi-MW - or even GW - PV systems constructed in high-insolation areas such as arid zones or deserts. The energy collected will be transported over long distances to the load centers or fed into large international power lines. In the production areas additional activities could be generated such as agriculture and industry. Besides the energy production this could create new possibilities of converting actually unused areas into habitable land resources.

In 1998, IEA/PVPS Task VI has started a pre-feasibility study on the VLS-PV concept in order to identify the potential and the major impacts of the VLS-PV. The report will be finalized before May, 1999. Participant countries actually are Italy, Japan, Korea, The Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden and Switzerland.

Duration of the Project:

1.1.1998-31.5.1999 (Prefeasibility Study)
1999 - 2003 (New Task 8)

Responsible for the project :

Rudolf Minder

Reporting on the project :

Rudolf Minder

Address :

Minder Energy Consulting
Ruchweid 22
CH-8917 Oberlunkhofen

Telephone : +41 (0)56 640 14 64

Fax : +41 (0)56 640 14 62
E-mail : rudolf.minder@bluewin.ch

1. Projektziele 1998

1.1 Projektbeschreibung

Die Idee, in Wüstengebieten grossflächige Solarkraftwerke zu installieren und die damit gewonnene Energie - als Elektrizität oder als chemischen Energieträger - in Verbraucherzentren zu transportieren, wird seit vielen Jahren immer wieder diskutiert. Ähnliche Konzepte wurden auch für die Nutzung abgelegener grosser Wasserkraft-Ressourcen entwickelt. Die bisherigen Arbeiten bewegten sich jedoch meist auf einem noch sehr theoretischen Niveau und reflektierten vorwiegend die Sicht von Experten aus Industrieländern.

Der neue Ansatz, welcher nun vorwiegend von japanischen und italienischen Fachleuten propagiert wird, geht von gewissen neuen Voraussetzungen aus:

- Ein wichtiges, übergeordnetes Ziel ist die Entwicklung eines CO₂-freien Energiesystems, welches einen Teil des zunehmenden Energiebedarfs decken soll
- Primäre Zielgebiete sind die Verbraucherzentren von Ländern mit starkem Wachstum des Energieverbrauchs, wie z.B. China und Indien
- Die Betrachtungsweise ist global, die prioritären Gebiete sind diejenigen mit dem höchsten CO₂-Substitutionspotential. Diese Position entspricht dem Modell der „Activities Implemented Jointly“ (AIJ), welches ein wichtiges Thema am Klimagipfel von Kyoto 1997 war und auch von der Schweiz unterstützt wird.
- Potentielle Standort-Länder sollen von Anfang an einbezogen werden
- Neue Technologien für den weiträumigen Transport elektrischer Energie sind verfügbar (HGÜ) oder werden vermutlich in absehbarer Zeit verfügbar sein (HT-Supraleitung)
- Neben Energie-orientierten Organisationen (IEA, NEDO, ENEL,...) sind auch Gremien, welche sich mit den Problemen der Globalen Erwärmung befassen, interessiert und involviert (CTI, IPCC, GEF der Weltbank)

Mit dieser Ausgangslage stellt das Projekt VLS-PV einen ernsthaften, wenn auch visionären und sehr langfristigen Ansatz für die zukünftige globale Energieversorgung dar.

Bild 1 vermittelt einen Eindruck, wie eine Produktionseinheit eines zukünftigen VLS-PV-Systems aussehen könnte.

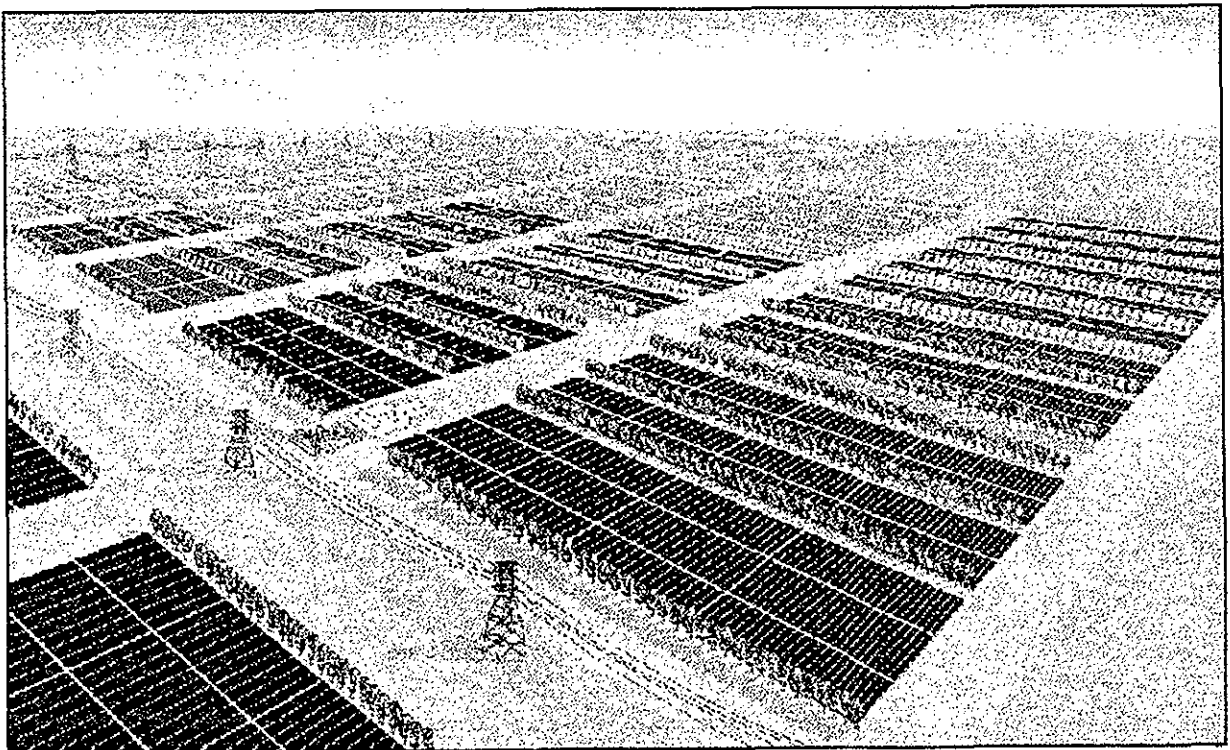


Bild 1: „Artist's View“ eines VLS-PV-Kraftwerks in einem Wüstengebiet (© K. Kurokawa)

1.2 Projektziel 1998

Das Projektziel im Jahr 1998 bestand darin, eine Pre-Feasibility-Studie über das VLS-PV-Konzept sowie einen Vorgehensplan für die Implementierung zu erarbeiten. Dabei konnte auf umfangreiche Vorarbeiten vor allem der japanischen und der italienischen Projektpartner zurückgegriffen werden.

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 1st Expert Meeting, Madrid, 22. - 23. Januar 1998

Das erste Experten-Meeting verfolgte folgende Hauptziele:

- Information aller Teilnehmer über den Stand der Vorarbeiten (vor allem durch japanische Experten, teils auch ENEL, Italien)
- Präsentation und Diskussion des Arbeitsplans für die Studienphase unter Berücksichtigung der Resultate des IEA PVPS Ex. Co. Meetings vom Nov. '97.
- Erarbeiten eines bereinigten Arbeitsplans
- Verteilung der Arbeiten auf die mitwirkenden Länder/Experten

Die Ziele des Meetings wurden im wesentlichen erreicht, obwohl die Teilnehmer sehr unterschiedliche Vorstellungen über die Vorgehensweise hatten. Einem eher akademischen approach (vor allem vertreten von Japan) standen eher praxisorientierte Vorstellungen (z.B. NL, CH) gegenüber.

2.2 2nd Expert Meeting, 28. - 29. September in Mailand

Das zweite Experten-Meeting hatte zum Ziel, den vom Operating Agent (Prof. K. Kurokawa) zusammengestellten Berichtsentwurf im Detail zu diskutieren.

Die einzelnen Kapitel des Berichts wurden von den Vertretern von Japan, Italien, Spanien und Holland verfasst, die übrigen Ländervertreter lieferten Unterkapitel sowie Stellungnahmen zu den Entwürfen.

Die Ziele des Meetings wurden erreicht, sämtliche Kapitel wurden besprochen, fehlende Teile identifiziert und die restlichen Arbeiten verteilt.

Der Bericht über die Tätigkeit des VLS-PV-Expertenteams wird einen breiten Überblick über das Potential und die wichtigsten Probleme des VLS-PV-Konzepts geben. Die Expertengruppe ist sich dabei bewusst, dass das Konzept neben technischen Herausforderungen vor allem auch nicht-technische Fragen aufwirft. Diese umfassen vor allem politische, sozio-oekonomische, oekologische und wirtschaftliche Fragen. Dementsprechend wird diesen Aspekten im Bericht auch eine hohe Priorität eingeräumt (vgl. Inhaltsverzeichnis im Anhang).

2.3 3rd Expert Meeting, im Dezember in Japan

Das Ziel des dritten Experten-Meetings war die Diskussion des Berichtsentwurfs soweit die einzelnen Kapitel verfügbar waren. Zusätzlich sollte ein detailliertes Arbeitsprogramm für die neue PVPS task 8 als Vorschlag zu Händen des Executive Committee erarbeitet werden. Der Berichterstatter nahm am 3rd Expert Meeting in Kyoto nicht teil.

2.4 Projektbearbeitung

Neben der Teilnahme an den Experten-Meetings erfolgte auch eine sehr begrenzte Mitwirkung an der Projektbearbeitung. Diese umfasste einerseits das Erarbeiten von Ergänzungen und Änderungsvorschlägen zu den von den andern Partnern erarbeiteten Kapiteln und Beiträgen. Zu erwähnen ist insbesondere ein technischer Beitrag zum Thema Systemtechnik und Energieumwandlung.

3. Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen (insbesondere der Industrie), internationale Kontakte und Zusammenarbeit

In Zusammenhang mit Fragen der Systemtechnik und der Energieumwandlung (Wechselrichter, Hochspannungs-Gleichstromübertragung etc.) fanden verschiedene Gespräche mit der Industrie statt. Diese haben gezeigt, dass das Projekt auch auf Interesse bei der Schweizer Elektro-Industrie stösst und dass die Bereitschaft besteht, in begrenztem Rahmen mit Eigenleistungen mitzuwirken.

4. Allfälliger Transfer von Ergebnissen 1998 in die Praxis

keiner

5. Perspektiven für 1999, falls das Projekt weitergeführt wird

In den ersten Monaten des Jahrs 1999 wird der Bericht über die Pre-Feasibility-Studie abgeschlossen. Falls das Executive Committee des IEA PVPS-Programms den Vorschlag der Expertengruppe für eine neue task 8 gutheisst, soll eine vierjährige Projektphase im Juni 1999 gestartet werden.

6. Publikationen 1998

Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System (VLS-PV) Project, K.KUROKAWA et al., 2nd World Conf. and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 6-10 July 1998

Anhang : Inhaltsverzeichnis der VLS-PV - Pre-Feasibility-Studie (Stand 12/98)

Title: A Preliminary Analysis for the VLS-PV Survey

Executive Summary

1. Introduction : Background and Concept

- 1.1 Background
- 1.2 Concept
- 1.3 Justification

2. Technology and Design Configurations

- 2.1 Current Available Technology
- 2.2 Cost Issues of Technologies
- 2.3 Technology Perspectives
- 2.4 Power Transmission Technologies
- 2.5 Case Study Examples for World Deserts
- 2.6 Pre-Case Study : the Sahara desert case
- 2.7 Pre-Case Study : Electricity Utilization in the Sahara desert area

3. Institutional and Organizational Issues

- 3.1 Institutional and Policy Issues
- 3.2 National Institutional Infrastructure Generalizations
- 3.3 Country Technological and Institutional Level
- 3.4 Financing
- 3.5 Organizational and Ownership Options

4. Socio-Economic Issues and Technology Transfer

- 4.1 Introduction
- 4.2 Emission Reduction from Electric Power System
- 4.3 Desert Planting and Agriculture
- 4.4 Economic Effects - A Case Study
- 4.5 Conclusions

5. Environmental Issues

- 5.1 Possible Environment Impacts by VLS-PV
- 5.2 Methodology of Lifecycle Assessment
- 5.3 Survey on Existing Studies concerning LCA of PV Technology
- 5.4 Preliminary Study on Lifecycle Analysis for VLS-PV
- 5.5 Future Works

6. Economic and Financial Issues

- 6.1 Module Cost and Efficiency Trend
- 6.2 Component Costs
- 6.3 Life Cycle Costing Methodology

7. Results

- 7.1 Results on all pre-feasibility aspects
- 7.2 Common Recognition
- 7.3 Future work
- 7.4 Recommendations for GO/NO-GO

8. Follow-up Activities Plan

- 8.1 General Concept
- 8.2 Case Studies for Selected Regions
- 8.3 Integrated Evaluation

ANNUAL REPORT 1998

BFE Project Number: 23783

Project Title: Global Approval Program for Photovoltaics, PV GAP

Abstract:

The PV community, including National and Regional PV industry associations, supported by lending institutions (e.g., The World Bank, UNDP, etc.), decided to institute a high-priority global program to remedy the situation: The development of the Global Approval Program for PV (PV GAP), which is a PV industry-driven organisation that strives to promote and maintain a set of quality standards and certification procedures for the performance of PV products and systems, to ensure high quality and reliability. The need for a simplified, objective manual for use by small manufacturers of PV components wishing to implement quality manufacturing processes, primarily in developing and transition economies, has reached a critical point. In addition, a similar need exists for laboratories and testing organisations.

The United Nations Development Programme (UNDP) is providing support for PV GAP's work to (1) draft a set of internationally accepted guidelines and procedures for quality manufacturing processes for small manufacturing organisations; and, (2) develop procedures for qualifying laboratories to test and certify PV equipment and systems in developing and transition economies. The PV GAP/UNDP effort concentrates on the PV industry in a number of countries that represent a range of development challenges and opportunities (Argentina, China, India, Indonesia, and South Africa).

As a way to further develop and refine the procedures and documents developed under the UNDP contract, the PV GAP and the Swiss Federal Government are sponsoring a meeting May 3-4, 1999, in Geneva, Switzerland, bringing together representatives of the participating countries, representatives of the global PV industry, standards organisations, the World Bank, and other key actors. Information, along with logistics and registration materials for the Geneva meeting can be obtained by either visit the PV GAP web site, at <http://www.pvgap.org>, or contact the meeting chairman, Dr. Markus Real, at alphareal@access.ch.

Duration of the project:

13.4.1997 - 31.12.1998

Responsible, Reporting on the project:
Address:

Markus Real
Alpha Real AG
Feldeggstrasse 89, 8008 Zürich
01 383 02 08, 18 95
alphareal@access.ch

Telephone, Fax:
e-Mail:

1. Projektziele 1998

Global Approval Program wurde geschaffen, um die Qualität von Solarsystemen, insbesondere auch im Einsatz in Drittweltländern sicherzustellen. Die Arbeiten wurden international breit abgestützt und umfassen folgende Zielsetzungen:

- Festsetzen der Struktur
- Regeln der internationalen Zusammenarbeit, insbesondere der Zusammenarbeit mit dem Qualifizierungsprogramm der IEC.
- Ausarbeiten des Referenzhandbuches bis und mit Vernehmlassung.

Der Schweizer Beitrag im Rahmen der BFE-Unterstützung für 1998 umfasste folgende Arbeiten:

- Übernahme der Verantwortung für die Organisation der Konferenz zur Implementation von PVGAP in Entwicklungsländern.
- Mitarbeit bei der Ausarbeitung und Fertigstellung des Referenzhandbuches
- Mitarbeit bei der Ausarbeitung der Testvorschriften für Solar Home Systems
- Koordination der administrativen Belange von GAP, insbesondere der Rechnungsführung

2. 1998 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

- Die in Punkt 1 aufgeführten Ziele wurden praktisch vollumfänglich erreicht. Die Eintragung von GAP als Non-Profit-Organization konnte erfolgreich abgeschlossen werden.
- Auf technischer Ebene wurden einige Sitzungen durchgeführt, um die Testvorschrift für einfache Solar Home Systems auszuarbeiten. Dabei handelt es sich um einen Test, wo die einzelnen Komponenten sowie das gesamte System als solches getestet werden muss. Die Tests enden mit einem fail-pass-Kriterium, das schlussendlich über die Erlangung der entsprechenden Gütesiegel entscheidet.
- Ebenfalls parallel dazu wurde auch das Zertifizierungsverfahren für die Hersteller von Komponenten und Systemen geklärt und detailliert.
- Das Vorgehen dazu ist im Reference Manual zusammengefasst. Dieses konnte 1998 publiziert werden.
- Die Vorarbeiten für eine internationale Konferenz über die Einführung von PVGAP in Entwicklungsländern wurden begonnen.

3. Zusammenarbeit mit schweizerischen Institutionen

Das Programm der Konferenz über die Implementation von PV GAP in Entwicklungsländern wurde am 1. Oktober 1998 Vertretern aus der Administration in Bern, insbesondere vom BAWI, von der DEZA, vom BFE, vom BUWAL und vom EDA, präsentiert. Die Präsentation erfolgte im Hinblick auf eine mögliche Unterstützung der Konferenz, wenn dafür der Standort Schweiz gewonnen werden könnte.

4. Allfällige Transfers von Ergebnissen 1998 in die Praxis

- Publikation des Reference Manual
- Vorbereitung von Zertifizierung von Firmen für PVGAP. (Erste Zertifizierungen werden 1999 erfolgen).
- Vorbereitung der Implementation von PVGAP in Entwicklungsländern.

5. Perspektiven für 1999

Für 1999 wird vorgesehen:

- Durchführung der Konferenz über die Implementation von PVGAP in Entwicklungsländern:

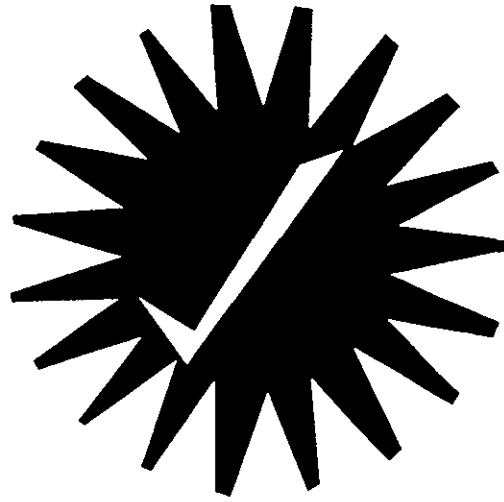
Conference on the Global Approval Program for Photovoltaics (PV GAP) Implementation in Developing Countries, May 3 - 4, 1999, Geneva, Switzerland; AELE/EFTA Building, 9 Rue de Varembe, Sponsored by the United Nations Development Program (UNDP) and the Swiss Federal Government

- Trainingsprogramme in Entwicklungsländern durchzuführen. Für diese spezifische Zielsetzung hat die holländische Regierung einem gemeinsamen Antrag der Weltbank und PVGAP einen grösseren Kredit für PVGAP zugesprochen.
- Das Referenzhandbuch erweitern.
- Die Testvorschrift für Solar Home Systems zu detaillieren und international einen Konsens zu erreichen.
- Die im Rahmen von GAP ausgearbeiteten Testvorschriften auf IEC-Ebene als Entwurf für eine zukünftige internationale Norm einzubringen.

6. Publikationen 1998

- Jahresbericht 1998
- PV GAP Reference Manual
- PV GAP News Letter beides zu beziehen bei

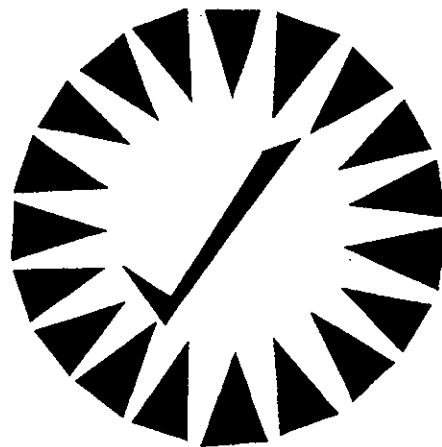
1. MARK:



®
Lic.: M-xxx-xx

Figure 1 The PV GAP "MARK" should be affixed only to Photovoltaic "Components" (Components which are used in Photovoltaic Systems e. g. Modules, regulates, inverters, batteries, switches, connectors, materials etc.)

1. SEAL:



®
Lic.: M-xxx-xx

Figure 2 The PV GAP "Seal" should be affixed only to Photovoltaic "Systems" (e.g. Photovoltaic home systems, street lights, or other Systems powered by y Photovoltaic module