Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Forschung, April 2008

Programm Photovoltaik Ausgabe 2008

Überblicksbericht, Liste der Projekte
Jahresberichte der Beauftragten 2007

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG



Titelbild:

Nullenergie Verwaltungsgebäude Marché International, Kemptthal / ZH

44,6 kWp Photovoltaikanlage realisiert mit Dünnschicht-Solarzellen

(Bildquellen: Frontseite: SunTechnics Fabrisolar AG, Rückseite: Büro für Architektur Beat Kämpfen, Foto Willi Kracher)

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG
Waldweg 8, CH - 1717 St. Ursen (Schweiz)
Tel. +41 (0) 26 494 00 30, Fax. +41 (0) 26 494 00 34, info@netenergy.ch

im Auftrag des:
Bundesamt für Energie BFE
Mühlestrasse 4, CH - 3063 Ittigen Postadresse: CH- 3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax. 031 323 25 00 office@bfe.admin.ch www.bfe.admin.ch

Programm Photovoltaik Ausgabe 2008 Forschung

Inhalt

S. Nowak
Überblicksbericht des Programmleiters **Seite 5**

Jahresberichte der Beauftragten Seite

Solarzellen

C. Ballif, J. Bailat, F.J. Haug, S. Faÿ, R. Tscharner
Thin film silicon solar cells: advanced processing and characterization - 101191 / 151399 **29**

F.J. Haug, C. Ballif
Flexible photovoltaics: next generation high efficiency and low cost thin film silicon modules - CTI 8809 **39**

S. Olibet, C. Ballif
High efficiency thin-film passivated silicon solar cells and modules - THIFIC: Thin film on crystalline Si - Axpo Naturstrom Fonds 0703 **41**

C. Ballif, F. J. Haug, V. Terrazzoni-Daudrix
FLEXCELLENCE: Roll-to-roll technology for the production of high efficiency low cost thin film silicon photovoltaic modules - SES-CT-019948 **47**

N. Wyrsch, C. Ballif
ATHLET: Advanced Thin Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics - IP 019670 **55**

A. Bidiville, K. Wasmer, P. M. Nasch, M. Van der Meer, C. Ballif, J. Michler
SIWIS: Ultra Thin Silicon Wafer Cutting by Multi-Wire Sawing - CTI Nº 7730.2 NMPP-NM 61

A. Dimitrov, P. Hoffmann, P. Nasch
SIRE: Silicon recycling from wafering waste to produce reusable photovoltaic feedstock - CTI 8829.2 PFIW-IW 67

P. Nasch, S. Schneeberger
BITHINK: Bifacial thin industrial multi-crystalline silicon solar cells - 503105 / SBF 03.0086 69

D. Brémaud, M. Kälin, A. N. Tiwari
Large Area flexible CIGS: Flexible CIGS solar cells on large area polymer foils with in-line deposition methods and application of alternative back contacts - 100964 / 152404 75

A. N. Tiwari, M. Kälin
Thin Film CIGS Solar Cells with a Novel Low Cost Process – 100964 / 152223 83

D. Brémaud, A. N. Tiwari
LARCIS: Large-Area CIS Based Thin-Film Solar Modules for Highly Productive Manufacturing - SES66-CT-2005-019757 / FP6-019757 89

D. Brémaud, R. Verma, S. Bücheler, S. Seyrling, A. N. Tiwari
ATHLET: Advanced Thin-Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics - ATHLET CIS / FP-2204-Energy-3 95

M. Kaelin
Development of flexible CIGS Solar Modules with metal Grids - Axpo Naturstrom Fonds 105

M. Grätzel, A. Mc Evoy
Dye-sensitised Nanocrystalline Solar Cells - Project EPFL 107

Y.-H. Yum, P.Walter, S. Huber, D. Rentsch, T. Geiger, F. Nüesch, F. De Angelis, M. Grätzel, M. K. Nazeeruddin
ThinPV - Efficient Far Red sensitization of Nanocrystalline TiO_2 films by an unsymmetrical squaraine dye - CCEM-ThinPV project Part B; Empa 113

B. Fan, R. Hany, F. Nüesch, J.-E. Moser
ThinPV - Doping of cyanine solar cells: enhancing charge transport - CCEM-ThinPV project Part B 119

T. Meyer, A. Meyer
FULLSPECTRUM: A new PV wave making more efficient use of the solar spectrum - SES6-CT-2003-502620 / SER N° 03.0111-2 123

T. Meyer
ORGAPVNET: Coordination Action towards stable and low-cost organic solar cell technologies and their application - SES6-038889 **131**

T. Meyer, A. Meyer
NAPOLYDE: Nano structured polymer deposition processes for mass production of innovative systems for energy production & control and for smart devices - NMP2-CT-2005-515846 / SER N° 03.0111-2 **135**

M. Spirig, A. Luzzi
PECNet: Aufbau eines Schweizer Kompetenznetzwerks für die Solare Wasserspaltung mittels hybrider PV-PEC Zellen -101883 / 152316 **143**

Module und Gebäudeintegration

T. Szacsvay
BIPV-CIS- Improved integration of PV into existing buildings by using thin film modules for retrofit – 503777 / SBF 03.0046 **153**

Systemtechnik

D. Chianese, A. Bernasconi, N. Cereghetti, A. Realini, G. Friesen, E. Burà, I. Pola, K. Nagel
Centrale di test ISAAC-TISO: Qualità e resa energetica di moduli fotovoltaici - 36508 / 151135 **159**

G. Friesen
PERFORMANCE - ISAAC Activities - n° 019718 EU: (SES6) – Integrated project **169**

W. Durisch, J.-C. Mayor, K. Hang Lam
Efficiency and Annual Electricity Production of PV-Modules - 101431 / 151715 **177**

H. Häberlin, L. Borgna, D. Gfeller, M. Kämpfer, U. Zwahlen
Photovoltaik Systemtechnik 2007-2010 / PVSYSTE 07-10 - 102234 / 152840 **189**

P. Toggweiler, S. Stettler, P. Felder
Solar Inverter mit integriertem BackUp SIMIBU - 101807 / 152227 **197**

P. Gaillard
SOS-PVI: Security of Supply Photovoltaic Inverter - SUSTDEV-1.2.3 **205**

Diverse Projekte und Studien

S. Stettler, P. Toggweiler
PV-BUK - Betriebs- und Unterhaltskosten von PV-Anlagen – 102070 / 152575 **211**

N. Jungbluth, M. Tuchschmid
Update Photovoltaic in view of ecoinvent data v2.0 - 101805 / 152224 **217**

A. Schüler, A. Kostro, B. Huriet
Evaluation du potentiel de concentrateurs à Quantum Dots pour la production d'électricité photovoltaïque - 101806 / 152225 **227**

R. Durot
Center of competence for building integrated solar installations - 102014 / 152494 **237**

Internationale Koordination

P. Hüsser
Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm - Task 1 - 11427 / 152 582 **243**

Th. Nordmann, L. Clavadetscher
IEA PVPS Programm Task 2 Schweizer Beitrag 2007 - 14805 / 152583 **249**

S. Nowak, G. Favaro, M. Gutschner
Swiss Interdepartmental Platform for Renewable Energy Promotion in International Cooperation (REPIC) - SECO UR-00123.01.01 **255**

P. Renaud, P. Bonhôte
IEA PVPS Task 10 – Swiss contribution - 101562 / 151862 **265**

J. Remund, M. Rindlisbacher, D. Domeisen
IEA SHC Task 36: Solar resource knowledge management - 101498 / 151784 **271**

M. Real, T. Hostettler
Normenarbeit für PV Systeme - Swissolar **275**

S. Nowak, M. Gutschner, S. Gnos, U. Wolfer
PV-ERA-NET: Networking and Integration of National and Regional Programmes in the Field of Photovoltaic (PV) Solar Energy Research and Technological Development (RTD) in the European Research Area (ERA) - CA-011814-PV ERA NET **281**

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

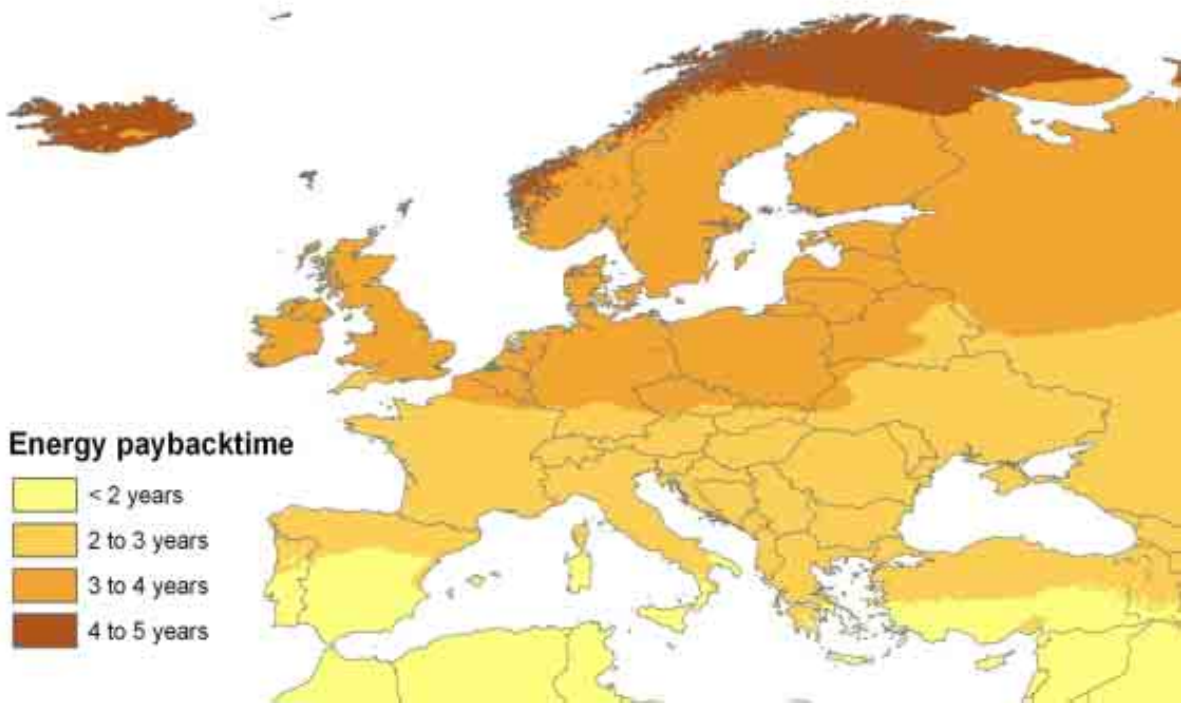
Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

PROGRAMM PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht zum Forschungsprogramm 2007

Stefan Nowak
stefan.nowak@netenergy.ch



Energierücklaufzeit der Photovoltaik – eine häufig wiederkehrende Frage:

Im Rahmen der Überarbeitung der Ecoinvent-Datenbank wurde die Energierücklaufzeit der Photovoltaik anhand von aktuellen industriellen Prozessen und Produkten ermittelt. Obige Darstellung zeigt die Energierücklaufzeit einer multikristallinen 3 kWp-Schrägdachanlage in Europa mit dem UCTE-Elektrizitätsmix als Referenz (Bildquelle: *ESU Services*).

Inhaltsverzeichnis

1. Programmschwerpunkte und anvisierte Ziele 7

2. Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse 2007 8

Zell-Technologie 8

Solarmodule und Gebäudeintegration 12

Elektrische Systemtechnik 12

Ergänzende Projekte und Studien 15

Internationale Zusammenarbeit IEA, IEC, EU 16

3. Nationale Zusammenarbeit 18

4. Internationale Zusammenarbeit 18

5. Pilot- und Demonstrationsprojekte (P+D) 19

Neue P+D Projekte 19

Laufende P+D Projekte 19

Im Jahr 2007 abgeschlossene P+D Projekte 20

6. Bewertung 2007 und Ausblick 2008 20

7. Liste der F+E-Projekte 22

8. Liste der P+D-Projekte 23

9. Referenzen 24

10. Für weitere Informationen 25

11. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks) 25

12. Weiterführende Internetlinks 26

1. Programmschwerpunkte und anvisierte Ziele

Die Photovoltaik erfuhr im Jahr 2007 weltweit wie auch in der Schweiz einen weiteren Aufschwung. Davon war auch das Programm Photovoltaik massgeblich betroffen, indem immer mehr vor allem auch industrielle Akteure sich mit der Photovoltaik auseinandersetzen, Ideen und Konzepte formulieren und Projekte entwickeln. Durch die anfangs des Jahres durch das Parlament beschlossene Einführung der kostendeckenden Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien erhielten anwendungsorientierte Fragestellungen an zusätzlicher Bedeutung. Durch die breite Programmabstützung im Bereich der Forschung konnte das bisherige Niveau gehalten werden. Das anhaltende Wachstum des internationalen Photovoltaik Marktes bildet eine wichtige Grundlage für den weiterhin erfolgenden, deutlichen Ausbau der Photovoltaik Industriebasis in der Schweiz.

Das Programm Photovoltaik verfolgt eine ausgeprägte Ausrichtung auf die industrielle Umsetzung und die internationale Wettbewerbsfähigkeit, sowohl für Produkte wie auch für die vorgelagerte Forschung. Laufende Aktivitäten in Forschung und Entwicklung sowie noch bestehende Projekte im Bereich von Pilot- und Demonstrationsanlagen umfassen im Berichtsjahr 2007 ca. 55 Projekte, wobei alle bekannten Projekte mit einer Förderung der öffentlichen Hand berücksichtigt sind.

Gestützt auf das Energieforschungskonzept der Eidgenössischen Energieforschungskommission CORE [61] verfolgt das Schweizer Photovoltaik Programm in der Periode 2004 – 2007 die folgenden wesentlichen Ziele [62]:

- Es soll eine weitere Kostenreduktion (Í Preise) des Energiesystems Photovoltaik erreicht werden (typische Werte 2007: Modul 2.5 CHF/Wp; System 5 CHF/Wp) und entsprechende Verbesserungen der einzelnen Komponenten in Bezug auf elektrische Eigenschaften (2007: Dünnschichtmodule mit >12% Wirkungsgrad), Herstellungskosten und industrielle Fertigung;
- Etablierung bzw. Konsolidierung der industriellen Basis für Produkte der Photovoltaik, einschliesslich Solarzellen und Module in ausgewählten Technologieansätzen;
- Hohe Integration und Standardisierung der Produkte und Systeme für Massenmärkte.

Dazu ist das Programm Photovoltaik in folgende Bereiche aufgeteilt:

SOLARZELLEN DER ZUKUNFT

Die Arbeiten zu **Dünnschicht Solarzellen** waren im Berichtsjahr wie bisher fokussiert auf die Schwerpunkte **Silizium** (amorph, mikrokristallin), Zellen auf der Basis von **Verbindungshalbleitern** (CIGS) sowie **Farbstoffzellen**. **Neue Konzepte** (Materialien und Prozesse), z.B. organische und Polymersolarzellen, für langfristige Technologieoptionen gewinnen in der Grundlagenforschung gesamthaft an Bedeutung und bewegen sich gleichzeitig vom Konzept zur Solarzelle. Die mit Nachdruck verfolgte Industrialisierung von Produktionsprozessen steht bei den Silizium Dünnschicht Solarzellen in einem fortgeschrittenen Stadium, bei den Verbindungshalbleitern ist ein industrielles Projekt im Aufbau. Im Jahr 2007 wurden erstmals in der Schweiz konkrete grössere Fertigungsanlagen mit Dünnschicht Solarzellen angekündigt. Solarzellen auf flexiblen Substraten gewinnen zudem weiterhin an Bedeutung.

MODULE UND GEBÄUDEINTEGRATION

Die **Integration der Photovoltaik** im bebauten Raum bildet weiterhin den wichtigsten Schwerpunkt der angestrebten Anwendungen. Währenddem der Markt für Montagesysteme mittlerweile eine breite Produktpalette anbieten kann, stellen neue Produkte und Erfahrungen mit Dünnschicht Solarzellen in der Gebäudeintegration weiterhin ein wachsendes Thema dar.

ELEKTRISCHE SYSTEMTECHNIK

Die **Qualitätssicherung** von Photovoltaikmodulen, von Wechselrichtern und von gesamten Systemen ist, zusammen mit **Langzeitbeobachtungen** an diesen Komponenten, für die Praxis von anhaltender Bedeutung und wird in entsprechenden Kompetenzzentren an Fachhochschulen bearbeitet. Langjährige Messreihen und die vermehrte Analyse von Fehlverhalten der einzelnen Komponenten sollen in Hinsicht auf kritische Parameter und die Erhöhung der Lebensdauer genutzt werden. Aufgrund dieser systembezogenen Arbeiten soll die spezifische Energieproduktion von Photovoltaik-Anlagen (kWh/kWp) weiter erhöht werden. Für **Inselanlagen** wächst die Bedeutung der Kombination mit anderen Energietechnologien in Hybridanlagen.

ERGÄNZENDE PROJEKTE UND STUDIEN

Die Arbeiten in diesem Bereich sollen die Grundlagen zu allgemeinen Fragestellungen im Zusammenhang mit dem Marktaufbau der Photovoltaik liefern, insbesondere zu **Potenzial**, **Umweltaspekten** und **Energieplanung** sowie praxisorientierten **Hilfsmitteln** zur Anlagenplanung und –überwachung. Neuste Technologien des Internets, Computermodelle, Bildverarbeitung, geografische Informationssysteme bis hin zur Satellitenkommunikation gelangen dabei zum Einsatz. Für Anwendungen in **Entwicklungsländern** stehen dagegen nicht-technische Aspekte im Vordergrund. Dieser Bereich des Programms umfasst zudem die Vorhaben an den Schnittstellen zu anderen Energietechnologien.

INSTITUTIONELLE INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT

Die internationale Zusammenarbeit bildet ein zentrales Standbein in allen Bereichen. Der Anschluss an die internationale Entwicklung sowie ein intensivierter Informationsaustausch war im Berichtsjahr ein wichtiges Ziel, welches im Rahmen der internationalen Programme der **EU** sowie der **IEA** mit Kontinuität weiterverfolgt wurde. Die erfolgreiche internationale Zusammenarbeit konnte in einigen der grossen EU-Projekte (*IP - Integrated Projects – Integrierte Projekte*) fortgesetzt werden. Von übergeordneter Bedeutung war im Berichtsjahr zudem die Schweizer Beteiligung an den Arbeiten in europäischen Netzwerken (**PV-ERA-NET** und **Europäische Photovoltaik Technologie Plattform**). Dabei ist die Publikation der *Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology* [63] der Europäische Photovoltaik Technologie Plattform besonders hervorzuheben.

2. Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse 2007

ZELL-TECHNOLOGIE

Die **grosse Bandbreite der Schweizer Solarzellenforschung** konnte im Berichtsjahr 2007 dank der breiten Abstützung dieser Forschung mit Erfolg fortgesetzt werden. Die Beteiligung an EU-Projekten des 6. Rahmenforschungsprogramms sowie KTI-Projekte bildeten hier gewichtige Elemente. Die Schweiz ist mittlerweile an den meisten laufenden *Integrierten Projekten* der Europäischen Kommission im Bereich der Photovoltaik direkt oder indirekt beteiligt.

a) Dünnschicht Silizium

Die Entwicklungen im Bereich des Dünnschicht Siliziums finden an der Universität Neuchâtel (IMT), an der EPFL (CRPP), der Haute Ecole Arc ingénierie (Le Locle), dem NTB (Buchs) sowie bei den Unternehmen *oerlikon solar* (Trübbach und Neuchâtel) und *VHF-Technologies* (Yverdon) statt und stellen den wichtigsten Schwerpunkt des Photovoltaik Programms dar.

Das IMT an der Universität Neuchâtel schloss im Berichtsjahr die aktuelle Phase des Projektes zu ***Silizium Dünnschicht Solarzellen*** [1] ab. Die Ziele dieses BFE-Projektes bestanden darin, den Wirkungsgrad der Solarzellen auf verschiedenen Substraten weiter zu erhöhen (Ziel 14% für mikromorphe Solarzellen), die Prozessführung und Charakterisierung der Solarzellen weiter zu entwickeln und die notwendige Infrastruktur (Prozesse, Herstellung und Charakterisierung) zur Unterstützung der Industriepartner sicherzustellen. Dazu wurden verschiedene Depositionssysteme erneuert und automatisiert, die Systeme zur Charakterisierung der Solarzellen standardisiert und ein spezieller Akzent auf die Reproduzierbarkeit der einzelnen Fabrikationsschritte gelegt. Die Zusammenarbeit mit der Industrie erfolgte primär mit den Unternehmen *oerlikon solar* und *VHF-Technologies*, welche ihrerseits die am IMT entwickelten Prozesse in ihre Produkte implementieren. Folgende Resultate wurden im Berichtsjahr erreicht:

Aufbauend auf den Resultaten der Vorjahre für amorphe und mikrokristalline Einfach Solarzellen (*single junction*) auf Glassubstraten und der Entwicklung von Zwischenreflektor Schichten wurde eine weitere Erhöhung des Wirkungsgrads der mikromorphen Solarzelle angestrebt. Nachdem die Zwischenreflektor Schicht bisher auf ZnO aufgebaut war, wurde im Berichtsjahr dazu intensiv mit SiOx Schichten gearbeitet. Mit diesem Material wurde im Berichtsjahr für mikromorphe Solarzellen vom 1.2 cm^2 Fläche ein Anfangswirkungsgrad von 12.6% erreicht. Auf Kunststoffsubstraten wurden sowohl amorphe wie mikrokristalline Solarzellen hoher Qualität hergestellt. Mikrokristalline Solarzellen auf PET (Polyethylenterephthalat) bzw. PEN (Polyethylennaphtalat) erreichten einen Wirkungsgrad von 8.6%. Das physikalische Verständnis der optoelektronischen Eigenschaften von ZnO, insbesondere der Einfluss der Korngrenzen des Materials auf die Mobilität der Ladungsträger, konnte verbessert werden. Ein neues, automatisiertes Doppelkammer-Depositionssystem konnte erfolgreich in Betrieb genommen werden (Fig 1).

Ein neues KTI-Projekt ***Flexible Photovoltaics – next generation high efficiency and low cost thin film silicon modules*** [2] hat im Berichtsjahr zwischen dem IMT der Universität Neuchâtel und *VHF-Technologies* begonnen. In diesem Vorhaben wird angestrebt, die bisher bei *VHF-Technologies* in ihrer ersten Produktgeneration bei flexiblen Solarzellen realisierten Wirkungsgrade von ca. 4.5% signifikant zu erhöhen. Durch die Einführung eines rückseitigen, diffus streuenden Reflektors und einer amorphen Zellenstruktur in Tandemkonfiguration soll der Wirkungsgrad der industriellen Produkte auf 6% erhöht werden. Es wurden auf kleiner Fläche erste vielversprechende Ergebnisse mit einem Wirkungsgrad von 8.8% erreicht.

In einem neuen, durch den Axpo Naturstrom Fonds unterstützten Projekt ***THIFIC – Thin film on crystalline silicon*** [3] werden am IMT ultra hocheffiziente Solarzellen von 20-22% Wirkungsgrad angestrebt. Dabei kommt das bekannte Konzept einer Heteroverbindung (*hetero junction*) zwischen kristallinen Silizium Solarzellen und amorphen bzw. mikrokristallinen Solarzellen zur Anwendung (HIT-Zelle). Der Vorteil liegt in der Verwendung von Siliziumwafern deutlich geringerer Dicke bis gegen 100 µm und entsprechender Material- bzw. Energieeinsparung. In Vorarbeiten zu diesem Vorhaben wurde bereits ein Wirkungsgrad von 19% erreicht. Nun geht es darum, mit texturierten Wafern noch bessere Resultate zu erzielen.

Das IMT und *VHF-Technologies* arbeiten, zusammen mit weiteren Partnern aus der EU, im EU-Projekt ***FLEXCELLENCE*** [4] am Thema der flexiblen Solarzellen auf Kunststoff- und Metallsubstraten, wobei die Gesamtkoordination des Projektes durch das IMT erfolgt. Im Berichtsjahr konnten nanotexturierte Substrate auf Metall- und Plastikfolien hergestellt werden. Im Vorhaben werden drei unterschiedliche Ansätze zur *roll-to-roll* Beschichtung untersucht, namentlich Mikrowellen *PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition)*, *Hot Wire CVD (Chemical Vapor Deposition)* und *VHF PECVD.* Das IMT bzw. *VHF-Technologies* befassen sich mit dem letzten der drei genannten Verfahren. Am IMT wurde im Berichtsjahr mittels PECVD eine mikromorphe Tandemzelle auf Kunststoff mit einem Wirkungsgrad von 10.9% realisiert. Auf dieser Grundlage könnten bei einem Wirkungsgrad von 10% in der industriellen Fertigung tiefe Kosten von < 0.6 €/Wp erzielt werden.

Im Integrierten EU-Projekt ***ATHLET*** [5] befassen sich das IMT und *oerlikon solar* mit der Weiterentwicklung der Dünnschicht Silizium Solarzellen. Für mikromorphe Tandemzellen lautet das Ziel 10% stabiler Wirkungsgrad bei einer Fläche von 1 m^2 und 10 Å/s Depositionsrate bzw. Modulproduktionskosten von < 0.5 €/Wp. Dieses Projekt ergänzt das eingangs aufgeführte BFE Projekt am IMT. Im KAI-S Reaktor konnte im Berichtsjahr ein Anfangswirkungsgrad von 10.5% erzielt werden. oerlikon solar demonstrierte an der 22. europäischen Photovoltaik Konferenz in Mailand erste grossflächige (1.3 x 1.4 m^2) mikromorphe Module mit einem Wirkungsgrad von 9.46%.



Figur 1: *Automatisiertes Dünnschichtsilizium-Doppelkammer-Depositionssystem auf der Grundlage der KAI-M plasma box von oerlikon (Bildquelle: IMT)*



Figur 2: *MRC Sputteranlage zur Abscheidung der Front- und Rückkontakte in 30 x 30 cm^2 CIGS Dünnschicht Solarzellen (Bildquelle: ETHZ)*

b) Kristallines Silizium

Im KTI-Projekt ***SIWIS*** [6] erarbeitet die EMPA Thun in Zusammenarbeit mit *Applied Materials Switzerland* (vormals *HCT Shaping Systems)* die Mechanismen, welche bei Drahtsägen von dünnen Silizium Waferscheiben zu Oberflächendefekten führen können, um daraus entsprechende Modelle zu entwickeln. Übergeordnetes Ziel des Vorhabens ist die Herstellung von Wafern unter 100 µm Dicke für die Produktion von kristallinen Siliziumsolarzellen. In Funktion der Sägeparameter konnte eine Korrelation zwischen der Oberflächenrauheit und der Bildung von Spalten bzw. der mechanischen Festigkeit festgestellt werden. Trotz Abschluss des Vorhabens als KTI-Projekt soll die Zusammenarbeit fortgesetzt werden.

In einer neuen KTI-Machbarkeitsstudie ***SIRE*** [7] untersucht die Fachhochschule Genf zusammen mit *Applied Materials Switzerland* die Möglichkeiten zum Recycling von Silizium aus Sägeabfällen. Es konnte gezeigt werden, dass das Silizium vom Siliziumkarbid getrennt werden kann.

Das von *Applied Materials Switzerland* verfolgte EU-Projekt ***BITHINK*** [8] wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Die Waferdicke konnte dabei auf von 280 auf 90 µm reduziert werden. Dies führt zu einer Anzahl Wafer pro Meter festes Silizium von rund 3500 bzw. 1.45 m^2 Silizium Wafer pro kg Silizium. In einer bifacialen Solarzelle führt dies bei 13% Wirkungsgrad zu einem Siliziumverbrauch von 3.9 – 4.6 g/Wp. Kann der Wirkungsgrad auf 15% erhöht werden, so sind Werte unter 4 g/Wp möglich.

c) II-VI Verbindungen (CIGS)

Die Gruppe Dünnschichtphysik an der ETHZ hat über viele Jahre EU-Projekte zum Thema Solarzellen auf der Basis von Verbindungshalbleitern (CIGS, CdTe) durchgeführt. Das auf das frühere Projekt ***FLEXCIM*** folgende BFE-Projekt ***Large area flexible CIGS*** [9] untersucht die Hochskalierung von CIGS Solarzellen auf grösseren flexiblen Substraten. Zum einen sollen dabei die notwendigen Vakuum Depositionsanlagen verbessert werden, andererseits der Wirkungsgrad und die Zuverlässigkeit der CIGS Solarzellen erhöht werden. Das Ziel lautet auf einen Wirkungsgrad von 12% auf Polyimidsubstraten. Weiter sollen alternative Rückseitenkontakte entwickelt werden. Ein wichtiger Punkt bei der grossflächigen Deposition ist eine genügend homogene Verteilung der Schichteigenschaften (z.B. Schichtzusammensetzung, Schichtdicke) über die Fläche des Substrates. Auf einer Fläche von 30 x 30 cm^2 wurde in der Schichtzusammensetzung und der Schichtdicke eine Standardabweichung von 2 – 6% erzielt. Erste ganze Solarzellen auf derselben Fläche erzielten einen Wirkungsgrad von mehr als 8%, wobei die Reproduzierbarkeit noch verbessert werden muss (Fig. 2).

In einem neuen BFE-Projekt ***Thin film CIGS solar cells with a novel low cost process*** [10] entwickelt die Gruppe Dünnschichtphysik eine völlig neuartige Herstellung einer CIGS Solarzelle. Unter Verwendung einer Ionenaustausch Reaktion wird dabei Kupfer aus wässrigen, kupferhaltigen Lösungen in dünne Filme von Indiumselenid eingebaut. Letztere werden durch Ko-Evaporation hergestellt. Der Kupferanteil in der durch die Ionenaustausch Reaktion erzeugten *Precursor* Schicht ist dabei stark vom Substrat anhängig. Struktur und Zusammensetzung der so erzeugten Schichten wurden durch oberflächenanalytische Methoden bestimmt. Die auf dieser Grundlage hergestellten CIGS Solarzellen erreichten bisher einen Wirkungsgrad von 4.1%. Allerdings erweist sich der Molybdän Zellenrückkontakt in der Ionenaustausch Reaktion als instabil.

Das EU-Projekt ***LARCIS*** [11] befasst sich mit grossflächigen Prozessen zur industriellen Produktion von CIGS-Solarzellen. Dabei konzentriert sich die Gruppe Dünnschichtphysik an der ETHZ auf die Optimierung der Zellrückkontakte auf der Grundlage von Molybdän sowie alternativer Materialien, insbesondere TiN und ZrN bzw. deren Kombination mit Molybdän. Sowohl für Rückkontakte unter Verwendung von TiN wie für ZrN werden in Kombination mit Molybdän durchwegs höhere Werte der Zellspannung V_{oc} bzw. des Füllfaktors FF und damit höhere Wirkungsgrade erzielt als ohne Molybdän. Die besten Wirkungsgrade werden auf einer 10 nm dicken Molybdän Schicht unter Einsatz einer Natrium Behandlung erzielt und liegen bei 13.9% für ZrN bzw. 13.8% für TiN. Es wurden verschiedene Arten der Natrium Behandlung untersucht.

Im Integrierten EU-Projekt ***ATHLET*** [12] ist die Gruppe Dünnschichtphysik an zwei Arbeitspaketen zu CIGS-Solarzellen beteiligt. Im Vordergrund stehen einerseits ergänzende Entwicklungsarbeiten für flexible Solarzellen auf Polyimid; andererseits werden neue Verfahren für Pufferschichten auf der Grundlage von In_2S_3 und die Abscheidung der Solarzellen auf TCO Schichten vertieft untersucht. Weitere Arbeiten befassen sich mit der Hochskalierung auf grössere Flächen und die Entwicklung von Tandemsolarzellen. Die beste CIGS Solarzelle wurde mit einer 60 nm dicken In_2S_3 Pufferschicht erzielt und erreichte einen Wirkungsgrad von 14.1%.

In einem neuen, durch den Axpo Naturstrom Fonds unterstützten Projekt ***Development of flexible CIGS solar modules with metal grids*** [13] entwickelt die Start-up Firma *FLISOM* die Verschaltung der CIGS Solarzellen auf flexiblen Substraten durch Metallgitter. Es werden verschiedene Verfahren zur Verschaltung untersucht.

d) Farbstoff und organische Solarzellen

Die Entwicklung von farbstoffsensibilisierten, ***nanokristallinen Solarzellen*** [14] wurde am ISIC der EPFL fortgesetzt. Im Berichtsjahr standen die Farbstoffsynthese und die Langzeitstabilität der eingesetzten Elektrolyten bei höheren Temperaturen (ca. 80°C) im Vordergrund. Damit wird eine Lebensdauer der Farbstoffzellen von 10 bis 20 Jahren angestrebt. Mit Elektrolyten basierend auf ionischen Flüssigkeiten konnte das ISIC im Berichtsjahr nach bisher enttäuschenden Resultaten einen photovoltaischen Wirkungsgrad von 7.6% erreichen, was einen Rekord für lösungsmittelfreie Farbstoff Solarzellen darstellt. Mit einem neuen Ansatz unter Verwendung von eutektischen Mischungen von flüssigen Salzen als Redox Elektrolyt wurde ein Wirkungsgrad von 8.2% erreicht. Zudem wurden erste Tandemzellen in Kombination mit CIGS Solarzellen hergestellt, welche einen Wirkungsgrad von 15% erreichten.

Das neue durch die EMPA Dübendorf koordinierte CCEM-Projekt ***ThinPV*** [15, 16], welches auch durch *swisselectric research* unterstützt wird, führt die verschiedenen Akteure der Schweizer Dünnschicht Solarzellenforschung in einem Projekt zusammen. In einer Zusammenarbeit zwischen dem ISIC an der EPFL und der EMPA Dübendorf wurde ein neuer Farbstoff unter Verwendung unsymmetrischer Squaraine synthetisiert. Damit konnte trotz der engen spektralen Bandbreite dieses Farbstoffs eine hohe Ausbeute entsprechend einem photovoltaischen Wirkungsgrad von 4.5% erzielt werden. An der EMPA Dübendorf finden im Labor für funktionale Polymere auch grundlegende Arbeiten zu organischen Solarzellen statt. Im Vordergrund steht dabei die Nutzung von Cyanin Farbstoffen sowie die Nanostrukturierung des Übergangs zwischen Donor- und Akzeptor-Materialien. Im Berichtsjahr konnte gezeigt werden, dass die Dotierung des Cyanin Farbstoffs zu einer starken Erhöhung des Photostroms und damit des Wirkungsgrades führen kann. Mit der Dotierung in einer Kombination von Cyanin und C_{60}-Fullerenen hergestellten Solarzelle konnte der Wirkungsgrad von 0.14% auf 1.2% erhöht werden. Die EMPA Dübendorf führt weiter eine KTI-Machbarkeitsstudie zum Thema ***Transparent and Flexible Solar Cell Electrodes made from Precision Fabric*** [17] durch.

Solaronix beteiligt sich weiterhin am EU-Projekt ***FULLSPECTRUM*** [18], einem *Integrierten Projekt* im Bereich der Photovoltaik, welches unterschiedliche Ansätze zur besseren Nutzung des Strahlungsspektrums in einem Projekt zusammenführt (III-V *multijunctions*, Thermophotovoltaik, *intermediate band cells*, molekulare Konzepte); dabei werden Wirkungsgrade bis zu 40% angestrebt. *Solaronix* ist in diesem Projekt insbesondere mit unterstützenden Arbeiten im Modul zu neuen molekularen Konzepten beteiligt. Dabei geht es um die Rolle von Farbstoffsolarzellen in 2-Photon Prozessen bzw. in flachen Konzentratoren. *Solaronix* befasst sich hier mit den Messungen der Stromspannungskennlinie, der spektralen Empfindlichkeit und der Stabilität der flachen Konzentratoren.

Das neue EU-Projekt ***OrgaPvNet*** [19] ist ein Netzwerkprojekt, welches die europäischen Akteure auf dem Gebiet der organischen Solarzellen zusammenführt und die künftigen Strategien auf diesem Gebiet erarbeiten soll. *Solaronix* ist eines der 4 KMU's, welche an diesem insgesamt 22 Partner umfassenden Projekt beteiligt sind. Die Projektaktivitäten konzentrierten sich bisher auf verschiedene Workshops, in denen organische Solarzellen sowohl wissenschaftlich-technisch wie marktbezogen thematisiert wurden.

Das EU-Projekt ***Napolyde*** [20] steht für interdisziplinäre Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der nanostrukturierten Polymer Deposition in Hinsicht auf Anwendungen im Energiebereich und der *smart devices*. Es führt 23 verschiedene Partner aus sehr unterschiedlichen Fachgebieten und Anwendungsfeldern wie z.B. Mikroelektronik, Beschichtung oder Biomedizin zusammen und verfolgt sowohl kleine wie grossflächige Applikationen. In der Schweiz sind *Solaronix* und das *CSEM* an diesen Arbeiten beteiligt; die Photovoltaik ist ein explizit anvisiertes Anwendungsgebiet. Es wurden monolytisch verschaltete Farbstoffzellen Kleinmodule (10 x 10 cm^2) mit 5.6% Wirkungsgrad hergestellt.

Das Institut für Solartechnik SPF an der HSR Rapperswil baut mit dem BFE-Projekt ***PECNet*** [21] ein Kompetenzzentrum für die solare Wasserspaltung mittels hybrider PV-PEC Zellen auf. Das Vorhaben ist technologisch primär in der Photoelektrochemie angesiedelt, hat aber auch einen möglichen Bezug zur Photovoltaik. In einem ersten Schritt wurden die verschiedenen Kompetenzen und das vorhandene Know-how zusammengeführt und entsprechende Publikationen erfasst. Zusammen mit dem Energy Centre wird am ISIC der EPFL das *PEChouse* als Koordinationsstelle aufgebaut.

SOLARMODULE UND GEBÄUDEINTEGRATION

Gebäudeintegrierte Anlagen stellen nach wie vor das primär angestrebte Anwendungsgebiet der Photovoltaik in der Schweiz dar. Dabei muss aber präzisiert werden, was unter *gebäudeintegrierter* Anlage zu verstehen (angebaute Anlagen oder echte Integration) ist. Während in den letzten Jahren in Solar- bzw. Ökostrombörsen häufig die kostengünstigsten Lösungen für Flachdachanwendungen zum Einsatz gelangten, wird weiterhin an der Kostenreduktion von Lösungen mit einem stärkeren Integrationsaspekt gearbeitet. Da inzwischen für die Montage am Gebäude eine Reihe von Systemen erfolgreich umgesetzt werden konnte (siehe auch Abschnitt P+D), verlagert sich die Entwicklung vermehrt auf das Solarmodul selbst.

Swiss Solar Systems (3S) ist am EU-Projekt ***BIPV-CIS*** [22] beteiligt, welches im Berichtsjahr abgeschlossen wurde. Ziel des Vorhabens war es, die Eigenschaften der Photovoltaik Gebäudeintegration mit Dünnschicht Solarzellen zu verbessern. Durch den rasch wachsenden Photovoltaik Markt wurden die Ziele des EU-Projektes nicht im erwünschten Ausmass erfüllt. Für die *3S* geht es darum, die Integration von Photovoltaik in die Gebäudehülle zu fördern. Dazu sollten geeignete Produkte wie Photovoltaik Dachelemente und Photovoltaik Isoliergläser mit den notwendigen elektrischen Anschlüssen und Verkabelungen entwickelt werden. Im Rahmen des Projektes wurde auch eine Marktübersicht über gängige Photovoltaik Systeme erstellt, und eine Übersicht über für die Photovoltaik relevante europäische Baustands. *3S* hat ein neues Dachelement für die Photovoltaik Gebäudeintegration entwickelt. Dieses basiert auf einem herkömmlichen Photovoltaik Laminat, aus dem in einem Schritt mittels Spritzguss ein fertiges Dachelement hergestellt wird. Das Konzept ist abgeschlossen, Konstruktionszeichnungen in fortgeschrittenem Stadium bestehen und die wichtigsten Zulieferer wurden evaluiert, was umfangreiche Materialprüfungen verlangte. Trotz Projektabschluss als EU-Projekt soll das Vorhaben in der Schweiz weiterverfolgt werden.

Vereinzelte neue Konzepte und Produkte zur Photovoltaik-Gebäudeintegration wurden im Rahmen von P+D-Projekten erprobt (siehe entsprechendes Kapitel).

ELEKTRISCHE SYSTEMTECHNIK

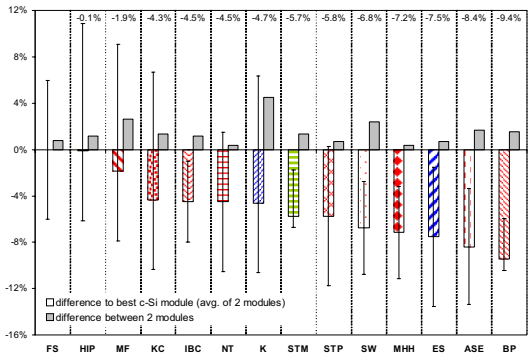
Das **Schwergewicht in der Systemtechnik** liegt generell auf der Qualitätssicherung von Komponenten (Module, Wechselrichter), Systemen (Auslegung, Energieertrag) und Anlagen (Langzeitbeobachtungen). Die Erkenntnisse aus diesen anwendungsnahen Fragen sind – besonders in einem rasch wachsenden Markt – für Sicherheit, Zuverlässigkeit und Energieertrag künftiger Anlagen wie auch für die Standardisierung der Produkte von grosser Bedeutung. Zusammen mit der fortschreitenden Kostenreduktion bei Komponenten und Systemen kann damit mittel- und langfristig die notwendige Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik in langlebigen Anlagen erreicht werden. Die Qualitätssicherung ist umso bedeutender, als auf dem Markt in letzter Zeit vermehrt qualitativ ungenügende Produkte aufgetaucht sind [64].

Das ISAAC an der SUPSI hat im Berichtsjahr das Projekt ***Centrale LEEE-TISO 2003-2006*** [23] abgeschlossen. Das gemäss ISO 17025 für Messungen zertifizierte Labor mit dem Sonnen-Simulator der Klasse A erhielt im April 2007 die erneute offizielle Akkreditierung. Die als Dienstleistungen für Dritte ausgeführten Messungen der Strom-Spannungs-Kennlinie von Solarmodulen konnten mit einer Anzahl von 342 ausgeführten Messungen deutlich zulegen. Zudem wurden für einzelne Produkte weitere Parameter wie Temperaturkoeffizienten oder das Verhalten bei unterschiedlicher Einstrahlung bestimmt.

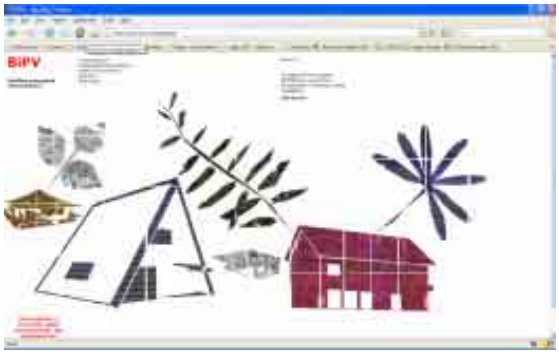
Der 10. Testzyklus der Aussenmessungen wurde im Berichtsjahr an 14 kommerziellen Modulen abgeschlossen (8 mc-Si, 2 sc-Si, 1 HIT, 2 a-Si, 1 CdTe). Nach 15 Monaten Messzeit lag die stabilisierte Leistung aller Module im Mittel bei 3.7% unter der Nominalleistung, bzw. zwischen -0.7% und -8.2% und damit für alle Module innerhalb der Produktgarantien. Fast alle der über die letzten 5 Testzyklen gemessenen Module aus kristallinem Silizium zeigten in den ersten Betriebsstunden eine kleine Anfangsdegradation von im Mittel -1.1%. Die Unterschiede in der jährlichen Energieproduktion der 14 gemessenen Modultypen in [kWh/kWp] beträgt mit der Nominalleistung als Referenz 10%; nimmt man die real gemessene Leistung als Referenz, so liegen die Unterschiede tiefer (Fig. 3). Das ISAAC hat im Berichtsjahr die Arbeiten zur gebäudeintegrierten Photovoltaik fortgesetzt. Es wurde eine Produktdatenbank erstellt, welche über www.bipv.ch abrufbar ist. (Fig. 4)

Das ISAAC beteiligte sich im Berichtsjahr an den Arbeiten zum EU-Projekt ***PERFORMANCE*** [24]. Dieses, vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg koordinierte, 4-jährige *Integrierte Projekt* befasst sich mit allen pränormativen Arbeiten von Solarzellen bis hin zu Systemen und von Momentanmessungen bis zu Langzeitanalysen. Das ISAAC ist an den Untersuchungen zu

Performanz und Energieproduktion von Photovoltaik Modulen sowie der Modellierung beteiligt. 6 europäische Testlaboratorien mit unterschiedlicher Infrastruktur führten im Berichtsjahr einen *Round Robin Test* an Modulen aus kristallinem Silizium durch. Die gemessenen Maximalleistungen zwischen den verschiedenen Laboratorien liegen alle innerhalb ±2%. Weitere solche Tests sind vorgesehen, einerseits zur Verbesserung der Verfahren, andererseits bei unterschiedlichen Einstrahlungen. Ziel ist, dass alle Laboratorien innerhalb ±1% der Messwerte liegen. Die Messungen werden auch für Dünnschicht Solarmodule durchgeführt, was eine grössere Herausforderung an die Messverfahren stellt. Ein *Round Robin Test* zur Modellierung und Voraussage der Energieproduktion der Solarmodule zeigte Werte innerhalb ±5% für alle Technologien bzw. ±3% für kristalline Module.



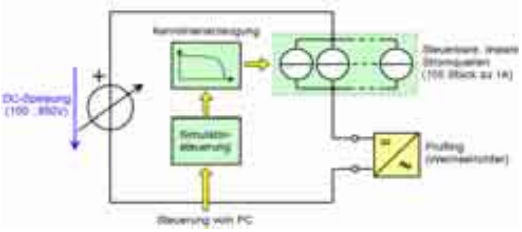
Figur 3: *Unterschiede in der jährlichen Energieproduktion von 14 Solarmodulen in [kWh/kWp] (Bildquelle: ISAAC)*



Figur 4: *BIPV homepage www.bipv.ch (Bildquelle: ISAAC)*

Wirkungsgrad und Jahresenergieproduktion von Photovoltaik Modulen sind auch Bestandteil eines Projektes am PSI [25], welches im Berichtsjahr abgeschlossen wurde. Aufgrund der Messungen an verschiedenen kommerziellen Modulen bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen wurde ein semiempirisches Modell für den Wirkungsgrad parametrisiert. Das Modell wurde mit Modulen aus kristallinem Silizium validiert. Messungen an Dünnschicht Modulen wurden ebenfalls durchgeführt. Damit wurde das Verhalten des Wirkungsgrades der Module in Funktion von Einstrahlung, Temperatur und Luftmasse bestimmt. Es konnten Aussagen zum erwarteten Energieertrag unter unterschiedlichen klimatischen Bedingungen gewonnen werden.

Am Photovoltaiklabor an der FH Burgdorf wurde das Projekt ***Photovoltaik-Systemtechnik PVSYSTE*** [26] fortgesetzt. Die teilweise seit 1992 ohne Unterbruch durchgeführten Langzeitmessungen an über 60 PV Anlagen wurden weitergeführt. Die zweite Ausbauetappe der Anlage Stade de Suissen (neu 1,35 MW_P) wurde ins Messprogramm integriert. Die weitergeführte Ausfallstatistik der Wechselrichter zeigt im vergangenen Jahr wieder eine erfreulich tiefe Anzahl der registrierten Ausfälle. Zum Test von Solarwechselrichtern verfügt das Photovoltaiklabor der BFH-TI nebst einer Testanlage von 60 kWp auf dem Dach auch über zwei hochstabile, computergesteuerte Solargenerator-Simulatoren von 20 kW bzw. 25 kW Leistung, welche jederzeit eine beliebig einstellbare Solargeneratorkennlinie nachbilden können. Zum Test von grösseren Zentralwechselrichtern, die oftmals über eine Nennleistung von etwa 100 kW verfügen, reicht die vorhandene Testinfrastruktur aber nicht mehr aus. Um auch diese modernen Wechselrichter mit voller Leistung ausmessen zu können, wurde mit dem Bau eines neuen Solargenerator-Simulators mit einer Nennleistung von 100 kW begonnen (Fig. 5). Bisher wurden die Teilstromquellen (15 Quellen zu 10 A und eine Quelle zu 5 A) aufgebaut und ausgetestet (Fig. 6). In zunehmendem Mass führt auch das Photovoltaiklabor Messungen an Wechselrichtern als Dienstleistungen für Dritte aus.



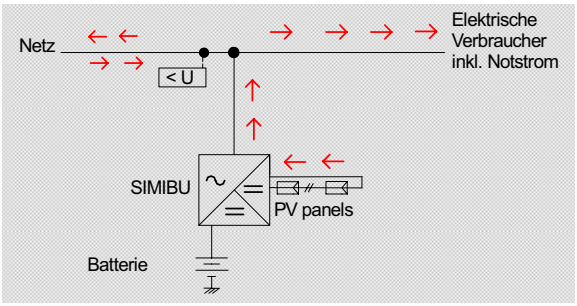
Figur 5: *Blockschaltbild des 100kW Simulators (Bildquelle: BFH-TI)*



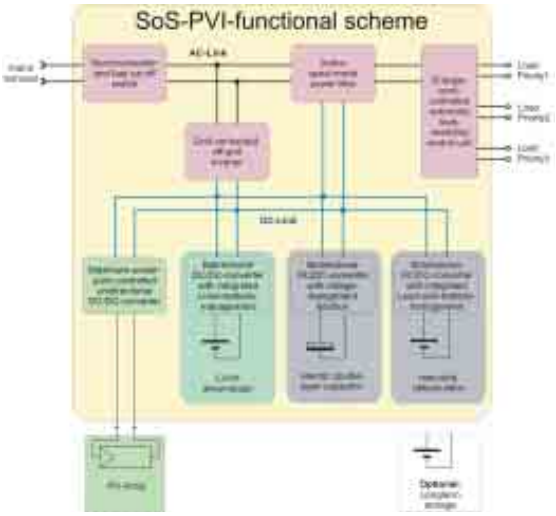
Figur 6: *Montagezustand des 100kW Simulators im Dezember 2007 (Bildquelle: BFH-TI)*

Enecolo schloss das Projekt ***SIMIBU*** zur Machbarkeit eines Wechselrichters mit integriertem Backup im Berichtsjahr ab [27]. Das Ziel des Projektes war, die Kombination eines Wechselrichters mit einer unterbruchslosen Stromversorgung (USV) zu untersuchen (Fig. 7). Solange das öffentliche Netz vorhanden ist, funktioniert der Wechselrichter als gewöhnlicher Solarwechselrichter und die USV-Anlage ist auf Standby. Erst bei einem allfälligen Netzausfall kommt die USV-Funktion zum Tragen. Der gleiche Wechselrichter versorgt dann die angeschlossenen Geräte mit Strom bis das öffentliche Netz wieder funktioniert. In Zusammenarbeit mit *Sputnik Engineering* konnte die technische Machbarkeit des Konzeptes mit vertretbarem Aufwand aufgezeigt werden. Mögliche Anwendungsgebiete sind Regionen mit häufigen Stromunterbrüchen, Entwicklungsländer ohne Netzanschluss aber mit der späteren Option eines Netzanschlusses sowie Regionen mit hoher Netzbelastung während der Tageszeit und entsprechend teuren Spitzenlastpreisen. Eine Pilotanlage soll nun die Funktionstüchtigkeit des Konzeptes aufzeigen.

Ein ähnliches Ziel verfolgt unabhängig davon das EU-Projekt ***SOS-PVI*** *(Security of Supply Photovoltaic Inverter)* [28], in welchem *Maxwell Technologies* als Schweizer Partner mitarbeitet. In diesem Vorhaben werden fünf Prototypen eines entsprechenden Wechselrichters erarbeitet. Nebst der technischen Lösung für den Wechselrichter, werden vor allem auch Fragen zur Lastkurve in bestimmten Netzen und die notwendigen Regelkreise untersucht. (Fig. 8)



Figur 7: *Stromflüsse in einem netzgekoppelten System mit Backup Funktion (Bildquelle: Enecolo)*



Figur 8: *Architektur des SOS-PVI Projektes (Bildquelle: Maxwell Technologies)*

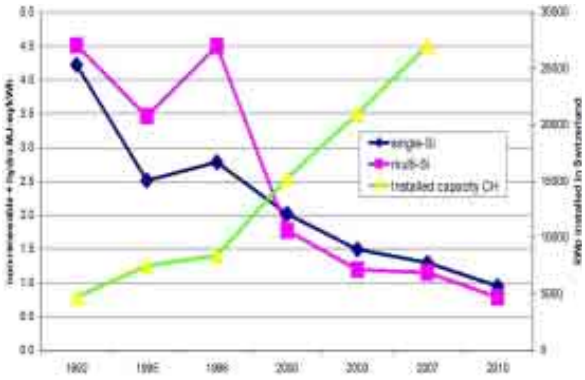
ERGÄNZENDE PROJEKTE UND STUDIEN

Enecolo hat im Berichtsjahr das Projekt ***PV-BUK*** [29] durchgeführt. Ziel dieses Projektes war es, die tatsächlichen Betriebs- und Unterhaltskosten (B&U Kosten) von Photovoltaik Anlagen zu eruieren, die zukünftige Entwicklung der B&U Kosten abzuschätzen und einen Massnahmenkatalog zur Senkung der B&U Kosten zu erarbeiten. Dazu wurden in der Literatur sowie durch Interviews und mit Hilfe von Fragebogen bei Experten und Anlagenbesitzern möglichst viele Informationen zu den B&U Kosten von PV-Anlagen in der Schweiz und in Deutschland gesammelt. Es zeigte sich, dass die Betriebskosten pro kWh Solarertrag mit zunehmender Anlagengrösse und zunehmendem spezifischem Ertrag sinken. Bei einer 10 kWp Anlage betragen die Betriebskosten ca. 10 Rp./kWh, bei einer 30 kWp-Anlage 8 Rp./kWh und bei einer 100 kWp Anlage noch 6 Rp./kWh. Der grösste Teil der B&U Kosten wird für Ersatzgeräte benötigt, insbesondere den Wechselrichter.

ESU-Services hat im Berichtsjahr das Projekt ***Update Photovoltaik Ecoinvent Data V2.0*** abgeschlossen [30]. Aufgrund von Lebenszyklusinventaren von Photovoltaikprodukten wurden neue Lebenszyklusanalysen (*Life Cycle Analysis – LCA*) für industriell aktuelle Photovoltaik Technologien erstellt. Damit wurde das Ziel verfolgt, in der *Ecoinvent* Datenbank [65] möglichst aktuelle Umweltanalysen der Photovoltaikindustrie zu publizieren. Neben der Aufdatierung von mono- und multikristallinen Solarmodulen wurden erstmals Daten für die Herstellung und den Betrieb von Dünnschichtmodulen (CIS und CdTe) erhoben. Eine anschauliche Darstellung der Energierücklaufzeit ist in Fig. 9 dargestellt. Mit dem Vorhaben konnte auch belegt werden, in welchem Ausmass der kumulierte Energieaufwand für die Photovoltaik in den letzten 15 Jahren reduziert werden konnte (Fig. 10). Das Projekt erfolgte in Zusammenarbeit mit der Europäischen Photovoltaik Industrievereinigung EPIA und ist zudem ein Beitrag eines neuen entsprechenden IEA-PVPS Projektes [31].



Figur 9: *Energierücklaufzeit einer 3 kW multikristallinen Schrägdachanlage in Europa (Basis UCTE Mix) (Bildquelle: ESU Services)*



Figur 10: *Kumulierter Energieaufwand für die Photovoltaik im Verlauf der Zeit (Bildquelle: ESU Services)*

Das Projekt ***ENVISOLAR*** [32] der Europäischen Weltraumagentur ESA, bei welchem *Enecolo* mitwirkte, wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Das Projekt hatte die vermehrte Nutzung satellitengestützter Solarstrahlungsdaten in der Solarindustrie zum Ziel. Mit den im Projekt entwickelten Dienstleistungen sollen Standortanalysen und -entscheide vereinfacht, das automatische Anlagenmonitoring unterstützt sowie Vorhersagen der Energieproduktion von Solaranlagen ermöglicht werden. Die Publikation zum Projekt gibt einen ausgezeichneten Überblick über die verschiedenen existierenden Verfahren [66]. In der Schweiz besteht ein enger Bezug zum online Photovoltaik Monitoring Dienst SPYCE [67], welchen *Enecolo* zusammen mit *Meteotest* betreibt.

Die Machbarkeitsstudie zur Bestimmung des Potenzials von ***Quantum Dot Konzentratoren*** [33] für die Photovoltaik wurde durch das LESO der EPFL abgeschlossen. Es wurde modellmässig und experimentell untersucht, ob mit dieser neuartigen Methode grossflächige (lateral wirkende) Konzentratoren auf Gläsern realisierbar sind und welche elektrische Leistung damit möglich ist. Als Technologie zur Herstellung der *Quantum Dot* Schichten wurde die Sol-Gel Methode eingesetzt. Erste Schätzungen lassen einen Systemwirkungsgrad von mehr als 6% erwarten.

In Hinsicht auf die immer wichtiger werdende Photovoltaik Gebäudeintegration hat *Zagsolar* zusammen mit dem BRENET-Netzwerk das ***Konzept eines Kompetenzzentrums für gebäudeintegrierte Solaranlagen*** (photovoltaisch und thermisch) [34] erarbeitet. Dabei steht die Qualitätssicherung und die Möglichkeiten zur Zertifizierung von Produkten im Vordergrund, begleitet von Massnahmen zur Information sowie Aus- und Weiterbildung.

Das PSI beteiligt sich im Rahmen des *Integrierten* EU-Projektes ***FULLSPECTRUM*** [35] an den internationalen Arbeiten zum Thema der Thermophotovoltaik (TPV). Gestützt auf frühere Projekte bearbeitet das PSI in diesem Projekt im Modul zur Thermophotovoltaik systemtechnische Aspekte in einem gasbetriebenen Testsystem. Der experimentelle Aufbau in einem Prototypen umfasst IR-Filter, Emitter, Zellenverschaltung und –kühlung sowie die entsprechende Messdatenerfassung. Seitens des PSI gelangen dazu Silizium Solarzellen zum Einsatz während bei anderen Instituten GaSb Solarzellen weiterentwickelt werden.

Das symbolträchtige Projekt ***SOLARIMPULSE*** [36] von Bertrand Piccard und verschiedenen Partnern wurde im Berichtsjahr fortgesetzt. Das Ziel dieses Projektes ist die Weltumrundung mit einem photovoltaisch betriebenen Flugzeug. Ein weiteres Projekt dieser visionären Art ist das Projekt ***PlanetSolar*** [37], welches von einer Westschweizer Gruppe um den Initianten Raphaël Domjan entwickelt wird. PlanetSolar soll ein solarbetriebenes Boot werden, welches die Erde auf dem Wasser umrunden wird. Beide Projekte stellen primär private Initiativen dar, wobei in konkreten Technologiefragen eine Zusammenarbeit mit Hochschulen erfolgt. So verfolgt ***SOLARIMPULSE*** zusammen mit der EPFL das KTI-Projekt ***Ultralight Photovoltaic Structures*** [38], in welchem neue ultraleichte Sandwichstrukturen mit Photovoltaik entwickelt werden.

Beide Projekte beinhalten einerseits grosse technische Herausforderungen, andererseits geniessen sie aufgrund ihres Kommunikationspotenzials ein grosses Interesse der Öffentlichkeit. Nicht zuletzt stehen die beiden Vorhaben in einer gewissen Konkurrenz zueinander. Entlang diesen Gedanken kann auch das Projekt ***Solartaxi*** [39] genannt werden, welches noch einen Schritt konkreter geworden ist, in dem eine Fahrt mit einem Solarfahrzeug rund um die Welt im Sommer 2007 in Luzern begonnen hat. Mittlerweile hat das Solartaxi bereits Australien erreicht.

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT IEA, IEC, EU

Die Beteiligung am Photovoltaikprogramm der IEA (IEA PVPS) wurde im Berichtsjahr mit Kontinuität fortgesetzt, sowohl auf der Projektebene wie im *Executive Committee (ExCo)* [68]. Die Schweiz hält weiterhin den Vorsitz dieses weltweiten Programms inne. Für die Beteiligung an ausgewählten Projekten im Rahmen des IEA PVPS Programms konnte der 2005 geschaffene Schweizer IEA PVPS Pool fortgesetzt werden. Dieser Pool wird derzeit getragen durch das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz), die Kantone Basel Stadt und Genf, die *Gesellschaft Mont-Soleil*, sowie durch den Fachverband SWISSOLAR. Mit diesem Ansatz wird ein stärkerer Einbezug verschiedener Zielgruppen in die Arbeiten im Rahmen von IEA PVPS sichergestellt.

Nova Energie vertritt die Schweiz in Task 1 von IEA PVPS, welcher allgemeine ***Informationsaktivitäten*** [40] zur Aufgabe hat. Im Berichtsjahr wurde ein weiterer nationaler Bericht über die Photovoltaik in der Schweiz bis 2006 [69] ausgearbeitet; auf dieser Grundlage wurde die 12. Ausgabe des jährlichen internationalen Berichtes („*Trends Report*“) über die Marktentwicklung der Photovoltaik in den IEA-Ländern erstellt [70]. Dieser Bericht stellt eine immer häufiger zitierte Referenz dar und wurde erneut für aktuelle Analysen der Photovoltaik durch den Finanzsektor verwendet [71]. Im Berichtsjahr wurden mehrere Workshops organisiert: An der 22. Europäischen Photovoltaik-Konferenz in Mailand fand ein Workshop zum Thema der Datenbeschaffung von Marktzahlen und deren Interpretation statt. Ein weiterer Workshop fand an der asiatischen Photovoltaik Konferenz Ende 2007 in Fukuoka statt [72]; er wurde durch die Schweiz und Japan organisiert. Der *IEA PVPS-Newsletter* [73] informiert regelmässig über die Arbeiten in und rund um das IEA PVPS Programm und wird an 250 Adressaten in der Schweiz verteilt. Im Berichtsjahr wurde die homepage von IEA PVPS [74] überarbeitet.

In IEA PVPS Task 2 über ***Betriebserfahrungen*** [41] stellt *TNC* den Schweizer Beitrag. Dieses Projekt wurde im Berichtsjahr abgeschlossen. Die PVPS-Datenbank *Performance Database*, welche auch online zugänglich [75] ist, umfasst 505 Photovoltaik Anlagen aus 22 Ländern mit insgesamt rund 1600 Betriebsjahren und 13.5 MWp Anlagenleistung. Aus der Schweiz sind 66 Anlagen mit einer totalen Leistung von 2 MWp in der Datenbank enthalten. Im Teilprojekt *Photovoltaic System Cost over Time* wurde eine breit abgestützte Informations- und Datenbasis für die Entwicklung der PV-Systempreise und Unterhaltskosten geschaffen. Zum Abschluss von IEA PVPS Task 2 wurden verschiedene Publikationen erarbeitet [76, 77, 78, 79]. Aufgrund der Bedeutung von Qualitätssicherung und Zuverlässigkeit von Photovoltaik Anlagen für den wachsenden Markt besteht die Absicht, ein Folgeprojekt von Task 2 zu definieren.

Im Rahmen der interdepartementalen Plattform (SECO, DEZA, BAFU, BFE) zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit *REPIC* [80] leistet *entec* den Schweizer Beitrag zu IEA PVPS Task 9 über die ***Photovoltaik-Entwicklungszusammenarbeit*** [42]. Die Schweiz ist

in diesem Projekt für die Koordination der Arbeiten mit multilateralen und bilateralen Organisationen verantwortlich. Im Berichtsjahr wurden im Rahmen dieses Projektes Treffen in Deutschland, Frankreich und Belgien abgehalten. Task 9 setzt in seinen Arbeiten einen Schwerpunkt auf Energiedienstleistungen in verschiedenen Anwendungsfeldern und beschäftigt sich häufig mit Ansätzen, welche sich nicht allein auf die Photovoltaik begrenzen lassen. Im Berichtsjahr wurde besonders das Thema der Wasserversorgung vertieft; dazu organisierten die Schweiz und Deutschland einen Workshop in Thailand, welcher die bisherigen Erfahrungen aufarbeitete und offen diskutierte. Es wird allgemein eine bessere Vernetzung mit den wichtigen Aktivitäten zur Wasserversorgung angestrebt.

Planair vertritt die Schweiz in IEA PVPS Task 10 zur ***Photovoltaik im urbanen Raum*** [43]. Aus Schweizer Sicht stehen städteplanerische Fragen und solche des elektrischen Netzes im Vordergrund. Durch den Einbezug der Stadt Neuchâtel in den Schweizer Beitrag sollen die anstehenden Fragen konkret aus dieser Perspektive angegangen werden. Task 10 steht in engem Kontakt mit dem EU-Projekt ***PV-Upscale*** [81], welches ähnliche Ziele auf europäischer Ebene verfolgt. Es fanden in der Schweiz zwei transdisziplinäre Ateliers (je eines in Neuchâtel und eines in Zürich) zur Diskussion von städteplanerischen Fragestellungen rund um die Photovoltaik statt. Task 10 hat im Berichtsjahr verschiedene neue Berichte erarbeitet [82, 83, 84]. Besonders ist hier die systematische Analyse von Mehrwerten der Photovoltaik über die Energie hinaus zu erwähnen, welche erstmals differenzierte quantitative und länderspezifische Aussagen zu diesem Thema macht.

Sputnik vertritt die Schweiz in IEA PVPS Task 11 zu ***hybriden Photovoltaik Systemen in Mininetzen*** [44], einem Gebiet, das – wenn auch nicht so sehr in der Schweiz – global von immer grösserem Interesse wird und weitreichende technische Fragestellungen betreffend Systemdesign, Regelungsfragen und der Penetration von Photovoltaik in Mininetzen beinhaltet.

ESU Services vertritt die Schweiz im neu geschaffenen IEA PVPS Task 12 zu ***Umwelt-, Sicherheits- und Gesundheitsaspekten*** [31] der Photovoltaik. Ziel des Projektes ist, industriell möglichst aktuelle, relevante und international abgeglichene Informationen zu diesem bedeutenden Thema aufzuarbeiten und zu publizieren. Damit sollen die zum Teil noch widersprüchlichen bzw. quantitativ abweichenden Aussagen auf eine bessere Grundlage gestellt werden. Ausserdem befasst sich Task 12 auch mit den Methoden zur Rezyklierung von Photovoltaik Modulen.

Meteotest [45] und das CUEPE an der Universität Genf [46] erbringen zusammen den Schweizer Beitrag zum Task 36 ***Solar Resource Knowledge Management*** des IEA SHC Programms. Dieses Projekt sieht vor, die verschiedenen Methoden und Datengrundlagen von Solardaten global aufzuarbeiten und verfügbar zu machen. Task 36 ist organisatorisch Bestandteil des IEA SHC Programms, inhaltlich ist es jedoch für alle Solartechnologien relevant; dementsprechend erfolgt eine Zusammenarbeit mit den weiteren IEA Programmen zur Solarenergie (IEA PVPS und IEA PACES). Im Projekt wird die Qualität verschiedener Strahlungsmodelle und daraus abgeleiteter Produkte verglichen und optimiert. Im Berichtsjahr konzentrierten sich die Arbeiten auf die Strahlungsvorhersage und die Turbidität der Atmosphäre.

SWISSOLAR vertritt die Schweiz im TC 82 der IEC zu ***Photovoltaik Normen*** [47]. Die Normenarbeit im Bereich der Photovoltaischen Systeme ist in 6 Working Group's aufgeteilt (*Glossary, Modules, non-concentrating, Systems, PV energy storage systems, Balance-of-system components, Concentrator modules*). Normen sind in jeder Technik wesentlicher Bestandteil der Produktentwicklung, der Tests und der Qualitätsüberprüfung. Der sich rasch entwickelnden Photovoltaik Industrie fehlen noch eine ganze Reihe von wichtigen, international anerkannten Normen, wobei sich die Lücke dank dem wachsenden Interesse an Normen nun schnell zu schliessen beginnt. In der Photovoltaik konnte trotz der IEC nicht verhindert werden, dass viele nationale Normen entstanden. Diese wurden meist im Rahmen von nationalen Energieprogrammen initiiert und zum Teil auch finanziert. In den letzten Jahren ist das Interesse und der Wille gestiegen, dass nun diese nationalen Normen im Rahmen der internationalen IEC harmonisiert werden sollen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Regeln, welche die Performance betreffen und solchen, welche die Sicherheit oder die Qualität der Komponenten und Anlagen bzw. der Benutzer betreffen. Fragen zur Sicherheit sind traditionell eher national ausgerichtet, und es ist auch anderen Normenkomitees mit bisher wenigen Ausnahmen nicht gelungen, im Bereich Sicherheit eine IEC Norm als verbindliche Norm auch national als Norm einzuführen. Eine Ausnahme dazu bildet nun seit einigen Jahren die EU, welche das Parallelvoting für IEC Normen für Cenelec Normen eingeführt hat. Zur Zeit sind auf IEC Ebene 28 Dokumente in Bearbeitung. In der Schweiz werden die Arbeiten durch das TK 82 begleitet [85].

Die Beteiligung am EU-Projekt ***PV-ERA-NET*** [48], welches Programmkoordinationsstellen und verantwortliche Ministerien aus 13 Ländern unter dem ERA-NET Schema [86] zusammenführt, wurde durch die Photovoltaik Programmleitung (BFE, *NET Nowak Energie & Technologie*) sichergestellt. Die Schweiz leitet in diesem Projekt das erste Arbeitspaket zum Informationsaustausch über Europäische

Photovoltaik Programme. Im Berichtsjahr wurden, nebst dem kontinuierlichen Informationsaustausch und einer Projektdatenbank, die Modelle der Zusammenarbeit zwischen verschiedenen nationalen Programme abgeschlossen. Eine erste gemeinsame Ausschreibung *POLYMOL* zum Thema von organischen und Polymer Solarzellen fand statt und verzeichnete insgesamt 9 Projektvorschläge. Die Schweiz ist an dieser Ausschreibung beteiligt. Die geförderten Projekte werden in der ersten Jahreshälfte von 2008 ausgewählt. Ein bedeutendes Thema bildete zudem die in der Europäischen Photovoltaik Technologie Plattform publizierte *Strategic Research Agenda* (SRA) [63], welche als wichtiges europäisches Referenzdokument betrachtet wird. Von Bedeutung ist dieses Dokument einerseits aufgrund seiner umfassenden Beschreibung der kurz-, mittel- und langfristigen Forschungsthemen in der Photovoltaik, der zeitlichen Entwicklung von Technologie und Wirtschaftlichkeit sowie in Bezug auf die Beziehungen zwischen privater und öffentlicher (nationaler und EU) Forschung.

3. Nationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr wurde die vielfältige nationale Zusammenarbeit anlässlich von verschiedenen Projekten weiter gepflegt; daran beteiligt waren Hochschulen, Fachhochschulen, Forschungsinstitute und die Privatwirtschaft. Die Zusammenarbeit mit Industrieunternehmen konnte deutlich intensiviert werden, sowohl in neuen Projekten mit der KTI wie auch in der Form von direkten Mandaten der Industrie an ausgewählte Forschungsinstitute. Angesichts des global wachsenden Photovoltaik Marktes konnte zudem ein zunehmendes Interesse von neuen Industrieunternehmen verzeichnet werden.

Auf Programmebene wurde die Zusammenarbeit mit vielen Stellen des Bundes, der Kantone und der Elektrizitätswirtschaft weiter gepflegt. Besonders hervorzuheben sind dazu der stete Austausch mit dem Staatssekretariat für Bildung und Forschung SBF, der KTI, dem BAFU, der DEZA und dem SECO sowie aus der Elektrizitätswirtschaft dem VSE, der *swisselectric* und der *Gesellschaft Mont-Soleil*. Diese vielfältigen Kontakte erlauben die anhaltend wichtige breite Abstützung des Programms.

4. Internationale Zusammenarbeit

Die traditionsreiche internationale Zusammenarbeit wurde auch im Berichtsjahr fortgesetzt: Die institutionelle Zusammenarbeit innerhalb der IEA, der IEC und den Europäischen Netzwerkprojekten wurde bereits beschrieben. Auf der Projektebene konnte die erfolgreiche Zusammenarbeit innerhalb der EU in bestehenden und neuen Projekten fortgesetzt werden. Im Jahr 2007 waren es 11 Projekte im 6. Rahmenforschungsprogramm der EU, wovon 3 dieser Projekte *Integrierte Projekte* (FULLSPECTRUM, PV-ATHLET, PERFORMANCE) sind. Ein weiteres Projekt fand mit der esa statt. Es findet ein regelmässiger Kontakt mit den Programmverantwortlichen in EU-Ländern statt, ebenso mit den zuständigen Einheiten bei der Europäischen Kommission.

Die Schweiz ist in der Europäischen Photovoltaik Technologie Plattform [87] sowohl im Steuerungsausschuss wie in einzelnen Arbeitsgruppen vertreten. Technologie Plattformen sind ein neues Instrument der EU Technologieförderung, welches für ausgewählte Technologien eine breitere Trägerschaft und eine gemeinsame Strategie der beteiligten Akteure ermöglichen soll, indem Forschungskreise, Industrie, der Finanzsektor und staatliche Stellen in einer gemeinsam getragenen Plattform eingebunden sind und die notwendigen F&E Anstrengungen sowie die Massnahmen zur Umsetzung koordiniert angehen. Von besonderer Bedeutung ist dabei die starke Einbindung der Industrie, welche im Rahmen der Technologie-Plattformen eine tragende Rolle spielt. Im Berichtsjahr wurde die *Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology* (SRA) [63] publiziert. Im Rahmen des von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen *Strategic Energy Technology Plan (SET Plan)* [88] wurden die Vorschläge des Photovoltaiksektors zu beschleunigenden Massnahmen in Hinsicht auf die EU 2020 Energieziele formuliert.

Weitere Kontakte wurden mit internationalen Stellen mit Bedeutung für die Entwicklungszusammenarbeit gepflegt (Weltbank, GEF, IFC, UNDP, UNEP, GTZ, KfW, REEEP u.a.). Die Schweizer Photovoltaik ist angesichts dieser zahlreichen Wechselwirkungen international weiterhin sehr präsent.

5. Pilot- und Demonstrationsprojekte (P+D)

Wie letztes Jahr konnten auch dieses Jahr wieder zwei neue BFE PV P+D Projekte begonnen werden. Seit 2003 wurden damit insgesamt 4 neue Projekte gestartet. Ein weiteres P+D Projekt wird durch den Axpo Naturstromfonds unterstützt. Wenig im Vergleich zur Zeit vor 2003, wo jährlich 10 und mehr Projekte ins P+D Programm aufgenommen wurden. Ein Teil dieser 'alten' Projekte setzt im aktuellen Photovoltaik Markt erfreulicherweise noch Jahre später Akzente. Das Photovoltaik P+D Programm ist inzwischen auf wenige Projekte geschrumpft, die sich überwiegend in der Abschlussphase befinden. Diese Entwicklung ist sehr zu bedauern, weil damit ein wesentliches Glied in der Umsetzung von Forschung und Entwicklung hin zu industriellen Produkten und Verfahren, und damit zum Markt stark geschwächt wird. Damit bleibt die Wirkung dieses Programmteils weiterhin eingeschränkt, und Schweizer Firmen haben es zunehmend schwerer, neue und innovative Produkte für den Photovoltaik Anwendungsbereich auf den Markt zu bringen.

Bei einem der zwei neuen BFE PV P+D Projekte wird auf der Basis des erfolgreich abgeschlossenen P+D Projekts 'Flachdachintegration CPT mit Dünnschichtzellenmodulen' [49] das Degradations- und Annealingverhalten von Modulen mit amorphen Zellen detaillierter untersucht. Das andere Projekt untersucht im Zusammenhang mit dem Forschungsprojekt SIMIBU [27] das Verhalten eines Backup-Wechselrichters (netzgekoppelter Wechselrichter mit unterbruchsfreier Stromversorgung USV) im Praxistest.

Die noch verbleibenden Photovoltaik P+D Projekte behandelten schwerpunktmässig weiterhin die Thematik der **Photovoltaik Gebäudeintegration**.

NEUE P+D PROJEKTE

- Praxistest Backup Wechselrichter (Verhalten eines netzgekoppelten Wechselrichters mit unterbruchsfreier Stromversorgung bei Stromausfall im Praxistest; Leitung: *Enecolo*) [50]
- Degradations- und Annealingverhalten von Modulen mit amorphen Zellen (Messungen und Analysen auf der Basis der Flachdachintegration CPT Solar; Leitung: *ISAAC*) [51]
- 2 kWp Flexcell® Experimentaldach mit flexiblen amorphen Solarzellen in einem Dachelement aus einer Thermoform; Leitung: *VHF-Technologies*) [52] (Fig. 11)

LAUFENDE P+D PROJEKTE

Bei den laufenden Projekten zeigt das Nullenergieschulhaus Ekkharthof Kreuzlingen (Minergiebau kombiniert mit Photovoltaik und Wärmepumpe) das Potenzial dieses Konzeptes auf. 2007 schliesst dieses Gebäude über das Jahr gesehen mit mehr Energieertrag und weniger Verbrauch als erwartet insgesamt als Energieproduzent ab. [53] (Fig. 12)

Die laufenden Projekte umfassen (in chronologischer Reihenfolge):

Anlagen

- Photovoltaikanlage Nullenergieschulhaus Ekkharthof Kreuzlingen (Einbindung einer PV Anlage ins Energiekonzept eines Nullenergieschulhauses; Leitung: *Böhni Energie und Umwelt*) [53] (Fig. 12)
- Dachanlage Turnhalle Wiesendangen mit amorphen Dünnschichtmodulen (Einsatz von BIOSOL XXL Dachelementen, bestehend aus UNI-Solar Dünnschichtmodulen kombiniert mit Solrif Rahmen; Leitung: *Enecolo*) [54] (Fig. 13)
- 12 kWp Solight Pilotanlage (Pilotmässige Umsetzung von zwei verschiedenen Solight Varianten; Leitung: *Energiebüro*) [55] (Fig.14)

Messkampagnen

- Messkampagne Wittigkofen (Detaillierte Messungen und Auswertungen mit Visualisierung der Daten zur 80 kWp Fassade Wittigkofen; Leitung: *Ingenieurbüro Hostettler*) [56]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- Photovoltaikstatistik der Schweiz 2006 (Leitung: *Ingenieurbüro Hostettler*) [57]



Figur 11: *2 kWp Flexcell Experimentaldach (Bildquelle: VHF Technologies)*



Figur 12: *Nullenergieschulhaus Ekkharthof Kreuzlingen (Bildquelle: Böhni Energie und Umwelt)*



Figur 13: *Dachanlage Turnhalle Wiesendangen (Bildquelle: Enecolo)*



Figur 14: *Solight Anlage in zwei Varianten (Bildquelle: Energiebüro)*

IM JAHR 2007 ABGESCHLOSSENE P+D PROJEKTE

Im Jahr 2007 wurden die folgenden P+D Projekte abgeschlossen (in chronologischer Reihenfolge):

Anlagen

- Kleine, autonome Stromversorgungen mit Photovoltaik und Brennstoffzellen (PV Insel Kleinsysteme mit Brennstoffzellen als Backup Stromlieferant zur autonomen Versorgung von netzentfernten Messsystemen im Pilotbetrieb; Leitung: *Muntwyler Energietechnik*) [58]
- 17.6 kWp Flachdachanlage mit Dünnschichtzellenmodulen ETHZ (Optisch diskrete Flachdachanlage mit amorphen Zellen; Leitung: *BE Netz*) [59]
- Neues PV Fassadensystem für Module mit Dünnschichtzellen (Entwicklung eines universellen Fassadensystems wahlweise mit oder ohne thermischer Isolation für Dünnschichtzellenmodule; Leitung: *Zagsolar / Wyss Aluhit)* [60]

6. Bewertung 2007 und Ausblick 2008

Global war das Jahr 2007 für die Photovoltaik ein weiteres erfolgreiches Jahr. In einer durch hohes Wachstum gezeichneten Marktdynamik konnte die Photovoltaik Industrie ihren Ausbau fortsetzen. Der Engpass in der Verfügbarkeit von Rohsilizium für die kristallinen Siliziumzellen besteht weiterhin. Es finden jedoch weltweit Investitionen in neue Produktionskapazitäten von Solarsilizium statt, welche die angespannte Situation in den nächsten Jahren entschärfen sollten. Trotzdem hat sich die Trendumkehr zu niedrigeren Systempreisen im Jahr 2007 fortgesetzt. Parallel dazu besteht für Dünnschicht Solarzellen aufgrund dieser angespannten Situation ein interessantes „window of opportunity" – sprich Chancen für diese Technologien. Es wurden 2007 zahlreiche neue Industrieprojekte mit einer

Produktionskapazität von insgesamt ca. 3 GWp/Jahr angekündigt, wobei erste GWp Einheiten diskutiert werden. Als konkretes Beispiel dieser jüngsten Entwicklung konnte *oerlikon solar* im Berichtsjahr weitere grosse Bestellungen für Depositionsanlagen von Dünnschicht Solarzellen aus amorphem Silizium entgegennehmen.

Dank der politischen Diskussionen rund um das Stromversorgungsgesetz und der darin vorgesehenen Förderung der erneuerbaren Energien erhielt die Photovoltaik auch in der Schweiz weiterhin grosse Aufmerksamkeit. Mit den im Jahr 2007 verabschiedeten Beschlüssen des Parlamentes besteht nach vielen Jahren der Ernüchterung Aussicht auf eine Verbesserung des Photovoltaikmarktes, in dem ab 2009 die kostendeckende Vergütung eingeführt wird. Obwohl im quantitativen Ausmass eng begrenzt, sollte dies zu einer Belebung des Schweizer Photovoltaikmarktes führen, und damit auch die technologische Entwicklung stimulieren.

Vor diesem Hintergrund ist auch die Situation der Schweizer Photovoltaik zu beurteilen: Forschung und Technologie befanden sich bisher aufgrund einer breiten Abstützung auf einem auch international betrachtet hohen Niveau. Industrielle Umsetzung und internationale Ausrichtung werden durch die zahlreichen KTI- und EU-Projekte belegt. Andererseits bestehen durch die fehlenden P+D-Mittel und dem bisher stagnierenden Markt gewichtige Nachteile für die Umsetzung im eigenen Land. Trotz diesen erschwerten Bedingungen finden auch in der Schweiz wachsende industrielle Photovoltaik Aktivitäten statt. Gestützt auf Umfragen wird das Exportvolumen der Schweizer Photovoltaik für 2007 auf mindestens 500 Mio. CHF geschätzt. Zusammen mit dem Heimmarkt kann der Gesamtumsatz der Schweizer Photovoltaik mit mindestens 600 Mio. CHF beziffert werden.

Die Umsetzung der Schweizer Photovoltaik Forschung in industrielle Produkte ist damit vor allem auf dem Gebiet der Dünnschicht Solarzellen in den letzten Jahren eine Erfolgsgeschichte, welche in guter Übereinstimmung mit den langjährigen Programmzielen geschieht. Im Berichtsjahr wurden zwei konkrete Industrievorhaben angekündigt, welche erstmals auch die Produktion von Dünnschicht Solarzellen im industriellen Massstab in der Schweiz vorsehen: 25 MW durch *Flexcell* bzw. *VHF-Technologies* in Yverdon, 30 MW durch *Pramac* bei Locarno. Ebenfalls erfolgversprechend, aber etwas schwieriger, präsentiert sich die Situation bei der gebäudeintegrierten Photovoltaik, da dieser Markt sowohl national wie international noch nicht so stark ausgeprägt ist. Dies könnte sich aufgrund der neuen Rahmenbedingungen in der Schweiz und in vereinzelten anderen Ländern, z.B. Frankreich, in den nächsten Jahren ändern.

Die bisherigen Anstrengungen im Schweizer Photovoltaik Programm bilden die wissenschaftlich-technische Ausgangslage, um im rasch wachsenden Photovoltaik Markt mit Schweizer Innovationen und Produkten präsent zu sein. Die lange praktische Erfahrung mit dem Bau und Betrieb von zahlreichen Photovoltaik Anlagen führten zu wichtigen Erkenntnissen, welche die Zuverlässigkeit der Anlagen und eine hohe spezifische Energieproduktion zur Folge haben. Damit sind die technologischen Voraussetzungen gegeben, dass die Schweizer Photovoltaik mit ihrem wissenschaftlich-technischen Know-how und ihren Produkten auch im internationalen Wettbewerb konkurrenzfähig und erfolgreich sein kann.

Das Programm Photovoltaik wird weiter bestrebt sein, durch die breite Abstützung eine kritische Grösse zu bewahren und eine bedeutende Marktwirkung zu erzielen. Dazu soll von allen möglichen Fördermechanismen Gebrauch gemacht werden und diese gleichzeitig optimal koordiniert und zielführend eingesetzt werden. Das neue Energieforschungskonzept der CORE 2008 – 2011 bildet die Grundlage für die Ausrichtung der Photovoltaik Forschung ab 2008 [89]. Das entsprechende Detail Forschungskonzept wird anfangs 2008 fertiggestellt und im Sommer der CORE zur Genehmigung vorgelegt. Darin sollen die jüngsten nationalen und internationalen Entwicklungen berücksichtigt werden, um die Prioritäten der nächsten Jahre festzulegen. Ein intensiver Austausch mit den Akteuren aus Forschung und Industrie soll diesen Prozess begleiten.

Der nationale Informations- und Erfahrungsaustausch bleibt in der Schweiz weiterhin ein wichtiges Thema. Im November 2007 fand in Luzern die sehr gut besuchte 7. Nationale Photovoltaik Tagung statt. Sie war insbesondere den neuen Schweizer Rahmenbedingungen für die Photovoltaik gewidmet, was auch das grosse Interesse an der Tagung erklärt. Die Photovoltaik Webseite http://www.photovoltaik.ch beinhaltet alle wesentlichen Informationen sowie Berichte und dient damit als wichtiges Informationsinstrument, das laufend unterhalten wird. Die Schweizer Photovoltaik war an der 22. europäischen Photovoltaik Konferenz im September in Mailand mit ihren Beiträgen gut vertreten [90].

7. Liste der F+E-Projekte

(JB) Jahresbericht 2007 vorhanden
(SB) Schlussbericht vorhanden

Einzelne Jahresberichte und Schlussberichte können von http://www.photovoltaic.ch heruntergeladen werden. Unter den aufgeführten Internet-Adressen sind weitergehende Informationen vorhanden.

[1] C. Ballif, J. Bailat, F.J. Haug, S. Faÿ, R. Tscharner, (ballif@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel, *Neuchâtel:* ***Thin film silicon solar cells: advanced processing and characterization*** (JB, SB) www.unine.ch/pv.

[2] F.J. Haug, C. Ballif, (franz-josef.haug@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel, *Neuchâtel:* ***Flexible photovoltaics: next generation high efficiency and low cost thin film silicon modules*** (JB) www.unine.ch/pv.

[3] S. Olibet, C. Ballif, (sara.olibet@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel, *Neuchâtel:* ***High efficiency thin-film passivated silicon solar cells and modules - THIFIC: Thin film on crystalline Si*** (JB) www.unine.ch/pv.

[4] C. Ballif, F. J. Haug, V. Terrazzoni-Daudrix, (ballif@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel, *Neuchâtel:* ***FLEXCELLENCE: Roll-to-roll technology for the production of high efficiency low cost thin film silicon photovoltaic modules*** (JB) www.unine.ch/flex/

[5] N. Wyrsch, C. Ballif, (Nicolas.wyrsch@unine.ch), IMT, UNI-Neuchâtel, *Neuchâtel:* ***ATHLET: Advanced Thin Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics*** (JB) http://www.hmi.de/projects/athlet/ / www.unine.ch/pv.

[6] A. Bidiville, K. Wasmer, P. M. Nasch, M. Van der Meer, C. Ballif, J. Michler, (kilian.wasmer@empa.ch), Empa, *Thun:* ***SIWIS: Ultra Thin Silicon Wafer Cutting by Multi-Wire Sawing*** (JB) http://www.empathun.ch.

[7] A. Dimitrov, P. Hoffmann, P. Nasch, (anne.dimitrov@hesge.ch), EIG / EPFL, *Genève:* ***SIRE: Silicon recycling from wafering waste to produce reusable photovoltaic feedstock*** (JB).

[8] P. Nasch, S. Schneeberger, (stefan.schneeberger@amat.com), APPLIED MATERIALS SWITZERLAND, *Cheseaux-sur-Lausanne*: ***BITHINK: Bifacial thin industrial multi-crystalline silicon solar cells*** (JB) http://www.hct.ch / http://www.amat.com/.

[9] D. Brémaud, M. Kälin, A. N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), ETH, *Zürich:* ***Large Area flexible CIGS: Flexible CIGS solar cells on large area polymer foils with in-line deposition methods and application of alternative back contacts*** (JB) http://www.tfp.ethz.ch.

[10] A. N. Tiwari, M. Kälin, (tiwari@phys.ethz.ch), ETH, *Zürich:* ***Thin Film CIGS Solar Cells with a Novel Low Cost Process*** (JB) http://www.tfp.ethz.ch.

[11] D. Brémaud, A. N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), ETH, *Zürich:* ***LARCIS: Large-Area CIS Based Thin-Film Solar Modules for Highly Productive Manufacturing*** (JB) http://www.tfp.ethz.ch.

[12] D. Brémaud, R. Verma, S. Bücheler, S. Seyrling, A. N. Tiwari, (tiwari@phys.ethz.ch), ETH, *Zürich:* ***ATHLET: Advanced Thin-Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics*** (JB) http://www.hmi.de/projects/athlet/ / http://www.tfp.ethz.ch.

[13] M. Kaelin, (marc.kaelin@flisom.ch), FLISOM, *Zürich*: ***Development of flexible CIGS Solar Modules with metal Grids*** (JB) http://www.flisom.ch.

[14] M. Grätzel, A. Mc Evoy, (michael.graetzel@epfl.ch), EPFL, *Lausanne:* ***Dye-sensitised Nanocrystalline Solar Cells*** (JB) http://isic.epfl.ch/.

[15] [2] Y.-H. Yum, [1] P.Walter, [1] S. Huber, [1] D. Rentsch, [1] T. Geiger, [1] F. Nüesch, [1] F. De Angelis, [2] M. Grätzel, [2] M. K. Nazeeruddin, (frank.nueesch@empa.ch), [1] EMPA, *Dübendorf,* [2] EPFL, *Lausanne:* ***ThinPV - Efficient Far Red sensitization of Nanocrystalline TiO_2 films by an unsymmetrical squaraine dye*** (JB) http://www.empa.ch

[16] [1] B. Fan, [1] R. Hany, [1] F. Nüesch, [2] J.-E. Moser, (frank.nueesch@empa.ch), [1] EMPA, *Dübendorf,* [2] EPFL, *Lausanne:* ***ThinPV - Doping of cyanine solar cells: enhancing charge transport*** (JB) http://www.empa.ch

[17] F. Nüesch, (frank.nueesch@empa.ch), EMPA, *Dübendorf:* ***Transparent and Flexible Solar Cell Electrodes made from Precision Fabric*** http://www.empa.ch

[18] T. Meyer, A. Meyer, (toby@solaronix.com), SOLARONIX, *Aubonne:* ***FULLSPECTRUM: A new PV wave making more efficient use of the solar spectrum*** (JB) http://www.fullspectrum-eu.org/ / www.solaronix.com

[19] T. Meyer, (toby@solaronix.com), SOLARONIX, *Aubonne:* ***ORGAPVNET: Coordination Action towards stable and low-cost organic solar cell technologies and their application*** (JB) www.solaronix.com

[20] T. Meyer, A. Meyer, (toby@solaronix.com), SOLARONIX, *Aubonne:* ***NAPOLYDE: Nano structured polymer deposition processes for mass production of innovative systems for energy production & control and for smart devices*** (JB) http://www.napolyde.org / http://www.solaronix.com.

[21] M. Spirig, A. Luzzi, (info@solarenergy.ch), INSTITUT FÜR SOLARTECHNIK SPF, *Rapperswil:* ***PECNet: Aufbau eines Schweizer Kompetenznetzwerks für die Solare Wasserspaltung mittels hybrider PV-PEC Zellen*** (JB) http://www.solarenergy.ch.

[22] T. Szacsvay, (sz@3-s.ch), 3S, *Lyss:* ***BIPV-CIS- Improved integration of PV into existing buildings by using thin film modules for retrofit*** (JB) http://www.3-s.ch.

[23] D. Chianese, A. Bernasconi, N. Cereghetti, A. Realini, G. Friesen, E. Burà, I. Pola, K. Nagel, (domenico.chianese@supsi.ch), SUPSI, DACD, ISAAC-TISO, *Canobbio:* ***Centrale di test ISAAC-TISO: Qualità e resa energetica di moduli fotovoltaici*** (JB) http://www.isaac.supsi.ch

[24] G. Friesen, (gabi.friesen@supsi.ch), SUPSI, DACD, ISAAC-TISO, *Canobbio:* ***PERFORMANCE - ISAAC Activities*** (JB) http://www.pv-performance.org / www.isaac.supsi.ch.

[25] [1] W. Durisch, [1] J.-C. Mayor, [2] King Hang Lam, (wilhelm.durisch@psi.ch), [1] PSI, *Villigen,* [2] University of Hong Kong*:* ***Wirkungsgrad und jährliche Stromproduktion von Photovoltaikmodulen*** (JB, SB) http://www.psi.ch/

[26] H. Häberlin, L. Borgna, D. Gfeller, M. Kämpfer, U. Zwahlen, (heinrich.haeberlin@bfh.ch), BERNER FACHHOCHSCHULE, *Burgdorf:* ***Photovoltaik Systemtechnik 2007-2010 (PVSYSTE 07-10)*** (JB) http://www.pvtest.ch.

[27] [1] P. Toggweiler, [1] S. Stettler, [2] P. Felder, (info@enecolo.ch), [1] ENECOLO, *Mönchaltorf,* [2] SPUTNIK ENGINEERING, *Biel:* ***Solar Inverter mit integriertem BackUp SIMIBU*** (JB) http://www.solarstrom.ch.

[28] P. Gaillard, (pgaillard@maxwell.com), MAXWELL TECHNOLOGIES, *Rossens*: ***SOS-PVI: Security of Supply Photovoltaic Inverter*** (JB) http://www.maxwell.com

[29] S. Stettler, P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* ***PV-BUK - Betriebs- und Unterhaltskosten von PV-Anlagen*** (JB) http://www.solarstrom.ch.

[30] N. Jungbluth, M. Tuchschmid, (jungbluth@esu-services.ch), ESU-SERVICES, *Uster:* ***Update Photovoltaic in view of ecoinvent data v2.0*** (JB, SB) http://www.esu-services.ch.

[31] N. Jungbluth, (jungbluth@esu-services.ch), ESU-SERVICES, *Uster:* ***Schweizer Beitrag IEA PVPS Programm Task 12 - Umwelt-, Sicherheits- und Gesundheitsaspekte*** http://www.esu-services.ch.

[32] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf:* ***ENVISOLAR - Environmental Information Services for Solar Energy Industries*** (SB) http://www.envisolar.com / http://www.solarstrom.ch.

[33] A. Schüler, A. Kostro, B. Huriet, (andreas.schueler@epfl.ch), EPFL - LESO-PB, *Lausanne:* ***Evaluation du potentiel de concentrateurs à Quantum Dots pour la production d'électricité photovoltaïque*** (JB, SB) http://lesowww.epfl.ch.

[34] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens:* ***Center of competence for building integrated solar installations*** (JB) http://www.zagsolar.ch

[35] W. Durisch, (wilhelm.durisch@psi.ch), PSI, *Villigen:****FULLSPECTRUM: A new PV wave making more efficient use of the solar spectrum*** http://www.fullspectrum-eu.org/ / http://www.psi.ch/

[36] A. Borschberg, (andre.borschberg@solarimpulse.com), SOLAR IMPULSE, *Lausanne*: ***Solarimpulse*** http://www.solar-impulse.com.

[37] R. Domjan, (info@planetsolar.org), PLANETSOLAR, Neuchâtel: ***PlanetSolar*** http://www.planetsolar.org/.

[38] A. Borschberg, (andre.borschberg@solarimpulse.com), SOLAR IMPULSE, *Lausanne*: ***Ultralight Photovoltaic Structures*** http://www.solar-impulse.com.

[39] L. Palmer, (solartaxi@gmail.com) ***Solartaxi*** http://www.solartaxi.com

[40] P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), NOVA ENERGIE, *Aarau:* ***Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm - Task 1*** (JB) www.iea-pvps.org / http://www.novaenergie.ch/.

[41] Th. Nordmann, L. Clavadetscher, (nordmann@tnc.ch), TNC CONSULTING, *Erlenbach:* ***IEA PVPS Programm Task 2 Schweizer Beitrag 2007*** (JB) http://www.tnc.ch.

[42] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen:* ***REPIC: Renewable Energy Promotion in International Co-operation*** (JB) http://www.repic.ch

[43] P. Renaud, P. Bonhôte, (pierre.renaud@planair.ch), Planair, *La Sagne*: ***IEA PVPS Task 10 – Swiss contribution*** (JB) http://www.planair.ch.

[44] H. Barth, Sputnik, *Biel:* ***IEA PVPS Task 11 : Hybride Photovoltaik Systemen in Mininetzen***

[45] J. Remund, M. Rindlisbacher, D. Domeisen (remund@meteotest.ch), METEOTEST, *Bern:* ***IEA SHC Task 36: Solar resource knowledge management*** (JB) http://www.meteotest.ch.

[46] P. Ineichen, (pierre.ineichen@cuepe.unige.ch), CUEPE, *Genève:* ***Solar Resource Management, IEA Solar Heating & Cooling Programme, Task 36*** http://www.unige.ch/cuepe.

[47] M. Real, T. Hostettler, (alphareal@access.ch), SWISSOLAR, *Zürich:* ***Normenarbeit für PV Systeme*** (JB) http://www.swissolar.ch.

[48] [1] S. Nowak, [1] M. Gutschner, [1] S. Gnos; [2] U. Wolfer, (stefan.nowak@netenergy.ch), [1] NET, *St. Ursen,* [2] BFE, *Ittigen:* ***PV-ERA-NET: Networking and Integration of National and Regional Programmes in the Field of Photovoltaic (PV) Solar Energy Research and Technological Development (RTD) in the European Research Area (ERA)*** (JB) http://www.pv-era.net / http://www.netenergy.ch.

8. Liste der P+D-Projekte

(JB) Jahresbericht 2007 vorhanden
(SB) Schlussbericht vorhanden

Einzelne Jahresberichte und Schlussberichte können von http://www.photovoltaic.ch heruntergeladen werden. Unter den aufgeführten Internet-Adressen sind weitergehende Informationen vorhanden.

[49] D. Chianese, I. Pola, E. Burà, A. Bernasconi, (domenico.chianese@supsi.ch), SUPSI, DACD, ISAAC-TISO, *Canobbio:* ***Flat roof integration CPT solar*** (JB, SB) http://www.isaac.supsi.ch

[50] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch) , ENECOLO, *Mönchaltorf:* ***Praxistest Backup Wechselrichter*** http://www.solarstrom.ch.

[51] D. Chianese, (domenico.chianese@supsi.ch), SUPSI, DACD, ISAAC-TISO, *Canobbio:* ***Degradations- und Annealing-verhalten von Modulen mit amorphen Zellen*** http://www.isaac.supsi.ch.

[52] P. Goulpié, D. Fisher, (pascal.goulpie@flexcell.com), VHF-TECHNOLOGIES, *Yverdon,* ***Toiture expérimentale 2kW Flexcell*** (JB) http://www.flexcell.ch

[53] Th. Böhni, J. Rümmele, (boehni@euu.ch), BÖHNI ENERGIE UND UMWELT, *Frauenfeld:* ***Nullenergieschulhaus Heilpädagogisches Zentrum Ekkharthof Kreuzlingen*** (JB) http://www.euu.ch.

[54] S. Stettler, P. Toggweiler, (info@enecolo.ch) , ENECOLO, *Mönchaltorf:* ***Dachintegration mit amorphen Dünnschichtzellen Turnhalle Wiesendangen*** (JB) http://www.solarstrom.ch.

[55] Ch. Meier, R. Frei, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich:* ***Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT*** (JB) http://www.energieburo.ch.

[56] Th. Hostettler (Hostettler_Engineering@Compuserve.com), INGENIEURBÜRO HOSTETTLER, *Bern:* ***Messkampagne Wittigkofen***

[57] Th. Hostettler (Hostettler_Engineering@Compuserve.com), INGENIEURBÜRO HOSTETTLER, *Bern:* ***Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2006*** (JB)

[58] U. Muntwyler, (muntwyler@solarcenter.ch), MUNTWYLER ENERGIETECHNIK, *Zollikofen:* ***Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen*** http://www.solarcenter.ch.

[59] P. Schudel, A. Kottmann, (info@benetz.ch), BE NETZ*, Luzern:* ***17.6 kWp Installation with Thin-Film-Modules on the Flat Roof at the CNB-Building of the ETHZ*** (JB, SB) http://www.benetz.ch.

[60] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens:* ***Photovoltaic- Façade, Mounting System for Thin-Film-Modules*** (JB) http://www.zagsolar.ch.

9. Referenzen

[61] ***Konzept der Energieforschung des Bundes 2004 bis 2007***, Eidgenössische Energieforschungskommission CORE, 2004, http://www.energieforschung.ch.

[62] ***Forschungskonzept Photovoltaik 2004 – 2007***, Bundesamt für Energie, 2005, http://www.photovoltaic.ch.

[63] ***Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology,*** The European Photovoltaic Technology Platform, 2007, http://www.eupvplatform.org/fileadmin/Documents/PVPT_SRA_Complete_070604.pdf

[64] ***Qualitätsanforderungen an PV-Module,*** Willi Vaaßen, TÜV Rheinland, 2008, Vortrag 12. Fachkongress Zukunftsenergien, NRW, http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/FK2008-B3Vaassen.pdf

[65] ***Ecoinvent*** Datenbank, http://www.ecoinvent.org

[66] ***http://www.envisolar.com,*** http://www.envisolar.com/factsheets/Envisolar_brochure.pdf

[67] ***http://www.spyce.ch***.

[68] ***Annual Report 2007***, IEA PVPS, 2008, http://www.iea-pvps.org/.

[69] ***National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2006***, P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), Nova Energie, Mai 2007.

[70] ***Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2006***, IEA PVPS Task 1–16:2007, http://www.iea-pvps.org.

[71] ***Nachhaltigkeitsstudie – Solarenergie 2007***, M. Fawer-Wasser, Sarasin, November 2007

[72] ***Workshop PVPS@PVSEC-17- Status of PV in the Asia-Pacific Region,*** 6th December 2007, Fukuoka, Japan, http://www.iea-pvps.org/

[73] ***IEA PVPS Newsletter***, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23, (pius.huesser@novaenergie.ch).

[74] ***http://www.iea-pvps.org***

[75] ***Performance Database***, IEA PVPS Task 2, May 2007, download: http://www.iea-pvps-task2.org

[76] ***Cost and Performance Trends in Grid-connected Photovoltaic Systems and Case Studies,*** Report IEA-PVPS Task 2-06:2007, December 2007, http://www.iea-pvps-task2.org.

[77] ***Long–Term Reliability of Photovoltaic Systems, Deutschland und Österreich***, Report IEA-PVPS Task 2, http://www.iea-pvps-task2.org.

[78] ***User Perceptions of Photovoltaic System Performance, Japan***, Report IEA-PVPS Task 2, http://www.iea-pvps-task2.org.

[79] ***Performance Prediction of Grid-connected Photovoltaic Systems Using Remote Sensing, Kanada und Frankreich,*** Report IEA-PVPS Task 2, http://www.iea-pvps-task2.org.

[80] ***http://www.repic.ch***

[81] ***http://www.pvupscale.org***

[82] ***Country Specific Added Value Analysis of PV Systems,*** IEA PVPS Task 10-02-2008, January 2008, http://www.iea-pvps.org

[83] ***Urban BIPV in the New Residential Construction Industry,*** IEA PVPS Task 10-03-2008, January 2008, http://www.iea-pvps.org

[84] ***Examples of community-scale PV installation in urban area: PV community database,*** IEA PVPS Task 10-04-2008, January 2008, http://www.iea-pvps.org

[85] ***Schweizer Nationalkomitee - Technische Fachkommission TK 82,*** Kontakt: Electrosuisse, Sekretär des TK 82, Herrn Josef Schmucki (Josef.Schmucki@electrosuisse.ch, 044 956 11 74), Vorsitzenden des TK 82, Herrn Peter Toggweiler (Peter.Toggweiler@enecolo.ch, 044 994 90 01).

[86] ***http://ec.europa.eu/research/fp6/index_en.cfm?p=9_eranet***.

[87] ***http://www.eupvplatform.org***.

[88] ***European Strategic Energy Technology Plan (SET Plan),*** http://ec.europa.eu/energy/res/setplan/index_en.htm

[89] ***Konzept der Energieforschung des Bundes 2008 bis 2011***, Eidgenössische Energieforschungskommission CORE, 2007, http://www.energieforschung.ch.

[90] ***Die 22th European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition Mailand 03. - 07.09.2007 aus Schweizer Sicht***, zu beziehen bei der Programmleitung Photovoltaik, c/o NET, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, info@netenergy.ch, http://www.photovoltaic.ch.

10. 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 (0) 26 494 00 30, Fax ++41 (0) 26 494 00 34, Email: stefan.nowak@netenergy.ch

Bearbeitung Jahresbericht: Manuela Schmied Brügger, Stephan Gnos,
NET Nowak Energie & Technologie AG, info@netenergy.ch

11. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

ETH	Eidgenössische Technische Hochschule	

Nationale Institutionen

BAFU	Bundesamt für Umwelt	http://www.bafu.admin.ch
BFE	Bundesamt für Energie	http://www.bfe.admin.ch
BFH-TI	Berner Fachhochschule - Technik und Informatik	http://www.ti.bfh.ch
CCEM	Kompetenzzentrum Energie und Mobilität	http://www.ccem.ch
CORE	Eidgenössische Energieforschungskommission	http://www.bfe.admin.ch
CRPP	Centre de Recherche en Physique des Plasmas EPFL	http://crppwww.epfl.ch
CSEM	Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique SA	http://www.csem.ch
CUEPE	Université de Genève - Groupe Energie	http://www.unige.ch/cuepe
DACD SUPSI	Architecture Construction and Design Departement	http://www.dacd.supsi.ch
DEZA	Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit	http://www.deza.admin.ch
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt	http://www.empa.ch
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne	http://www.epfl.ch
ETHZ	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich	http://www.ethz.ch
FH Burgdorf	Fachhochschule für Technik und Informatik Burgdorf	http://www.hti.bfh.ch
HSR	Hochschule für Technik Rapperswil	http://www.hsr.ch
IEC	International Electrotechnical Commission	http://www.iec.ch
IMT	Institut de Microtechnique Universität Neuchâtel	http://www2.unine.ch/imt
ISIC	Institute of Chemical Sciences and Engineering	http://isic.epfl.ch
KTI	Förderagentur für Innovation	http://www.kti-cti.ch
ISAAC	Institute for applied sustainability to the built environment	http://www.isaac.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'energie solaire et de physique du bâtiment	http://leso.epfl.ch
NTB	Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs	http://www.ntb.ch
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SBF	Staatssekretariat für Bildung und Forschung	http://www.sbf.admin.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco.admin.ch
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.supsi.ch
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	http://www.strom.ch

Internationale Organisationen

EU (RTD)	Europäische Union (RTD-Programme) Forschungs- und Entwicklungsinformationsdienst der Europäischen Gemeinschaft	http://www.cordis.lu
ESA	European Space Agency	http://www.esa.int
GEF	Global Environment Facility	http://www.gefweb.org
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	http://www.gtz.de
IEA	International Energy Agency	http://www.iea.org
IEA SHC	IEA Solar Heating and Cooling	http://www.iea-shc.org
IEA PACES	IEA SolarPACES	http://www.solarpaces.org
IEA PVPS	IEA Photovoltaic Power Systems Programme	http://www.iea-pvps.org
IEC	International Electrotechnical Commission	http://www.iec.ch
IFC	International Finance Corporation	http://www.ifc.org

KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	http://www.kfw.de
REEEP	Renewable energy & energy efficiency partnership	http://www.reeep.org
UNDP	United Nations Development Programme	http://www.undp.org
UNEP	United Nations Environment Programme	http://www.unep.org

12. Weiterführende Internetlinks

	Photovoltaik Webseite Schweiz	http://www.photovoltaic.ch
	EnergieSchweiz	http://www.energie-schweiz.ch
	Energieforschung des Bundes	http://www.energieforschung.ch
SNF	Schweizerischer Nationalfonds	http://www.snf.ch
ETH-Rat	Rat der Eidgenössischen Technischen Hochschulen	http://www.ethrat.ch
BFS	Bundesamt für Statistik	http://www.bfs.admin.ch
IGE	Eidgenössisches Institut für Geistiges Eigentum	http://www.ige.ch
METAS	Bundesamt für Metrologie	http://www.metas.ch/
Swissolar	Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie	http://www.swissolar.ch
SSES	Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie	http://www.sses.ch
	Photovoltaik Webseite des US Department of Energy	http://www.eere.energy.gov/solar/
ISES	International Solar Energy Society	http://www.ises.org
ESRA	European Solar Radiation Atlas	http://www.helioclim.net/esra/

Solarzellen

C. Ballif, J. Bailat, F.J. Haug, S. Faÿ, R. Tscharner

Thin film silicon solar cells: advanced processing and characterization - 101191 / 151399 **29**

F.J. Haug, C. Ballif

Flexible photovoltaics: next generation high efficiency and low cost thin film silicon modules - CTI 8809 **39**

S. Olibet, C. Ballif

High efficiency thin-film passivated silicon solar cells and modules - THIFIC: Thin film on crystalline Si - Axpo Naturstrom Fonds 0703 **41**

C. Ballif, F. J. Haug, V. Terrazzoni-Daudrix

FLEXCELLENCE: Roll-to-roll technology for the production of high efficiency low cost thin film silicon photovoltaic modules - SES-CT-019948 **47**

N. Wyrsch, C. Ballif

ATHLET: Advanced Thin Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics - IP 019670 **55**

A. Bidiville, K. Wasmer, P. M. Nasch, M. Van der Meer, C. Ballif, J. Michler

SIWIS: Ultra Thin Silicon Wafer Cutting by Multi-Wire Sawing - CTI Nº 7730.2 NMPP-NM **61**

A. Dimitrov, P. Hoffmann, P. Nasch

SIRE: Silicon recycling from wafering waste to produce reusable photovoltaic feedstock - CTI 8829.2 PFIW-IW **67**

P. Nasch, S. Schneeberger

BITHINK: Bifacial thin industrial multi-crystalline silicon solar cells - 503105 / SBF 03.0086 **69**

D. Brémaud, M. Kälin, A. N. Tiwari

Large Area flexible CIGS: Flexible CIGS solar cells on large area polymer foils with in-line deposition methods and application of alternative back contacts - 100964 / 152404 **75**

A. N. Tiwari, M. Kälin

Thin Film CIGS Solar Cells with a Novel Low Cost Process – 100964 / 152223 **83**

D. Brémaud, A. N. Tiwari

LARCIS: Large-Area CIS Based Thin-Film Solar Modules for Highly Productive Manufacturing - SES66-CT-2005-019757 / FP6-019757 **89**

D. Brémaud, R. Verma, S. Bücheler, S. Seyrling, A. N. Tiwari
ATHLET: Advanced Thin-Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics - ATHLET CIS / FP-2204-Energy-3 **95**

M. Kaelin
Development of flexible CIGS Solar Modules with metal Grids - Axpo Naturstrom Fonds **105**

M. Grätzel, A. Mc Evoy
Dye-sensitised Nanocrystalline Solar Cells - Project EPFL **107**

Y.-H. Yum, P.Walter, S. Huber, D. Rentsch, T. Geiger, F. Nüesch, F. De Angelis, M. Grätzel, M. K. Nazeeruddin
ThinPV - Efficient Far Red sensitization of Nanocrystalline TiO_2 films by an unsymmetrical squaraine dye - CCEM-ThinPV project Part B; Empa **113**

B. Fan, R. Hany, F. Nüesch, J.-E. Moser
ThinPV - Doping of cyanine solar cells: enhancing charge transport - CCEM-ThinPV project Part B **119**

T. Meyer, A. Meyer
FULLSPECTRUM: A new PV wave making more efficient use of the solar spectrum - SES6-CT-2003-502620 / SER N° 03.0111-2 **123**

T. Meyer
ORGAPVNET: Coordination Action towards stable and low-cost organic solar cell technologies and their application - SES6-038889 **131**

T. Meyer, A. Meyer
NAPOLYDE: Nano structured polymer deposition processes for mass production of innovative systems for energy production & control and for smart devices - NMP2-CT-2005-515846 / SER N° 03.0111-2 **135**

M. Spirig, A. Luzzi
PECNet: Aufbau eines Schweizer Kompetenznetzwerks für die Solare Wasserspaltung mittels hybrider PV-PEC Zellen -101883 / 152316 **143**

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

THIN FILM SILICON SOLAR CELLS: ADVANCED PROCESSING AND CHARACTERIZATION

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	C. Ballif, J. Bailat, F.J. Haug, S. Faÿ, R. Tscharner
Institution / Company	Institute of Microtechnology / University of Neuchâtel
Address	Rue A.L. Breguet 2, 2000 Neuchâtel
Telephone, E-mail, Homepage	+41 32 718 33 30, ballif@unine.ch, www.unine.ch/pv
Project- / Contract Number	101191 / 151399
Duration of the Project (from – to)	01.01.2005 – 31.12.2007
Date	30.11.07

ABSTRACT

This project aims at introducing new ideas and processes for the fabrication of high efficiency thin film silicon solar cells. In 2007, last project year, the major results are the followings:

- Detailed electrical and microstructural investigations have allowed a clearer understanding of the interaction of the substrate and of the films grown by plasma processes (PECVD). In particular, the presence of cracks and defective areas has been analyzed for various solar cells on glass and plastic substrates and their origin is clarified.
- A new material based on doped silicon oxyde has been developed and used as intermediate reflector in various solar cells. This layer can be prepared by PECVD and allows an increase in the current of the amorphous top cell. An initial efficiency of 12.2% for a 1.2 cm^2 micromorph cell has been achieved.
- Progresses have been achieved in the fabrication of amorphous and micro crystalline silicon solar cells on plastic substrates. In particular microcrystalline solar cells with up to 8.6% efficiency on PET/PEN plastic gratings could be obtained.
- A better physical understanding of the opto electronic properties of zinc oxyde prepared by low pressure chemical vapour deposition has been gained. In particular the role of grain boundaries in controlling the mobility has been elucidated and the effect of vapor moisture on the films clarified.

In parallel, a new large area, fully automated, cluster deposition system was taken into operation and should allow faster progresses in the next projects.

Several of the findings of this last project year are relevant for industrial implementation at a later stage and will be worked out in the frame of CTI projects or direct mandates with industrial partners.

Introduction

2007 has been an exciting year for thin film silicon with the announcement of dozens of companies entering mass production for amorphous or micromorph solar module production. Most of these companies rely on equipment suppliers such OC Oerlikon, Applied Materials, Leybold Optics, Ulvac,…. These suppliers base their know-how on their experience in the flat panel display sector and acquired or are acquiring the competencies for solar cells processing from partnerships, e.g. with research institutions. The first production lines are now in operation (e.g. Oerlikon production reactors at Schott Solar or Ersol, Applied Films at Brilliant 234) and the first micromorph mass production line should start producing in 2008-2009 in Europe. Most of the products that will be manufactured in the next few years will be "first generation" products. In particular, a strong potential remains for module efficiency improvement and for new, more cost-effective, manufacturing solutions.

In this context, the global objective of IMT is to continue to demonstrate new ways and new ideas to improve the conversion efficiency of amorphous micro crystalline and micromorph solar cells and to find out new processes that have a chance to be one day compatible with ultra-low cost industrial module production

Description of the project / Project goals

This three year long research project aims more specifically at reaching the following goals:

- Introducing new concepts for higher efficiency thin film micromorph devices on glass substrates
- Developing the know-how for device preparation on light-weight unbreakable substrates with industry compatible technology
- Exploring new routes for improved processing and characterization
- Providing the infrastructure that enables the support to industrial partners in the frame of projects funded by other sources than OFEN

Results

High efficiency solar cells on glass substrates

In 2005 and 2006, the effort had been put on improving the reproducibility of single junction amorphous and microcrystalline silicon solar cell as well as developing intermediate reflector made out of ZnO [DD06]. This work prepared the ground for testing new concepts in micromorph tandem solar cells for higher efficiencies. The development of intermediate reflectors deposited in the same PECVD chamber as the solar cell was the main focus of this year [PB07] and also a highlight as no one reported such results before. It could indeed facilitate the industrial implementation of the intermediate reflectors in tandem and triple junction solar cells, which has been until now the main drawback of ZnO intermediate reflectors. Other work topics included the fabrication of various TCO's, with different surface morphology, for the achievement of the high efficiency cells, and the fabrication of doped TiO_2 antireflection layers, introduced between the TCO and the Si layer. In [PB07B], the influence of such layers is analysed for different front TCO and a current gain between 1.7% (rougher TCO) and 3.8% is demonstrated. In the next part we concentrate, because of its significance, on the SiOx intermediate reflector.

Development of doped silicon oxide layers as intermediate reflectors

The intermediate reflector is used in micromorph solar cells to enhance the current in the top amorphous solar cell without having to increase the thickness of its active layer, which would be detrimental to the stabilized efficiency of the solar cell. We developed boron-doped silicon oxide layers on glass substrates in the same PECVD chamber where state-of-the-art amorphous and microcrystalline silicon solar cells are produced. The layer is deposited from a mixture of SiH_4, H_2, CO_2 and PH_3. The proportion of the different gases is varied to optimize the electrical and optical properties of the layer. Fig. 1 represents the variation of the index of refraction as a function of the SiH_4 to CO_2 ratio. The lower is the refractive index of the intermediate reflector compared to the one of silicon, the higher is the reflectance of the intermediate mirror.

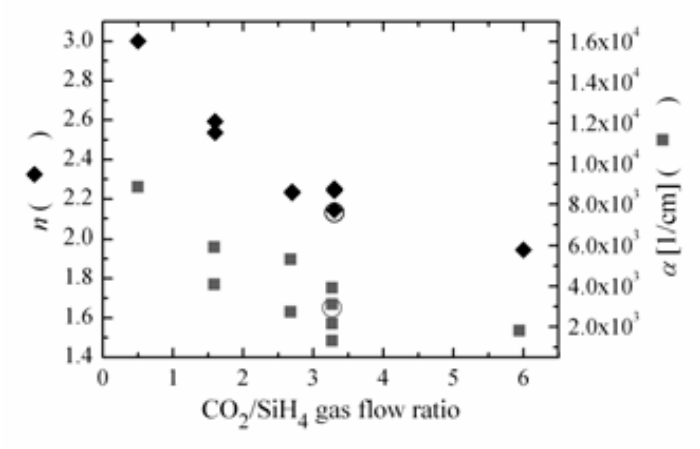
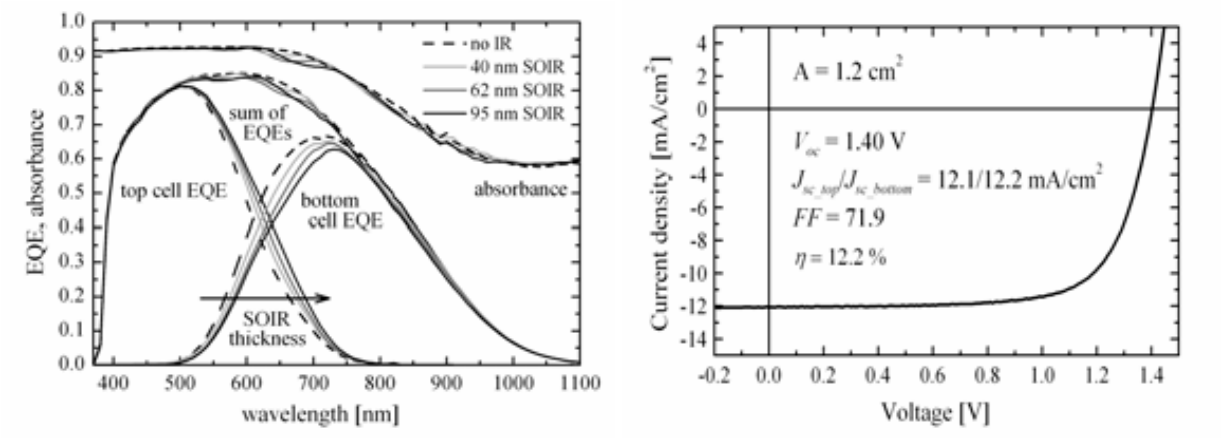


Fig. 1: Refractive index n and absorption coefficient ζ of doped silicon oxides deposited on glass substrates as a function of the CO_2/SiH_4 ratio.

We observe that layers deposited with higher CO_2 /SiH_4 ratios result in better optical properties, i.e. lower refractive indexes and lower absorption coefficient. The electrical conductivity however decreases which, beneath a certain threshold, is detrimental to the serial resistance of the tandem solar cell. To counter this effect, the ratio of doping source gas (PH_3) to SiH_4 is increased to maintain a sufficient conductivity (approximately >10^{-10}S/cm, measured in plane).

Incorporation of doped silicon oxides in tandem solar cells

A series of layers with intermediate reflectors of different thicknesses (Fig. 2a) shows the increase of current in the top amorphous cell. With further optimization of the layer in the micromorph device, initial efficiency of 12.2% is reached (Fig. 2b). The cell has a thin amorphous i-layer thickness (270 nm), guaranteeing a low degradation, and an microcrystalline i-layer thickness of 1.8 µm [PB07].



a) b)

Fig. 2: a) External quantum efficiency (EQE) of a micromorph solar cell deposited in the same run in a large area deposition system from OC Oerlikon with intermediate reflectors (SOIRs) of increasing thicknesses. The EQE curves show that a part of the light of the bottom cell (without intermediate reflector) is transferred to the top (with intermediate reflectors). The thicker is the intermediate mirror, the higher is the current in the top solar cell. **b)** J-V curve of a 1.2 cm^2 micromorph solar cell incorporating an intermediate reflector made of boron doped silicon oxide deposited in the same reactor as the doped layers of the solar cell. The top and bottom current-densities are calculated from the measurement of the external quantum efficiency curve using AM1.5g solar spectrum.

Perspectives and conclusions

The work for high efficiency cell on glass achieved during this year opens new perspectives to reach higher efficiencies both at IMT and in the industry. The results obtained this year are however slightly under the target of 12.6% stable set in this project. The main reason for the discrepancy between the target and the results achieved is that the current-density is still too low. In our most recent work, the current of the micromorph cells could be increased up to above 13mA/cm^2, but at the expense of the solar cell Voc with initial efficiency remaining in the range of 12% efficiency. The actions that are being taken to increase the current-density and the VocxFF (open-circuit voltage times Fill Factor) product in the solar cells take place on different levels:

- Anti-reflection coatings at air-glass, glass-ZnO interfaces
- Optimized intermediate reflector
- Optimized recombination junction with an intermediate reflector
- State-of-the-art back-reflectors
- Improved front TCO morphologies

These improvements will be implemented partly in a next SFOE project and partly in the ATHLET European project. In addition, encapsulated micromorph solar cell will be send to different calibration centers to compare the current-densities of qualified institutes with our set-up, as, because of light scattering in the TCO during the spectral response measurement, we tend to underestimate our current and efficiency values.

Noticeably however, and contrary to the beginning of the project, there is now a broad parameter spaces, in terms of current and V_{oc}xFF product in which high efficiency micromorph cells can be fabricated.

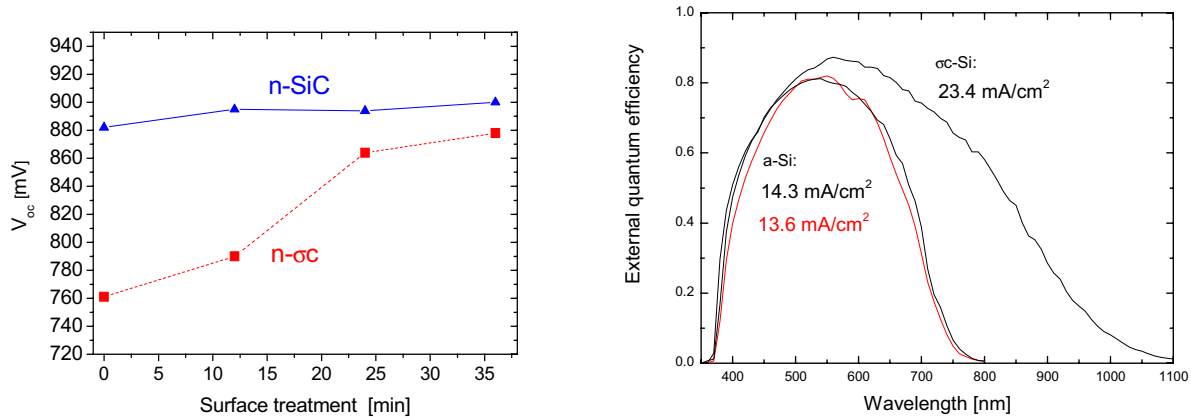
Light weight unbreakable substrates

During 2007 IMT was able to make significant progress in flexible cell development. The work was devoted to the development of robust single cell processes with improved efficiency and keeping in mind their application into micromorph tandem cells.

In amorphous cell we have been able to gain better understanding of the losses that were observed on textured substrates. We could identify the quality of the microcrystalline n-layer as one of the main reasons. This layer must make a good electrical contact to the back reflector, normally ZnO, and it is also necessary that a high crystalline quality with high doping efficiency is achieved. However, the crystalline quality of this layer depends on the substrate and its surface morphology. In order to avoid this problem we developed an amorphous n-layer where the constraint of high crystal quality is absent. However, it was necessary to increase the band gap of this new n-layer because absorption in amorphous material is generally higher compared to microcrystalline material. By adding carbon we were able to reach a band gap energy of 2.4 eV which ensures low absorption of the long wavelength light that reaches the back reflector [SOE07].

Fig. 3a) presents open circuit voltages of n-i-p cells on dedicated series of textured ZnO substrates, used at back-reflectors; before cell deposition the back TCO surface morphology has been modified by a plasma treatment that reduces the roughness. The cells with the standard microcrystalline n-layer show a strong variation, ranging from 760 mV on the untreated substrate to 880 mV on the strongly treated substrate. This value compares well to a reference cell on a completely flat back reflector where an open circuit voltage of 890 mV is achieved. In contrast, the series of cells with the amorphous n-layer shows little variation over the whole range, suggesting that this is a very robust layer that yields high performance independent of the substrate morphology.

Applying these findings, we have been able to fabricate flexible amorphous silicon solar cells with initial efficiency of 8.8%. The substrate of this cell consists of flat plastic covered with a flat silver reflector and textured LP-CVD ZnO. On the 2D periodic substrate that is more relevant for applications we obtain efficiencies of 7.2% (initial).



a) b)

Fig. 3: a) Comparison of the open circuit voltage in cells with microcrystalline and amorphous n-layer with respect to substrate morphology (influenced by time of treatment). A reference cell on flat substrate yields an open circuit voltage of 890 mV. **b)** External quantum efficiencies of amorphous cells on flexible substrates (random and periodic texture), and of a microcrystalline cell on the periodic texture.

In the area of microcrystalline cells, we have been able to further improve the efficiency by introducing dilution grading during the deposition of the i-layer. This procedure compensates the fact that during growth at constant dilution the crystallinity of the layers increases throughout the film. Thus, without grading, an i-layer may be too amorphous in the beginning and too microcrystalline towards the end of the deposition. With dilution grading we obtained a cell efficiency of 8.6% on the flexible plastic substrate with a 2D periodic texture, which is a remarkably high value for a cell deposited on a PET/PEN substrate. Table 1 summarises some results obtained in the project.

Table 1: Solar cell parameters of typical n-i-p single junction amorphous and microcrystalline solar cells on the 2D periodic substrate (initial values for the amorphous cell).

	Voc [mV]	**jsc [mA/cm²]**	**FF [%]**	**ɖ [%]**
amorphous (random)	888	14.3	70	8.8
amorphous (periodic)	841	13.7	62	7.2
microcrystalline	520	23.4	71	8.6

LP-CVD Transparent conducting zinc oxide (ZnO) and TCO's

ZnO films deposited by Low Pressure Chemical Vapour Deposition (LP-CVD) process are used as transparent contact for thin-film silicon solar cells. The as-grown surface roughness of LP-CVD ZnO films has proven to be an efficient "light scatterer" that enhances the probability of the light to be absorbed within the silicon solar cell, and therefore improves the photo-generated current.

Based on the results of 2006 [FAY07, MYO07], in 2007, the work on LP-CVD ZnO has been focused on a comprehensive understanding of the electrical transport mechanisms within these polycrystalline films. In particular, this work has allowed us to understand more in detail the mechanisms of degradation that occur within the ZnO films when they are submitted to an humid environment.

Optical reflectance spectra in the Near Infra-Red (NIR) wavelength range of LP-CVD ZnO were fitted with theoretical curves that were based on the Drude model. This fitting allowed us to extract the value of the electron mobility within the large conical grains that compose the ZnO films. This "optical mobility" was then compared with the electron mobility measured by Hall effect, which gives the mobility value of the electron through the whole layer. This comparison allows one to separate the effect of grain boundaries (inter-grain) from the effect of bulk (intra-grain) on the conduction mechanisms within the polycrystalline ZnO films [JS07a]. In Fig. 4, the optical and Hall mobility are plotted versus the

carrier density N. This graph shows that in lightly doped ZnO films (i.e. N < $1.10^{20}cm^{-3}$), the electron mobility is limited by grain boundary scattering (μ_{opt} Í μ_{Hall}), whereas for heavily doped ZnO films (i.e. N > $1.10^{20}cm^{-3}$), the electron mobility is limited by scattering within the grains (“bulk” scattering).

We had demonstrated in previous work (see 2005 and 2006 SFOE reports) that TCO with high mobility are mandatory to get materials transparent and conductive enough for microcrystalline and micromorph solar cells. The graph of Fig.4 indicates that this kind of TCO with high mobility can be obtained at low doping level (i.e. low carrier density) and by increasing the grain size as much as possible. This allows a reduction of the grain boundary density and therefore the detrimental effect of grain boundaries on electron mobility, whereas the intra-grain mobility in the grain remains at a higher level, as there are less scattering centers (e.g. dopants).

Finally, using the same comparison method between μ_{opt} and μ_{Hall}, we were also able to observe that the degradation of the ZnO films submitted to damp-heat treatment occur mainly at the grain boundaries. Indeed, the optical mobility is not altered during the damp-heat treatment, whereas the Hall mobility is strongly decreased [JS07b]. In particular we could show that unprotected strongly doped films have very little degradation in standard damp heat tests, because the tunneling barrier remains narrow enough after degradation to allow a sufficient carrier transport.

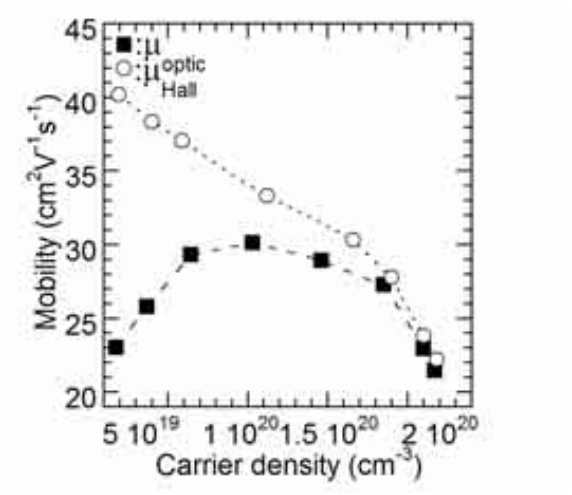


Fig. 4: Optical and Hall electron mobility as a function of carrier density *N* in the LP-CVD ZnO films.

Characterisation

Microcracks in layers and solar cells.

For various amorphous, microcrystalline and micromorph devices on glass and plastics, the influence of the substrate morphology on the solar cell growth and performance was studied. We give here an expemple of such a study [Pyth07].

The structural and electrical performances of µc-Si single junction solar cells co-deposited on a series of LP-CVD ZnO substrates having different surface morphologies-varying from V-shaped to U-shaped valleys were analysed (Fig. 5 top). Transmission Electron Microscopy (TEM) was used to quantify the density of cracks within the cells deposited on the various substrates (Fig. 5 bottom). Standard 1-sun, Variable Illumination Measurements (VIM) and Dark J(V) measurements were performed to evaluate the electrical performances of the devices. A marked increase of the reverse saturation current density (J_0) is observed for increasing crack densities. By introducing a novel equivalent circuit taking into account such cracks as non-linear shunts, as illustrated in Fig. 6 a and b, we were able to relate the magnitude of the decrease of V_{oc} and FF to the increasing density of cracks.

The major output of these investigations is that the substrate morphology can to a large extent govern the solar cell properties: it can enhance the light trapping (desirable) but also create parasitic diodes which decrease the efficiency. Our results show that for each kind of solar cells a different optimum geometry must exist, that allows simultaneously light trapping and good electrical properties. Noticeably though the best substrates geometries have not been fully identified yet, and certainly not fabricated.

Advanced studies on the local electrical properties of cross-section of microcrystalline cells have been undertaken, based on Scanning probe Kelvin Microscopy. They confirm the complicated interaction between the substrate and growing PECVD cells. The interested reader can refer to [DD07].

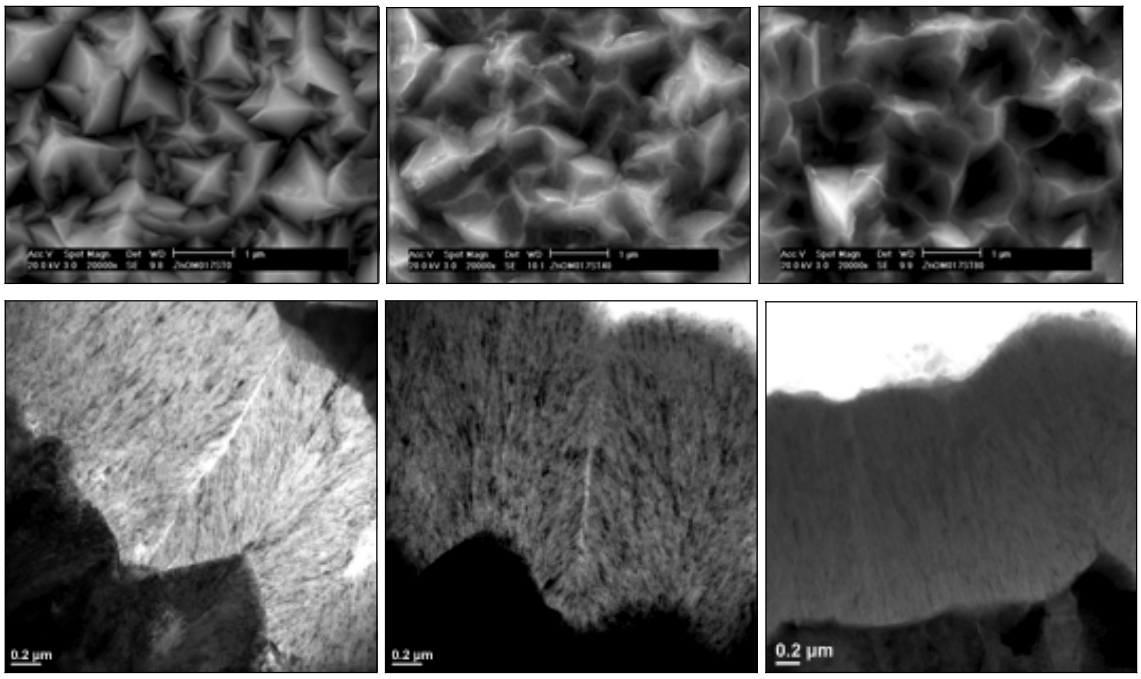


Fig. 5: Top) SEM micrographs of ZnO surface. **Bottom)** Bright Field TEM cross-section micrographs of σc-Si:H pin on substrates treated with increasing plasma treatment time (Left 0 min // Middle 40 min // Right 80 min). For 40 min of treatment, the cracks do not cross completely through the p-i-n device (compare with sample t=0min), but only begin after the first third of i-layer

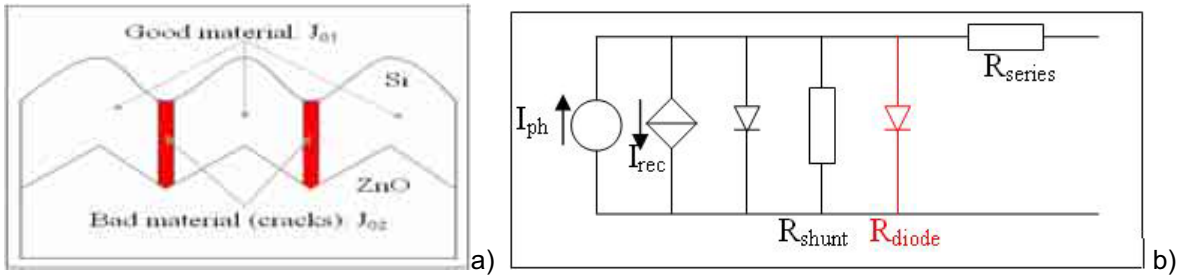


Fig. 6: a) sketch of silicon growth on rough ZnO: cracks are located above the valleys between the substrate's pyramids. **b)** corresponding equivalent electrical circuit for µc-Si:H solar cells

Characterization tools and Laboratory infrastructure

The effort undertaken in 2005 and 2006 to improve the laboratory infrastructure in terms of caracterization systems and processing tools has been continued.

- An Hall effect setup has been upgraded with new electronics to allow faster and more accurate caracterization of the mobility in TCO's
- A set-up was refurbished to allow a measurement of the TCO's resistance as function of temperature (10-350°K)
- Acquisition software and hardware for spectral response and IV curve measurement have been continuously improved
- The new large area PECVD cluster system was taken into operation (Fig. 7). This system is equipped with two KAI M plasma boxes and is fully automated. All the hardware and software have been developed at IMT. The system is now used for the fabrication of layers and devices. It is user friendly and its automated mode makes it now a choice research tool for the next projects.



Fig. 7: View of the new fully automated cluster system at IMT. One chamber is operational whereas the second plasma box is being installed at the time of writing this report.

Collaboration and synergies with other projects/institutes

IMT continues to be involved into the European projects ATHLET and FLEXCELLENCE. A strong synergy is realized between all these projects and this running SFOE project, with indirect benefits for companies such as OC Oerlikon and VHF-Technologies. A project (1.3.2006-28.2.2008) with the Danish company “Photosolar” financed by Energienet.dk continues to allow synergy for nip devices development.

Regular academic contacts/scientific and sample exchanges have been maintained throughout 2007 both with national (CRPP-EPFL, EMPA, HE-Arc,..) and international (University of Ljubljana, University of Patras, IPV Juelich, Academy of Science of Prague, ECN….). IMT was one of the instigators of the Swiss thin Film PV project, coordinated now by EMPA (Sponsored by CCEM-CH and Swiss Eletric Research). One Phd. student performed measurements at HMI in Berlin. One IMT Phd. student stayed for six months at NREL (Golden, CO, US) and developed new technique for thin film Si analyses. In 2007, IMT organized two “Thin film PV schools” for industries. These schools last 5-9 days and offer an in-depth introduction to the science and technology of thin film silicon.

Evaluation for 2007 / perspectives for 2008

2007 has been a fruitful year as it has allowed both the introduction of new concepts in the thin film silicon devices (e.g. SiO_X intermediate reflector) and a much better understanding of the critical interaction between the substrate morphology and the PECVD thin film growth. This knowledge is now useful for virtually all thin film silicion devices, prepared both on glass and plastic. In general, we have now much better tools (receipts, processes, TCO’s, backreflector) in hands to fabricate high efficiency devices on a variety of different TCO's or substrates, and this with different device concepts. In particular, micromorph solar cells with initial efficiency above 12% can be routinely prepared and this can be achieved either with devices with a high Voc and FF or with a high current. The reasons for the difficulty to achieve simultaneously both high V_{OC} FF and current are now better understood and give clear guidelines for the next steps.

In the next years, the laboratory will continue the upgrade of its infrastructure with the introduction of new state-of-the-art multi chamber cluster systems (small area systems, with up to 7 chambers) allowing the introduction of more innovative layers and processes. In parallel, it will continue its work with the development of high efficiency devices and development of processes which will be relevant for the next generation production lines based on thin film silicon.

Acknowledgements

The co-workers of the PV-Lab are acknowledged for their contribution to the project. P. Buehlmann, T. Söderström, J. Steinhauser, M. Python and C. Bucher provided some of the figures used in this document.

References and publication (related to the project)

[DD06] D. Dominé, J. Bailat, J. Steinhauser, A. Shah, C. Ballif, ***"Micromorph solar cell optimization using a Zno layer as intermediate reflector",*** Proceedings of the 4th WCPEC Conference, Kona Island, Hawaii, USA, pp. 1465-1468, 2006

[DOM07] D. Dominé, J. Bailat, M. Python, C. Ballif, ***"Investigation of the electric-field profile in microcrystalline silicon p-i-n solar cells by cross-sectional scanning Kelvin probe microscopy"***, To be published in the proc. of the 22th EU-PVSC, Milan, It, 2007

[JS07a] J. Steinhauser, S. Faÿ, N. Oliveira, E. Vallat-Sauvain, and C. Ballif, ***"Transition between grain boundary and intragrain scattering transport mechanisms in boron-doped zinc oxide thin films"***, Applied Physics Letters , Vol 90, pp. 142107, 2007

[JS07b] J. Steinhauser, S. Faÿ, N. Oliveira, E. Vallat-Sauvain, D. Zimin, U. Kroll, and C. Ballif, ***"Electrical transport in boron-doped polycrystalline zinc oxide thin films",*** Physica status solidi a , Proc. of the E-MRS 2007.

[FAY07] Sylvie Faÿ, Jérôme Steinhauser, Nuno Oliveira, Evelyne Vallat-Sauvain and Christophe Ballif, ***"Opto-electronic properties of rough LP-CVD ZnO:B for use as TCO in thin-film silicon solar cells"***, Thin Solid Films, 515(2007) Pages 8558-8561

[MYO07] S. Yeop Myong, J Steinhauser, R. Schlüeter, S. Faÿ, E Vallat-Sauvaina, A. Shah, A. Rüfenacht, C. Ballif, ***"Temperature dependence of the conductivity in large-grained boron-doped ZnO films",*** Solar Energy Materials & Solar Cells 91,(2007), 1269-1274

[PB07] P. Buehlmann, J. Bailat, D. Dominé, A. Billet, F. Meillaud, A. Feltrin, and C. Ballif ***"In situ silicon oxide based intermediate reflector for thin-film silicon micromorph solar cells"*** Applied Physics Letters, Vol 91 , 2007

[PB07B] P. Buehlmann, A. Billet, J. Bailat and C. Ballif, ***"ANTI-REFLECTION LAYER AT THE TCO/Si INTERFACE FOR HIGH EFFICIENCY THIN-FILM SOLAR CELLS DEPOSITED ON ROUGH LP-CVD FRONT ZnO"***, To be published in the proc. of the 22th EU-PVSC, Milan, It, 2007

[Pyth07] M. Python, E. Vallat-Sauvain, J. Bailat, D. Dominé, A. Shah, and C. Ballif, ***"Relation between Substrate Surface Morphology and Microcrystalline Silicon Solar Cell Performance"***, Accepted for publication in Journal of Non-Crystalline Solids, 2007

[SOE07] T. Söderström1, F.-J. Haug, V. Terrazzoni-Daudrix X. Niquille, S. Perregaux, M. Fahland and C. Ballif, ***"Open-circuit voltage optimisation of amorphous silicon thin film solar cells for flexible photovoltaics",*** To be published in the proc. of the 22th EU-PVSC, Milan, It, 2007

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

FLEXIBLE PHOTOVOLTAICS: NEXT GENERATION HIGH EFFICIENCY AND LOW COST THIN FILM SILICON MODULES

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	F.J. Haug, C. Ballif
Institution / Company	Institute of Microtechnology / University of Neuchâtel
Address	Rue A.L. Breguet 2, 2000 Neuchâtel
Telephone, E-mail, Homepage	+41 32 718 33 30, +41 32 718 32 01 franz-josef.haug@unine.ch, www.unine.ch/pv
Project- / Contract Number	CTI 8809
Duration of the Project (from – to)	01.10.2007 – 30.09.2009
Date	10.12.07

ABSTRACT

The company VHF-Technologies is currently commercialising its "first" generation product, based on the fabrication of amorphous silicon single junction modules prepared on flat plastic foils. Typical stabilised module efficiencies are in the range of 4.5%. The IMT of Neuchâtel has achieved in other projects the fabrication of significantly higher efficiency devices on textured substrates. The objective of this new CTI project, which started recently, is an improvement or development of specific devices in the laboratory, and their successful transfer to production processes, aiming at the development of flexible photovoltaic modules with higher efficiency (gain up to 30-40% relative efficiency). More specifically, we propose the introduction of a new back reflector structure incorporating diffusely scattering surfaces which enhance the light path inside the thin silicon layers, assisted by a dielectric mirror which boosts the reflective properties. In parallel, area losses of the module interconnection will be substantially reduced by the development of a tandem structure based on amorphous silicon (a-Si). The final goal of the project is to demonstrate a process suitable for the fabrication of 6% reliable flexible modules.

Here, we briefly present the first project results. In particular we show that it is possible to fabricate tandem a-Si/a-Si devices with current up to to 7.4 mA/cm^2 on plastic substrates. An initial efficiency of 8.8% is achieved for such solar cells.

Introduction and first results

As the project started recently, we only present a short project overview and some initial results.

In October 2007, IMT and the company VHF-Technologies SA started a collaboration within a CTI project that addresses two particular aspects for the improvement of VHF's commercial product; these aim at the development of textured back reflectors for current enhancement, and the introduction of a-Si/a-Si tandem cells. The latter aspect allows using thinner absorbers with less degradation as well as reducing the area losses of the series connection.

For the development of textured substrates it is intended to apply a variety of new structures on the plastic substrates compatible with VHF's industrial production. Those can range from periodic gratings to random textures.

A particular emphasis is set on:

- finding out substrate structures that allow a high gain in current without loss in open circuit and Fill Factor of the solar cells, for the specific devices used in the project,
- achieving reliable and reproducible ways to apply texture to the plastic foil substrates, in order to be able to achieve high processing yields.

The development of a-Si/a-Si tandem cells is carried out in close collaboration with the developing team of VHF-Technologies SA. Fig. 1 and Table 1 present first results of amorphous tandem cells from IMT, in the n-i-p / n-i-p configuration. The initial efficiency of 8.8% on the flexible substrate with specific texture is a promising result, and one of the best cell efficiencies on plastic substrate, based exclusively on amorphous Si (no microcrystalline Si). Also, these cells will degrade significantly less than the single junction counterpart, which have the same initial efficiency (cf report project OFEN 101191).

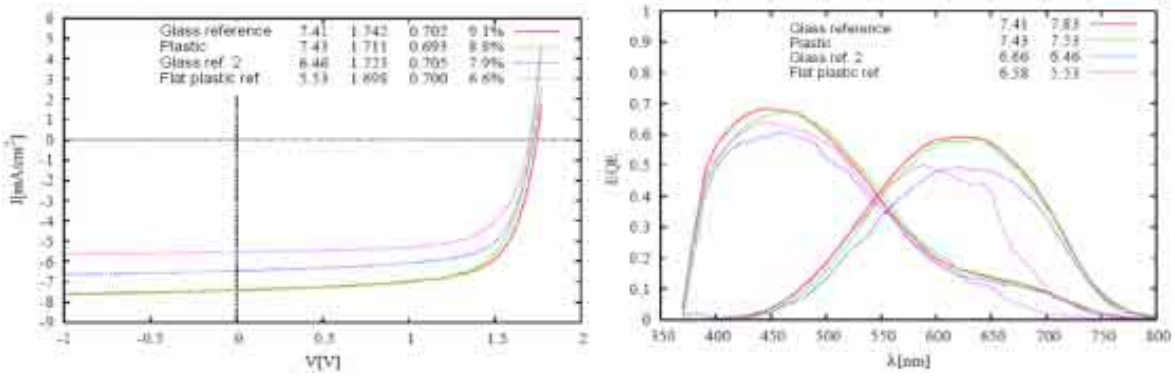


Fig 1: Current-voltage characteristics (initial, left) and corresponding external quantum efficiencies of a-Si/a-Si tandem cells, newly developed on glass and flexible plastic substrates. All the devices are grown in the n-i-p configuration.

Table 1: Best results for the solar cell parameters of a-Si/a-Si tandem cells on different substrates (initial values) obtained in this project.

Substrate	**Voc [mV]**	**jsc (top) [mA/cm^2]**	**jsc (btm) [mA/cm^2]**	**FF [%]**	**ɖ [%]**
Textured TCO /glass	1742	7.41	7.81	70.2	9.1
Lowly textured TCO/glass	1723	6.66	6.46	70.5	7.9
Textured plastic	1711	7.43	7.53	69.3	8.8
Flat plastic	1698	6.58	5.53	70.0	5.5

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

HIGH EFFICIENCY THIN-FILM PASSIVATED SILICON SOLAR CELLS AND MODULES

THIFIC: THIN FILM ON CRYSTALLINE SI

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	S. Olibet, C. Ballif
Institution / Company	Institute of Microtechnology (IMT) / University of Neuchâtel
Address	Rue A.L. Breguet 2, 2000 Neuchâtel
Telephone, E-mail, Homepage	+41 32 718 33 18, sara.olibet@unine.ch, www.unine.ch/pv
Project- / Contract Number	Axpo Naturstrom-fonds 0703
Duration of the Project (from – to)	01.06.2007-31.05.2011
Date	29.11.2007

ABSTRACT

THIFIC (Thin film on crystalline Si) is a new project sponsored by the Axpo Naturstrom-Fonds. It aims at developing a new kind of ultra-high efficiency (20-22%) solar cells, by depositing very thin film silicon layers (typically 5-10 nanometers of amorphous and/or microcrystalline silicon) on top of silicon wafers. These so-called “silicon heterojunction cells” can be processed at low temperature (typically 200°C) and can make use of thin wafers (down to 100 µm), thereby saving Si material. The cells will be integrated into innovative light weight modules with efficiencies reaching up to 20%. These concepts should open the path towards a really competitive production of solar electricity based on high efficiency crystalline Si products. This wafer based approach is complementary to the fabrication of solar modules based exclusively on thin films, which should allow the fabrication of lower efficiency modules at lower cost/W_p.

At the Institute of Microtechnology of the University of Neuchâtel, an activity was started in 2005 in the field silicon heterojunctions. On small area devices (4.5x4.5mm^2), an open-circuit voltage higher than 700 millivolt and an efficiency of 19% were achieved on flat monocrystalline n-type wafers. This Axpo Naturstrom-Fonds project launch was hence based on the good results achieved in a short time at IMT. Meanwhile, a single process step analysis was elaborated for the better physical understanding of interface phenomena occurring in silicon heterojunction solar cells. This allows a fast heterojunction solar cell development. Textured crystalline silicon – allowing a solar cell current improvement by light trapping – could be cleaned successfully. With further texture based adaptations, we recently achieved an open-circuit voltage of 700 millivolt, also on textured wafers.

Introduction / Project Goals

This new project is based on results obtained with support of the *University of Neuchâtel* and the *Swiss National Foundation [Grant 200020-116630]*. Initially, a study of the amorphous/monocrystalline silicon interface was started to learn more about microcrystalline silicon that is composed of nanocrystals in an amorphous phase (and has thus lots of amorphous/crystalline silicon interfaces). In the framework of this study, an activity in the field of silicon heterojunction solar cells was initialized, as an excellent amorphous/crystalline silicon interface is also at the core of these cells. High efficiency silicon heterojunction solar cell results could be achieved within a short time [1-3]. On small area ($4.5x4.5mm^2$) cells, an open-circuit voltage higher than 700 millivolt and an efficiency of 19% were achieved on flat monocrystalline wafers [2].

Hence, in this *Axpo Naturstrom-Fonds* project, we continue to try to marry the best of two worlds: the combination of amorphous or microcrystalline silicon layers (large area, low cost) on crystalline silicon wafers (high efficiency). This conjunction is known under the name of "silicon heterojunction" (heterojunction = a junction made of two different materials). Such a solar cell is sketched in Fig. 1a compared with a conventional solar cell shown in Fig. 1b.

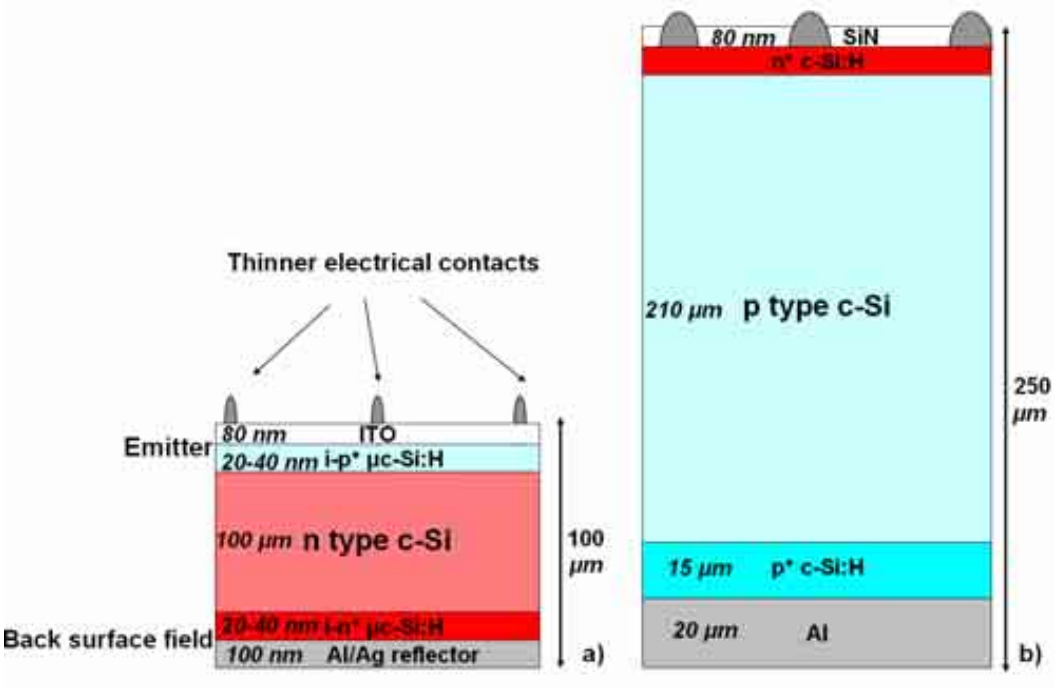


Fig. 1: a) Silicon heterojunction solar cell, b) conventional crystalline silicon solar cell.

The advantages of silicon heterojunctions are the following:

- A strong reduction in the consumption of silicon (with a long term target at 4g/Wp against 10-11g/Wp today, including material losses).
- A fabrication process at low temperature (200°C), which reduces the wafer breakage and the energy necessary to put into the fabrication process.
- The possibility to achieve ultra high solar cell efficiency (>20%).
- A better temperature coefficient than standard crystalline silicon solar cells (improvement from –0.5%/°C down to –0.25%/°C).
- As the solar cell fabrication process is now based on thin-film silicon, it offers the prospect to apply the very cost-effective deposition techniques used for the thin silicon layers.

The global objectives of this project are to develop the new science and technology based on silicon heterojunction solar cells necessary to allow solar electricity to become cost competitive with retail electricity prices in the medium term. The project is set to run for four years. The results obtained so far on small area devices should be improved and extended to fabricate large area solar cells and modules.

The specific scientific and technological project objectives are:

- To demonstrate the fabrication of ultra-high-efficiency silicon heterojunction solar cells (>20% on “standard” configurations or even higher with novel device structures), based on a combination of amorphous/microcrystalline layers and thin crystalline wafers (down to 100µm).
- To demonstrate that the process is up-scalable to large area solar cells (>100cm^2) which should achieve efficiency over 20%.
- To demonstrate a new metallization/encapsulation process capable to lead to a fabrication of high-efficiency and lightweight (<5kg/m^2) reliable solar modules.
- To demonstrate a roadmap towards the mass fabrication of such modules at very low-cost (<0.7€/Wp) allowing, with suitable module integration, electricity costs down to 12-15cts.

.

Project description and approach

For this project, the chosen “core” technology is thin-film passivation of crystalline silicon using the very high-frequency plasma deposition (VHF-PECVD). The PV-Lab of the IMT possesses an excellent expertise using VHF-PECVD for the fabrication of various kinds of thin-film silicon solar cells. This expertise can be applied in an efficient way for this project. Besides the evaluation of solar cell efficiencies by acquiring current-voltage (IV)-curves and quantum efficiency measurements (response to different wavelengths of light), extensive use is made of excess carrier lifetime measurements in wafers. To supply current, the carriers’ (electrons and holes) lifetimes in the solar cell have to be high to prevent their recombination before extraction. Lifetime measurements allow one therefore to assess the electronic quality of the interface and to predict the solar cell properties without having to completely fabricate the solar cells. Fig. 2 shows, as an example, the lifetime measurement of a medium-level doped n-type monocrystalline silicon wafer passivated with intrinsic amorphous silicon. It can be directly calculated from this measurement that the 1-sun open-circuit voltage of a device having this low interface recombination center density would be 735 mV. Lifetime measurements allow, hence, a faster development of the solar cells.

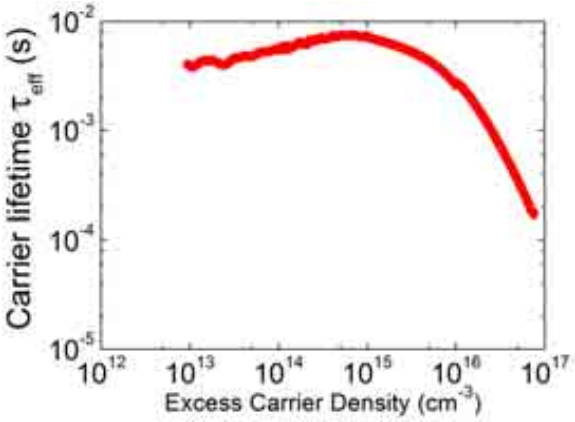


Fig 2: Injection-level dependent lifetime of a crystalline silicon wafer passivated with intrinsic amorphous silicon.

The project is divided in four logical work packages, which address all issues that need to be solved in the 4 years timeframe. In the first work package, interfaces are improved and high-efficiency devices with contacts on both sides are realized. In the second work package, innovative device structures are introduced by putting all the contacts at the back of the devices. This allows, in principle, the achievement of higher efficiencies. In the third work package, the know-how gained in the first two work packages will be transferred to larger deposition reactors and also to larger solar cells. The goal is to fabricate high-efficiency solar cells on large area. Finally, in the fourth and last work package, innovative metallization techniques will be tested and will be applied to devices fabricated in the first two work packages. The lightweight encapsulation process is developed also in the last work package.

Results

The amorphous/crystalline silicon heterojunction solar cells with the highest open-circuit voltage of 705 mV [1] and the highest efficiency of 19% [2] still date from before the project start. Their IV-curves are shown in Fig. 3.

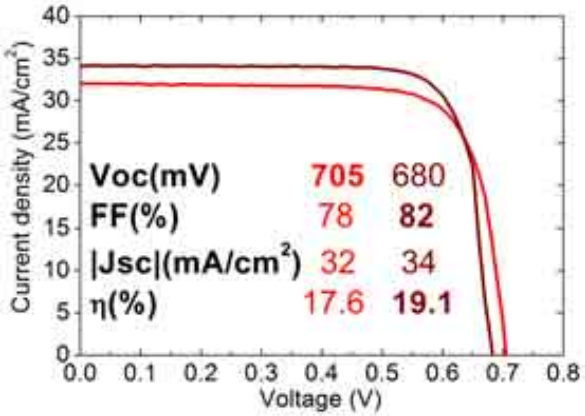


Fig. 3: Current-voltage curves of our up to now best flat silicon heterojunction solar cells.

However, the current of these flat heterojunction solar cells is limited by front surface reflection, because of the surface flatness, instead of random pyramids. Therefore, for the moment, we have limited our efforts on flat crystalline silicon wafers to interface recombination studies and have improved our cell results on textured crystalline silicon.

At the beginning of our work with crystalline silicon, after having grown several amorphous silicon layers on different wafers, we started wondering about the differences in measured lifetime curve shapes. Literature research for the modeling of injection level dependent lifetime curves led us to a formalism that considers Shockley-Read-Hall recombination at the crystalline silicon interface, such as considered for silicon dioxide and silicon nitride. But in fact, we discovered that the amorphous/crystalline silicon interface defects are dangling bonds that can have three different charge states (instead of two as for SRH). Considering this amphoteric nature of the present interface defects for lifetime curve modeling purpose, we fall back on a closed-form dangling bond recombination rate that was found in our laboratory 15 years ago. Fig. 4 shows the good accordance of experiment (symbols) and modeling (lines), in the case of intrinsic amorphous silicon passivating various crystalline silicon substrates.

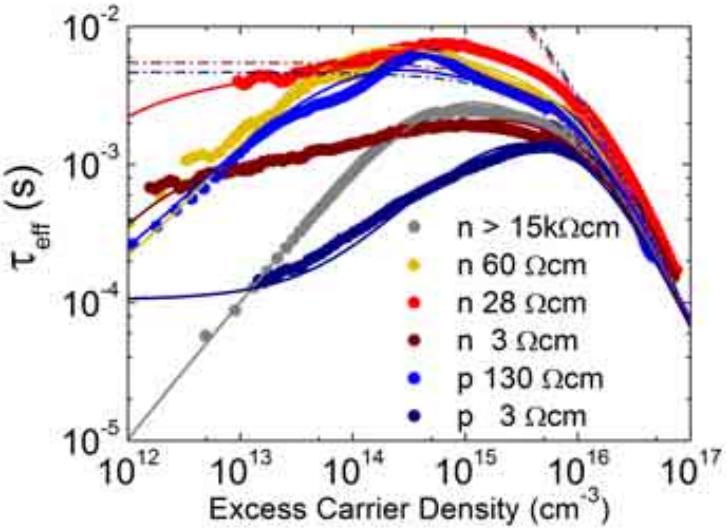


Fig. 4: Injection-level dependent lifetime curves of differently doped crystalline silicon substrates passivated by intrinsic amorphous silicon. Symbols show experiments and lines modeling with our amphoteric interface recombination model [3].

Since the first publication of our amphoteric interface recombination model [3] and its first presentation at the NUMOS workshop [4], we applied it effectively for emitter and back surface field layer stack optimization [5]. As an example, Fig. 5 shows the measured (symbols) symmetric passivation including fits with our model (lines) of the same wafer, first with thicker intrinsic amorphous silicon (grey), then with the emitter layer stack (blue) and finally with the back surface field layer stack (yellow and red) (see again Fig. 1a to know the heterojunction solar cell structure). From Fig. 5 it can be seen that the back surface field layer stack induced initially (yellow) a high density of interface defects. Improved layer growth then leads to low interface defect densities while keeping the high field effect passivation of the former layer (red).

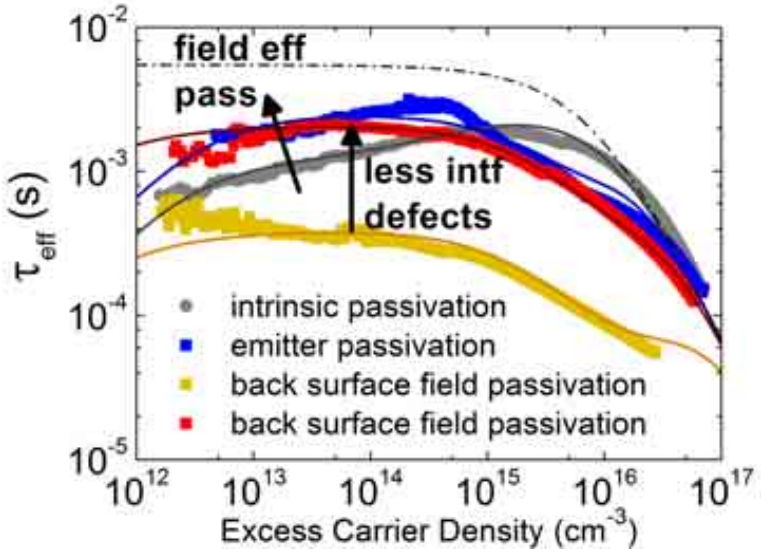


Fig. 5: Intrinsic, emitter and back surface field layer stack lifetime curves. Their interpretation serves for fast device development.

Textured crystalline silicon minimizes front surface reflection losses by geometrical light trapping, resulting in a potential current gain of almost 15%. However, while for flat crystalline silicon wafers it is sufficient to just remove the native oxide on top of them before amorphous silicon layer growth, textured crystalline Si wafers have to be cleaned before. Shortly after this project started we succeeded in cleaning our textured wafers in another IMT research group's laboratory. Fig. 6 shows how the initially achieved textured heterojunction solar cell results could in the meanwhile be improved, first by adapting the back surface field layer stacks growth conditions to the surface texture and then by modifying the surface herself, such as to reach an open-circuit voltage of 700 mV [6]. Except for the company Sanyo, these are among the first cells fabricated in research laboratory exceeding the 700 mV on textured wafers.

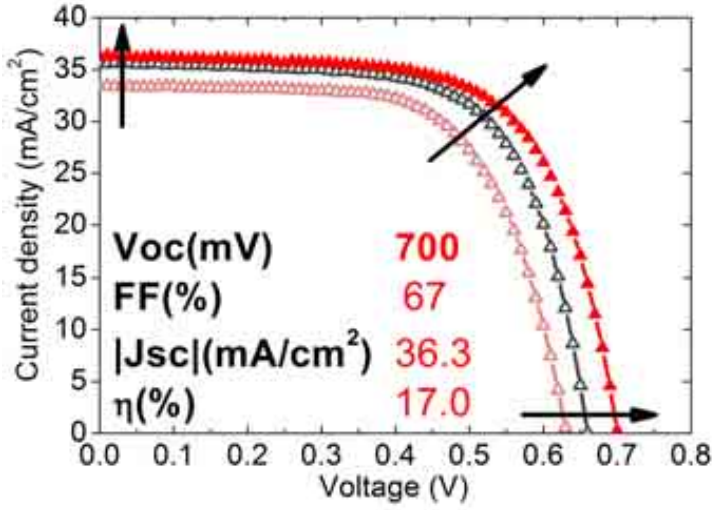


Fig. 6: Improvement of textured silicon heterojunction solar cells.

Collaborations

IMT is active in a collaboration on a national level with the EPFL for advanced transmission electron microscopy (TEM) sample preparation, supporting the textured heterojunction solar cell improvement. In addition, international “informal” collaboration are conducted with the German Hahn-Meitner-Institut (HMI), the Japanese National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST) and the US-American National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Evaluation 2007 and Outlook 2008

THIFIC was successfully launched in mid-2007. From the beginning of the project, we pursued the amorphous/crystalline silicon interface recombination modeling for fast heterojunction solar cell single process step analysis and improvement. Textured wafers can now be cleaned and therefore the same kind of lifetime measurement assisted layer development is performed. Up to now, a textured silicon heterojunction solar cell with an open-circuit voltage of 700 mV is achieved. Despite the current gain from the textures geometrical light-trapping, this cell’s efficiency remains, with 17%, lower than the best one on flat silicon (19%) because of its low fill factor. Fig. 7 illustrates that this fill factor loss is partly caused by the texture based surface increase on same sized cells as compared to flat cells. For a flat small cell doubling the surface leads to a relative fill factor loss of more than 10% because of series resistance due to the lacking front metal grid. Worth recognizing positively too in Fig. 7 is that the open-circuit voltage is even higher when quadrupling the textured solar cells size. Therefore the most urgent step to take at present in our silicon heterojunction solar cell processing is the development of a front contact metallization. Actually three different metallization schemes are under test. Shortly they will reach the application phase to solar cells and will then permit us to validate our first results also on larger solar cells.

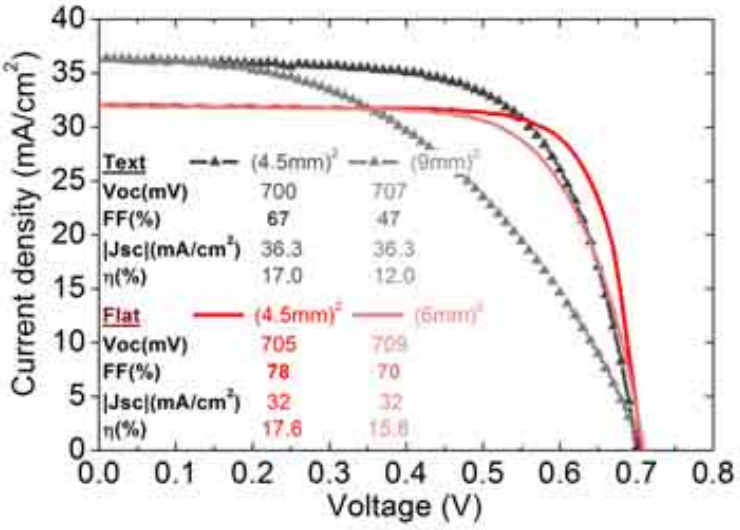


Fig. 7: Series resistance losses in small sized textured cells without front metal grid.

References

[1] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, C. Ballif: ***Effect of light induced degradation on passivating properties of a-Si:H layers deposited on crystalline Si***, Proceedings of the 21st EU-PVSEC, Dresden, Germany, p.1366, 2006.

[2] L. Fesquet, S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, A. Shah, C. Ballif: ***High quality surface passivation and heterojunction fabrication by VHF-PECVD deposition of amorphous silicon on crystalline Si: Theory and experiments***, to be published in the Proceedings of the 22th EU-PVSEC, Milano, Italy, 2007.

[3] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain and C. Ballif: ***Model for a-Si:H/c-Si interface recombination based on the amphoteric nature of silicon dangling bonds***, Physical Review B 76, 035326, 2007.

[4] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, C. Ballif, L. Fesquet: ***Recombination through amphoteric states at the amorphous/crystalline silicon interface: modelling and experiment***, Proceedings of NUMOS-workshop (Numerical modelling of thin film solar cells), Gent, Belgium, p. 141, 2007.

[5] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, C. Ballif, L. Korte, L. Fesquet: ***Silicon Solar Cell Passivation using Heterostructures***, Proceedings of the 17th Workshop on Crystalline Silicon Solar Cells and Modules: Materials and Processes, Vail, Colorado USA, p. 130, 2007.

[6] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, C. Ballif, L. Korte, L. Fesquet: ***Heterojunction solar cell efficiency improvement on various c-Si substrates by interface recombination modelling***, To be presented at the PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

FLEXCELLENCE: ROLL-TO-ROLL TECHNOLOGY FOR THE PRODUCTION OF HIGH EFFICIENCY LOW COST THIN FILM SILICON PHOTOVOLTAIC MODULES

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	C. Ballif, F. J. Haug, V. Terrazzoni-Daudrix
Institution / Company	Institute of Microtechnology (IMT) / University of Neuchâtel
Address	Rue A.L. Breguet 2, 2000 Neuchâtel
Telephone, E-mail, Homepage	+41(0) 32 718 33 00, ballif@unine.ch, www.unine.ch/flex
Project- / Contract Number	SES-CT-019948
Duration of the Project (from – to)	01.10.2005 – 30.09.2008
Date	10.12.2007

ABSTRACT

We report here on all the “mid-term” results obtained in the frame of the European FLEXCELLENCE project (www.unine.ch/flex) coordinated by the University of Neuchâtel. FLEXCELLENCE aims at developing the equipment and the processes for cost-effective roll-to-roll production of high-efficiency thin-film modules, based on amorphous (a-Si:H) and microcrystalline silicon (µc-Si:H). Eight partners, with extended experience in complementary fields ranging from device simulation to machinery development, are involved.

During this first part of the project several milestones were achieved:

- Setting-up and operation of roll–to-roll systems for deposition of solar cells by micro-wave PECVD, Hot-wire and VHF PECVD.
- Fabrication of high quality nanotextured substrates both on plastic foils and on metal foils with insulation.
- Achievement of high efficiency devices on textured plastic substrates with initial efficiencies of 10.9% for tandem micromorph cells.
- Improvement in interconnection technologies, module encapsulation and reliability.
- Demonstration of the possibility to reach ultra-low cost (< 0.6 €/Wp) if high efficiency micromorph concepts can be realised in production.
- Successful integration by one of the partners of new high-throughput VHF-electrodes and move to module mass-production.

Thanks to the collaborative nature of the project, important steps towards the goal of mass-production of high efficiency thin film Si modules have consequently been realised

Introduction / Project Goals

Flexible thin film silicon modules prepared in roll-to-roll processes offer a number of advantages. They can be fabricated on moderately priced substrates such as stainless steel or plastics. The roll-to-roll processing gives the possibility to increase the throughput linearly by simply increasing the number of deposition sources or widening the web and it requires a minimum amount of floor place. The modules are light, easy to transport, flexible, with a high capacity for building integration. In addition to Unisolar and Fuji, which entered mass production with a-Si:H/a-SiGe:H based products, several compagnies (Nuon, Powerfilm, VHF-Technologies,…) are piloting advanced R&D or small production for consumer products. The EU Flexcellence project (Specific Targeted Research or Innovation Project of the 6th EU framework program, 1.10.2005 - 30.09.2008) aims at strengthening the know-how and technology in the roll-to-roll processing of flexible thin film silicon cells or modules. In the present paper, the authors give an overview of the major results obtained in the first half of the project. A more detailed description of the project objectives and structure is given in [1].

Project description and approach

Specifically, the FLEXCELLENCE project aims at developing the equipment and the processes for the production of cost-effective and high efficiency flexible photovoltaic modules with a focus on:

- In line roll-to-roll process, plastic and metallic substrates.
- Si:H, µc-Si:H, and a-Si/µc-Si micromorph solar cells.
- Si deposition: VHF and MW-PECVD, HW-CVD.

To reach these goals, a collaborative and non-competitive consortium with complementary competences was set-up. It includes two equipment manufacturers, Roth&Rau (R&R) and Carl Baasel Lasertechnik (ROFIN), one module producer, VHF-Technologies (VHF), two research institutions Energy Research Center of the Netherland (ECN) and the Fraunhofer Institut für Electronenstrahl und Plasmatechnik (FEP), and three universities, the University of Barcelona (UBA), the University of Ljubljana (UL-FEE) and the University of Neuchâtel (UniNe), with various expertises in the field of solar cell fabrication, roll-to-roll processing, and opto-electronic simulations. Fig.1 describes the partners and their tasks within the consortium.

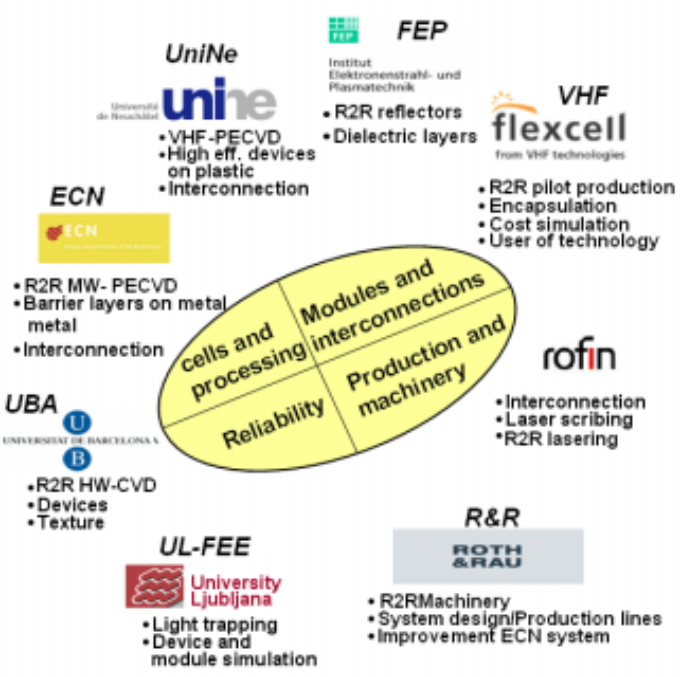


Fig. 1: The Flexcellence consortium. The acronyms used in the text are reported on the figure.

Results

Substrates

The goal is to fabricate high quality , cost-effective substrates by roll-to-roll processing with a focus on:

- Metal foils with insulating layers, light-trapping, nanotexture, high quality reflector,
- Plastic webs (PET/PEN) with light-trapping, nanotextures, high-quality reflector,

Sprayed SiOx based insulating layers are developed by ECN. High breakdown voltages up to 900V on A4 metal foils (4*4mm^2 contacts) are achieved. The sprayed layers fabrication is compatible with roll-to-roll and suitable for embossing, as shown by Fig.2. Textured PEN and PET plastic substrates fabricated by roll-to-roll at OVD-Kinegram are coated at FEP with various high quality Ag/ZnO or Al/ZnO stacks. Reliable back-reflector on plastic are achieved on which short-circuit J_{sc} gains up to 20% are measured in a-Si:H and µc-Si:H cells (see section 3.3).

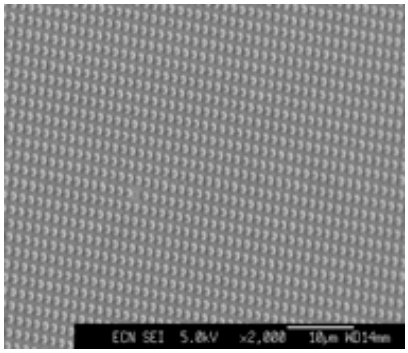


Fig. 2: Insulating layer textured by hot embossing before curing (embossing performed at UBA)

Deposition processes

The focus is set on the development and comparison of three different deposition techniques for the intrinsic a-Si:H and σc-Si:H layers: MW-PECVD, HWCVD and VHF-PECVD. Besides achieving device quality layers, high deposition rates are targeted for intrinsic µc-Si:H. At that stage of the project, a "fair" assessment of the deposition techniques in terms of σc-Si.H deposition rates and cost effectiveness is still not possible, as the VHF process is at a far more advanced stage of development.

i) Deposition by MW-PECVD

A new pilot roll-to-roll system built by R&R in partnership with ECN was installed and ramped-up at ECN. The doped layers are obtained by using RF-linear sources (see [2, 3]), whereas the i- layer are deposited by MW-PECVD. The roll-to-roll system is fully operational, and several doped layers are now of satisfying quality [3]. The development of device quality intrinsic a-Si and µc-Si layers is underway.

ii) Deposition by HW-CVD

At the moment, the new chamber, designed and taken into operation by the University of Barcelona, is being used to perform HWCVD deposition of cells and layers in static mode. Currently, a roll-to-roll charger is being designed and will be installed in the system. More details are given in [4].

iii) Deposition by VHF-PECVD

VHF-PECVD deposition is performed in batch static process at UniNe and in the pilot roll-to-roll line at VHF.

As shown in section 3.3, VHF deposition allows high quality devices fabrication on PEN plastic substrates. µc-Si:H intrinsic layers have been deposited successfully on PEN foil in the roll-to-roll system at VHF.

Besides, intrinsic µc-Si:H layer deposition at 2nm/s are obtained in batch deposition but low compatibility with plastic substrates such as PEN is observed, associated in large part to substrate overheating. A deposition regime at 0.8nm/s in a new low-flow low-power regime compatible with low cost plastic substrates allows the fabrication of device quality layers.

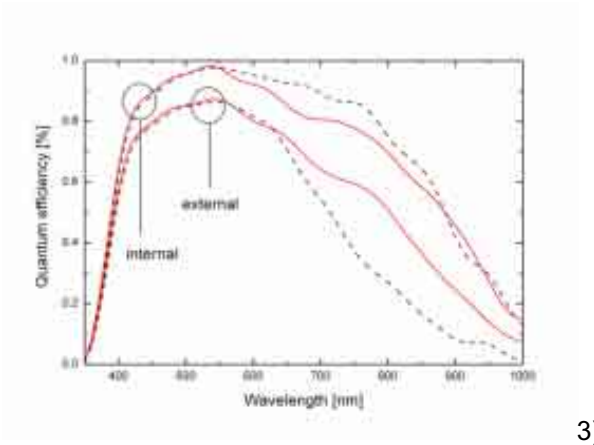
High efficiency solar cell fabrication on plastic

So far cell fabrication has been performed mostly on plastic foils. Table I reports the best laboratory cell results obtained for n-i-p a-Si:H, µc-Si:H and micromorph structures, deposited on PEN substrates, whereas part of the development for the a-Si and µc-Si cells has been performed in the frame of another project (OFEN 101191). The current values are obtained from EQE measurements. More details are given by T. Söderström et al [5]. The high J_{sc} values for the σc-Si:H cells (close to 24 mA/cm^2) indicates that the nanostructured substrates fully plays its role of light scatterer. Noticeably no light induced degradation is observed for the µc-Si cell which reaches an efficiency of 8.6% and is therefore suited for integration into micromorph devices. A remarkable initial efficiency of 10.9% is obtained for a tandem micromorph cell with a i-layer thickness of 270 nm.

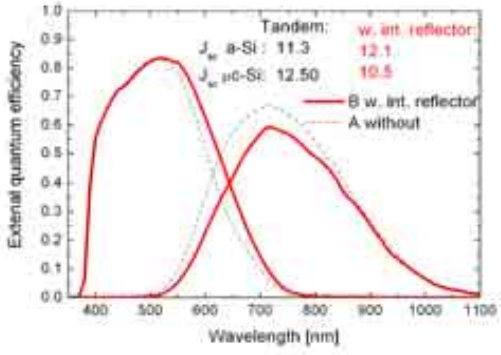
Table I: Best n-i-p laboratory cells obtained at UniNe by VHF-PECVD on plastic foils. The a-Si and µc-Si cells were redevelopped for incorporation into the tandem micromorph cell.

	J_{sc} (mA/cm^2)	V_{oc} (mV)	FF %	ξ %
σc-Si:H	23.85	510	70	8.6
a-Si:H	14.3	888	70	8.8
a-Si:H/µc-Si	**11.3**	**1350**	**71.5**	**10.9**

Figure 3 gives an example of results obtained when comparing the internal quantum efficiency (IQE) and external quantum efficiency (EQE) of µc-Si:H solar cells on textured and flat plastic substrates in the spectral range from 350 to 1000nm under short circuit conditions. The thickness of the σc-Si:H n-i-p stack amounts to 1.55 σm. When compared to cells on non-textured substrate coated with Ag and ZnO (80 nm), the light conversion of textured cells is enhanced in the spectral region above 700 nm. We find current densities (J_{sc}) of 17.9 mA/cm^2 and 22.8 mA/cm^2, respectively, revealing a gain of 27%. Figure 3 also includes the IQE's where the external data have been corrected by data from reflection measurements of the different solar cells. It is observed that the textured cell suffers from some loss in the spectral region between 650 and 800 nm. A possible origin could be an increased absorption in the reflective back contact; Indeed, surface textures have been reported to increase the absorptive losses in silver and other metallic layers [6].



3)



4)

Fig. 3: External and internal quantum efficiency (IQE) of 1.55 µm thick µc-Si:H cells on textured PEN (full) and flat reference (dashed lines).

Fig. 4: EQE of a tandem micromorph solar with (dashed lines) and without intermediate reflector (full lines). The µc-Si intrinsic layer thickness is only 1.2 µm in this example (check ref. [5] for details).

The J_{sc} of the micromorph tandem cells (11.3mA/cm^2) will be further increased by introducing additional optical features such as an intermediate reflector (IR) between the a-Si:H and µc-Si:H cells. Preliminary tests of intermediate reflector have been performed. When introducing an SiO_x based IR, a Jsc gain around 1mA/cm^2 is found in the top a-Si:H cell, as shown in Figure 4. The IR is prepared by PECVD and can potentially be integrated into a production line. The last developments on SiO-based intermediate reflectors are reported by Buehlmann et al. [7].

Interconnection

Electrical and optical modelling performed at UL-FEE, taking into account the improvements of pastes and TCO, demonstrates that interconnection losses below 10% should be achievable in a close future. More details are reported by K. Brecl et al. [8]. In parallel, the Ag paste technology is being improved at VHF and ECN. Also, screen printing with insulating inks is under development at ECN and a large number of laser scribing tests on various cells and substrates are performed at ROFIN. For laser scribing, the target is to achieve selective removal of Al/Ag rear contact and of front ITO (see Figure 5). Details of progress in interconnection will be reported by J. Löffler et al [9].

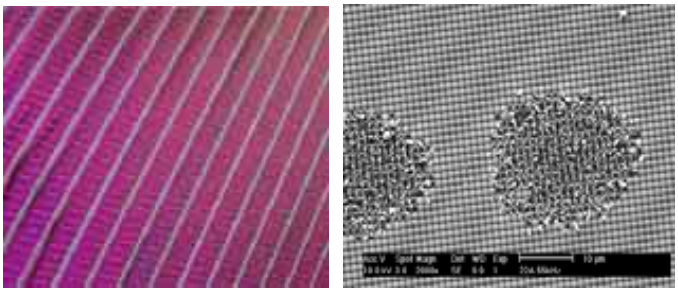


Fig. 5: Left: details of monolithically integrated contacts at VHF. Right: selective removal of ITO by pulsed laser ablation for cells on plastic gratings.

Pilot line at VHF-technologies

On flat plastic substrates, stable single junction a-Si:H modules (30x60cm^2) with efficiencies higher than 4.7% have been obtained. Preliminary tests have shown that it is possible to process textured substrates, and first a-Si:H cells with 6.8% initial efficiencies have been achieved.

Modules reliability and testing

Complete processes for the fabrication of low-cost and reliable flexible modules have been implemented at VHF. VHF's products were successfully tested with internal tools and are currently in process to obtain the independent IEC certification. Monitoring of outdoor modules are performed by UBA, UL-FEE and VHF. A 2.4 kW system mounted on a corrugated roof in Yverdon (Figure 6) yielded 1135 kWh/kWp in the last year, which is a high value for this location.

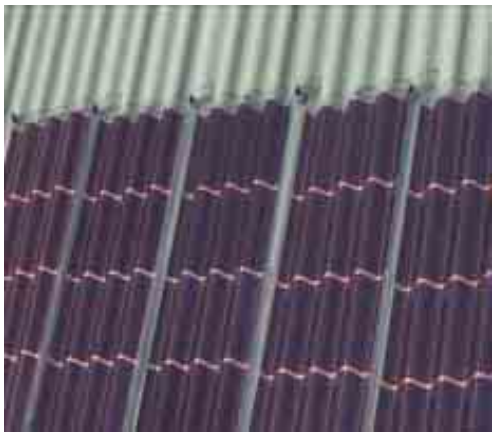


Fig. 6: Monitoring of outdoor modules produced by VHF. The 2.4 kW system yielded 1135 kWh/kWp in the last year.

Towards low costs

Costs estimates based on realistic assumption have been performed by the different industrial partners, FEP and ECN, with the following assumptions:

- Standard EVA/ETFE front lamination (major cost item)
- BIPV model used for the added costs
- No junction box cost
- Rent, energy, insurance, maintenance not considered
- 5 years depreciation, production site Europe.

The calculations are based on a reference plant producing 1 Mio sqm/y of flexible encapsulated modules for building integrated PV in 2008-2010. As a main results, a direct production cost lower than 0.8 €/Wp is calculated for a-Si:H single junction reference solar modules (efficiency ~5%) and a first approximation of the cost of a project plant to produce 1 Mio sqm/y of 10% efficient a-Si:H/σc-Si:H modules leads to a significant improvement and would result into cost < 0.6€/Wp.

Towards mass production

Multi-pass single chamber at VHF-Technologies based on new electrodes developed within the project have been installed. This allows an enhanced throughput and improved process reliability. Based on these advanced electrode designs, a pilot line for 2MW-5 MW capacity is built at VHF. In parallel, the setting-up a 25 MW production plant is underway.

In addition, other developments in the project could lead to added exploitations impacts:

- "Turn-key roll-to-roll deposition systems", or even turn-key full production lines by R&R,
- Laser tools for roll-to-roll PV,
- Advanced substrates and processes for high efficiency thin film silicon modules.



Fig. 7: Multi-pass single - chamber processing at VHF-Technologies.

Collaborations

The essentially collaborative nature of the project ensures a dynamic exchange of know-how, samples and technological advices among the partners. Regular meetings take place and this project strongly contributes to reinforce the links between different industries and research institutions in Europe.

Conclusions and outlook

In this second project year, improvements in virtually every sector pertaining to the technology development could be achieved. Considering the promising cost calculation and the results achieved in the first part of the project, Flexcellence clearly brings flexible thin film Si PV one step closer to cost-effective mass production in Europe. In 2008, the objective is to continue the equipment developments undertaken by the different group and industry, and to combine the best cell processes with interconnection schemes to demonstrate high efficiency flexible thin film micromorph modules

Aknowledgments

The Flexcellence partners are acknowledged for participating to the elaboration of this report.

Referenzen

[1] V. Terrazzoni-Daudrix et al., ***Proc. 21th EU-PVSC Conf., Dresden, Germany***, 2006 and C. Ballif et al. ***Proc. 22nd EU-PVSC Conf. Milano, Italy, 2007***

[2] BB. Van Akken et al. ***To be published in the proceedings of the 22nd EU PVSEC, Milano, Italy, 2007***

[3] W. Soppe et al. ***To be published in the proceedings of the 22nd EU PVSEC, Milano,Italy, 2007***

[4] P.A. Frigeri et al. ***private communication***

[5] T. Soderstrom et al. ***To be published in the proceedings of the 22nd EU PVSEC, Milano, Italy, 2007***

[6] J. Springer, A. Poruba, L. Müllerova, M. Vanacek, O. Kluth, B. Rech, J. Appl. Phys., 95 (3), (2004), p. 1427,

[7] P. Buehlmann et al. ***to be published in App. Phys. Lett***.

[8] K. Brecl et al. ***To be published in the proceedings of the 22nd EU PVSEC, Milano, Italy, 2007***.

[9] J. Löffler et al., ***PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007***.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

ATHLET
ADVANCED THIN FILM TECHNOLOGIES FOR COST EFFECTIVE PHOTOVOLTAICS

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	N. Wyrsch, C. Ballif
Institution / Company	Institute of Microtechnology (IMT) / University of Neuchâtel
Address	Rue A.L. Breguet 2, 2000 Neuchâtel
Telephone, E-mail, Homepage	+41 32 718 33 57, Nicolas.wyrsch@unine.ch, www.unine.ch/pv
Project- / Contract Number	IP 019670
Duration of the Project (from – to)	01.01.2006 – 31.12.2009
Date	December 2007

ABSTRACT

ATHLET (Advanced Thin Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics) is an European integrated project (IP) financed by the 6th framework program. The consortium of 23 partners (and 5 associated partners) from 11 EU countries is led by HMI Berlin. The consortium comprises also 3 Swiss partners: IMT, Oerlikon and the ETH Zurich. ATHLET's main goal is to provide scientific and technological basis for an industrial mass production of cost effective and highly efficient, environmentally sound, large-area thin film solar cells and modules. It focuses thus in the development of thin-film silicon solar cells and modules, as well as chalcopyrites cells and modules with Cd-free buffer. The project aims at providing production and module concept for a price/efficiency ratio of 0.5 €/W_p or lower.

Regarding thin-film silicon, the project target is to developed micromorph tandem > 1 m^2 modules with a stable efficiency of 10% fabricated at a deposition rate of at least 10 Å/s. In parallel, small area cells will be further developed (next generation of cells) in order to reach a stable efficiency of 14%.

Within the second year, IMT work within Athlet was split on the further development of micromorph tandem on small area, on the development of micromorph tandem cell components in an industrial KAI-S reactor and on the set-up of our new double chamber KAI-M reactor (including process transfer and diagnostic tool implementation). The work on small area focused mainly on the improvement of the light management in the micromorph tandem, by introducing anti reflection layers and a new intermediate reflector aiming at 12% stable efficicieny. In the KAI-M system, a-Si:H top cell has been considerably improved and a new deposition regime at lower power for σc-Si:H was explored in order to reduce powder formation and heating of the substrate. Initial efficiencies of ∅10.5% have been obtained for both a-Si:H and micromorph tandem cells.

Introduction / Project goals

This project focuses on the most promising material and device options for thin film technologies, namely cadmium-free cells and modules, based on amorphous, micro- and polycrystalline silicon as well as on chalcopyrite compound semiconductors (CIGS). Research is organized either along the value chain of each technology or with a trans-disciplinary (or trans-technology) character in order to target every aspect of the module development from the substrate to the encapsulated module.

The overall goal is to provide the scientific and technological basis for an industrial mass production of cost effective and highly efficient, environmentally sound, large-area thin film solar cells and modules.

By drawing on a broad basis of expertise, the entire range of module fabrication and supporting R&D is covered: Substrates, semiconductor and contact deposition, monolithic series interconnection, encapsulation, performance evaluation and applications.

The main objectives are:

- significantly reducing the cost/efficiency ratio: towards 0.5 €/W_p on the long run
- providing the know-how and the scientific basis for large-area PV modules by identifying and testing new materials and technologies with maximum cost reduction
- developing the process know-how and the production technology as well as the design and fabrication of specialised equipment resulting in low costs and high yield in the production of large area thin film modules.

In the case of thin-film silicon solar cells, the specific objectives are the following:

- The development of large area micromorph modules (> 1 m^2) with a 10% stable efficiency deposited at ~10 Å/s
- A production concept for module cost < 0.5 €/W_p

Development of high efficiency thin-film Si cell on small area is also part of the project with a target stable efficiency of 14%.

Description of the project

The project is organised in 6 sub-projects (SP, cf. Fig 1):

- 2 sub-projects for the large-area development of CIGS modules thin-film Si modules
- 3 supporting sub-projects for new cell concept development (high efficiency cell development), device modelling and characterisation and module aspects (substrates, contacts and encapsulation)
- One sub-project dealing with sustainability, training and mobility.

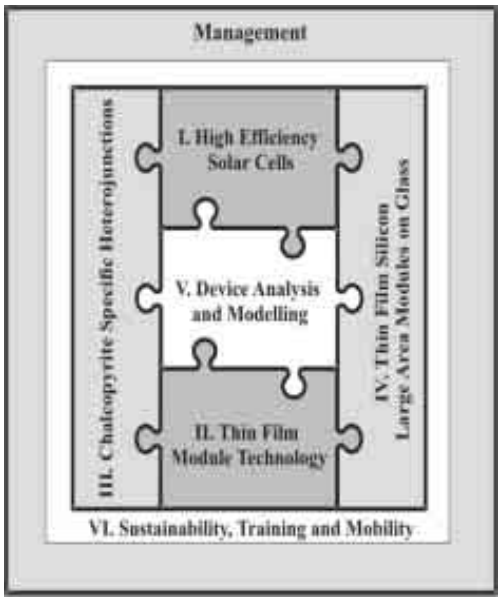


Fig. 1: Schematic organisation of the Athlet project with its 6 sub-projects. Two vertical sub-projects (SP) are oriented along the value chain:

- SP III focuses on large area, environmentally sound chalcopyrite modules with improved efficiencies
- SP IV deals with the up-scaling of silicon based tandem cells to an industrial level.

Four horizontal sub-projects have a trans-disciplinary character:

- SP V provides analysis and modelling of devices and technology for all other sub-projects.
- SP I will demonstrate higher efficiencies of lab scale cells.
- SP II focuses on module aspects relevant to all thin film technologies.
- SP VI ensures that the performed work have a positive impact on the environment and the society.

The Athlet consortium comprises 23 partners from 11 EU countries, including 7 industrial partners, research centres and academic institutions. Athlet is coordinated by HMI Berlin (D). Three Swiss partners are participating: The University of Neuchâtel (IMT) which is coordinating SP IV (SP IV) while also participating in SP I, Oerlikon which is also participating in SP IV and the ETH Zurich (Prof. A. Tiwari) is participating in SP I and III.

Results

Small area thin-film silicon cells

Cell development on small area cell was also performed in the framework of an OFEN project. The main deliverables for the Athlet projects for 2007 were the following:

1. Micromorph tandem cell with intermediate reflector with a open-circuit voltage ∅1.4 V
2. Micromorph tandem cell with a stable short-circuit current of ∅13 mA/cm^2
3. Micromorph tandem cell with a stable efficiency of ∅12%

The first deliverable was achieved in June 07. Micromorph tandems (with SiO_x based intermediate reflectors) with more than 13 mA/cm^2 and 12% initial performance were very recently fabricated. Stable values of the short-circuit and efficiency is not yet known. However, assuming known degradation figures and the deposition of a front ant-reflective coating, these cells should satisfy the the defined deliverables targets. More details on the results are presented in the report of the OFEN project.

Large area thin-film silicon cells

The up-scaling path from small area reactor to the large area KAI 1200 reactor of Oerlikon (1.4 m^2) goes through 2 intermediate sizes, i.e. the KAI-S (35x45 cm^2 electrode size, work done at IMT) and KAI-M (45x55 cm^2 electrode size, work done at Oerlikon and also now at IMT).

Main deliverables for IMT on 30x30 cm^2 was the fabrication of micromorph test cell (1 cm^2) with intermediate reflector with > 10% efficiency as well as the fabrication of micromorph test cell deposited at least 10 Å/s with ∅9% initial efficiency.

In order to attain the 10% efficiency, it was necessary to improve the amorphous cell to be used as top cell in the micromorph tandem cell. Especially fill-factor and short circuit current needed to be improved. By optimizing doped and intrinsic layers a significant increase in both parameters was achieved: The new state of the art cell efficiency in KAI-S reactor is now >10% and the best cell reached 10.5% initial efficiency on 0.25 cm^2 cell surface. The other cell parameters are: V_{oc}= 888 mV, FF= 75.4%, J_{sc}= 15.65 mA/cm^2. The I(V) characteristics are shown in Fig. 2.

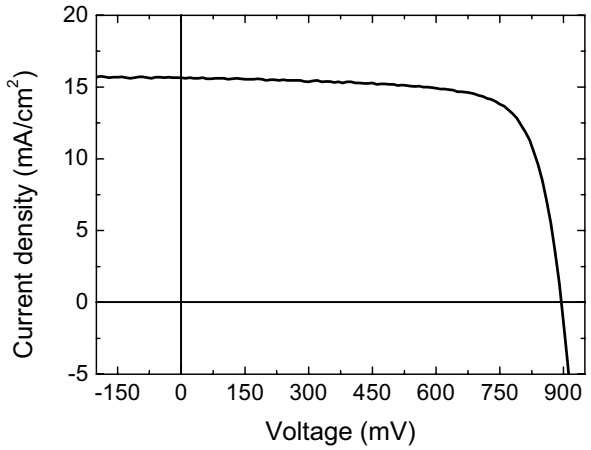


Fig. 2: IV curve of amorphous silicon solar cell in KAI-S system at IMT. Initial best cell efficiency for 250 nm thickness is 10.5%.

A new regime for the microcrystalline solar cell deposition was developed, despite the good results obtained in 2006 with a regime at 0.7 nm/s. Two reasons which triggered this development were first the empirical observation of powder formation during deposition and secondly the substantial substrate heating above 260°C measured during deposition. Thus, a new deposition regime at lower RF power was developed, reducing powder production and reducing the substrate heating to below 210°C. The deposition rate is 0.55 nm/s. The best µc-Si cell so far has 8.0% efficiency and is characterized by V_{oc}= 513 mV, FF= 70.1%, J_{sc}= 22.48 mA/cm^2 for a cell surface of 0.25 cm^2 and 1.4 σm thickness (cf. Fig. 3).

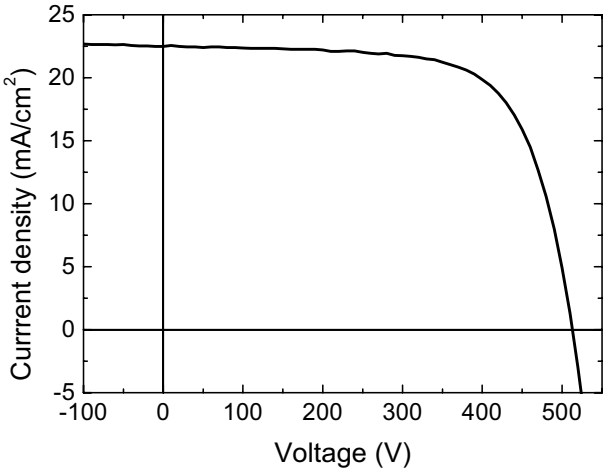


Fig. 3: I(V) curve of micro-crystalline silicon solar cell in KAI-S system at IMT. The best cell efficiency for 1.4 σm absorber thickness is 8.0%

The two cells were combined in a micromorph cell. The intermediate reflector was deposited ex situ in a small area system to increase the current in the top cell. The area of the cell was 1.2 cm^2. The I(V) curve of the best cell is displayed in Fig. 4. The cell parameters are as follows: V_{oc}= 1.32 V, FF= 70.2%, J_{sc} = 11.4 mA/cm^2 which adds up in an initial efficiency of 10.6%. This latter value satisfies the first milestones mentioned earlier. Short-term improvement is expected to boost the efficiency above the 9% efficiency stable target. The next challenge will be to keep that efficiency while rising the deposition rate to the final target of 10 Å/s.

Finally it should be noted that all results are given for solar cells prepared on ZnO transparent front contact prepared at IMT.

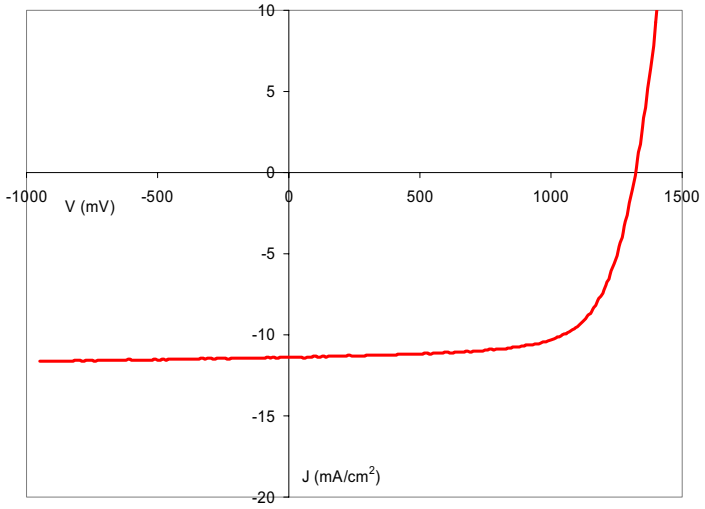


Fig. 4: I(V) curve of micromorph solar cell in KAI-S system at IMT. Best cell efficiency for layer thicknesses of 250 nm for the amorphous and 1.6 σm for the microcrystalline thickness is 10.6%

Large area cluster deposition systems

The KAI-M system has been assembled and started operation during the first 6 months of 2007. Figure 5 shows the KAI-M deposition system installed in the clean room and fully operational (with one chamber). The second half of 2007 has been used to check the system for various layer depositions. Transfer of processes for a-Si:H and σc-Si:H from the KAI-S to the KAI-M has been performed as well as first device fabrication. The system is now fully operational and can be used for R&D. The second chamber which is already present will accommodate a modified version of the KAI-M plasma box and be put in operation next year.



Fig. 5: picture of large area KAI-M cluster deposition tool with one operational chamber.

In this KAI-M system, two plasma diagnostic tools have been implemented and are used:

1. Optical emission spectroscopy (OES): This characterization tool allows a qualitative analysis of the optical emission of plasmas used for silicon thin film deposition. The integrated intensity of the H_ζ and H_η emission lines can be related to the electron temperature (under certain experimental conditions) and allow a monitoring of the plasma conditions which are important for σc-Si:H growth.
2. Peak to peak voltage measurement on RF driven electrode: The second characterization tool allows a quantitative measure of the peak to peak voltage at the RF driven showerhead electrode in the KAI-S deposition system. This parameter is useful as it is related to the plasma potential V_p and to the potential drop across the plasma sheath. Thus, it can be used to estimate or compare the ion bombardment energy on the surface of the growing film, provided some assumptions are made as well.

Further diagnostics tools for powder formation as well as for silane depletion monitoring are being considered and will probably being set-up next year.

Results on ultra-large area (> 1m^2)

Even though not the topic of this report, it is worth mentioning the improvements at the industrial level in this project. In particular the company OC Oerlikon, could demonstrate a first large area micromorph module (1.3x1.4 m^2) at the 22nd EUPVSC conference in Milano. This module with an apperature area of 1.337 m^2, had an initial aperture area efficiency of 9.46% (cf. Fig. 6). More details are reported in [6].

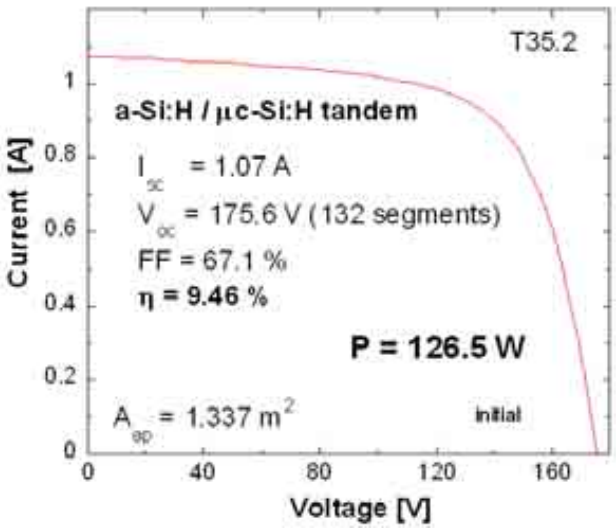


Fig. 6: 1.4 m^2 micromorph p-i-n tandem module with 126.5 W initial efficiency fabricated by OC Oerlikon in Kai 1200 PECVD reactors.

Conclusion

Despite the large size of the Athlet consortium, the organization in sub-projects allows relative good research efficiency and fruitful collaborations. These collaborations comprise the exchange of layers, cells, measurement results, services, but also discussions and experience exchanges during project meetings. Significant progress have been made toward the final objectives of 14% stable efficiency on small area and 10% stable efficiency on 1.4 m^2 micromorph modules.

Collaborations

Beside the strong partnership between OC Oerlikon and IMT, this Athlet project allows a fruitful collaboration with the Jülich Forschungszentrum, the Institute of Physics of the Academy of Science of Prague, the University of Patras (Greece), Schott Solar in Germany, Saint-Gobain Research, among the most important ones.

In November 2007, a TCO workshop was also organized by IMT in Neuchâtel for the Athlet community. The motivation for this workshop was to share TCO knowledge and questions between researchers working on the various thin-film cell technologies. More than 40 people from 15 different Athlet institutions attended this 2 days workshop.

References

[1] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, C. Ballif, L. Fesquet, ***"Recombination through amphoteric states at the amorphous/crystalline silicon interface: modelling and experiment"***, Proceedings of NUMOS-workshop (Numerical modelling of thin film solar cells), Gent (B), pp. 141-149, March, 2007

[2] N. Wyrsch, S. Dunand, C. Ballif, ***"Bifacial a-Si:H solar cells: Origin of the asymmetry between front and back illumination"***, Proceedings of NUMOS-workshop (Numerical modelling of thin film solar cells), Gent (B), pp. 289-294, March, 2007

[3] P. Buehlmann, A. Billet, J. Bailat and C. Ballif, ***"Anti-Reflection Layer at the TCO/Si Interface For High Efficiency Thin-Film Solar Cells Deposited On Rough LP-CVD Front ZnO"***, to be published in Proceedings of the 22th EU PVSEC Conference, Milano (I), 2007

[4] P. Buehlmann, J. Bailat, D. Dominé, A. Billet, F. Meillaud, A. Feltrin, and C. Ballif, ***"In situ silicon oxide based intermediate reflector for thin-film silicon micromorph solar cells"***, Applied Physics Letters, 143505, Vol 91 , 2007

[5] J. Bailat, D. Dominé, P. Buehlmann, A. Billet, A. Feltrin, F. Meillaud, T. Söderström, X. Niquille, F. J. Haug, V. Daudrix-Terrazzoni, N. Wyrsch and C. Ballif, ***"Thin Film Silicon Solar Cells: Latest Developments in Europe"***, to be published in Proceedings of the 17th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-17), Fukuoka (J), 2007.

[6] U. Kroll et al. to be published in the ***proc. 22nd EU-PVSC, Milano*** (I), 2007

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

SIWIS

ULTRA THIN SILICON WAFER CUTTING BY MULTI-WIRE SAWING

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	A. Bidiville, K. Wasmer, P. M. Nasch, M. Van der Meer, C. Ballif, J. Michler
Institution / Company	Empa – Materials Science and Technology
Address	Feuerwerkerstr. 39, CH-3602 Thun, Switzerland
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 33 228 29 71, kilian.wasmer@empa.ch, johann.michler@empa.ch, http://www.empathun.ch/
Project- / Contract Number	CTI Nº 7730.2 NMPP-NM
Duration of the Project (from – to)	01.12.05 – 30.11.07
Date	13.12.2007

ABSTRACT

The objectives of the SIWIS project are to understand and to control the surface defect generation mechanisms governing the yield in multi-wire sawing of silicon wafers. The development activities of the project focus on analysing and characterising surfaces of sawn wafers and to develop models to predict surface damage during free wire sawing. The main motivation behind this project is to develop a multi-wire-sawing process technology that allows mass production of thin crystalline silicon wafer (<100σm) suitable for solar cell production. As of today, the following specific points were achieved:

- Measurement of roughness of sawn wafer to determine the influences of sawing parameters.
- Measurement of sub-surface defects of sawn wafer to determine the effects of sawing parameters.
- Scratching and indentation of silicon by conventional and *in-situ* scanning electron microscope. This study allows a fundamental understanding of the deformation process in silicon.
- Compression tests of micro-pillars under Raman spectroscopy, which allows to explore phase transformations and fracture mechanisms under uniaxial stress
- Development of a bench test for wafer strength measurements
- A correlation between the roughness and the cracks depth was found for varying sawing parameters. The same trend was observed on fracture strength.

Introduction / project goals

Silicon wafering for the PV industry is made by multi-wire slurry saw (MWSS).The cost of solar cells is mainly driven by the cost of silicon raw materials. One way to decrease these costs is to cut thinner wafers. The current wafer thickness in production is about 220 – 200 µm. This thickness is limited by the wafers strength due to the presence of sub-surface defects (SSD) introduced by the sawing process. The production of stronger wafers will not only allow to cut thinner wafers, but also to increase the wafers yield during subsequent production steps.

The goal of this project is to understand the principle of MWSS and the influence of sawing parameters on wafers strength to finally be able to cut 120 µm thick wafers. In order to do this, a dual approach was chosen: in the one hand a more fundamental direction aiming at understanding the deformation process of silicon during contact loading and on the other hand a more applied direction aiming at understanding the influence of the sawing parameters on the SSD and on the wafers strength. Thus, the goals of the projects were:

1. To understand the deformation process of silicon during scratching and indentation
2. *In-situ* observation of deformation process, crack initiation and propagation during scratching and indentation.
3. To control the roughness of surfaces, and the initiation and propagation of microcracks during sawing.
4. To identify and understand the interaction of slurry flow, wire motion and rolling-indenting particles.
5. To understand and model the crack propagation with respect to the different length scale
6. Classification of the Sub-Surface Defects (SSD) with respect to MWSS parameters
7. Set-up a test bench to measure the mechanical fracture strength of sawn wafers

Technical Summary

In essence, a Mutli-Wire Slurry Saw (MWSS) consists of a wire being managed to constitute a multi-wire web, allowing an abrasive liquid to penetrate an ingot driven through the web. More specifically, it consists of one 120-160 µm-diameter steel wire moving, either uni-directionally or bi-directionally, on the surface of the workpiece (e.g., a silicon ingot). The single wire is wound on wire-guides carefully grooved with constant pitch forming a horizontal net of parallel wires or web (Figure 1a). The wire-guides are rotated by drives, causing the entire wire-web to move at a relatively high speed (10-20m/s). A couple of high flow-rate nozzles are feeding the moving wires with an abrasive suspension (“slurry”) into the cutting zone. The workpiece (or the wire-web) is moved vertically. The wire tension is maintained constant (20-30 N) during the cutting process with state-of-the-art feedback control. A wire feed reel provides the length of a new wire and a wire take-up reel stores the used wire.

In MWSS, material is removed by third-party free abrasive grains transported in a liquid media (slurry). The primary functions of the slurry are as follows: (i) carrying the abrasive particles to the cutting zone; (ii) flush away workpiece chips and residues (kerf); (iii) heat removal by the slurry liquid carrier. Most commonly used slurries are oil-based, water-soluble and water-based coolant, with generally SiC as abrasive.

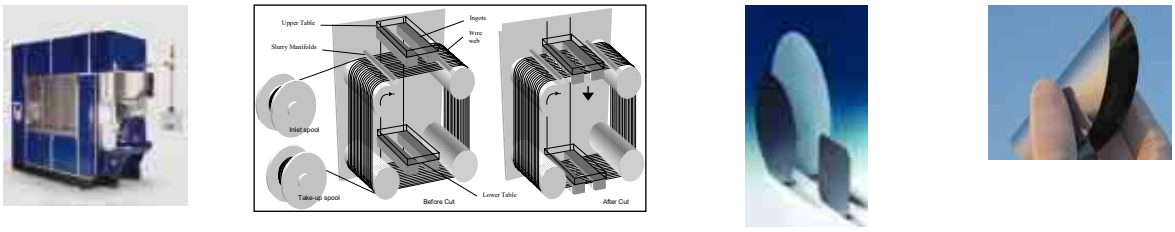


Figure 1: a) Schematic of a mutli-wire slurry saw, b) silicon wafer sawn, c) silicon wafer containing no defects

Results

Defects characterization

The depth of the defects present under the surface of the wafers was measured. This was done by polishing a wafer sample with a slight angle in respect to its surface and observing this polished surface by optical microscopy. The depth of each crack was measured in order to have a crack depth distribution. This procedure was done for different chosen sets of sawing parameters to quantify the sawing quality with respect to the sawing parameters. The so obtained distribution can be fitted to an exponential distribution in the form of $p(d)=Ae^{-bd}$, where d is the depth of the crack, A is a pre-exponential parameter and $1/b$ is the crack characteristic depth. This last parameter determines the diminishing rate of crack density in function of depth and allows the comparison between different cracks depth distributions. An example of such measurement is given in Fig. 2 [1].

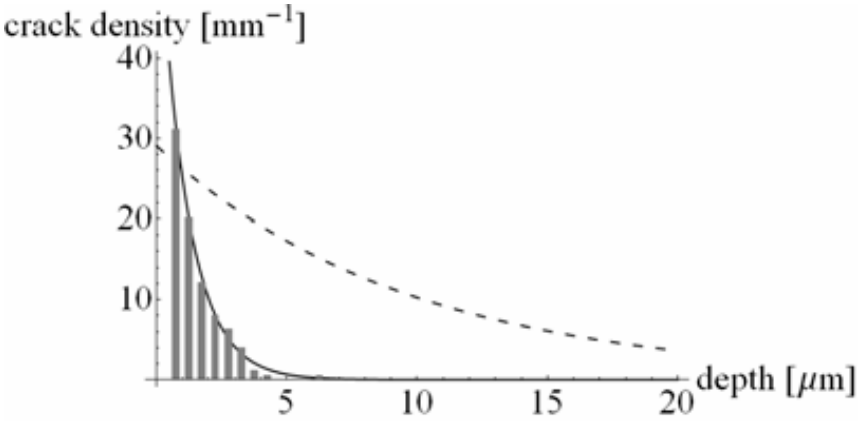


Figure 2: Crack depth distribution for the wafers cut with the smallest abrasive. The plain exponential curve is fitting the measured distribution quite well. As a comparison the dashed curve represents the fitted distribution of the wafers cut with the coarsest abrasive [1].

The quality of a cut is defined here by the quantity of cracks, particularly the deepest ones, because they have the biggest influence on yield stress. Thus, a cut with a lot of defects near the surface but fewer defects further deep than another cut will be said to be of better quality than the second one.

The crack depth distribution depends on the position of measurement. Actually, a measurement made near the exit of the wire will be of better quality than a cut made near the entrance. Furthermore, the direction on which the cracks depth measurement is done also have an influence. If it is made in a direction parallel to the wire movement, the results will be worst than if the measurement is made perpendicular to it. The parameter having the strongest influence on crack depth is the abrasive grit size, but the other parameters studied also have an impact.

Roughness measurements

It has been observed that the direction of roughness measurement has a negligible influence on the results. Thus the analysed measurements were taken perpendicular to the wire direction, as for the crack depth distribution measurement.

As for the cracks depth, the influence of sawing conditions can clearly be seen on Figure 3, with the same tendencies than for the crack depth distribution. The average roughness parameter R_a is ranging from 0.3 to 1.7 µm, which means that for the worst cut, the roughness represents more than 1 % of the total thickness of the wafer.

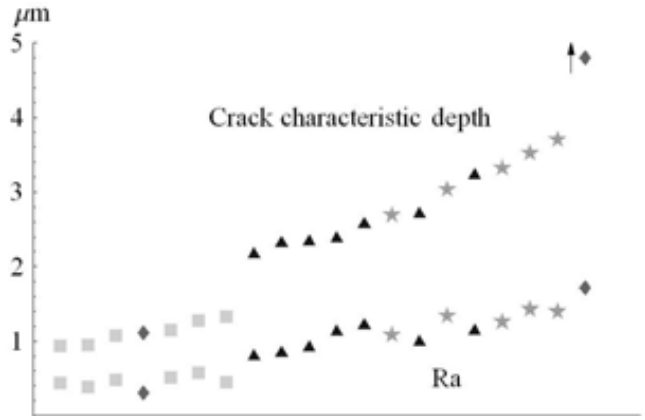
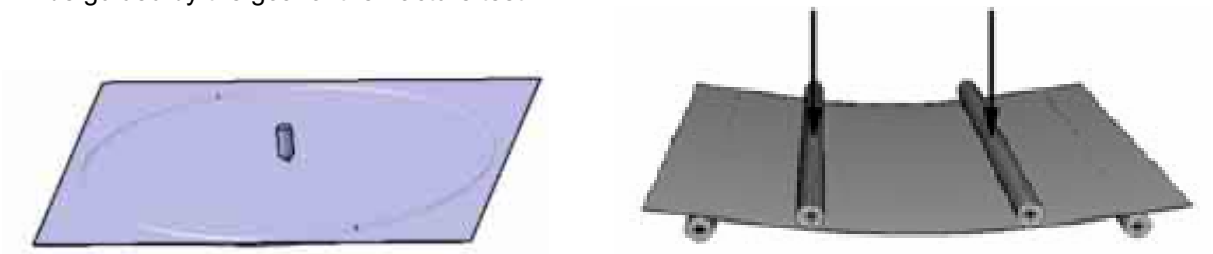


Figure 3: Crack depth characteristic length (l/b) (top) and average roughness (bottom), sorted in crack depth ascending order. The diamonds on the left represent the sample cut with the finest abrasive, the ones on the right represent the cut with the coarsest abrasive. Squares are cut with small, triangles with standard and stars with coarse abrasive [1].

As crack depth distribution and roughness are correlated with each other, the measurement of roughness provides a good indication on the sawing quality in a non destructive way. Unfortunately, this measurement method is global and gives an average crack depth. On the opposite, the strength of the wafer depends on the depth of the most important crack, which is by its nature not measured in this way.

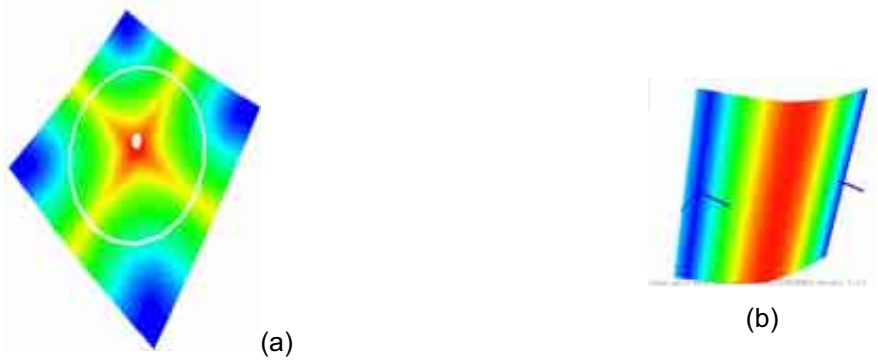
Mechanical testing

Different bending test configurations were analysed by finite element modelling, see Fig. 4 and Fig. 5. Two examples of the geometries are presented in Fig. 4 and the results of the respective maximum principal stress are given in Fig. 5. As expected, line bending and point bending test results are significantly different. Considering the point ring test in Fig. 5 (a), the area with the maximum stress is localised at the very centre of the wafer. Therefore, only the strength in the centre of the wafer and at the vicinity of the punch is tested. The 4-points test in Fig. 8 (b), the edges are also under stress and the strength value would also take into account defect at the edges. Hence, the final choice of the test will be guided by the goal of the fracture test.



(a) (b)

Figure 4: Example of 2 types of tested geometries (a) point bending test and (b) 4 points bend.

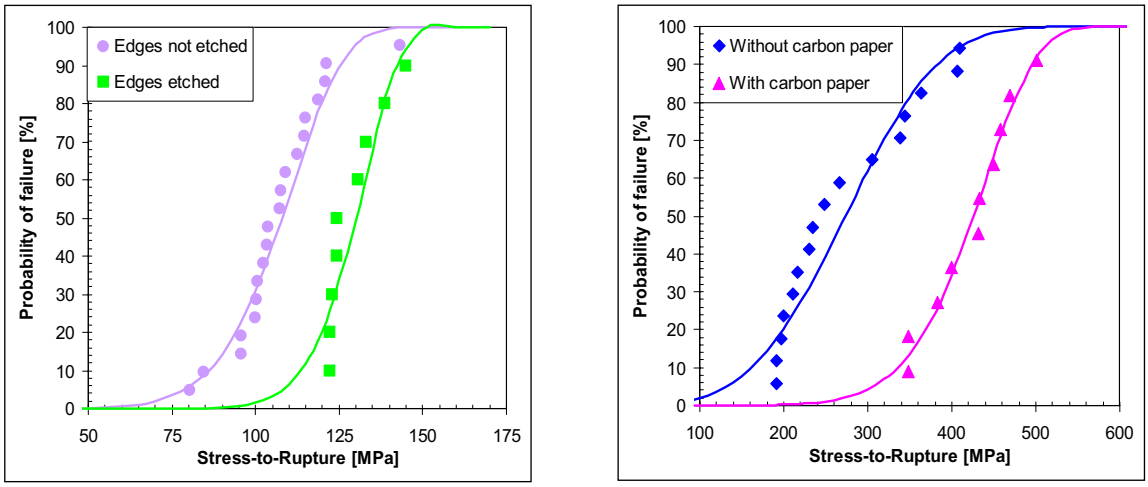


(a) (b)

Figure 5: Finite element results of the two examples of tested geometries (a) point bending test and (b) 4 points bend. In red the maximum of the maximal principal stress and in blue location were the stress is close to 0.

The test methodology was optimized in order to have results as relevant as possible [2]. It was found that the edges of the wafers were paramount for the fracture stress, see Fig 6a where the effect of etching the edges (i.e. removing the cracks on the edges) is shown. In consequence, the test chosen was the ring-on-ring test, which stresses a large area in the center of the wafer but leaves the edges free of stress. Finally, the importance of the contact between the testing tool and the wafer was investigated, and it turned out that the use of carbon paper at the contacts helped improving the fracture strength measured, as it can be seen in Fig. 6b. An explanation comes from the fact that without carbon paper, the contact between the tool and the wafer is made on the hills present on the rough surface of the latter. This localized contact may induce stress concentrators and prevent the relative sliding of the two bodies needed for bending the wafer. This added stress will in turn diminish the fracture stress and introduce a random breaking.

The influence of sawing parameter on fracture strength can be seen on Fig. 7, where the cut sawn with the coarsest abrasive is compared with the cut made with the thinnest abrasive.



(a) (b)

Figure 6: Influence of the test methodology on the fracture strength distribution. a) Influence of edges defects. The wafers with the etched edges are stronger than the wafer without etched edges. b) Influence of carbon paper: without carbon paper, the fracture stress distribution is poorly fitted with a Weibull distribution and the mean fracture stress is lower than with carbon paper, where the fracture stress distribution is well fitted with a Weibull distribution [2].

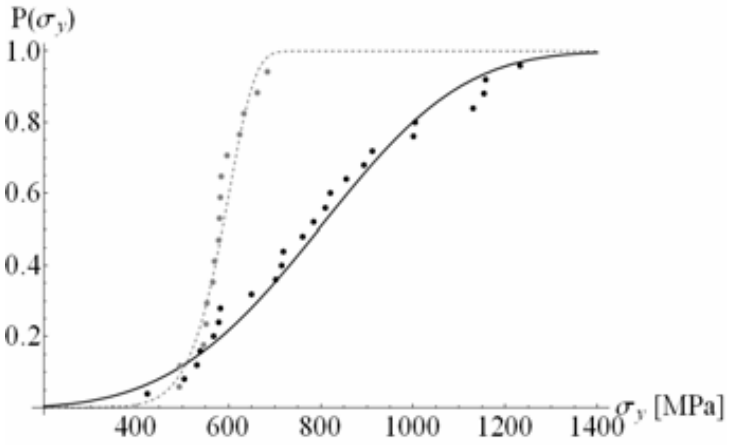


Figure 7: Yield stress distribution for two sets of wafers sawn with different conditions, in gray with the coarsest, in black with the finest abrasive. The other sawing parameters remain the same [1].

National Cooperation

Project Co-ordinator:

- Empa – Materials Science and Technology, Laboratory for mechanics of materials and nanostructures

Partners:

- Applied Materials Switzerland S.A, Cheseaux (formely HCT Shaping Systems SA)
- Ideal Chimic S.A., Geneva
- Institute of microtechnology, IMT, Neuchâtel
- EPFL - Fluid Mechanics Laboratory (LMF), Lausanne

Project evaluation and perspectives

In this project, the influence of several chosen sawing parameters was investigated. For this, a large number of cut with different sawing parameters were performed and analysed. In order to minimize the number of cut that had to be made to explore the influence of the chosen parameters, a Doehlert experimental design was used. This allowed to test the influence of four sawing parameters in only 21 different cuts. A good correlation between the average roughness and the crack depth distribution was found. The same tendency was found for wafer strength measurement. From this, the paramount importance of abrasive particle size in sawing quality was highlighted, as well as the relative importance of other sawing parameters.

Out of all the cut realized, it was possible to increase the mean fracture stress from 571 to 793 MPa, i.e. an increase of 36 %. With this higher strength, it will be possible to cut thinner wafers for the end of the project – namely 120 µm thick wafers – with still an acceptable strength.

Despite of the end of this CTI project, the collaboration between *Applied Materials Switzerland* and *Empa* will go on. A strong insight into wire sawing has been acquired, which opens new doors towards a further improvement of the process. The characterisation tools developed during this project allows to thoroughly analyse silicon wafers.

Publications from this project

[1] A. Bidiville, K. Wasmer, J. Michler, C. Ballif, M. Van der Meer, P. M. Nasch: ***Towards the correlation of mechanical properties and sawing parameters of silicon wafers***, Proceedings of the 22nd EUPVSEC, Milan, Italy, 2007.

[2] K. Wasmer, A. Bidiville, J. Michler, C. Ballif, M. Van der Meer, P. M. Nasch: ***Effect of strength test methods on silicon wafer strength measurements***, Proceedings of the 22nd EUPVSEC, Milan, Italy, 2007.

Other reports and results are confidential

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

SILICON RECYCLING FROM WAFERING WASTE TO PRODUCE REUSABLE PHOTOVOLTAIC FEEDSTOCK

FEASABILITY STUDY

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Dimitrov Anne, Hoffmann Patrik, Nasch Philippe
Institution / Company	EIG / EPFL / Applied Materials
Address	Rue de la Prairie 4, 1202 Genève
Telephone, E-mail, Homepage	+41 22 54 62 498, anne.dimitrov@hesge.ch
Project- / Contract Number	CTI 8829.2 PFIW-IW
Duration of the Project (from – to)	6 months (April 2007 – december 2007)
Date	7 december 2007

ABSTRACT

The objective of the SIRE project was the demonstration of a process that allows the recycling of 80% of the silicon saw residues contained in exhausted wire-saw cutting slurries from the production of silicon wafers for the photovoltaic (PV) industry. During the slicing of silicon blocks into thin wafers (150-200 micron thick) by multi-wire slurry sawing (MWSS) technology, around 50% of the silicon (or about 3 tons of silicon per MW produced PV power at 15% module efficiency), that entered the wafering process, is lost in form of fine, micron sized silicon powders which accumulate in the wire sawing slurries.

The operating conditions in laboratory tests have been developped and it was shown that silicon can be separated from silicon carbide in artificial mixtures as well as in real industrial waste samples. Process for Intellectual Property protection of the invention is ongoing.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

BIFACIAL THIN INDUSTRIAL MULTI-CRYSTALLINE SILICON SOLAR CELLS

BITHINK

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Philippe Nasch & Stefan Schneeberger
Institution / Company	APPLIED MATERIALS SWITZERLAND SA (formerly HCT SHAPING SYSTEMS SA)
Address	Route de Genève 42, 1033 Cheseaux-sur-Lausanne
Telephone, E-mail, Homepage	+41(0)21 731 91 00, philippe.nasch@amat.com, stefan.schneeberger@amat.com
Project- / Contract Number	503105 / BBW 03.0086
Duration of the Project (from – to)	09.2004 - 09.2007
Date	7.12.2007

ABSTRACT

The BiThink objective is to develop and demonstrate an industrial technology able to exert direct influence on the cost of photovoltaic systems. BiThink focuses on three key aspects: the use of bifacial cells and albedo modules as a simple way to increase the amount of energy collected, the increase in the number of wafers obtained from the slicing of silicon ingots and the use of a simple and efficient manufacturing process, able to combine high mechanical yields with reasonable cell efficiency.

Thin slicing of silicon ingots was carried out by HCT using the Multi-Wire Slurry Slicing technique (MWSS). The wafer thicknesses have been decreased from over 250 σm thick at start of project to lower than 100 σm (90σm). Wire diameters have been diminished from 160 σm to 120 σm. The target of the project was to go from the industrial value of 1800 wafers per linear meter of silicon ingot (w/m) towards the range of 3500 – 4000 w/m. Today's achievement is more than 3500 w/m for 156x 156 mm^2 multicrystalline silicon brick. The wafer thickness total variation is in average of 31 µm with standard deviation of 3 µm. The standard deviation for the mean thickness is only of 2 µm. This result means a gain of 88% over technology at the start of the project. Another challenging objective of the project was the singulation (separation of as-cut wafers) of thin wafers with high yield values. An innovative solution has been developed within this project that allows very thin wafers to be separated and handled limiting the stress applied on the wafer, hence reducing breakage rate.

Technology developed in the BiThink project is demonstrating impressive numbers in low consumption of silicon: 3500 wafers can be obtained from a meter of silicon ingot with a 95% yield that means 1.45 m^2 of silicon wafers from a kilogram of silicon. Using the current BSF bifacial technology, with an efficiency of 13%, 100% bifaciality and using the lower albedo factor of 30%, gives a consumption of 3.9 grams/Wp without taking account the yield. Using the 95% of yield for the slicing process and 90% for the solar cell production this number is 4.6 g/Wp. The simple optimization of cell technology to 15% of efficiency with bifaciality of 100% gives to values lower than 4 g/Wp.

BiThink shows impressive figures. Another important result is the large amount of new technology developed in the project in the areas of ingot slicing, post-slicing wafer separation, screen printing diffusion, mechanical handling, crack detection, and thin solar cell interconnection.

Summary of Applied Materials Switzerland's work within BiThink project:

The wafer thickness was decreased from 280σm down to 90σm. At the same time wire diameter was reduced from standard 160σm to 120σm. The combined effects of wafer thickness and wire diameter reductions yield an increased of Silicon usage by means of an increase of the number of wafers obtained per linear meter of silicon loaded into a multi-wire saw. Figure 1 shows the overall achievement: more than 3500 wafers per linear meter obtained in this work package.

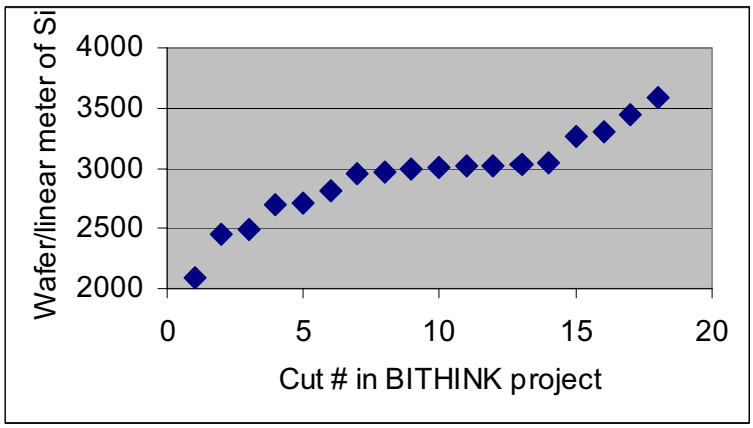


Figure 1: Increased in the number of wafer produced per linear meter of Si

Cleaning and singulation feasibility for thin 120σm-thick wafers have been demonstrated.

The technology makes use of an original principle (patent pending) based on molecular interactions (Van Der Waals forces). A prototype bench unit was built to present in time at the 21st European Photovoltaics & Solar Energy Conference and Exhibition held 4-8 September 2006 in Dresden (Germany).



Figure 2: Prototype built for demonstrating singulation capability of thin wafers

Description of the process flow:

The demo unit is built to illustrate 3 steps of typical wafer handling in real production environment.

1) The singulation
2) Wafer Quality Control and Sorting
3) The cassetting or carrier loading

The overall cost structure of wafering has been estimated. It appears clearly that silicon (raw material) is the dominant cost factor, followed in second position by the slicing consumables.

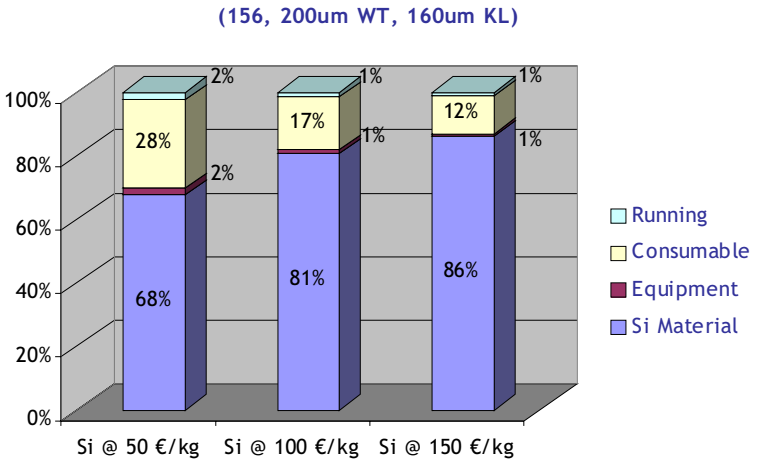


Figure 3: Overall cost structure for wafering with three different Silicon raw material market prices

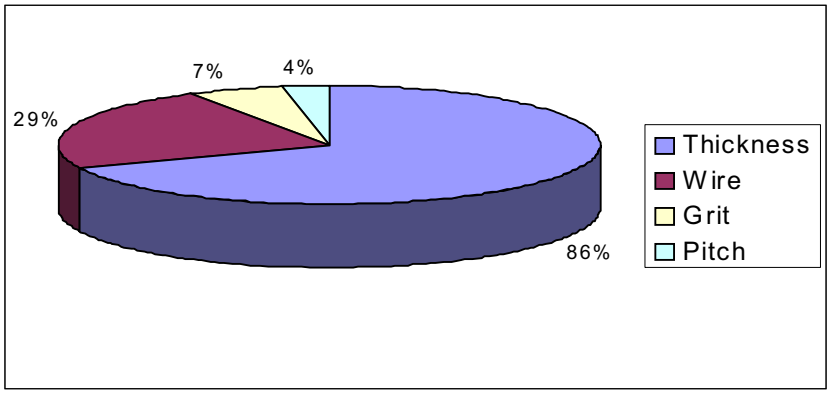


Figure 4: Relative importance of raw material usage factors

Within the slicing consumables, the cost of new slurry (abrasive SiC + coolant) accounts for more than 50%. Because the slurry plays a dominant role in cost of consumables, it becomes important to adapt recycling strategies of used slurry. Best overall cost savings in slurry consumables is obtained by combining external service (out-sourcing), and in-house equipment for slurry recycling. This way, end-users can easily reach 60% or more slurry cost reductions.

Table 5 summarizes the achievements in BITHINK by comparing the situation at start of project and the results obtained.

		Start of BITHINK	End of BITHINK
Wafer thickness	σm	240	120
Wire diameter	σm	160	120
Grit size	σm	13	9
Production yield	%	95	90
Raw material usage	m^2/kg	0.98	1.53
Cost	**€/m^2**	**102**	**65**
	g/W_p	**7.87**	**5.02**
	€/W_p	**0.79**	**0.50**

Table 5: 36% Cost reduction (€/Wp) achieved in BITHINK by reducing wafer thickness, wire diameter, and grit size. Cost calculations are made assuming 100€/kg of poly-silicon, 13% solar conversion efficiency, and a solar constant of 1 kW/m^2.

When comparing BITHINK achievements in terms of g/W_p obtained with market roadmap and trends (Figure 6), one can see that the present results are anticipating the market situation in 2 years from now.

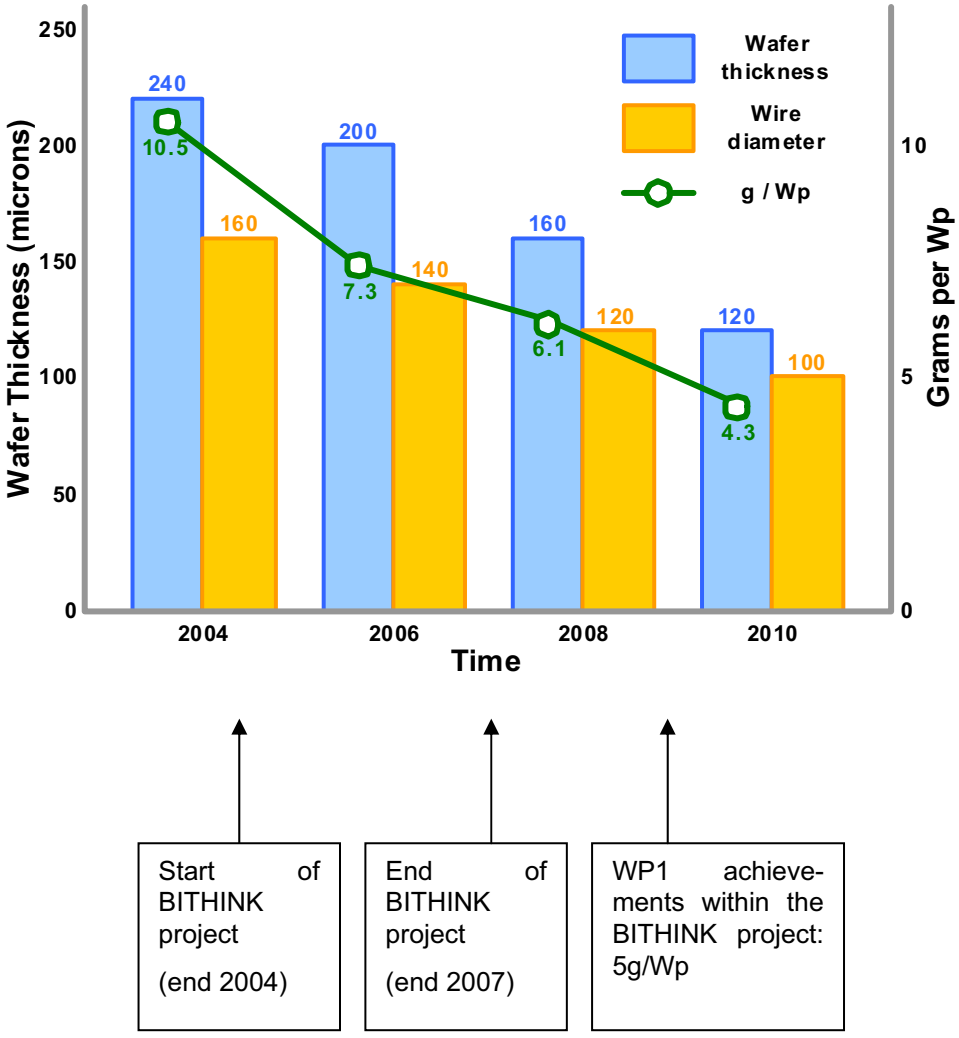


Figure 6: European market trend survey and roadmap

List of participants:

Partic. Role	Partic. no.	Participant name	Participant short name	Country	Date enter project	Date exit project
CO	1	Centro Nacional de Energías Renovables	CENER	Spain	1	36
CR	2	Isofotón, S.A.	Isofoton	Spain	1	36
CR	3	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems	ISE-Fhg	Germany	1	36
CR	4	Instituto de Tecnología Microelectrónica, UPV/EHU	TiM	Spain	1	36
CR	5	NPC Europe, GMBH	NPC-E	Germany	1	36
CR	6	HCT Shaping Systems SA	HCT	Switzerland	1	36
CR	7	University of South Florida	USF	USA	1	36
CR	8	Ferro Holland BV	Ferro	The Netherlands	1	36

Publications from the BITHINK project:

[1] J. C. Jimeno et al., ***Low Cost Using Ultra-Thin Bifacial Cells***, Proc. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 875-878, Milan, Italy, 3-7 September 2007.

[2] I. Hoces et al., ***An Industrial Process for Bifacial Solar Cells Based on Screen-Printing Techniques***, Proc. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1495-1498, Milan, Italy, 3-7 September 2007.

[3] E. Cereceda et al., ***Crack Origin And Detection in Thin Crystalline Solar Cells in a Production Line***, Proc. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1168-1170, Milan, Italy, 3-7 September 2007.

[4] H. Kerp et al., ***Development of Screenprintable Contacts for P^+ Emitters in Bifacial Solar Cells***, Proc. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 892-894, Dresden, Germany, 4-8 September 2006.

[5] G. Bueno et al., ***Simultaneous Diffusion of Screen Printed Boron and Phosphorous Paste for Bifacial Silicon Solar Cells***, Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1458-1461, Barcelona, Spain, 6-10 June 2005.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

LARGE AREA FLEXIBLE CIGS

Flexible CIGS solar cells on large area polymer foils with in-line deposition methods and application of alternative back contacts

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	D. Brémaud, M. Kälin, A. N. Tiwari
Institution / Company	ETH Zürich
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, E-mail, Homepage	+41 44 633 79 49, tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract Number	100964 / 152404
Duration of the Project (from – to)	01.12.2006 - 28.02.2009
Date	31.01.2008

ABSTRACT

Flexible $Cu(In,Ga)Se_2$, called CIGS, solar cells are important for a variety of terrestrial applications. This project aims at the development of high efficiency flexible CIGS solar cells on large area (up to 30 x 30 cm^2) polyimide foils. All the component layers (Mo by sputtering, CIGS by evaporation, CdS by chemical bath deposition, ZnO/ZnO:Al by sputtering) of the flexible solar cells will be grown on in-line moving substrates. The “home-build” CIGS and customised CdS deposition equipments will be improvised with emphasis on improving the performance, process reproducibility and large area in-line deposition capabilities. A low temperature CIGS deposition process and controlled Na incorporation will be optimised towards developing 12% efficiency flexible solar cells with all in-line processes is still higher than the current state of the art of worldwide competing groups on this topic.

Alternative electrical back contacts to conventional Mo will be developed on flexible polyimide foils. The deposition processes will be optimized for flexible CIGS solar cells on alternative back contacts and their advantages will be evaluated.

The developed evaporators were evaluated in terms of evaporation profiles and layer thickness and composition across the substrate width were analysed. Reasonable homogeneity was obtained over a substrate width of at least 25cm. Further the chemical bath deposition equipment was redesigned for large area substrates and optimized for minimal waste products.

Introduction / Project Goals

The focus of this project is on up-scaling the deposition processes of flexible Cu(In,Ga)Se2, called CIGS, solar cells on polyimide foils with emphasis on improving the performance, process reproducibility and large area deposition capabilities.

We have been developing deposition equipment for large area deposition of CIGS and CdS layers using our own designs. These in-house assembled equipments can accommodate substrate size up to 30 x 30 cm^2, but the area of useful layers in terms of thickness and composition uniformity suitable for solar cell processing will be smaller because of the size of the deposition chambers. Several components of the CIGS deposition system, for example the crucially important linear evaporation sources and substrate heating and moving mechanisms, have been developed by our group through a project partly supported by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE): Project Number 100964/151131 (FLEXCIM).

One objective of the proposed project is to further **improve the CIGS vacuum deposition equipment as well as the CdS chemical bath** deposition equipment to develop solar cells on large area substrates and optimise a process for **high efficiency and reliability**. It is difficult to predict the efficiency potential of the in-house developed equipment but our endeavour will be towards 12% efficiency cells on in-line moving polyimide foils. This efficiency target is somewhat lower than our own world record of 14.1% achieved on a “small static deposition” equipment, but the 12% efficiency target is still higher than the current state of the art of worldwide competing groups on this topic.

A second objective is to develop **high efficiency flexible CIGS solar cells on polyimide foils coated with alternative electrical back contacts** for CIGS instead of the well established Mo layers. There is three-fold motivation behind the development of flexible CIGS solar cells using alternative materials such as transparent conducting oxides as back contact:

i) to overcome the performance instability problem associated with the oxidation of conventional Mo layer;

ii) to provide multi-functionality in solar cell and for futuristic multi-junction (tandem) solar cells;

iii) to reduce the thickness of the CIGS absorber by applying back contacts with higher reflectivity than of Mo layer.

Successful development of highly efficient CIGS solar cells may solve the problems of degradation of the back contact in moisture, micro-cracking and de-lamination, especially in flexible cells, and open further possibilities for device engineering.

Short description of the project

The paragraph gives an overview of the equipment used for this project. Conventional vacuum in-line processing of large area solar cells requires mainly two kind of deposition equipment:

- Sputter coating of front and back contact with inline moving mechanism.
  Sputtering technology is well established since many years and widely used for thin film deposition of metal and ceramic layers on any kind of substrates. For this project a refurbished production equipment from MRC (material research corporation), equipped with 3 linear magnetron targets for back contact deposition (Molybdenum, Indium-tin-oxide) and front contact (ZnO:Al) with a moving substrate carrier was tested for its homogeneity on 30x30cm^2 and used for processing, see Figure 1.

- Thermal evaporator for the CIGS absorber layer with an inline sample moving mechanism. This kind of equipment is not yet commercially available as a packet. One of the most important aspects is the large area deposition uniformity achieved with the evaporators. Due to the growing interest in thin film photovoltaics evaporation source suppliers were attracted and start to develop solutions for this field. ETH has already developed large area sources for this application. Inline process control is further of crucial importance for reliable processing, See figure 1.



Figure 1: Vacuum deposition equipments used for upscaling of process steps: Inline Sputtering equipment (Material Research Corporation) and absorber layer evaporator system (custom build vacuum chamber and evaporation components

A further important aspect of large area solar cells is the integration of single cells to modules. Therefore patterning of the layers is required. In this project the focus is set on large area uniformity of the layers. Cell patterning and interconnection is made by using shadow masks during the layer deposition steps.

Buffer layer deposition is conventionally done by the chemical bath method. Alternative methods are also under investigation but are not in the scope of this project. Therefore deposition solution chemistry was adapted from the small area cells while the deposition equipment needed complete redesign to reduce waste materials. A vertical deposition container with laminar solution flow has been set up and improved in a new configuration for large area CdS layer deposition.



Figure 2: Chemical bath with minimized solution requirement for large area deposition of buffer layers by wet chemical processes.

The deposition of alternative back contacts for flexible substrates was made at external facilities using standard sputtering equipment.

Work and results

Large area in-line experiments were performed focusing on the following tasks:

- Improvements of in-house developed evaporation sources.
- Testing of thickness, chemical composition of CIGS layers grown on in-line moving glass and polymer foil substrates
- Construction and tests of improvised large area CdS chemical bath deposition (CBD) system
- Development of complete solar cells on 30 x 30 cm^2 area substrates and characterisation of layers

Improvements of in-house developed evaporation sources.

Typical point evaporation source profiles lead to substantially reduced layer thickness towards the edges of the deposition zone. This becomes very critical for large area substrates and therefore new configurations of evaporators have to be developed for homogeneous material deposition and layer thicknesses. Therefore linear evaporators were designed and used to improve the evaporation profiles in the deposition zone.

In the following graph the results of a successful source design for selenium evaporation is shown (see Figure 3). Thickness measurements at various positions in the deposition zone were recorded and corresponding points lying on the same line perpendicular to the substrate movement direction were linked to display the evaporation profiles in this direction. The flatness of the lines expresses homogeneous deposition thickness. Selenium is normally evaporated in excess to account for its relatively low sticking coefficient.

Similar lines can be recorded for the other materials. The following paragraph will show the elemental uniformity of the CIGS components (see Figure 4) where a slightly selenium deficient layer was grown to proof a homogeneous selenium incorporation with the optimized selenium evaporator (which would not be proven in the case of excessive selenium evaporation).

Due to the limited size of the deposition equipment the sodium source could not be incorporated yet. Being essential for high cell efficiencies a suitable solution remains to be found for the doping step.

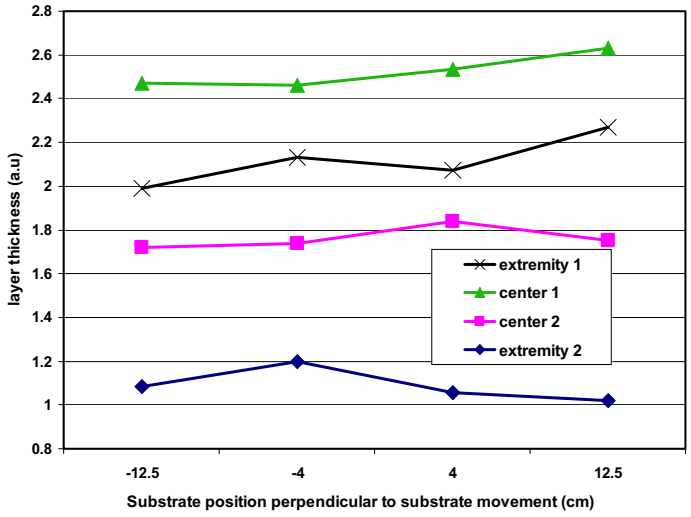


Figure 3: Selenium flux distribution perpendicular to substrate movement direction. Flat lines indicate a homogeneous flux profile over a distance of 25cm in the width of the substrate. Each line represents a different position in the direction of the substrate movement. The highest flux of selenium is obtained near the centre of the deposition zone where at the same time the metals are deposited to form the CIGS compound.

Testing of thickness, chemical composition of CIGS layers grown on in-line moving glass and polymer foil substrates

For testing the chemical composition and thickness of the layer grown on in-line moving substrates the sample-holder was divided in several sections which were analyzed after the CIGS deposition step. The main interesting parameter is the compositional profile perpendicular to the substrate movement direction as homogeneity in the direction of the moving substrate can be expected to be homogeneous (which was confirmed as well). Figure 3 presents a processed sample with a typical compositional distribution across the direction perpendicular to the substrate movement. As it can be seen, variations are rather small if the measurement accuracy of +-3% is taken into account.

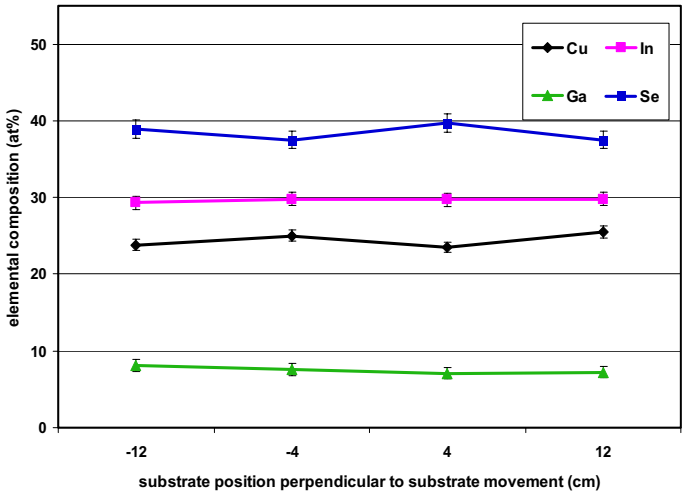


Figure 4: Elemental distribution over 25cm long distance perpendicular to the inline moving direction as measured by energy dispersive X-Ray Analysis. Homogeneity across the deposition width is reasonably good taken into account the measurements accuracy of the EDX system.

Even though compositional homogeneity is of prior importance, layer thickness also needs to be controlled over the width of the substrate and should not show differences of more than +-10%. The thickness profile is investigated by removing fine lines of the CIGS layer and recording step sizes with a stylus profiler. Table 1 shows the recorded layer thickness across the substrate width.

Distance from centreline (cm)	-12.5 cm	-4	4	12.5
Layer thickness(nm)	1500	1520	1570	1560

Table 1: Layer thickness measured over a distance of 25 cm perpendicular to substrate movement direction showing good thickness uniformity after improvement of the evaporation source profiles.

By optimizing the deposition parameters encouraging homogeneity results were obtained with the used custom build deposition components. Table 2 shows the average values of measurements taken on a 30x30cm^2 sample and the according standard deviations.

	Average composition (at% EDX)	Std Dev
Cu	24.5	0.79
In	29.9	0.43
Ga	7.3	0.50
Se	38.3	0.86
thickness (nm)	1542	29

Table 2: Average composition of a selenium deficient CIGS layer measured over an area of 25x25cm^2 and standard deviation

Construction and tests of improvised CdS chemical bath deposition (CBD) system for 30 x 30 cm^2 foils

Up-scaling of the chemical bath deposition step required a complete redesign of the deposition equipment in order to reduce the precursor concentrations per area of deposited layer. This is of special importance due to the usage of toxic Cd acetate solutions. The newly designed setup allowed a reduction of the precursor concentrations by a factor of ~10 while still yielding good surface coverage. This could be achieved by substantially reducing the contact area of the solution with parts other than the solar cell surface. A flexible heating system was installed and optimized to control the temperature during the deposition reaction. First homogeneity results show promising results. Further optimization of the deposition reaction is required to reduce particle generation which may occur during the later stage as a precipitation of Cd(OH,S) particles.

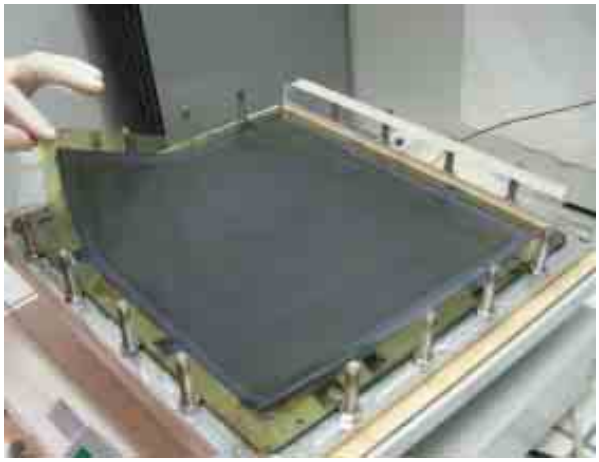


Figure 5: Large area solar cell covered with thin buffer layer. The buffer layer (~40nm) is deposited in a chemical bath where the reaction of the precursor leads to the formation of a homogenous thin layer on the absorber surface with excellent coverage.

Development of complete solar cells on 30 x 30 cm^2 area substrates

Mo, CIGS, CdS and ZnO layers deposited on 30x30cm^2 substrates were used to make the conventional CIGS solar cell structure and evaluated in performance. Flexible foils were transported in metal frames to facilitate the handling of the thin structures. Solar cells on 30x30 cm^2 area substrates need to be cut down to smaller area or need to be partitioned into modules for meaningful characterization. Several process runs have resulted in solar cells with efficiencies of over 8% but reproducibility needs still to be improved. Further optimisation of the process parameters is required for envisaged 12% efficiency cells made in the in-line processing. Figure 6 shows a 30x30cm^2 coated flexible substrate including patterning of the layers for singles cells and modules.

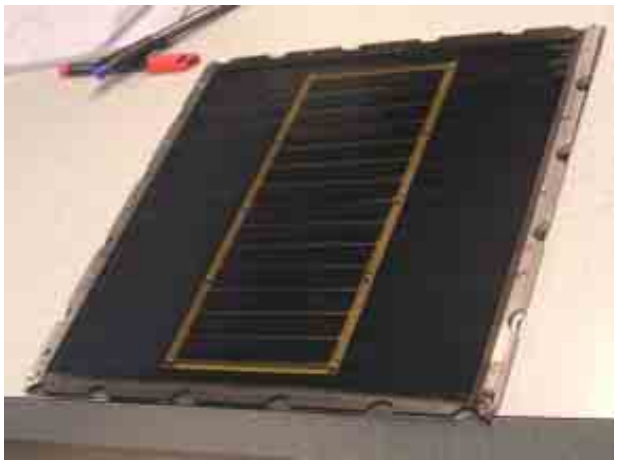


Figure 6: Large area flexible solar cell in metal frame. Patterning of the cell structure is realized with shadow masks.

For improving the reproducibility of the deposition system process control strategies are in evaluation and testing. The CIGS deposition process was automatised by using computer control with recording options for the most important process parameters by developing suitable software programs.

Testing of alternative back contact materials

Deposition of alternative materials such as transparent conductive oxides is in progress. Refining of the deposition conditions should yield stress and crack free layers suitable for depositing high efficiency CIGS layers. The new solar cell structures would give benefits by the higher reflectivity and improved chemical stability of the new materials.

National and international collaboration

Some aspects of this project benefit from the collaboration with FLISOM AG, an ETHZ spin-off company and other national and European projects in the thin film physics group.

Evaluation 2007 and Outlook 2008

The investigation of the custom build evaporators and in-line deposition equipment has shown promising results in terms of the structural layer homogeneity, namely compositional and thickness distribution over the processable deposition width. Nevertheless, process reliability and control needs further improvement for ensuring a high efficiency on large area substrates. Possible control tools are under evaluation and will be tested in then next process period. Further the deposition parameters need optimization for reaching envisaged efficiencies beyond 10%. The chemical bath deposition step has successfully been adapted to large areas by using a new set-up design. More routine work is required fine-tune the thin layer deposition free of particulate by-products. First tests with the deposition of alternative back contact materials have shown promising results.

In 2008 activities will focus on improving the overall solar cell processing for higher efficiencies and gain experience for continuous in-line processing.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

THIN FILM CIGS SOLAR CELLS WITH A NOVEL LOW COST PROCESS

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	A. N. Tiwari, M. Kälin
Institution / Company	ETH Zürich
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, E-mail, Homepage	+41 44 633 79 49, tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract Number	100964 / 152223
Duration of the Project (from – to)	01.11.2006 - 31.10.2008
Date	17.12.2007

ABSTRACT

A novel low-cost process for the production of thin film $Cu(In,Ga)Se_2$ solar cells using an ion exchange reaction in liquid solutions is developed. The process involves the deposition of a In_2Se_3 or $(In,Ga)Se_2$ precursor layer, a step for low temperature in-diffusion of copper atoms and further thermal annealing in selenium containing atmosphere where the precursor is converted to the $Cu(In,Ga)Se_2$ compound. Efficiencies up to 4.1% were obtained in the first phase of the project.

Introduction / Project Goals

High efficiency $Cu(In,Ga)Se_2$ solar cells can be produced from $(In,Ga)_2Se_3$ precursor films using the three stage process [1]. In the second stage of this process, the $(In,Ga)_2Se_3$ films are exposed to a flux of Cu and Se atoms at temperatures >540°C, leading to the formation of $Cu(In,Ga)Se_2$ and Cu_2Se. The current record efficiency $Cu(In,Ga)Se_2$ solar cells (19.5%) were produced using this method [2]. Work performed with In_2Se_3 has shown that Cu vapour can be diffused into In_2Se_3 layers at 200°C [3]. In this case a subsequent high temperature annealing stage in the presence of Se vapour was used to produce $CuInSe_2$ layers that gave solar cell efficiencies of 13.7%.

Other solar cell technologies have made use of low temperature (Ò100°C) copper ion exchange reactions to incorporate copper into thin films. Most notable perhaps is the Clevite process used to make CdS/Cu_2S solar cells. In this process Cu^+ ions in an aqueous solution of CuCl exchange places with Cd^{2+} ions in a CdS layer to form a surface layer of Cu_2S [4]. A similar process (from aqueous $Cu(NO_3)_2$ solution) has been used to incorporate Cu into CdTe solar cells, leading to the formation of CuTe and excess Cu. In this case, the layers were annealed at high temperature after immersion in the copper solution to promote further diffusion.

The objective of this work is to develop a novel low-cost process for the production of thin film $Cu(In,Ga)Se_2$ solar cells.

The ion-exchange reaction will be used to incorporate copper ions into thin films of indium selenide from aqueous solution. These layers will then be homogenised by annealing at high temperature in the presence of selenium vapour, leading to the formation of chalcopyrite $CuInSe_2$. Further, the process idea will be protected by a patent.

Work performed and results obtained

700-800nm thick indium selenide films were deposited onto 5x5cm^2 molybdenum-coated soda lime glasses substrates by co-evaporation. Deposition of the indium selenide films was performed at 450°C. Due to the style of sample holder, an uncoated border of Mo was left around the edge of each substrate.

Graded copper-indium-selenium precursor films were prepared by suspending the indium selenide layers in an aqueous solution of $CuSO_4$ (0.2M) and acetic acid (0.2M) for 1 hour. The acetic acid was required to prevent the formation of copper hydroxide precipitates. The solutions were stirred constantly and heated from room temperature to boiling point whilst the indium selenide films were immersed. After immersion in the copper solution the films were rinsed thoroughly in deionised water and dried.

Films were selenized in a two-zone tube furnace under flowing N_2 and selenium vapour. The two zones allowed the temperature of the selenium source to be controlled separately from the temperature of the substrate. Typically the substrate was ramped to 575°C whilst the Se source was maintained at 400°C. After selenization films were etched in aqueous potassium cyanide solution (10%ww) for 30 seconds. One such indium selenide film was quartered after deposition and each quarter was analysed by XRD and XPS at different stages of processing. The “As-Deposited” quarter was left as In_2Se_3, the “Cu-Treated” quarter was analysed after immersion in the Cu-solution, the “Selenized” sample was analysed after selenization and the “Etched” sample was analysed after KCN etching.

Another indium selenide film was processed into solar cells after completion of the above steps by deposition of a CdS buffer layer by chemical bath deposition and a ZnO and ZnO:Al bilayer window by RF sputtering. IV measurements were performed under a tungsten-filament lamp calibrated against a crystalline silicon reference cell.

During immersion in the copper solution the Mo exposed around the border of the samples was removed from the substrate. This is due to oxidation of the Mo into soluble molybdenum oxide. When viewed through the substrate glass, it was evident that areas of the Mo beneath the In_2Se_3 had been removed as well. This is thought to be due to pin holes in the In_2Se_3 layers (themselves potentially due to defects in the Mo film) allowing contact between the solution and the Mo. This degradation of the back contact limited the thickness of the In_2Se_3 layers into which relevant quantities of copper could be incorporated.

When In_2Se_3 layers deposited onto bare soda lime glasses were immersed in the copper solution no ion-exchange reaction occurred and the composition and appearance of the films remained unchanged (to within the accuracy of the EDX measurements). The same was true for In_2Se_3 layers deposited onto FTO/glass and ITO/glass substrates. When a small piece of Mo/glass was included into the bath, limited incorporation of Cu into the In_2Se_3 layer was observed (Table 1).

Substrate	Cu	In	Se
Glass	0.5	45.1	54.4
FTO/Glass	1.2	43.5	55.3
ITO/Glass	0.8	43.7	55.5
Glass (Mo in bath)	5.7	38.0	56.3
Mo/Glass	26.1	28.5	45.4

Table 1: Composition of resulting layers after immersion of In_2Se_3 layers on various substrate materials into the copper solution. Sufficient copper incorporation was only obtained for substrate materials containing a molybdenum layer.

XRD diffractograms are displayed in Figure 1 for samples at three stages of processing. All peaks in the as deposited In_2Se_3 layer were indexed to the JCPDS files 40-1407 (hexagonal ɔ-In_2Se_3), 71-0250 (hexagonal In_2Se_3, calculated) and 42-1120 (Mo). After immersion in the copper solution all but one of the In_2Se_3 peaks weaken in intensity (relative to the Mo (110) peak). The exception is the peak at 27.6°, identified as the 006 peak (27.592° in 40-0470). Two additional peaks are present in the diffractogram at this stage, one at 26.8° and the other at 44.5°. Both of these peaks are associated with fcc ɓ-$Cu_{2-x}Se$. The formation of copper selenide with copper in its monovalent state requires that another species in the bath is oxidised. The dependence of the ion-exchange process on the presence of Mo in the bath suggests that the reduction of Cu^{2+} ions to Cu^{+} is performed by oxidation of Mo, however this has not been confirmed.

After selenization, all peaks were indexed to JCPDS file 40-1487 ($CuInSe_2$). The chalcopyrite peaks (101), (103), (211) and (105/213) are all observed. No significant preferred orientation is calculated from the XRD diffractogram of the selenized sample. There is no evidence of secondary oxide or selenide phases in the diffractogram.

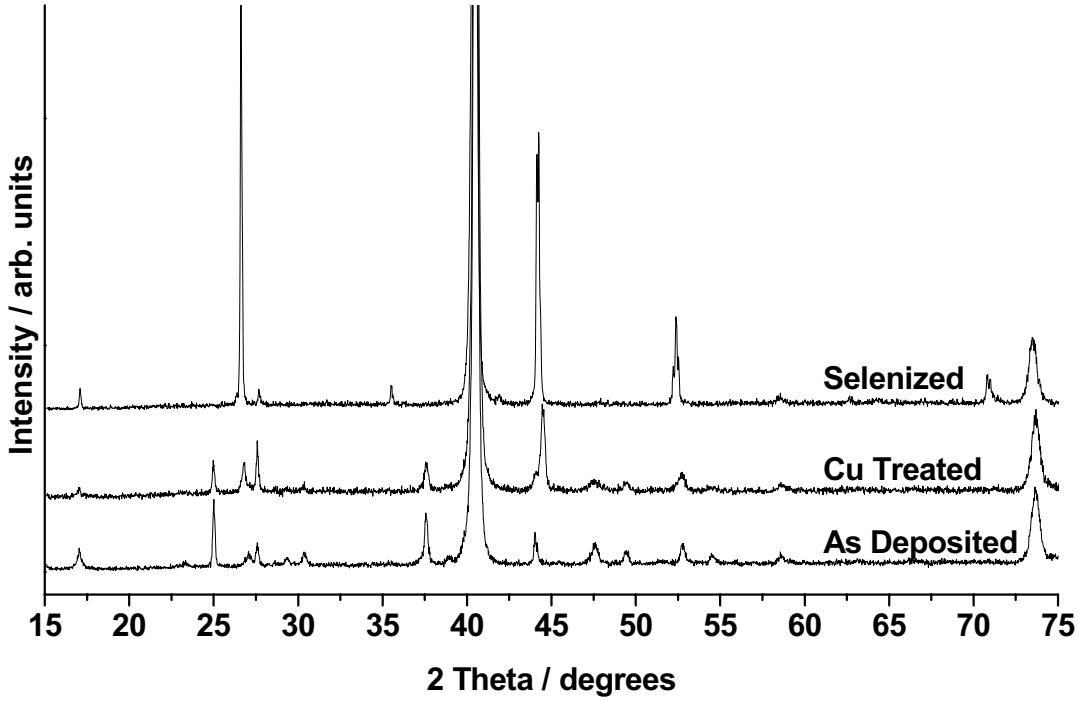


Figure 1: X-ray diffraction patterns of an as deposited In_2Se_3 layer, an In_2Se_3 layer after copper in-diffusion and the same layer after the heat treatment in selenium atmosphere (selenization) showing the formed phases after each process sequence.

XPS measurements on the Copper Treated sample showed that it had a graded composition, with peak copper concentration corresponding to minimum In concentration. The Se concentration decreases within the copper containing section of the layer and this is consistent with the formation of $Cu_{2-x}Se$ as it has a higher metal-to-chalcogen ratio than In_2Se_3. The depth profile of the Selenized sample is broadly homogenised, though a slight increase in the concentration of indium throughout the depth of the sample is observed. EDX measurements on this selenized sample indicated a Cu:In:Se composition of 21.3:30.9:47.8 at%.

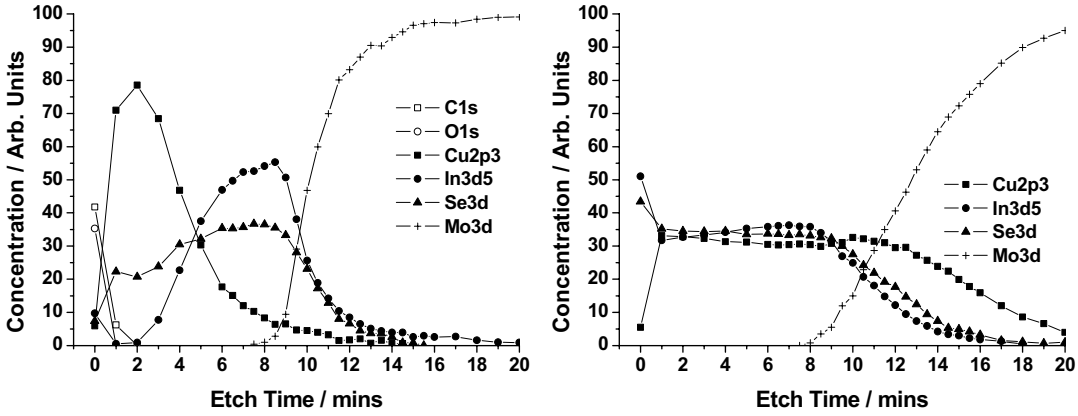


Figure 2: X-ray photoelectron spectroscopy depth profiles of a copper in-diffused In_2Se_3 layer before (left) and after (right) the heat treatment in selenium atmosphere.

Solar cells processed from selenized precursor films have so far exhibited efficiencies of up to 4%. The IV curve of a solar cell processed from a selenized layer with a Cu:In:Se composition of 20.6:32.6:46.8 at% is shown in Figure 3. Relative to high-performance co-evaporated $CuInSe_2$ solar cells, these cells exhibit low open circuit voltages and fill factors.

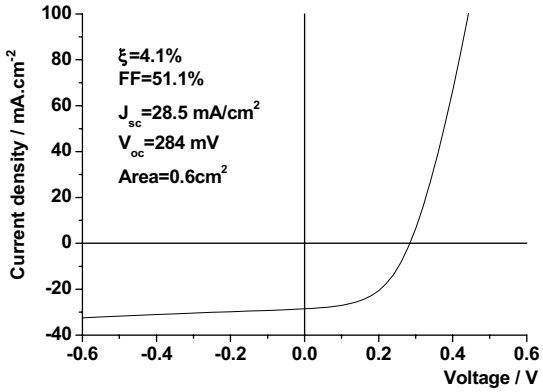


Figure 3: Current-Voltage curve of the solar cell with the highest efficiency so far of the performed experiments.

One of the weaknesses cited for the Clevite process was that defects in the CdS layer caused preferential diffusion and led to localised inhomogeneities in the Cu_2S layer. However, the high diffusion coefficient of Cu in In_2Se_3 at elevated temperatures [5] should reduce this effect significantly.

Evaluation of 2007 and perspectives for 2008

The low-temperature incorporation of Cu into In_2Se_3 layers by ion-exchange from aqueous solution was reported. This process results in thin films with a graded composition containing the crystalline phases ß-$Cu_{2-x}Se$ and ↄ-In_2Se_3. Annealing the films in the presence of Se vapour formed chalcopyrite $CuInSe_2$ and homogenised the depth profile of the films. The results demonstrate a potential low-temperature route to the formation of a precursor structure for $CuInSe_2$ thin films. However, the ion-exchange solution was destructive to the Mo back contact and attempts to use alternative contacts resulted in no incorporation of Cu into the In_2Se_3 films. The obtained layers are free of oxygen and carbon impurities and do not show any evidence of detrimental binary chalcogenide phases after the annealing step in selenium vapour.

Further work is required to determine the reaction kinetics of the process and develop an improved solution in which the contact to the In_2Se_3 is stable. The reaction kinetics of the precursor film to the CIGS compound contains several phase transitions which may have positive and negative influences on the final CIGS properties.

References

[1] AM. Gabor, JR. Tuttle, DS. Albin et al. High ***Efficiency $CuIn_xGa_{1-x}Se_2$ Solar-Cells made from $(In_x,Ga_{1-x})_2Se_3$ precursor films***, Applied Physics Letters 65 (2), 198-200, 1994

[2] MA. Contreras, K. Ramanathan, et al. ***Diode characteristics in state-of-the-art ZnO/CdS/$Cu(In_{(1-x)}Ga_x)Se_2$ solar cells*** Progress in Photovoltaics 13, 209-216, 2005

[3] J. Kessler, D. Schmid, S. Zweigart, H. Dittrich, HW. Schock, ***$CuInSe_2$ film formation from sequential deposition of In(Se):Cu:Se***, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1994) 648-652.

[4] A. Ali, NA. Shah, AKS. Aqili, A. Maqsood, ***Investigation of Cu-containing low resistivity CdTe thin films deposited by the two-source evaporation technique***, Semiconductor Science and Technology 21 (2006) 1296-1301,

[5] K. Djessas, S. Yapi, G. Masse, et al. ***Diffusion of Cu, In, and Ga in $In_2Se_3/CuGaSe_2/SnO_2$ thin film photovoltaic structures*,** Journal of Applied Physics 95 (8): 4111-4116, 2004

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

LARCIS

Large-Area CIS Based Solar Modules for Highly Productive Manufacturing

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	D. Brémaud, A. N. Tiwari
Institution / Company	ETH Zürich
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, E-mail, Homepage	+41 44 633 79 49, tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract Number	SES66-CT-2005-019757 / FP6-019757
Duration of the Project (from – to)	01.11.2005 – 31.10.2009
Date	31.01.2008

ABSTRACT

This European collaborative project within the FP-6 EU program involves 6 universities and 4 industries working together towards the development of large area $Cu(In,Ga)Se_2$ (CIGS) based thin film solar modules for highly productive manufacturing. The project will improve the device performance and manufacturing technologies for low-cost, more stable, more efficient solar modules. In this project vacuum evaporation and electrodeposition approaches are used for absorber deposition and other components of the solar cells are improved. Important objectives of the overall project are manufacture of CIGS by co-evaporation, application of cost-effective methods and development of alternative buffer and back contact layers for large are CIGS.

To meet the above mentioned objectives, research and development (R&D) work of the ETH group is directed on the development of alternative back contacts for improvement of efficiency, stability and to explore the possibility of reducing the CIGS absorber layer thickness. Another R&D activity of the ETH group is to modify the CIS absorber in such a way that a separate deposition of the buffer layer could be avoided.

In order to develop alternative (to Mo) electrical back contacts providing multi-functionality we have investigated ZrN as possible candidate because of its physical and chemical properties. A thin layer of $MoSe_2$, which is known to facilitate ohmic transport of carriers between CIGS and back contact, was applied prior to CIGS deposition. The influence of the $MoSe_2$ intermediate layer was investigated. We have successfully developed cells with efficiencies up to almost 14% by using post-deposition Na incorporation method. The achieved efficiencies are comparable to the efficiencies with conventional 1 micron thick Mo layer or on TiN. SIMS measurements were also performed to investigate some inconsistencies observed on TiN and reported in the previous report.

The microstructural behavior and the photovoltaic properties of different Na incorporation methods have also been investigated. The results show that Na influences the grain size of the CIGS layer, if present during growth, but post-deposition incorporation gives better photovoltaic properties for deposition at low substrate temperatures.

Introduction / project objectives

The overall objective of the project is to develop advanced manufacturing technologies for $Cu(In,Ga)Se_2$ (CIS or CIGS) thin-film solar modules both for the electrodeposition and coevaporation approach. This comprises technology transfer from laboratory scale to enable large area industrial production.

The project will improve the manufacturing techniques for low-cost, stable, efficient CIS thin film solar modules on large area. This includes work on the molybdenum back contact, the buffer layer, the CIS absorber and the quality and process control. Special emphasis is placed on the development of cadmium-free large-area modules and of electrodeposition methods for CIS absorbers. Results of the work will be transferred from the laboratory scale to the operating (pilot) manufacturing plants in Germany, Sweden and France.

The work in the project will improve the average and peak efficiency of the modules produced in the manufacturing plants of the industrial partners Würth Solar, Solibro and EDF. Modifications of the back contact (process and composition) and doping of the absorber will contribute to these improvements. Existing uncertainties concerning the stability of modules with alternative cadmium-free buffers will be eliminated and the transfer of the processes to the manufacturing plant will be prepared.

To fulfill the conditions for rapid entrance in the industrial production there is a need to consolidate and extend the results on one side and to increase the acceptability of the process on the other side. The project will contribute significantly to this objective by giving a frame for knowledge development, know-how exchange and cross-fertilizations between the groups and technologies involved in the project, i.e. between co-evaporation and electrodeposition methods of CIGS formation.

Short description of the project

In order for the commercial production of large $Cu(In,Ga)Se_2$ based modules on the multi-megawatt scale to be successful, the processes must still be streamlined and optimized taking both economical and ecological aspects into consideration. This project aims to support the development of this material- and energy-saving thin-film technology so it can gain a foothold in the free photovoltaic market. Promising laboratory results will be transferred to large-scale production, where the availability of appropriate production equipment and very high material and process yields are of decisive importance. Six universities and research centers and four companies are working closely together in order to merge the physical understanding of the processes and the engineering know-how, both of which are necessary for up-scaling the CIS technology to a marketable multi-megawatt production volume.

The project tasks will focus on:

(1) very high-quality modules manufactured by coevaporation of CIS and applying cost-effective methods, efficiency > 13.5 % on 0.7 m^2.

(2) the development of cadmium-free buffer layers for cadmium-free CIS modules on an area of up to 0.7 m^2, efficiency > 12 %.

(3) and the development of a mid-term alternative: electrodeposition of low-cost CIS modules with efficiency Ó10 % on 0.1 m^2 (estimated cost < 0.8 €/W_p).

The consortium will transfer the molybdenum back contact sputtering know-how to a specialized European large-area glass coater to provide substrates for both the coevaporation and the electrodeposition approaches. All process developments such as modifications of the back contact, wet- or vacuum-deposited buffer layers, the multi-stage coevaporation of CIS, or improved gallium incorporation in electrodeposited absorbers will first be tested and evaluated on the laboratory scale. Successful approaches will be up-scaled and transferred to three independent commercial CIS pilot lines located in three different European countries. Novel process and quality control techniques must also be developed and applied to reach these ambitious goals.

The contributions of the ETH Zurich to this project are:

- ∉ Investigation of Mo pre-solemnization and Na doping methods and mechanisms
- ∉ Investigation of TiN and ZrN as back contact layer
- ∉ Introduction of a novel MoX/Mo back contact to enhance Mo stability
- ∉ ETHZ will develop a modified absorber without the need for a buffer layer for reduction of production costs
- ∉ Correlation of I/V results of heated and light-soaked samples with growth process in order to increase the device stability

Work and results

Alternative Back Contacts

We have developed CIGS solar cells on soda lime glass substrates with TiN and ZrN back contacts. Both were done by reactive sputtering. The sheet resistance and the approximate thickness of those layers are listed in table I.

	R□ [Ω/□]	d [nm]
Mo (reference)	0.2	1000
TiN	3.1	500
ZrN	5.5	500

Table I: Sheet resistance and approximative thickness of used back contacts

On some samples a thin (10nm) Mo film was deposited with dc sputtering on top of the TiN ("Mo (10 nm)"). In some cases this thin Mo layer was converted into $MoSe_2$ by the Se-oven method ("$MoSe_2$ (10 nm)"), which consist of letting evaporated Se flow over the substrate along with N_2 carrier gas at a few mbar pressure. With this method the conversion of Mo into $MoSe_2$ could be clearly demonstrated (see "LARCIS Annual Report 2006").

The CIGS absorber layers were grown using the 3-stage process. The nitrides act as diffusion barrier for Na. Therefore we have also compared the effects of Na on some samples, by adding Na with a post-deposition treatment (PDT). Since the PDT shows the best performance for CIGS layers deposited at temperature in the range of 400 - 500°C, we decided to keep the max. temperature at 450°C for all samples. The solar cells were completed by depositing CBD-CdS buffer, RF sputtered ZnO:Al/i-ZnO and an Al/Ni-grid.

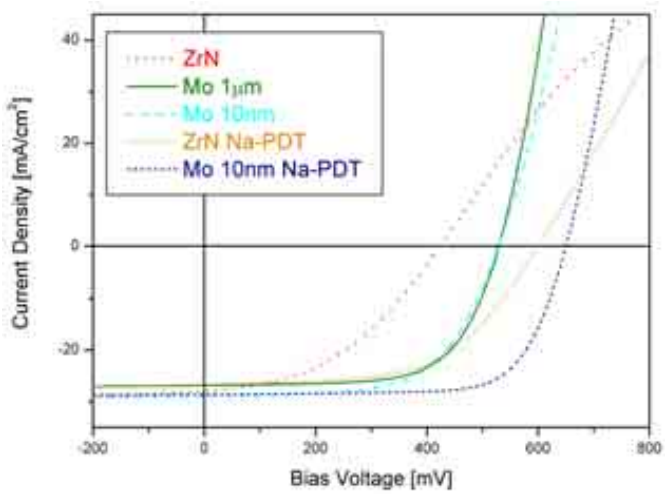


Figure 1: IV-curves of CIGS solar cells with ZrN back contacts and intermediate Mo layers.

Back Contact	Na	V_{oc} [mV]	J_{sc} [mA/cm^2]	FF [%]	ξ# [%]
ZrN	-	423	28.3	42.8	5.2
Mo (1σm) / ZrN	-	529	28.5	66.0	10.0
Mo (10 nm) / ZrN	-	528	30.6	61.5	9.9
$MoSe_2$ (10 nm) / ZrN	-	529	28.4	57.6	8.7
ZrN	PDT	599	27.9	57.4	9.4
Mo (10 nm) / ZrN	PDT	649	29.3	72.5	13.9
$MoSe_2$ (10 nm) / ZrN	PDT	635	29.9	68.2	13.0

Table II: Photovoltaic properties of CIGS solar cells grown on ZrN back contacts.

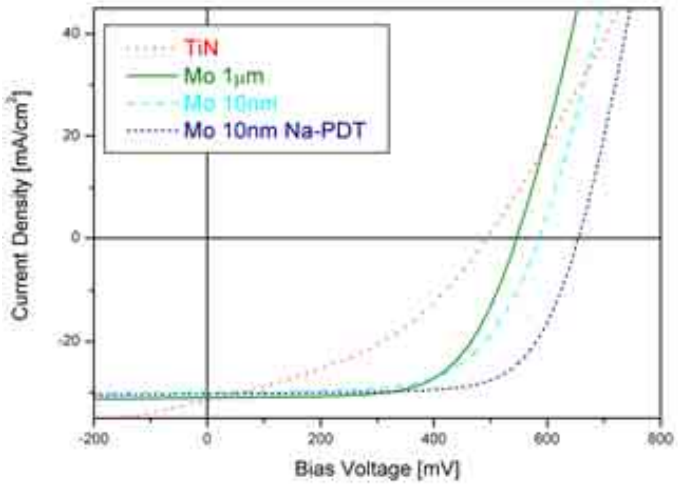


Figure 2: IV-curves of CIGS solar cells with TiN back contacts and intermediate Mo layers.

Back Contact	Na	V_{oc} [mV]	J_{sc} [mA/cm^2]	FF [%]	ξ# [%]
TiN	-	493	31.5	39.8	6.2
Mo (1σm) / TiN	-	546	31.0	64.3	10.9
Mo (10 nm) / TiN	-	585	29.9	62.8	11.0
$MoSe_2$ (10 nm) / TiN	-	592	30.9	67.1	12.3
Mo (10 nm) / TiN	PDT	655	30.3	69.7	13.8
$MoSe_2$ (10 nm) / TiN	PDT	626	30.5	65.6	12.5

Table III: Photovoltaic properties of CIGS solar cells grown on TiN back contacts (for comparison, already reported in the 2006 report).

The results (Table II & III) show that a thin Mo-layer is enough to ensure same photovoltaic properties as with "usual" thicknesses: The sample "Mo (1σm)/ZrN" resp. "Mo (1σm)/TiN" was used as references to compare the properties of solar cells, whereas the ZrN resp. TiN acts as Na barrier and the Mo as electrical back contact layer.

The presence of the Mo layer seems to be essential to get higher V_{oc} and FF, as can been seen by comparing the cells grown directly on the nitrides with those with Mo-layer. This is due to the formation of $MoSe_2$ at the interface. It also seems that not the complete 10nm Mo is converted in the "Mo (10 nm) / ZrN" resp "Mo (10 nm) / ZrN", but only part of it. The better efficiencies of the "$MoSe_2$ (10 nm) / TiN" samples is due to a diffusion of the Na through pinholes during the selenization phase, as can clearly be seen by secondary ion mass spectroscopy (SIMS) measurements (Figure 3) and therefore should not be compared with the "Mo (10 nm) / TiN" samples, but with the ones where Na-PDT was used. This leads to the conclusion that the MoSe2-layer should be as thin as possible.

As expected the addition of Na also improves significantly the V_{oc} as well as the FF, leading to high conversion efficiencies.

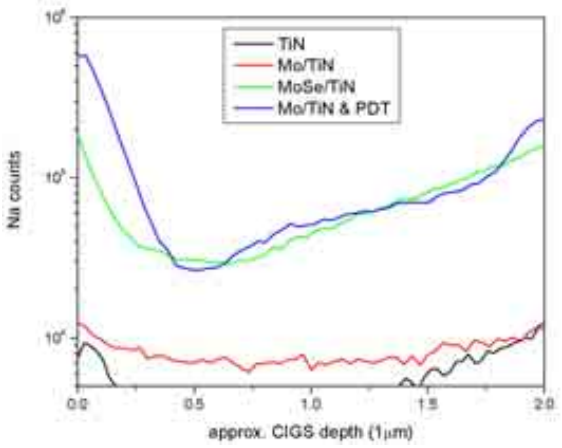


Figure 3: SIMS Na-profile in the CIGS layer on TiN back contact. Due to the selenization process, for the "MoSe/TiN" samples, Na diffuses through pinholes into the CIGS layer and the cells reach similar values than for Na-PDT CIGS cells.

Comparison with literature shows that the best achieved efficiencies, 13.9% on ZrN and 13.8% on TiN back contacts, are very near to the efficiencies reached on Mo back contacts at a processing temperatures of 450°C (Table IV).

14.1 % with NaF precursor	F. Kessler et al., 2001, MRS Symp. Proc., 668
14.4 % with Na-PDT	D. Rudmann , 2004, Ph.D. Thesis
14.8 % Diffusion from SLG	T. Wada et al., 2000, Proc. 16th European PVSEC, 1

Table IV: CIGS solar cells grown at 450°C on Mo BC.

Investigation of Na Incorporation Methods

Prior to the start of this project, research and development work on Na-supply was conducted in the EU projects PROCIS and METAFLEX. There is some overlap of the objectives and research work of those projects and LARCIS to maintain continuity of development.

The influence of Na supply by different methods on the microstructure and the photovoltaic parameters has been investigated for CIGS solar cells grown by the "3-stage" process. The investigated Na-supply methods were: Na from precursor layer, Na co-evaporation during CIGS deposition, diffusion from soda lime glass (SLG) and the Na post-deposition treatment (Na-PDT). All samples have been grown on SLG with an Al_2O_3 barrier to prevent the diffusion of Na, excepted for the "diffusion from SLG" samples. The Na-PDT is the only one where the Na is incorporated afterwards and therefore has no influence on the growth of the CIGS. The Na-PDT consists of evaporation of 30nm NaF onto as-grown CIGS layer, followed by annealing at 400°C for 20min in vacuum.

We observed for all supply methods where the Na is present during growth a reduction of the grain size, especially near the back contact. We attribute this behavior to a reduced elemental interdiffusion of In and Ga if Na is present. This results in a composition grading through the CIGS layer and therefore also in a bandgap grading. Secondary ion mass spectroscopy (SIMS) measurements confirm the composition change and the grading. On the microstructural aspects as well as for the photovoltaic parameters we did not observed any significant differences for the Na-supply methods before or during growth. Therefore we used for the following analyses only samples with "Na diffusion from SLG" as representative for "Na-precursor" and "Na coevaporation" samples.

In the case of Na-PDT samples we did not see any change in the microstructure, as expected. Anyhow a significant increase of the efficiency was observed, especially for low processing

temperature, due to an enhancement of the open circuit voltage and fill factor, while the short circuit current shows almost no change. For solar cells processed at a substrate temperature of 400°C the V_{oc} increase from 548 mV to 631 mV and the FF from 52.1% to 72.1% if Na was added by the Na-PDT, while the J_{sc} remains around 29 mA/cm^2. The efficiency increased from 8.2% to 13.3%. Similar improvement was observed for samples deposited at 450°C. V_{oc} increased from 564 mV to 655 mV, FF from 60.5% to 72.8% and ξ from 10.4% to 14.4% after Na-PDT. The J_{sc} was around 30 mA/cm^2. The cells had no ARC, an area of 0.6 cm^2 and were measured under AM1.5 standard illumination.)

The IV-measurements show for Na-free CIGS solar cells a blocking (double diode) behavior, which could not be observed for Na-PDT cells. But this behavior is not directly linked to the Na. We have in order to ensure the best possible comparison processed the samples simultaneously as much as possible. This means that the Na-free samples have also done the annealing step of the Na-PDT. During that step the Na-free CIGS lose Se, while the NaF layer prevents the loss of Se from the surface for the Na-PDT CIGS. This is confirmed by the fact that if a Na-free sample is annealed in Se atmosphere, the blocking behavior disappears. Anyway the loss of Se has negligible influence on the cell performance.

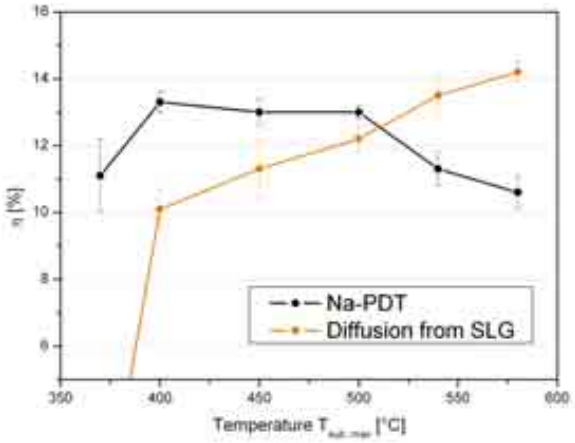


Figure 4: Efficiency vs. substrate processing temperature for CIGS solar cells with Na supply by Na-PDT and diffusion from SLG.

We have also compared the dependence of the efficiency from the substrate processing temperature for different Na supply method. As can be seen in figure 4, if Na is present during growth, an increase in the efficiency can be achieved by increasing the substrate temperature. In the case of Na added after the growth, an optimum efficiency is achieved between 400°C and 500°C. In that range the Na-PDT cells show better results than the "Na form SLG", while at higher temperatures the opposite happens.

National and international collaboration

The partners of the LARCIS project are: ZSW Stuttgart (D), Uppsala Univ. (S), Solibro Research (S), Würth Solar (D), HMI Berlin (D), EDF (F), CNRS (F), Univ. Barcelona (E), Saint-Gobain Recherche (F), ETH Zurich (CH). Collaboration with the University of Stuttgart.

Several activities of this project have some overlap from the projects supported by the Swiss Federal Office of Energy and ETH and benefit from those projects.

Evaluation 2007 und Outlook 2008

The results on alternative back contacts have shown that similar efficiencies can be achieved as on conventional Mo back contacts as long as an intermediate layer is used and the Na incorporation is properly controlled. R&D work will further continue to investigate the properties of metal nitrides and multilayer stacks, to optimize the intermediate layer and to understand its exact role in the device. Further CIGS solar cells with modified absorber surface will be processed to develop buffer free solar cells without efficiency losses.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

ATHLET

Advanced Thin Film Technologies for Cost Effective Photovoltaics

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	D. Brémaud, R. Verma, S. Bücheler, S. Seyrling, A. N. Tiwari
Institution / Company	ETH Zürich
Address	Thin Film Physics Group, Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, E-mail, Homepage	+41 44 633 79 49, tiwari@phys.ethz.ch, http://www.tfp.ethz.ch
Project- / Contract Number	ATHLET CIS / FP-2204-Energy-3
Duration of the Project (from – to)	01.01.2006 – 31.12.2009
Date	20.12.07

ABSTRACT

The ATHLET project is an integrated project of the European Union involving 24 partners consisting of universities, research institutions and industries working on the topic of $Cu(In,Ga)Se_2$ (called CIGS) and Si based thin film solar cells. The project is divided in several work packages covering diverse topics of solar cells and modules. The Thin Film Physics Group (TFP) of ETH Zurich is participating in two work packages within the integrated EU project with the objective to investigate alternative buffer layers deposited by vacuum evaporation or ultrasonic spray pyrolysis and the developement of high efficiency CIGS solar cells on flexible substrates and for tandem solar cells

CIGS solar cells on ITO transparent conducting oxide (TCO) coated glass substrates were developed for their future application in tandem solar cells. We have developed CIGS solar cells with efficiencies up to 13.3%, where both the front and back contacts are TCOs.

Physical vapor deposition (PVD) method was employed to deposit In_2S_3 buffer layers on CIGS absorber with In_2S_3 powder as source material. The microstructural behavior and chemical composition of the source materials as a function of the time of evaporation have been studied. A significant amount of sulfur loss was detected in coarse powder, while the finer powder was found to be chemically stable. X-ray diffraction (XRD) examination revealed the presence of In_2O_3 in the coarse powder after 4 min of evaporation. Solar cells made of a buffer layer deposited from fine powder resulted in lower efficiency (8.6%) than that made from coarse powder (11.6%). A maximum efficiency of 12.1% was reached after air annealing of the completed cell. A highly efficient solar cell of 14.1% efficiency was developed with a ~60 nm thin In_2S_3 buffer layer. At this stage there are problems of reproducibility, especially about the influences of annealing treatments. Further work is necessary to improve the process reliability and to gain understanding of the annealing and light soaking effects.

Introduction / project objectives

Polycrystalline thin film Cu(In,Ga)Se_2 (CIGS) solar cells are important because of very high efficiency, long term stable performance, and their potential for low cost generation of solar electricity. The National Renewable Energy Laboratory, USA has reported a world record efficiency of 19.5% [1] for the CIGS solar cells grown on glass substrates and several groups including ETHZ have achieved efficiencies exceeding 16% on glass substrates.

The objectives of the work packages, we are involved, include:

- Development of high efficiency lightweight and flexible CIGS solar cells on polymer foils and improvement in processes for highest record efficiencies.
- Development of alternative processes towards simple and low cost manufacturing of high efficiency flexible solar cells.
- Development of critical cell components of CIGS tandem solar cells for next generation of more efficient solar cells.
- Development of a new spray technology incorporating ultrasonic fine and condensed mist forming for alternative buffer layers

In the first reporting, we described, how the ETH group succeeded in developing 14.1% efficiency solar cell. The CIGS layers were grown by a vacuum evaporation process on static substrates with good reproducibility. The development of ultrasonic spray pyrolysis (USP) equipment and the first results were also described in details in the first report and work is going on.

This year the research focus was placed on the development of InxSy alternative buffer layer deposition process by a physical vapour deposition (PVD) method and continuation of the work on CIGS solar cells on transparent conducting oxides (TCO) for tandem solar cell applications.

Solar cells with of CBD-CdS buffer layer are considered as a standard although other materials grown by CBD have been employed in CIGS solar cells. However, there are some limiting issues associated with the use of CdS as buffer layer and CBD technique. CdS has an optical band gap (E_g) of 2.48 eV which causes some optical absorption losses in the shorter wavelength region of the solar spectrum. Moreover, Cd-free CIGS solar cells are often desired for some environmental reasons. In addition, CBD is a non-vacuum process which makes it incompatible to vacuum based in-line production of the solar modules on industrial scale.

Indium sulfide has a great potential as an alternative buffer layer to conventional CdS buffer. The optical band gap of In_2S_3 thin film strongly depends on the method of preparation and can vary from 2.0-3.0 eV [3]. Various groups have prepared In_2S_3 films by different methods like modulated flux deposition [4], atomic layer epitaxy [5], atomic layer deposition (ALD) [6], reactive evaporation [7], and thermal evaporation [3]. Out of these, In_2S_3 buffer layers deposited by ALD produced a record efficiency of 16.4% on a small area of 0.1 cm^2 [8]. However, ALD is a slow, batch-to-batch process, and expensive to upscale for large area module production, while the physical vapor deposition (PVD) methods hold their high industrial relevance. A cell made of PVD-In_2S_3 has resulted in maximum efficiency of 14.8% [9]. The cell efficiency depends strongly on the method of evaporation, source material and post-deposition annealing treatments [3]. For an objective to develop flexible CIGS solar cells with alternative buffer layers we have been investigating the deposition of In_2S_3 by a PVD method, and especially the evaporated source materials and In_2S_3 layers on soda lime glass (SLG) substrates. The In_2S_3 buffer layers were used to develop CIGS solar cell and the effects of vacuum annealing treatments on the photovoltaic properties have been investigated.

Work and results

PVD grown In_2S_3 buffer layer

For the development of the solar cells CIGS layers were grown on Mo/SLG by coevaporation of constituent elements with 3-stage process. The Indium sulfide buffer layer was deposited on CIGS/Mo/SLG substrates in a high vacuum evaporation system by using In_2S_3 compound as a source material. Two different types of In_2S_3 powders, powder-A and -B, obtained from different suppliers, were used. The powder-A having finer particle (size ~2 µm) and narrow distribution in particle size was dark red in color. On the other hand, the powder-B (light red color) was found to be coarser (size 5-10 µm) than powder-A with a moderate distribution in particle size. Thereafter, a window layer of

ZnO:Al/ZnO was deposited by rf-sputtering. Solar cells were completed by evaporation of Al/Ni contact grids. No anti-reflection coating was applied to any of the cells in the present study. The current-voltage (*J*-*V*) characteristic of the solar cells, which have an area of 0.3 cm^2, were measured under simulated AM1.5 illumination (100 mW/cm^2) before (as-grown) and after air annealing of the completed cells.

A detailed analysis of the In_2S_3 source material as a function of time of evaporation was carried out using scanning electron microscope (SEM) equipped with energy dispersive X-ray spectroscopy (EDX). X-ray diffraction (XRD) patterns of the In_2S_3 powder and buffer layers deposited on SLG were acquired using Cu-$K_{\bar{U}}$ radiation.

Structural and chemical aspects of the source materials

The In_2S_3 source material for evaporation is heated to 720 - 740°C in a crucible to obtain desired flux. Due to thermal decomposition of In_2S_3 a change in structure and chemical composition is expected [10], which also depends on the heating duration. The microstructure of the source material as a function of time of evaporation was studied. Fig. 1a and b show the SEM micrographs of powders-A and -B, respectively after 4 min of evaporation.

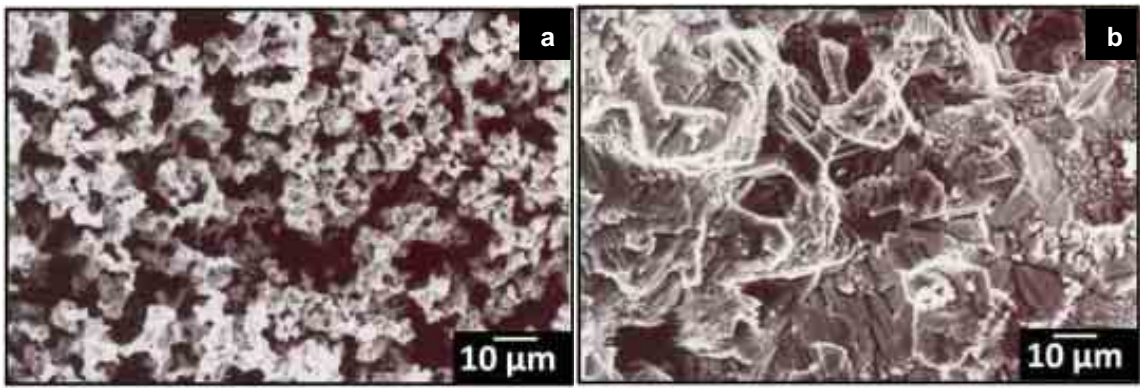


Figure 1: SEM image of In_2S_3 source material after 4 min of evaporation: (a) powder-A, (b) powder-B.

As a firsthand observation, the color of the powder-A changed to brown color while the powder-B transformed into grayish bulk (Fig. 1b). It was noticed that the microstructure of the powder-A did not show significant change even after 15 min of evaporation. In case of the powder-B, a considerable microstructural contrast was observed at different positions of the bulk. Fig. 2 shows the SEM micrographs of the powder-B acquired at different positions after 3 min (Fig. 2a and b) and 70 min (Fig. 2c) of evaporation. The presence of well structured grains, as shown in Fig. 2a, was most commonly occurring feature in the powder-B. The EDX analysis of those corresponding regions revealed In_1S_1 composition. In addition, the occasional presence of bigger indium particles (Fig. 2b) was also observed in EDX analysis.

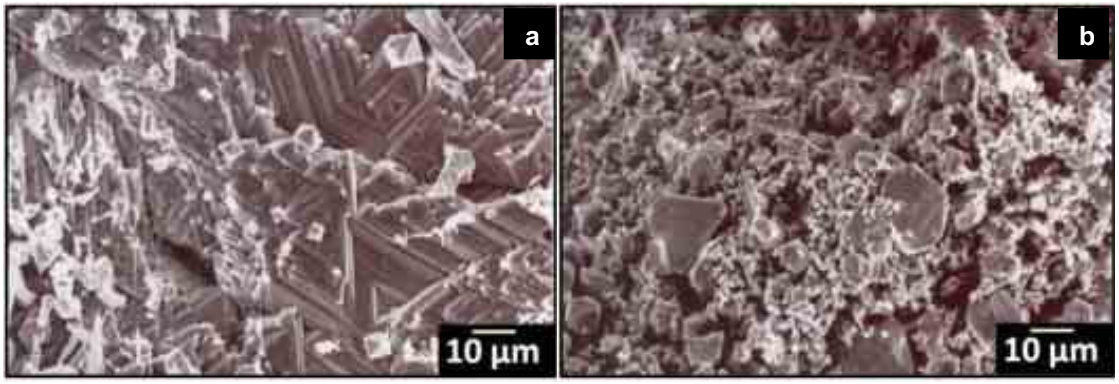




Figure 2: Microstructural features observed at different positions of the powder-B: (a) and (b) after 3 min of evaporation; (c) appearance of big In_2O_3 particles after 70 min of evaporation.

The chemical composition of the powders as a function of evaporation time was also determined by EDX. Apart from microstructural differences, a noticeable difference between the two powders was the loss of sulfur (S-loss) from the source material. A significant S-loss was observed in powder-B. In addition to thermal decomposition of In_2S_3 [10], a higher vapor pressure of sulfur also favors it to escape from the In_2S_3 source material as it is heated to 720 – 740°C. This S-loss may lead to a significant compositional change in the indium sulfide powder. Consequently the stoichiometry of evaporated In_2S_3 buffer layers might not be as in the source material and it might change with successive number of evaporation runs [11]. But, in case of powder-A, the In/S ratio of 2/3 did not change even after 15 min of evaporation. Figure 3 shows the In content (at %) evaluated by EDX performed at various positions on the source material after a given time of evaporation. Quantitatively, in contrast to powder-A, S-loss from powder-B was high and non-uniform regions of different In/S ratios were observed on different positions in the same lump of powder. It is expected that the part of source material which is close to the wall of the graphite crucible might behave in considerably different manner than the part in the middle. This microstructural and chemical contrast observed in powder-A and -B may be attributed to the difference in their methods of synthesis.

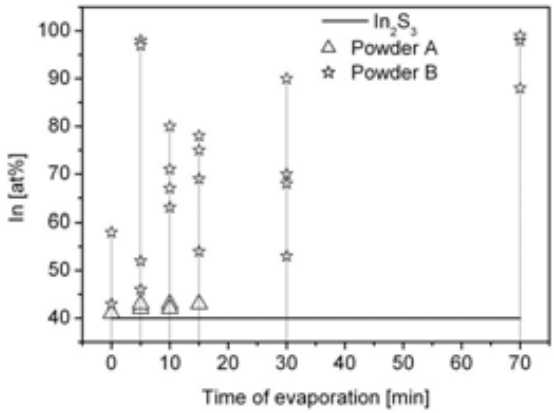


Figure 3: EDX measurements, performed at various positions on the In_2S_3 source materials after different time of evaporation, show inhomogeneous chemical compositions in powder-B, while powder-A has stable composition.

The source powder-B obtained after 4 min of evaporation was characterized by XRD technique. The tetragonal ß-In_2S_3 was the dominating phase and the peaks corresponding to cubic In_2O_3 phase were also detected, as shown in Fig. 4. However, there was no indication of the presence of In_1S_1 phase in the XRD pattern. It is important to point out that measurement sensitivities and observational volume of the materials are different in EDX and XRD measurements.

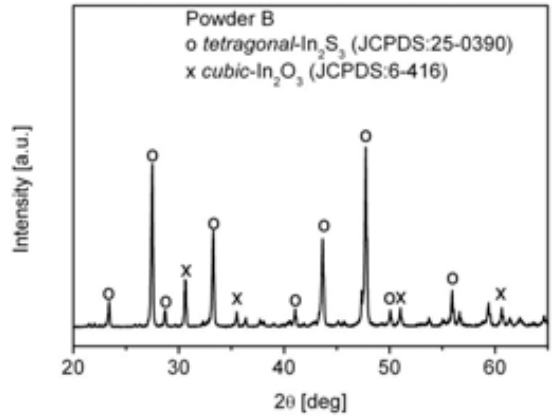


Figure 4: XRD pattern of powder-B after 4 min of evaporation.

The transmission spectra of the In_xS_y films deposited on SLG from powder-A and powder-B are presented in Fig. 5. No significant difference in transmission behavior of films deposited from the two powders was observed. The optical transmission of as-grown ~30 nm thin In_xS_y film was found to be 70-90% above 500 nm, while ~ 60 nm thin layer was 50-70% transparent above 450 nm. The effect of in-situ post-buffer deposition vacuum annealing (PBDVA) on the transmission behavior was also studied on films deposited from powder-B. The In_xS_y layers evaporated from powder-B were found to be optically stable as no significant change in the transmission behavior was noticed.

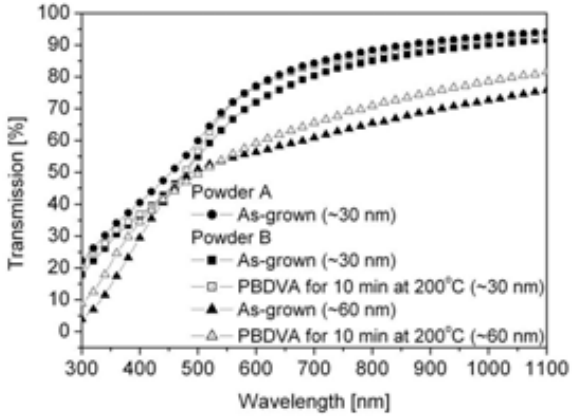


Figure 5: Optical transmission of ~30 nm and ~60 nm thick In_xS_y layers evaporated from powder-A and powder-B: as-grown and after PBDVA treatment.

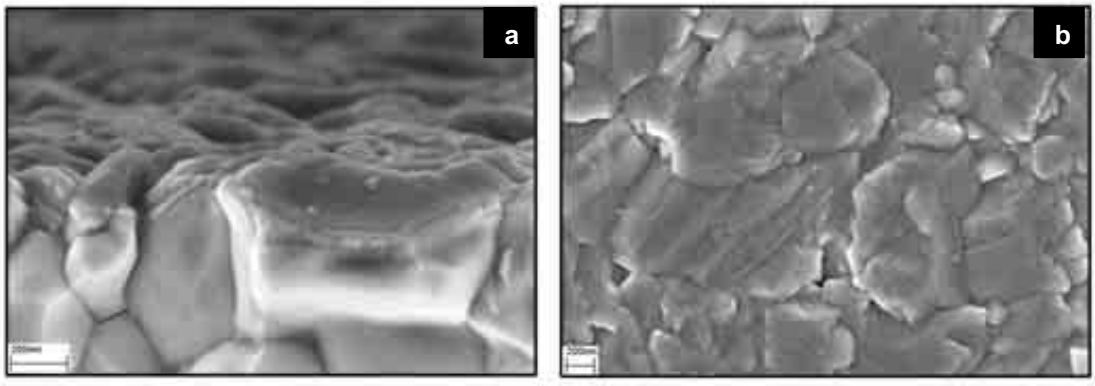


Figure 6: SEM cross-section (a) and top view (b) of ~30 In_xS_y layer deposited on CIGS.

The XRD measurements on In_xS_y layers deposited on SLG revealed that all the films were amorphous like as no distinct diffraction peaks of any of the In_2S_3 phases were detected in any of the films (as-grown and annealed) evaporated from powder-A and powder-B which may also be attributed to small layer thicknesses (30-60 nm).

As shown in Fig. 6a and b, a ~30 nm thick evaporated In_xS_y layer on CIGS was clearly distinguishable in the SEM cross-section image (Fig. 6a). Also evident is that the In_xS_y layer uniformly covered the CIGS surface, but occasional discontinuity occurred at the edges of the CIGS grains. The morphology showed no differentiable structure in evaporated buffer layer as the thickness was rather small (Fig. 6b).

Solar cell characteristics

The solar cells were developed with In_xS_y buffer layers. For studying the solar cell characteristics, fresh In_2S_3 powder was filled in the crucible for each buffer deposition run. From the first evaporation run, powder B (ɖ= 11.6%) yielded better cell properties than powder A (ɖ= 8.6%) as given in Table I. High S-loss from powder-B can cause modifications in CIGS by adding sulfur in CIGS. However, at this stage it remains speculative as further measurements are necessary to prove it conclusively.

The solar cells with In_2S_3 buffer layer show, as expected, higher spectral response in short wavelength region compared to cell with CdS buffer layer (Fig. 7).

It has been earlier reported that the annealing treatment can modify the CIGS/In_xS_y interface and hence the solar cell properties. Therefore, we investigated the cells properties affected by in-situ annealing after buffer deposition step. As given in table II, the *PV* properties started degrading at and above PBDVA temperature of 200°C, primarily due to lowering in *FF* and V_{oc}. At 250°C, all *PV* parameters were very low.

Powder	ɖ [%]	FF [%]	V_{oc} [mV]	J_{sc} [mA/cm^2]
A	8.6	55	570	27.4
CdS-Ref.	11.9	67.2	591	30
B	11.6	62	654	28.6
CdS-Ref.	12.4	67.4	627	29.4

Table I: The *PV* parameters of the cells with ~30 nm thin In_xS_y buffer layer evaporated from powder-A and -B and their respective CBD-CdS reference cells.

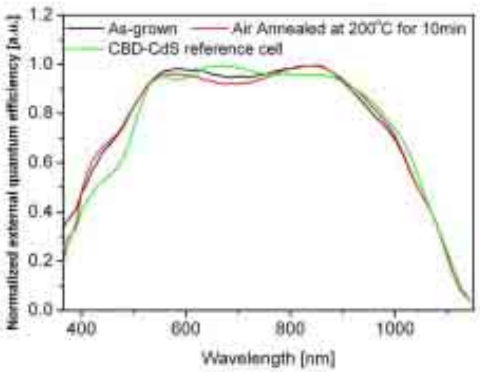


Figure 7: External quantum efficiency of the cell with In_xS_y and CdS buffer layers.

It is well known that the tetragonal In_2S_3 has spinal-type crystal structure with large defect density. As a result of this, Cu can not only occupy the vacant sites in the In_2S_3 defect structure, but also it can substitute In atoms [12]. This causes a Cu depletion and In enrichment at the CIGS side under the influence of temperature. There is an optimum temperature of annealing of the cell, below which efficiency improves and above that efficiency drops due to excessive interdiffusion and formation of an undesirable phase [11]. In addition, the interdiffusion can also occur due to difference in chemical potential across heterojunction layers. However, we observed inconsistent results with air annealing of the completed cell.

PBDVA temp [°C]	Buffer thickness [nm]	ɖ [%]	FF [%]	V_{oc} [mV]	J_{sc} [mA/cm^2]
100	30	11.7	67.9	623	27.7
	CdS-ref.	13.9	72	633	30.5
	60	10.1	58.7	633	27.4
	CdS-ref.	13.5	73.4	655	27.9
200	30	11.3	65.4	587	29.5
	CdS-ref.	12.4	68.5	618	29.4
	60	8.3	55.3	504	29.7
	CdS-ref.	13.9	74.1	657	28.6
250	30	1.4	26.6	247	20.1
	CdS-ref.	14.2	74.4	688	28.5
	60	4.1	33.5	487	25.4
	CdS-ref.	14.2	72.7	685	28.5

Table II: The *PV* parameters of cells with PBDVA treatment for 10 min at different temperature and their respective CDB-CdS reference cells.

The buffer layers of ~30 nm and ~60 nm thicknesses were grown on a common absorber obtained from the same run and no PBDVA treatment was applied. The as-grown cells, with ~30 nm thin buffer layer yielded an efficiency of 12.1% and with ~60 nm thin buffer produced an efficiency of 12.3%. The cells were air annealed for 20 min at 200°C resulting in a drop in efficiencies from 12.1% to 10.4% and from 12.3% to 8.5% for cells with ~30 nm and ~60 nm thin buffer layers, respectively (Table III). But occasionally efficiency improvement was also measured, which suggests some inconsistencies. Currently, we are investigating the reasons behind these inconstancies.

A highly efficient cell of 14.1% was realized by depositing ~60 nm thick buffer layer without any PBDVA treatment. Figure 8 shows the *J-V* characteristic of such a solar cell. This superior performance of the cell is attributed to the formation of a high quality buffer layer having lower stoichiometric disorder and good interface between CIGS-In_xS_y by diffusion due to chemical potential difference. However, the efficiency dropped to 13.2% as cell was air annealed at 200°C for 5 min.

Cell	Buffer thickness [nm]	ɖ [%]	FF [%]	V_{oc} [mV]	J_{sc} [mA/cm^2]
As-grown	~30	12.1	65.9	631	29.1
Air annealed		10.4	59.4	575	30.4
As-grown	~60	12.3	64.9	666	28.3
Air annealed		8.5	53.7	531	28.7
CdS-ref.		14.7	75.6	688	28.3

Table III: The *PV* properties of the cells with ~30 nm and ~60 nm thin In_xS_y buffer layers grown on a common absorber. The completed cells were annealed in air for 20 min at 200°C. No PBDVA treatment was applied.

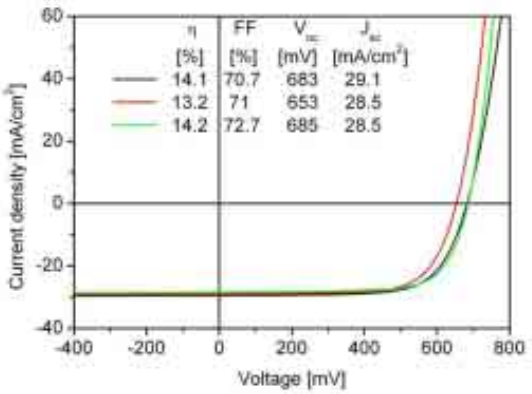


Figure 8: *J-V* characteristic of with 60 nm thin In_xS_y buffer layer without PBDVA: (**-----**) as-grown; (**-----**) cell air annealed for 5 min at 200°C and, (-----) CBD-CdS reference cell.

CIGS solar cells on TCO contacts

The development of CIGS solar cells on transparent conducting oxide (TCO) coated substrates is essential for the development of tandem and bi-facial solar cells. Different TCOs are to be evaluated in terms of their compatibility with the device structure and processing conditions, i.e. the TCOs have to be stable, should not degas or degrade during the various deposition steps and should be chemically inert. The formation of an ohmic contact between the absorber and the back contact is also crucial to achieve high conversion efficiencies, which requires the introduction of a very thin (few nm) layer of Mo in between. We started our TCO investigations with ITO, analysed the influence of the Mo intermediate layer and developed semi-transparent solar cells. Continuing earlier work we have improved the properties of the layers (including post deposition Na incorporation) and cell processing and consequently achieved 13.3% efficiency solar cells on ITO coated glass substrates (table IV).

Back Contact	**Na**	**V_{oc}** [mV]	**J_{sc}** [mA/cm^2]	**FF** [%]	**ξ#** [%]
ITO	-	503	28.4	53.9	7.7
Mo (1σm) / ITO	-	528	28.4	66.7	10.0
Mo (10 nm) / ITO	-	516	29.1	65.2	9.7
$MoSe_2$ (10 nm) / ITO	-	548	30.2	67.7	11.2
Mo (10 nm) / ITO	**PDT**	**621**	**30.2**	**71.0**	**13.3**
$MoSe_2$ (10 nm) / ITO	PDT	573	29.6	67.1	11.4

Table IV: Photovoltaic properties of CIGS solar cells grown on ITO back contacts.

Evaluation 2007 and outlook 2008

Microstructural and chemical inhomogeneity in the In_2S_3 powder for evaporation depends on the source/supplier. While powder-A was chemically and structurally stable upon heating, powder-B showed large S-loss and regions of different chemical compositions. Interdiffusion at the CIGS-buffer might occur due to annealing treatment as well as due to due to difference in chemical potentials. The in-situ annealing above 200°C is detrimental to cell efficiencies as excessive interdiffusion might deteriorate the cell properties. Some inconsistent results with air annealing of the completed cells were obtained. The solar cells with efficiency up to 14.1% have been developed.

Those PVD buffer layer have now to be applied to flexible CIGS cells. On glass the reproducibility has to be improved and further investigations are needed to understand the role of annealing treatment on the properties of heterojunctions.

National and international collaboration

The partners of our ATHLET work packages are: HMI Berlin (D), FU Berlin (D), ZSW Stuttgart (D), Solarion (D), AVANCIS (D), CNRS-ENSCP (F), ETH Zürich (CH). Collaborations with the electron microscopy group of ETH Zurich.

Several activities of this project benefit from the projects sponsored by Swiss agencies, especially the work for flexible and tandem solar cells have some overlap from the projects supported by the Swiss Federal Office of Energy and ETH.

Publications and conférence présentations

1. Flexible Cu(In,Ga)Se_2 solar cells and technologies, D. Brémaud, A. N. Tiwari, Proceedings 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milano, 2007.
2. Physical vapor deposition of In_2S_3 buffer on Cu(In,Ga)Se_2 absorbers: optimization of processing steps for improved cell performance, R. Verma, D. Brémaud, S. Bücheler, S. Seyrling, H. Zogg, A. N. Tiwari, Proceedings 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milano, 2007.
3. Alternative back contacts for Cu(In,Ga)Se2 solar cells, D. Brémaud, A. Chirila, C. Hibberd, H. Zogg, A.N. Tiwari, MRS 2007 Spring Meeting, San Francisco, CA, USA, Apr 9-13, 2007.

Reference

[1] M. Contreras, K. Ramanathan, J. AbuShama, F. Hasoon, D. L. Young, B. Egaas and R. Noufi, ***Diode Characteristics in State-of-the-Art ZnO/CdS/Cu($In_{1-x}Ga_x$)Se_2 Solar Cells,*** Prog. Photovolt: Res. Appl. 13, p. 209–216, 2005.

[3] R. Verma, D. Brémaud, S. Bücheler, S. Seyrling, H. Zogg and A.N. Tiwari, ***Physical vapor deposition of In_2S_3 buffer on Cu(In,Ga)Se_2 absorber: optimization of processing steps for improved cell performance*****,** Proceedings 22nd EU Photovoltaic Solar Energy Conference, 2007.

[4] C. Guillén, T. Garico, J. Herrero, M.T. Gutiérrez and F. Briones, ***Tailoring growth conditions for modulated flux deposition of In_2S_3 thin films*****,** Thin Solid Films **451–452**, p. 112-115, 2004.

[5] N. Bouguila, H. Bouzouita, E. Lacaze, A. BelHadj Amara, H. Bouchriha and A. Dhouib, ***Growth temperature effect on structural and morphological properties of "Spray" In_2S_3 thick films*****,** J. Physique **III 7,** p. 1647-1660, 1997.

[6] N. Naghavi, R. Henriquez, V. Laptev and D. Lincot, ***Growth studies and characterisation of In_2S_3 thin films deposited by atomic layer deposition (ALD),*** Appl. Surf. Sci. **222,** p. 65-73, 2004.

[7] T. Asikainen, M. Ritila and M. Leskela, ***Growth of In_2S_3 thin films by atomic layer epitaxy***, Appl. Surf. Sci. **82-83,** p. 122-125, 1994.

[8] N. Naghavi, S. Spiering, M. Powalla, B. Canava, D. Lincot, **High-efficiency copper indium gallium diselenide (CIGS) solar cells with indium sulfide buffer layers deposited by atomic layer chemical vapor deposition (ALCVD),** Prog. Photovolt.: Res. Appl. 11, p.437-443, 2003.

[9] A. Strohm, L. Eisenmann, R. K. Gebhardt, A. Harding, T. Schlötzer, D. Abou-Ras, H. W. Schock, ***ZnO/In_xS_y/Cu(In,Ga)Se_2 solar cells fabricated by coherent heterojunction formation,*** Thin Solid Films 480-481, p. 162-167, 2005.

[10] T. Gödecke, K. Schubert, ***On the phase diagram INSM,*** Z. Met. Kd 76 p. 358-364, 1985.

[11] D. Abou-Ras, G. Kostroz, A. Strohm, H.W. Schock, A. N. Tiwari, ***Interfacial layer formations between Cu(In,Ga)Se_2 and In_xS_y layers,*** J. Appl. Phys. 98, art. no. 123512, 2005.

[12] F. Py, M. Womes, J. Durand, J. Olivier-Fourcade, J. C. Jumas, J. M. Esteva, R. C. Karnatak, ***Copper in In_2S_3 – A study by x-ray-diffraction, diffuse reflectance and x-ray absorption,*** J. Alloys. Comp. 178, p. 297-304, 1992.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

DEVELOPMENT OF FLEXIBLE CIGS SOLAR MODULES WITH METAL GRIDS

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Kaelin Marc
Institution / Company	FLISOM AG
Address	Technoparkstr. 1, 8005 Zürich
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0)44 633 79 68, marc.kaelin@flisom.ch, www.flisom.ch
Project- / Contract Number	sponsored by axpo Naturstrom Fonds
Duration of the Project (from – to)	Januar 2007 – August 2008
Date	Dezember 2007

ABSTRACT

The project focuses on scaling up CIGS thin film technology on flexible substrates and prototype module development via metal grid interconnection. The project results include flexible modules with various output voltages made of high efficiency absorber materials and based on a concept that resulted in a world record efficiency of 14.1 % for solar cells on plastic foils.

In this project various processing steps for the production of flexible CIGS solar modules with metal grid interconnection will be investigated. This technology should allow the flexible CIGS technology to enter the market sooner. Mini modules for demonstration applications with electronic devices would prove the concept and potential of high efficiency flexible CIGS solar cells. Important conclusions will be drawn from the results for manufacturing and design optimisation.

Introduction / Project Goals

Thin film solar cells (also often known as 2nd generation solar cells) are attributed important cost reduction potential over today's mono- and polycrystalline silicon cells (often called 1st generation). Due to the low material usage, large area deposition of layers with in-line methods and monolithic interconnection the processing costs of thin film solar modules will be significantly lower and energy pay-back times in the order of a few months can be achieved. Using flexible substrate materials allows further cost cutting by roll-to-roll manufacturing. The use of highly efficient thin film solar absorbers as $Cu(In,Ga)Se_2$ (called CIGS) will increase the energy output per area which is of crucial importance for most applications.

In this project the necessary concepts for producing flexible prototype module demonstrators for different voltages and a module areas will be established using metal grid interconnection of solar cells (See figure 1).

- Evaluation of possible Mo patterning technologies
- Evaluation of grid interconnection configurations
- Design and optimization of grid pattern
- Module production of different sizes and of various output voltages
- Up-scaling of CIGS deposition process on home-build customised equipment

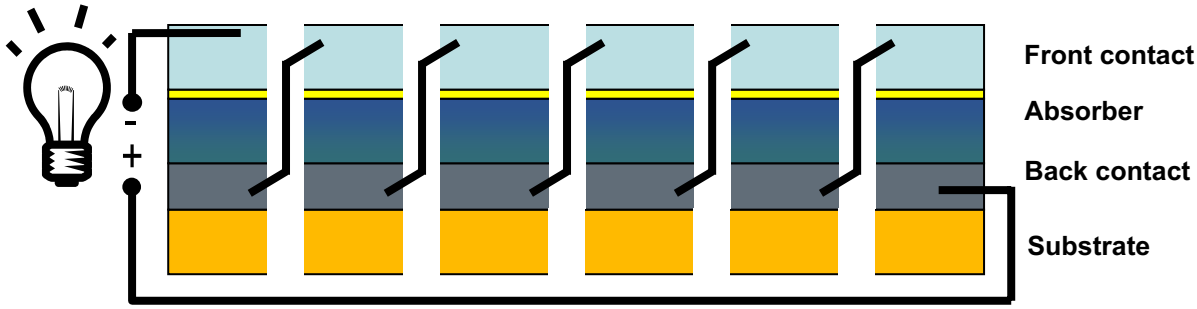


Fig. 1: Interconnection of solar cells with metal grid connections

Work and results

For Mo scribing a variety of patterning technologies as the use of sputtering mask, lithography, mechanical scribing or mechanical cutting and reconnection are explored to identify the best method. Metal grid connection of single cells is done by evaluating screen-printing, evaporation and soldering methods. The metal grid pattern which connects a cells front contact to an adjacent cells back contact has to be designed for efficient current collection and minimum interconnection resistance as well as minimum covered sample area. The deposition step of the $Cu(In,Ga)Se_2$ layer on the substrate material is a key factor for efficient solar cell production. Through this project evaporation components for homogeneous deposition on large areas are developed and installed to the home-build equipment to improve the processes. Process control for continuous deposition is tested and evaluated.

National and international collaboration

FLISOM is a spin-off from ETH and has emerged from the thin film physics group of ETH Zurich. Additional specific know-how is required and is acquired through subcontracting and collaboration with Swiss and European industries.

Acknowledgement

The support from axpo Naturstrom Fonds is kindly acknowledged [1].

References

[1] ***Naturstrom***-Newsletter, Herbst 07, Axpo Vertrieb AG, Page 5,6

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

DYE-SENSITISED NANOCRYSTALLINE SOLAR CELLS

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Michael Grätzel; Augustin McEvoy
Institution / Company	Laboratory for Photonics and Interfaces (LPI), Faculty of Basic Sciences
Address	Station 6, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, CH-1015 Lausanne
Telephone, E-mail, Homepage	+41 21 693 31 12, michael.graetzel@epfl.ch; http://isic.epfl.ch/graetzel_e.htm
Project- / Contract Number	Project EPFL
Duration of the Project (from – to)	January 2007 – December 2007
Date	December 2007

ABSTRACT

Recently the historic trend to lower prices for photovoltaic cells, modules and systems has been reversed. This is a particular challenge to the photovoltaic industry, at a time when general energy prices are also rising and a breakthrough opportunity is presented. The price rise centres on the availability of photovoltaic-quality silicon for the conventional solid state devices. In these circumstances the interest in thin-film devices, including sensitised photoelectrochemical and heterojunction devices, becomes even more intense. Sensitised photoelectrochemical devices are a significant technical and commercial alternative to those conventional solid-state junction photovoltaic devices for solar energy applications. In the standard solid state photovoltaic devices semiconductor layers absorb light and thereby produce electron-hole pairs, which are subsequently separated to provide a photovoltage by junctions, either with other semiconductors or at Schottky contacts with metals. In the photoelectrochemical system the contacting phase is an electrolyte. However standard semiconductors with absorption properties compatible with visible light are in general unstable in contact with electrolytes. Wide bandgap semiconductors are suitable, if sensitised to the visible spectrum by electroactive dyes. In the dye-sensitised system the recombination loss mechanism is minimised since the processes of optical absorption and charge separation take place on distinct phases within these photovoltaic cells. In consequence oppositely charged species are restricted to separate phases. Therefore device photoconversion efficiency is maintained even at low light levels. Recent results on enhanced device stability are particularly significant for future commercial applications.

Sensitised heterojuctions, which are a further option in the development of low-cost thin film photovoltaic deviices, are also under development in this laboratory.

A hybrid variant is also under investigation, the dye-sensitised solid state heterojunction, where the electrolyte phase is replaced by an organic charge transport medium. A further implementation of the dye-sensitised cell is as a component in optical-series tandem cells, for extended spectral matching or for photoelectrolysis.

Introduction

The work to be reported has as its objective the advancement of the technical status of sensitised photovoltaic devices, so that the materials and processes involved, as developed over the past decade by LPI-EPFL and protected by patents, can be effectively transferred to industry under license and become part of the established photovoltaic market. Effort has been directed towards the advancement of the scientific understanding, the materials base, stability, compatibility and practical applicability for these devices. To that end, better spectral matching of dyes, confirmation of materials stability particularly at more elevated temperatures, improved electrolytes using ionic liquids, and attention to variants such as the sensitised solid state heterojunction have been pursued during the year. There is attention to increased efficiency and device reliability, use of diverse substrates, interconnection procedures and applications. The objective is promoted by academic cooperation within Europe and on the world scale, as well as licensing of intellectual property and liaison with industry.

Technical summary

The fundamental principles of the dye-sensitised solar cell are well established and reported (1, 2). As is evident from the nanoscale structure of such a cell, the fundamental operating unit is the organometallic dye molecule chemisorbed on the surface of a crystallite of a wide bandgap semiconductor, in this case titanium dioxide. Long experience of semiconductor photoelectrochemistry has established that the narrow-gap materials, with opto-electronic properties best matched to the solar spectrum, are in general unstable in contact with electrolytes under illumination. The optical absorption properties of the dye molecule permit the sensitisation to visible light of a wide-gap semiconductor substrate which is stable in contact with electrolytes, particularly redox electrolytes. A photoexcited dye molecule can lose energy by electron transfer to the substrate. Regeneration of the uncharged dye complex is by reaction with the contacting redox electrolyte, which in turn recovers electrons through the external circuit and the counter-electrode. The overall reaction involving the absorption of a photon, leading to charge separation and the passage of an electron through an external circuit, therefore functionally replicates the operation of a conventional photovoltaic cell. Fig.1 is a schematic of the optical excitation and charge transfer sequence. Practical realisation of the cell on an industrial scale requires a manufacturing procedure to interconnect cells electrically in series, as well as to seal adjacent cells to prevent interaction of their electrolytes. Sealing is less problematic if the electrolyte is in gel form, or otherwise more viscous and less mobile.

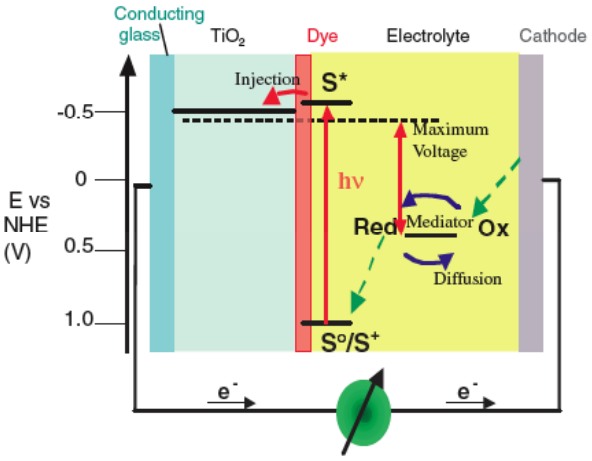


Fig.1: Principle of operation of the dye-sensitised nanocrystalline solar cell. Photo-excitation of the sensitizer (S) is followed by electron injection into the conduction band of an oxide semiconductor film. The dye molecule charge is neutralised by the redox system, which itself is regenerated at the counter electrode by electrons passed through the external circuit. Potentials are referred to the normal hydrogen electrode (NHE).

The same advantage applies to the sensitised heterojunction device. It uses a similar wide band-gap semiconductor substrate, usually in the form of a mesoporous layer of titanium dioxide, also sensitised by an electroactive dye or alternatively by a nanodispersion of a narrow gap semiconductor as "Q-dots" within the overall electrode porosity (3). The contacting phase in this case is a conducting polymer with p-type characteristics which can regenerate the neutral uncharged state of the dye or Q-dot sensitiser by transfer of the positive charge or hole to the metallic cathode contact. This laboratory is also actively engaged in research on this concept. The structure of a suitable organic conductor is shown in Fig. 2.

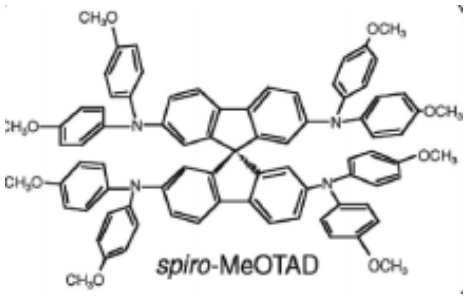


Fig. 2: structure of spirobifluorene hole-conducting p-type organic semiconductor. The fluorene structures are perpendicular to each other, but conjoined through a carbon site common to both.

Attention has also been given to the use of dye-sensitised solar cells as a component of a tandem device. In the report of 2006 use of a DSC component in association with a second photoactive surface with a suitable oxygen-evolution photoanode for direct hydrogen production by photoelectrolysis (4) was presented. The oxide photoanode itself, of course, does not provide the potential difference at least 1.23V, necessary for electrolysis of water so the complementary DSC is added in electrical series to achieve the required voltage. It is also convenient that the cells be in optical series and have complementary optical absorption spectra in order to maximise the energy drawn from sunlight. The cell with the larger bandgap photoabsorber is effectively transparent for longer wavelengths, which can be harvested by a second cell whose sensitivity extends towards the red. For the oxide semiconductor photoanode, iron or tungsten is favoured. A schematic of the energetics of this system is shown in Fig.3. A further development, associating a dye-sensitised cell with a chalcogenide-based thin film solid state cell with spectral complementarity and in optical and electrical series will be presented later in this report.

In the development of cell components, the introduction of the K-series of dyes featured in the report for the year 2006 (5). These compounds carry long-chain aromatic or aliphatic substituents, as well as the standard carboxylate linking groups. As a result the monomolecular film represents effectively an integrated hydrophobic encapsulant on the semiiconductor surface, so that trace aqueous contaminants in an organic electrolyte cannot desorb the dye or otherwise degrade cell performance. Electrolyte specifications also receive attention and continuous improvement. In consequence, proven stability and reliability have been recognised in industry.

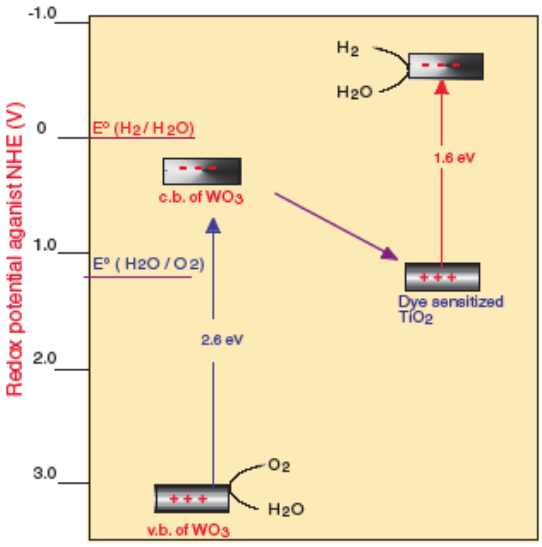


Fig. 3: schematic of energy levels and electrical series connection of a tandem arrangement for solar photoelectrolysis. As stated in the text, the two photosystems are also in optical series.

Ongoing Work and Results 2007

Dye development is particularly important, with attention to molecular engineering for improvement of stability, particularly at higher temperatures. The substitution of hydrophobic side chains on the dye molecule, so that traces of water in the ionic liquid electrolytes are not deleterous for cell performance as mentioned above, has been further developed and is patent-protected (5). Similar protection has been extended for coadsorbents such as decylphosphonate to be used in association with dyes in the formation of the structured monomolecular sensitising layer on the mesoporous substrate (6). The molecular structure of a dye in the “K-series” dyes with these side chains is shown in fig. 4.

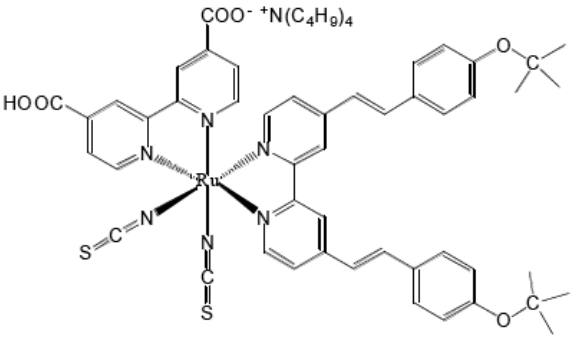


Fig. 4: Molecular structure of the dye "K77". Note the tetrabutylamine counterion.

Electrolyte performance has also been enhanced recently. The particular objective is the long-duration stability of cells in full sunlight operation, since the temperature on the photoactive surface may reach 80∇C. Ionic liquid electrolytes, which are normally less volatile, were investigated for their applicability for nanocrystalline dye-sensitized solar cells with an acceptably high current density of over 15 mA/cm^2. The mass transport of tri-iodide had previously been considered a limiting factor because of its lower diffusion coefficient and lower concentration in electrolytes compared with that for iodide. Initial results obtained by simply replacing the organic solvent with some ionic liquids were disappointing. In a recent publication (7) however, the EPFL team reports efficient and stable mesoscopic dye-sensitized solar cells by introducing a low-viscosity binary ionic liquid (1-propyl-3-methyl-imidazolium iodide (PMII) and 1-ethyl-3-methyl-imidazolium tetracyanoborate ($EMIB(CN)_4$) electrolyte in combination with a new high-molar-extinction-coefficient dye, Ru(2,2'-bipyridine-4,4'-dicarboxylic acid)(4,4'-bis(2-(4-tert-butyloxy-phenyl)ethenyl) -2,2'-bipyridine) $(NCS)_2$. The dependence of photovoltaic performance, charge transport and electron lifetime on the composition of the binary ionic-liquid electrolyte with different ratios of PMII/$EMIB(CN)_4$ were investigated by electrochemical impedance and photovoltage transient techniques. A photovoltaic conversion efficiency of 7.6 % was obtained under simulated full sunlight illumination, which is a record for solvent-free DSCs. These devices exhibit excellent stability at 80ºC in darkness or under visible-light soaking at 60 degrees C during 1000 hours of accelerated testing.

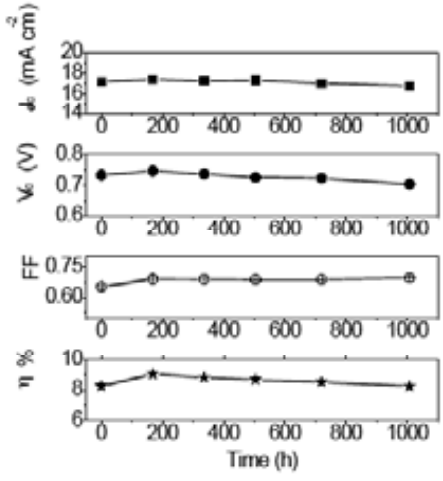


Fig. 5: Stability test: photovoltaic parameter variations (Jsc, Voc, FF and ɖ) with aging time for the device based on dye K77 and the non-volatile electrolyte (Z646) subjected to aging under light soaking at 60 °C. (8)

Obtaining long-term stability for DSCs at temperatures of 80~85°C had remained a major challenge for over 10 years and has only recently been achieved. Stabilization of the interface by using self-assembly of sensitizers in conjunction with amphiphilic coadsorbents has been particularly rewarding. Stable operating performance under both prolonged thermal stress (at 60℃ and 85°C) and AM 1.5 light soaking conditions has been possible. These devices retained 97.7% of their initial power conversion efficiency after 1,000 hr ageing. An analysis on DSC stability shows that in principle, DSCs can function in a stable manner for over 20 years, if the macro-engineering issues are rightly addressed (9). This has recently been verified experimentally by an industrial partner. The stability of parameters of a state-of-the art cell is presented in fig. 5.

In a further development a new concept, recently introduced, uses eutectic mixtures of molten salts as redox electrolytes. Excellent stability and an unprecedented efficiency of 8.2% are noted under air mass 1.5 global (AM 1.5G) illumination for a DSC, employing, along with the eutectic, a nanocrystalline titania film and the amphiphilic heteroleptic ruthenium complex Z907Na as sensitizer. The results are of great importance for progress towards large-scale outdoor applications of mesoscopic dye-sensitized solar cells.

In addition to the enhanced performance and reliability of individual DSC devices, their use as components of a tandem system has already been mentioned. One device associated a DSC unit with a spectral response cutoff near 700nm with a thin film solid state cell, in this case a I-III-$(VI)_2$ cell such as $CuInSe_2$, so that the combined device has a sensitivity extended into the infrared about 1150nm (Fig.6). With the cells in optical and electrical series there is an enhanced V_{oc} of up to 2V, and a solar spectral conversion efficiency of 15% when the fill factor reaches 0.74. Patent protection of the associated intellectual property has bee obtained (10). A patent on a metal oxide film for use in a tandem cell photoelectrolysis device was also obtained during 2007(11).

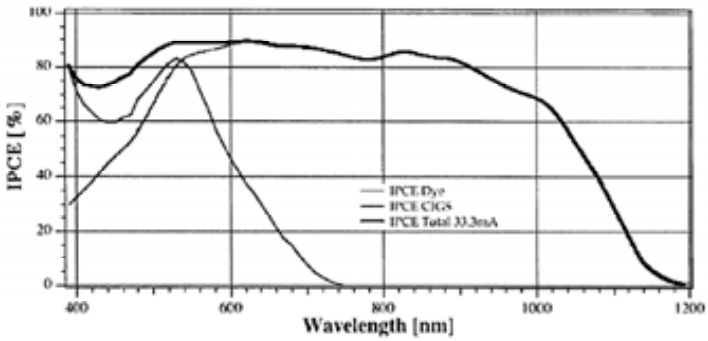


Fig. 6: Incident photon conversion efficiency of the tandem device comprising a DSC in optical series with a thin film solid state cell with complementary optical absorption characteristics.

National Cooperation

The national cooperation involves participation in the Competence Centre for Energy and Mobility (CCEM), initiatiated by the Council of the Swiss Federal Polytechniques (ETH-Rat) and managed by the Paul Scherrer institute. The particular activity is within the cooperation on "Cost Effective Thin Film Photovoltaics for Future Electricity Generation" directed by Dr. F. Nüesch (EMPA). The Swiss-registered company Greatcell Solar S.A. holds a licence to the intellectual property of the laboratory on photovoltaics in association with Dyesol PLC, Australia. The work of the laboratory is also supported by the Swiss National Fund for Scientific Research (SNF/FNS) as a contribution to its International Materials Initiative.

A significant Swiss action to promote the dye-sensitised photovoltaics technology was the International Dye Solar Cell Industrialisation Conference, 2007, held as part of the NanoEurope 2007 Fair and Conference, 11 – 13 September 2007 at the Olma Conference Centre, St.Gallen. The key concept structuring the Conference was defined by the Chairman, Prof. A. Luzzi, in his assertion that the technology now stands "on the brink of industrialisation". The event was designed to provide a forum for meeting and interaction of the world DSC community, to strengthen that community at large and specifically to promote and accelerate the numerous DSC commercialisation programmes. There is the implication that industrialisation has not yet been completed, but given the significantly increased DSC development efforts worldwide, confidence in successful exploitation of the technology on an industrial scale is now confirmed as realistic in the short term.

International Cooperation

International cooperation continues on two levels, academic and industrial. Research activities involve, among others, laboratories engaged in nanotechnology in Denmark (University of Arhus), Ireland (University College Dublin), Scotland (University of Aberdeen) and Algeria (University of Setif). The laboratory also collaborated with the University of Rome, Tor Vergata, in the organisation of an international seminar on DSC, held in Ventotene, Italy (Sept.2007). In Asia there are ongoing contacts with India, China, Japan and Korea.

At the St. Gallen conference already mentioned, G24i PLC, Wales, a license holder of EPFL DSC patents, presented a recently commissioned production line which entered into service in June 2007. Significant progress was also reported by Dyesol PLC, Australia, another industrial associate company: tests of a Dyesol state-of –the-art device established a durability under continuous simuated 1-sun illumination of 14,000 hours, with the test continuing. This represents a major milestone in the qualification of DSC technology for long-duration operation in outdoor conditions. Scaling for natural variability of operating conditions, including the day/night cycle and weather effects, this observation justifies confidence in a 20-year lifetiime for DSC photovoltaic solar electricity generation.

References

[1] A.J. McEvoy and M.Grätzel, ***"Dye-sensitized regenerative solar cells"***, in *Encyclopedia of Electrochemistry* (Bard – Stratman), vol.6, 2002, p. 397, Publ. Wiley-VCH, Weinheim, Germany.

[2] A.J. McEvoy, ***"Photoelectrochemical Solar Cells"***, in *Solar Cells - Materials, Manufacture and Operation",* T. Markvart and L.Castaner, (Eds.), Elsevier, 2005, p. 395.

[3] ***"Solid state heterojunction and solid state sensitized photovoltaic cell"***, European Patent EP1176646 A1 (2002); U.S. patent US6861722 (2005).

[4] ***"Tandem cell for water cleavage by visible light"***, U.S. Patent 6936143 (2005).

[5] ***"2,2-Bipyridine ligand, sensitizing dye and dye sensitized solar cell"***, European Patent EP1622178 (2006).

[6] ***"Dye sensitized solar cell"***, U.S. Patent US2008006322 (2008).

[7] D. Kuang, C.Klein, Z.Zhang, S.Ito, J.-E.Moser, S.M.Zakeeruddin and M.Grätzel, ***"Stable, High-Efficiency Ionic-Liquid-Based Mesoscopic Dye-Sensitized Solar Cells"***, Small. 3 (2007) 2094.

[8] D. Kuang, C. Klein, S. Ito, J.-E. Moser, R. Humphry-Baker, N. Evans, F. Duriaux, C. Grätzel, S.M. Zakeeruddin, M. Grätzel, ***"High-Efficiency and Stable Mesoscopic Dye-Sensitized Solar Cells Based on a High Molar Extinction Coefficient Ruthenium Sensitizer and Nonvolatile Electrolyte"***, Advanced Materials, 19 (2007) 1133.

[9] K.R. Thampi, P. Liska, P. Wang, S.M. Zakeeruddin, L. Schmidt-Mende, C. Klein, P. Comte and M. Grätzel, ***Proc. 20th. Europ. Solar Energy Conf.***, *Barcelona,* June 2005, p. 55.

[10] ***"Tandem photovoltaic conversion device"***, European Patent EP1724838 (2005).

[11] ***"Photocatalytic Film for the Cleavage of Water into Hydrogen and Oxygen"***, U.S. Patent 7271334 (2007)

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

EFFICIENT FAR RED SENSITIZATION OF NANOCRYSTALLINE TiO_2 FILMS BY AN UNSYMMETRICAL SQUARAINE DYE

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Yun-Ho Yum [1], Pablo Walter [2], Simon Huber [2], Daniel Rentsch [2], Thomas Geiger [2], Frank Nüesch [2], Filippo De Angelis [2], Michael Grätzel [1], Mohammad K. Nazeeruddin [1]
Institution / Company	[1] Laboratory for Photonics and Interfaces, Institute of Chemical Sciences and Engineering, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne [2] Labortatory for Functional Polymers / Empa - Swiss Federal Laboratories for Materials Testing and Research
Address	[1] CH-1015 Lausanne, Switzerland [2] Überlandstrasse 129, CH-8600 Dübendorf
Telephone, E-mail, Homepage	[2] +41 (44) 823 47 40, frank.nueesch@empa.ch, http://www.empa.ch
Project- / Contract Number	CCEM-ThinPV project Part B; Empa
Duration of the Project (from – to)	2007-2009
Date	1.4.2007

ABSTRACT

An asymmetric squaraine sensitizer comprising an anchoring group were engineered at molecular level and synthesized. When used as sensitizer for the nanocrystalline TiO_2 film in standard DSC cells, an unprecedented incident photon to current conversion efficiency of 85% was achieved. A short circuit photocurrent density of 10.5 ∂ 0.2 mA/cm^2, an open circuit voltage of 603 ∂ 10 mV and a fill factor of 0.71 ∂ 0.02 were obtained, corresponding to an overall power conversion efficiency of 4.50 % under standard AM 1.5 sunlight. Interestingly, given the rather narrow spectral bandwidth where the device is photoactive, the achieved power efficiency is remarkable and is the highest one obtained with squaraine dyes so far. The novel sensitizer benefits from an extremely high extinction coefficient, which offers the possibility to use the dye as co-sensitizer.

Introduction

Dye-sensitized solar cells (DSCs) have attracted significant attention as low-cost alternatives to conventional solid-state photovoltaic devices. In these cells the most successful charge transfer sensitizers employed are ruthenium polypyridyl complexes, yielding 9-11% solar-to-electric power conversion efficiencies under AM 1.5. The majority of the ruthenium complexes reported to date show absorption in the visible region at around 535 nm. Essential for efficient conversion of solar energy by DSC is the spectral match of the sensitizer absorption to the solar radiation. Ruthenium complexes are very efficient and stable sensitizers for the visible to red spectral domain, but are insufficient absorbers in the near infrared. Therefore, development of sensitizers with extended spectral sensitivity into the infrared region is essential. Squaraines are well known for their intense absorption in the red/near IR regions and are therefore an excellent option to explore for solar cell applications.

Various groups have tested squaraines as sensitizers on wide band gap oxide semiconductors and obtained rather low power conversion efficiencies. The reported low efficiencies of squaraines were attributed to aggregation and lack of directionality in the excited state. There are several basic requirements guiding the molecular engineering of an efficient sensitizer. The excited-state redox potential should match the energy of the conduction band edge of the oxide. Light excitation should be associated with vectorial electron flow from the light-harvesting moiety of the sensitizer toward the semiconductor surface, providing for efficient electron transfer from the excited dye to the TiO_2 conduction band. Finally, a strong conjugation across the chromophore and anchoring groups is required for a good electronic coupling between the lowest unoccupied orbital (LUMO) of the dye and the TiO_2 conduction band. In order to satisfy these essential requirements, we have designed and developed a novel asymmetrical squaraine sensitizer that has a carboxylic acid group directly attached to the chromophore. In this work, we report the synthesis, electronic and photovoltaic properties of the squaraine sensitizer [1].

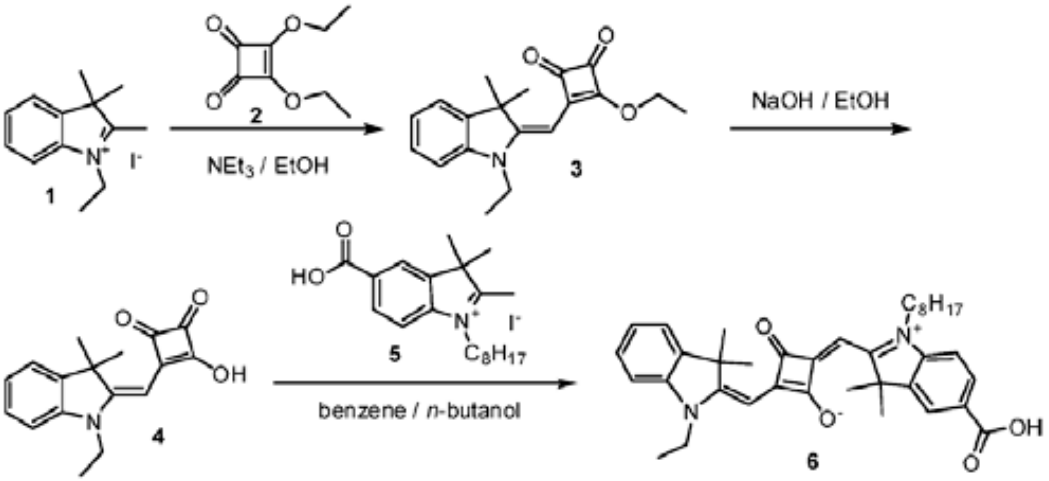
Objectives

Commonly used dyes for DSC absorb in the photons in the range of 350 nm to 650 nm corresponding to 22% of all photons provided by the sun. Extending this absorption to 1000 nm would allow harvesting of 53% of all available photons. While significantly increasing the photovoltaic current density, the reduction of the band-gap necessarily limits the maximum open-circuit voltage of the DSC. This limitation might not even become apparent in DSC using the I_3^-/I^- redox couple, since the mismatch with the dye^+/dye levels can still be further reduced without cutting back on the regeneration efficiency of the oxidized dye.

Among the various possibilities to design near infrared (NIR) absorbing dyes, organic dyes possess a number of assets. First of all, cost efficient synthesis routes can be envisaged, avoiding the use of noble metals as in metal-ligand complexes. Second, these dyes can possess extremely high extinction coefficients well above 150'000 l/mol cm which allows using cells with thinner titanium dioxide layers and enhanced ionic conductivity. Strong absorbers require less TiO_2 surface photogeneration of charge carriers and are therefore ideal candidates for co-sensitization

Work performed and results obtained

Scheme 1 shows the synthetic strategy used to obtain squaraine sensitizer. The various chemicals were purchased from Fluka or Adlrich and used as received. A TG209F1 from Netzsch were used to determine the melting and decomposing point. The ^1H and ^{13}C NMR spectra were recorded at 400.13 (100.61) MHz on a Bruker Avance-400 NMR spectrometer. The ^1D, ^1H and ^{13}C NMR spectra and the $^1H,^1H$ and $^1H,^{13}C$ 2D correlation experiments were performed at 297 K using a 5 mm broadband inverse probe. All spectra were recorded with Bruker standard pulse programs and parameter sets and the $^1H/^{13}C$ chemical shifts were referenced internally using the resonance signals of methanol at 3.31/49.0 ppm or dimethyl sulfoxide at 2.54 ppm. Mass spectra were recorded on an electro spray ionisation mass spectrometer (ESI-MS, TSQ 7000, Finnigan) in positive ion monitoring mode (University of Mainz) and an EI-MS (VG-TRBRID; MS-service of the Laboratory for Organic Chemistry at ETH-Zürich).



Scheme 1: Synthetic strategy used for the squaraine dye

The UV/vis absorption spectrum of the squaraine sensitizer in ethanol shows an absorption maximum at 636 nm with high molar extinction coefficient (κ =158 500 dm^3 mol^{-1} cm^{-1}) corresponding to $\phi 4 \phi^*$ charge-transfer (CT) transitions. When the squaraine sensitizer is excited within the CT absorption band at room temperature in an air-equilibrated ethanol solution, it exhibits a strong luminescence maximum at 659 nm. The absorption spectrum of the squaraine sensitizer adsorbed on a 4 σm TiO_2 film shows features similar to those seen in the corresponding solution spectrum but exhibits a slight red shift of 15 nm due to the interaction of the anchoring group with the surface (see Figure 1).

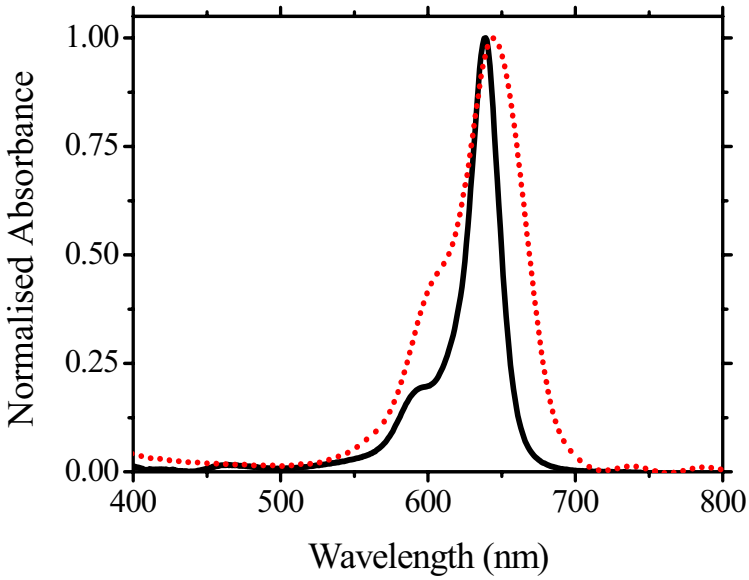


Figure 1: Absorption spectra of squaraine sensitizer SQ1 in ethanol solution (black solid) and onto 4 σm TiO_2 film (red dot)

Cyclic voltammetry measurements were performed in acetonitrile solution with 0.1 M tetrabutylammonium tetrafluoroborate using ferrocene as internal standard at 0.69 V vs NHE. The squaraine oxidation and reduction potentials were obtained at $E_{1/2}$ = 0.98 and -0.78 V vs NHE, respectively. The optical transition energy E(0-0) of the squaraine sensitizer is at 1.92 eV, yielding an excited state reduction potential of -0.94 V vs NHE, which is negative enough to allow electron transfer into the TiO_2 conduction band. To gain insight into the nature of the excited states of the squaraine dye, we performed DFT/TDDFT calculations on a model in which the octyl substituents have been replaced by methyls and optimized its geometrical structure followed by calculation of the lowest vertical excitations. In doing so, we considered a C_s symmetry and used the BPW91 functional and a 6-311g* basis set, as implemented in the G03 program package. Inspection of the electronic structure of the squaraine dye revealed that the highest occupied molecular orbital (HOMO) is delocalized throughout the dye, while the HOMO-1, 0.23 eV below the HOMO, is entirely localized within the squaraine core, both orbitals belonging to the dye ϕ framework (Figure 2).

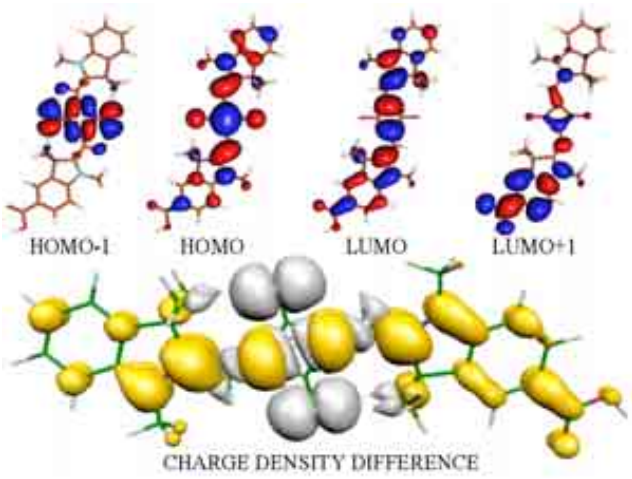


Figure 2: Upper panel: isodensity plot of selected molecular orbitals of the squaraine dye. Lower panel: charge density difference between the excited (596 nm) and ground state; the yellow (white) color indicates an increase (decrease) of charge density in a given molecular region.

The LUMO, 1.32 eV above the HOMO, is a ϕ * orbital delocalized throughout the dye, with sizable contributions arising from the carboxylic group, while the LUMO+1, calculated 1.13 eV above the LUMO, is entirely localized in the dye portion bearing the carboxylic substituent. Excited-state TDDFT calculations predict an isolated intense transition at 596 nm, that is, only 0.13 eV blue-shifted compared to the experimental absorption maximum. This transition is mainly composed by HOMO-LUMO and HOMO-LUMO+1 excitations, the former being the dominant contribution, thus giving rise to a charge flow from the squaraine core to the outer molecular region. The resulting excited state is potentially strongly coupled to the semiconductor surface, due to charge delocalization involving the anchoring carboxylic group. factor, together with the high dye molar extinction coefficient, is probably responsible of the high photocurrent and overall photovoltaic efficiency measured experimentally; see below.
The screen-printed double layer TiO_2 film consisting of a 10 σm transparent layer and a 4 σm scattering layer was prepared and treated with 0.05 M titanium tetrachloride solution. The films were heated to 500 °C in air and sintered for 20 min before use. The electrodes were dipped into the dye solution for 4 h at 22 °C, and the dye-coated electrodes were rinsed quickly with ethanol and used as such for photovoltaic measurements. Standard fabrication and testing procedure for solar cells were used. Figure 3 shows the photocurrent action spectrum obtained with a sandwich cell. The incident monochromatic photon-to-current conversion efficiency (IPCE) plotted as a function of excitation wavelength shows 85% efficiency. Under standard global AM 1.5 solar condition, the squaraine-sensitized cell gave a short circuit photocurrent density of 10.50 mA/cm^2, an open circuit voltage of 603 mV, and a fill factor of 0.71 corresponding to an overall conversion efficiency of 4.5%.

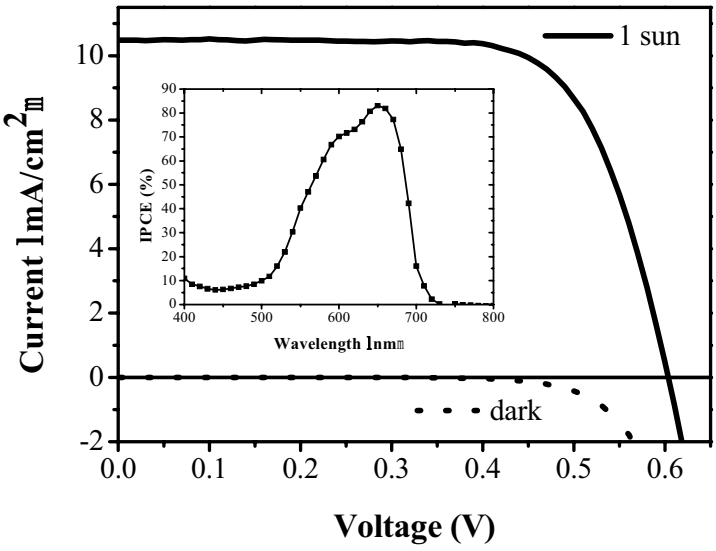


Figure 3: Photocurrent action spectrum (insert) and current-voltage characteristics of squaraine obtained with a nanocrystalline TiO_2 film supported onto a conducting glass sheet and derivatized with monolayer of squaraine in presence of Chenodeoxycholic acid. A sandwich type cell configuration was used to measure this spectrum.

The high efficiency of the squaraine sensitizer is attributed to the particular molecular design. First, the carboxylic acid group is part of the conjugated ϕ-system of the dye and provides strong electronic coupling to the conduction band of TiO_2. Second, the asymmetry created by the octyl chain prevents surface aggregation and limits self-quenching of the excited state. To the best of our knowledge, these results represent a major breakthrough in the design and development of squaraine-based sensitizers.

National / International collaborations

Instituto CNR die Scienze e Tecnologie Molecolari (ISTM), c/o Dipartimento die Chimica, Universita di Perugia, I-06123 Perugia, Italy.

Centre of Competence in Energy and Mobility (CCEM) of the ETH domain. Project: ThinPV. This project is coordinated by Dr. F. Nüesch and includes 9 partners in Switzerland (see http://ccem-ch.web.psi.ch/documents/projektbeschriebe/Beschrieb_ThinPV.pdf)

Department of Chemistry, Korea University, Jochiwon, Chungnam, 339-700, Korea.

Evaluation of 2007 and perspectives for 2008

Further to providing good absorption in the red/near IR region of the solar spectrum, squaraine dyes may be transparent over a large region of the visible spectrum, enabling the possibility of fabricating “photovoltaic windows”: A red/near IR absorbing photovoltaic cell used as a window, will allow visible light to enter a building, harvesting the solar power from the red/near IR part of the spectrum. Due to their high extinction coefficients, squaraine dyes are excellent candidates to be used as co-sensitizers in DSCs. In our first experiments we collaborated with a Korean laboratory that provided an organic dye absorbing in the visible domain. Power conversion efficiencies of 7.4% and 6.4% were obtained for the co-sensitized DSCs using standard and ionic liquid electrolytes, respectively [2, 3].

In 2008 we intend to push the absorption of squaraine dyes even further to the red to up to 800 nm. Tandem cells devices shall be constructed to further increase DSC efficiency.

Publications

[1] J. H. Yum, P. Walter, S. Huber, D. Rentsch, T. Geiger, F. Nüesch, F. De Angelis, M. Gratzel, and M. K. Nazeeruddin, ***"Efficient far red sensitization of nanocrystalline TiO2 films by an unsymmetrical squaraine dye"***, J. Am. Chem. Soc. 129 (34), 10320 (2007).

[2] J.-H. Yum, S.-R. Jang, P. Walter, T. Geiger, F. Nüesch, S. Kim, J. Ko, M. Grätzel, M. K. Nazeeruddin, ***Chem. Comm, 4680-4682 (2007)***.

[3] D. Kuang, P. Walter, F. Nüesch, S. Kim, J. Ko, P. Comte, S. M. Zakeeruddin, M. K. Nazeeruddin, M. Grätzel, ***„Co-sensitization of Orgnaic Dyes for Efficient Ionic Liquid Electrolyte-Based Dye-Sensitized Solar Cells“***, Langmuir 23 (22): 10906-10909 (2007).

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

DOPING OF CYANINE SOLAR CELLS: ENHANCING CHARGE TRANSPORT

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Bin Fan [1], Roland Hany [1], Frank Nüesch [1] Jacques-Edouard Moser [2]
Institution / Company	[1] Labortatory for Functional Polymers / Empa - Swiss Federal Laboratories for Materials Testing and Research [2] Photochemical Dynamics Group, Institute of Chemical Sciences and Engineering, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
Address	[1] Überlandstrasse 129, CH-8600 Dübendorf [2] CH-1015 Lausanne, Switzerland
Telephone, E-mail, Homepage	[1] +41 44 823 47 40, frank.nueesch@empa.ch, http://www.empa.ch
Project- / Contract Number	CCEM-ThinPV project Part B
Duration of the Project (from – to)	2007-2009
Date	1.4.2007

ABSTRACT

Organic solar cells are currently subject to intense research efforts spurred by the promise of providing low cost devices to the growing photovoltaic market. Cyanine based materials are very strong light absorbers but have yet to prove their suitability for photovoltaics in terms of charge carrier transport. Photoinduced doping by oxygen demonstrates that charge carrier transport can be enhanced importantly in these materials, which may be a loophole to the charge carrier mobility limitation. When used in bilayer thin film photovoltaic devices, doped materials give rise to a ten-fold increase of the power conversion efficiency as compared to the pristine materials.

Introduction

Cyanine dyes were developed at the beginning of the 20th century, mainly as sensitizers for silver halide emulsions in the photographic process. Above all, cyanines exhibit extraordinarly high extinction coefficients and tunable absorption spectra. Most interesting is the possibility to achieve strong light absorption in the near-infrared domain, which is presently thought to be one possibility to enhance power conversion efficiency of organic solar cells.

Objectives

So far only few works have studied thin solid cyanine films as active layers in solar cells. Simple bilayer heterojunction devices were fabricated, proving the concept of using cyanines as electron donors or acceptors. Unfortunately the power conversion efficiency has been typically around 0.1 % or lower, which is too modest for most applications. The cause of this poor performance has been unclear so far. This work highlights the importance of charge carrier transport in cyanine dye based solar cell [1].

Work performed and results obtained

When cyanine films were exposed to ambient atmosphere under white light irradiation, a steep rise of the conductivity of the film could be observed (Fig. 1). Clearly light is required to induce the conductivity increase. By separately investigating the effect of oxygen and water it could be demonstrated that both are needed for the doping process. Photochemical reactions of cyanine dyes with oxygen involve either energy transfer or electron transfer. While the former leads to reactive singlet oxygen, the latter leads to the transient superoxide anion O_2^- species that further react with a neighboring cyanine molecule. Contrary to the energy transfer mechanism, the electron transfer mechanism produces a cationic cyanine species which can be regarded as positive charge carrier.

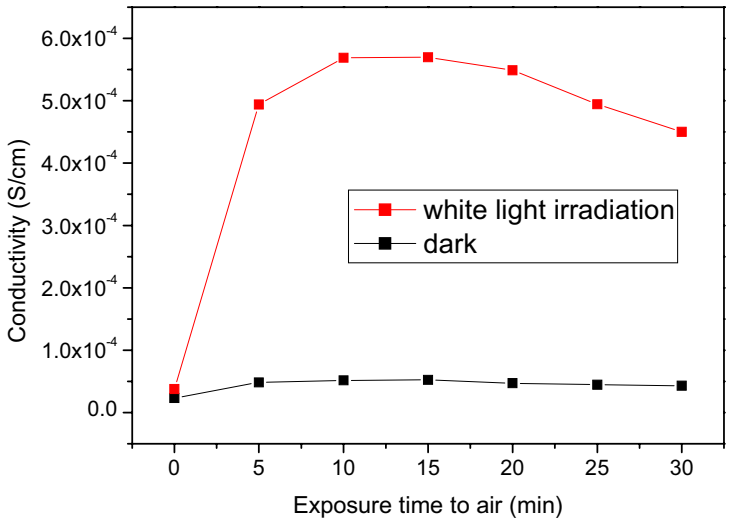


Fig. 1: Four probe conductivity measurement of a thin cyanine film as a function of exposure time to ambient atmosphere in the dark (black squares) and under white light irradiation (red squares).

Cyanine – fullerene C_{60} bilayer solar cells were fabricated on transparent conducting glass coated by a conductive polymer interlayer (PEDOT:PSS). Photochemical doping of the cyanine film had a tremendous impact on the device performance. Most importantly the power conversion efficiency of the device increased from 0.14% to 1.2% which is among the best efficiencies for organic bilayer devices. The short circuit current increase from 0.46 mA/cm^2 to 1.83 mA/cm^2 as well as the fill factor improvement from 0.19 to 0.27 further emphasize the ameliorated charge transport due to the doping process.

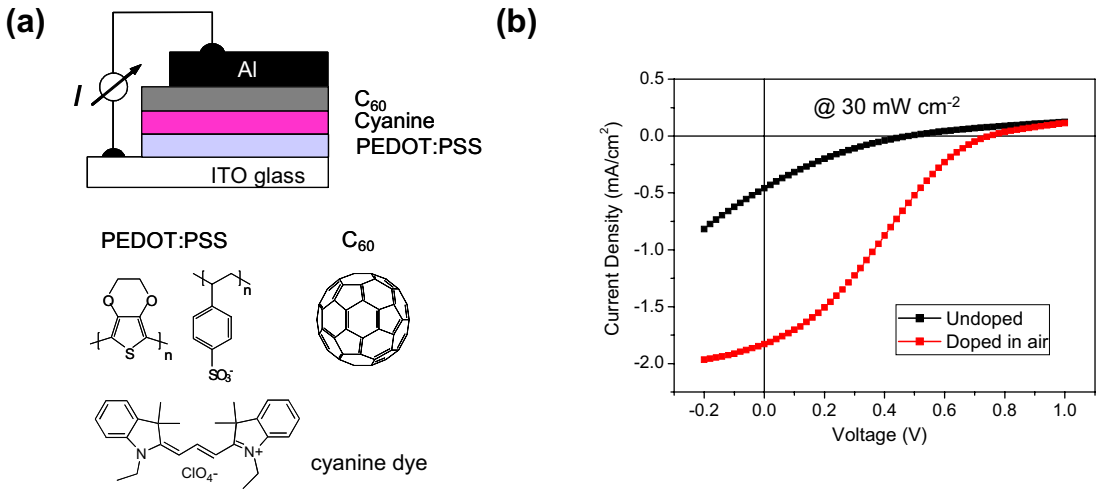


Fig. 2: (a) Chemical structures of the materials and solar cell device architecture used in this work (b) Current-voltage characteristics of the devices measured in the dark just after fabrication (black squares) and after being exposed to ambient atmosphere for 0.5 hours under white light irradiation (red squares).

National / International collaborations

Centre of Competence in Energy and Mobility (CCEM) of the ETH domain. Project: ThinPV. This project is coordinated by Dr. F. Nüesch and includes 9 partners in Switzerland (see http://ccem-ch.web.psi.ch/documents/projektbeschriebe/Beschrieb_ThinPV.pdf)

Prof. J. Moser (EPFL, Lausanne): Photophysics of cyanine films

Prof. L. Zuppiroli (EPFL, Lausanne, Charge carrier mbility)

Evaluation of 2007 and perspectives for 2008

In 2007 the discovery of the drastic efficiency enhancement by doping cyanine dye films gave significant boost to the material class of cyanine dyes. It will lead the way to the design of high performance cyanine materials for solid organic solar cells. Of particular interest is the fact that cyanine dyes can be synthesized that strongly absorb in the near infrared domain, where only few organic materials are able to absorb so far. The doping concept elaborated in this work can be generally applied to other dyes and polymers. This shall be investigated in the future.

Publications

[1] Bin Fan, Roland Hany, Jacques-Eduard Moser, Frank Nüesch, ***Organic Electronics***, 9 (2008) 85-94

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

FULLSPECTRUM

A NEW PV WAVE MAKING MORE EFFICIENT USE OF THE SOLAR SPECTRUM

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Dr. Toby Meyer & Andreas Meyer
Institution / Company	Solaronix SA
Address	Ouriette 129 CH-1170 Aubonne
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 21 821 22 80, toby@solaronix.com, www.solaronix.com
Project- / Contract Number	SES6-CT-2003-502620 / SER N° 03.0111-2
Duration of the Project (from – to)	1.11.2003 – 31.10.2008
Date	05.02.2008

ABSTRACT

FULLSPECTRUM is an EU integrated project whose primary objective is to make use of the FULL solar SPECTRUM to produce electricity. The necessity for this research is easily understood, for example, from the fact that present commercial solar cells used for terrestrial applications are based on single gap semiconductor solar cells. These cells can by no means make use of the energy of below bandgap energy photons, since these simply cannot be absorbed by the material. The achievement of this general objective is pursued through five strategies: a) the development of high efficiency multijunction solar cells based on III-V compounds, b) the development of thermophotovoltaic converters, c) the research on intermediate band solar cells, d) the search of molecules and dyes capable of undergoing two photon processes and e) the development of manufacturing techniques suitable to industrialize the most promising concepts.

Project Goals

The aim of FULLSPECTRUM is the development of photovoltaic (PV) concepts capable of extracting the most of every single photon available [1]. At this respect, each of the five activities envisaged in this project to achieve this general goal confront its own challenges. The multijunction activity pursues to develop solar cells that approach 40 % efficiency as much as possible. For that, it faces the challenge of finding materials with a good compromise between lattice matching and bandgap energy. The thermophotovoltaic activity bases part of its success in finding suitable emitters that can operate at high temperatures and/or adapt their emission spectra to the gap of the cells. The other part relies in the successful recycling of photons so that those that cannot be used effectively by the solar cells can return to the emitter assisting in keeping it hot. The intermediate band solar cell approach defy the challenge of proving its principles of operation to an extent in which these have not represent only marginal effects in the performance of the cells. The molecular based concept activity devoted to search of new molecules encounters the challenge of **identifying molecules capable of undergoing two photon processes**, that is, molecules that can absorb two low energy photons to produced a high energy excited state or, for example, dyes that can absorb one high energy photon and re-emit its energy in the form of two photons of lower energy. An other aim is investigating the **"flat-plate concentrator"** (FPC) concept, which is based on thin polymers sheets colored with special dyes capable of absorbing high-energy photons and re-emit them as low energy photons that ideally match the gap of the solar cells. This emitted light is trapped within the concentrator usually by internal reflection and, if the losses within the concentrator are small, can only escape by being absorbed by the cells put on the edges of the concentrator plate. Among all the above concepts, the multijunction approach appears to be the most readily available for commercialization. For that, the manufacturing techniques and pre-normative research activity is devoted specifically to speed up its path to market is developing trackers, optics and manufacturing techniques that can integrate these cells in commercial concentrator systems.

Short description of the project

The multijunction solar cell approach pursues the better use of the solar spectrum by using a stack of single gap solar cells to be incorporated in a concentrator system in order to make it cost effective (Fig. 1). Within this approach, the project, at its start, aimed to cells with an efficiency of 35 %. This result has already been achieved by FhG-ISE in the second year of the Project and the Consortium aims now to achieve efficiencies as close as possible to 40%.

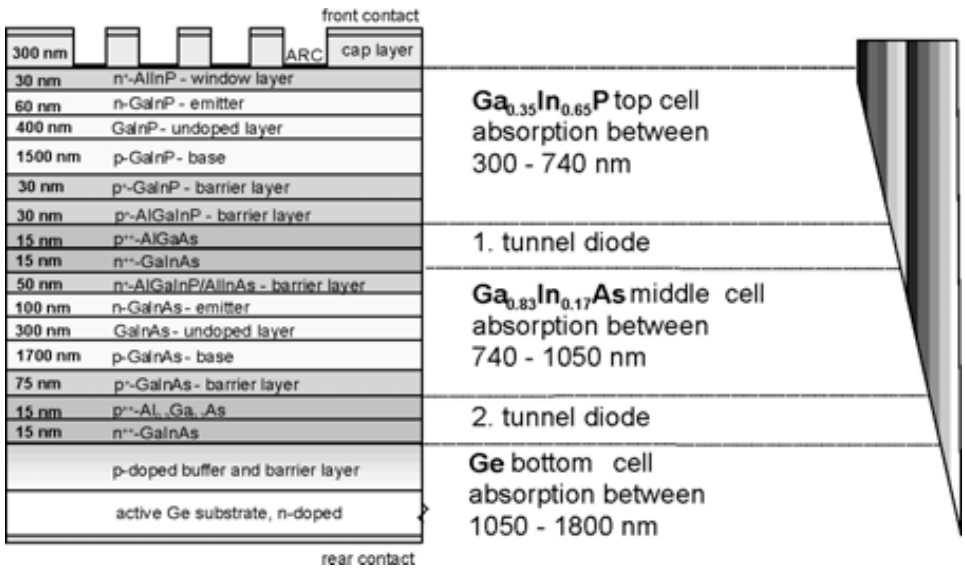


Fig. 1. Example of a structure of a monolithic triple-junction solar cell made of $Ga_{0.35}In_{0.65}P$ -, $Ga_{0.83}In_{0.17}As$ - and Ge-junctions interconnected by internal tunnel diodes.

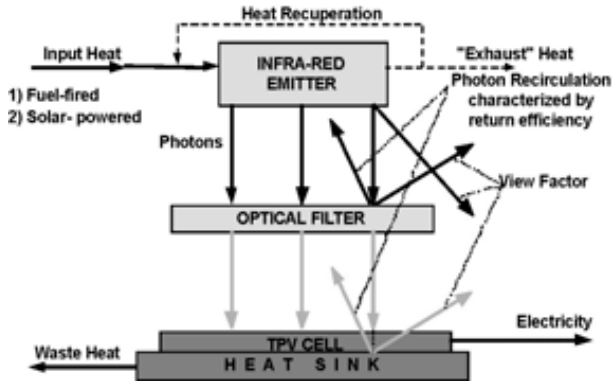


Fig. 2. The principle of TPV conversion

In the thermophotovoltaic approach, the sun heats up, through a concentrator system, a material called “emitter” leading it incandescent (Fig. 2). The radiation from this emitter drives an array of solar cells producing electricity. The advantage of this approach is that, by an appropriate system of filters and back reflectors, photons with energy above and below the solar cell bandgap can be directed back to the emitter assisting in keeping it hot by recycling the energy of these photons that otherwise would not be optimally converted by the solar cells. By the end of the project, it is expected that the system, composed basically by the concentrator, emitter and solar cell array can be integrated and evaluated.

The “intermediate band” approach pursues a better use of the solar spectrum by using intermediate band materials (Fig. 3). These materials are characterised by the existence of an electronic energy band within what otherwise would be a conventional semiconductor bandgap. According to the principles of operation of this cell, the intermediate band allows the absorption of low bandgap energy photons and the subsequent production of enhanced photocurrent without voltage degradation. The Project expects also to identify as much intermediate band material candidates as possible as well as to demonstrate experimentally the principles of operation of the intermediate band solar cell by using quantum dot solar cells as workbenches.

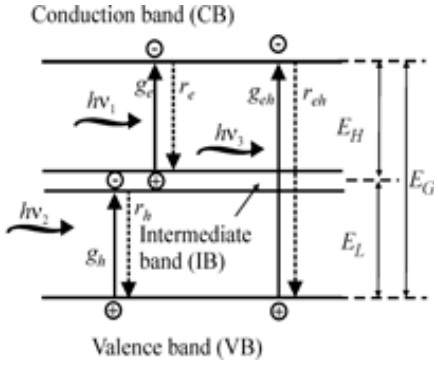


Fig. 3. The principle of the IBC.

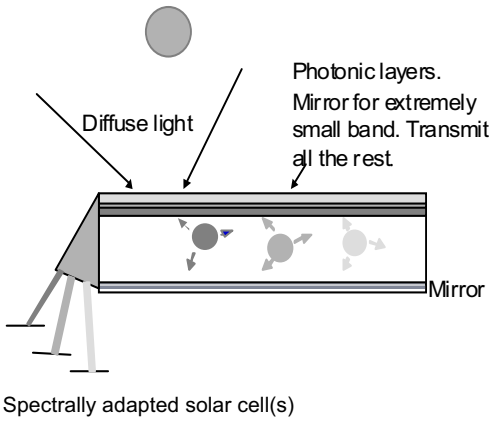


Fig. 4. Luminescent concentrator with photonic crystal.

As mentioned, under the “molecular based concepts” heading, it is expected to find dyes and molecules capable of undergoing two-photon processes. Dyes -or quantum dots- suitable to be incorporated into flat concentrators are also pursued. Flat concentrators are essentially polymers plates, that by incorporating these special dyes to their structure, are capable of absorbing high energy photons and re-emit them as low energy photons that ideally match the gap of the solar cells. This emitted light is trapped within the concentrator usually by internal reflection and, if the losses within the concentrator are small, can only escape by being absorbed by the cells.

Within the activity involving manufacturing, it is expected to clear the way towards commercialization for those most promising concepts. This is the case of the multi-junction solar cells and within this activity it is expected to develop, for example, trackers with the necessary accuracy to follow the sun at 1000 suns, “pick and place” assembling techniques as to produce concentrator modules at competitive prices as well as to draft the normative that has to serve as the framework for the implementation of these systems.

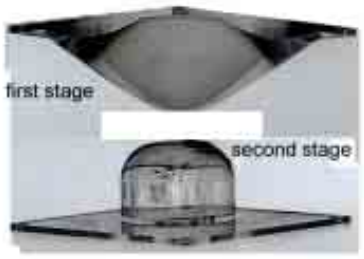


Fig. 5. An example of novel concentrator lenses.

Project Structure: The Project is coordinated by Prof. Antonio Luque (Instituto de Energía Solar) assisted by Projektgesellschaft Solare Energiesysteme GmbH (PSE). The Consortium involves 19 research institutions listed at the side of this text. As mentioned, to make the better use of the solar spectrum declared above, the project is structured along five research development and innovation activities:

1) Multijuntion solar cells. The activity is leaded by FhG-ISE with the participation of RWE-SSP, IES-UPM, IOFFE, CEA-DTEN and PUM.
2) Thermophotovoltaic converters. Is headed by IOFFE and CEA-DTEN. IES-UPM and PSI participate also in its development.
3) Intermediate band solar cells. The activity is leaded by IES-UPM. The other partners directly involved are UG, ICP-CSIC and UCY.
4) Molecular based concepts. The activity is leaded by ECN. The other groups involved are FhG-IAP, ICSTM, UM and Solaronix.
5) Manufacturing techniques and pre-normative research. The activity is leaded by ISOFOTON. IES-UPM and JRC are involved also in the activities.

In addition, every two years, the Project sponsors a public Seminar about its public results and grants students worldwide in order to assist this Seminar as part of its dissemination activities. Proper announcements are made in FULLSPECTRUM web page (http://www.fullspectrum-eu.org).

Work and results

Solaronix is involved in the Molecular based concepts sub-project, which consists of 4 workpackages

WP4.1: Flat Plat Concentrator (FPC)– Practical Devices

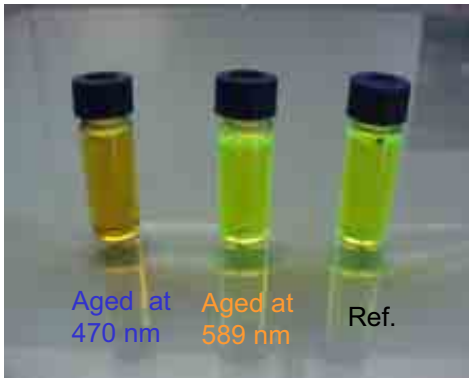
WP4.2: Ultimate Light Concentrator Performance

WP4.3. FPC stability assessment

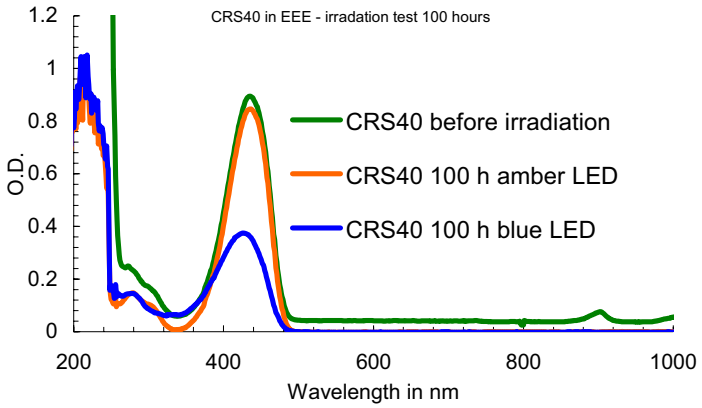
WP4.4: Dye & Quantum dots assessment (as sensitizer and/or “two-photon” absorber)

In 2007, the work focused on the stability testing (WP4.3) and the preparation of new dyes to be tested in dye solar cells (WP4.4).

The stability of the CRS040 dye was tested by irradiating in high intensity monochromatic light a solution of this dye in ethylacetate. Two samples were irradiated at 470 and 589 nm for 100 hours in high intensity LED.



CR0S04 in ethyl acetate after 100 hours irradiation in LED light at 470 and 589 nm.

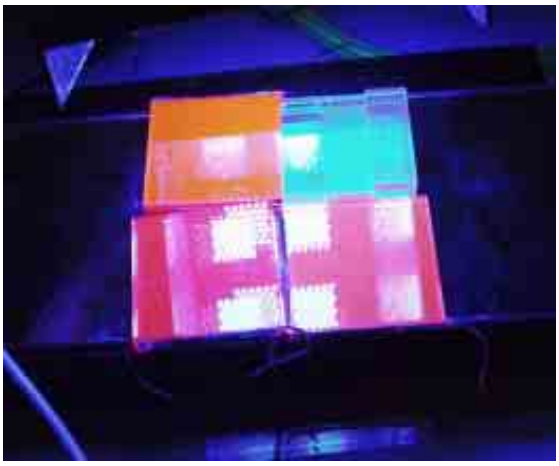


UV-Vis spectra of CRS040 ethyl acetate solutions before and after LED lamp irradiation for 100 hours kept at room temperature.

WP 4.3 Flat Plate Concentrators (FPC) stability testing in 470 nm high intensity LED light

The 5 x 5 cm sized flat plate concentrator (FPC) samples received from ECN, 740C, 742C, 747C and 749C were fitted with high efficiency Si-solar cell of 5 x 50 mm size. The sample 74C (yellow colored) was kept in the dark as reference. The 3 other samples were exposed to blue LED intense monochromatic light for over 700 hr, the short-circuit photocurrent of the attached Si-cell, the UV-VIS spectra, the fluorescence (normalized) and the external quantum efficiency were measured periodically over time.

For the sample 740C, UV-VIS spectra were only acquired at start of the experience, as this plate was fitted with mirrors on all sides later on for the rest of the time in the LED lamp.



The flat plate concentrator samples in the 470 nm LED lamp

Sample types:

Flat Plate Concentrators (received from ECN)

FPC740 - fitted with 3 x 50 mm c-Si cell + mirrors
= 0.0045 % L. F Yellow 170

FPC742 (Yellow - not aged in blue LED)
= 0.004 % L. F Yellow 083

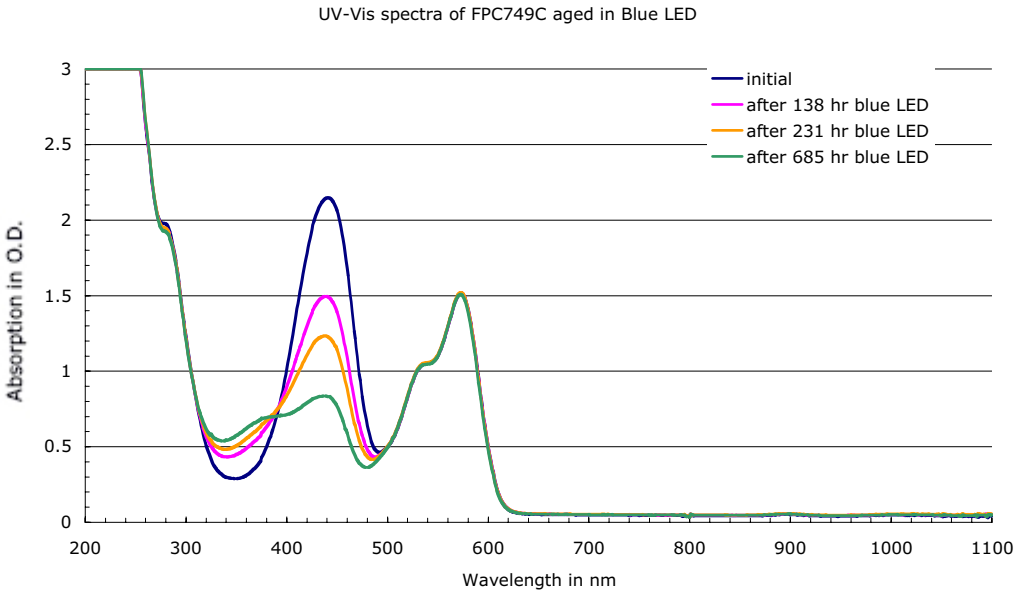
FPC747 - fitted with 3 x 50 mm c-Si cell
= 0.01 % L. F Red 305 + 0.004% L.F. Yellow 083

FPC749 - fitted with 3 x 50 mm c-Si cell
= 0.01 % L. F Red 305 + 0.003% CRS 040

The table below show the change of photocurrent for the 3 samples exposed to the 470 nm blue LED light for about 700 hours.

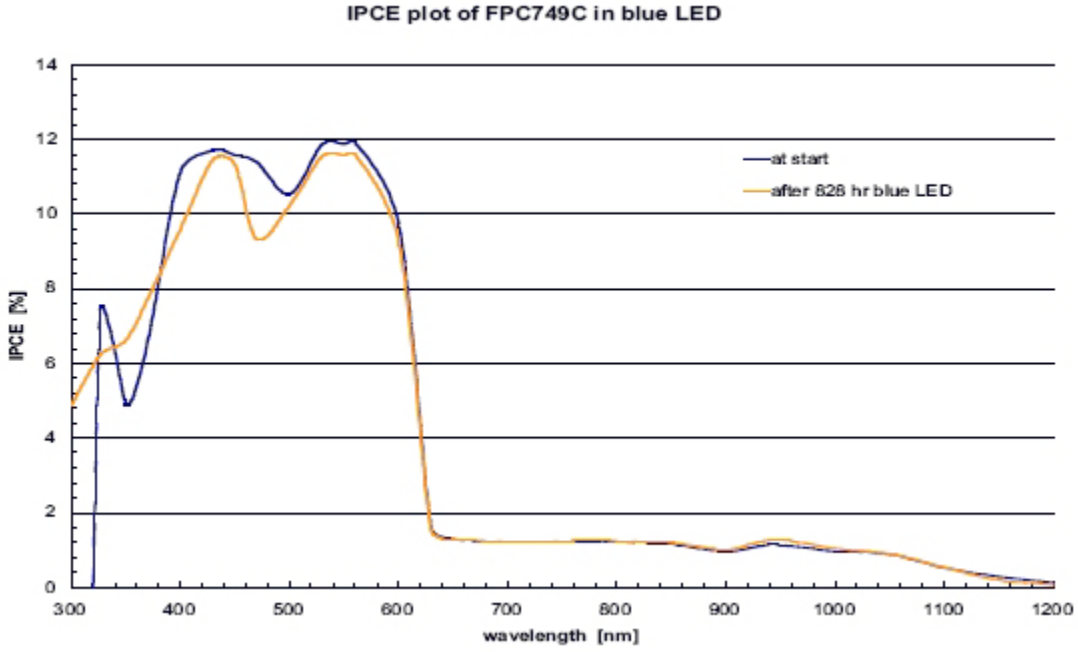
Sample	Current at start (mA)	Current after 685 hr (mA)	Change in current
FPC740C (with mirrors on all sides)	87.1 (in CDM-1000 lamp) 92.0 (in blue LED)	76.8 82.1	- 11.8 % - 10.7 %
FPC747C	55.7 (in CDM-1000 lamp) 56.8 (in blue LED)	51.5 49.9	- 7.5 % - 12.1 %
FPC749C	56.9 (in CDM-1000 lamp) 56.8 (in blue LED)	55.5 54.6	- 2.5 % - 3.9 %

Typical UV-Vis spectrum of a flate plate concentrator exposed to the 470 nm high intensity LED light, showing the change of absorption over time.



UV-Vis spectrum of sample FPC479C

Despite significant changes in the UV-VIS spectrum, the photocurrents did only change by 2 to 4 % for the sample FPC749C, the external quantum efficiency is also only marginally affected for this sample, as shown in the graph below.

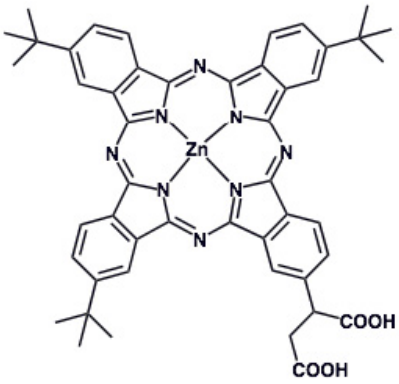


Quantum efficiency plot of sample FPC749C before and after 828 hours intense 470 nm LED light irradiation.

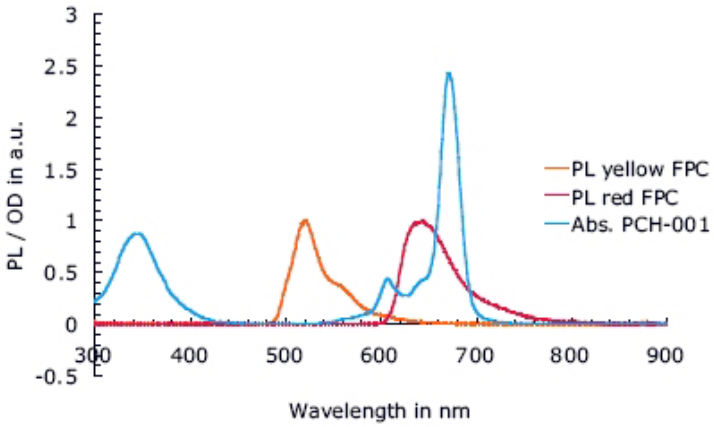
WP4.4 Dyes assessment

For evaluation of new dyes and dyes that have an adapted spectrum to convert light coming from the FPC luminescence, 2 new molecules were investigated in small test dye solar cells, and compared with the existing dyes “Ruthenium 535-bisTBA” (red colored) and the “Ruthenium-1H3TBA” (dark green-black colored).

The Zn-porphyrine PCH-001 was also tested in small dye solar cells, as this dye absorbs around 680 nm, well within the emission spectrum of the red colored flat plate concentrators (RED305 dye).

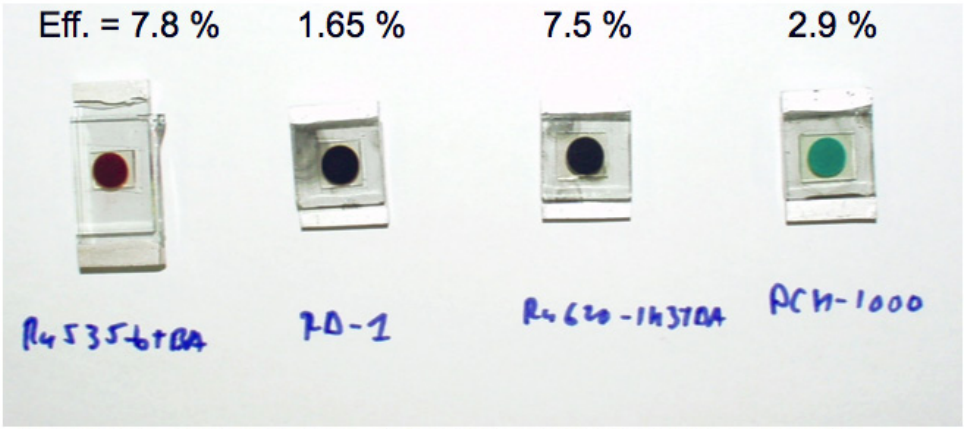


PCH-01 molecule with attaching carboxylic groups required to bind to the TiO_2 nanocrystals



Blue line: absorption spectrum of PCH-001 in acetonitrile, red line: luminescence of RED305 colored flat plate concentrator, orange line: luminescence of yellow Y083 colored flat plate concentrator

Dye solar cells (surface: 0.23cm^2) colored with the ruthenium dyes Ruthenium 535-bisTBA, the experimental dye RD-1, “black-Dye” Ruthenium 620-1H3TBA and PCH-001 porphyrine have been made and electrically characterized in simulated solar light from the CDM-1000 lamp giving 1000 W/m^2, similar to the AM1.5 spectrum.



All cells are 0.237 cm^2 in size, measured at 1000 W/m^2 CDM-1000 lamp

An experimental ruthenium dye called “RD-1” was synthesized, based on a modified terpyridyl ligand, provided by Dr. Reza Fallahpour of the University of Zürich in the framework of a collaborative project.

The best cell is made with the well known Ruthenium535-bisTBA dye, followed by the wider absorbing Ruthenium 620-1H3TBA, giving the best photocurrents, but a lower voltage. Remarquably, PCH-001 gives an efficiency of 2.9 % despite the narrow absorption band in the red part of the visible spectrum, around 680 nm.

National and international collaboration

In the framework of the sub-project « Molecular Based Concepts », where **ECN** (Petten, NL) is the sub-project leader, collaboration is essentially with **Imperial College of Science, Medicine and Technology** (London, UK) regarding the special Si-solar cell supply, the **Fraunhofer-Institut fuer Angewandte Polymerforschung** (Golm, DE) provides the PMMA-polymer based flat plate concentrator sheets in sizes up to 10x10 cm (ca 3 to 5 mm thick), the **University of Utrecht** (Utrecht, NL) provides the quantum dots & new dyes to the partners and **RWE-SSP** (Heidelberg, DE) provided the multijunction solar cells to be built on the edges of the flat-plate concentrators.

National collaboration: as an alternative to the cut-out Si-cells, we are investigating the use of Dye Solar Cells such as the ones developed by Prof M. Graetzel at the **EPFL** (Lausanne) and **Solaronix**. Dye Solar Cells have the advantage of delivering a higher voltage than the Si-cells and they can be tailored to the emission spectrum of the fluorecent dye employed in the Flat Plate Concentrator.

Evaluation 2007 and Outlook 2008

The stability of the dye CRS040 in 470 nm LED light was insufficient when measured in solution, confirming the degradation observed earlier in flat plate concentrators exposed to 470 nm LED light.
For future works, a new yellow dye needs to be found, candidates are L.F. Yellow 170 and L.F. Yellow 083 made by Thomas Swan (U.K.).

Interestingly, the electrical output from certain flat plate concentrators having a Si-cell attached on one side stayed quite constant when irradiated over 700 hours by the 470 nm high intensity LED light (drop between 4 and 12 %).

Thanks to the work of the **FhG-IAP** (A. Büchtemann), the quality of the PMMA matrix was considerably improved by changing the polymerization and curing procedures, affording a bubble-free material, having also a lower absorption in the visible spectrum.

For future works (WP4.1), an optimized dye solar cell colored with PCH-001 will be made, this cell will be mounted on the edge of a red luminescent flat plate concentrator, and the system efficiency will be analysed. New dyes from the **University Utrecht** (S. Wadke) will also be investigated in test dye solar cells

In WP4.3, long duration (>1000 hours) stability tests to prove a 3-5 years outdoors equivalent stability of practical flat plate concentrators will be made using the “Plasma-sulfur” that we developed, having a light output resembling closely the solar spectrum (class B simulator).

Solaronix is also in charge of the stability review report, summarizing all the data obtained so far on the flat plate concentrator durability tests.

The expected cost calculation for WP4.1 will be computed once a geometry and possible product(s) are identified. Flat plate concentrators might be used in consumer goods to form a “light harvesting antenna” to generate electricity to charge mobile electronics. Such a device might by aesthetically appealing, as it is semitransparent and not looking like classical photovoltaic solar cells.

References

[1] A. Luque, A. Marti, A. Bett, V.M. Andreev, C. Jaussaud, J.A.M. van Roosmalen, J. Alonso, A. Räuber, G. Strobl, W. Stolz, C. Algora, B. Bitnar, A. Gombert, C. Stanley, P. Wahnon, J.C. Conesa, W.G.J.H.M. van Sark, A. Meijerink, G.P.M. van Klink, K. Barnham, R. Danz, T. Meyer, I. Luque-Heredia, R. Kenny, C. Christofides, G. Sala, P Benitez ***"FULLSPECTRUM: a new PV wave making more efficient use of the solar spectrum"*** Solar Energy Materials & Solar Cells 87 (2005) 467-479.

[2] L.H.Slooff, R.Kinderman, A.R.Burgers, J.A.M. van Roosmalen, A.Büchtemann, R.Danz, T.B. Meyer, A.J. Chatten, D.Farrell, K.W.J.Barnham ***"The luminescent concentrator Illuminated"*** Conf. proc. of Photonics Europe, Strasbourg, April 2006.

[3] A. Burgers, L.Slooff, A.Büchtemann, J.A.M.van Roosmalen ***"Performance of single layer luminescent concentrators with multiple dyes"*** Procs. of the 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, May 2006.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

ORGAPVNET

Coordination Action towards stable and low-cost organic solar cell technologies and their application

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Dr. Toby Meyer
Institution / Company	Solaronix SA
Address	Ouriette 129 CH-1170 Aubonne
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0)21 821 2280, toby@solaronix.com, www.solaronix.com
Project- / Contract Number	SES6-038889
Duration of the Project (from – to)	01.11.2006 – 30.04.2009
Date	05.02.2008

ABSTRACT

One can observe a strongly increasing R&D-effort in the domain of solar cells based on organic layers. This progress is essentially based on the introduction of nanostructured material systems to enhance the photovoltaic performance of these devices. The growing interest is fuelled by the potentially very low cost of organic solar cells thanks to the low cost of the involved substrates, the low cost of the active materials of the solar cell, the low energy input for the actual solar cell/module process and last, but not least, the asset of flexibility. In addition, the ease of up-scalability of the required application technologies lowers the threshold for new players to enter this field. These efforts have resulted in the creation of technologies which are approaching the stage of first industrialization initiatives. These industrial activities target in first instance the market of consumer applications where energy autonomy can be ensured by integrating these flexible solar cells on a large variety of surfaces. In order to have a real impact on the PV-market, additional progress is needed on the level of efficiency, stability and application technologies to allow also the application of these solar cell technologies for power generation on a larger scale. The OrgaPvNet coordination action consortium wants to foster necessary progress on these issues by integrating a number of leading institutions in this field in association with the main industrial players entering this field. We believe that a Coordination Action is an appropriate vehicle by which the isolated competences that exist around Europe in this field can be integrated, structured and organised. In this way a powerful Organic Photovoltaic Platform will be created that can sustain the leading R&D-position of Europe within this domain and in the end strengthen European competitiveness in a sector which is of high strategic relevance in ensuring a sustainable energy supply. Key actions to reach the above-mentioned objectives are: i) to promote interaction between scientists, ii) to take advantage of the previous experience of research groups, iii) to join forces to maximize the synergy between individual skills, thus obtaining the best achievable global results, and iv) to provide an appropriate communication channel between academic groups, SMEs and industrials. OrgaPvNet will contribute to this by: a) the exchange of information during the workshops organized by the network, (b) scientific exchange between partners by research visits of scientist and student grants, (c) Set-up of a web-based database containing news, resources, project results, reports, links, seminars, training, courses, job opportunities, grants, (d) Elaboration of a "Who is Who" Guide in organic photovoltaic field, (e) Elaboration of the European Organic Photovoltaic Roadmap: identification of scientific priority areas and formulation of research and development strategies.

Project Goals

The goal is the establishment of a common understanding for future investments and strategies concerning Organic Photovoltaics:

The **measurable objectives and mission** of OrgaPvNet are:

- to stimulate the restructuring of the Organic Solar Cell research community from a model of independent or collaborative research towards a model of integrated research to enhance uptake of Organic Photovoltaics.
- to allow closer relations between the various already existing organizations of scientific and technological cooperation in the two largest Organic Solar Cell communities in Western and Eastern Europe.
- to facilitate the transfer of results from the European Research to the European PV industry
- to work on measurement standards and prediction of the performance of Organic PV cells and modules.
- to implement more coherent National and European research activities in the field of Organic based Solar Cells.
- to stimulate new opportunities for Organic Solar Cells research community in a wide range of application domains: identify opportunities and barriers in the European Market, identify opportunities and barriers in Export Markets.
- to determine Organic Photovoltaic market potentials and opportunities
- to address socio-economic and financial issues relevant to the Organic Photovoltaic sector
- to cross-fertilize and disseminate results to the whole sector by means of various tools as a OrgaPvNet website for example.
- To develop future scenarios for advanced Organic Photovoltaics and application; identification of technology gaps and determination of requirements for a sustainable future growth

Short description of the project

- • **OrgaPvNet** will offer the opportunity for all actors in the sector to work together and discuss issues of crucial relevance, as well as to give a valuable input for the whole sector.
- • The **"European Organic Photovoltaics Technology Roadmap"** will form the basis for a dialogue with the European Commission towards a FP7 transition and national funding bodies. It will be a basis for better directing and focusing the content of their future research and development programmes, and for improving the participation in and the access to these programmes by companies, particularly small and medium sized enterprises.

OrgaPvNet will run for 2 ½ years and will involve 22 partners (17 institutes, 4 SME's, 1 large industrial) from 15 European and Associated countries from the European industry including SMEs, the research community and other major stakeholders of the organic PV sector. It is the intention of the OrgaPvNet Coordination Action network to bring together the diverse Research Programmes across Europe, leading to the development of a cohesive pan-European research community targeting the development of innovative, low cost, stable organic based photovoltaic cells and modules.

Work and results

Presentation entitled “Industry Visions on Market Requirements” at the first workshop held in Prag from May 21st to 22nd 2007.

Screenprinting and Dye Solar Cell assembly workshop held on December 19th 2007 at Solaronix with M. Wouter Moons from the University Hasselt.

Launched cooperation with Reza Fallahpour from the Institute of Organic Chemistry at the University of Zürich in the field of new ligands for ruthenium dyes wih improved absorption in the red part of the visible light spectrum.

Participation at the CCEM-CH project “thinPV”, kick-off meeting February 5th 2007 in Bern and at the first workshop "Thin Film PV - Needs and Desires from Industry", held on October 5th 2007 at the Empa Akademie in Dübendorf, ZH.

National and international collaboration

Cooperation in the field of organic solar cells happens through these ongoing projects

FP6-IP: FULLSPECTRUM, website: www.fullspectrum-eu.org

FP6-IP: NAPOLYDE, website: www.napolyde.org

CCEM-CH project thinPV, website http://thinpv.empa.ch/members/index.html

Solaronix works together with Novacis SA, a new swiss company developing printed CIGS solar cells (www.novacis.com, not yet operational)

Solaronix is a Eureka-Partner in the project E!3795 DSC together with OrionSolar, Israel.

A new « Eurostars » project with Orion Solar (Israel) is in build-up.

Evaluation 2007 and Outlook 2008

In 2008, the international symposium “Towards Organic Photovoltaics” will be organized by the Linz Institute for organic Solar Cells at the University of Linz.

References

[1] www.orgapvnet.eu

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

NAPOLYDE

NANO-STRUCTURED POLYMER DEPOSITION PROCESSES FOR MASS PRODUCTION OF INNOVATIVE SYSTEMS FOR ENERGY PRODUCTION & CONTROL AND FOR SMART DEVICES

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Dr. Toby Meyer, Andreas Meyer
Institution / Company	Solaronix SA
Address	Ouriette 129 CH-1170 Aubonne
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 21 821 22 80, toby@solaronix.com, www.solaronix.com
Project- / Contract Number	NMP2-CT-2005-515846 / SER N° 03.0111-2
Duration of the Project (from – to)	01.11.2003 – 31.10.2008
Date	05.02.2008

ABSTRACT

NAPOLYDE consortium will develop new technologies for polymer or polymer-like films deposition at nano-scale precision supporting mass production and environmental friendly requirements. The work focuses on:

2 different scales (small and large surfaces)

- Microelectronics, energy and bio-medical application
- Roll-to-roll for steel and glass applications

2 different ways (wet and plasma)

- Nanolayering (nanolayer and multilayer systems)
- Nanoclustering (nanoparticle inclusions)
- Nanotexturing (morphology control, from nodule-like to ribbon-like)

Improved properties

- Barrier properties (liquid, gas, improved corrosion protection)
- Electrical properties
- Anti-scratch films
- Hydrophobic and hydrophilic properties
- Antireflective, IR, UV protection

Project Goals

NAPOLYDE industrials aim to develop new technologies and processes with **full control over the nanoscale for the mass production of new highly innovative products** based on **polymeric film and coatings with controlled nanoscale features** (thickness, porosity, roughness, surface structures or inclusions such as nanoparticles) can provide systems with **radically new chemical or physical properties**. Among them barrier, mechanical protection, super-hydrophobicity, antireflectivity, conductivity are all the most industrially relevant. In addition, manipulation on the nanoscale of polymer thin films is a route to the miniaturization of functional micro devices.

NAPOLYDE very much emphasizes the **cost driven aspect** for different types of components (large and small devices) and all the derived scientific issues like coating thickness are mirrored and bound to the severe requirements resulting from the **enormous deposition speed** (or very high throughput) in order to **reach acceptance in volume markets**. According to a first estimate for high volume products (e.g. coatings on steel) it can be said that under **current production conditions** (about 30 m/mn web speed or 15 wafers/h) the deposition PVD/CVD or Sol GEL layer has to be well below 1µm to get acceptance on the high volume market. The vision to reach the market with coatings under recent development one should have in mind is the **"factor 4" rule**: half the thickness should reach twice the quality of the "state of the art" coating. Concerning quality and thickness (at given production speed) NAPOLYDE very much profits from nano-science.

Short description of the project

The overall objectives of NAPOLYDE are:

Two main industrial processes will be radically improved to get thin polymeric film on surfaces (two ranges will be considered: 1 mm² & >>1m²), **wet deposition processes (i.e.: sol-gel, sonochemistry** or **self-assembly) and dry deposition processes (plasma CVD, sputtering** etc**)** and to provide **nanolayering, nanoclustering and nanotexturing of organic thin films in mass production**:

- **Robust and scalable deposition technologies** to master thin films characteristics (Thickness: Large surfaces with homogeneous precise thickness and chemical and physical properties, Composition: Inclusion of nano-particles inside films, film stochiometry and Surface geometry: to benefit from the specific properties of nanotextured surfaces).
- **Measurement instruments and design tools** to control these high precision deposition technologies at industrial scale (in-situ continuous characterization tools for thickness and composition, simulation models…)
- **Scale-up methodologies and know-how** to support new technologies introduction inside industrial process chains.

Concerning **nanoscale precision** three main ideas will be explored (nanolayering, nanoclustering and nanotexturing) and the best solution (vs. costs, properties…) will be developed depending on the application. Some first examples are mentioned below:

Multi Nano-layering Deposition of successive polymeric layer for combining different physical and chemical properties. The main challenge here will be the **uniformity of the layer in term of thickness and composition, perfect control of each nanolayer uniformity and adhesion** under mass production conditions:

- **PECVD** (high density plasma, pulsed plasma or capacitive plasma): nanolayering of different organic thin films (SiOxCyNz, CFx, CHx) coupled with some planarization techniques will be investigated.
- **Wet:** various combinations of crosslinked polymer and sol-gel matrix films will be deposited to reach either property gradients (e.g., refractive index gradients) or combinations of properties, such as enhanced optical (antireflective, IR, UV protection, etc.), sensing or anti-corrosion properties, in combination with other properties, such as scratch resistance, superhydrophibicity, etc).

Nano-clustering: ***Dispersion/Incorporation*** in the polymeric and sol gel or plasma thin film(s) of nanosized building blocks such as nanoparticles (clusters, colloids, nanotubes). The main aim is here to reduce material density and **improve the mechanical properties**. Moreover embedded nanoparticles can also present optical or electromagnetic and barrier properties. The incorporation of nanoclusters for improved ionic conductivity PEO (polyethylene oxide) based solid polymer electrolytes will also be analysed.

- **PECVD/Sputtering** Co-deposition of the polymeric matrix: Nanoclustering of different materials (Au, Ag, SiO, SnO…) or nanocomponent in polymer matrix (SiOxCyNz, CFx, CHx...) will be investigated. The composite coating can be gradient layered by changing composition of the films and density of cluster during deposition. An alternative promising solution is a multiple nanoclustered layer that could be used to be even more efficient than gradient.
- **Wet (Sonochemistry)**: Ultrasound radiation is suggested for the incorporation of nanoparticles within polymeric or sol gel matrices. This will be a one-step process in which the polymer will be dispersed in a solution containing the precursor for the nanomaterial. The sonochemical process will create the nanoparticles and will deposit them on the polymer surface in case for PC or PMMA submicron or micron size spheres.

Nano-texturing Surface patterning allows designing a **topography tailored** to the specific application, resulting in outstanding properties:

- **PECVD** electrical and feed (deposition and etching steps) modulation plasma discharge will be investigated: as a current technique, the deposition and etching steps will be optimized to overcome the low throughput. A second solution, the pulsed plasma solution will offer more chance of high precision structuration and the main advantage of this last technique is to get better results than dip/etch with more risk but in only one step, so the cost will decrease drastically.
- **Wet:** Special emphasis will be on structuring mechanisms relying on **self-organisation**, i.e. non-serial approaches allowing large-scale structures with long-range order. Deposited polymers blend solution to demix and form micro- to nanostructured thin films with different morphologies. **Combination of sol-gel coating** and surface nanostructuration technologies will be also investigated. Idea is to combine the self-assembly properties of polymers/copolymers with the excellent adhesion of sol gel to substrate for preparing highly ordered and nanostructured sol gel coating.

From the **higher added value products** point of view, NAPOLYDE consortium will validate the technologies developed leading to the following breakthrough applications:

Micro components production (size order 1mm²): To obtain and demonstrate product prototypes issued from NAPOLYDE new processes.

- **Energy microsource prototype** to assess autonomy duration **multiplied by factor 5** or reduce the total consumption energy of each mobile component. Thanks to the polymer development done in NAPOLDYE the µbatteries will be implemented in the industry with very high level performance and low cost
- **Miniaturized fuel cell**: ion conductive plasma polymerized membrane will be incorporated in a thin film membrane electrode assembly (MEA). This thin film MEA in combination with nanoclustered catalyst particles increases the efficiency of MEAs by increasing the so called three phase contact area and simultaneously decreasing the necessary amount of expensive catalyst materials, e.g. platinum, by one order of magnitude. Furthermore, these processing technologies enable the miniaturization of fuel cells with flexible designs, allowing them to be integrated in portable electronic devices, which can't be achieved by conventional production techniques
- **Dye sensitized hybrid photovoltaic device** with improved barrier functionalities, energy storage.
- **Microfluidic devices**: Contaminant repellant surfaces will be applied to a microfluidic system to reduce unwanted absorption of sample material on the relative large surfaces of the microchannels. The system can be used for critical fluid handling in relation to micro-reaction chambers in sensors. The surfaces and the complete microfluidic systems can increase the sensivity of microsensors.
- **Gas sensor**: thanks to doping of the main polymer chain by particular gases from the environment that cause redox reactions and therefore conductivity changes and thanks to variable range hopping, inorganic and organic environmental pollutants (poisons, explosives) as well as pollutants of waters will be detected. Innovative characteristics will be low cost, longer life time, higher sensitivity, sensor arrays with distributed intelligence

Macro components production (size order >>1m²): To obtain and demonstrate product prototypes issued from NAPOLYDE new processes:

- **Smart steel sheets** with new surface functionalities: Scratch resistance, corrosion and oxidation protection, self-cleaning effect, super-hydrophobic surfaces and decorative aspects.
- **Organic large solar panel and µbatteries**: Water barrier transmission rate lower than 10^{-4} g/m²/day, keep a high performances of photo-conversion rate above 7% with durability of 1000 hours and production cost around 1€/watt
- **Organic and inorganic glass sheets** with new surface functionalities: Anti-reflection coatings, UV- and IR-cut coatings, decorative coatings and coatings with super-hydrophobicity

Project partners:

Consortium coordinator
Dr. Christophe LE PEN, ArcelorMittal research Liège (B)
Christophe.lepen@arcelormittal.com

Dr. Patrick CHOQUET, CRP Gabriel Lippmann (L)
choquet@lippmann.lu

www.napolyde.org,
www.myndsphere.com

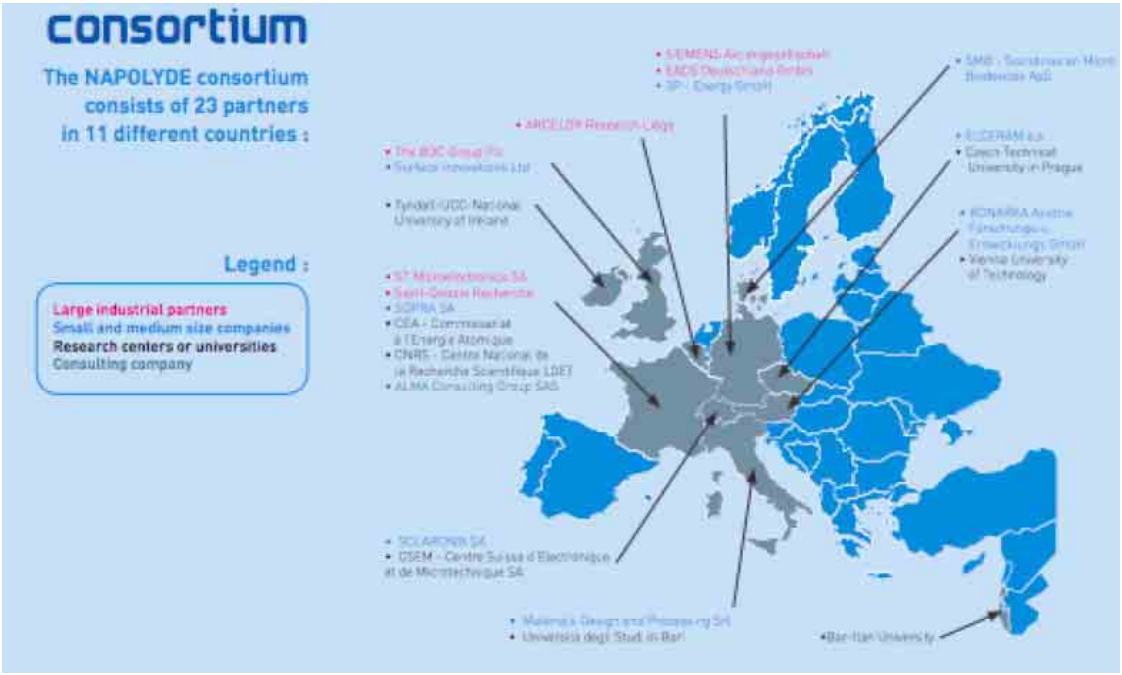
Contractors

Large industrial partners: ARCELOR Research Liège (B), The BOC Group Plc (UK), SIEMENS Aktiengesellschaft (D), EADS Deutschland GmbH (D), Saint-Gobain Recherche (F)

Small and medium size companies: SOPRA SA (F), SOLARONIX SA (CH), Surface Innovations Ltd (UK), Scandinavian Micro Biodevices (DK), ELCERAM a.s. (CZ), Materials Design and Processing Srl (I), KONARKA Austria Forschungs-u.Entwicklungs GmbH (A)

Research centers or universities: CEA - Commissariat à l'Energie Atomique (F), Universita degli Studi di Bari (I), CNRS - Centre National de Recherche Scientifique LGET (F), CSEM - Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique SA (CH), Vienna University of Technology (A), Czech Technical University in Prague (CZ), Tyndall-UCC-National University of Ireland (IR), Bar-Ilan University (IL), University of Ulm (D), CRP Gabriel Lippmann (L)

Consultancy company: ALMA Consulting Group SAS (F)



Work and results

SP2.4 – Nanolayering

Development of a fluorine doped tin oxide (FTO, SnO2:F) coating technique on temperature resistant polyimide.

The FTO is deposited by atmospheric pressure chemical vapor deposition (APCVD) onto a temporary substrate (typical size 5x5 cm) that is heat resistant. Afterwards, a thin layer (ca 2-3 microns) of polyimide precursor is spin-coated onto the FTO layer and a firing at 400°C for 10 minutes transforms the precursor solution into practically transparent temperature resistant polyimide. By selectively destroying the lift-off layer, the FTO coated (~15 ohm/sq surface resistivity) polyimide film is released.



SP2.6 - Nanoclustering



Opened high-pressure autoclave showing the native nano-TiO_2 suspension.



Various nano-TiO_2 types deposited on microscope slides as reference layers.

Nanocristalline TiO_2 particles with a particle size from 5 to 37 nm (pure anatase phase) have been prepared by **SOLARONIX** as dispersions in vehicles such as a water/alcohol mix, pure ethanol, butanol- and terpineol-based screen-print vehicle. The TiO_2 was prepared with a hydrothermal process allowing particle size selection with time and temperature parameters during the autoclave step (Oswald ripening). Sol-gel material (Bohemite) received from CSEM was modified for doctor-blade printing and a comparison TiO_2 solution was prepared for a sublimation nanostructuring experiment. Nano-TiO_2-coated samples have been prepared and delivered to (i) SIEMENS regarding thermocatalytic effects, (ii) ELCERAM for sensor applications, and to (iii) CSEM for the CSEM "WIOS"-biochip for improving device sensitivity.

Sampling of Partners (CSEM, ELCERAM, EADS, SIEMENS, KONARKA TUW) with nanocristalline TiO_2 formulated to their specifications.

Thanks to the Ti-Nanoxide T20 product, the partner ELCERAM was able to produce humidity sensors having a linear response, simplifying the sensor readout by the on-chip electronics.

About 30 different sorts of TiO_2 materials have been prepared so far to the various partners.

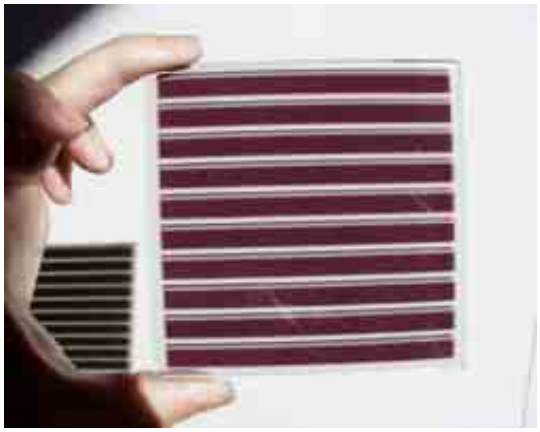
SP4 – Process Analysis

As a possible NAPOLYDE small area demonstrator, the “monolithic” dye sensitized solar cell module was developed and its fabrication processes are investigated for possible industrialization.

The monolithic module production is based on all screen-printed layers deposited on laser structured FTO glass. First a layer of nano-TiO_2 is printed, followed by a spacer layer acting as insulator, finally a carbon layer is printed that carries the current from cell to the next one, allowing the voltage increase in the module.



Close-up view of the monolithic dye solar cell module before dye impregnation



10 x 10 cm sized monolithic module, having an active area of 62 cm^2.

After the firing steps, the module is impregnated with ruthenium dye by immersion in a dye bath for 12 hours. The dye preferably adsorbs on the high surface area nanocristalline TiO_2 layer.

Selaing of the module is achieved by lamination of a hot-melt foil covering the back side (carbon electrode). Filling with electrolyte is done through small holes in the back seal, these hole being melted off once electrolyte filling is completed.

Printed silver lines on the sides allow for efficient current collection.

So far, the 10 x 10 cm sized module with 11 serially connected cells gave an efficiency of 5.6 % on the active area when lit with simulated sunlight at 1000 W/m^2.

The process parameters mapping of the monolithic module manufacturing gave a total of 19 steps and a sum of 62 parameters that can be controlled.

Additionally, more parameters are built into the raw materials such as the various pastes to be printed (metal oxide type, particle size, vehicle solvent, concentrations, etc), the ruthenium dye and the electrolyte formulation.

National and international collaboration

From the nature of this project, most of the partners are international, such as ELCERAM in the Tchech Republic, SIEMENS & KONARKA in Germany, SOPRA & St-Gobain in France, BAR-ILAN University in Israel.

A possible commercial product from NAPOLYDE could be the improved humidity sensor developed by ELCERAM, which contains an active layer, made of nano-TiO_2 from SOLARONIX.

National cooperation is done with the CSEM in Neuchâtel and with the national CCEM-CH program “thinPV” led by Frank Nüesch at the EMPA in Dübendorf.

The Eureka program E!3795 DSSC with OrionSolar (Israel) is ongoing – this program looks at certain aspects of the monolithic dye solar cell manufacturing.

Evaluation 2007 and Outlook 2008

During 2007, the monolithic dye solar cell concept was turned into first modules, delivering fair efficiencies of over 5 % at 1000 W/m^2 illumination conditions, showing proof-of-principle. The problem of electrolyte filling of the solar cell is not yet elegantly solved and further work is required for this precise step.

In the field of nanolayering, the first SnO_2:F layers were deposited onto an extremely thin polyimide layer (less than 2 µm), affording a practically transparent conductive plastic substrate with 10-15 ohm/sq surface resistivity. So far, only 5 x 5 cm substrates were made this way.

During 2008, the upscaling to 30 x 30 cm will be pushed with the aim to make test cells / modules to be aged in artificial sunlight and outdoors conditions, while the production techniques are improved for potential low-cost manufacturing of first sample modules.

Thanks to our new large autoclave, the production of nano-TiO_2 will be increased substantially, allowing efficient delivery of these critical materials to our project partners.

New applications for our formulated nano-TiO_2 for optical sensing (with the CSEM) will be explored.

In mid 2008, we will receive our SEM Tescan Vega SBU with the Oxford Instrument EDX microanalysis tool and the EBIC detector to investigate the solar cells and their related materials at the microscopic level.

References

www.napolyde.org,
www.myndsphere.com

“All Screen Printed Dye Solar Cell” Toby Meyer, David Martineau, Asef Azam and Andreas Meyer, Proc. SPIE vol 6656-6, 28-30 August 2007, San Diego, USA.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

PECNet

AUFBAU EINES SCHWEIZER KOMPETENZNETZ-WERKS FÜR DIE SOLARE WASSERSPALTUNG MITTELS HYBRIDER PV-PEC ZELLEN

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	M. Spirig und A. Luzzi
Institution / Company	Institut für Solartechnik SPF
Address	Hochschule für Technik HSR, Oberseestr. 10, 8640 Rapperswil
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 55 222 48 21, info@solarenergy.ch, www.solarenergy.ch
Project- / Contract Number	101883 / 152316
Duration of the Project (from – to)	01.10.2006 – 30.06.2008
Date	02.02.2008

ABSTRACT

In Switzerland, internationally leading competencies exist, among others, in the areas of photovoltaics (PV) as well as in **photo-electro-chemical (PEC) water splitting**. The main aims of this project concern interdisciplinary and output-oriented **cross-linking of the competencies** and their further development within the **framework program** of the **EU-FP7**.

The PECNet approach covers four main stages: (i) transfer and thus securing of knowhow of withdrawing PEC knowhow carriers (**NaPECK library**), (ii) linking of PEC stakeholders with relevant thin-film PV specialists to a Swiss PEC water-splitting network (PECNet CH), (iii) collaborative development of a 4-7 year R&D plan for Switzerland, with international integration, and (iv) submitting of a 4+3 year research project under EU-FP7.

Since the dominant **challenges** of PEC water-splitting concern the material side of photo electrodes, the above mentioned work plan stages (i), (iv) and (iii) have been tackled according to timing constraints. Following a round of preliminary information and involvement of key **PEC stakeholders**, an effective project management team has been developed and a kick-off meeting conducted at the University of Basel.

A preliminary **R&D plan CH** has been developed, which aims – among others – to develop a new 10cm x 10cm hybrid PV-PEC demonstrator cell. As part of this, technology combinations and advantages, disadvantages, possibilities as well as potentials of different materials have been discussed. It is planned for **2008** that a **more detailed, common, national research plan** will be developed. Following on, three development path options – straight forward, innovative, visionary – will be judged in detail and prioritised.

During 2007, the **NaPECK library has been assembled**, national PEC knowhow thus secured, and a national **PEC center of competence "PEChouse"** established as well as started **at the EPFL**.

In addition, as a key achievement of PECNet during 2007, a comprehensive and internationally highly networked **PEC material research program** has been developed and submitted under **EU-FP7**. Though unsuccessful in its first attempt, an adapted proposal will be prepared under the guidance of PEChouse in 2008.

PECNet is a classical knowhow and technology transfer project (KTT) that has been well received both nationally as well as **internationally**. Further positive results are to be expected in 2008.

Projektziele

In der Schweiz bestehen international führende Kompetenzen im Bereich der Photovoltaik (PV) und insbesondere der photoelektrochemischen Wasserspaltung (PEC). Das Projektziel ist es, diese zu bündeln, interdisziplinär und umsetzungsorientiert mit der Industrie zu vernetzen (PECNet), und erfolgreich auf eine von EU-FP7 getragene Weiterarbeit zu fokussieren.

Ein wichtiger Meilenstein ist dabei das vorhandene Know-how zu bewahren d.h. an motivierte, aktive Top-Forschungs-Institutionen zu transferieren, die Grundlagenforschung im PEC relevanten Materialbereich gezielt in Schwung zu behalten, resp. vernetzt auszubauen, so dass sie international verstärkt wahrgenommen und in entsprechende Projekte involviert wird.

Folgende 3 Haupt-Zielsetzungen wurden verfolgt:

AP	Zielsetzung	Ergebnis	Erfüllungsgrad
1	Sichern und Transfer des Schweizer Know-hows im Bereich PEC Wasserspaltung durch eine BFE Anschubfinanzierung von ausgewiesenen Nachfolgeforschern	Die material-, prozess- und betriebsrelevante PEC-Wissensbasis der zurücktretenden Kompetenzträger ist zentral erfasst (mittels nationaler PEC Know-how-Bibliothek – NaPECK) und steht den Nachfolgeforschern für die nationale und internationale Weiterarbeit und damit zum Ausbau zur Verfügung.	90% „PEChouse“ als nationales PEC-Kompetenzzentrum wurde an der EPFL initialisiert und hat seine Arbeit ab September 2007 aufgenommen. Für NaPECK ist Form und Träger noch nicht gesichert.
2	Aufbau eines interdiziplinären, nationalen Netzwerks für hybride PV-PEC Wasserspaltung	Ein vorerst nationales Netzwerk (PEC-Net-CH) für hybride PV-PEC Wasserspaltung mit F+E Fokus in den Bereichen Photoelektrodenmaterialien, Elektrokatalyse, funktionale Oberflächen und schliesslich Dünnschicht-PV ist etabliert. Erste Umsetzungspartner sind von Beginn weg miteinbezogen.	80% Die Potentiale der nationalen Stakeholder für die Forschung wurden insbesondere PEC-seitig geklärt. Die Industrie, spezifische PV Kompetenz und die im Aufbau oder eher bei der künftigen Umsetzung einzubeziehenden Stakeholder sind noch zu integrieren.
	Ausarbeitung eines nationalen Forschungsplans zur Entwicklung einer neuen 10cm x 10cm grossen, hybriden PV-PEC Demonstrator Zelle	Forschungsplan um mittelfristig eine 10cm x 10cm grossen, hybriden PV-PEC Demonstrator Zelle aufgebaut und getestet zu haben.	90% Zwei technische Forschungspläne (WP-1 und WP-2) sowie ein Mangementplan (WP-3) zur Erreichung der entsprechenden Kommunikations-Ziele sind erstellt. Eine weitere Gruppe ist an der Ausarbeitung eines ergänzenden Forschungsplanes.
3	Eingabe eines europäischen 4- bis 7-Jahres Forschungsprojekts für die hybride PV-PEC Wasserspaltung im Rahmen des neuen EU-FP7 Forschungsprogramms	Weiterforschung und internationale Etablierung durch eine breit verankerte, lösungsorientierte Zusammenarbeit im Rahmen des EU-FP7 mit, nach Möglichkeit, Schweizer Programm-Lead.	100% Ą 0%, resp. 40% Ein EU-FP7 Antrag mit wesentlicher CH Beteiligung (CH-Lead, CH-Anteil 1.6 M€) wurde anfangs Mai-07 eingereicht, hat aber letztlich nicht reüssiert. Ą 0%, resp. 40% denn zwei weitere Anträge sind in Vorbereitung.

Tabelle 1: Zielsetzungen, erwartete Ergebnisse und Erfüllungsgrad des PECNet Projektes.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

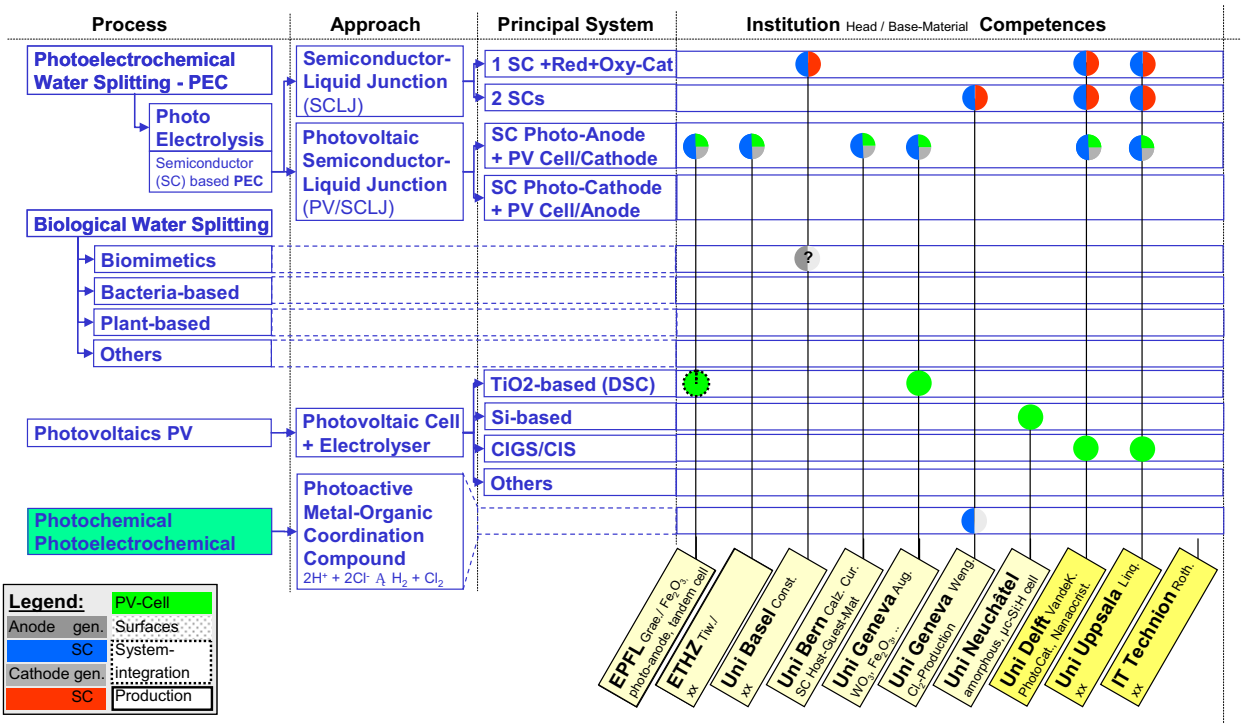
Im Verlauf des Jahres 2007 wurden **Interessensklärungsgespräche** mit PEC-Stakeholdern geführt. Bei diesen Gesprächen ging es darum die Idee und Ziele von PECNet und das Vorgehen zum Aufbau innerhalb der Schweiz zu kommunizieren, sowie die Möglichkeiten und Interessen geeigneter, junger **Know-how-Träger zur Weiterführung der Forschungsarbeiten** zu klären. Der Status, respektive die vorläufig **erreichten Resultate sind im Kapitel nationale Zusammenarbeit** in der Tabelle-2 zusammengestellt.

Für die nationale und internationale Kommunikation der PECNet Idee wurde eine entsprechende Web-Präsentation und Präsenz aufgebaut www.PECNet.org
Als verbindender Aufhänger wurde aus der Dreiecksbeziehung zwischen

- Energiequelle – Sonne
- Energieträger – Elektrizität
- Energiespeicher – Wasserstoff

das **Logo für das PECNet** abgeleitet.

Nachfolgende Figur 1 zeigt die Positionierung der nationalen Stakeholder anhand der Struktur der Wasserstoffherstellungstechnologien:



Figur 1: Positionierung der nationalen Stakeholder anhand der Struktur der Wasserstoffherstellungstechnologien

Die wichtigsten erreichten Ziele des PECNet Projektes können wie folgt zusammengefasst werden (für Details betreffend erwartete Ergebnisse sowie aktueller Erfüllungsgrad der Zielsetzungen siehe auch Tabelle 1):

- **PEC Know-how Sicherung**

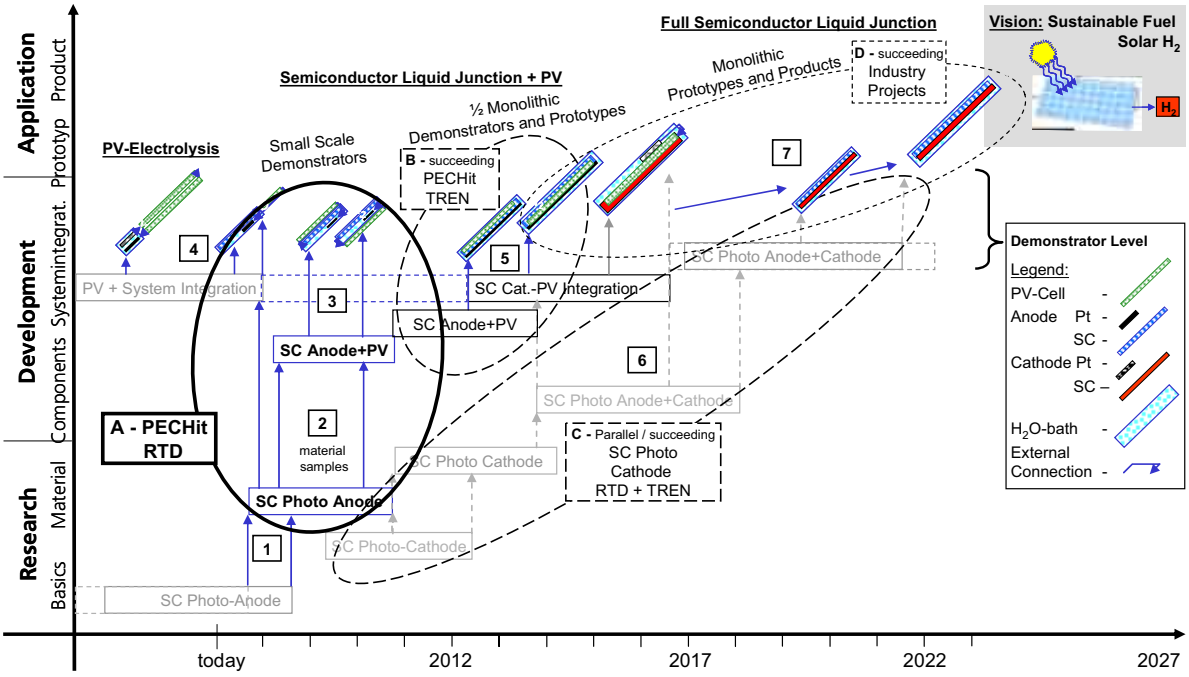
  Die in Pension getretenen (Prof Augustynski, Prof Calzaferri) sowie scheidenden (Dr Currao, Dr Figgemeier, Dr Cesar) PEC Kompetenzträger haben massgeblich mitgeholfen ihr Wissen, Know-how sowie unzähligen Publikationen in Form einer nationalen PEC-Bibliothek (NaPECK) zusammen zu führen. Fragen betreffend best-geeigneter Form, Trägerorganisation sowie zweckdienlichster Unterhaltsform sind jedoch noch zu klären.

- **CH-Kompetenz-Zentrum „PEChouse“**

  Unter der Managementverantwortung des Energy Centre (EC) der EPFL sowie dessen signifikant verstärkten Forschungsgruppe „PEC-water-splitting“ am LPI konnte im September 2007 das Schweizer PEC-Kompetenz-Zentrum PEChouse starten. Es ist vorgesehen, dass PEChouse als Zentrum sowie Koordinator für die in der Schweiz vorhandene PEC-relevante Know-how-Pflege und Know-how-Erweiterung operiert (siehe Stakeholderliste in Tabelle-2). Als Arbeitspakete von PEChouse gelten beispielsweise auch der Lead für die Entwicklung des nationalen Forschungsprogramms, für die EU-FP7 Neueingabe für PEC-water-splitting sowie für die Pflege von Na-PECK. Die wissenschaftliche Leitung von PEChouse unterliegt Prof Graetzel welcher von der EPFL-LPI über seine bevorstehende Pensionierung hinaus mehrjährig verpflichtet wurde. Als neuen Netzwerkpartner von CH-PECNet konnte gegen Ende 2007 die EMPA (Team von Dr Braun, Dübendorf) gewonnen werden.

- **EU-FP7 PEC Materialforschungs-Proposal („PEChit“)**

  Aus der Vernetzungsstärke des Annex-20 der IEA-HIA (Hydrogen Implementing Agreement) arbeitend konnte im 2007 unter der Leitung des CH-PECNet Managements ein Europäisches Konsortium von zehn hochqualifizierten PEC-Spitzenforscherteams zusammengestellt werden. Dabei galt es eine PEC-water-splitting Roadmap aus Sicht der EU zu entwickeln (siehe Figur-2) und durch EU-Finazierung im Rahmen des EU-FP7 calls die erste Phase der materialbezogenen Grundlagenforschung (Projektname „PEChit“) durchzuführen. Zum grossen Erstaunen des Konsortiums und basierend auf zweifelhaften Argumenten wurde PEChit jedoch von den Experten der EU-FP7 abgelehnt. Inzwischen sind Nachfolgeanträge in Vorbereitung.



Figur 2: Langfristige Roadmap zur Umsetzung der Vision einer nachhaltigen solaren H2-Produktion mittels photoelektrochemischen Wasserspaltung unter Anwendung von Halbleitertechnologien in direktem Kontakt mit dem Elektrolyt.

Nationale Zusammenarbeit

Mit den in der nachfolgenden Tabelle 2 aufgeführten Institutionen respektive Mitarbeitern wurde bereits über eine Zusammenarbeit innerhalb von PECNet besprochen (Ausnahmen: Dr. Tiwari ETHZ, VHF Technologies und Oerlikon Solar).

Organisation	Mitarbeiter	Vorläufiges Resultat
Université Neuchâtel	Prof. Dr. Christoph Ballif	Prof. Ballif sieht derzeit aufgrund der sehr guten Auslastung des Institutes im Bereich der PV keine Möglichkeiten einen substanziellen Beitrag zur PEC-Forschung beizutragen. Zur Mitwirkung bei der Umsetzung (PV-PEC) sollten wieder Gespräche über die dann aktuellen Möglichkeiten geführt werden.
Université de Genève	Prof. Dr. Jan Augustynski	Prof. Augustynski arbeitet neu an der Uni Warschau und ist an einer intensiven Kollaborationen mit Schweizer Institutionen sehr interessiert. Zusammen mit Prof. Kulesza von der Uni Warschau war er aktiver Partner im PEChit Projekt.
	Dr. Renata Solarska	Dr. Solarska hat von der UniGE zur EMPA gewechselt, wo sie zusammen mit Dr. Braun (siehe unten) zum Aufbau der PEC Gruppe aktiv beiträgt. Eine Fortsetzung der Arbeiten von der UniGE im Bereich Fe2O3 und WO3 sowie eine Zusammenarbeit mit PEChouse (Dr. Sivula) sind die nächsten Schritte.
	Prof. Dr. Oliver Wenger	SNF unterstützte Assistenz Professur: Mögliche Zusammenarbeiten für die PEC Forschung wurden geklärt. Gemäss Prof. Wenger verhindern momentan eine mittelfristige Konzentration auf „Photoactive Metal-Organic Coordination Compounds (2H+ + 2Cl- Ą H2 + Cl2)“ sowie der Aufbau des Instituts eine direkte Beteiligung an den Arbeiten von PEChouse. Künftige Kollaborations-Möglichkeiten sind aber Mitte 2008 wieder zu prüfen.
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL, LPT)	Prof. Dr. Michael Graetzel	Prof. Graetzel und sein Team (siehe nachfolgend) hat sich in Zusammenarbeit mit dem Energy Centre der EPFL engagiert und bereit erklärt die wissenschaftliche Aufbauarbeit eines Schweizer Kompetenzzentrums „PEChouse“ in der PEC-Forschung zu übernehmen.
	Dr. Monica Barroso	Dr. Barroso arbeitet noch bis zum Frühling 2008 an der EPFL und geht dann zurück nach Portugal. Der Kontakt ist aktiv aufrecht zu erhalten.
	Dr. mdKhaja Nazeeruddin	Dr. Nazeeruddin arbeitet schon seit einigen Jahren auf dem PEC Thema (BFE Projekte «Photolyse de l’eau et la production d’hydrogène et d’oxygène au moyen de l’énergie solaire», Tandem-PEC-zelle, Farbstoffsolarzellen). Die Arbeiten wurden fortgesetzt und sind in die gesamten Aktivitäten von PEChouse integriert.
	Dr. Scott Warren Dr. Andreas Kay Mr. Florian Le Formal	Als neuer wissenschaftlicher Mitarbeiter an der EPFL zeichnet sich Dr. Warren für die Ausarbeitung des zweiten Forschungsplans (WP-2*) verantwortlich. Dr. Kay arbeitet Teilzeit im wissenschaftlichen Innovationsmanagement von PEC-water-splitting. Mr. Le Formal stösst anfangs 2008 neu zur Gruppe. * „fabrication of ordered mesoporous oxides as precursors or hosts for new semiconductor photoanodes”

	Dr. Kevin Sivula	Ebenfalls neu an der EPFL ist Dr. Sivula für die Ausarbeitung des ersten Forschungsplans (WP-1*) verantwortlich. * ”nanostructured iron oxide (Fe2O3) photoanodes developed at EPFL”
	Dr. Ilkay Cesar	Dr. Ilkay hat im Verlauf von PECNet im Jahre 2007 seine Arbeiten an der EPFL beendet.
Energy Center (EC) der EPFL	Prof. Dr. Püttgen, Dr. Massimiliano Cappezalli	Prof. Püttgen und Dr. Capezzali bilden das Managementteam, welches die PEC-Forschung an der EPFL, respektive im Rahmen der Erweiterung des PEChouses koordinieren und führen wird.
Universität Bern	Prof. Dr. Gion Calzaferri	Dr. Calzaferri hat seine aktive Zeit an der UniBE abgeschlossen und ist seit 2007 in Pension.
	Dr. Antonio Currao	Dr. Currao hat nach seiner intensiven Aufbauarbeit bei PECNet (vornehmlich NaPECK und PEChit) seine Aktivitäten im Bereich PEC eingestellt und ist in der Folge zum SNF gewechselt.
ETH Zürich	Dr. Ayodhya Tiwari	Die Potentiale für eine Zusammenarbeit mit Dr. Tiwari sind noch zu klären.
Universität Basel	Prof. Edwin Constable	Prof. Constable hatte anfangs 2007 aufgrund der Unklarheiten durch den Wegzug von Dr. Figgemeier und aufgrund einer mit PEC Wasserspaltung nur peripheren Wissenschaftsfokussierung* die aktive Mitarbeit an der Aufbauphase von CH-PECNet abgelehnt. Sein Teilnahmeinteresse beim neuen IEA-HIA Annex-26 wurde inzwischen bestätigt und eine Mitarbeit im PEChouse ist erwünscht. *„production of dihydrogen from protons under solar irradiation - nano-crystalline electrode surface will be functionalized with light-sensitized [2Fe-2S]-iron-sulfur cluster mimicking the active site of hydrogenasis and catalyzing the reduction of protons to hydrogen“
	Dr. Egbert Figgemeier	Dr. Figgemeier hat eine neue Herausforderung in der Industrie bei Bayer angenommen, interessiert sich im Rahmen von Bayer jedoch nach wie vor für das PEC-water-splitting Thema und hat Bayer auch als Partner in das PEChit Projekt eingebracht.
	Dr. Elaine Medleycott	Dr. Medleycott hatte in der 2. Hälfte von 2007 die Arbeiten von Dr. Constable übernommen.
EMPA Dübendorf	Dr. Thomas Graule Dr. Arthur Braun Dr. Renata Solarska	Die EMPA Dübendorf ist nicht zuletzt wegen ihres hohen materialtechnischen Know-hows (Keramik, Pulversynthese) im Aufbau einer PEC-water-spliting Forschungsgruppe. Zusammenarbeitsmöglichkeiten mit PEChouse wurden geklärt und sind in der Umsetzungsphase.
Industrie- und Gewerbepartner	Solaronix SA GreatCell Solar SA VHF Technologies SA Oerlikon Solar	Während Greatcell Solar und Solaronix sich bereit erklärt haben zur Mitarbeit im Stadium der PV-PEC Demonstratorzellen, sind die Potentiale für eine Zusammenarbeit mit VHF und Oerlikon (PV-PEC) mittelfristig durch Gespräche noch zu klären.

Tabelle 2: Institutionen und Mitarbeiter mit denen auf nationaler Ebene im Rahmen von CH-PECNet eine PEC-water-splitting Zusammenarbeit schon im Gange oder künftig vorgesehen ist.

Internationale Zusammenarbeit

International besteht über die Operating Agent Arbeit von Dr. Luzzi im **Annex-20** der **IEA-HIA** „H2 from Waterpyrolysis“ [3] ein ausgezeichneter Austausch mit den dominanten internationalen PEC-Kompetenzträgern. Die in PECNet angestrebte, hybride Monolyt-PV-PEC Zellenkonfiguration wurde auch anlässlich der IPS-16 Konferenz in Uppsala (Jul-06) international ausgiebig diskutiert und als äusserst viel versprechend betrachtet. Somit wird es als eine einzigartige Chance betrachtet für die Schweiz das PV-PEC Knowhow mit dem vorliegenden Projekt nachhaltig zu reorganisieren und wesentliche Zusatzforschungsmittel über das EU-FP7 zu sichern. Nach dem unmittelbar bevorstehenden Abschluss des Annex-20 und in enger Zusammenarbeit mit dem neuen Operating Agent aus der USA ist derzeit auch der **Aufbau** des **neuen Annex-26** „New materials for PEC hydrogen production” im Gange. Die Schweizer PEC-Akteure EPFL, UniBS und EMPA werden aktiv in Annex-26 beteiligt sein. Die über Jahre sehr engagierte Mitarbeit der Schweiz im **ExCo** der **IEA-HIA** (vornehmlich durch Dr. Schriber, Dr. Gut und Dr. Luzzi) und der dadurch ausgebauten Kontakte hatte massgeblich zum guten Aufbau des PEChit Konsortiums beigetragen.

Weitere, weniger tiefe oder indirekte Kontakte zu Knowhow-Trägern bestehen via BFE über die Mitarbeit in der Mirror-Group zu **European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform** (**HFP**, www.hfpeurope.org) sowie einer proaktiven Beobachter-Status-Funktion von **Hyco-Eranet** und dessen Arbeitsgruppen: AG2-**H2production-Decentral-Renewables** und AG3-**H2storage.** Hierbei sind die lancierten Calls in AG3 (und AG4/5 SOFC/PEFC) sowie der zu erwartende Call bei AG2 zu erwähnen. Die CH-Beteiligung am allfälligen Call ist noch nicht definiert.

Ferner arbeiten Mitglieder von PEChouse aktiv in internationalen Gruppen. Das Marie Curie Research Training Network beispielsweise, in dem auch ein Wasserstoff Netzwerk zum interdisziplinären Austausch von Know-how geführt wird, unterstützt ein Stipendium für Mr. Le Formal.

Wichtige Industriekontakte bestehen zu Bayer (Dr. Figgemeier) und Hydrogen Solar Ltd. (Dr. Keable). Letztere unterstützt PEChouse mit 80 kCHF/Jahr. Zudem besteht eine Zusammenarbeit mit ESF Hydrogen (European program, 60 kCHF/Jahr Unterstützung und der Portugese Science Foundation (Unterstützung des Post-doc von Dr. Barroso, 80 kCHF/Jahr).

Bewertung 2007 und Ausblick 2008

Im Verlauf des Jahres 2007 wurden die wesentlichen Projektziele erreicht. Insbesondere war das Erreichen der Übernahme der Verantwortung für die Schweizer PEC-Forschung durch das Laboratoire de Photonique et Interfaces (LPI) und des Energy Centers (EC) der EPFL (zusammen = PEChouse) ein wichtiger Durchbruch. Wesentlich, und damit entsprechend zu verdanken, waren hierbei das Zustandekommen einer Vorverpflichtung mit relevanten Ressourcen durch das BFE sowie die adäquaten, verpflichtenden Antworten seitens ETH-Rat und EPFL.

Ebenfalls essentiell waren und sind die positive Motivation von Prof. Graetzel als wissenschaftlicher Leiter und die am LPI sowohl vorhandenen als auch durch Dr. Sivula, Dr. Waren und Herr Le Formal signifikant ergänzten Kompetenzen. Der Transfer eines Teils des Know-hows und von Spezialapparaturen für PEC von der Uni Bern (aus Labor von Prof. Calzaferri, Dr. Currao) an PEChouse kann als erfolgreich abgeschlossen betrachtet werden. Damit sind die angestrebten Grundlagen geschaffen, dass die Schweiz in den nächsten 3-5 Jahren weiterhin im Rahmen der beschränkten Ressourcen gezielt PEC-Spitzenforschung betreiben kann.

Ein herber Rückschlag war die für eine Förderung nicht ausreichende Beurteilung des EU-FP7 PEChit-Proposals. Obwohl die Hitrate bei EU Projekteingaben allgemein tief ist, waren die Erwartungen, auch seitens EUresearch, welche den Erarbeitungsprozess (Dr. Müller) intensiv unterstützt hat, definitiv höher. Konsortium, Idee, Roadmap, Organisation, etc. hätten eigentlich ein besseres Rating ergeben müssen. Positiv war der internationale Vernetzungs- und Kommunikationseffekt sowie das Roadmapping und Erarbeiten von fokussierten Workpackages. Auf dieser Basis werden nun die technischen Arbeiten (WP-1 und -2) im PEChouse auf moderaterer, nationaler Ebene weitergeführt und neue FP7-Anträge mit angepasste Konsortien eingereicht.

Für 2008 ist in Zusammenarbeit mit dem EC der EPFL die Unterstützung folgender Aktivitäten vorgesehen:

- Weitere Vernetzung mit Schweizer (EMPA, UniGE, UniBA, ..) und zunehmend mit internationalen Stakeholdern (Forschung, Industrie, Organisationen), mit dem Zweck:
  - Aufbau von überkritischen, fokussiert organisierten Forschergruppen mit entsprechender Synergienutzung, Kapazität und internationaler Beachtung
  - Frühzeitige und aufwandoptimierte Bildung von Konsortien (Taskforces) zur Bearbeitung von spezifischen Themen und Projekteingaben (IEA, HYCO, HFP, EU FP7, JTI)
  - Plattform für technischen (Daten, Erklärungen, ..), personellen und instrumentellen Austausch
  - Motivation und Integration von Industriepartnern (Materialien, Produktion, Produktionstechnologien - Prozesse, Kosten, Realisierung von Demonstratoren, Umsetzung in Endprodukte)
- Sichern einer Verantwortungsstelle sowie -Person für den Ausbau und die gezielte Pflege einer übersichtlichen und gut-zugänglichen PEC-Knowhow-Sammlung (NaPECK)
- Akquisition von weiteren Ressourcen: Drittmittelfinanzierung sowie geeignete Know-how-Trägern zum Ausbau der Forschungsaktivitäten
- Weiterarbeit an der CH-PECNet Roadmap sowie angepasstes Monitoring der Fortschritte
- Transparenz und Kommunikation der PEChit Idee, inkl. Weiterführung und (Um-) Funktionalisierung (Internationalisierung) der Website (allenfalls: www.PECnet.org)

Referenzen

[1] Dr. Antonio Currao, ***Research & development proposal on semiconductor-based photoelectrochemical water splitting into H2 and O2 using solar energy***, internal Doc, Department of Chemistry and Biochemistry, University of Bern Photoelectrochemical Water Splitting.

[2] Hydropole, ***Hydrogen Report Switzerland 2006***, www.hydropole.ch.

[3] IEA Hydrogen Implementing Agreement, ***2007 Final Report*** *(ist in Vorbereitung)* ***– Task-20 Hydrogen from Waterphotolysis***, www.ieahia.org. Anschluss Task-26 “New materials for PEC hydrogen production” ist in Vorbereitung. CH-PECNet wird mitarbeiten.

[4] Kevin Sivula and Michael Graetzel, PEChouse, ***A competence centre devoted to the photo-electrochemical splitting of water and production of hydrogen***, SFOE Annual Report 2007.

[5] Kay, Andreas; Cesar, Ilkay; Graetzel, Michael. **New Benchmark for Water Photooxidation by Nanostructured a-Fe2O3 Films**. *Journal of the American Chemical Society* (2006), *128*(49), 15714-15721.

[6] Cesar, Ilkay; Kay, Andreas; Gonzalez Martinez, Jose A.; Graetzel, Michael. ***Translucent Thin Film Fe2O3 Photoanodes for Efficient Water Splitting by Sunlight: Nanostructure-Directing Effect of Si-Doping***. *Journal of the American Chemical Society* (2006), *128*(14), 4582-4583.

Module und Gebäudeintegration

T. Szacsvay

BIPV-CIS- Improved integration of PV into existing buildings by using thin film modules for retrofit – 503777 / SBF 03.0046 **153**

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

BIPV-CIS

IMPROVED INTEGRATION OF PV INTO EXISTING BUILDINGS BY USING THIN FILM MODULES FOR RETROFIT

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Tamás Szacsvay
Institution / Company	3S Swiss Solar Systems AG
Address	Schachenweg 24, 3250 Lyss
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 32 391 11 00 10, sz@3-s.ch, www.3-s.ch
Project- / Contract Number	503777 / SBF 03.0046
Duration of the Project (from – to)	1.1.2004 – 30.06.2009
Date	January 2008

ABSTRACT

The results of the project will improve and widen the potential for the integration of solar (PV) energy systems into existing buildings. Special attention will be paid to architectural and aesthetic questions. Building integration of PV systems in most cases leads to a “high tech” and “modern” appearance of the building. This is caused by the typical window-like surface of most conventional PV modules. Regarding however that 90% of the building stock consists of longer existing, that means “old fashioned” buildings, it is evident that an aesthetically satisfying building integration of PV needs a lot of good will and creativity from planners and architects. In many existing building integrated PV systems the modules contrast with the building and its surroundings.

A European survey on the potential and needs for building integrated PV components and systems will identify the basis for the development of modules away from the glass /window-like appearance. In the project PV roof tiles, overhead glazing and façade elements based on CIS thin film technology will be developed and investigated, which have a modified optical appearance for better adaptation to the building skin. One of the ideas is optical decoupling of substrate and cover glass.

A complete roof tile system with thin film cells adapted to the visual appearance of conventional roof tiles and innovative connection and mounting will be developed. The work includes prototype fabrication and tests according to relevant standards and subsequent performance tests.

Novel overhead glazing includes semitransparent thin film modules optimised for daylight transmission. The back side appearance will be modified in order to represent the visible inner part of the building skin. For overhead and insolating glazing an invisible interconnection and for PV roof tiles a low cost connector will be developed. Project result will be PV modules and generators for improved building integration ready for industrial manufacturing.

Einleitung / Projektziele

Ziel des Projektes für die 3S ist insbesondere die Integration von Photovoltaik in die Gebäudehülle zu fördern. Dazu sollen geeignete Produkte wie PV-Dachelemente und PV-Isoliergläser mit den geeigneten elektrischen Anschlüssen und Verkabelungen entwickelt werden. Im Rahmen des Projektes wurde auch eine Marktübersicht über gängige PV-Systeme erstellt, und eine Übersicht über für PV relevanten europäischen Baustands.

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Das Projekt ist in 11 „Workpackages“ aufgeteilt:

WP1 Grundlagen am Bau: Erarbeitung von Baugrundlagen betreffend Architektonischer Ansprüche betreffend erfolgreicher Gebäudeintegration und Vorschriften betreffend BIPV.

WP2 Veränderung des Modulerscheinungsbildes: Erarbeitung und Vergleich verschiedener Methoden zur Veränderung des optischen Modulerscheinungsbildes

WP3 Marktstudie: Erarbeitung der Anwendbarkeit von CIS-Modul basierter Gebäudeintegration in Europa.

WP4 PV Sandwich Elemente: Evaluation der Anwendbarkeit von Sandwichelementen in Gebäuden

WP5 Elektrische Verbindung: Erarbeitung einer guten technischen Lösung für die elektrische Verbindung von PV-Elementen in Dach, Überkopfanwendung und Fassade.

WP6 PV in Kaltfassaden: Entwicklung eines universellen CIS Elementes für die Integration in Fassaden, Überkopf und Dach, basierend auf opaken und semitransparenten CIS-Elementen und Standard Materialien.

WP7 PV in Warmfassaden: Entwicklung eines universellen CIS Elementes für die Integration in Warmfassaden mit allen dazugehörigen Komponenten.

WP8 PV Dachelement: Entwicklung eines Dachelementes basierend auf Dünnfilm mit allen benötigten Komponenten.

WP9 Testen: Testen, Messen und Qualifizieren der entwickelten BIPV-Elemente.

WP10 Publikation/Verbreitung von Resultaten

WP11 Koordination des Projektes

Am Projekt sind 14 Partnerfirmen und Organisationen beteiligt. 3S Swiss Solar Systems AG leitet WP8.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

3S Swiss Solar Systems AG hat ein neues Dachelement für die PV-Gebäudeintegration entwickelt. Dieses basiert auf einem herkömmlichen Photovoltaik-Laminat, aus dem in einem Schritt mittels Spritzguss ein fertiges Dachelement hergestellt wird. Das Konzept ist fertig, Konstruktionszeichnungen in fortgeschrittenem Stadium bestehen und die wichtigsten Zulieferer wurden evaluiert, was umfangreiche Materialprüfungen verlangte. Weil das Produkt noch nicht auf dem Markt ist, wird das detaillierte Design nicht veröffentlicht.

Im Februar 2004 wurden ein europäisches Patent und ein Jahr später ein PCT angemeldet. Das Patent ist anerkannt, und bereit in zahlreichen Ländern in Kraft. Es wurden auch Materialtests durchgeführt, sowie einige Abklärungen betreffend Kompatibilität mit Bau- und Brandschutzvorschriften getroffen.

Bewertung 2007 und Ausblick

2007 war für die Photovoltaikzulieferindustrie ein Jahr mit sehr kräftigem Wachstum. Dies hat dazu geführt, dass einzelne Arbeiten aufgrund strategischer Entscheide bei Projektpartnern und der internen Auslastung verzögert wurden.

Probleme ergaben sich insbesondere mit denjenigen Projektpartnern, die als Kunden zur Nutzung des neuen Dachelementes vorgesehen waren. Einer dieser Partner besitzt keine Fertigung mehr, und der andere konzentriert sich derzeit auf das Stammgeschäft mit Standardmodulen. Die 3S hat daher andere Wege zur Umsetzung evaluiert. Unterdessen konnte eine gute Lösung gefunden werden.

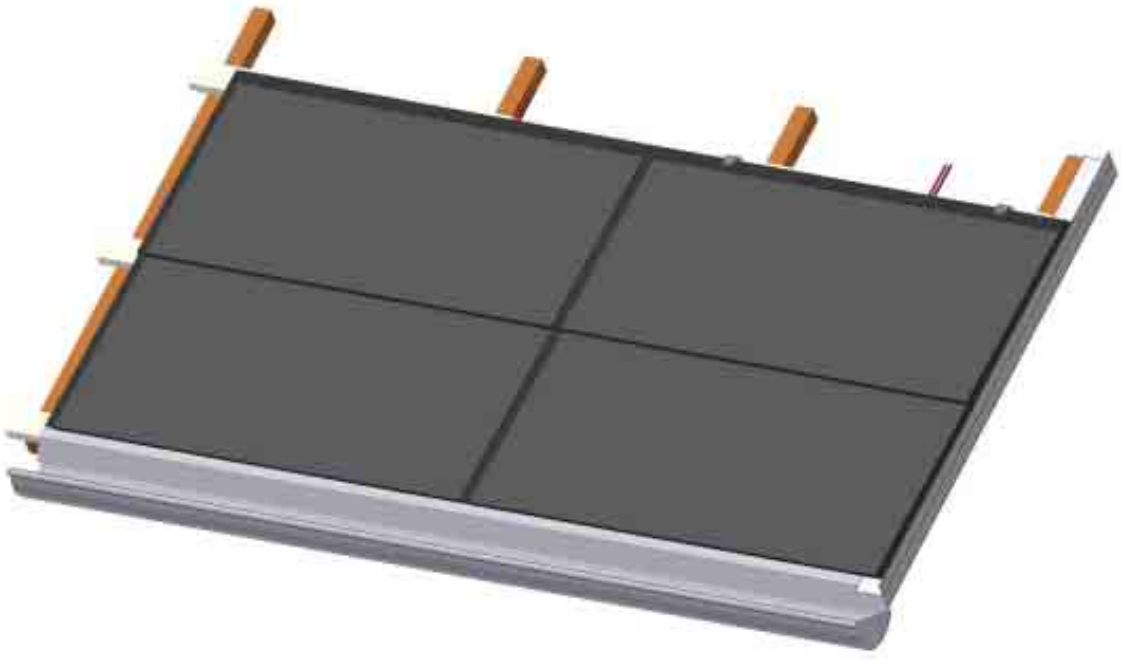
Das Projekt konnte nicht im vorgesehenen Zeitrahmen abgeschlossen werden. Das SBF hat einer Verlängerung um eineinhalb Jahre zugestimmt.

Für 3S Swiss Solar Systems AG stehen für 2008 die Herstellung von Prototypen auf c-si Basis an, sowie einer Nullserie des neuen Dachelementes. 2007 durchgeführte Materialtests waren mehrheitlich vielversprechend, einige müssen aber wegen noch vorhandener Mängel mit Anpassungen wiederholt werden.

Die Prototypen sollen dazu dienen, die Feldtauglichkeit zu beweisen und allfällige Optimierungsmöglichkeiten aufzuzeigen, Tests (auch eine Zertifizierung) durchzuführen, eine Demoanlage zu bauen und potentielle Kunden vom Produkt zu überzeugen.

Die 3S rechnet damit, dass diese Prototypen im 3. Quartal 2008 hergestellt werden können. Die Tests werden dann noch bis 2009 laufen.

Ein detaillierter Bericht wird Ende 2007 erstellt.



Ansicht Dachausschnitt mit neuem Dachelement

Systemtechnik

D. Chianese, A. Bernasconi, N. Cereghetti, A. Realini, G. Friesen, E. Burà, I. Pola, K. Nagel
Centrale di test ISAAC-TISO: Qualità e resa energetica di moduli fotovoltaici - 36508 / 151135 **159**

G. Friesen
PERFORMANCE - ISAAC Activities - n° 019718 EU: (SES6) – Integrated project **169**

W. Durisch, J.-C. Mayor, K. Hang Lam
Efficiency and Annual Electricity Production of PV-Modules - 101431 / 151715 **177**

H. Häberlin, L. Borgna, D. Gfeller, M. Kämpfer, U. Zwahlen
Photovoltaik Systemtechnik 2007-2010 / PVSYSTE 07-10 - 102234 / 152840 **189**

P. Toggweiler, S. Stettler, P. Felder
Solar Inverter mit integriertem BackUp SIMIBU - 101807 / 152227 **197**

P. Gaillard
SOS-PVI: Security of Supply Photovoltaic Inverter - SUSTDEV-1.2.3 **205**

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

CENTRALE DI TEST ISAAC-TISO

QUALITÀ E RESA ENERGETICA DI MODULI FOTOVOLTAICI

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	D. Chianese, A. Bernasconi, N. Cereghetti, A. Realini, G. Friesen, E. Burà, I. Pola, K. Nagel
Institution / Company	Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana SUPSI, DACD, Istituto di Sostenibilità Applicata all'Ambiente Costruito ISAAC-TISO
Address	Via Trevano, CH – 6952 Canobbio
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 58 666 63 56; domenico.chianese@supsi.ch; www.isaac.supsi.ch
Project- / Contract Number	36508 / 151135
Duration of the Project (from – to)	from October 2003 to December 2006
Date	December 2007

ABSTRACT

The aim of the "ISAAC-TISO Test Centre" is to control the quality and reliability of photovoltaic modules and to promote the use of BIPV products. The main activities are: indoor measurements carried out with a class A flash sun simulator, outdoor analysis of the behaviour of PV modules under environmental conditions and study of the main obstacles encountered by architects within the relatively new photovoltaic building integration (BiPV) sector.

In April 2007 the seventh quality audit, for the ISO17025 accreditation maintenance of the sun simulator, supervised by the Swiss Accreditation Service, was successfully passed.

During 2007 services for third-parties have increased significantly. A total of 342 indoor I-V measurement were performed. In addition for several modules other measurements were executed: 22 determination of the temperature coefficients; 21 I-V characterization at different irradiances (200, 400, 600 and 800 W/m²); 47 outdoor initial degradation (20-40 kWh/m²); I-V determination with multiflash method; Visual inspection and insulation test according to IEC 61215; Electrical continuity test; Bypass diode test. Moreover 4 energy rating comparison were performed.

In March 2006 a new 15 months test cycle (no.10) began and ended in June 2007. Stabilized power of c-Si module after 15 months is on average 3.7% lower with respect to Pn and ranging from -0.7% and -8.2% and thus all type of modules are in the warranty limits. Differences in annual energy production [kWh/kWp], of 14 different module types, with nominal power Pn as reference, reach 10% but are lower with respect to measured real power.

During 2007 collaborations with 6 institutes (either Universities and manufactures) have been achieved for the installation of systems equipped with MPPT3K testing devices which were developed by ISAAC-TISO.

The new information homepage on BIPV was completed with a database of BIPV product, BIPV fastening and system example (see www.bipv.ch).

1 Aim of the project

The aim of the project is to control the quality and reliability of photovoltaic modules and to promote the use of BIPV products.

The goals for 2007 were:

- ISO17025 accreditation maintenance for I-V measurements at STC and temperature dependence, with sun simulator.
- Improvement in the new MPPT electronics.
- Conclude test cycle no. 10.
- Annual Energy Rating analysis of test cycle 10
- Collection of BiPV systems/products on the market.
- Homepage www.bipv.ch

2 Project description

The main activities of the "ISAAC-TISO Test Centre" are: indoor measurements carried out with a class A flash sun simulator, outdoor analysis of the behaviour of PV modules under environmental conditions and study of the main obstacles encountered by architects within the relatively new photovoltaic building integration (BiPV) sector.

ISAAC's pulsed Sun Simulator allows measurement of I-V characteristics under standard test conditions, in accordance to (IEC 60904-1), and dependent on module temperature. The measurements of crystalline silicon modules are accredited ISO 17025 by the Swiss Accreditation Service (SAS). Measurements of thin-film modules with different reference cells and spectral mismatch corrections are also performed.

The ISAAC-TISO centre carried out systematic outdoor tests, under real operating conditions, on the most important modules currently on the market. Up to 18 modules for each test cycle were purchased anonymously. The modules were exposed for 15 months. Initial, intermediate and final I-V measurements @STC were carried out. Each module is equipped with a Maximum Power Point Tracker (MPPT) adapted to its voltage and current range to optimise measurement accuracy.

An outdoor module characterisation system with sun-tracking capabilities allows a fast and flexible characterisation under real operating conditions and the measurement of thin film modules.

The building integration of PV products (BiPV) needs a new approach from both, architects and PV operators. Within this project, different alternatives on how to overcome difficulties encountered by architects willing to work with photovoltaic (BIPV) are examined.

3 Work carried out and results achieved

3.1 INDOOR I-V measurements (I)

During 2007 more than 4900 flashes were performed for research programmes (test centre, EU projects and other projects), I-V measurements for third-parties and maintenance measurements (accreditation maintenance).

ISO 17025 accreditation

In April 2007 the seventh quality audit, for the ISO17025 accreditation maintenance, supervised by the Swiss Accreditation Service, was successfully passed.
This control concerned the administrative part and not the technical one. Next year the measurement of the I-V characteristics at different irradiances will be submitted to verification.

Annual Round Robin with ESTI-JRC (I) and ECN (NL)

Due to the presence on the PV market of more and more powerful devices, it has been decided to substitute one of the reference module Kyocera LA361K51S (51 W) with a newer one (probably a BP 7180 - 180 W). As the new device has not been acquired yet, the Round Robin Test is foreseen to be executed at the beginning of 2008.

Service measurements

In 2007 a total of 342 I-V measurement were performed for third-parties. For several modules, in addition to the I-V determination, other measurements were executed:

- 22 determination of the temperature coefficients;
- 21 I-V characterization at different irradiances (200, 400, 600 and 800 W/m²);
- 47 outdoor initial degradation (20-40 kWh/m²), were the IV characterization is performed before and after the exposure;
- I-V determination with multiflash method;
- Visual inspection (according to IEC 61215);
- Insulation test (according to IEC 61215);
- Electrical continuity test;
- By-pass diode test.

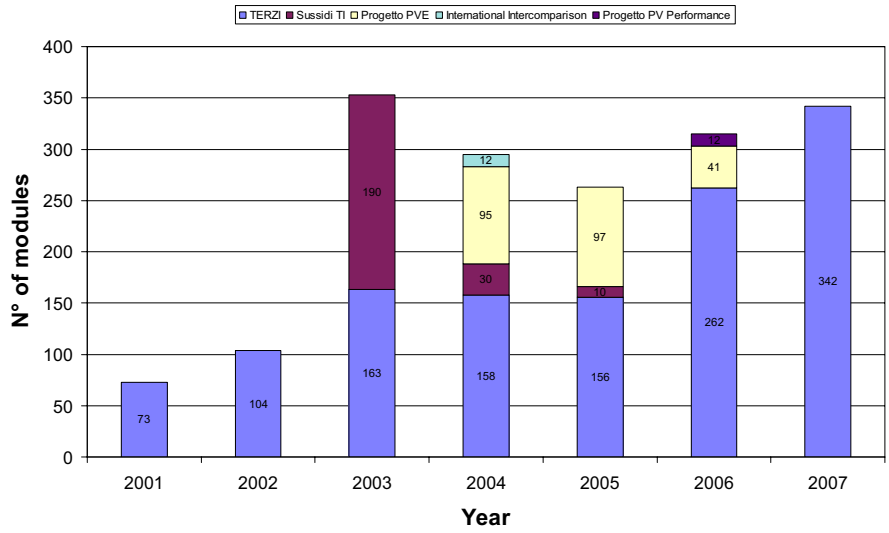


Figure 1: evolution of service measurements at ISAAC-TISO

From 2001 to 2007 the total amount of services measurements with the sun simulator was 249 meas./year.

3.2 Outdoor Test (cycle no. 10)

3.2.1 Power verification

In March 2006 a new 15 months test cycle (no.10) began and ended in June 2007 [1]. Fourteen different module types were chosen, in an attempt to include the greater part of available technologies: 8 mc-Si, 2 sc-Si, 1 HIT, 2 a-Si and 1 CdTe. Power (Pn), production tolerance (tp) and warranties (w) given by the manufacturer are shown in Table 1.

Type of meas.	MODULE	Cell Type	Pn [W]	*tp (tolerance) [%] / [%]*	Pa [W]	(Pa-Pn)/Pn (%)	*w (warranty) [%] (years)*	P15 [W]	(P15-Pn)/Pn (%)
Direct with c-Si ref cell	Miitsubishi PV-MF130EA2LF	mc-Si	**130**	+ 10 / - 5%	130.2	**0.1%**	NA	129.1	**-0.7%**
	Suntech STP150-24	mc-Si	**150**	∂ 3%	150.1	**0.1%**	90 (12y)	147.7	**-1.5%**
	Kyocera KC125GHT-2	mc-Si	**125**	+ 10 / - 5%	123.7	**-1.0%**	90 (12y)	121.1	**-3.1%**
	RWE ASE-165-GT-FT	mc-Si	**165**	∂ 4%	161.6	**-2.0%**	NA	154.9	**-6.1%**
	Solarwatt MHHplus220	mc-Si	**210**	∂ 3%	202.0	**-3.8%**	90 (12y)	192.8	**-8.2%**
	IBC-215S Megaline	mc-Si	**215**	∂ 2.5%	210.3	**-2.2%**	90 (12y)	209.8	**-2.4%**
	Solar World SW165	mc-Si	**165**	∂ 3%	162.9	**-1.3%**	90 (10y)	159.4	**-3.4%**
	BP Solar BP7180	sc-Si	**180**	- 0 / + 2.5%	174.7	**-2.9%**	90 (12y)	170.2	**-5.5%**
Multiflash	Sharp NT-175E1	sc-Si	**175**	∂ 5%	174.0	**-0.6%**	NA	171.2	**-2.2%**
	Sanyo HIP180NE1	HIT	**180**	+ 10 / - 5%	180.4	**0.2%**	80 (20y)	176.3	**-2.0%**
	Sunpower STM210 F	sc-Si	**210**	- 0 / + 3%	204.6	**-2.6%**	80 (25y)	199.8	**-4.8%**
Direct with filtered c-Si ref cell	First Solar FS-60	CdTe	**60**	∂ 5%	NaN	**NaN**	90 (10y)	57.9	**-3.5%**
	Kaneka K60	a-Si	**60**	+ 10 / - 5%	84.0	**39.9%**	90 (12y)	55.8	**-7.0%**
	UniSolar ES-62T	a-Si	**62**	∂ 5%	64.3	**3.6%**	(10y)	54.4	**-12.3%**

Table 1: Warranties and differences between initial power (Pa), stabilised power (P15) vs. nominal power (Pn), sorted by type of measurement (i.e. direct, multiflash or direct with spectral matched reference cell) and cell typology.

3.2.2 Verification of the delivered power (Pa)

The difference between Power at Purchase (Pa) and Nominal Power (Pn) of the modules shouldn't be greater than Production Tolerance (tp).
In test cycle 10 the power at the purchase of a c-Si module was on average 1.5% lower with respect to Pn but ranging from 0.2% and -3.8% (see Table 1). In 3 of 11 cases power at purchase was outside production tolerance.

The initial power Pa of the FS-60 module (CdTe) is not available, due to problems with the measurements.
In thin-film a-Si modules the given power is that already stabilised. Stabilisation of the performance of a module normally takes a few months and verification is only possible when power is stabilized. Nevertheless, the initial power of the K60 modules is 39.9% higher and at the planning stage the system has to work at higher power, current and voltage for a number of months

3.2.3 Verification of the stabilized power (P15)

After one year of exposure, stabilization has occurred. PV module lifespan is long and generally is considered as being over 25 years. The great reliability and stability of PV modules justifies this warranty of more than 20 years and the stabilized value P15 can be considered the reference value of real power.

Warranty limits are normally defined as a percentage with respect to the nominal value and sometimes with respect to the minimal tolerance value {(1 – tp)*Pn}.

The stabilized power of a c-Si module after 15 months is on average 3.6% lower with respect to Pn and ranges from -0.7% to -8.2%. All type of modules are within the warranty limits.

For three types of module the warranty limits were not clearly defined.

Both the power of the a-Si K60 modules and that of the CdTe FS-60 modules respected the warranty limits. The stabilized power of ES-62T modules after 15 months is on average 12.3% lower with respect to Pn. In the datasheets the warranty limits were not clearly defined.

The Sunpower modules have high efficiency A-300 type cells with EWT (Emitter Wrap-through) back contacts. The high efficiency of SunPower's A-300 solar cell is obtained in part by covering its front surface with a proprietary coating which prevents the loss of the charge carriers generated by sunlight. However, this creates a problem called 'surface polarization' which risks limiting output power.

The BP7180 modules have Saturn 7BP Solar cells. Internal communications of BP say that these cells do not have an Anti Reflective Coating (ARC). In spite of the change in cell type the name of the module is still the same. As a consequence, modules exist on the market with the same name but with different performances.

3.2.4 Power degradation after exposure

Almost all standard c-Si PV modules tested in cycle 5 to 10 showed a degradation in performance when exposed for the first time to sunlight. Such power degradation occurs during the first hours of exposure (H=2.5 kWh/m^2) and ranges normally between 0 and 5 %. In order to avoid initial degradation effects influencing the determination of module energy yield, the test procedure of the ISAAC-TISO include, for c-Si modules, a period of light soaking of 20kWh/m^2 to 40 kWh/m^2 followed by 3 months of stabilization.

Prior sunlight exposure and storage time and subsequent pre-degradation of the modules purchased is not known, so the initial power Pa measured at ISAAC-TISO could correspond to the power of already degraded c-Si modules.

Type of meas.	MODULE	Cell Type	(P0-Pa)/Pa (%)	(P3-Pa)/Pa (%)	(P15-P3)/P3 (%)	(P15-Pa)/Pa (%)	abbrev.
Direct with c-Si ref cell	Miitsubishi PV-MF130EA2LF	mc-Si	-2.2%	-0.3%	-0.6%	-0.8%	MF
	Suntech STP150-24	mc-Si	-1.2%	-0.6%	-1.0%	-1.6%	STP
	Kyocera KC125GHT-2	mc-Si	-1.6%	-1.1%	-1.1%	-2.2%	KC
	RWE ASE-165-GT-FT	mc-Si	-2.7%	-2.7%	-1.4%	-4.1%	ASE
	Solarwatt MHHplus220	mc-Si	-2.9%	-4.1%	-0.5%	-4.6%	MHH
	IBC-215S Megaline	mc-Si	0.6%	0.4%	-0.7%	-0.3%	IBC
	Solar World SW165	mc-Si	-0.1%	-0.4%	-1.7%	-2.1%	SW
	BP Solar BP7180	sc-Si	-1.6%	-1.3%	-1.3%	-2.6%	BP
Multiflash	Sharp NT-175E1	sc-Si	-1.0%	-0.1%	-1.5%	-1.6%	NT
	Sanyo HIP180NE1	HIT	0.3%	-0.3%	-2.0%	-2.2%	HIP
	Sunpower STM210 F	sc-Si	0.2%	-1.0%	-1.4%	-2.3%	STM
Direct with filtered c-Si ref cell	First Solar FS-60	CdTe		NaN	-1.9%	NaN	FS
	Kaneka K60	a-Si		-27.2%	-8.7%	-33.5%	K
	UniSolar ES-62T	a-Si		-11.1%	-4.7%	-15.3%	ES

Table 2: initial power degradation {(P0-Pa)/Pa}, first 3 and 15 months and last year degradation.

3.2.5 Initial degradation

Initial degradation in power {(P0-Pa)/Pa} of the c-Si modules (see Table 2) is on average – 1.1%, ranging from +0.6% to -2.9%. The values in the ± 1 % bracket are within the tolerance interval for measurement repeatability.
The performance loss is mainly due to degradation of the short circuit current Isc. Considering the measurement precision, for degradations up to -5% a linear relation between power and Isc degradation can be observed. In the BP7180 module, however, initial degradation occurred mainly in voltage (dPm: -1.6%; dIsc: -0.8%; dVoc: -1.3%).
Initial power degradation {(P3-Pa)/Pa} of the a-Si K60 module was -27.2%, while degradation in the ES-62T module was only -11.1%. (Table 2)

3.2.6 Power degradation after 1 year of exposure

In the standard modules with c-Si cells, the average reduction after one year of exposure (from P3 to P15) in most cases was very low, ranging from -0.5% and -2.0%, and four of them are within the reproducibility error limits of the measurements using the flash sun simulator.

3.2.7 Annual energy performance

For the evaluation of the energy output, our institute differentiates between two points of view. The first is more consumer oriented (3.2.8), as it looks at the energy output in relation to Pn and the second one (3.2.9) is a purely technological inter-comparison, where the real stabilized STC power is used as reference.

For all figures the energy output in kWh/kWp refers to the best one of the test cycle. For reasons of simplicity the average of the two modules is shown here. The grey bars correspond to the respective difference between the two modules. To show the range of order of the kWh/kWp, uncertainty error bars were added in Figure 2 and Figure 3. In the case of name plate power as reference, the uncertainty is on the one hand due to the energy measurement itself (±1.0%) and on the other hand due to the uncertainty in power declarations (±tp%). Taking instead the real power as reference, the uncertainty is the sum of the energy measurement uncertainty (±1.0%) and the ISAAC-TISO power measurement accuracy (±2% for c-Si, not defined for all thin-film technologies - CdTe and a-Si). The ±1.0% of the outdoor measurement uncertainty includes the data acquisition accuracy, MPPT tracking efficiency, cable connections, differences in albedo and ventilation, and module alignment errors. All a-Si error bars are to be assessed with care due to the non availability of the exact error in indoor performance determination.

The single junction a-Si technologies of K60 (ave. PR 0.88) shows a very strong initial degradation which is dominating respect to the seasonal variations. Being not totally concluded the initial degradation an inter-comparison with the other modules is almost impossible.

3.2.8 Annual energy performance comparison with Pn as reference

Due to the above-mentioned reasons and the different degradations occurring during the first year of exposure, the kWh ranking with respect to nominal power Pn (Figure 2) leads to slightly different figures compared to the one referring to the measured power P3 (Figure 3).

3.2.9 Annual energy performance comparison with P3 as reference

In the pure technological inter-comparison (stabilised power P3 as reference) the modules can be separated into 3 groups: Group {FS, MHH, ES, HIP} with up to 3% of difference with respect to the best one, Group {MF, KC, STM, IBC, ASE, NT} with a difference of between 3% and 6% and Group {SW, STP, BP} with a difference from 6 to 10%.

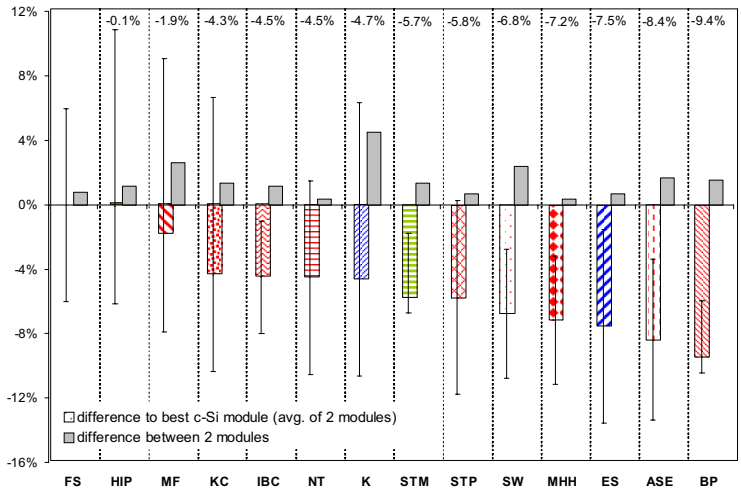


Figure 2: Difference (average of 2 modules) in **annual energy production** [kWh/kWp], of 14 different module types compared to the best module, with nominal power Pn as reference and difference between the two modules of the same type.

The interpretation of the energy performance of amorphous silicon technologies, represented in blue in Figure 3, are complicated by the fact that the STC power of these technologies changes in time (degradation and recovery effects), and the measurement accuracy cannot be quantified. Consequentially their position in the ranking changes as well depending on the period under investigation.

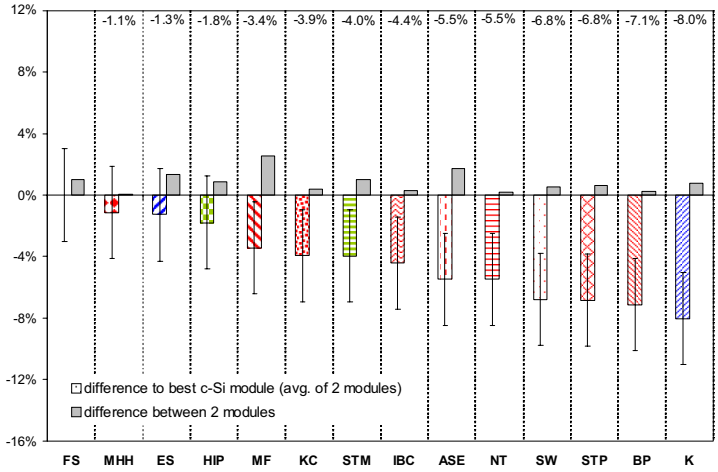


Figure 3: Difference (average of 2 modules) in **annual energy production** [kWh/kWp], of 14 different module types compared to the best module with real power P3 as reference and difference between the two modules of the same type.

3.3 Inter-comparison of measurement approaches

The power matrix of some selected modules was determined with all the methods described in [2] and then used to predict the annual energy. The requirement for this test was that the reference module and the module to be predicted have as close as possible STC parameters, so as to avoid any correction for this. Figure 4 shows representative results of a single module.

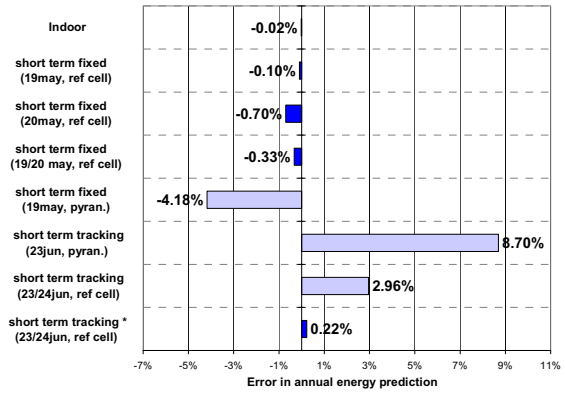


Figure 4: Error in annual energy prediction of a single c-Si module obtained from simulations with power matrices extracted from different days with 3 different measurement procedures and 2 different irradiance sensors. **separately measured NOST*

The inter-comparison with real data showed:

(1) The ER procedure based on an indoor measured power matrix leads to the lowest error and most reproducible results, but the NOST value has to be therefore determined separately.

(2) The minimum requirement for short term outdoor measurements (few days) is the use of a

c-Si reference cell for the measurement of the irradiance. Even better would be to have reference devices using the same technology. Pyranometer values lead to errors larger than 4%.

(3) The characterisation approach with the sun-tracker requires a separate determination of NOST, due to the fact that a limited number of data at different irradiances and temperatures are available by tracking the sun.

(4) Single day data of high resolution (1 minute intervals) are sufficient to determine the power matrix when applying the equations 1 and 2 of the matrix method.

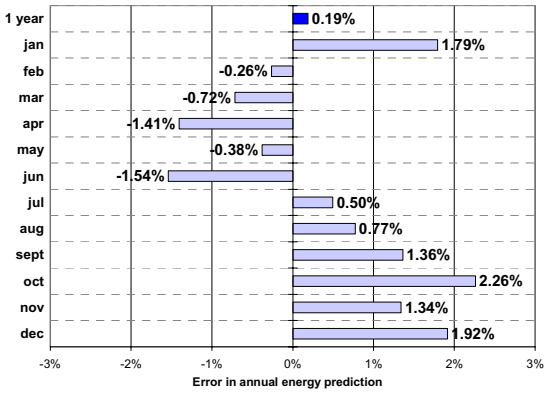


Figure 5: Error in annual energy prediction by extracting the power matrix from annual and monthly data. The irradiance is measured with a calibrated pyranometer.

Figure 5 shows that the error of this specific module remains under 1% for all 3 approaches, when the test conditions described before are fulfilled. The inter-comparison with power matrices and NOST values determined from long term (monthly or annual) monitoring data confirms the possibility of also extracting the module power matrix directly from monitoring data with only pyranometer data available. The longer the period, the more accurate is the energy prediction. The winter months generally lead to higher errors than the other months. The disadvantage of this approach is the time required for a characterisation, reason for which the short term measurement approaches were here investigated.

3.4 Energy prediction with indoor data

From the most accurate methods, the indoor approach has been selected for a final energy prediction inter-comparison between modules of different technologies (sc-Si, mc-Si, HIP, back-contact cells, CdTe, single junction a-Si and triple junction a-Si). The indoor approach has the advantage of being the most reproducible and of being independent from weather conditions.

The energy of the 14 different module types, 2 modules of each, were predicted by combining (1) the indoor measured power matrix of the reference module, (2) the outdoor determined NOST value (see Table I), and (3) the annual meteo matrix measured at Lugano. Since the stabilised power of the reference modules and the modules to be predicted are not the same due to different durations of outdoor exposure, the calculated kWh has to be corrected for this. The grey columns in Figure 3 show the original error and the blue the error after a proportional correction.

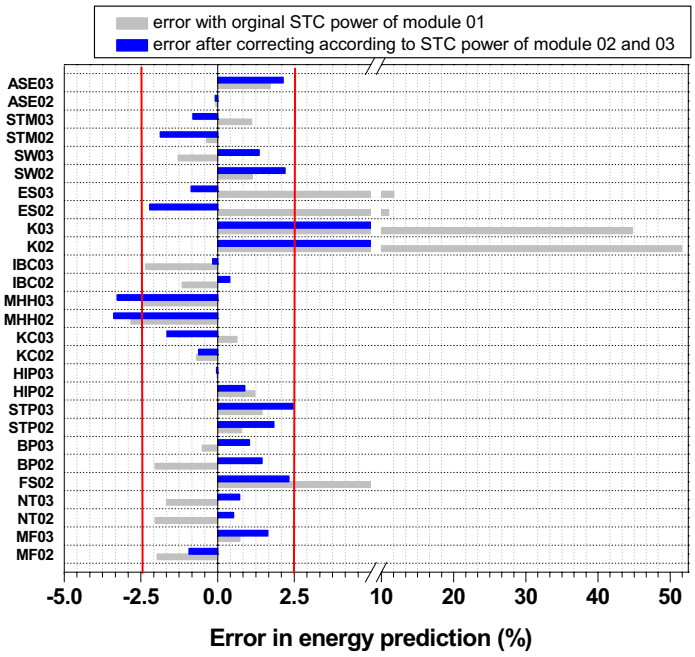


Figure 6: Error in annual energy prediction of 28 modules before and after correction for differences in stabilised power.

	Vm	beta	Co	C1	Im	alpha
MF01	19.3	-0.0857	-0.27	-0.36	6.8	-1.83E-04
NT01	35.3	-0.1675	-2.12	-1.96	4.8	-3.73E-05
FS01	68.8	-0.171	-2.66	-1.61	0.9	3.74E-04
BP01	35.6	-0.1657	-0.21	-0.58	4.7	-5.37E-05
STP01	34.2	-0.1569	-0.31	-0.80	4.3	-2.20E-05
HIP01	36.4	-0.1321	-1.29	-0.84	5.0	2.39E-04
KC01	17.4	-0.082	-0.16	-0.33	7.1	-1.05E-04
MHH01	28.4	-0.1321	-1.96	-1.48	6.9	-3.19E-04
IBC01	29.5	-0.1278	-0.22	-0.24	7.0	-1.48E-04
K01	77.5	-0.1967	-2.64	-2.46	1.1	1.19E-03
ES01	16.7	-0.0576	0.33	-0.23	3.9	1.08E-03
SW01	35.1	-0.1588	-0.57	-1.04	4.6	-1.26E-04
STM01	39.5	-0.1809	-1.52	-1.57	5.2	-1.21E-04
ASE01	35.6	-0.1486	0.11	-0.68	4.4	-5.09E-05

After this correction for all tested modules the error remained in the range of ±3%, except for the Kaneka a-Si module technology, which had still not terminated its initial degradation. Table II shows the fit parameter of all modules.

Table II: Indoor determined fit parameter of all modules describing their power matrix.

3.5 Energy Rating comparison services

In 2007, four Energy Rating comparison in field were performed for third-parties. Some of them including:

- Initial I-V measurement at STC;
- exposure at Voc for first degradation (20kWh/m2);
- second I-V at STC for reference;
- exposure at MPPT for an insolation ranging from 100kWh/m2 to 400kW/m2;
- final I-V measurement at STC.

3.6 MPPT3000 development

During 2007 collaborations with 6 institutes (either Universities and manufactures) have been achieved for the installation of systems equipped with MPPT3K testing devices which were developed by ISAAC-TISO.
The communications software "MPP3K Manager" has been improved. The firmware of the DSP has also been improved; an auto-range and new indicators of setup were added.

3.7 BIPV

The introduction of photovoltaic plants into the building environment requires a sensitivity and non-technical knowledge which installers often lack. Although BIPV (Building Integrated PV) makes up only a small part of the overall PV market, it is becoming increasingly important for the eventual acceptance of PV. The photovoltaic module is no longer a building accessory which disfigures, but it is becoming a building element which has a role in the creation of the entire envelope of a building.

In the case of BiPV integration, due consideration at the beginning of a project will permit better integration from aesthetic, energetic and economic points of view. The architect must therefore have the knowledge and the tools to promote photovoltaic integration in a building. He must be aware of the possibilities, the obligations, the advantages and the disadvantages. In order to help them a new homepage dedicated to BIPV was created.

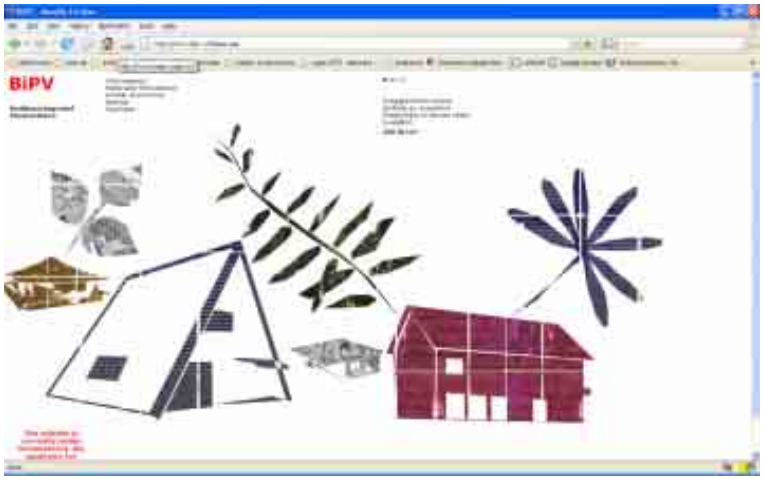


Figure 7: Information homepage on BIPV for architect (www.bipv.ch).

ISAAC-TISO participates also as external work partner at the sub-project SP6 of the PERFORMANCE project in 6th European Framework programme. The rule of ISAAC in this sub-project is to provide input on present regulations and building codes in Switzerland and to participate actively in the work-package dealing with the development of tests for novel BIPV technologies.

4 Evaluation 2007

- In April 2007 the seventh quality audit, for the ISO17025 accreditation maintenance of the sun simulator, supervised by the Swiss Accreditation Service, was successfully passed.
- A total of 342 indoor I-V measurement were performed for third-parties.
- In addition for several modules other measurements were executed: 22 determination of the temperature coefficients; 21 I-V characterization at different irradiances (200, 400, 600 and 800 W/m²); 47 outdoor initial degradation (20-40 kWh/m²); I-V determination with multiflash method; Visual inspection and insulation test according to IEC 61215; Electrical continuity test; By-pass diode test.

- 4 energy rating comparison were performed for third-parties.
- In test cycle 10 the power at the purchase of c-Si module was on average 1.5% lower with respect to Pn but ranging from 0.2% and -3.8%.
- Stabilized power of c-Si module after 15 months is on average 3.7% lower with respect to Pn and ranging from -0.7% and -8.2%. All type of modules are in the warranty limits.
- Despite during the last few years the accuracy of power declarations has improved constantly, warranty limits are sometimes unclear.
- Initial power degradation {(P0-Pa)/Pa} of c-Si modules is on average – 1.1%, ranging from +0.6% to -2.9%.
- In the standard modules with c-Si cells, the average reduction after one year of exposure (from P3 to P15) in almost cases were very low, ranging from -0.5% and -2.0%.
- Differences in annual energy production [kWh/kWp], of 14 different module types, with nominal power Pn as reference, reach 10%.
- For Lugano, the indoor measured power matrix is able to explain a large part of the differences in kWh observed under real operating conditions.
- High resolution data of a single day (1 minute intervals) are sufficient to determine the power matrix of a module when fitting the raw data to the equations 1 and 2 of the matrix method [2].
- The new homepage www.bipv.ch was completed with new BIPV product examples.

5 References

[1] D. Chianese et. al.: ***Direct Performance Comparison of PV Modules***, 22nd EPVSEC, Milan (I), 2007.

[2] G. Friesen et al.: ***Energy Rating Measurements and Predictions at ISAAC-TISO***, 22nd EPVSEC, Milan (I), 2007.

[3] Kim Nagel, ***Physical properties of PV modules used as glasses in the building sector***, Solar Glass Conference 2007, Milano (I), November 2007.

[4] Chianese D., Nagel K., Pola I., ***BiPV Projekte***, 4. Workshop “Photovoltaik-Modultechnik”, November 2007, Köln (D).

[5] D. Chianese, K. Nagel, “***WWW.BIPV.CH***”, 9. Symposium Photovoltaïque National, Emmenbrücke, Novembre 2007.

[6] **www.isaac.supsi.ch** ; **www.bipv.ch**

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Office fédéral de l'énergie OFEN

PERFORMANCE

ISAAC ACTIVITIES

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Gabi Friesen
Institution / Company	SUPSI, DACD, ISAAC-TISO
Address	Via Trevano, 6952 Canobbio, Switzerland
Telephone, E-mail, Homepage	+41 058 666 63 57, gabi.friesen@supsi.ch, http://www.isaac.supsi.ch
Project- / Contract Number	n° 019718 EU: (SES6) – Integrated project
Duration of the Project (from – to)	01.01.2006 - 31.12.2009
Date	December 2007

ABSTRACT

The PERFORMANCE project, started in January 2006, is a 4 year project of the 6th European Framework programme. It covers all pre-normative aspects from photovoltaic module to system level and from instantaneous device characterisation and system measurement to their life-time performance prediction and assessment. The limitations of current indoor and outdoor calibration measurement technology will be investigated and precision will be improved, covering current technologies as well as new and advanced cell and module concepts. Methods will be developed to connect from measurements of module power to module energy production. In a third pillar, methodologies for the assessment of the life-time performance of PV modules will be developed. Based on all these work packages, a modelling and analysis programme will provide the analytical understanding of PV performance in the broad and systematic manner mentioned above. Following this work programme, the project will produce a consistent set of measurement and modelling methodologies to create the transparency needed for the European market and industry. Next to this significant scientific effort, intense involvement of all European companies along the value chain will be organised systematically through feedback loops. Project results will be fed directly into standardisation processes on CENELEC and IEC level. The project is divided into 8 sub-projects:

SP1 Traceable performance measurement of PV devices
SP2 Energy delivery of photovoltaic devices
SP3 PV system performance evaluation
SP4 Modelling and analysis
SP5 Service life assessment of PV modules
SP6 PV as a building product
SP7 Industry interaction and dissemination
SP8 Standardisation processes

The ISAAC institute is official partner of SP1, SP2 and SP4 and collaborates in SP6. Moreover it's work-package leader of SP4.4 entitled "Annual Energy Rating Production and Device Comparator". The scope of this report is to present the institute activities of the second project year.

General information about the project can be found under **http://www.pv-performance.org**

1. Traceable performance measurement of PV devices (SP1)

1.2 ISAAC 2007 Activities (SP1)

1.2.1 Round Robin tests (WP1.1)

Two round robins are planned within the first two years of the project. The first of two c-Si module measurement round robin has been successfully concluded in May 2007 and the results were published at different conferences. The first thin film round robin is still under progress and the final results will be available for the begin of 2008. Preliminary results have been already published at the German PV Module Workshop organised by TÜV in Köln. Our laboratory terminated all measurements and the data were delivered to the coordinator of the sub-project (TÜV).

Table 1 shows the 6 laboratories which participated at the c-Si measurement campaign with the respective applied equipment and procedures. All main European PV module test laboratories are here involved. The variety of test procedures and measuring equipments among the different test laboratories was advantageous to the study and strengthen the results.

Test laboratory	Simulator type	Procedure for STC performance measurement
Arsenal	Berger, PSS8	Outdoor calibration of Isc and I-V measurement with pulsed solar simulator
Ciemat	Belval, Pasan IIIb	I-V measurement with pulsed solar simulator, outdoor measurement for verification of indoor results
ISE	Belval, Pasan IIIb	I-V measurement with pulsed solar simulator, multiflash measurement if required (I-V segment), module SR measurement to compensate for spectral mismatch
JRC	Spectrolab, LAPSS	Indoor measurement of Isc and SR for all modules, outdoor I-V measurement (Isc scaled to indoor measured and mismatch corrected Isc), for comparison also indoor I-V measurement
SUPSI	Belval, Pasan IIIa	Single-flash I-V measurement with pulsed solar simulator for non-critical technologies, multiflash method for modules with high efficiency cells (1 data point per flash)
TÜV	OSRAM HMI 4000W	I-V measurement with steady-state solar simulator, use of spectrally matched reference devices (mini-modules)

Table 1: Description of test equipment and methods in the participating test laboratories.

Results of the c-Si Round Robin

Table 2 shows the crystalline silicon technologies investigated within the first RR. The first 3 are modules with high cell efficiencies, the forth is made of EFG cells and the last contains 8-inch cells.

Manufacturer	Technology
SunPower Corporation	back contact cells
Sanyo Electric Co. Ltd.	HIT
Microsol International LL Fze.	Motech technology
SCHOTT Solar	EFG
Qcells AG	8-inch cells

Table 2: Cell technologies circulated within the c-Si round-robin test

The measurements executed by ISAAC in 2006 have been already described in detail within the first annual report. The final results of the intercomparison are: Figure 1 shows the comparison of the maximum power measurements between the laboratories. The data are referred to the average of the test samples. **The spread for reported P_{max} values lies all in the range ±2%. The ISAAC institute confirmed so its comparability with the other laboratories.** The absence of differences between "standard" and high efficiency cell technologies, as visible by figure 2, proves that adequate measurement methods for high-efficiency (high capacitive) modules exist in all laboratories. Especially in our case this result is very important as we are the laboratory with the solar simulator with the shortest light pulse (plateau of 1.2-2ms).

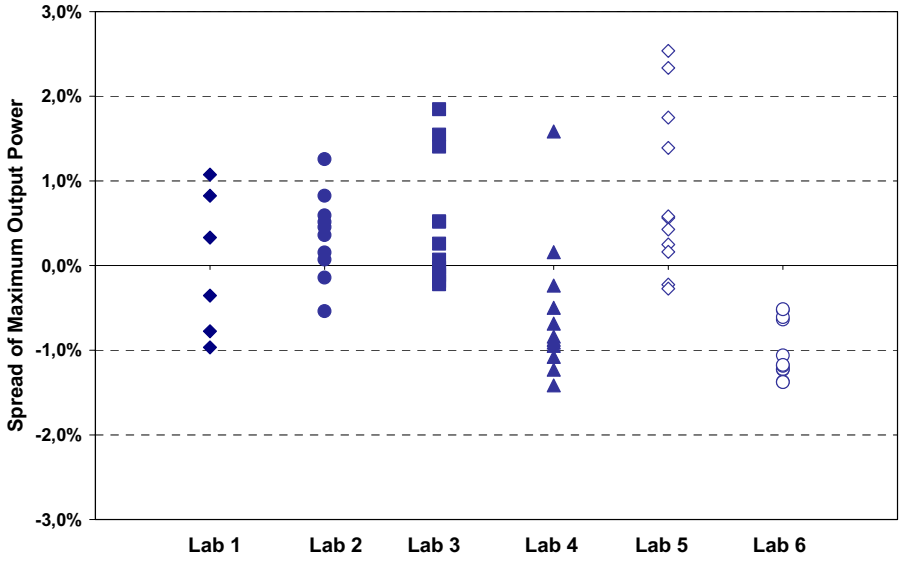


Figure 1: Discrepancies of maximum output power at STC between the participating test laboratories.

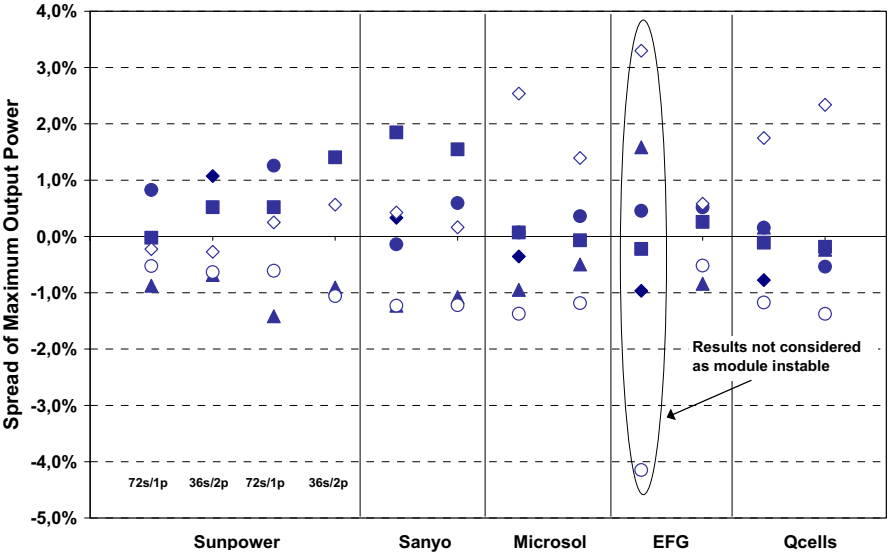


Figure 2: Discrepancies of reported P_{MAX} data at STC plotted for each test sample.
Note: One of the EFG modules resulted to have some contact problems, resulting in a bad reproducibility of the measurements.

Based on the findings of this round-robin test, a second round-robin with new test samples shall be launched in 2008 to monitor improvements achieved in the project. Each laboratory will use the experience of the first round-robin to upgrade or correct their equipment or procedures. The ISAAC laboratory will introduce some new equipment, which will be presented within the next annual report.

The next round-robin test will include as well indoor performance measurements at low irradiance and different module temperatures, insofar as such information is required for energy rating. The final aim of the project is to establish the comparability of a P_{MAX} of ±1% between the test laboratories.

Thin Film Technology Round Robin

Table 3 shows the thin film modules investigated within the first round-robin. Most of the module technologies available on the market were included, ranging from single to multi-junction devices. Two modules of each type were circulated. Both had to go through the general test sequence described in figure 3. One of these two underwent some additional characterisation tests like e.g. temperature and irradiance coefficient measurements, sweep and pre-conditioning tests.

The following list shows the measurements executed at ISAAC:

1. The STC performance before and after outdoor exposure, as requested by the test procedure (see figure 3), was measured with a standard ISAAC reference cell in case of all CIS modules and a spectrally filtered c-Si reference cell for all other technologies (amorphous silicon and cadmium telluride). The two CIS module technologies were measured with and without bias light. The bias light of approx. 25W/m² (halogen lamp) was used to stabilise the maximum power of the module.
2. Capacitive effects were investigated by comparing the forward (Isc to Voc) swept measurement (2ms) with the multiflash measurement (steady state).
3. The temperature coefficients were measured at 800W/m². The test consisted in the IV measurement at 5°C intervals from 25°C up to 60°C (8 measurements).

Manufacturer	Module type	Technology
UniSolar	US-64	a-Si/a-Si/a-Si
Schott Solar	ASI-F32/12	a-Si/a-Si
Kaneka	K60	a-Si
Sharp	NA-850 WP	a-Si/µ-Si
Würth Solar	WS 31100/75	CIS
Shell Solar	Eclipse 80-C	CIS
First Solar	FS-50	CdTe

Table 3: Cell technologies circulated within the thin film round-robin test.

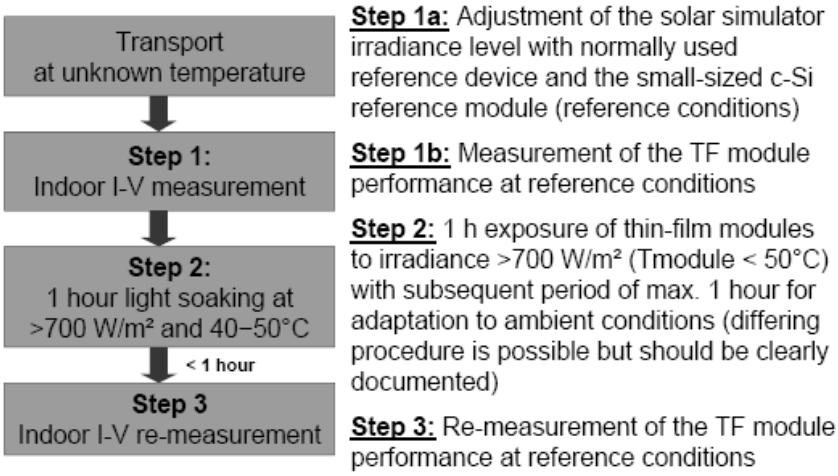


Figure 3: Thin film test procedure defined for the first thin film RR.

Following preliminary results can be presented:

1. A good repeatability of measurements was observed for all modules when stored under dark/ambient temperature conditions.
2. Only the CIS modules were influenced by the 1 hour outdoor exposure. An increase in maximum power was observed.
3. No sweep speed dependencies have been observed at 2ms.
4. Some technologies showed a non-linear behaviour of P_{max} and I_{sc} versus temperature. This effect was especially pronounced for multi-junction devices.
5. The STC power of CIS modules tended to relax during the transport into the dark room and cooling of the module to ambient temperature. An indoor light pre-conditioning of 30-90 minutes at 25W/m² was needed to stabilise the module before outdoor exposure, whereas the time reduced to 5-60 minutes after the 1 hour of outdoor exposure.

The final results and the inter-comparison of the different laboratories will be published in the next annual report.

1.2.2 Solar simulator performance assessment (WP1.2)

A measurement campaign executed by TUV determined the technical performance of all solar simulators in the project consortium. In particular, the spectral irradiance distribution, the irradiance pattern in the test area and the pulse shape with time were measured. **The measurements confirmed the conformity of the solar simulator of ISAAC with the class A requirements.** The non-uniformity of the test area of ±2% was confirmed for a surface of 142 x 208 cm². Figure 4 shows the results of the spectral irradiance distribution.

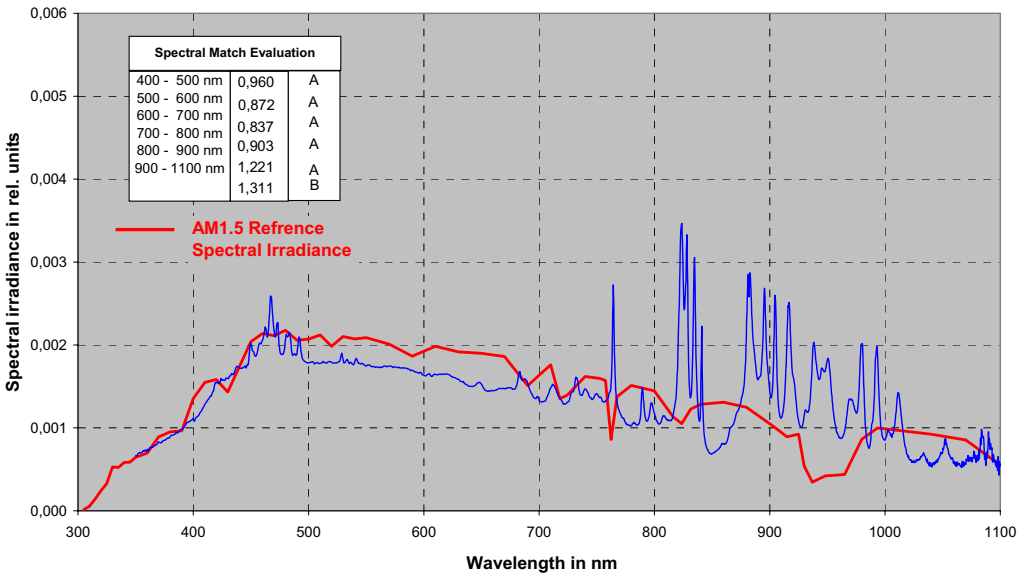


Figure 4: Spectral Irradiance Measurement of the Pasan IIIa pulsed solar simulator at ISAAC.

2. Energy Delivery of Photovoltaic Devices (SP2)

2.2 ISAAC 2007 ACTIVITIES (SP2)

2.2.1 Assessment of actual outoor evaluation procedure (WP2.1)

An intercomparison work has been conducted on the outdoor measurement platform of INES located at Cadarache, dealing with 30 irradiance sensors (12 pyranometers and 19 reference cells) from 12 European institutes. 1 Pyranometer of ISAAC was included there. This intercomparison showed that the initial calibration coefficients provided by the institutes lead to an important spread for the measurement of irradiance and irradiation as high as 4.5 % during the intercomparison period. These discrepancies directly affect the measurement of the performance ratio of PV systems. New calibration coefficients have been determined. The use of these new coefficients for the measurement of irradiance and irradiation significantly reduced the discrepancies of the irradiance measurement, and the width of the 95% uncertainty interval could be reduced to 2.0 % and even to 1.0% considering only the pyranometers. However, intrinsic discrepancies remained, not only because irradiance sensors are sensitive to thermal parameters (temperature coefficients, dome effect for the pyranometers) and geometrical parameters (angle of incidence effects), but also because they are very dependent on the spectral composition of the light. For the Performance project, the use of the new calibration coefficients of the irradiance sensors will reduce significantly the discrepancies between the measurement of the performance of modules and systems in the various institutes, especially during round robin tests.

2.2.2 Translation between indoor and outdoor performance measures (WP2.4)

One of the tasks of this work-package is the development of procedures for the correction of IV-parameters in respect to environmental and operational conditions. ISAAC investigated the IV-curve translation methods, which are currently under discussion for the new version of the IEC 60891 Standard ‘Procedures for temperature and irradiance corrections of current-voltage characteristics’. The investigated translation procedures are: the original IEC 60891 procedure (version 1987), a modified version of the Blaesser method, recently introduced by W.Hermann from TUV, and the linear interpolation approach, published by Hishikawa from AIST. Aim of the study is to investigate the applicability of the three methods over the whole range of irradiances and temperatures which are of relevance for the energy rating of a module. The methods have been applied to different existing indoor and outdoor

data sets. The indoor data sets consisted of IV-measurements of 8 different crystalline silicon modules, run with a class A solar simulator at 5 irradiance levels (300,600,800,900 and 1000W/m²) and 8 temperatures, ranging from 25-60 °C. The extension of this study to a first set of outdoor data wanted to show how close to real performance one can get with a short outdoor measurement campaign and the application of the proposed I-V translation methods. In each set of data some base IV curves have been defined, which are then extrapolated and/or interpolated to the remaining sets of operating conditions and compared to the measured ones. The first two methods needs 7-8 I-V curves, whereas the linear interpolation method only 3-4.

Table 4 summarises the results obtained with the indoor data. The average translation error of the maximum power P_{max} and its standard deviation is here shown for the different approaches. As the original standard (ed. 1987) recommends that the target irradiance should be within ±30% of the base irradiance, the table was split into two parts: 300W/m² (outside of 800W/m² ± 30% range) and the remaining irradiances. At 300W/m² the error of the original IEC 60891 method reaches up to 4% with an average over the whole temperature range of 2.8%. In the range of applicability the error remains instead below 1%. **The other two approaches, the modified Blaesser method and the linear interpolation method, shows to have a higher accuracy over the whole range of temperature and irradiance levels. The error in P_{max} is generally below 0.5%.**

	G=300 W/m² T=25-65°C		**G=600-1000 W/m² T=25-65°C**	
	avg. error	*St.Dev*	**avg. error**	*St.Dev*
IEC60891	2.8%	*1.5%*	0.1%	*0.5%*
Modified Blaesser	-0.4%	*0.3%*	0.0%	*0.2%*
Linear interpolation	0.4%	*0.2%*	0.0%	*0.1%*

Table 4: Average over a defined range of irradiances and temperatures of the avg. P_{max} error of 8 c-Si modules obtained by 3 different IV-translation methods. ***Note:*** *standard deviation in italic.*

The advantages and disadvantages of the single methods can be summarised as follow. The obvious advantage for indoor applications of the new proposed methods are the high accuracy over the whole range of interest and in the special case of the modified Blaesser method, the capability to translate the whole I-V curve, especially the open-circuit voltage, not possible with the original IEC method when translating to higher irradiances and more difficult with the linear interpolation method due to some restrictions in the method. The linear interpolation method has the advantage to lead to the lowest errors in the determination of the power with only 3 to 4 I-V measurements, but with the risk that if one of these base curves is of bad quality the whole translation accuracy is consequently reduced. The other known disadvantage of this method is the much higher uncertainty when extrapolating instead of interpolating the data. It is so almost obligatory to measure the extreme values of the area of interest, requirement which is difficult to fulfil with a short outdoor measurement campaign. The comparison of translated values from outdoor data with the in average occurring maximum power during a whole year of operation showed in fact a higher uncertainty with the linear interpolation method than with the other methods, particularly pronounced at 300W/m^2. The errors observed for the modified Blaesser method and the original IEC method were all within ±2.5%. The generally higher uncertainty in the translation of outdoor data compared to indoor data can be explained by the higher measurement uncertainty and the lower repeatability of the measurements due to the many environmental parameters influencing the final output.

3. Modelling and analysis (SP4)

3.2 ISAAC 2007 ACTIVITIES (SP4)

3.2.1 First Modelling Round Robin (WP4.4)

The ISAAC coordinated work-package 4 consists mainly of existing energy prediction methods in the intercomparison and validation. Eight separate methods, developed independently across European Universities and Research Centres, have been compared with respect to their estimated DC energy generation for five different photovoltaic (PV) module technologies and 7 different sites distributed over whole Europe. The analysis of this work is the basis for further improvements of each of the modelling approaches and its main objective is to further reduce the prediction error in PV yield estimations.

name of method	institute	power or efficiency equations	temperature coefficient(s)
SSE	CREST	ɖ(G,25°) = C_0+C_1G+C_2lnG	TC@1000W/m²
Yield Simulator	ECN	avg ɖ(G,25°)	average TC (250,500,750,1000W/m²)
Somes	UU	P_t | P_{nom} (N(G) / N(1000)) (G / 1000	TC=0.4%/°C (default value)
MotherPV	INES	avg ɖ(G,25°)	TC(G)
PV-SAT	H2M	$\xi_{MPP}/G,T0$| a_1 2 a_2G 2 a_3 ln($G*m^2/W$) 12 ζ(T_{Module} 4 250	
Matrix method	SUPSI	I_m = $I_{m,stc}$·G/1000·[1+Ǔ$_{Im}$·(ɋT + T – 25)] V_m = $V_{m,stc}$ + C_0·ln(G/1000) + C_1·(ln(G/1000))² + ƀ$_{Vm}$·(ɋT·+ T - 25)	
ESTI-ER	JRC	P(G,T)= $I_{m,stc}$·G/1000·[1+Ǔ$_{Im}$·(T – 25)] · ($V_{m,stc}$ + C_0·ln(G/1000) + C_1·(ln(G/1000))² + ƀ$_{Vm}$·(T - 25))	
ZENIT	ISE	$P(G,T)$ | a (G² 2 b (log/G 2 10 (G 2 c (log/G 2 e0 / G 2 1 4 1² (G 2 d (TMOD 4 250	

Table 5: List of the performance models reviewed in the RR with the groups operating them.

Table 5 shows the modelling methods evaluated and applied in this work and the groups developing and operating them. The methods are characterised by their determination of either the real operating efficiency ɖ or power P of a module at various environmental conditions. They are therefore easily comparable since one term can be easily transformed to the other by applying the following equation P= ɖ·A·G (A indicates module area, G describes the incident irradiance). The main differences between the methods are the ways to handle the input data, the execution of the single steps and the fit equations used.

The first round robin has been concentrating on the energy prediction of single PV modules. It was based on sets of monitoring data (1-10 minute resolution) of different module technologies (cSi, aSi, CIS, CdTe) measured at different sites by various European test-laboratories (ZSW-DE, INES-FR, ISAAC-CH, CREST-UK, ECN-NL, Solarlab-PL, Helsinki-FL). Spectral and angle of incidence effects were not considered at this stage.

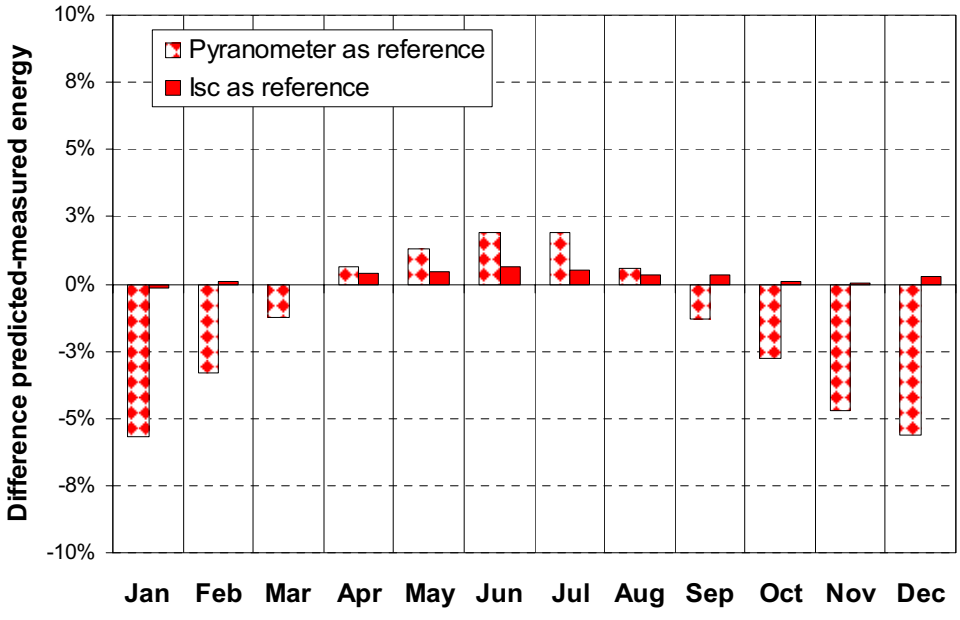


Figure 5: Monthly energy prediction accuracy of a c-Si module by applying either pyranometer data for irradiance determination or the indoor measured module short circuit current as self reference.

The blind round-robin proved that on an annual basis the agreement for all energy prediction methods and all technologies is within ±5% (±3% for c-Si), provided that the environmental parameters incident irradiance and the module temperature are well described. This good accuracy was also found when translating the energy yield measured at one location in Europe to another for an identical module utilising shorter time periods (months). Significantly higher errors were found when using different PV modules of the same manufacturer and technology to predict the energy yield at other sites. Here the variation in module power rating dominated the results of the energy prediction methods and a correction for these differences had to be applied. All energy prediction methods showed similar results, which does not allow for any preferred selection at this stage.

The use of Isc instead of the irradiance measured by a pyranometer further reduced the annual error prediction accuracy, due to a significant improvement for the winter months (see Figure 5). It will be therefore important within the next round robins to validate the existing approaches to model the effective irradiance. The second RR, currently under preparation, will concentrate on the validation of spectral and reflection loss models and some first system data will be analysed.

4. PV as a Building Product (SP6)

ISAAC participates at the sub-project SP6 as external work partner. The aim of the sub-project is to stimulate the development of PV systems as certified building products for roofs and facades, the assessment of standards and performance requirements for BIPV modules towards mechanical stability, electrical safety, fire safety and building functionality, to reinforce the harmonisation of PV products and to enhance significantly the application of PV in buildings. One of the two SP6 meetings organised in 2007 was held in Lugano at the ISAAC institute. The rule of ISAAC in this sub-project is to provide input on present regulations and building codes in Switzerland and to participate actively in the work-package dealing with the development of tests for novel BIPV technologies. The institute has a good collaboration with flexible a-Si manufacturers and some experience with hail tests on waterproof PV membranes.

5. ISAAC Publications

[1] W. Herrmann, S. Mau, F. Fabero, T. Betts, N. vander Borg, K. Kiefer, W. Zaaiman, G. Friesen; ***"Results of European 'Performance' Project on PV Module Testing"***; 17th Workshop on Crystalline Silicon Solar Cells and Modules; Vail, Colorado (USA); August 2007.

[2] W. Herrmann, S. Mau, F. Fabero, T. Betts, N. van der Borg, K. Kiefer, W. Zaaiman, G. Friesen; ***"Advanced intercomparison testing of PV modules in European Test Labs"***; 22nd EUPVSEC; Milan (Italy), 2007.

[3] G. Friesen, H.G. Beyer, R. Gottschalg, S. Williams, A. Guerin de Montgareuil, N. van der Borg, A.C. de Keizer, W.G.J.H.M. van Sark; ***„Vergleich von Verfahren zur Abschätzung der Jahreserträge unterschiedlicher PV-Technologien im Rahmen des Projektes Performance - Ergebnisse eines ersten ´Round Robin´ Tests"***; Proceedings of the 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein (Germany) , 2007.

[4] G. Friesen, R. Gottschalg, H.G.Beyer, S. Williams, A. Guerin de Montgareuil, N. van der Borg, W.G.J.H.M. van Sark, T. Huld, B. Müller, A.C. de Keizer; ***„Y. Niu; Intercomparison of different energy prediction methods within the European project "Performance"*** - Results of the 1st round robin"; 22nd EUPVSEC; Milan (Italy), 2007.

[5] M. B. Strobel, R. Gottschalg, G. Friesen, H.G. Beyer; ***"Uncertainty in photovoltaic performance parameters – Dependence on location and material"***; 22nd EUPVSEC; Milan (Italy), 2007.

[6] H.G. Beyer, R. Gottschalg, G. Friesen; ***"Modelling IV characteristics of CdTe Modules"***; 22nd EUPVSEC; Milan (Italy), 2007.

[7] G. Friesen; ***"From Module Performance to Module Energy Delivery: the Path to the Definition of Energy Rating"***; International Workshop on Standardisation in the Photovoltaic Sector; 23 July 2007; Brussel.

[8] ***European wide consensus reached of photovoltaic energy generation from long term operation of PV modules***; press release; 13 July 2007.

This work has been supported by the European Commission in FP6 through the funding of the project PERFORMANCE (SES-019718). The report reflects only the author's views; the Community is not liable for any use that may be made of the information contained therein.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

WIRKUNGSGRAD UND JÄHRLICHE STROM-PRODUKTION VON PHOTOVOLTAIKMODULEN

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	[1]Wilhelm Durisch, Jan-Claude Mayor, [2]King Hang Lam
Institution / Company	[1]Paul Scherrer Institut, PSI; [2]University of Hong Kong
Address	[1]CH-5232 Villigen PSI
Telephone, E-mail, Homepage	+41 56 310 26 25, wilhelm.durisch@psi.ch, http://www.psi.ch/
Project- / Contract Number	101431 / 151715
Duration of the Project (from – to)	November 2005 – April 2007
Date	January 2008

ABSTRACT

Efficiency data of PV-modules under actual operating conditions are of vital importance for reliable prediction of their annual electricity production. For measuring these data, an outdoor test facility was erected at PSI. It consists of a sun-tracker and a PC-based measurement system. The sun-tracker is used to orient test modules continuously towards the sun. The measurement system is designed for automated acquisition of current/voltage (I/V) characteristics, from which the efficiency is determined. I/V tests performed under constant irradiation, but different module temperatures, allow the temperature coefficient of the efficiency to be determined. Measurements under varying irradiation and varying air mass allow the efficiency in these conditions to be determined. At least some hundreds I/V characteristics per module are required to develop semi-empirical efficiency models, which allow an accurate calculation of the efficiency under all relevant operating conditions. From the efficiency models and local meteorological data, the annual electricity production of the modules at the site selected for the PV plant can be calculated. These data allow the expected cost of electricity generation for different modules to be calculated, and thus the type of modules with the highest yield-to-cost ratio for a specific installation site can be identified.

Testing and development of efficiency models were carried out for three commercial modules (SunPower SPR-90 with mono-crystalline cells, Kyocera LA361K51S with poly-crystalline cells and Jumao Photonics JM-050W-S4-G, with mono-crystalline cells).

Cell efficiencies under Standard Test Conditions, STC of 19.5%, 12.7% and 12.6% were found for the SunPower, Kyocera and Jumao modules, respectively. Efficiency maxima of 19.7%, 13.3% and 12.7% were observed at 519 W/m^2, 419 W/m^2 and 832 W/m^2, respectively. The efficiency of all modules linearly decreases with temperature. The temperature coefficients were found to be -0.0637, -0.0493 and -0.0507 percentage points/°C, respectively. The SunPower module has efficiencies practically independent over the whole irradiance and air mass range. The Kyocera module also performs very well under varying irradiation, but its red light sensitivity in the late afternoon decreases slightly more than that of the SunPower module. However, the Kyocera module tested is fairly old (acquired in 1994). Recent measurements on Kyocera's latest modules show a much better red sensitivity and a remarkably higher efficiency. The Jumao module also behaves fairly well under increasing air mass. However with decreasing solar irradiance, the efficiency decreases remarkably.

Using measured meteorological data from a sunny site in Jordan, the electricity production for the SunPower, Kyocera and Jumao modules were calculated. The yearly output of South-oriented, 30°-inclined modules was found to be 459, 299 and 283 kWh/(m^2 cell area). For sun-tracked modules, the annual output amounts to 636, 405 and 398 kWh/ (m^2 cell area). Due to the high efficiency of Sun-Power's SPR-90 module, the module area required for 1 kW output power (under STC) is only 5.9 m^2, whereas it turns out to be 9.7 m^2 for the 12.7 % efficient Kyocera module.

Einleitung / Projektziele

Herstellerangaben zu kommerziell erhältlichen PV-Modulen reichen nicht aus für die optimale Modulwahl, weil sich die Angaben auf Testbedingungen (Standard Test Conditions, STC) beziehen, welche beim praktischen Betrieb der Module nie auftreten [1, 2]. Ziel des Projekts ist deshalb, Grundlagen für die optimale Wahl von PV-Modulen zu erarbeiten und bereit zu stellen, welche es ermöglichen, die verschiedenen Modul-Typen wirtschaftlich optimal in PV-Anlagen einzusetzen. Dazu sollen ausgewählte Module unter realen Betriebsbedingungen experimentell untersucht und die Messergebnisse in Form semi-empirischer Modelle dargestellt werden. Mit standortspezifischen Meteodaten führen die Modelle zur genauen Ermittlung der Jahreserträge und damit zur wirtschaftlich optimalen Modulwahl für vorgegebene Standorte. Die wissenschaftliche Zielsetzung besteht im Verständnis der klimatischen Einflüsse auf die Leistungsfähigkeit von Modulen.

Versuchsanlage / Messmethoden

Die Versuchsanlage besteht aus einer Sonnennachführvorrichtung (parallaktische Montierung), Abbildung 1 und einer computergestützten Messeinrichtung, beides am PSI entwickelt [3]. Mit der Nachführvorrichtung (Sun tracker) werden Testmodule kontinuierlich zur Sonne ausgerichtet. Die Messeinrichtung dient der genauen Erfassung von Strom/Spannungs(I/U)-Kennlinien, woraus der Wirkungsgrad ɖ der Module bestimmt wird. Erfahrungsgemäss hängt der Wirkungsgrad von verschiedenen Einflussgrössen ab, wie von der Einstrahlungsintensität G, der Zellentemperatur‑ , der relativen atmosphärischen Luftmasse AM usw. Deshalb soll er über weite Bereiche der Intensität, Temperatur und Luftmasse ausgemessen und in Abhängigkeit dieser Einflussgrössen modellmässig dargestellt werden.



Abb. 1: Freiland-Testanlage des PSI zur Messung des Wirkungsgrades von Zellen und Modulen. Die zu testenden Module werden auf einem Sun tracker befestigt. Während einer Wirkungsgrad-Messreihe richtet der Tracker die Testmodule kontinuierlich zur Sonne aus. Zur genauen Messung der Einstrahlung auf die Module dienen sechs Pyranometer und zwei Referenzzellen (oben am Sun tracker montiert). Die Signale der Prüflinge und Einstrahlungssensoren werden ins nahe gelegene Labor geleitet, wo sie gemessen, gespeichert und verarbeitet werden. Für Vergleichszwecke ist in der oberen Hälfte, rechts noch ein neueres Pyranometer provisorisch montiert. Die Testanlage befindet sich auf dem Flachdach des Hauptgebäudes.

Neben dem Modulstrom I, der Modulspannung U, der globalen Einstrahlung G und der Zellentemperatur - werden auch die Umgebungstemperatur - $_u$, die Windgeschwindigkeit v und die direktnormale Einstrahlung I_n gemessen. Zu jeder I/U-Kennlinienmessung wird die relative Luftmasse AM aus der Sonnenelevation nach den bekannten astronomischen Gesetzen berechnet. Jeder I/U-Test führt zu einem Datensatz bestehend aus den Grössen q, G, - und AM. Zur Entwicklung geeigneter, benutzerfreundlicher Wirkungsgrad-Modelle der Form q = f(G, - , AM) sind mindestens einige Hundert I/U-Kennlinien unter verschiedensten klimatischen Bedingungen erforderlich. Eine neu entwickelte, programmierbare Steuerung führt bei ausgewählten Wettersituationen im Minutentakt automatisch Kennlinien-Messungen durch. Das Messsystem ist in Abb. 2 dargestellt.

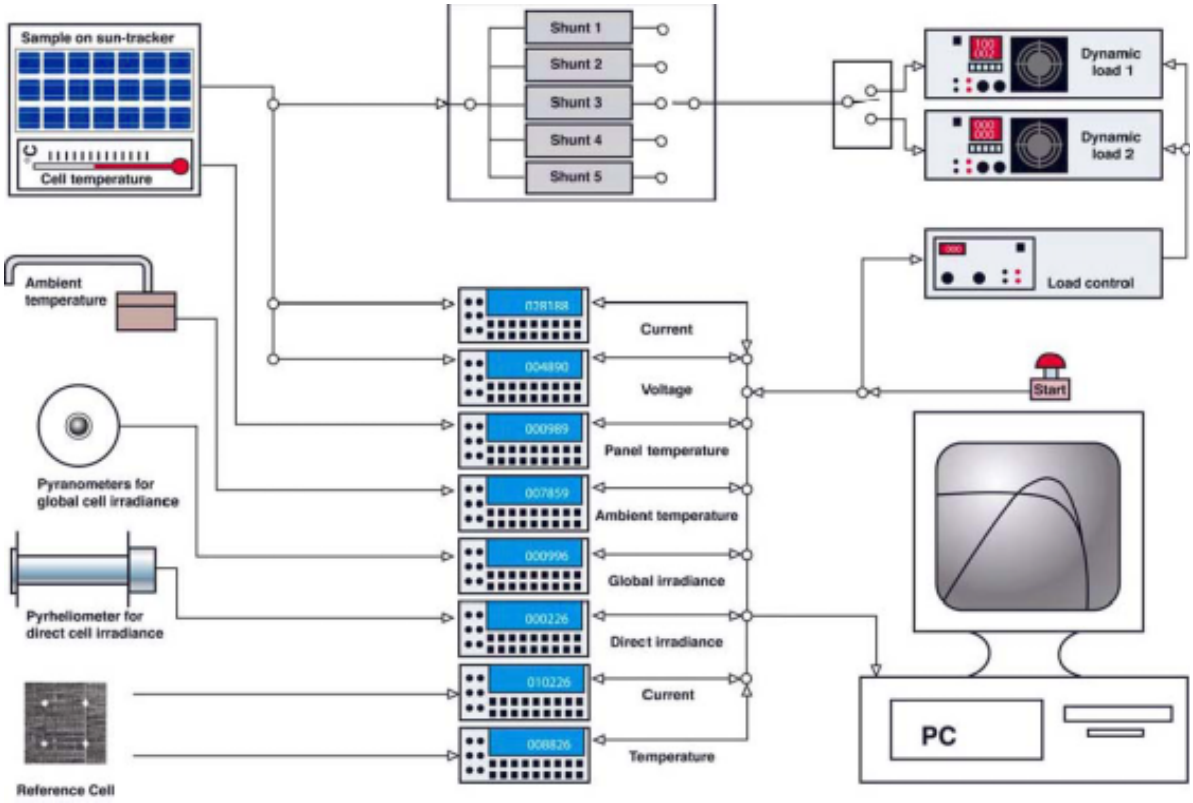


Abb. 2: Mess- und Datenerfassungssystem zur Aufnahme von Strom/Spannungs-Kennlinien von Solarzellen und Modulen. Die Prüflinge werden an elektronisch gesteuerte dynamische Lasten angeschlossen und nach einem vorgegebenen Programm belastet. Während der sich ändernden Belastung werden Strom und Spannung mit hoher Genauigkeit und zeitlicher Auflösung gemessen und an den PC übertragen. Zur Messung der auf die Solarzellen und Module auftreffenden Solarstrahlung werden Pyranometer, Pyrheliometer und Referenzzellen verwendet.

Das Messsystem besteht aus dynamischen Lasten (Höcherl & Hackl), elektronischer Lastansteuerung (PSI-Entwicklung), hochgenauen Multimetern (Fluke und Prema) und einem PC, welcher über eine IEEE-Schnittstelle mit den Multimetern verbunden ist. Zur Messung des Zellen- bzw. Modulstroms werden Präzisionswiderstände (Burster) mit sehr niedrigen Temperaturkoeffizienten verwendet. Auf der Rückseite der Zellen bzw. Module werden spezielle Pt-100-Oberflächenfühler (Rosemount) angebracht, um die Zellen- bzw. die Modultemperatur zu messen. Die solare Einstrahlung auf die Zellen und Module wird mittels geeichter Pyranometer (Kipp & Zonen), Pyrheliometer (Eppley) und Referenzzellen (Siemens) gemessen. Die Aufnahme einer Kennlinie dauert 5 bis 25 Sekunden, je nach Wahl der Parameter an der Lastansteuerung. Während dieser Zeit werden rund 100 bis 500 Strom/Spannugs-Wertepaare gemessen und auf den PC übertragen. Dort wird mit dem Programm SolCell eine Teilauswertung durchgeführt, und die wichtigsten Ergebnisse werden unmittelbar nach jedem I/U-Test auf dem Bildschirm angezeigt, Abbildungen 3 und 4.

Fehleranalysen wurden durchgeführt nach den Methoden von H. Gränicher (*Messung beendet – was nun?*, vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich und B.G. Teubner, Stuttgart, 2. überarbeitete Auflage 1996) sowie G. Busch (*Anleitung zum Physikalischen Praktikum an der E.T.H.*, Selbstverlag, Her-stellung: L. Speich AG, Zürich, 1952, 8. überarbeitete Auflage 1966). Dabei zeigte sich, dass die von den Pyranometersensoren herrührenden Fehler gross sind (ca. 0.5% relativ) im Vergleich zu den für die Strom- und Spannungsmessungen verwendeten Digitalmultimetern (0.035 % relativ). Zur Reduktion der Messunsicherheit bei der Pyranometermessung wurden schliesslich sechs am Weltstrahlungszentrum in Davos, WRC/PMOD geeichte Pyranometer (Kipp & Zonen, CM21) zur Einstrahlungsmessung verwendet, vgl.

Abb. 1, und deren Mittelwert für die Wirkungsgradbestimmung verwendet. So konnte der relative Fehler von 0.5 auf 0.2 % reduziert werden. Einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Genauigkeit des Wirkungsgrades hat die Bestimmung der Zellenfläche. Hier muss besonders bei kleinen Zellen sehr sorgfältig gearbeitet werden. Ein konkretes Beispiel zur Fehleranalyse ist im Anhang 2 zu finden. Es ergibt sich dort ein statistischer Fehler für den Wirkungsgrad von +/- 0.47 % relativ. Addiert man hier noch den grob geschätzten systematischen Fehler von 0.5 % relativ hinzu, ergibt sich eine gesamte Messunsicherheit für den Wirkungsgrad von +/-0.97 % relativ. Die Analyse zeigt, wie schwierig es ist, den Wirkungsgrad von Zellen und Modulen genau zu messen. Deshalb ist hier besondere Sorgfalt unerlässlich. Insbesondere betrifft dies auch die periodische Eichung der Sensoren und Messgeräte.

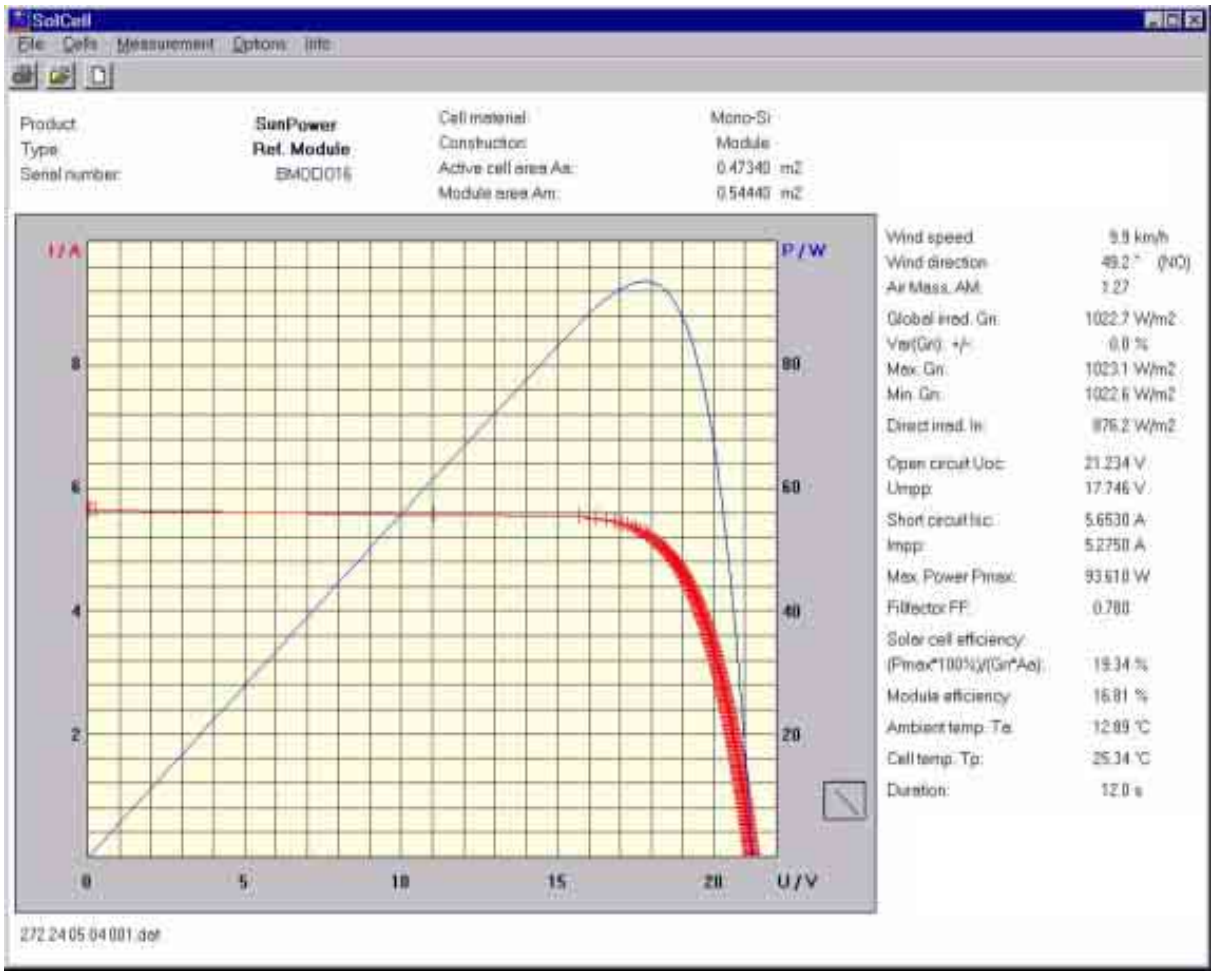


Abb. 3: Kennlinien und wichtigste Ergebnisse eines online ausgewerteten I/U-Tests an einem Sun-Power-Modul.

In Abb. 3 sind die gemessenen Strom/Spannungs-Wertepaare als Kreuzchen dargestellt. Daraus wird die Leistungs/Spannungs-Kurve berechnet, gemäss P = IU. Das Programm SolCell ermittelt daraus das Leistungsmaximum P_{max}, welches zur Bestimmung des Wirkungsgrades benötigt wird. Der Test wurde bei einer Einstrahlung von 1023 W/m^2, einer Zellentemperatur von rund 25°C und einer relativen Luftmasse von 1.3 durchgeführt, also bei nahezu Standard-Testbedingungen, STC. Unter diesen Bedingungen beträgt der Zellenwirkungsgrad 19.34%. Im Vergleich zu andern heutigen Modulen ist dies ein hervorragender Wert. Weitere Kenngrössen, wie Windgeschwindigkeit, Windrichtung, direktnormale Einstrahlung, Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom, Füllfaktor, Modul-Wirkungsgrad und Umgebungstemperatur werden ebenfalls gemessen bzw. bestimmt und rechts vom Kennliniendiagramm angezeigt. Die Kennlinie in Abb. 3 wurde zu Beginn einer Messreihe zur Bestimmung des Temperaturkoeffizienten des Wirkungsgrades aufgenommen. Dabei werden Wirkungsgrade bei konstanter Einstrahlung und Luftmasse, jedoch variierender Zellentemperatur gemessen. Variierende Zellentemperatur erhält man während des Aufwärmvorganges an der prallen Sonne nach Abdecken des auf dem Sun tracker befestigten Moduls.

In Abb. 4 sind die wichtigsten Ergebnisse einer Kennlinienmessung an einem älteren Kyocera-Modul dargestellt. Der Test wurde bei einer Einstrahlung von 999 W/m^2, einer Zellentemperatur von 36.4°C und einer relativen Luftmasse von 2.8 durchgeführt Der dabei erhaltene Zellenwirkungsgrad von 12.6% ist im Vergleich zu andern heutigen Modulen relativ bescheiden.

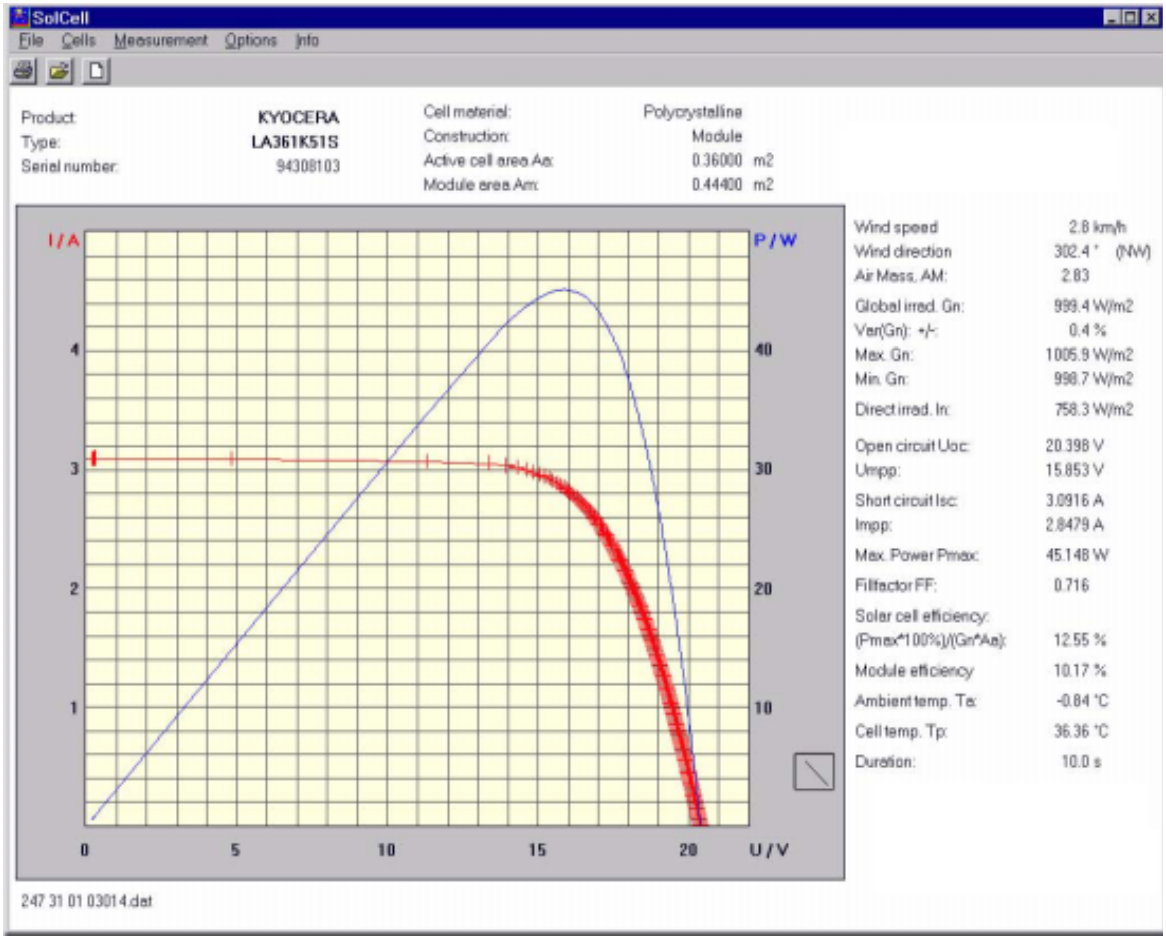


Abb. 4: Kennlinien und wichtigste Ergebnisse eines online ausgewerteten I/U-Tests an einem älteren Kyocera Modul.

Sämtliche Daten eines I/U-Tests Tests werden auf der Harddisk gespeichert bzw. in eine Datenbank (Access) abgelegt für spätere Auswertungen.

In den Abb. 3 und 4 ist die globale Einstrahlung in die sonnennachgeführte Modulebene mit G_n bezeichnet. Im Folgenden wird der Einfachheit halber G an Stelle von G_n verwendet.

Wirkungsgradmodell / Ergebnisse

Gestützt auf umfangreiche Wirkungsgradmessungen bei variierender Einstrahlung G, Temperatur - und relativer Luftmasse AM an den oben erwähnten Modulen wurden mehrere Wirkungsgrad-Modelle entwickelt und auf ihre Tauglichkeit hin untersucht. Als bestgeeignetes Modell hat sich die folgende semi-empirische Beziehung ergeben:

$$\eta = p[qG/G_o + (G/G_o)^m][1 + r(T - T_o) + sAM/AM_o + (AM/AM_o)^u] \qquad (1)$$

mit $G_o = 1000\ Wm^{-2}$ $T_o = 25\ °C$ $AM_o = 1.5$

Das Modell berücksichtigt, dass der Wirkungsgrad bei verschwindender Einstrahlung gleich Null wird, ebenso, dass der Wirkungsgrad mit abnehmender Temperatur in guter Näherung linear abnimmt, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Luftmasse. Zudem berücksichtigt es die ebenfalls empirisch gefundene nichtlineare Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse. Die Parameter p, q, m, r, s und u in der Beziehung (1) werden aus einer Vielzahl gemessener Datensätze (η, G, T und AM) via nichtlinearer Ausgleichsrechnung nach der Methode der kleinsten Fehlerquadratsumme bestimmt. Für die in dieser Arbeit ausgemessenen Module sind die Parameter in Tabelle 1 aufgelistet [siehe auch 5, 6].

Modul	Hersteller	p	q	m	r	s	u
SPR-90, mc-Si	SunPower	22.07	-0.1065	0.06510	-0.08078	-0.9300	0.9698
LA361K51S, p-Si	Kyocera	15.39	-0.1770	0.07942	-0.09736	-0.8998	0.9324
JM-050W-S4-G	Jumao	38.59	-0.6531	0.6077	-0.09462	-0.9683	0.9833

Tabelle 1: Modellparameter eines SunPower-, Kyocera- bzw. Jumao-Moduls.

Aus Gleichung (1) ergeben sich der Wirkungsgrad, sein Temperaturkoeffizient und die Modul-Leistung bei STC, d.h. G = G_o, - = - $_o$ und AM = AM_o wie folgt:

$$\eta_{STC} = p(q + 1)(2 + r + s) \quad (2)$$

$$\breve{U}_{STC} = (\partial\eta/\partial\Theta)_{STC} = p(q + 1)r/\eta_o \quad (3)$$

$$P_{STC} = \eta_{STC} G_{no} A_a \quad (4)$$

Die so ermittelten Grössen sowie die relativen Abweichungen der gemäss Gleichung (4) berechneten Modulleistungen von den von den Herstellern angegebenen Leistungen sind in der folgenden Tabelle wiedergegeben.

Modul		**SPR-90**	**LA361K51S**	**JM-050W-S4G**
Hersteller		**SunPower**	**Kyocera**	**Jumao**
Zellenwirkungsgrad η_{STC}, diese Arbeit	%	19.5	12.7	12.6
Zellenwirkungsgrad $\eta_{STC,p}$, Hersteller	%	19.0	14.2	13.8
Temperaturkoeffizient $\breve{U}_{STC}$, diese Arbeit	%/°C	-0.0637	-0.0493	-0.0507
Modulleistung P_{STC}, diese Arbeit	W	92.3	45.7	45.5
Modulleistung $P_{STC,p}$, Hersteller	W	90	51	50
Relative Abweichung der Modulleistung	%	+2.6	-10.4	-9.0
Ross- Koeffizient h	°C/(Wm^{-2})	0.029	0.026	0.025
Aktive Zellenfläche A_a	m^2	0.4734	0.3600	0.3624
Modulfläche A_m	m^2	0.5444	0.4440	0.4248

Tabelle 2: STC-Wirkungsgrad, Temperaturkoeffizient und effektiv gemessene Modulleistung im Vergleich mit den Herstellerangaben. Mitaufgeführt sind auch die aktive Zellenfläche, die Modulfläche und der Ross-Koeffizient, der später benötigt wird. Der Temperaturkoeffizient ist in Prozentpunkten pro Grad Celsius Temperaturerhöhung angegeben.

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass das im Jahr 2004 eingeführte SPR-90-Modul von SunPower einen hervorragenden STC-Wirkungsgrad aufweist. Dieser wird unter anderem ermöglicht durch eine einzigartige Rückseiten-Kontaktierung, welche die aktive Zellenfläche maximiert. Die gemessene STC-Modulleistung übertrifft die Herstellerangaben um 2.6 %. Beim Kycera-Modul handelt es sich um ein Modul, welches 1993 auf den Markt kam. Sein Wirkungsgrad ist relativ bescheiden. Für die damalige Zeit war dies für polykristalline Module jedoch ein sehr guter Wert. Wie damals ebenfalls üblich, liegt die gemessene Modulleistung 5 bis 10% unter den Herstellerangaben. Ein weiterer Grund für den tiefen Wirkungsgrad könnte eine leichte Degradation während der vergangenen 14 Jahre sein. Wirkungsgradmessungen an neuesten polykristallinen Modulen von Kyocera mit neuer fortschrittlicher Texturierung der Frontfläche (bessere Lichtabsorption) führen zu Werten um 14 %. Für heutige polykristalline Si-Module ist das ebenfalls ein hervorragender Wert. Das seit 2005 auf dem Markt erhältliche monokristalline Modul von Jumao Photonics schneidet nicht besonders gut ab. Ein Grund dafür dürfte eine nicht optimale Antireflexbeschichtung auf der Zellen-Frontseite sein. Dies folgt aus dem Vergleich mit einem praktisch identischen Modul von Shell Solar, mit wesentlich dunkleren Zellen.

Vergleich Modell / Messungen

Durch die Anwendung mathematischer Transformationen [7] können die gemessenen Wirkungsgrade mit dem Wirkungsgradmodell (1) in zweidimensionalen Darstellungen visualisiert, verglichen und die klimatischen Einflüsse auf den Wirkungsgrad dargestellt werden, Abb. 5, 6 und 7.

Aus dem Modell (1) ergibt sich der Wirkungsgrad bei konstanter Zellentemperatur - = - $_o$ = 25°C und konstanter Luftmasse AM = AM_o = 1.5 zu

$$\eta_{25,1.5} = p[qG_n/G_{no} + (G_n/G_{no})^m](2 + r + s) \quad (5)$$

Bei konstanter Einstrahlung G = G_o = 1000W/m^2 und konstanter Luftmasse AM = AM_o = 1.5 gilt

$$\eta_{1000,1.5} = p(q +1)(2 + s + r - /\eta_o) \quad (6)$$

Analog findet man für konstante Einstrahlung G = G_o = 1000W/m^2 und konstante Zellentemperatur - = - $_o$ = 25°C

$$\eta_{1000,25} = p(q + 1)[1 + r + sAM/AM_o + (AM/AM_o)^u] \quad (7)$$

Die Gleichungen (5) bis (7) werden benutzt, um in den folgenden Abbildungen die Wirkungsgradverläufe gemäss Modell (1) zu berechnen.

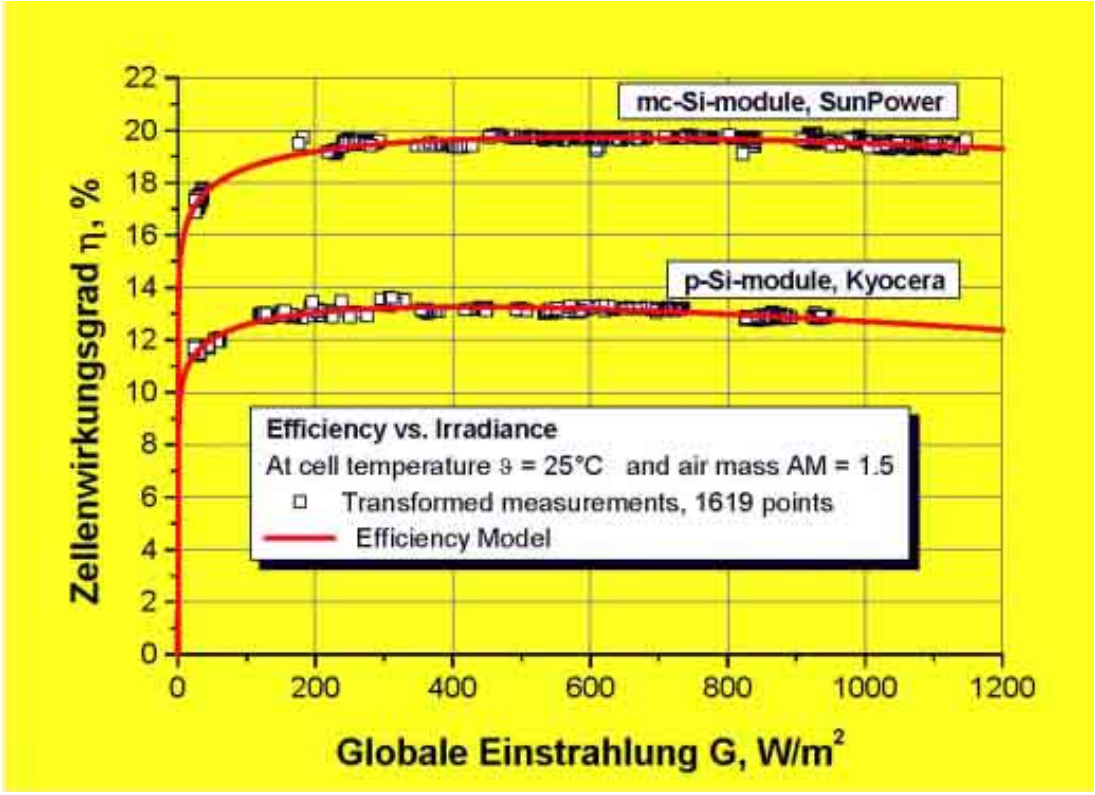


Abb. 5: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Einstrahlungsintensität, bei konstanter Zellentemperatur und konstanter Luftmasse, für zwei verschiedene Modultechnologien. Beide Module weisen ein sehr gutes Teillastverhalten auf. Das heisst, die Wirkungsgrade, z.B. bei einer Einstrahlungsintensität von lediglich 100 W/m^2 sind immer noch ähnlich hoch, wie die Wirkungsgrade bei Standardtestbedingungen (Zellentemperatur 25°C, relative Luftmasse 1.5 und Einstrahlung 1000 W/m^2).

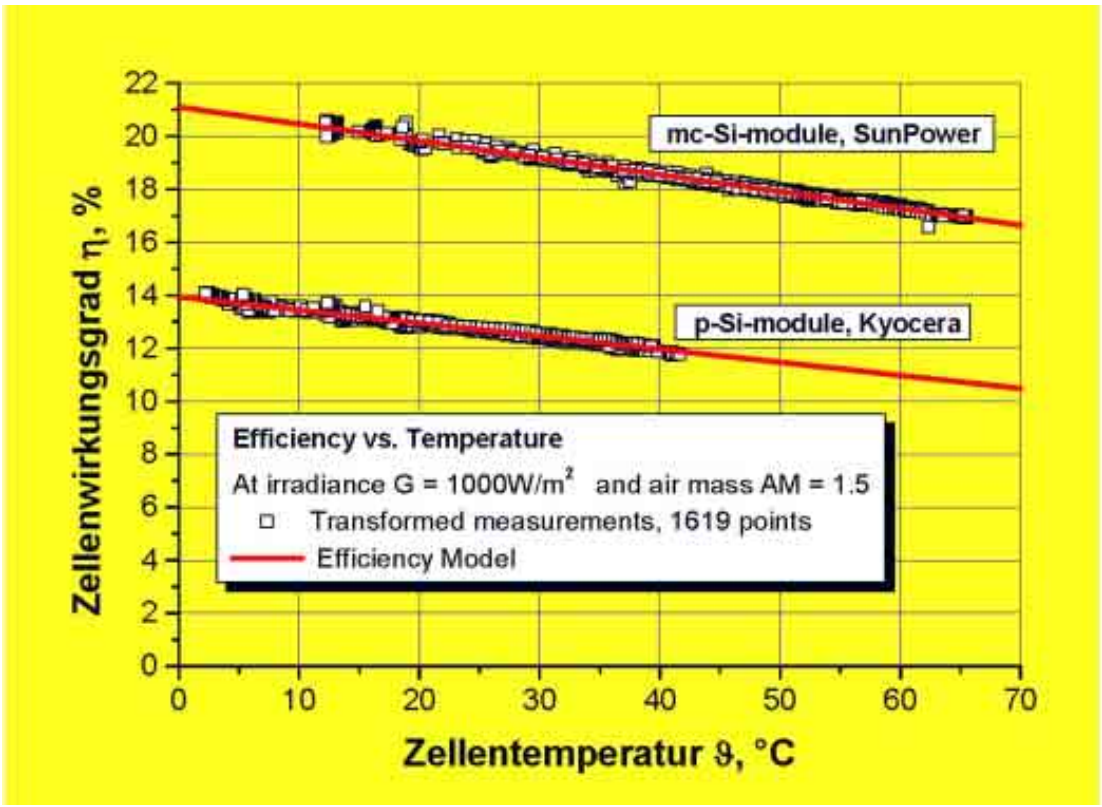


Abb. 6: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Zellentemperatur, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Luftmasse, für zwei verschiedene Modultechnologien.

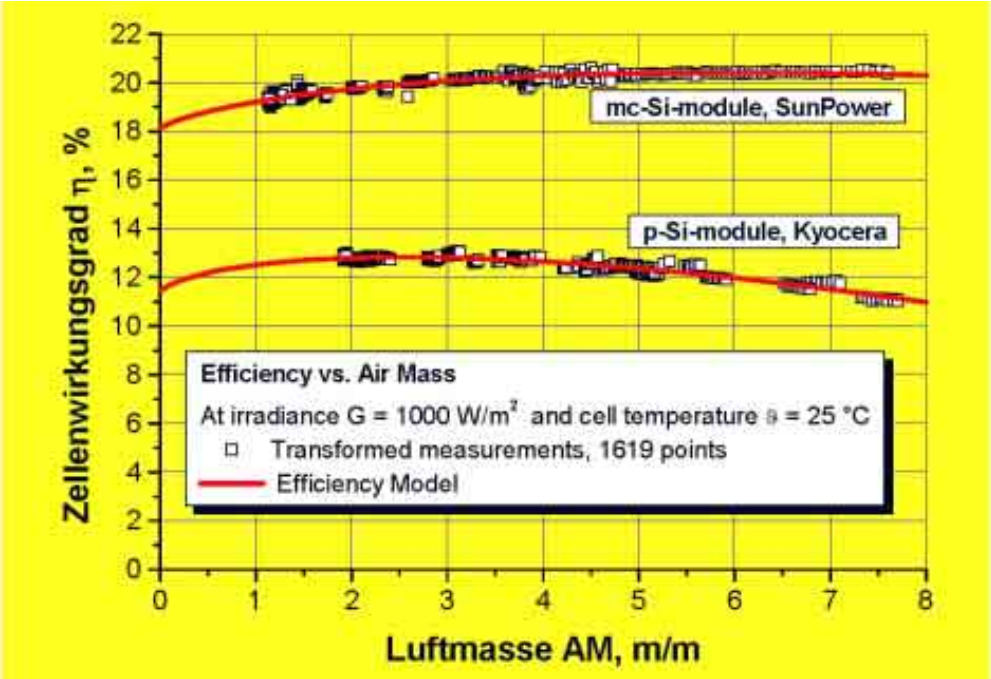


Abb. 7: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse, bei konstanter Einstrahlung und konstanter Temperatur für zwei verschiedene Modultechnologien.

Das monokristalline Si-Modul von SunPower zeigt einen hervorragenden Wirkungsgradverlauf über nahezu den gesamten Einstrahlungsbereich, Abb. 5. Bei einer Einstrahlung von 591 W/m^2 weist der Wirkungsgrad ein Maximum von 19.7% auf. Selbst bei der relativ tiefen Einstrahlung von 100 W/m^2 beträgt der Wirkungsgrad noch 18.6 %. Wie bei Modulen mit monokristallinen Zellen üblich, sinkt der Wirkungsgrad mit zunehmender Zellentemperatur vergleichsweise stark, Abb. 6. Sie eignen sich deshalb vor allem für alpine Anwendungen und weniger für heisse Wüstengebiete. Abb. 7 zeigt, dass der Wirkungsgrad auch bezüglich Luftmasse einen hervorragenden Verlauf aufweist. Im Gegensatz zu anderen Modultypen, bei welchen der Wirkungsgrad mit zunehmender Luftmasse markant abnimmt, Abb. 8, steigt er beim SunPower-Modul sogar leicht an, was auf eine gute Anpassung seiner Empfindlichkeit auf das rot-verschobene Sonnenspektrum am früheren Vormittag und späteren Nachmittag hindeutet.

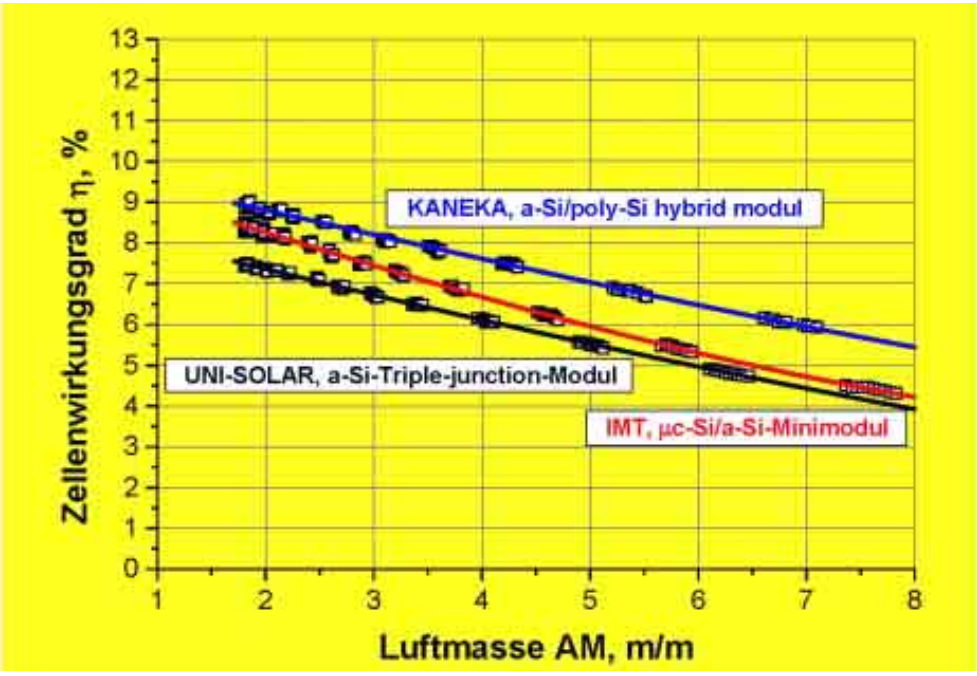


Abb. 8: Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Luftmasse für drei verschiedene Modultechnologien basierend auf mehreren aufeinander gestapelten dünnen Siliziumschichten [8]. Die Messreihen wurden um die Mittagszeit gestartet und bei Sonnenuntergang beendet. Während dieser Zeit hat die Luftmasse zu-, die Einstrahlungsintensität und die Zellentemperatur abgenommen. Das µc-Si/a-Si-Minimodul wurde freundlicherweise vom Institut de Microtechnique, IMT, der Universität Neuenburg zur Verfügung gestellt.

Auch das Kyocera-Modul weist einen sehr schönen Verlauf des Wirkungsgrades über der Einstrahlung auf, Abb. 5. Der maximale Wirkungsgrad von 13.3 % wird bei einer Einstrahlung von 419 W/m^2 erreicht. Bei der relativ tiefen Einstrahlung von 100 W/m^2 beträgt der Wirkungsgrad immer noch 12.6 %. Auch beim polykristallinen Si-Modul von Kyocera nimmt der Wirkungsgrad mit zunehmender Zellentemperatur ab, Abb. 6. Allerdings etwas weniger stark als beim SunPower-Modul. Der Wirkungsgrad des Kyocera-Moduls weist ebenfalls ein recht gutes Verhalten bezüglich variierender Luftmasse auf, Abb. 7. Im Gegensatz zum SunPower-Modul, bei dem der Wirkungsgrad mit der Luftmasse leicht zunimmt, weist das Kyocera-Modul einen maximalen Wirkungsgrad von 12.8 % bei einer relativen Luftmasse von 2.55 auf und sinkt danach leicht ab. Für das Jumao-Modul sind die Ergebnisse entsprechend den Abb. 5, 6 und 7 der besseren Übersichtlichkeit halber, im Anhang 1 zu finden, ebenso deren Diskussion.

All obige Fakten sind jedoch lediglich einzelne Indikatoren. Worauf es letztlich ankommt, sind die Jahreserträge der verschiedenen Module an ausgewählten Standorten, bzw. die mit ihnen erzielbaren spezifischen Stromgestehungskosten. Für die drei oben modellierten Module wurden die Jahreserträge für einen sonnigen Standort in Jordanien berechnet. Dies als Voraussetzung zur Durchführung von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

Jahresertrag

Aus der solaren Einstrahlung auf die Module und ihrem Wirkungsgrad gemäss Modell (1) lässt sich die Modulleistung zu jedem Zeitpunkt berechnen, falls zeitlich gut aufgelöste Einstrahlungs- und Lufttemperatur-Daten vorhanden sind. Daraus lassen sich die inkrementalen Stromerträge bestimmen, welche aufsummiert zu den Monatserträgen und schliesslich zum Jahresertrag führen. Letzterer ist erforderlich zur Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten, welche zur Evaluation des besten Kosten-Nutzen-Verhältnisses unverzichtbar sind. In vereinfachter Form ist die Anwendung dieser Methode in der folgenden Abb. 9 dargestellt.

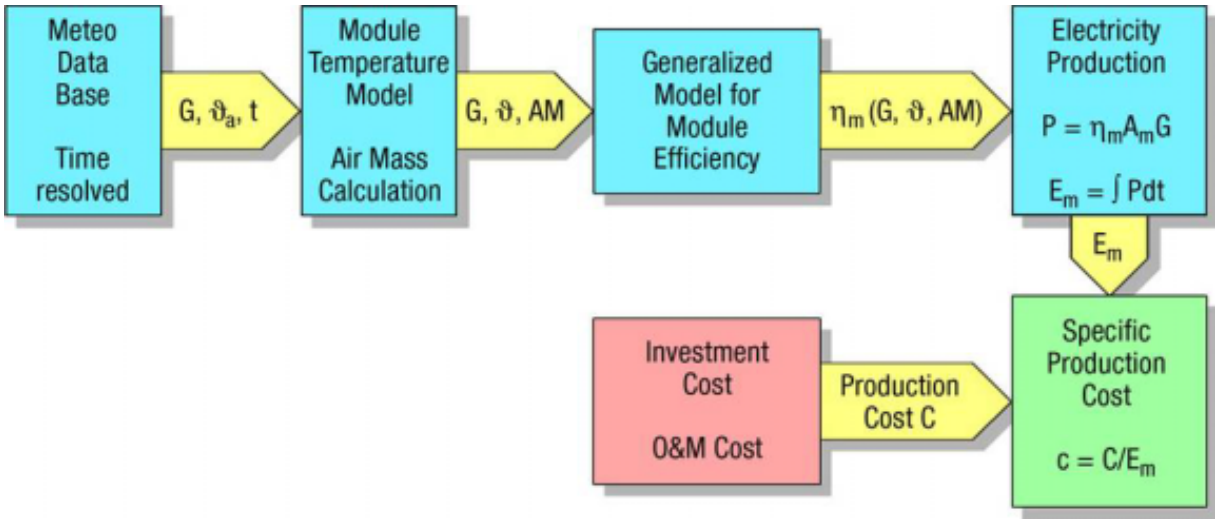


Abb. 9: Methode zur Berechnung des Jahresertrags von Modulen und der spezifischen Stromgestehungskosten. Es bedeuten:

G	Globale Einstrahlung in die Modulebene, W/m^2
ϑ_a	Umgebungstemperatur, °C
t	Zeit, s
ϑ	Zellentemperatur, °C
AM	Relative Luftmasse, m/m
η_m	Modulwirkungsgrad, W/W
A_m	Modulfläche, m^2
P	Modul-Leistung, W
E_m	Jährliche Stromproduktion, kWh
C	Jährliche Produktionskosten. Fr.
c	Spezifische Stromgestehungskosten, Fr./kWh

Der Rechengang zu Abb.8 läuft wie folgt ab: Zunächst wird aus der Umgebungstemperatur T_a, der Einstrahlung G und dem experimentell bestimmten Ross-Koeffizient h, vgl. Tabelle 2 und [10], die Zellentemperatur zur Zeit t berechnet

$$T = T_a + hG \qquad (8)$$

Aus der bei der Zeit t erreichten Sonnenhöhe γ wird nun die relative atmosphärische Luftmasse AM bestimmt gemäss

$$AM = 1/\cos(90° - \gamma) \qquad (9)$$

Die Sonnenhöhe γ zur Zeit t wird aus den bekannten astronomischen Beziehungen ermittelt.

Nun sind die unabhängigen Variablen G, T und AM bekannt, und es kann aus dem Modell (1) und den dazugehörigen modulspezifischen Parameter p, q, m, r, s und u (vgl. Tab. 1) der Zellenwirkungsgrad berechnet werden

$$\eta = p[qG/G_o + (G/G_o)^m][1 + r(T - T_o) + sAM/AM_o + (AM/AM_o)^u] \qquad (10)$$

$$\text{mit } G_o = 1000\ Wm^{-2} \quad T_o = 25\ °C \quad AM_o = 1.5$$

Für den Modulwirkungsgrad η_m gilt

$$\eta_m = \eta A_a / A_m \qquad (11)$$

Der inkrementale Modulertrag während der Zeit Δt_k zur Zeit t_k ergibt sich nun zu

$$\Delta E_{mk} = \eta_{m,k} \cdot A_m \cdot G_k \cdot \Delta t_k \qquad (12)$$

Die Summation dieser Erträge führt schliesslich zum Jahresertrag E_m des betrachteten Moduls

$$E_m = \sum \eta_m(G_k, T_k, AM_k) \cdot A_m \cdot G_k \cdot \Delta t_k \qquad (13)$$

Nach dieser Methode sind für die drei oben erwähnten Module von SunPower, Kyocera und Jumao die Jahreserträge an einem sonnigen Standort im Süden Jordaniens (Al Quawairah) ermittelt worden. Dort sind seinerzeit vom PSI Einstrahlungs- und Luftemperatur-Daten mit guter zeitlicher Auflösung (5-Min.-Mittelwerte) erhoben worden [9]. Die Berechnungen wurden für fix-installierte (Orientierung nach Süden, Anstellwinkel 30°) und sonnennachgeführte Module durchgeführt. Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen 3 und 4 wiedergegeben. Entsprechende Ergebnisse für vier weitere Module, BP585 von BP Solar, UPM-US-30 von Uni-Solar, CIS ST40 von Siemens Solar und WS11003 von Würth Solar sind in [11] zu finden

Modul		**SPR-90**	**LA361K51S**	**JM-050W-S4-G**
Einstrahlung $G_{Süden,30°}$	kWh/(m^2a)	2523	2523	2523
E_m, jährlicher Modulertrag,	kWh/a	217.3	107.5	102.6
$E_{m,p} = \eta_{STC,p}\ G_{Süden,30°} A_a$	kWh/a	226.9	129.0	126.2
$(E_{m,p} - E_m)/E_m$	%	4.4	20	23
E_m/A_a	kWh/(m^2a)	459	299	283
E_m/A_m	kWh/(m^2a)	399	242	242
E_m/P_{STC}, diese Arbeit	kWh/(kW_{STC}a)	2354	2352	2255
Jahresmittelwert Zellenwirkungsgrad	%	18.2	11.8	11.2
Jahresmittelwert Modulwirkungsgrad	%	15.8	9.6	9.6
Erforderliche Modulfläche für $1kW_{STC}$	m^2	5.9	9.7	9.4

Tabelle 3: Einstrahlung, Modulertrag und Wirkungsgrad dreier Module von SunPower (SPR-90), Kyocera (LA361K51S) und Jumao Photonics (JM-050W-S4-G) bei Südausrichtung und Anstellwinkel von 30°. Der Index p kennzeichnet die Produzentenangaben. A_a und A_m sind die aktive Zellen- bzw. Modulfläche. In der letzten Zeile ist die Modulfläche angegeben, die zur Produktion einer elektrischen Leistung von einem kW erforderlich ist, bei einer Einstrahlung von $1kW/m^2$, einer Zellentemperatur von 25°C und einer relativen Luftmasse von 1.5.

Modul		SPR-90	LA361K51S	JM-050W-S4-G
Einstrahlung G_n	kWh/(m^{2}a)	3547	3547	3547
E_m, jährlicher Modulertrag	kWh/a	301.1	145.8	144.1
$E_{m,p}=d_{STC,p}\ G_n A_a$	kWh_p /yr	319.0	181.3	177.4
$(E_{m,p}-E_m)/E_m$	%	5.9	24.4	23.1
E_m/A_a	kWh/(m^{2}a)	636	405	398
E_m/A_m	kWh/(m^{2}a)	553	328	339
E_m/P_{STC}	kWh/(kW_{STC}a)	3262	3190	3167
Jahresmittelwert Zellenwirkungsgrad	%	17.9	11.4	11.2
Jahresmittelwert Modulwirkungsgrad	%	15.6	9.24	9.60
Mehrertrag geführte Zellen $(E_{m,s}-E_{m,i})/E_{m,i}$	%	39	36	41

Tabelle 4: Einstrahlung, Modulertrag und Wirkungsgrad dreier Module von SunPower (SPR-90), Kyocera (LA361K51S) und Jumao Photonics (JM-050W-S4-G) bei kontinuierlicher Sonnennachführung. Der Index p kennzeichnet die Produzentenangaben. A_a und A_m sind die aktive Zellen- bzw. Modulfläche. In der letzten Zeile ist der relative Mehrertrag der sonnennachgeführten gegenüber den fix-montierten (Süden, 30°) Modulen angegeben. Die Indizes s und i sun tracked und inclined.

Gemäss Tabellen 3 und 4 führen die Herstellerangaben zur Überschätzung der Modulerträge im Bereich von 4 bis 24 %. Gründe dafür können zu hoch angegebene Wirkungsgrade sein sowie fehlende Angaben der Hersteller zum Klimaverhalten ihrer Module. Denn die üblicherweise angegebenen STC-Daten reichen nicht aus, um die klimatischen Einflüsse auf den Ertrag zu berücksichtigen. Zusätzliche Angaben, wie z.B. Parameter gemäss Tabelle 1 und der Ross-Koeffizient wären hier dienlich und sollten von den Modulherstellern bei anerkannten neutralen Testlabors bestimmt werden lassen. Noch besser wären Ertragsgarantien für die jeweils gewählten Anlage-Standorte.

Aus den Tabellen 3 und 4 geht hervor, dass der Jahreswirkungsgrad sonnennachgeführter Zellen etwas niedriger ist als jener fix-montierter. Dies rührt daher, dass die geführten Zellen höherer Einstrahlungsintensität ausgesetzt sind und deshalb dauernd etwas wärmer als die fix-montierten sind, was zu einem leicht reduzierten Wirkungsgrad führt.

Wie für einen guten Standort in einem Sonnenland erwartet, liegen die leistungsbezogenen Jahreserträge in die geneigte südorientierte Fläche gut 2.5 mal höher als im Schweizer Mittelland. Nachführen der Module bringt einen Mehrertrag von 36 bis 41 %.

Folgerungen / Diskussion

Es wurde eine leistungsfähige Freilandtestanlage entwickelt und realisiert zur genauen Messung des Wirkungsgrades von Solarzellen und Photovoltaik-Modulen unter realen Betriebsbedingungen. Im vorliegenden Bericht werden die ausgewerteten Messergebnisse von drei handelsüblichen Modulen präsentiert. Es gelang, ein neues, semi-empirisches Modell zu entwickeln zur Berechnung des Wirkungsgrades der Module unter allen meteorologisch relevanten Bedingungen. Daraus konnten die Wirkungsgrade und Leistungen der Module unter Standardbedingungen (STC) bestimmt werden. Das Modell erlaubt zudem, das Verhalten der Module bei sich verändernden klimatischen Parameter zu untersuchen. Schliesslich konnten mit dem Modell und bekannten Meteodaten die Jahreserträge der Module für einen ausgewählten Standort berechnet werden.

Es zeigte sich, dass bei monokristallinen Modulen auch heute noch beachtliche unterschiede beim STC-Wirkungsgrad bestehen (12.6 bis 19.5 %) und dass heutige monokristalline Module nicht unbedingt höhere Wirkungsgrade aufweisen müssen, als ältere polykristalline Module. Zudem können sie sich bei abnehmender Einstrahlungsintensität recht unterschiedlich verhalten. Entsprechend ergaben sich grosse Unterschiede in ihren Jahreserträgen, nämlich 283 bis 459 kWh pro Quadratmeter fest installierter Zellenfläche an einem sonnigen Standort in Jordanien. Kenntnisse der Jahreserträge an einem vorgegebenen Standort sind unerlässlich zur Wahl des Moduls mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis (vgl. Abb. 9 und Text dazu).

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass die Herstellerangaben zur STC-Leistung auch heute noch bis zu 10% unter dem gemessenen Werten liegen können. Wie die vorliegenden Ergebnisse zeigen, gibt es aber auch Module deren STC-Leistung über den Angaben der Hersteller liegen. Tabelle 3 zeigt, dass mit den Herstellerangaben signifikant zu hohe Jahreserträge erhalten werden (bis zu 23 %). Sie zeigt auch, dass der leistungsspezifische Ertrag in kWh pro kWp an einem ausgewählten Standort nur wenig von der Modultechnologie abhängig ist (vgl. dazu auch [12]).

Wie erwartet ist der Jahresmittelwert des Wirkungsgrades für sonnennachgeführte Module gemäss Tabelle 4 etwas tiefer als für fest installierte Module. Dies rührt daher, dass die geführten Module dauernd einer höhere Einstrahlungsintensität ausgesetzt sind als fest installierte Module. Sie sind deshalb dauernd etwas wärmer. Entsprechend dem negativen Temperaturkoeffizienten des Wirkungsgrades hat dies dauernd einen etwas tieferen Wirkungsgrad der geführten Module zur Folge. Dennoch produzieren sonnengeführte Module, gemäss Tabelle 4, bis zu 41 % mehr Strom pro Jahr als fest installierte Module.

Vergleicht man die gemessenen Einstrahlungsdaten gemäss Tabellen 3 und 4 des Standorts Al Quawairah in Jordanien mit den entsprechenden Mess- und Rechendaten am PSI (typisch für das Schweizerische Mittelland) [13 und METEONORM] ergibt sich für Al Quawairah ein 2.5-mal höherer Werte für $G_{Süden,30°}$ bzw. ein 2.3-mal höherer Wert für G_n. Entsprechend sind auch höherer Modulerträge zu erwarten. Für eine PV-Anlage mit Modulen BP 585F von BP Solar liegen Ergebnisse am Mittellandstandort Endingen (rund 5 km vom PSI entfernt) vor [private Mitteilung Prof. A. Wokaun, PSI, Messungen an eigener Anlage, und 14]. Dort produzieren südausgerichtete, 23° geneigte BP-Module jährlich 124 kWh/(m^2 Modulfläche). In Al Quawairah würden die gleichen Module bei Südausrichtung und 30° Modulneigung 291 kWh/(m^2 Modulfläche) produzieren [11]. In Al Quawairah würden sie also 2.3-mal mehr Strom produzieren als in Endingen. Der Faktor 2.3 für den Modulertrag liegt etwas tiefer als das Einstrahlungsverhältnis von 2.5. Dies rührt daher, dass die Module in Al Quawairah andauernd wärmer sind als in Endingen und somit dauernd einen etwas tiefern Wirkungsgrad haben. Die Modulneigung von 23° in Endingen ist für eine maximale Jahresproduktion zwar nicht optimal. Eine Neigung von 35° wäre gemäss METEONORM besser. Auch die Neigung von 30° in Al Quawairah ist nicht optimal. Gemäss http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ wären es hier etwa 25°. Wie jedoch in [14] gezeigt wurde, wird der Modulertrag infolge Fehlausrichtung der Module nur marginal reduziert. So würde beispielsweise eine dauernde Fehlausrichtung von 10° eine Ertragseinbusse von lediglich rund 1.5 % zur Folge haben. Der Faktor 2.3 stellt deshalb ein sehr guter Näherungswert dar.

Referenzen

[1] W. Durisch, K.-H. Lam[1], J. Close[1], ***Efficiency and degradation of a copper indium diselenide photovoltaic module and yearly output at a sunny site in Jordan,*** Applied Energy **83**, 1339-1350 (2006) [1] University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China

[2] R.Kröni[1], S. Stettler[1], G. Friesen[2], D. Chianese[2], R. Kenny[3], W. Durisch[4], ***Energy Rating of Solar Modules***, Final Report BFE, PV P+D, DIS 47456/87538, 24 pages, February 2005, [1] ENECOLO AG, CH-8617 Mönchaltorf , [2] LEEE-TISO, SUPSI, CH-6952 Canobbio, [3] Joint Reserch Center JRC, 21027 Ispra, Italy, [4] Paul Scherrer Institut, PSI CH-5232 Villigen PSI

[3] W. Durisch, D. Tille, A. Wörz, W. Plapp, ***Characterisation of photovoltaic generators,*** Applied Energy 65, 273-284 (2000).

[4] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, K.-H. Lam[1], J. Close[1], ***Efficiency of selected photovoltaic modules and annual yield at a sunny site in Jordan,*** World Renewable Energy Congress VIII, Denver, Colorado, USA, 28. August – 3. September 2004, Proceedings, Elsevier Science Ltd. ISBN 008-044470 9. [1] The University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China

[5] W. Durisch, W.J. Tobler, J.-C. Mayor, K.-H. Lam[1], J. Close[1], S. Stettler[2], ***Performance and output of a polycrystalline photovoltaic module under actual operating conditions,*** 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4-8 September 2006, Dresden, Germany, Proceedings, ISBN 3-936338-20-5, 2481-2484 (2006)[1] University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China [1] The University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China, [2] Enecolo AG, CH- Mönchaltorf

[6] W. Durisch, W.J, Tobler, J.-C. Mayor, K.-H. Lam[1], J. Close[1], ***Efficiency of SunPower's SPR-90 Module and Output at a Sunny Site in Jordan,*** Twentieth European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain, Proceedings, ISBN 3-936-338-19-1, 2159-2162 (2005), [1]University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China

[7] W. Durisch, O. Struss, K. Robert, ***Efficiency of Selected Photovoltaic Modules Under Varying Climatic Conditions*** , Renewable Energy, First edition 2000, Elsevier, 779-788 (2000)

[8] W. Durisch, B. Bitnar, A. Shah[1], J. Meier[2], ***Impact of air mass and temperature on the efficiency of three commercial thin-film modules,*** Nineteenth European Photovoltaic Solar Energy Conference, Proceedings, ISBN 3-936-338-15-9, 2675-2677 (2004), [1] Institut de Microtechnique, IMT, Université de Neuchâtel, CH-2000 Neuchâtel, [2] Unaxis Solar Unit, CH-2000 Neuchâtel

[9] W. Durisch, J. Keller, W. Bulgheroni, L. Keller, H. Fricker, ***Solar Irradiation Measurements in Jordan and Comparisons with Californian Data,*** Applied Energy 52 (1995) 111-124

[10] R. G. Ross, ***Interface Design Considerations for Terrestrial Solar Cell Modules,*** Conference Record of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, November 15-18, 1976 Baton Rouge Louisiana , 801-806 (1976)

[11] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, H. Kiess, King-hang Lam[1], ***Efficiency Model for Photovoltaic Modules and Demonstration of its Application to Energy Yield Estimations,*** Solar Energy Materials and Solar Cells 91 (2007) 79-84 [1] University of Hong Kong, Dept. of Architecture, Hong Kong, China

[12] W. Durisch, Chr. Bauer, ***Photovoltaik,*** In: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlgen, Potenzial und Kosten , Ed.: S. Hirschberg, PSI Bericht Nr.05-04, 2005, ISSN 1019-0643, p. 197-255 (2005) , http://gabe.web.psi.ch/pdfs/PSI_Report/PSI-Bericht_05-04sc.pdf, p. 197 -252

[13] W. Durisch, ***Ertrags- und Wirkungsgrad-Messungen an Solarzellen,*** Bulletin SEV/VSE 10/1993, S. 25-28

[14] W. Durisch, ***Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht,*** Unterlagen zum Kurs „Energietechnische Aus- und Weiterbildung", ABB University Switzerland, Baden

[15] W. Durisch, B. Hofer, ***Klimatologische Untersuchungen für Solarkraftwerke in den Alpen,*** PSI-Bericht Nr. 96-01, 1996, ISSN 1019-0643

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

PHOTOVOLTAIK SYSTEMTECHNIK 2007-2010

(PVSYSTE 07-10)

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	H. Häberlin, L. Borgna, D. Gfeller, M. Kämpfer and U. Zwahlen
Institution / Company	Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Burgdorf
Address	Jlcoweg 1, CH - 3400 Burgdorf
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0)34 426 68 11, heinrich.haeberlin@bfh.ch, www.pvtest.ch
Project- / Contract Number	102234 / 152840
Duration of the Project (from – to)	01.07.2007 – 30.12.2010 (subproject monitoring from 01.01.07)
Date	10. December 2007

ABSTRACT

Purpose and Goals of the project during 2007

- Continuation of long-term monitoring of PV plants.
- Start of development of a large solar generator simulator of 100 kW (V_{OC} = 810V / I_{SC} = 155A) for automated tests of grid-connected PV inverters up to 100 kW.
- Ongoing participation in national network of competence BRENET.

Most important results in 2007

- Continuation of the long-term monitoring projects (partly since 1992) without any interruption despite the period without contract between Jan. and June 2007. Inclusion of a new plant with 11 kWp with two new crystalline module technologies (Sharp NUS03E and Sanyo HIP-205NHE1) and the expanded part of PV plant Stade de Suisse (now 1.35 MWp instead of 0.85 MWp) in monitoring program.
- Control software extension for dynamic inverter tests with power ramps instead of only steps.
- Extension of the test software controlling the semi-automated inverter tests for automatic change of the test voltage in a student's diploma thesis in order to reduce the manpower cost during our inverter tests. With this software (after some further improvements) fully automated inverter tests with our PV generator simulator of 20 kW and the future 100 kW device should be possible.
- Start of development of a linear PV generator simulator of 100 kW (V_{OC} = 810 V / I_{SC} = 155 A).
- Confidential (paid) tests of different inverters for major PV companies. For the first time a special safety test according to VDE 126-1-1 performed at our PV laboratory at a new device for an inverter manufacturer was accepted by the German n*Berufsgenossenschaft Elektro*nj
- Organization of the second annual meeting of the international technical committee on PV systems (IEC TC82). The meeting of working group WG 6 (components) took place on Oct. 29th and 30th and that of WG3 (systems) on Nov.1st and 2nd. During these meetings, the sophisticated test infrastructure available at the PV laboratory was demonstrated to the delegates.
- An international workshop on dangerous DC arcs and live demonstration of the arc detector developed by the PV laboratory took place on Oct. 31, 2007 at BFH in Burgdorf with 44 participants from many countries. Organization was in co-operation with IEC, Swissolar and Electrosuisse.
- 2 own conference contributions and co-authoring at 2 further contributions at the 22nd EU PV conference in Milano, 2 contributions (one own, one co-authored) at the 22nd PV symposium at Staffelstein/D and a contribution to the 7th Swiss national PV conference at Emmenbruecke.
- New extended book about PV systems technology (in German, in color) published in Sept. 2007

Projektziele für 2007

- Ununterbrochene Fortführung des Langzeit-Monitorings an allen Anlagen des Projektes (mit kristallinen und Dünnschichtzellen-Modulen). Nach Möglichkeit auch Integration neuer Anlagen mit neuen, innovativen Technologien.
- Erweiterung der vorhandenen Test-Software für die Steuerung halbautomatischer Wechselrichtertests für vollautomatische Wechselrichtertests. Erweiterung der dynamischen MPP-Tracking-Tests auf Rampen mit definierter Anstiegs- und Abfallgeschwindigkeit statt nur Schrittfunktionen.
- Beginn der Entwicklung eines grossen Solargenerator-Simulators von 100 kW (V_{OC} = 810 V / I_{SC} = 155 A) für automatische Tests von Netzverbund-Wechselrichtern bis 100 kW.
- Weitere Untersuchung der Blitzstromempfindlichkeit von Bypassdioden.
- Weitere Tests von Netzverbund-Wechselrichtern, sofern zeitlich neben andern Arbeiten möglich.
- Mitarbeit im Nationalen Kompetenznetzwerk BRENET (Gebäudetechnik / erneuerbare Energien).

Kurzbeschreibung der 2007 durchgeführten Arbeiten

Die teilweise seit 1992 ohne Unterbruch durchgeführten Langzeitmessungen an über 60 PV Anlagen wurden trotz Verzögerung beim Abschluss eines Folgeprojektes seit Januar 2007 unterbruchsfrei durchgeführt. Die zweite Ausbauetappe der Anlage mStade de Suissenj(neu 1,35 MW_P) wurde ins Messprogramm integriert. In Zusammenarbeit mit der ADEV Burgdorf wurde auch beim APH Burgdorf eine neue Anlage (3 ∫3,6 kW_P) mit verschiedenen kristallinen Modultechnologien realisiert und ins Monitoringprojekt eingeschlossen. Leider konnte wegen Verfügbarkeitsproblemen nicht wie ursprünglich geplant eine der drei Teilanlagen mit hocheffizienten Sunpower-Modulen ausgerüstet werden.

Die weitergeführte Ausfallstatistik der Wechselrichter zeigt im vergangenen Jahr wieder eine erfreulich tiefe Anzahl der registrierten Ausfälle.

Zur Reduktion des relativ hohen Zeitaufwandes für halbautomatische Wechselrichtertests wurde die Test-Software im Rahmen einer Diplomarbeit auf vollautomatische Tests umgebaut. Das PV-Labor wurde kürzlich auch von zwei Vertretern des TÜV Rheinland besucht. Sie zeigten dabei Interesse, in Zusammenarbeit mit unserem Labor in Zukunft zertifizierte Tests von Wechselrichtern anzubieten.

Mit Planung und Bau des neuen linearen Solargenerator-Simulators von 100 kW wurde begonnen. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Jahresberichtes waren die Teilstromquellen (15 Quellen zu 10 A und eine Quelle zu 5 A) aufgebaut und ausgetestet. Es wurden auch beide zur Speisung vorgesehenen Maschinengruppen montiert und getestet. Der dafür notwendige Zeitaufwand war aber deutlich höher als ursprünglich angenommen.

Wie im Vorjahr führte das PV-Labor auch einige vertrauliche Tests an Netzwechselrichtern und anderen PV-Komponenten verschiedenster Hersteller durch. Dabei wurde bei einem galvanisch getrennten Wechselrichter ein neuer Spitzenwirkungsgrad-Rekord gemessen und erstmals akzeptierte die BG Elektrotechnik einen vom PV-Labor nach VDE126-1-1 vorgenommenen Fehlerstrom-Test. Wegen des höheren Zeitaufwandes für den Simulator-Bau wurden daneben nur die für die ADEV-Anlage vorgesehenen drei Wechselrichter SMA SB3300 auf einer MPP-Spannung von 220 V ausgemessen.

Die im Jahr 2006 begonnenen Untersuchungen bezüglich Blitzstromverhalten von Bypassdioden wurden noch etwas weiter geführt und theoretisch analysiert. Die erarbeiteten Erkenntnisse wurden ins neu erschienene Buch [1] eingearbeitet und in einem Beitrag in Milano 2007 präsentiert [2]. Es zeigte sich, dass der bisher verwendete Stromtestimpuls einen etwas zu grossen Stress für die Dioden darstellt. Deshalb wird der Stossstromgenerator so umgebaut, dass Anfang 2008 Tests mit einigermassen normgerechten Stossströmen 10/350σs möglich sind.

Dank der inzwischen grösseren Bekanntheit, den vielen Publikationen und der guten Test-Infrastruktur des PV-Labors führte die internationale Photovoltaik-Normenkommission IEC TC82 ihre zweite Jahrestagung in diesem Jahr am Fachbereich Elektrotechnik der Berner Fachhochschule durch. Dabei fand auch eine Besichtigung des PV-Labors für die Teilnehmer statt. Die Tagung bot auch eine wertvolle Gelegenheit, die bestehenden internationalen Kontakte zu vertiefen.

Die PV-Branche ist sich nach den in BP-Modulen (Photon 8/06) und in Generator-Anschlusskästen aufgetretenen Bränden der Gefahr durch DC-seitige Lichtbögen wieder vermehrt bewusst geworden. Deshalb konnte sowohl in Staffelstein 2007 als auch in Milano 2007 je ein Vortrag über dieses Thema und den vom PV-Labor bereits 1993 – 1998 entwickelten Lichtbogendetektor gehalten werden. Zudem wurde am 31. Oktober 2007 am Photovoltaiklabor der BFH in Burgdorf in Zusammenarbeit mit IEC, Swissolar und Electrosuisse ein internationaler Workshop mit einer Live-Demonstration des Lichtbogendetektors mit einer Distanz von etwa 50 m zwischen Lichtbogen und Detektor durchgeführt [3, 4].

Das PV-Labor war auch 2007 weiterhin Mitglied im Nationalen Kompetenznetzwerk BRENET.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Langzeitmessungen

Inbetriebnahme der Anlage Alterspflegeheim mit hocheffizienten Modulen

In Zusammenarbeit mit dem Verein ADEV (Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung) hatte das PV-Labor der BFH-TI die Möglichkeit, eine 10,89 kWp PV-Anlage mit einem kommerziellen Messsystem auszurüsten und in seine Messdatenerfassungs-Reihe aufzunehmen. Die Anlage welche in drei Teilanlagen gegliedert ist, wurde mit zweimal 20 Modulen (je 3600 Wp) des Typs Sharp NUS03E (Teilanlagen 1 & 2) und 18 hocheffizienten Solarmodulen (3690 Wp) des Typs Sanyo HIP-205NHE1 (Teilanlage 3) ausgerüstet. Alle drei Teilanlagen speisen ihre produzierte Leistung über Wechselrichter des Typs Sunnyboy 3300 von SMA ins lokale Netz ein. Ein Vergleich zwischen den Modultechnologien ist dadurch problemlos möglich. Das Messsystem, welches alle drei Teilanlagen in gemittelten 5-minuten Messwerten erfasst, stammt von SMA. Eine Sunny WEBBOX mit dem Sensormodul Sunnysensor erfasst die Einstrahlung in Modulebene mittels Referenzzelle und die Zellentemperatur mittels Anlegefühler sowie alle notwendigen elektrischen Messwerte der Anlagen um die Messdaten in normierter Darstellung auszuwerten.

Ausbau mit 2. Etappe der PV-Anlage mit Stade de Suisse (Wankdorf).

Die PV-Anlage mit Stade de Suisse (Wankdorf) ist seit dem März 2005 in Betrieb. Seit April 2005 werden die Messdaten der 855 kWp-Anlage vom PV-Labor der BFH-TI erfasst und ausgewertet. Im Sommer 2007 wurde die bestehende Anlage um rund 486 kWp erweitert. Zu den bestehenden 7 Teilanlagen wurden 4 neue Teilanlagen mit Wechselrichtern des Typs Solarmax 125 installiert. Als Module kamen wie bereits in den bestehenden Anlagen Module des Typs Kyocera KC-167GH-2 zum Einsatz. Dabei wurden zwei neue Dach-Ausrichtungen belegt. Die Nennleistung der gesamten Anlage beträgt neu 1,342 MWp. Die zusätzlichen Anlagenteile wurden am 16. August 2007 in Betrieb genommen und seit dem 24. Oktober 2007 erfasst das PV-Labor der BFH-TI auch die Anlagenteile der 2. Etappe über seine Feinmessung. Wie bei den bestehenden Anlagenteilen werden die DC- und AC-seitigen Leistungen, die Einstrahlung mittels Referenzzellen und die Temperatur der jeweiligen Referenzzelle gemessen. Die Referenzzellen der neuen Anlagenteile sind in Dummy-Modulen montiert (Fig. 1).



Fig. 1:
Die Montage der Referenzzellen für die neuen Teilanlagen wurde mit Dummy-Modulen realisiert. Die Referenzzellen befinden sich direkt in der Anlagenebene. Ungenauigkeiten bei der Ausrichtung der Zellen können somit ausgeschlossen werden.

Dünnschichtzellen-Anlagen Newtech 1 –3.

Die Anlage „Newtech“ in Oberburg besteht aus 3 netzgekoppelten 1kWp-PV-Anlagen mit 3 verschiedenen, neuartigen Dünnschichtzellen-Technologien (CIS, a-Si-Tandemzellen, a-Si Tripelzellen). Jede der 3 Teilanlagen speist die Energie über einen ASP Top Class Spark Wechselrichter (mit Trafo) ins Netz.

In Fig. 2 werden die Generator-Korrekturfaktoren $k_G = Y_a/Y_T$ der drei Newtech-Anlagen und einer Anlage mit kristallinen Siliziumzellen miteinander verglichen.

Die regelmässigen, halbjährlichen Kennlinienmessungen wurden auch im vergangenen Jahr weitergeführt. Neben den elektrischen Veränderungen, die gemessen werden können, sind auch optische Veränderungen sichtbar. Besonders die Anlage Newtech 2 mit a-Si-Tandemzellen Solarex Millennia MST 43-LV zeigt starke Delaminationen im Bereich der Kontaktstreifen (Fig. 3).

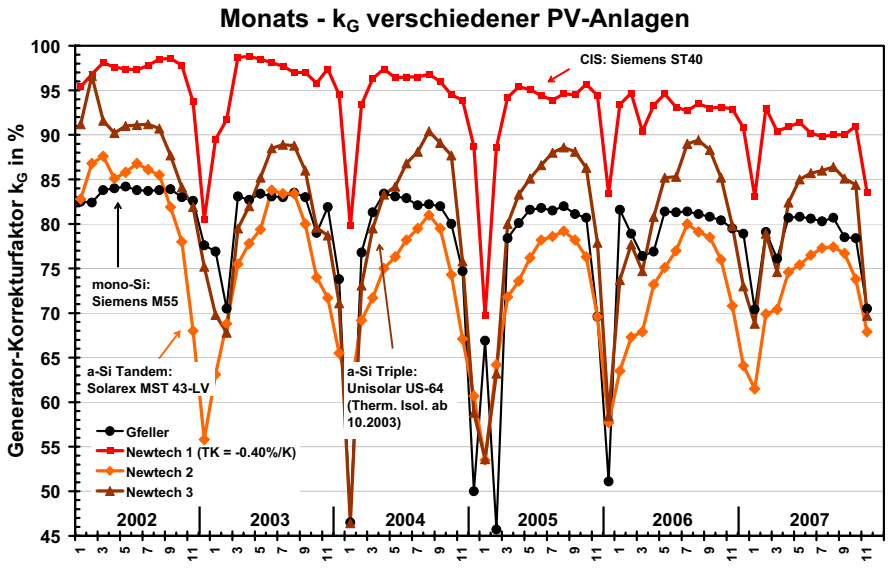


Fig. 2:

Monats-Generator-Korrekturfaktor k_G der drei Newtech-Anlagen im Vergleich zu einer Anlage mit mono-c-Si.

Auch bei der CIS-Anlage Newtech 1 ist nun ein stetig sinkender Verlauf erkennbar. Nachdem sich die Werte der a-Si-Anlagen Newtech 2 und 3 von 2004 – 2006 einigermassen stabilisiert haben, fällt die erneute Abnahme im Jahr 2007 auf (vermutlich wegen des kühleren Sommers).

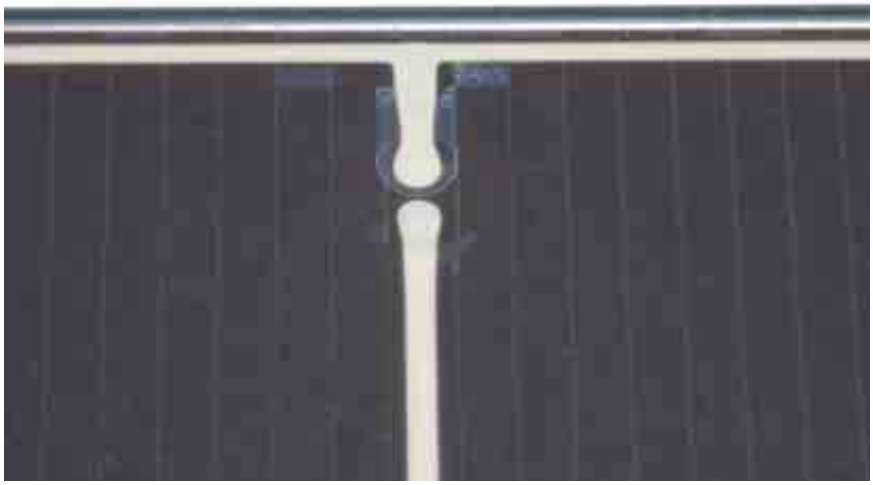


Fig. 3:

Im Bereich der Kontaktstreifen treten bei den Millennia Modulen von Solarex Delaminationen auf.

Einfluss einer Anlagenreinigung am Beispiel der PV Anlage Schlossmatt

Anlässlich der Reinigung der Photovoltaikanlage Schlossmatt in Burgdorf wurde beispielhaft die Wirkung einer Feldreinigung aufgezeigt. Die Reinigung der 3,18 kWp Anlage erfolgte am 12. April 2007. Obwohl die PV-Module nicht übermässiger Verschmutzung ausgesetzt sind, brachte die Reinigung eine Ertragssteigerung von knapp 10%. Die Leistungssteigerung ist in der Fig. 4 deutlich zu erkennen. Fig. 5 zeigt auch deutlich die Steigerung der Performance Ratio, hervorgerufen durch die Reinigung mit Seifenwasser und Bürste.

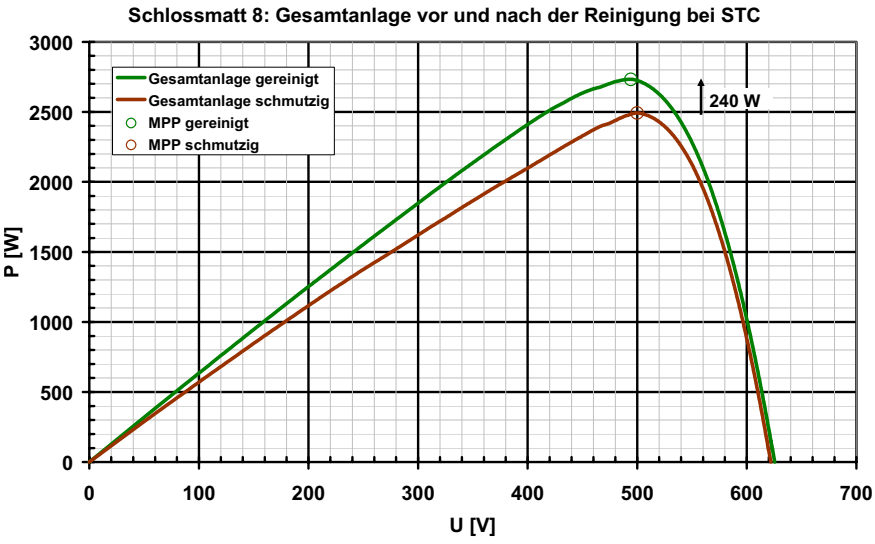


Fig. 4:

Nachdem die Anlage mehrere Jahre nicht mehr geputzt wurde, bringt die relativ einfache Reinigung mit Seifenwasser und Bürste eine Leistungssteigerung von knapp 10%.

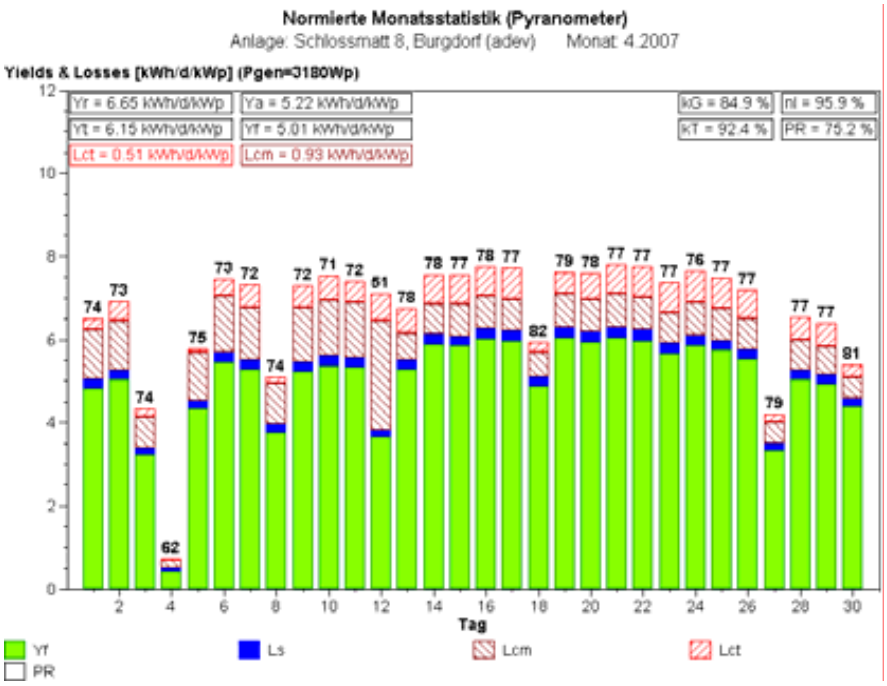


Fig. 5:

Normierte Monatsdarstellung der Anlage Schlossmatt 8.

Nach der Reinigung der Anlage am 12. April 2007 ist eine markante Steigerung der PR zu erkennen. Am 12.4.2007, dem Tag der Reinigung, bei der die Anlage temporär abgeschaltet war, ist ein Anstieg von L_{CM} und eine entsprechende Reduktion der PR zu erkennen.

Wechselrichter-Ausfallstatistik

Die seit 1992 geführte Ausfallstatistik wurde auch 2007 weitergeführt. Im Jahr 2007 liegt die Ausfallrate auf einem Wert von 0,11 Wechselrichter-Defekten pro Wechselrichter-Betriebsjahr (Stand November 07, hochgerechnet auf Ende Jahr). Sie liegt damit nur knapp unter dem langjährigen Mittelwert in den Jahren 1997 – 2006.

Die Gesamtstatistik Fig. 6 zeigt, dass trotz einiger Defekte im Jahr 2007 die Ausfallrate immer noch auf einem tiefen Stand ist. Die Statistik in welcher die Wechselrichterausfälle nach galvanisch getrennten und nicht galvanisch getrennten Geräten aufgeteilt sind (Fig. 7), zeigt, dass im Jahr 2007 erneut mehr Defekte bei trafolosen Geräten als bei Trafogeräten aufgetreten sind. Eine Aussage über die weitere Tendenz ist schwer zu machen. Unbestritten ist, dass viele der überwachten Wechselrichter allmählich in ein hohes Betriebsalter kommen. Die kommenden Jahre werden interessante Erkenntnisse über die Lebensdauer der Geräte bringen.

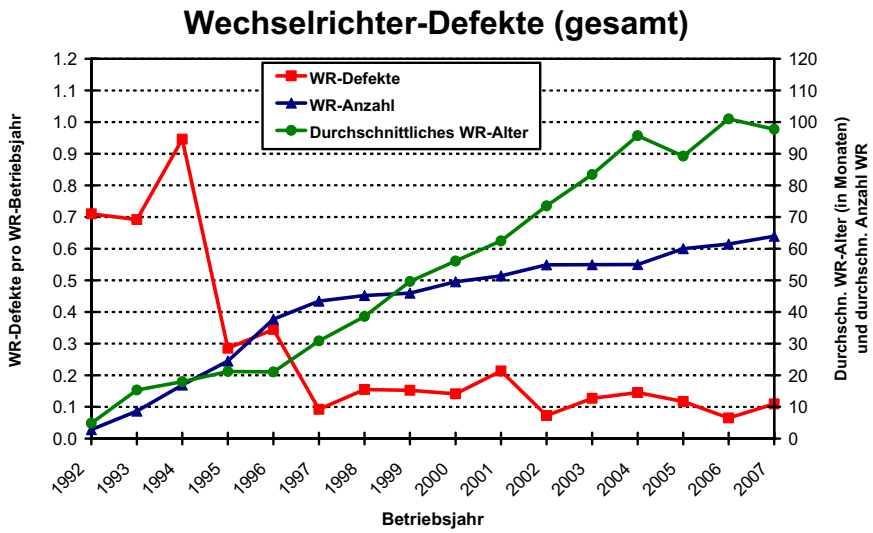


Fig 6:

Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr und durchschnittliche Anzahl von der BFH-TI Burgdorf überwachter Wechselrichter (Hochrechnung vom Stand Ende November 2007).

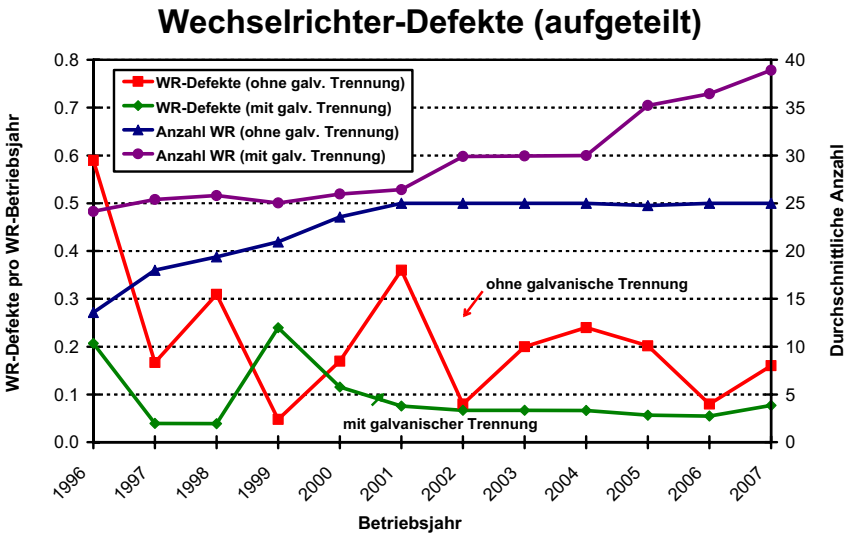


Fig 7:

Wechselrichter-Defekte pro Wechselrichter-Betriebsjahr aufgeteilt nach Wechselrichtern mit und ohne galvanische Kopplung (Hochrechnung vom Stand Ende November 2007).

Internet-Auftritt (www.pvtest.ch)

Der Internetauftritt des PV-Labors der BFH-TI enthält neben den monatlich aktualisierten Ergebnissen der diversen Feinmessungen auch Informationen über Tagungen im Bereich der Photovoltaik und Publikationen zu Themen der Photovoltaik. Die Online-Darstellung, wie sie bereits für die Meteo-Messung an der Schule besteht, soll in naher Zukunft erweitert werden mit einigen Anlagen, die über eine Feinmessung verfügen. Für diese Erweiterung vorgesehen sind vorerst die Anlagen Stade de Suisse, Jungfraujoch und Mont Soleil. Die Realisierung dieser Onlinedarstellungen erfolgt im Jahr 2008.

Planung und Bau des Solargenerator-Simulators von 100 kW

Zum Test von Solarwechselrichtern verfügt das PV-Labor der BFH-TI nebst einer Testanlage von 60 kWp auf dem Dach auch über zwei hochstabile, computergesteuerte Solargenerator-Simulatoren von 20 kW bzw. 25 kW Leistung, welche jederzeit eine beliebig einstellbare Solargeneratorkennlinie nachbilden können. Zum Test von grösseren Zentralwechselrichtern, die oftmals über eine Nennleistung von etwa 100 kW verfügen, reicht die vorhandene Testinfrastruktur aber nicht mehr aus. Um auch diese modernen Wechselrichter mit voller Leistung ausmessen zu können, hat das Bundesamt für Energie die BFH damit beauftragt, einen neuen Solargenerator-Simulator mit einer Nennleistung von 100 kW zu bauen. Mit der Planung und dem Bau wurde Anfang 2007 begonnen.

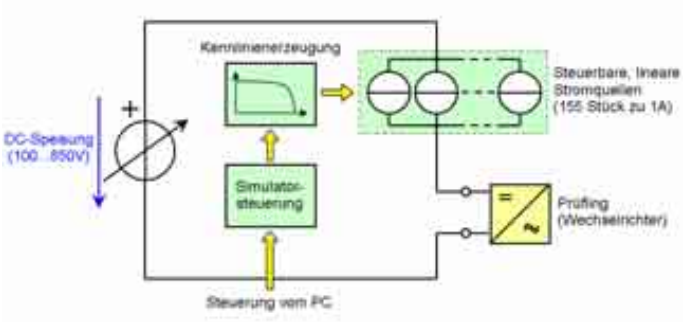


Fig.8:
Blockschaltbild des 100kW Simulators.

Zwei bereits vorhandene Maschinengruppen bestehend aus je einem Asynchronmotor und einem DC Generator speisen über eine Zusammenschaltung aus Entkopplungsdioden den linearen Solargenerator-Simulator aus 155 Elementarstromquellen zu 1 A.

Das Gerät basiert auf 155 linearen, steuerbaren Stromquellen, welche jeweils 1 A liefern können. Lineare Quellen erreichen eine sehr hohe Dynamik ohne die störenden EMV-Emissionen, wie sie bei getakteten Systemen auftreten. Die Quellen können blockweise zugeschaltet werden, was eine gute Skalierbarkeit der Leistung bei sehr geringer parasitärer Parallelkapazität ermöglicht. Die Erzeugung der Solargenerator-Kennlinie geschieht auf dem Weg der direkten digitalen Synthese. Um eine hohe Flexibilität zu erreichen, werden mehrere verschiedene Kennlinien vorprogrammiert, darunter auch solche von teilbeschatteten Solargeneratoren. Die Leerlaufspannung und der Kurzschlussstrom der jeweiligen Kennlinie können durch die PC-Steuerung in weiten Bereichen frei vorgegeben werden. Die Simulatorsteuerung umfasst neben der Schnittstelle zur Kommunikation mit dem PC auch verschiedene Sicherheitsschaltungen, darunter einen Watchdog, welcher bei einem Computerabsturz den Simulator in einen definierten Stopp-Zustand versetzt.



Fig. 9:
Montagezustand des 100kW Simulators Anfang Dezember 2007.

Alle Stromquellentürme (15 Stück mit je 10 Elementarstromquellen und 1 Spezialturm mit 5 Stromquellen) sind zusammen mit ihren Lüftern bereits montiert und fertig verdrahtet. Es fehlt aber noch das MPPT-Interface für diese Leistung, die Steuerung und die Anlagen-Starkstromverdrahtung am zukünftigen Standort im Keller.

Der Leistungsteil, insbesondere die 155 linearen Stromquellen, ist bereits zu grossen Teilen aufgebaut und in ein stabiles Traggestell montiert worden. Im Rahmen von zwei Diplomarbeiten wurde kürzlich ein neuer Steuerprint (mit programmierbarer Logik, CPLD) entwickelt und die vorhandene Steuersoftware (in LabView) erweitert. Mit der neuen Steuerung wird es möglich sein, in Zukunft vollautomatische Messungen durchzuführen. Erst in Planung befindet sich das notwendige MPPT-Messinterface für die hochpräzise MPP-Messung bei Strömen von I_{MPP} bis etwa 150 Ampère.

Der neue Simulator wird voraussichtlich Mitte des nächsten Jahres in Betrieb gehen. Bis dahin sind aber noch grosse Änderungen an der Testinfrastruktur vorzunehmen. Das gesamte Kabelmaterial muss auf mindestens 155 A ausgelegt werden, ausserdem ist eine Anpassung des Sicherheitskonzeptes notwendig.

Wechselrichtertests

Im Bereich der Wechselrichtertests war 2007 wenig Betrieb, da die entsprechenden Ressourcen vorwiegend für den Bau des neuen Solargenerator-Simulators eingesetzt wurden. Dennoch wurden einige Arbeiten in diesem Bereich durchgeführt, die im Folgenden kurz erläutert werden.

Während des laufenden Jahres wurden erneut diverse Wechselrichtertest im Auftrag von Kunden aus der Industrie durchgeführt. Da diese Messungen durch die Kunden im vollen Umfang bezahlt wurden, dürfen die Resultate an dieser Stelle nicht im Detail publiziert werden. Unter den getesteten Wechselrichtern befand sich ein Gerät, welches mit einem gemessenen Spitzenwirkungsgrad von 95,92% neuer Rekordhalter unter den Wechselrichtern mit galvanischer Trennung ist (Gerät mit HF-Trafo).

Im April wurden drei Wechselrichter vom Typ Sunny Boy 3300 der Firma SMA getestet. Diese Wechselrichter wurden später bei der Erweiterung der Anlage "Alterspflegeheim" des LZPV-Projektes installiert. Die drei Geräte wurden bei einer anlagentypischen MPP-Spannung von 220 V einer Stufenmessung unterzogen und zeigten ein tadelloses Verhalten bei sehr gutem Wirkungsgrad.

Ausbau der Testinfrastruktur

Zu Beginn des Jahres konnte ein neues DC-Speisegerät (850 V / 40 A / 12 kW) in Betrieb genommen werden, das bereits mehrfach erfolgreich für die Speisung der vorhandenen Solargenerator-Simulatoren und für weitere Versuche eingesetzt wurde. Das Gerät, welches nach dem Prinzip des sekundär getakteten Netzteils mit dreiphasiger PFC-Gleichrichtung arbeitet, wurde zu grossen Teilen im Rahmen von mehreren Semester- und Diplomarbeiten realisiert.

Bei den bestehenden Simulatoren wurden sowohl hardware- wie auch softwareseitig verschiedene Anpassungen und Versuche durchgeführt. Die Arbeiten an der Hardware umfassten insbesondere Verbesserungen der Kennlinienerzeugung, die bei Versuchen gute Resultate lieferten, jedoch bei den Standard-Testprozeduren noch nicht eingesetzt werden. Eine wichtige Softwareanpassung ist eine Erweiterung bei den dynamischen Testverfahren. Es ist nun möglich, den Wechsel der Leistungsstufen mit einer nahezu linearen Rampe durchzuführen. Damit entspricht das Verhalten des Simulators bei einer Leistungsänderung besser dem Verhalten eines realen Solargenerators. Auch diese Funktion wird derzeit bei den Standardtests noch nicht eingesetzt. In einer Diplomarbeit wurde zudem das bestehende Testprogramm so erweitert, dass nicht nur alle Messungen auf einer bestimmten Spannungsstufe automatisch erfolgen und danach ein manuelle Einstellung der neuen Spannungsstufe erfolgen muss (halbautomatischer Betrieb), sondern dass nun nach allen Messungen auf einer bestimmten Spannungsstufe auch vollautomatisch auf die nächste Stufe umgeschaltet werden kann.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

- ∉ Austausch über Wechselrichter-Testverfahren mit Arsenal Research
- ∉ Messdaten aus Langzeitmessungen IEA PVPS Task 2 (Aktivität 52)
- ∉ Gemeinsame Publikation über Spannungsabhängigkeit des Wirkungsgrades mit NTB, Fraunhofer ISE und Arsenal [5]
- ∉ Wöchentliche Rapporte an die GMS (Diagramme von PV-Anlage Wankdorf und Mont Soleil)

Ausblick 2008

Im Jahre 2008 ist die Fertigstellung und Inbetriebnahme des Solargenerator-Simulators von 100 kW vorgesehen. Die Realisierung der Steuerung, die Verdrahtung der Stromquellen, die Entwicklung des neuen MPPT-Messinterface (bis 810V / 155A), die Installationen am vorgesehenen Standort im Keller und die sukzessive, sichere Inbetriebnahme werden voraussichtlich viel Zeit benötigen.

Erweiterung der in einer Diplomarbeit realisierten, im Prinzip funktionierenden Steuersoftware für vollautomatische Wechselrichtertests für Messungen von Wirkungsgrad und Oberschwingungen. Dazu ist neben der bereits realisierten automatischen Umschaltung zwischen den verschiedenen Spannungsstufen am Simulator auch noch die Realisierung einer automatischen Steuerung der Spannung der die Simulatoren speisenden Maschinengruppen erforderlich.

Durchführung von vollautomatischen Wechselrichtertests (Wirkungsgrad- und Oberschwingungsmessungen) an zwei voll ausgebauten Solargenerator-Simulator-Testplätzen von 20 kW und 100 kW.

Studium der Möglichkeit, eventuell auch weitere zeitaufwändige Tests (z.B. Fehlerstrommessungen bei trafolosen Wechselrichtern oder Inselbetriebstests) ebenfalls zu automatisieren.

Nach dem Umbau des Stossstromgenerators für Normstösse der Kurvenform 10/350σs Durchführung von Bypassdioden-Stresstests an Solarmodulen von heute üblicher Grössen (z.B. 160 cm ⌠80 cm).

Bei gegenseitigem Interesse Aufbau eines gemeinsamen Angebots für zertifizierte Wechselrichtertests mit dem TÜV Rheinland und Durchführung derartiger Tests als Dienstleistung für interessierte Hersteller.

Eventuell Erweiterung der Modul-Vergleichsanlage Alterspflegeheim Burgdorf in Zusammenarbeit mit der ADEV Burgdorf und Integration weiterer hocheffizienter Modultechnologien.

Um all diese Aufgaben bewältigen zu können, ist eine Verstärkung des Mitarbeiterteams des PV-Labors durch einen weiteren Assistenten und eine weitere Entlastung des Projektleiters vom Unterricht vorgesehen.

Referenzen / Publikationen (meist als PDFs auf www.pvtest.ch herunterladbar)

[1] H. Häberlin: ***"Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen"***. AZ-Verlag, CH-5001 Aarau, 2007, ISBN 978-3-905214-53-6 und VDE Verlag, Berlin, ISBN 978-3-8007-3003-2.

[2] H. Häberlin, ***"Damages at Bypass Diodes by Induced Voltages and Currents in PV Modules Caused by Nearby Lightning Currents"***. 22nd EU PV Conf., Milano, Italy, September 2007.

[3] H. Häberlin and M. Real: ***"Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants"***. 22nd EU PV Conf., Milano, Italy, September 2007.

[4] H. Häberlin: ***"Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC-Side of PV-Plants "***. International Workshop: Arcing in PV DC-Arrays - Potential Dangers and Possible Solutions, Burgdorf, Switzerland, October 31st 2007.

[5] F. P. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, R. Bründlinger, H. Häberlin, M. Zehner: ***"Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency"***. 22nd European PV Solar Energy Conference, Milano, Italy, Sept. 2007.

[6] L. Borgna, Ch. Geissbühler, H. Häberlin, M. Kämpfer, U. Zwahlen: ***"Photovoltaik-Systemtechnik (PVSYSTE)"***. Schlussbericht BFE-Projekt Nr. 100451 / 151395, 2003 - 2006 / März 2007.

[7] H. Häberlin und M. Real: ***"Lichtbogendetektor (LBD) zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen"***. 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D.

[8] H. Häberlin und M. Real: ***"Lichtbogendetektor (LBD) zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen, Kurzfassung"***. 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / D, 2007.

[9] H. Häberlin: ***"Langzeiterfahrungen in der Photovoltaik-Systemtechnik"***. 7. Nationale Photovoltaik Tagung, Emmenbrücke, Schweiz, November 2007.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

SIWIBU / SIMIBU

SOLAR INVERTER WITH INTEGRATED BACKUP

SOLAR INVERTER MIT INTEGRIERTEM BACKUP

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Peter Toggweiler, Sandra Stettler, Pascal Felder von Sputnik Eng.
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, CH - 8617 Mönchaltorf
Telephone, E-mail, Homepage	+ 41 (0) 44 994 90 00, info@enecolo.ch, www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	101807 / 152227
Duration of the Project (from – to)	October 2006 – December 2007
Date	6. December 2007

ABSTRACT

Conventional grid feeding solar inverters have to switch off during grid outages. This fact is inconvenient in regions with frequent power outages or where high supply quality is required. A feasibility study is performed for an inverter with basically three functions:

- Direct grid feeding of PV power
- Uninterruptible Power Supply (UPS) for dedicated appliances during grid outages
- Additional grid support from battery storage during peak demand hours

Contents of the study are an evaluation of existing inverters with similar functions, a market study for UPS devices, determination of potential market segments and barriers for market entry as well as the development of a technical concept together with the company Sputnik Engineering AG.

The field of application of SIWIBU is not only seen in industrial countries with feed-in tariffs for Photovoltaics but also in emerging nations in Africa and Asia where severe problems with grid stability exist and where at the same time renewable energies are supported by international development programs. SIWIBU also answers to the demand of developing countries for stand-alone power stations that can be integrated into the grid, once it will be available. Although the market potential is visible, it is difficult to predict how fast and with what level of effort this un-tabbed potential may be explored.

The initial results show clearly that the product can be produced under the given targets related to cost and operational flexibility. Expanding the UPS operation time by connecting the PV-array to the UPS battery and the guarantied grid support during peak load time looks quit attractive. Evaluation results of the electricity supply situation in California show a high potential for this operation mode. A key finding is, that the value of the entire solar supply increases, if the supply during peak hours is guarantied.

Einleitung / Projektziele

Dezentrale Stromerzeugung mit Photovoltaik bewährt sich in der Praxis. Zurzeit und in absehbarer Zukunft wächst der Markt rasch. Damit sind zunehmend mehr Wohnhäuser und Gewerbebetriebe mit einer Solaranlage ausgerüstet. Bisher ist der Betrieb nur mit korrekt vorhandenem Netz möglich. In Ländern mit unzuverlässigem Netz drängt sich die Kombination mit dem USV-Wechselrichter auf. Im weiteren gibt es zurzeit einen wachsenden Markt für USV-Anlagen (Unterbruchslose Stromversorgungen). Diese bestehen zur Hauptsache aus einem externen oder intern eingebauten Akkumulator und einem Inverter mit eingebautem Akkuladegerät. Im Fall eines Netzunterbruchs wandelt der Inverter den im Akkumulator gespeicherten Strom in Wechselstrom um und speist damit die angeschlossenen Geräte. Die Autonomiezeit vom Netz beträgt mit einer USV-Anlage in der Regel 5 bis 10 min und erlaubt so, die angeschlossenen Geräte korrekt abzuschalten. Die Idee daraus ist, einen Wechselrichter für netzgekoppelte Solaranlagen gleichzeitig als USV-Inverter zu nutzen.

Damit lassen sich unterschiedliche Vorteile realisieren:

a) Ein Wechselrichter für USV-Betrieb hat viele gleiche Komponenten wie ein Wechselrichter für netzgekoppelte Solaranlagen, das heisst, ein Wechselrichter kann mit wenig Zusatzkomponenten beide Funktionen übernehmen. Das Gerät hat immer nur den einen oder anderen Betrieb, dadurch müssen bei den stromführenden Bauteilen keine Kapazitätsvergrösserungen vorgenommen werden.

b) Wenn während einem Netzausfall die Sonne scheint, verlängert sich die Autonomiezeit der USV-Anlage, weil die PV-Anlage die Last ganz oder teilweise mit Strom versorgt.

c) Tendenziell verlängert sich die Akku-Lebensdauer, weil der Akku weniger zykliert wird.

d) Ein anstatt zwei Geräte spart Platz und Installationsaufwand.

e) Diverse kleinere Vor- und Nachteile werden im Bericht erwähnt.

Einzelne Testgeräte wurden in den USA und in Deutschland vorgestellt. Eine systematische Untersuchung wurde bisher nicht publiziert.

Die vorliegend beschrieben Untersuchungen hatten zum Ziel, primär die Machbarkeit und die Vor- und Nachteile einer solchen Kombination zu analysieren. Im weiteren sollen die Grundlagen für Investitionsentscheide und für die Weiterentwicklung und der Einfluss auf die zukünftige PV-Marktentwicklung untersucht werden. Ziel ist es, möglichst rasch ein Gerät zu entwickeln und auf den Markt zu bringen, sofern die Ergebnisse aus diesem Projekt ein entsprechendes Marktpotenzial aufzeigen. Die Kombination von USV- und PV-Anlage könnte ein gutes Beispiel darstellen, wie dezentrale PV-Anlagen neben der reinen Stromproduktion weitere Synergien und Mehrwerte bieten. Solche Faktoren unterstützten die Markteinführung der Photovoltaik indem sie die Wirtschaftlichkeit von Netzverbundanlagen in einem bestimmten Marktsegment verbessern.

Die Ziele im Überblick

- ∉ Report über die technische Machbarkeit von SIMIBU. Darin sind die technischen Spezifikationen von SIMIBU detailliert beschrieben.
- ∉ Wirtschaftlicher Bericht über die Herstellungs- und Materialkosten.
- ∉ Marktstudie mit Definition des Kundensegments, Abschätzung des erzielbaren Marktpreises und der Absatzmengen sowie der Vertriebspfade
- ∉ Zusammensetzen eines Teams aus Industriepartnern für die Umsetzung und Vermarktung von SIMIBU (Kooperationsverträge)
- ∉ Detailentwicklungskonzept für SIMIBU, inkl. Zuteilung der Arbeitspakete zu den einzelnen Entwicklungspartnern

Kurzbeschrieb des Projekts / der Anlage

Bisher müssen PV-Netzverbundanlagen bei Netzausfall abschalten. Entsprechend ist die Technologie in den Wechselrichtern so ausgelegt, dass sie nur mit vorhandenem Wechselstromnetz arbeiten können. Das ist aus Sicht der Netzbetreiber verständlich und auch in technischer Hinsicht ermöglicht dieser Umstand einfache Lösungen. Ein Solarwechselrichter macht aus Gleichstrom Wechselstrom. Die genau gleiche technische Funktion erfüllt auch ein Netzersatzgerät für die unterbruchslose Stromversorgung (USV oder UPS). Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist, die Kombination beider Geräte zu

untersuchen. Solange das öffentliche Netz vorhanden ist, funktioniert der Wechselrichter als gewöhnlicher Solarwechselrichter und die USV-Anlage ist auf Standby. Erst bei einem allfälligen Netzausfall kommt die USV-Funktion zum tragen. Der gleiche Wechselrichter versorgt nun die angeschlossenen Geräte mit Strom bis das öffentliche Netz wieder funktioniert.

Erstmalig wird eine weitere Funktion untersucht, welche bisher noch kaum beachtet wurde. Mit der Verbindung zu einem Akkumulator (im Folgenden auch Batterie genannt) kann das gleiche Gerät auch die Funktion Netzsupport ausführen. Im liberalisierten Strommarkt sind zunehmend hohe Strompreise während den Spitzenzeiten zu bezahlen. Im Bericht wird dazu das Beispiel in Kalifornien aufgeführt. Die Option Inselbetrieb hat in den USA und anderen Ländern den anerkannten Vorteil, dass im Falle eines unwetterbedingten Netzausfalls die negativen Auswirkungen geringer sind und zudem die Fehlerbehebung begünstigt wird (Disaster prevention and Disaster recovery).

Der USV-Betrieb erfordert einen automatisch gesteuerten Trennschalter im Netzanschlusstableau, welcher beim Inselbetrieb das externe Stromnetz abtrennt. Eine mögliche Lösung ist auch der lokale Anschluss der Verbraucher am Gerät, welches durch die Notstromversorgung betrieben wird.

Die Option Inselbetrieb wird vor allem in Gebieten mit häufigen Netzausfällen benutzt. Eine PV-Anlage macht da ohnehin Sinn, weil in diesen Zonen oft zu wenig Produktionskapazität zur Verfügung steht. Die netzgekoppelte PV-Anlage hat dabei eine vorbeugende Funktion zur Reduktion der Netzausfälle.

Insgesamt hat SIMIBU 3 Betriebsarten mit verschiedenen Subvarianten je nach Last und Sonneneinstrahlung, siehe auch Bilder 1 - 3:

BNN: Betrieb bei normalem Netz, mit oder ohne Solarstrom

BON: Betrieb ohne Netz (USV-Betrieb), mit oder ohne Solarstrom

BNS: Betrieb mit Netzsupport, mit oder ohne Solarstrom

Die Betriebsarten werden im Folgenden kurz erläutert. Alle Betriebsarten werden im Bericht detailliert beschrieben, in Unterbetriebsarten aufgeteilt und auf ihre technische Machbarkeit untersucht. Alle drei funktionieren mit oder ohne Solarstrom. Die momentane Solarstromleistung und der gleichzeitige Bezug durch die angeschlossenen Verbraucher beeinflusst die Richtung und Intensität der Energieflüsse zum Netz und zur Batterie. Weitere weniger wichtige Betriebszustände entstehen im Zusammenhang mit der Ladestrategie der Batterie.

Betriebsart BNN: Dies ist der Regelfall bei normalen Netzbedingungen, siehe Fig. 1.

Die elektrischen Geräte werden durch das öffentliche Netz gespeist. Der Akkumulator ist voll. Falls die Sonne scheint, produzieren die PV Panels Strom und versorgen die angeschlossenen Stromverbraucher. Je nach Last und Solarstromangebot fliesst Strom ins Netz oder er wird daraus bezogen.

Diese Betriebsart tritt auf, wenn das öffentliche Netz problemlos funktioniert und sollte weitgehend die häufigste Betriebsart sein.

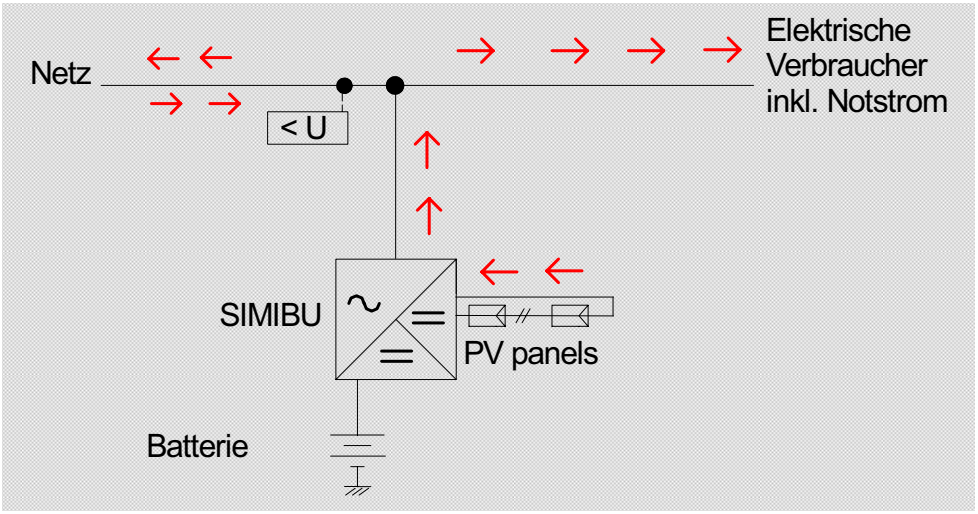


Bild 1: Übersicht der Stromflüsse beim Betrieb am normalen Netz mit Solarstrom (BNN)

BON: Betrieb ohne Netz oder USV-Betrieb genannt, siehe Fig. 2.

Damit die Verbraucher mit Strom versorgt werden können, muss bei Netzausfall ein Trennschalter öffnen. Produzieren die PV Panels mehr Strom als im Haushalt verbraucht wird, lädt SIMIBU damit den Akkumulator. Produzieren die PV Panels weniger Strom als im Haushalt verbraucht wird, wandelt SIMIBU Strom aus dem Akkumulator in Wechselstrom um und speist damit die Haushaltgeräte. Der Trennschalter zum Stromnetz darf erst betätigt werden, wenn das Netz wieder korrekt anliegt, womit dann wieder die Betriebsart BNN erreicht wird.

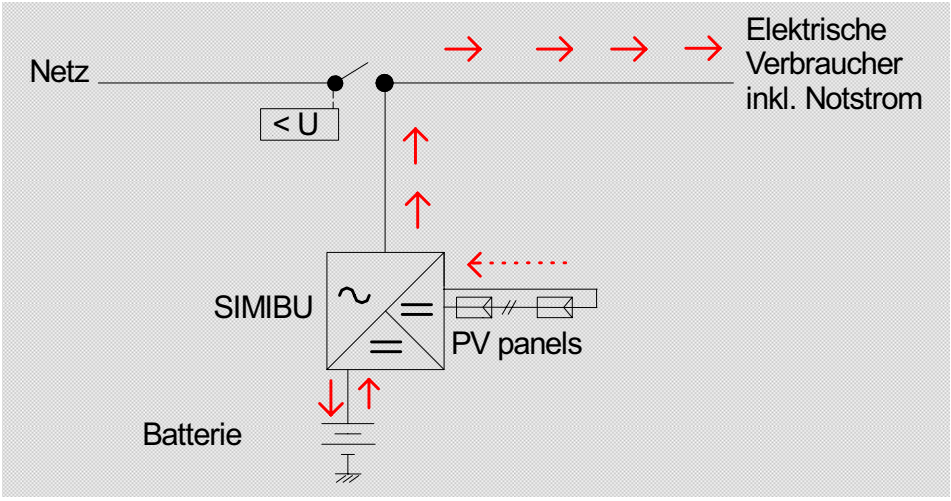


Bild 2: Übersicht der Stromflüsse beim Betrieb ohne Netz (BON), USV-Betrieb (Gestrichelte Linie bedeutet mit oder ohne Solarstrom)

BNS: Betrieb mit Netzsupport, siehe Bild 3

Das öffentliche Stromnetz ist stark belastet. Um das Stromnetz zu entlasten geht SIMIBU in den Vollastbetrieb. Die Energie dazu liefert die Batterie oder der Solargenerator. Die maximale zeitliche Dauer im BNS-Betrieb wird vorgängig mit dem zuständigen Netzbetreiber vereinbart. Die Batterien werden dabei nur bis zu einem im voraus definierten Wert entladen, damit bei einem gleich anschliessenden Netzausfall auch ohne Solarstrom noch eine minimale Zeit im USV-Betrieb (BON) gefahren werden kann.

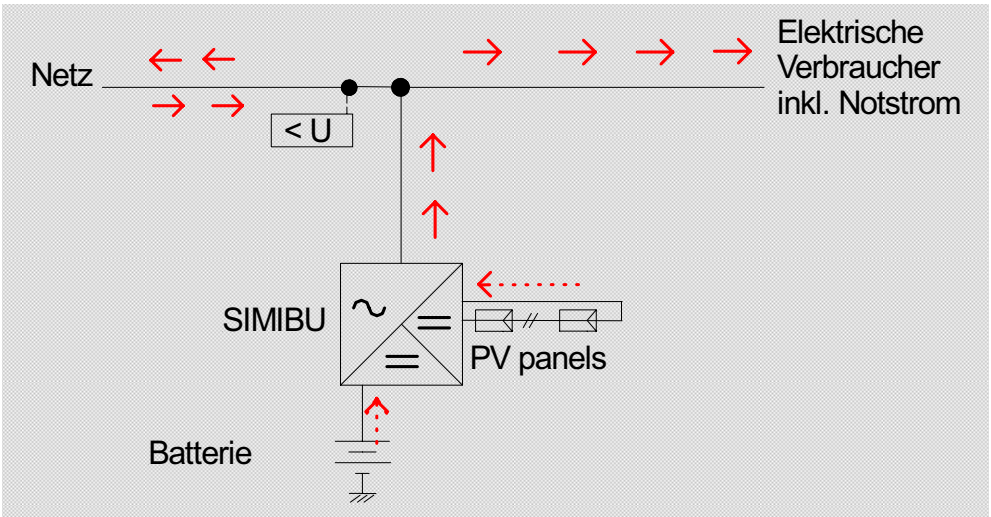


Bild 3: Übersicht der Stromflüsse beim Betrieb mit Netzsupport (BNS)

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Sputnik Engineering AG hat die technische Machbarkeit nachgewiesen. Eine Kombination ist technisch einfach machbar und es gibt verschiedene Lösungsoptionen.

Enecolo AG untersuchte die Anwendungsmöglichkeiten, das Potenzial und soweit wie möglich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Technische Machbarkeit von SIMIBU

Ausgehend vom bestehenden einphasigen Solarwechselrichter untersuchte Sputnik Engineering drei Varianten. Zur Illustration ist in Bild 4 das Schaltungskonzept von Variante 1 gezeigt. Hierbei wird der Akku direkt über einen Spannungswandler an den Zwischenkreis im Wechselrichter angeschlossen.

Variante II schliesst den Akku über einen Hochfrequenztransformator an den Zwischenkreis an.

Bei der dritten Variante ist die Kopplung auf der AC-Seite vorgesehen. Die Vor- und Nachteile der drei Lösungsansätze werden beschrieben.

Technisch sind alle drei Lösungsansätze realisierbar. Für die definitive Wahl der Variante zur Ausführung sind noch weitere Abklärungen notwendig.

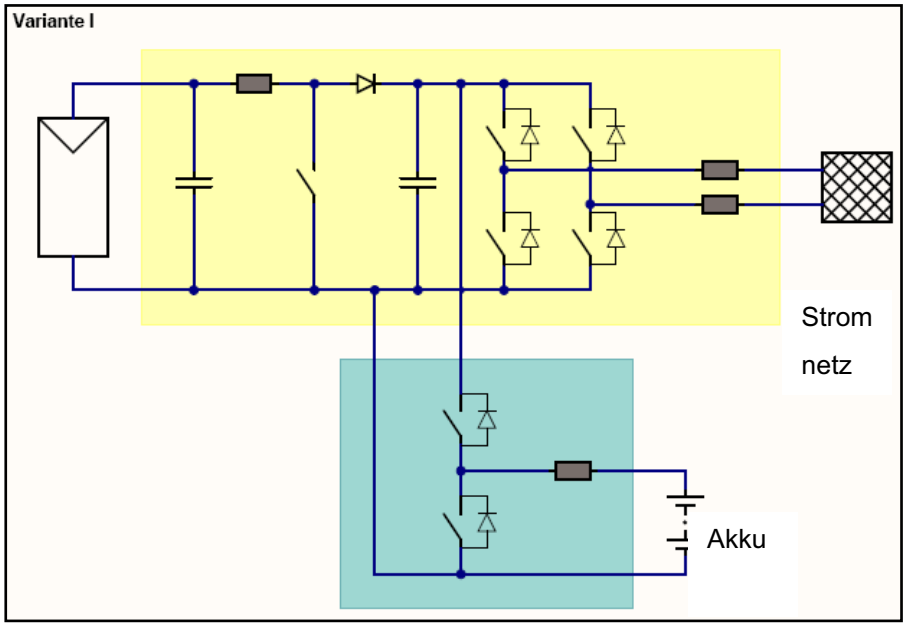


Bild 4: Schaltungskonfiguration der Variante 1

Untersuchungen und Ergebnisse zum Netzsupport-Betrieb

Zum Zeitpunkt der Projektdefinition gab es kein USV-Gerät oder Solarwechselrichter auf dem Markt, welche zu Spitzenlastzeiten garantiert Strom ins Netz einspeisen konnten, um das Netz zu entlasten. Diese Funktion von SIMIBU ist somit eine Neuentwicklung. Während dem laufenden Projekt ist diese Anwendung auch in den USA bei einem Gerät als Betriebsoption gefunden worden.

Strompreise zu Peakzeiten sorgten vor allem in Kalifornien für Schlagzeilen. Deshalb wurde als Modelfall der Strommarkt in Kalifornien als Beispiel gewählt.
In Kalifornien hat der Strom in der Zeit von 12.00 Uhr mittags bis etwa 21.00 abends rund den doppelten Wert, da das Netz stark belastet ist. Während dieser Zeit könnte die im Akku gespeicherte Energie ins Netz eingespeist werden, um das Netz zu entlasten, falls von der Sonne nicht genügend Energie zur Verfügung steht. Dadurch erhöht sich der Leistungsbeitrag (Capacity Value) der PV-Anlage und das EVU ist bereit, einen höheren Tarif zu vergüten. Die Wirtschaftlichkeit dieser Betriebsart hängt stark von den Akkueigenschaften ab. Der USV-Betrieb kommt in der Regel selten vor, entsprechend ist die Akkuabnutzung klein. Der Netzsupportbetrieb kann dagegen häufiger auftreten. In Kalifornien beispielsweise würde der Netzsupportbetrieb an etwa 60 Tagen im Jahr verlangt. Die Steuerung dieser Funktion wäre über den LAN-Anschluss des Haushalts machbar. Konkret kann das so ablaufen, dass bei hoher Netzlast die Solarwechselrichter vom EVU auf maximale Netzleistung umgeschaltet werden.

An einem Workshop mit EWs in Kalifornien (Lit.1) zeigt sich eine interessante Kalkulationsvariante, womit auch bei relativ hohen Akkukosten ein wirtschaftlich interessanter Betrieb möglich ist.

Solarstrom fliesst vorwiegend zu Spitzenlastzeiten. Trotzdem wird er nicht zu Spitzentarifen vergütet, weil sich die EWs nicht darauf verlassen können. An bewölkten Tagen wird nur wenig geliefert. Wenn durch die Kopplung mit der USV-Batterie die Lieferung einer bestimmten Leistung garantiert werden kann, so hat automatisch die gesamte Solarstrommenge einen höheren Wert. Das heisst mit wenig Zusatzenergie im richtigen Moment kann für die gesamte gelieferte Menge ein höherer Marktpreis erzielt werden.

Analyse der möglichen Anwendungsgebiete von SIMIBU, Marktrecherche

Das Kundensegment der verschiedenen bestehenden Wechselrichter gibt Aufschluss über das Marktpotenzial für Solarwechselrichter mit USV-Funktion. In Gesprächen mit Elektrizitätswerken wurden zudem die Bedürfnisse zur Netzsupportfunktion abgeklärt. Die globale Marktsituation von konventionellen USV-Anlagen wurde mit Internet-Recherchen eruiert.

Der Solarstrommarkt wird hier nicht detailliert dargestellt, da die entsprechenden Fakten in anderen Projekten bearbeitet und publiziert werden. Die entscheidende Frage ist, wo es überlappende Märkte gibt. Dazu wird der USV-Markt ein Stück weit analisiert.

Globale Marktsituation von USV-Anlagen, auch UPS genannt.

Weltweit sind ca. 200 GW Speicherkapazität für Strom in stationären Anwendungen installiert. Allein in den USA sind rund 1 Million Notstromversorgungssysteme in Haushalten im Einsatz. Gut 200'000 davon sind stationär, bei den restlichen handelt es sich um mobile Geräte. Stationäre Notstromversorgungssysteme für Haushalte haben typischerweise eine Leistung von 5 bis 12 kW und kosten US$ 7'000 bis US$ 12'000 inkl. Installation. Untersuchungen haben gezeigt, dass die meisten Haushalte in den USA mit einer Leistung von 1 bis 2 kW auskommen, wenn sie keine Klimaanlage betreiben, siehe Bild 5. In der Regel sind Notstromanlagen also überdimensioniert und arbeiten deshalb unter dem optimalen Auslastungsbereich.

Am häufigsten eingesetzt werden Dieselgeneratoren und UPS mit Batterien.

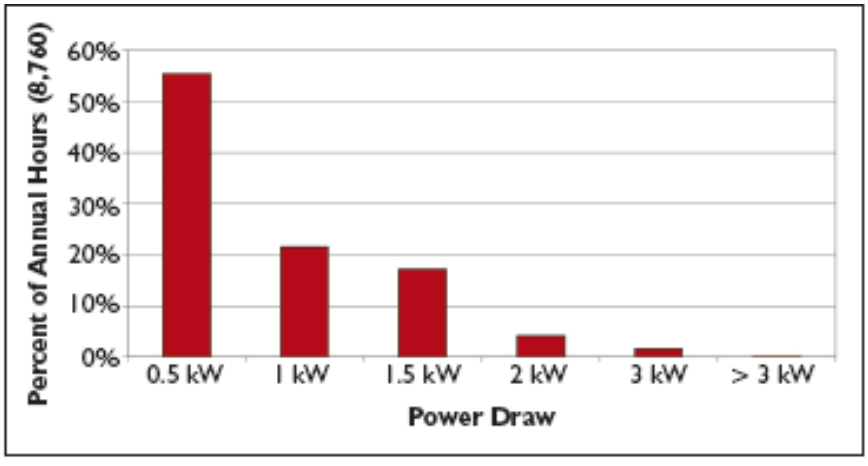


Figure 1: Histogram of hourly average energy use, not including air conditioning.

Bild 5: Verteilung der bezogenen Netzleistung in % der Jahresstunden [6].

Der UPS-Markt ist weltweit stark am wachsen. In der ersten Hälfte 2006 betrug die Wachstumsrate 11.5%. Der grösste Teil der UPS-Geräte wird in der IT-Branche eingesetzt. Dazu gehören einerseits die grösseren UPS-Geräte zur Versorgung ganzer Server-Parks, aber insbesondere auch die kleinen Geräte für den Heimgebrauch. Diese weisen oft eine Leistung von weniger als 1 kW auf und werden nur genutzt, um den PC bei Stromausfall sicher herunterfahren zu können. Die Notstromversorgung für Privathaushalte dagegen ist bei den UPS-Geräten ein Nischenmarkt.

In Schwellenländern wie z.B. Indien sind Notstromsysteme für Privathaushalte sehr verbreitet, da es häufig zu Stromunterbrüchen kommt. Bei Mehrfamilienhäusern funktionieren die Notstromsysteme mit Dieselgeneratoren. UPS mit Batterien werden in diesem Markt fast ausschliesslich für PCs (Kleingeräte bis 1 kW) und Datencenters mit Geräten von 1 bis 5 kW angewendet. Grössere UPS werden für Spitäler, Telekom und IT-Anwendungen eingesetzt.

Es zeigt sich somit deutlich, dass auch der USV-Markt ähnlich wie beim Solarstrom eine grosse Spannweite der Anlagenleistung umfasst. Typischerweise sind Geräte von 500 W bis 500 kW anzutreffen. Als Konsequenz aus den Untersuchungen und den zeitlichen wie auch finanziellen engen Rahmenbedingungen beschränkt sich die Arbeit auf den Leistungsbereich von etwa 1 – 5 kW. Als technisches Beispiel dient der Wechselrichter Solarmax von Sputnik.

Insbesondere profitieren folgende Marktsegmente von der neuen Technologie:

- Regionen mit häufigen Stromunterbrüchen
- Entwicklungsländer ohne Netzanschluss aber mit der späteren Option für den Netzanschluss
- Regionen mit hoher Netzbelastung während der Tageszeit und entsprechend teuren Spitzenlastpreisen.

Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die erwarteten Eigenschaften und Optionen haben sich in den Untersuchungen klar bestätigt. SIMIBU ist eine interessante technische Option.

Die Vorteile:

- SIMIBU ist technisch mit vertretbarem Aufwand machbar.
- Durch die Kombination beider Geräte entstehen wirtschaftliche und ökologische Vorteile
- Die Vorteile für den USV-Betrieb sind vom Verbraucherprofil und der Solarstromproduktion abhängig.
- Beim Netzsupportbetrieb fallen die Preise und der Zeitpunkt für den Hochtarif ins Gewicht, ebenso die Akkukosten und der Wirkungsgrad des Akkus.

Mögliche Probleme, Schwierigkeiten und offene Punkte

Bevor die breite Markteinführung gestartet wird, müssen die Fragen rund um die Batterien besser bekannt sein. Dazu bestehen noch viele offene Fragen wie Zyklenlebensdauer, Wirkungsgrad, Platzierung im Gebäude und die Sicherheit. Neben der grossen USV-Anlage für ein ganzes Gebäude und der Kleinanlage für einen PC braucht es vermehrt noch Lösungen dazwischen. Mit neuen Technologien wie Brennstoffzellen, Stirlingmotoren oder solarthermischer PV lassen sich andere Varianten von Backup-Lösungen realisieren.

Neben den technischen Fragen taucht mit dem vermischten Betrieb ein logistisches Problem auf.

Mit SIMIBU wird die Unterscheidung zwischen ökologisch wertvollem Solarstrom und dem normalen Netzstrom heikler. Neu braucht es für den Solarstrom eine Mengenerfassung am Eingang des Wechselrichters. Als Variante kann auch eine Bilanzmessung am AC-Anschluss gemacht werden. Dabei wird die für die Akkuladung bezogene Energie von der gesamthaft gelieferten Energiemenge abgezogen. Die Nettolieferung entspricht dem gelieferten Solarstrom abzüglich den Systemverlusten, welcher gerade bei Akkumulatoren erheblich sein kann.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Sowohl Enecolo wie auch Sputnik Engineering kennen den nationalen Markt sehr gut. Zusätzlicher Effort wurde bei der internationalen Zusammenarbeit geleistet.

- Analyse der Situation in Kalifornien, im speziellen anlässlich dem Besuch der Solar Power Conference 2007 in Long Beach, CA
- Gespräche mit Wechelrichterherstellern an der Intersolar 2007 in Freiburg, DE
- Präsentation an der Europäischen PV-Tagung in Mailand, September 2007
- Gespräche mit diversen Stromversorgungsunternehmen in Indien
- Diskussion der Option innerhalb des IEC-TC82-WG6 Meetings in Burgdorf, Oktober 2007

Bewertung 2007 und Ausblick 2008

Die Ergebnisse erfüllen weitgehend die gesteckten Ziele. Die neuen Möglichkeiten in der Kommunikation, der dezentralen Stromgewinnung und der Leistungshalbleiter eröffnen vielversprechende Lösungsansätze. Wie erwartet ist die vorliegende Arbeit nur ein kleiner, erster Schritt. Das Projektteam freut sich, dass die Arbeiten mit einer kleinen Demonstrationsanlage weiter geführt werden können.

Referenzen

[1] ***Photovoltaic Capacity Methodology Project***, Workshop during the Solarpower Conference 2007, Long Beach, CA, USA, 27. September 2007

[2] Anja Drews***, Internetseite des Forschungsprojektes PVSAT, www.pvsat.com , University Oldenburg***

[3] S. Stettler et al. ***SIWIBU Solar Inverter with Integrated Backup, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference***, Milan, Italy, 3 – 7 September 2007

[4] Homepage des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich, ***www.ewz.ch***

[5] Informationen zur Stromversorgung in Kalifornien, ***www.energy.ca.gov/electricity/index.html***

[6] R. Zogg et. al, ***Residential Emergency Power Systems***, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc. (www.ashrae.org). Published in ASHRAE Journal Vol. 48, October 2006.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

SOS-PVI: SECURITY OF SUPPLY PHOTOVOLTAIC INVERTER

COMBINED UPS, POWER QUALITY AND GRID SUPPORT FUNCTION IN A PHOTO-VOLTAIC INVERTER FOR WEAK LOW VOLTAGE GRIDS

Author and Co-Authors	Patrick Gaillard
Institution / Company	Maxwell Technologies SA
Address	Route Montena 65, CH - 1728 Rossens
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 26 411 85 39, pgaillard@maxwell.com, www.maxwell.com
Project- / Contract Number	SUSTDEV-1.2.3
Duration of the Project (from – to)	01.10.2005 - 31.12.2008
Date	December 2007

ABSTRACT

The SoS-PVi project aims at developing an inverter, dedicated to the injection of photovoltaic energy into low voltage grids, with special features so that first, the impact on the grid of the very quick fluctuations of sun irradiation is minimised and even more, the PV system provides grid support on demand and secondly, the end user is protected against poor power quality and outages of the grid.

Challenges

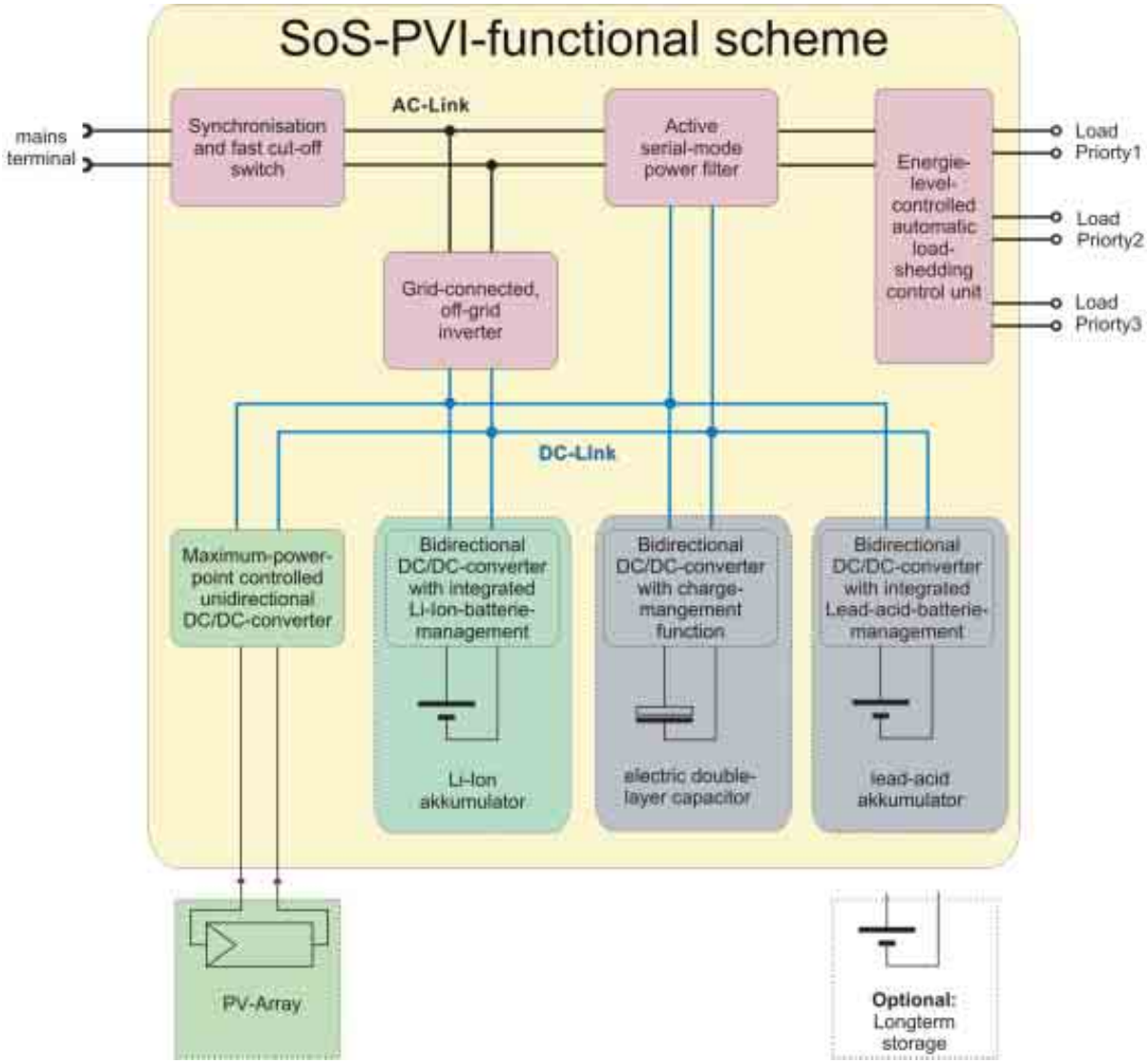
The liberalisation of the electricity market, combined with international pressure to reduce CO_2 emissions, lead to new architectures of the future electricity networks with a large penetration of distributed energy resources, in particular from renewable sources. But the current integration of distributed energy resources is performed in such a way that their intermittency impacts strongly on the grids, increasing concerns about power quality and the security of supply by the end users. Reciprocally, poor power quality from the grid impacts on the PV systems, reducing production, but moreover, it impacts on the end user, its production, services and comfort.

Therefore the project intends to:

- ∉ minimise the impact of PV systems on the grid operation and planning;
- ∉ ensure security and quality of electricity supply to houses and buildings with PV installations;
- ∉ increase performance ratio of PV systems;
- ∉ increase penetration of PV in the networks.

Technical Approach

In the project 6 partners join efforts for developing a Security of Supply PV Inverter of which, at the end of the project, 4 prototypes will have proved in field tests to provide both power quality and UPS function to the house grid and to support the external grid on demand. The energy supply will be ensured by storage systems for which the lithium-ion technology will be compared to a hybrid of lead-acid battery and supercapacitors in terms of performance and cost of ownership.



SoS-PV architecture with lithium-ion **or** lead-acid battery with supercaps

Expected Impact

The expected results of the project are:

- the development of the SoS-PV inverter validated on 5 prototypes, and available for demonstration systems;
- to validate that the SoS-PV inverter is less than 30% more expensive than conventional PV inverters (excepting storage components), has a low environmental impact, high energy efficiency and maximises the PV production in comparison to conventional PV inverters;
- to study the feasibility of additional functionalities e.g. for integration in virtual power plants;
- the identification of barriers to the exploitation of the full benefits of the SoS-PV inverter.

Progress to Date

A market study was performed with data on weak grids in Europe (load profiles, grid quality), the estimation of market potential for small scale distributed generation and grid stabilization systems in Europe, especially considering power and storage capacity provided. This also included the identification of possible impact and barriers for implementation of SOS-PV inverter, in particular regulation issues.

From the study of the national load profiles on the electricity network and of the irradiation curves, it was clear that to reach a high penetration of PV energy, it will be necessary to delay the injection to peak load periods. The next figure shows the profile of real consumption (data presented as % of simultaneity of the MV-LV transformer) as well as the simulation of the consumption with 10, 20 and 30% PV penetration and the average value of the daily consumption in the 3 scenarios. The load profile is representative of a mixed urban area with households and small businesses, during a winter day, in Spain.

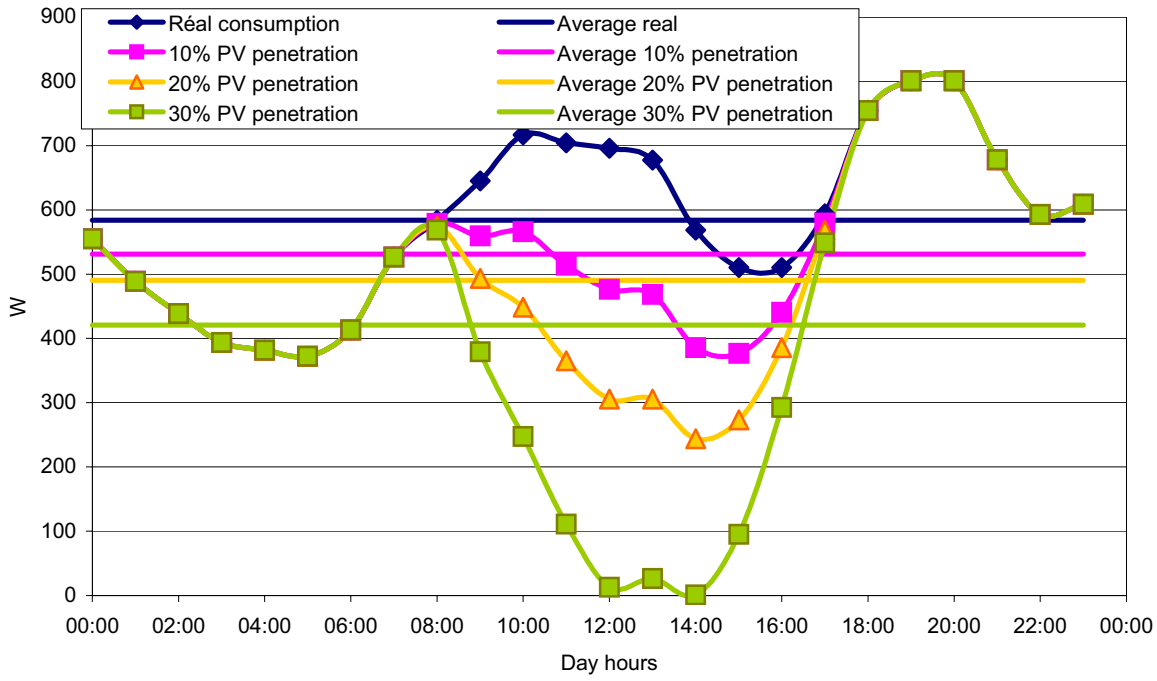
The main barriers to the full exploitation of the benefits by the PV owner were identified as:

- the possibility of injecting electricity to the network directly from a storage unit;
- retribution of the PV system owner via flexible feed-in tariff or an incentive from the utility to PV owners that install a SoS-PV system;
- the need for a sensor for the reactive power at the integration point.

The main barriers to the full exploitation of the benefits by the utility were identified as:

- standard for short-circuit should take into account the installed distributed generation (DG) when this DG can be controlled by the utility;
- the need for communication interfaces between the PV owner and the utility;
- in low quality grids, PV and especially a SoS-PV system has only a positive impact on the network stabilisation when injecting in the case of a low voltage. Therefore, the low voltage threshold should be decreased;
- the need for a deregulated market in order to be able to charge clients for higher power quality;
- the utility needs to be able to control the injection of the reactive power.

Storage system: the storage size was decided to be in the range of 15kWh with 4.5kWh emergency reserve. Two prototypes of the lithium based storage systems and two prototypes of the lead-acid battery and supercapacitors based storage systems have been developed and delivered for testing and integration purposes.



Load curve real, with 10 to 30% PV penetration and average on the day

International collaboration

SoS-PVi is a project of the European Community sixth Framework Programme, which datasheet is:

- Specific Targeted Research Project (**STREP**)
- Proposal n° **019883**
- Contract n° **SES6-CT-2005-019883- SOS-PVi**
- Coordinator : **Commissariat à l'Energie Atomique (CEA)**
- Duration : **39 months**
- Project starting : **1st of October 2005**
- Project ending : **31st of December 2008**

European Commission
Directorate-General for Research
Information and Communication Unit
BE-1049 Brussels
Fax +32-2-295 82 20
http://ec.europa.eu/research/rtdinfo

Project partners

- CEA, France
- SAFT, France
- Enersys-Hawker, France - Poland
- Maxwell Technologies SA, Switzerland
- Trama TecnoAmbiental, Spain

Diverse Projekte und Studien

S. Stettler, P. Toggweiler
PV-BUK - Betriebs- und Unterhaltskosten von PV-Anlagen – 102070 / 152575 **211**

N. Jungbluth, M. Tuchschmid
Update Photovoltaic in view of ecoinvent data v2.0 - 101805 / 152224 **217**

A. Schüler, A. Kostro, B. Huriet
Evaluation du potentiel de concentrateurs à Quantum Dots pour la production d'électricité photovoltaïque - 101806 / 152225 **227**

R. Durot
Center of competence for building integrated solar installations - 102014 / 152494 **237**

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

PV-BUK

BETRIEBS- UND UNTERHALTSKOSTEN VON PV-ANLAGEN

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	S. Stettler, P. Toggweiler
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, CH - 8617 Mönchaltorf
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 44 994 90 00; info@enecolo.ch; www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	102070 / 152575
Duration of the Project (from – to)	1. März 2007 – 31. Januar 2008
Date	13.12.2007

ABSTRACT

Several organisations in Switzerland assume for PV systems maintenance costs of 12 to 16 Rp./kWh. These costs are not only higher than the maintenance costs of thermal or hydraulic power plants but also higher than the power generation costs for conventional power (hydro, nuclear, coal). This would mean, that PV systems can't compete with conventional power plants due to their high maintenance costs.

Goal of the project PV-BUK was to determine the costs for facility management, to estimate the future cost development and to propose activities for further decrease of the operation and maintenance costs for photovoltaic systems. The study was financed by the Swiss Federal Office for Energy, the utility of Zurich (ewz) and the Energiefachstelle Basel. Project partner were the companies ENVISION, BE Netz and project leader Enecolo AG. Additionally the work was coordinated with the diploma thesis „Betriebs- und Unterhaltkosten von PV-Anlagen" from Mr. Reich, University of Biberach.

In 2007 information about the actual cost situation was collected by literature study, but also in interviews and surveys with PV experts and PV owners. Afterwards, all results were discussed at a workshop with about 20 Swiss PV experts. The results show that the operation costs per kWh energy yield decrease if the size of the PV system and the specific yield of the PV system increase. The major part of the maintenance costs is used for spare parts, especially for the inverter. Some matters of expense show a wide range of costs, e.g. roof rental, insurances and costs for administration.

In future the maintenance costs will decrease further, mainly because they are partly linked with the investment costs (e.g. insurance costs). Main optimisation potential exists in the monitoring of the PV systems and a fast service in case of malfunctions.

In 2008 the project team will propose average maintenance costs for several reference PV systems and a catalogue of measures to lower the maintenance costs of PV systems.

Projektziele

Verschiedene Organisationen in der Schweiz rechnen bei PV-Anlagen mit Betriebs- und Unterhaltskosten (B&U Kosten) von 12 bis 16 Rp./kWh. Dies liegt nicht nur deutlich über den Betriebskosten für thermische oder mechanische Kraftwerke, sondern sogar über den Stromgestehungskosten für konventionellen Strom (Wasserkraft, Kernkraft, Kohle). Das würde bedeuten, dass PV-Anlagen allein aufgrund ihrer B&U Kosten nicht mit konventionellen Stromerzeugern konkurrenzieren können.

Für das Projekt PV-BUK wurden folgende Ziele definiert:

- Eruieren der tatsächlichen B&U Kosten von PV-Anlagen
- Abschätzen der zukünftigen Entwicklung der B&U Kosten
- Massnahmenkatalog zur Senkung der B&U Kosten erarbeiten

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

In einer ersten Phase wurden in der Literatur sowie durch Interviews und mit Hilfe von Fragebogen möglichst viele Informationen zu den B&U Kosten von PV-Anlagen gesammelt.

Die Literaturauswertung beschränkte sich auf Berichte aus den letzten 3 Jahren, da die Kosten von PV-Anlagen wie auch die Zuverlässigkeit der Komponenten sich in den letzten Jahren stark gewandelt haben.

Der Fragebogen wurde an alle Mitglieder von SWISSOLAR verschickt, sowie durch Herrn Reich an verschiedene Firmen in Deutschland. Zusätzlich konnten die anonymisierten Resultate aus der Erhebung des BFE „Kostendaten von PV-Anlagen“ vom Mai 2007 verwendet werden. Figur 1 zeigt, zu wie vielen Anlagen in welchen Grössenkategorien Antworten aus den Umfragen eingegangen sind. BE Netz führte ausserdem eine telefonische Befragung von 10 Betreibern privater PV-Anlagen durch. Interviews konnten mit 10 Schweizer PV-Experten durchgeführt werden.

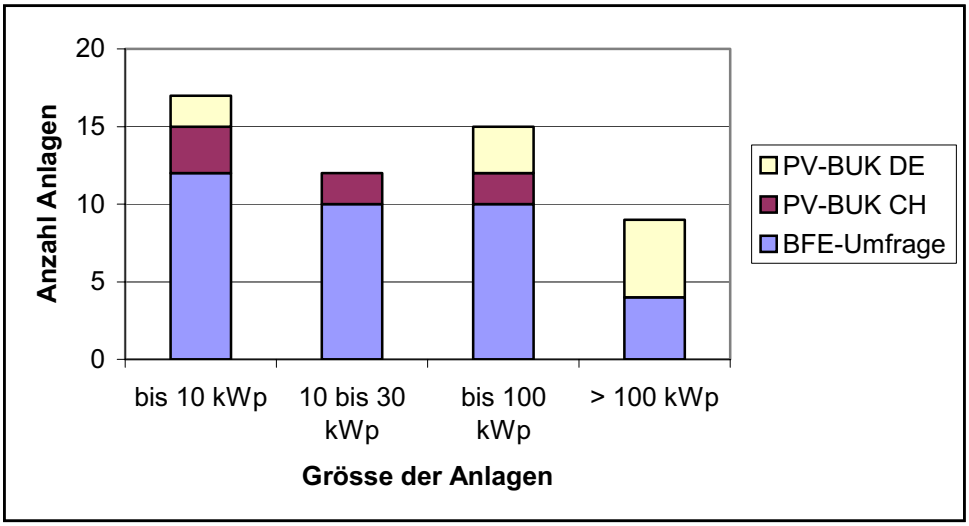


Fig. 1: Verteilung der Anlagen aus den 3 verschiedenen Umfragen nach Anlagengrösse

Alle Ergebnisse wurden anschliessend an einem Workshop mit rund 20 Schweizer Experten präsentiert und diskutiert.

EVALUATION DER HÖHE DER B&U KOSTEN

Die Resultate aus den verschiedenen Fragebogen und den Experteninterviews wurden zusammengefasst ausgewertet. Angaben in Euro wurden dabei mit einem Wechselkurs von 1.67 in CHF umgerechnet. Alle Werte wurden in Rp./kWh umgerechnet, mit einer angenommenen Jahresproduktion von 900 kWh/kWp.

Bei den Gesamtkosten für Betrieb- und Unterhalt zeigt sich ein sehr heterogenes Bild (Fig. 2). Die Anlagenkosten erstrecken sich über einen Bereich von 4 bis 17 Rp./kWh. Bei den kleinen Anlagen gab es auch einige Werte mit deutlich über 20 Rp./kWh, aber auch Werte nahe bei 0 Rp./kWh. Deutlich am

häufigsten traten jedoch Gesamtkosten im Bereich von 7 bis 12 Rp./kWh auf. Eine weitere Konzentration gab es ausserdem bei ca. 5 Rp./kWh.

Der Wechselrichter ist immer noch diejenige Komponente, bei welcher am häufigsten Reparaturen anfallen. Die meisten Befragten rechnen damit, dass die Lebensdauer eines Wechselrichters 10 bis 15 Jahre beträgt. Grosse Unterschiede gibt es in der Abschätzung der Kosten für den Wechselrichterersatz, daher weisen die Kosten eine relativ grosse Streuung auf. Es ist aber eine deutliche Konzentration bei ca. 5 Rp./ kWh ersichtlich (Fig. 3).

Einige der Befragten schliessen mit dem Wechselrichterhersteller einen Service- und Wartungsvertrag ab. In diesem Vertrag sind die Kosten für Reparaturen und den allfälligen Ersatz des Wechselrichters eingeschlossen. Die Kosten belaufen sich auf 1.5 bis 2 Rp./kWh. Besonders bei Anlagen mit Zentralwechselrichtern werden Wartungs- und Serviceverträge bereits häufig abgeschlossen.

Für die regelmässige Begehung der Anlage inkl. kleinem Unterhalt (v.a. Sicherungen austauschen, Klemmen nachziehen), Reparatur- und Servicegänge sowie Reinigung und Kosten für die Überwachung gaben die meisten Befragten Kosten unter 6 Rp./kWh an (siehe Figur 4). Es gibt eine starke Konzentration bei 2 Rp./kWh für Anlagen mit 25 kWp. Grössere Anlagen haben tendenziell tiefere Kosten für Kontroll-/Servicegänge und Überwachung.

Bei Verwaltung und Versicherung gab es sehr grosse Unterschiede in den Antworten (siehe Figur 5). Es gab eine grosse Spannbreite bei den durch Versicherungen abgedeckten Risiken wie auch bei den dafür notwendigen Kosten. Zählermieten und Anschlusskosten sind in der Schweiz bisher nicht üblich. Daher haben die meisten Befragten die Kosten mit 0 Rp./kWh angegeben. Dachmieten sind in der Schweiz nicht üblich und wenn, dann nur für grössere Anlagen. Viele Befragte gaben Kosten von 0 Rp./kWh an.

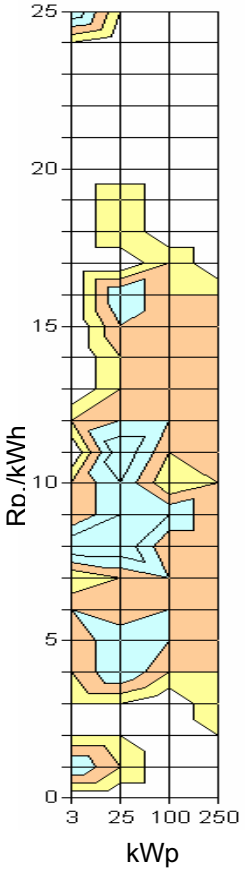


Fig. 2: Gesamtkosten für Betrieb- und Unterhalt

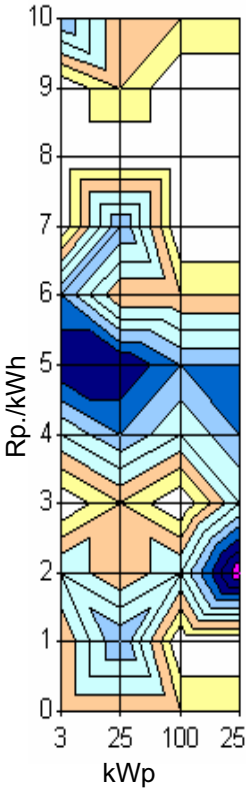


Fig. 3: Kosten für Reparaturen und Ersatzgeräte

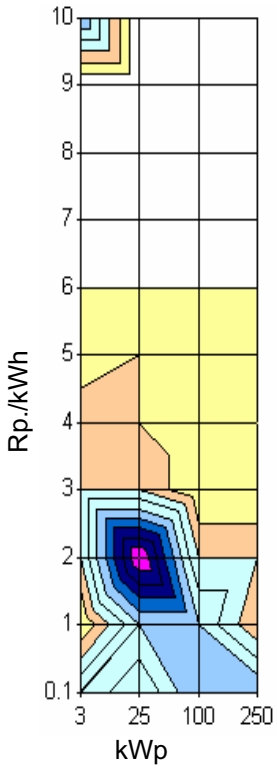


Fig. 4: Kosten für Kontroll-/Servicegänge und Überwachung

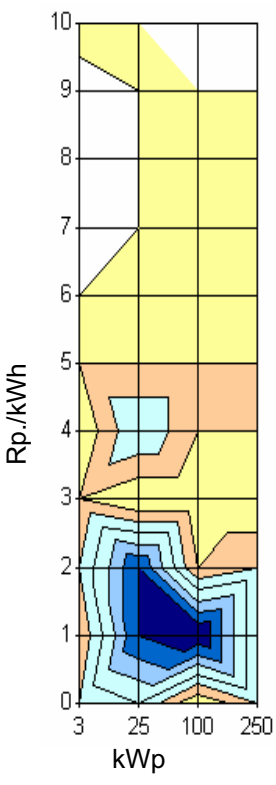


Fig. 5: Kosten für Verwaltung und Versicherung

Dunkle Farben bedeuten höhere Übereinstimmung durch die Befragten.

MÖGLICHKEITEN ZUR KOSTENSENKUNG

Die Höhe der B&U Kosten hängt einerseits vom Betriebskonzept ab (z.B. Kosten für Überwachung), wird andererseits aber sehr stark durch die Planung und die Komponentenauswahl beeinflusst.

Der grösste Teil der Befragten war mit der Qualität der Anlagenkomponenten zufrieden. Am häufigsten bemängelt wurden die Service-Leistungen für Wechselrichter. Die Experten wiesen darauf hin, dass bei den Wechselrichtern ein engeres Servicenetz und eine schnellere Reaktion bei Ausfällen nötig wären. Ebenfalls erwähnt wurde, dass Sicherungen und FI-Schalter ab und zu aus unbekannten Gründen (z.B. Witterung) auslösen und so zu hohen Kosten für Servicegänge führen. Als weiterer Punkt wurde die Zertifizierung der Module bemängelt. Besonders hervorgehoben wurde dabei, dass das Schwachlichtverhalten der Module nicht berücksichtigt wird und dass bei Dünnschichtmodulen noch zu wenig Erfahrungen bestehen. Ausserdem hat sich gezeigt, dass bei einigen Herstellern Garantiefälle sehr unprofessionell behandelt werden.

Bereits während der Planung einer PV-Anlage sollte die spätere Wartung der Anlage berücksichtigt werden. Dazu gehören z.B. die gute Zugänglichkeit der Anlage, insbesondere der Wechselrichter, Datenkommunikation und Klemmenkästen, da diese bei jedem Servicegang aufgesucht werden müssen. Für allfällige Reparaturen ist eine gute Dokumentation der Anlage (Stringplan, Datenblätter der Module und Wechselrichter etc.) sehr hilfreich. Bei Anlagen auf fremden Dächern sollten ausserdem die Zugangsmöglichkeiten (Tel. Nummer des Hauswarts, Schlüssel) schnell auffindbar sein. Bei all diesen Punkten gibt es bei den Planungsbüros offenbar noch Verbesserungsmöglichkeiten. Besonders hervorgehoben wurde von den Experten, dass ein Ablaufplan für den Fall eines Fehlers (z.B. Wechselrichterdefekt) vorhanden sein sollte. Offenbar kommt es regelmässig vor, dass bei einer Störungsmeldung sehr viel Zeit bis zur Reparatur verstreicht, weil die Zuständigkeiten und Meldewege unklar sind.

Die fachmännische, korrekte und normgerechte Installation einer PV-Anlage sollte eigentlich selbstverständlich sein. Die Umfrage zeigt aber, dass dies bei weitem nicht immer der Fall ist. Besonders wurde beim Bau kritisiert, dass die Dachstatik und die Anbindung an das Dach oft nicht professionell gelöst werden. Die Experten befürchten ausserdem, dass mit der Einspeisevergütung in der Schweiz viele Firmen neu in die Branche einsteigen werden und dadurch die Qualität sinken wird. Als Empfehlung wurde von den Experten eine bessere Schulung der Installateure gefordert. Dies könnte z.B. über spezielle Ausbildungsgänge erreicht werden.

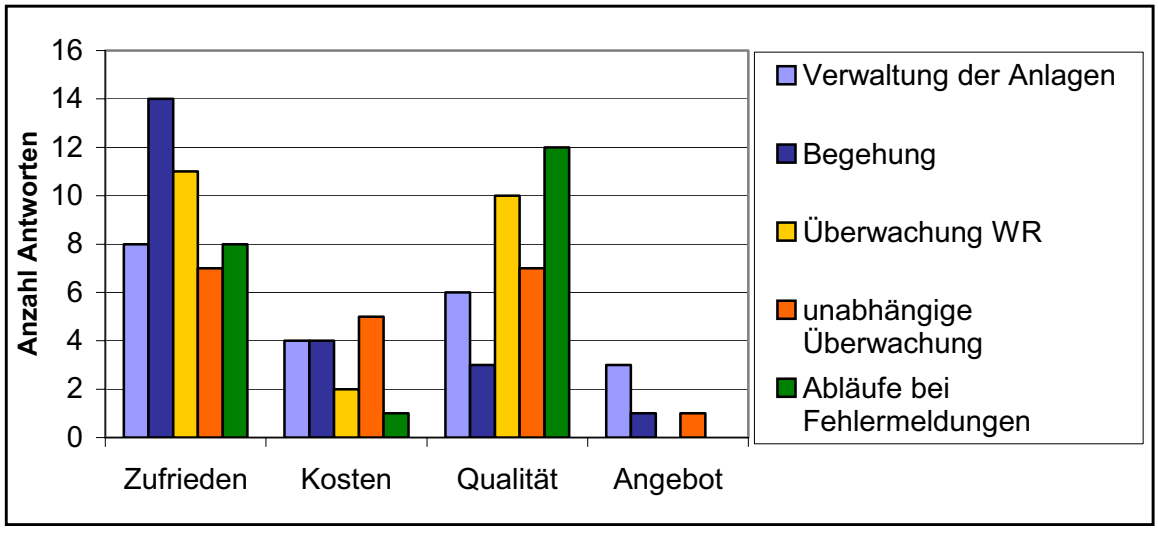


Fig. 6: Zufriedenheit mit verschiedenen Aspekten des Unterhalts. Befragte, die nicht zufrieden waren konnten ankreuzen, in welchem Bereich (Kosten, Qualität, Angebot) Verbesserungen notwendig wären.

Weiteres Verbesserungspotential sehen die Experten bei der Überwachung und den Servicegängen. Einerseits wird die Qualität der Überwachung stark kritisiert (s. Fig. 6). Besonders Fehlalarme und unklare Fehlermeldungen werden bemängelt. Bei unabhängigen Überwachungssystemen sind ausserdem die Kosten oft zu hoch. Viele Experten wünschen sich Fernwartungssysteme, die eine schnellere Fehlerdiagnose und somit ein schnelleres Eingreifen ermöglichen. Zusätzlich würden überflüssige Servicegänge gespart.

Die Gespräche mit verschiedenen Versicherungen haben gezeigt, dass in der Schweiz erst sehr wenige Versicherungen für PV-Anlagen existieren. Einige Versicherungen bieten aber bereits interessante Versicherungspakete für PV-Anlagen an (z.B. Helvetia, Zürich Versicherungen). Diese Angebote sind bei den Anlagenbetreibern aber noch zu wenig bekannt und werden deshalb oft nicht genutzt.

Die Umfrage zeigt auf, dass bei der Verwaltung sowohl die Kosten, wie auch die Qualität verbessert werden sollten und zu wenig Anbieter vorhanden sind. Manche Experten beklagen, dass die Rechnungsstellung durch die Elektrizitätswerke häufig fehlerhaft ist oder ausfällt und so zu grossem administrativem Aufwand führt. Insbesondere bei Contracting-Firmen wird bemängelt, dass die Administration noch zu wenig professionell und automatisiert ist und deshalb einerseits hohe Kosten entstehen und andererseits auch die Qualität leidet.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Schlussauswertung erfolgt im Januar 2008. Aufgrund der vorliegenden Resultate ist bereits jetzt ersichtlich, dass unterschiedliche Ansichten zur Höhe der B&U Kosten bestehen. Ein Grund dafür ist auch, dass nicht alle Experten und Anlagenbetreiber B&U Kosten gleich definieren. Noch unklar ist z.B., ob Kosten für die Dachmiete auch zu den B&U Kosten gehören und welche Versicherungsleistungen als B&U Kosten gelten. Am Workshop beschlossen wurde, dass Kapitalkosten, Steuern und Kosten für den Rückbau der Anlage nicht zu den B&U Kosten gehören, der Aufwand zur Verwaltung der Anlagen hingegen schon.

Ein wichtiger Teil der Arbeit im Projekt PV-BUK wird es deshalb sein, die Zusammensetzung der B&U Kosten zu spezifizieren und Richtwerte anzugeben.

Die Expertenmeinungen zeigen auch, dass bei den B&U Kosten noch ein grosses Optimierungspotential besteht. Die Hauptpunkte scheinen dabei die schnelle Erkennung und Reaktion bei Anlagendefekten sowie die Kosten und der Umfang von Versicherungen zu sein. Ein deutlicher Trend bei den B&U Kosten, besonders bei Grossanlagen, ist das Abschliessen von Service- und Reparaturverträgen. Noch bis vor wenigen Jahren war es üblich, Rückstellungen zu machen, um z.B. einen allfälligen Wechselrichterersatz abzudecken. Heute wird immer häufiger auf solche Rückstellungen verzichtet und stattdessen ein Service-Vertrag mit dem Wechselrichterhersteller abgeschlossen. Diese Verträge verpflichten den Wechselrichterhersteller zur schnellen Reparatur des Geräts und beinhalten teilweise auch die Überwachung des Wechselrichters, eine Vertragsausfallgarantie sowie weitere Leistungen. Die Kosten für einen solchen Service-Vertrag sind deutlich tiefer als die früher üblichen Rückstellungen von ca. 1% der Investitionssumme jährlich. Ausserdem werden die B&U Kosten für den Anlagenbetreiber so besser kalkulierbar.

Nationale Zusammenarbeit

Das Projekt PV-BUK wird vom BFE, dem ewz und der Energiefachstelle Basel finanziert. Projektpartner sind die Firmen ENVISION, BE Netz und Enecolo AG als Projektleiterin.

An den Umfragen und am Workshop beteiligten sich sehr viele Firmen aus der Schweizer PV-Branche. In Tabelle 1 sind alle Firmen aufgeführt, die an den Interviews und / oder am Workshop teilgenommen haben.

Die ersten Resultate aus dem Projekt PV-BUK konnten der Schweizer PV-Branche an der nationalen PV-Tagung im November 2007 in Emmenbrücke vorgestellt werden [2].

ADEV
BE Netz
Edisun Power AG
Enecolo AG
Energiebüro
ENVISION

EWZ
Groupe Solvatec SA
Helvetia Versicherung
Hostettler Engineering
Muntwyler Energietechnik
NET AG
Solarstatt
Solstis
Sputnik Engineering AG
Suntechnics
TNC Consulting
Tritec
Zürich Versicherungen

Tabelle 1: Liste der Firmen, die am Workshop und / oder an den Interviews teilgenommen haben

Internationale Zusammenarbeit

Zusätzlich zu den Aktivitäten in der Schweiz wurden die Arbeiten mit der Diplomarbeit „Betriebs- und Unterhaltkosten von PV-Anlagen“ von Herr Reich, Universität Biberach, koordiniert [1]. Herr Reich befragte verschiedene Firmen in Deutschland zu ihren Erfahrungen mit B&U Kosten, darunter mehrere Modulhersteller. Die Resultate wurden dem Projektteam in anonymisierter Form zur Verfügung gestellt.

Bewertung 2007 und Ausblick 2008

Die Interviews und Umfragen konnten wie geplant durchgeführt werden. Der Workshop war ein grosser Erfolg, es nahmen die wichtigsten Firmen aus der PV-Branche in der Schweiz sowie zwei Versicherungen teil und es konnte intensiv diskutiert werden. Durch die enge Zusammenarbeit mit dem BFE und die Präsentation der ersten Ergebnisse an der nationalen PV-Tagung in Emmenbrücke flossen die Resultate auch in die aktuelle Diskussion der Einspeisevergütung mit ein.

In den nächsten Monaten wird das Projektteam Richtwerte für die B&U Kosten und Empfehlungen zur Senkung der B&U Kosten ausarbeiten. Alle Teilnehmer an den Interviews, dem Workshop und den Umfragen werden eine Zusammenfassung des Schlussberichts zugeschickt erhalten. Im März 2008 kann die Studie am PV Symposium in Staffelstein einem internationalen Publikum präsentiert werden.

Referenzen

[1] S.Reich et. al., ***Betriebs- und Unterhaltskosten von PV-Anlagen***; Diplomarbeit; Univeristät Biberach, 2007

[2] P. Toggweiler, ***Aktuelle und zukünftige Betriebs- und Unterhaltskosten von Photovoltaik Anlagen***, Nationale PV-Tagung 2007: Unterlagen zu beziehen bei www.photovoltaik.ch.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

UPDATE PHOTOVOLTAICS IN VIEW OF ECOINVENT DATA V2.0

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Niels Jungbluth, Matthias Tuchschmid
Institution / Company	ESU-services GmbH
Address	Kanzleistr. 4, CH-8610 Uster
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 44 940 61 32, jungbluth@esu-services.ch, www.esu-services.ch
Project- / Contract Number	101805 / 152224
Duration of the Project (from – to)	01.12.2006 - 30.06.2007
Date	January 2008

ABSTRACT

In this project, the data for photovoltaics in the ecoinvent database have been updated on behalf of the European Photovoltaics Industry Association and the Swiss Federal Authority for Energy. Data have been collected in this project directly from manufacturers and were provided by other research projects. LCA studies from different authors are considered for the assessment. The information is used to elaborate a life cycle inventory from cradle to grave for the PV electricity production in grid-connected 3kWp plants in the year 2005.

The inventories cover mono- and polycrystalline cells, amorphous and ribbon-silicon, CdTe and CIS thin film cells. Environmental impacts due to the infrastructure for all production stages and the effluents from wafer production are also considered. The ecoinvent data v2.0 is used as background database.

The report investigates the life cycle inventories of photovoltaics, comparing different types of cells used in Switzerland and analysing also the electricity production in a range of different countries. It is also discussed how the environmental impacts of photovoltaics have been reduced over the last 15 years, using the CED indicator. The consistent and coherent LCI datasets for basic processes make it easier to perform LCA studies, and increase the credibility and acceptance of the life cycle results. The content of the PV LCI datasets is publicly available via the website www.ecoinvent.org for ecoinvent members.

1. Introduction

Life cycle assessment (LCA) has proved to be a powerful tool for the environmental improvement of production processes in the energy sector. However, the increased use of the LCA method to analyse systems is hindered by the lack of agreement on the use of methods and by the limited availability of life cycle inventory (LCI) data. The data for photovoltaics in the ecoinvent database have been updated in this project on behalf of the European Photovoltaics Industry Association and the Swiss Federal Authority for Energy ([1]).

In the past years the PV sector developed rapidly. Ongoing projects such as *CrystalClear*[1] have investigated the up-to-date life cycle inventory data of the multi- and singlecrystalline technologies ([2]). Updated LCI data of single- and multicrystalline PV technologies were investigated within the framework of the CrystalClear project based on questionnaires sent to different involved industries. The data investigated with 11 European and US photovoltaic companies for the reference year 2005 are now implemented in the ecoinvent database v2.0 and documented according to the ecoinvent requirements ([1]). The following unit process raw data have been investigated and updated:

- multicrystalline SoG-silicon, Siemens process (new solar-grade process)
- multicrystalline-Si wafer (mc-Si or multi-Si)
- singlecrystalline-Si wafer (sc-Si or single-Si)
- ribbon Si wafer (so far not covered by ecoinvent data v1.3)
- ribbon-, multi- or single-Si cell (156 mm x156 mm)
- modules, ribbon-Si (new) and other module types
- silica carbide (SiC)
- PV-electricity mix Switzerland and in other countries
- recycling of sawing slurry and provision of SiC and glycol
- front metallization paste and back side metallization paste of solar cells
- inverter including electronic components

New thin film cells technologies like CIS or CdTe are entering the market. For the first time also thin film photovoltaics (CIS, CdTe and amorphous silicon) are investigated for the ecoinvent data based on literature information.

The yield per kW_p is one important factor for the comparison of PV with other types of electricity production. For ecoinvent data v1.3 only the situation in Switzerland had been investigated [3]. For the ecoinvent data v2.0 we investigated the PV technology mixes for several European countries using the specific electricity yields in each country based on published irradiation levels ([4]). Also yields in selected non-European countries (e.g. in Asia, Australia and North-America) were considered for a rough extrapolation of the European PV model to PV installations in those countries. However, different electricity/energy mixes for the manufacturing upstream chains have not been modelled for different country-specific cases but only the average European chain was investigated in detail.

2. System Boundaries

Sixteen different, grid-connected photovoltaic systems were studied. These are different small-scale plants of 3 kW_p capacity and operational in the year 2005 in Switzerland (see Tab. 1).

The plants differ according to the cell type (single- and multicrystalline silicon, ribbon-silicon, thin film cells with CdTe and CIS), and the place of installation (slanted roof, flat roof and façade). Slanted roof and façade systems are further distinguished according to the kind of installation (building integrated i.e. frameless laminate, or mounted i.e. framed panel).

---

[1] See www.ipcrystalclear.info for detailed information.

Tab. 1: Overview of the types of photovoltaic 3 kWp systems investigated for an installation in Switzerland

Installation	Cell type	Panel type [1)]
Slanted roof	sc-Si	Panel
	mc-Si	Panel
	a-Si	Panel
	ribbon-Si	Panel
	CdTe	Panel
	CIS	Panel
	sc-Si	Laminate
	mc-Si	Laminate
	a-Si	Laminate
	ribbon-Si	Laminate
Flat roof	sc-Si	Panel
	mc-Si	Panel
Façade	sc-Si	Panel
	mc-Si	Panel
	sc-Si	Laminate
	mc-Si	Laminate

[1)] Panel = mounted; Laminate = integrated in the roof construction, sc-Si = singlecrystalline silicon, mc-Si = multicrystalline silicon.

All subsystems shown in Fig. 1 are included as individual datasets within the system boundaries for silicon based PV power plants. The process data include quartz reduction, silicon purification, wafer, panel and laminate production, manufacturing of inverter, mounting, cabling, infrastructure, assuming 30 years operational lifetime for the plant. The basic assumptions for each of these unit processes are described in the report. We considered the following items for each production stages as far as data were available:

- energy consumption,
- air- and waterborne process-specific pollutants at all production stages,
- materials, auxiliary chemicals, etc.
- transport of materials, of energy carriers, of semi-finished products and of the complete power plant,
- waste treatment processes for production wastes,
- dismantling of all components,
- infrastructure for all production facilities with its land use.

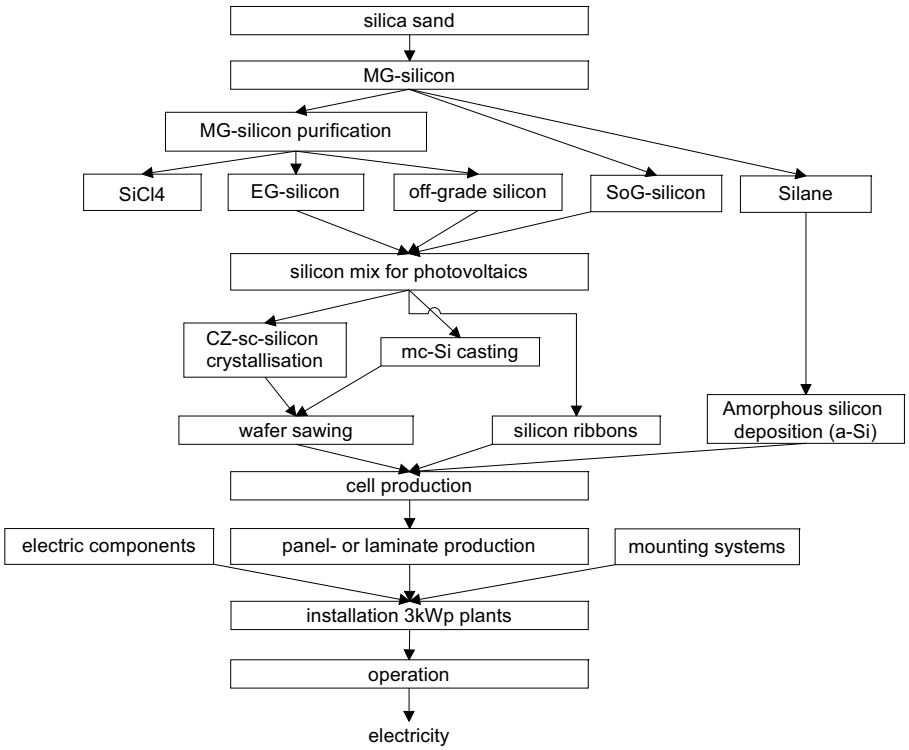


Fig. 1: Different sub systems investigated for the production chain of silicon cells based photovoltaic power plants installed in Switzerland. MG-silicon: metallurgical grade silicon, EG-silicon: electronic grade silicon, SoG-silicon: solar-grade silicon, a-Si: amorphous silicon

All subsystems shown in **Fig. 2** are included within the system boundaries for thin film PV power plants. All inputs (semiconductor metals, panel materials and auxiliary materials) for the production of thin film cells, laminates and panels are investigated in other reports of the ecoinvent project ([5]). Thus, in the specific report for PV we only described the process stages starting from the laminate and panel production.

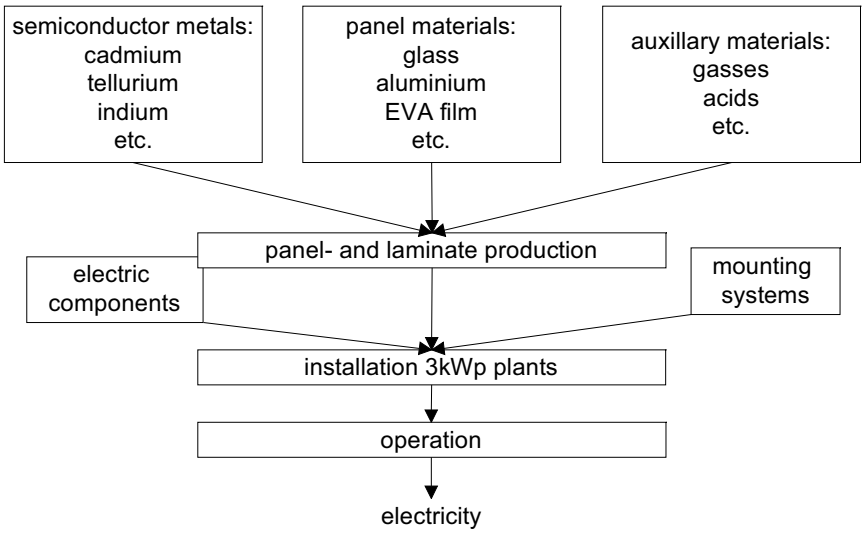


Fig. 2: Different sub systems investigated for thin film (CIS and CdTe) photovoltaic power plants installed in Switzerland

The average PV electricity mix in Switzerland considers the actual performance of the installed plants ([6]), while data for specific types of PV plants (e.g. laminate and panel, single- or multicrystalline) can be used for comparisons of different technologies. The calculations in ([4]) are performed for PV plants located in Berne with an annual yield of 922 and 620 kWh/kW_p for roof-top and façade installations, respectively. This yield is calculated with an irradiation of 1117 kWh per m^2 and a performance ratio of 0.75. These results have been used for our technology specific assessments (e.g. in Fig. 4).

The actual PV electricity mixes in 2005 with different types of PV power plants in several countries are also modelled. The yield data for PV electricity mixes in other countries are based on a publication for optimum installations ([4]) and a correction factor which takes into account an actually lower yield of average installations in Switzerland compared to this optimum installation ([1]).

3. Key parameters for life cycle inventories

All life cycle inventory data are documented in an English report [1]. Parts of this project have been executed on behalf of the PSI Villingen (Review), the EMPA Dübendorf (life cycle inventories of thin-film materials [5]) and ETH Zürich (special chemicals [7]).

Tab. 2 shows the key parameters of the life cycle inventory in ecoinvent Data v2.0 [1]. Main changes in comparison to older Swiss inventories are the update of the energy use in silicon purification, the location specific consideration of power consumption throughout the production chain, and the inclusion of many additional process specific emissions.

Tab. 2: Key parameters of the life cycle inventory for photovoltaic power production of sc-Si and mc-Si and comparison with previous Swiss studies [3, 8, 9]

		sc-Si	**sc-Si**	**sc-Si**	**sc-Si**	**mc-Si**	**mc-Si**	**mc-Si**	**mc-Si**
	unit	1996	2000	2003	2007	1996	2000	2003	2007
silicon purification (EG-Si or SoG-Si)									
electricity use, DE, plant specific	kWh/kg			103	44			103	44
electricity use, modified Siemens	kWh/kg				110				110
CZ-silicon production									
electricity use, UCTE-mix	kWh/kg		100	123	86			-	-
sc-Si and mc-Si wafer									
thickness, wafer	µm	300	300	300	270	300	300	300	240
sawing gap	µm	200	200	200	191	200	200	200	249
wafer area	cm^2	98	98	100	243	107	107	100	243
weight	g	7.11	6.85	6.99	15	7.76	7.48	6.99	14
cell power	Wp	1.62	1.62	1.65	3.73	1.5	1.5	1.48	3.50
cell efficiency	%	16.5%	15.8%	16.5%	15.3%	14.0%	13.4%	14.8%	14.4%
use of MG-silicon	g/Wafer	66.7	17.6	19.0	33.5	129.4	17.3	19.2	37.9
EG-silicon use per wafer	g/Wafer	12.2	12.7	11.2	26.2	23.8	13.8	11.2	27.7
electricity use	kWh/Wafer	1.57	1.4	0.3	0.19	1.56	1.6	0.3	0.19
sc-Si and mc-Si cells									
electricity use	kWh/cell	1.3	0.27	0.2	0.74	1.28	0.27	0.2	0.74
panel/ laminate, sc-Si/ mc-Si									
number of cells	cells/panel	36	36	112.5	37.6	36	36	112.5	37.6
panel area	cm^2	4290	4290	12529	10000	4400	4400	12529	10000
active area	cm^2	3528	3528	11250	9141	3856	3856	11250	9141
panel power	Wp	58	55.5	185	140	54	51.7	166	132
efficiency production	%	99%	99%	97%	98%	99%	99%	97%	98%
use of cells sc-Si/ mc-Si	cells/kW_p	627	649	608	268	673.4	696	677	285
process energy use	MJ/kW_p	0.75	0.75	0.23	0.16	3.23	0.75	0.26	0.17
3kWp-plant									
panel area	m^2/3kW_p	22.2	27.8	18.2	19.6	24.4	24.4	20.3	20.8
operation									
yield, slope-roof + flat roof	kWh/kW_p	860	886	885	922	860	886	885	922
yield, facade	kWh/kW_p	860		626	620	860		626	620
yield, CH PV electricity mix	kWh/kW_p	860		819	820	860		819	820

sc-Si = singlecrystalline silicon, mc-Si = multicrystalline silicon.

4. Results

4.1 Selected Results for Process Stages

Here we make an evaluation of elementary flows over the life cycle.[2] Therefore emissions and resource uses are added up for all stages in the life cycle. Results are presented for one kWh of electricity. Fig. 3 shows the shares of different production stages for some selected elementary flows of a slanted-roof installation with a multicrystalline silicon panel. As an example BOD (Biological Oxygen Demand) is caused in high share due to the finishing of wafer surfaces. The analysis shows that each production stage might be important for certain elementary flows.

Compared to earlier investigations of PV, now the inverter and mounting systems get more importance. For most indicators these so called balance of system (BOS) elements have a share of 30% to 50%. This is due to the improvements, which could be observed for the production chain until the photovoltaic cell and the more detailed investigation of these additional elements, which for example includes now also electronic components of the inverter.

[2] Elementary flows describe the input of resources (e.g. crude oil) and emissions to nature (e.g. carbon dioxide). About 1000 different elementary flows are recorded in the ecoinvent data v2.0.

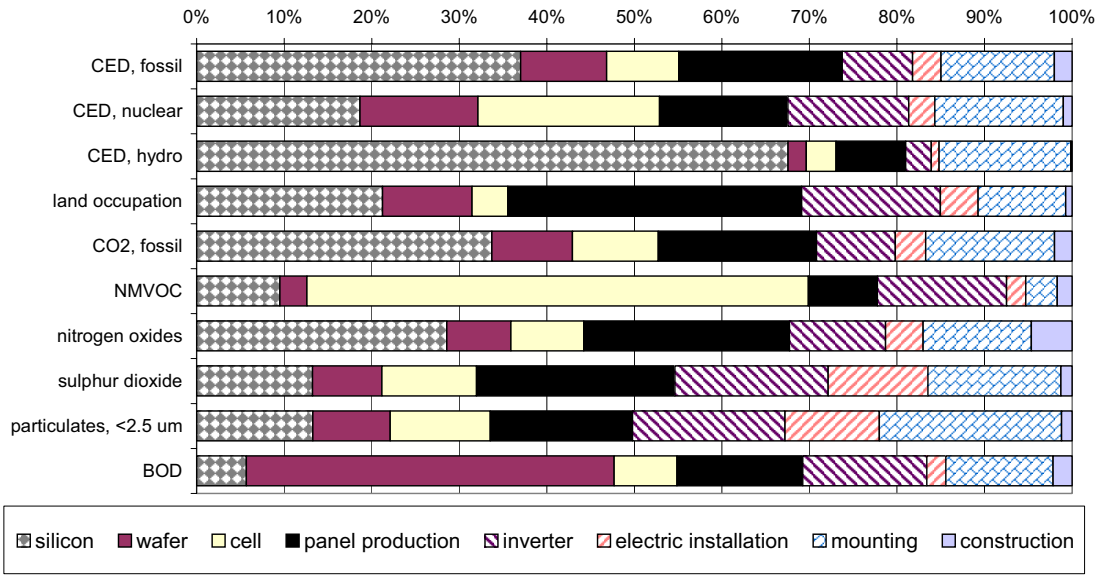


Fig. 3: Share of process stages for a Swiss grid-connected, 3kWp slanted-roof installation with a multicrystalline silicon panel for selected elementary flows of the inventory. CED = Cumulative Energy Demand

4.2 Pay-Back Time

An important yardstick for the assessment of renewable energy systems is the estimation of the energy and/or environmental pay back time. The outcome of such a comparison is influenced by the choice of the reference system on the one hand and the indicator on the other. Here we consider the UCTE electricity mix in year 2004 ([10]) as the reference system. Fig. 4 shows the pay-back-time for the non-renewable cumulative energy demand for PV power plants operated in Switzerland. This time is between 2.5 and 4.9 years for the different types of PV plants. Thus, it is 5 to 10 times shorter than the expected lifetime of the photovoltaic power plants. Different characteristics like type of installation, type of cells, type of panel (mounted, on Fig. 4) or laminates (integrated) are the key factors for determining the relative differences in results illustrated in this figure.

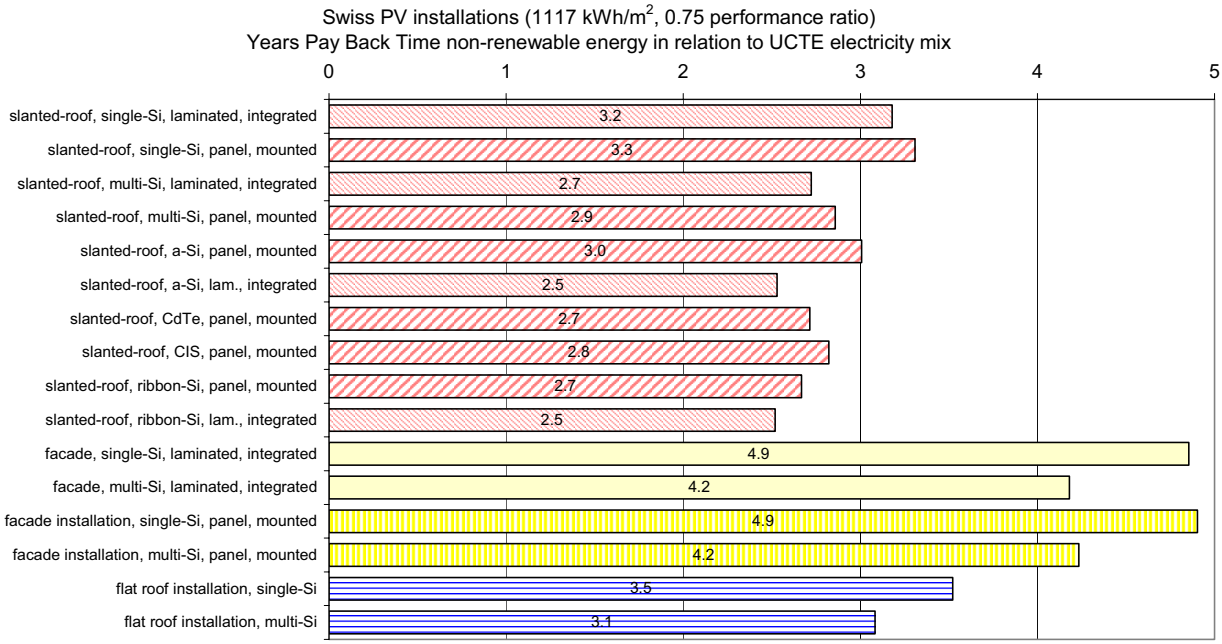


Fig. 4: Energy pay back time of 3 kWp photovoltaic power plants operated in Switzerland in relation to the UCTE electricity mix (results with ecoinvent data v2.0). red for slanted roof, yellow for façade, blue for flat roof

The energy pay back time is quite dependent on the irradiation at the area were the PV plant is operated. Here we calculate an example of energy pay-back times for different locations in Europe for multicrystalline panels installed on slanted roofs. The calculation is based on the yearly sum of global irradiation on

horizontal surface (kWh/m^2) in the period 1981-1990 [11] and the non-renewable cumulative energy demand investigated for the 3kW$_p$ plant and the average European electricity mix. Fig. 5 shows the results of this calculation. The evaluation highlights the large differences of electricity yields depending on the region of installation. Pay-back times lower than two years can be achieved in the South of Spain, Italy, Turkey and in Northern Africa. Pay-back times in the North of Europe might be 2 to 3 times higher.

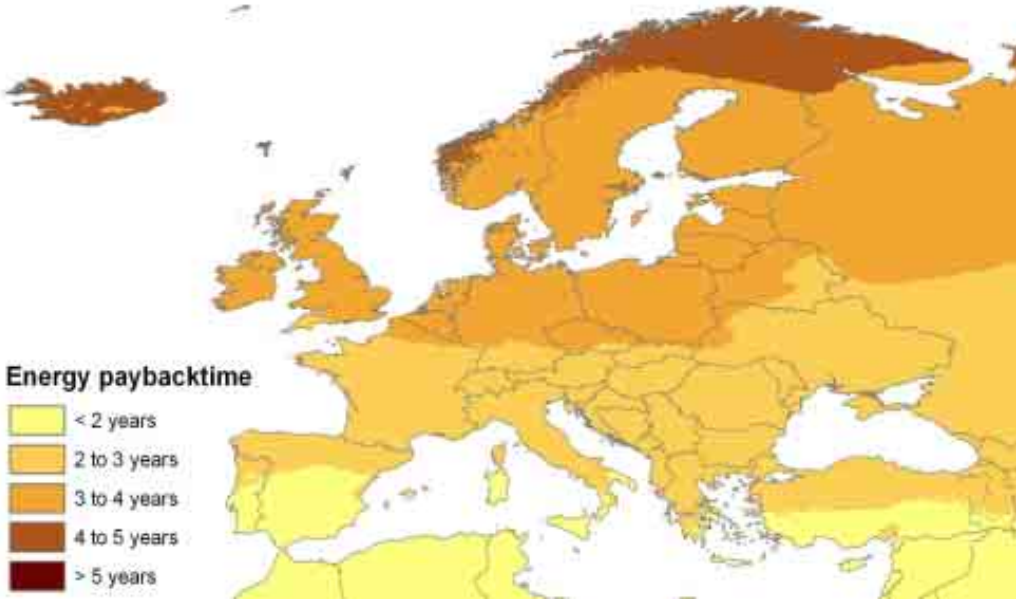


Fig. 5: Energy pay back time of 3 kWp slanted-roof multicrystalline panels operated in Europe in relation to the UCTE electricity mix (own calculation with [11])

4.3 Potential For CO_2 Mitigation

In order to identify the most promising regions for PV installations it is necessary to consider the irradiation as demonstrated in **Fig. 5**. A further factor is the actual impacts of the electricity supply replaced by the PV installations. Gaiddon & Jedliczka have defined a so-called potential for CO_2 mitigation [4]. This is defined as the amount of CO_2 emissions, which would be caused if electricity were supplied over the lifetime of the PV plant by the national grid mix minus the amount of CO_2 emissions caused by the production of the PV plant. In **Fig. 6** we take the national supply mixes including imports and exports of electricity as the reference system [10]. The calculation of electricity yields is based again on European irradiation data [11]. The highest CO_2-mitigation potentials can be achieved in countries with high PV electricity yields and high CO_2 emissions in the national supply mix. From this perspective Poland, Spain, Italy and Greece are the most promising regions for PV installations.

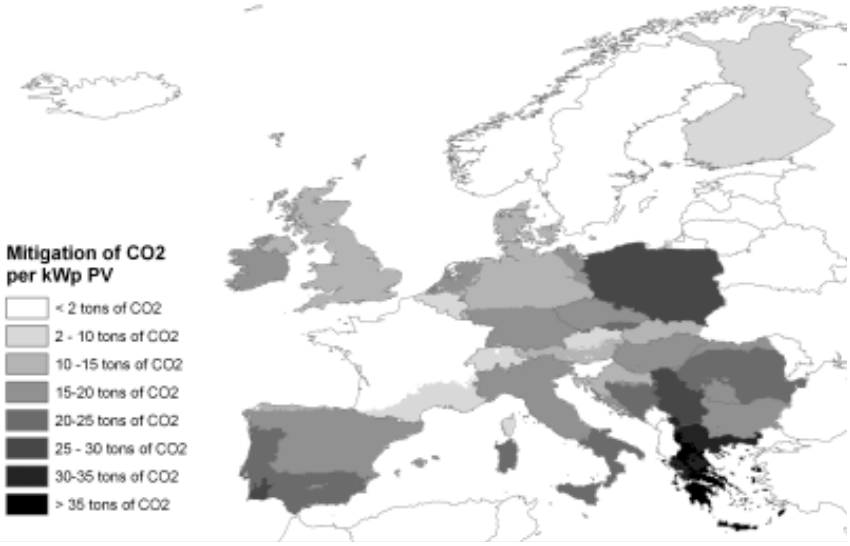


Fig. 6 Potential for CO_2 mitigation of multicrystalline slanted-roof PV plants compared to the national electricity supply mixes (t CO_2-eq per kW$_p$)

4.4 DEVELOPMENT OF LCA RESULTS

Fig. 7 shows the development of results for the cumulative energy demand of photovoltaic electricity in this study compared to previous Swiss studies. The figure shows also the increase in installed capacity in Switzerland. This evaluation shows that the cumulative energy demand has been decreased by a factor of 3 or more since the first studies on PV systems made in the early nineties.

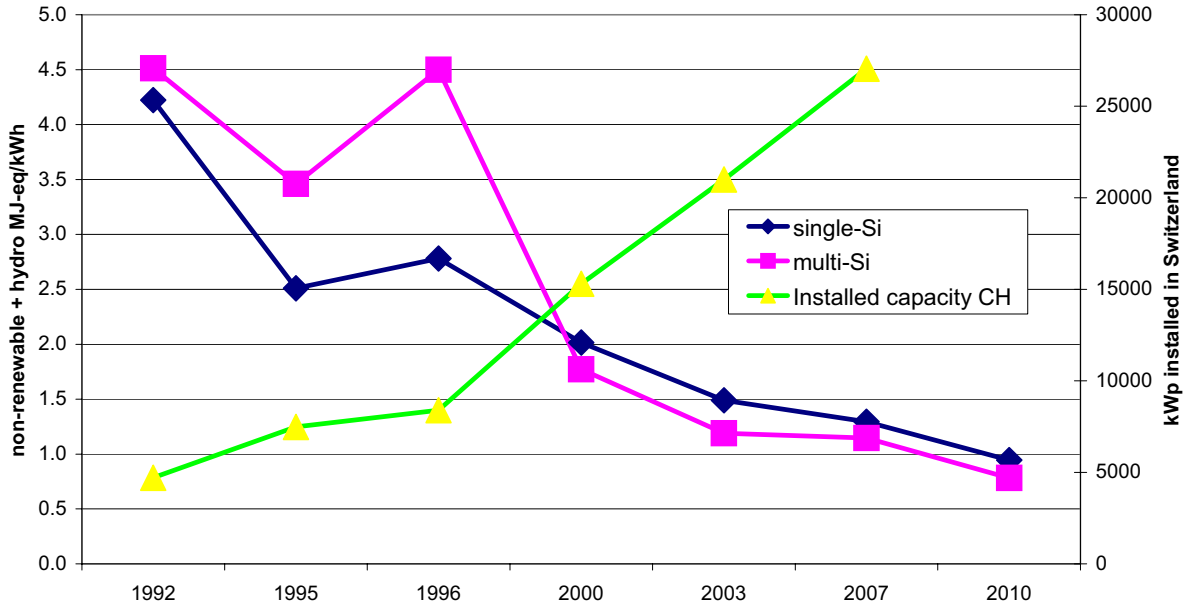


Fig. 7 Cumulative energy demand of the life cycle inventory for photovoltaic power production in this study (2005) and comparison with previous Swiss studies. Data for 2010 are forecasted in 2003 ([3, 8, 9, 12]) (results with ecoinvent data v2.0)

4.5 COMPARISON OF DIFFERENT COUNTRIES

Fig. 8 shows the global warming potential (100a) for photovoltaic power plants operated in different countries. The comparison shows that there might be considerable differences between different countries depending on the irradiation and thus on the actual yield per kW_p installed. CO_2-equivalent emission per kWh might be as low as 50 grams per kWh to the grid in the average case investigated for Spain. They will be even lower if optimum installations with best performance ratios are taken into account.

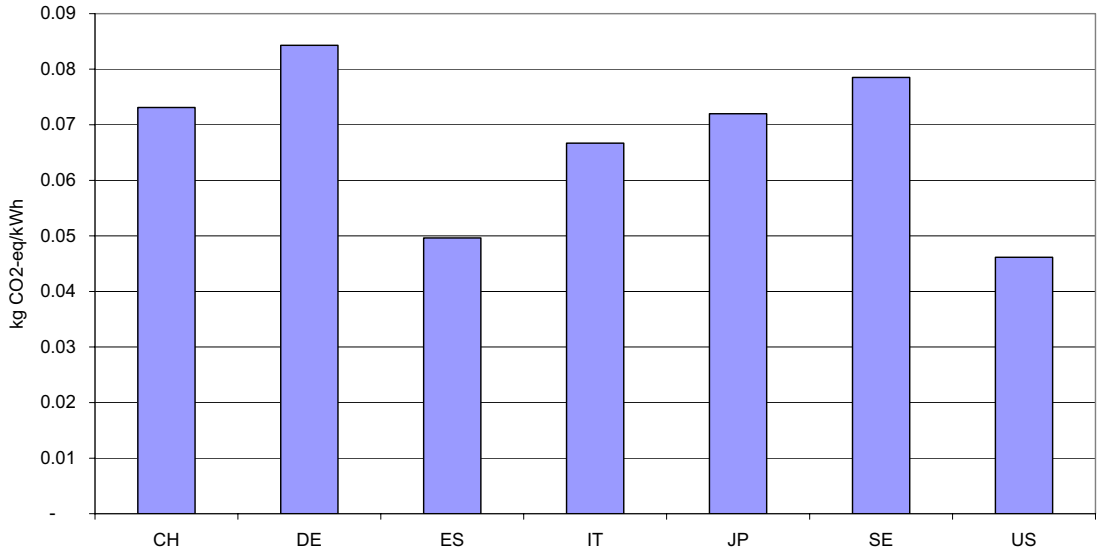


Fig. 8 Global warming potential in kg CO_2-eq per kWh for the average photovoltaic electricity mixes in different countries (results with ecoinvent data v2.0)

6. Conclusion and Outlook

The life cycle inventories of photovoltaic power plants performed for the ecoinvent data v2.0 can be assumed to be representative for photovoltaic plants and for the average photovoltaic mix in Switzerland and in other European countries in the year 2005. The analysis of the results shows that it is quite important to take the real market situation (raw material supply, electricity, etc.) into account.

Differences for the situation in other European countries in comparison to the data modelled for Switzerland are mainly due to different solar irradiation accounted for and the performance ratio. These factors must also be taken into account along with the technology development level for comparisons with other types of electricity generation. Other factors like differences in the shares of imports from different PV producing regions or types of PV cells have not been modelled. It should be considered that the inventory may not be valid for wafers and panels produced outside of Europe or the US, because production technologies and power mix for production processes are generally not the same. The datasets on PV electricity in non-European countries should thus be revised as soon as data are available for production patterns in more producing countries e.g. Japan.

For the modelling of a specific power plant or of power plant mixes not addressed in this study it is necessary to consider at least the annual yield (kWh/kW_p) and if possible also the actual size of the plant in square metres. Furthermore it is necessary to clearly define if average, plant-specific or optimum performance ratios are taken into account.

The analysis in this report is focused on the today production patterns and operation results. For the comparison of energy technologies, it is advisable to take into account also future development potentials. Several studies are available for PV technologies, which take into account also possible future improvements in the production chain.

The analysis of the environmental impacts with different LCIA methods shows that it is quite important to include process specific emissions of the production chain. Many, but not all possible emissions are investigated in this study. It is necessary to evaluate all types of environmental impacts with different LCIA methodologies if photovoltaic power plants shall be compared with other energy systems.

Compared to earlier investigations of PV, today the inverter and mounting systems get more and more importance. For most indicators these so called balance of system (BOS) elements have a share of 30% to 50%. On the one side, this is due to the improvements, which could be observed for the production chain until the photovoltaic cell. On the other side, now a more detailed investigation of these additional elements is available, which for example includes also electronic components of the inverter.

All data are public available for members of ecoinvent data v2.0. They have been published in November 2007 (www.ecoinvent.org). A CD ROM with the background reports will be provided to the customers in early 2008 [13].

Results of this project have been presented during two conferences [14, 15]. An article for Prog. Photovolt. Res. Appl. is in preparation [16].

7. Recommendation and Perspective

The whole production chain for photovoltaics is subject to rapid changes. An example is the supply situation for the silicon feedstock, which totally changed during the last four years.

Some emission data in the inventory are based only on single information source, some are from one specific producer only. Thus, they should be verified with data from other production companies and factories to the extent possible. In cases where several information sources were available, they showed partly a large variation. A general problem is that data had to be mixed from different sources with possibly different assumptions and boundaries.

The projected lifetime is a key parameter for the assessment, but operational experience with the new technologies is not yet sufficient to derive reliable conclusions. Many production processes, especially for photovoltaic power, are still under development. Thus, future updates of the LCI should verify key assumptions on energy and material uses as well as emissions, which are important for the LCIA.

The ecoinvent database provides detailed and transparent background data for a range of materials and services used in the production chain of photovoltaics. These data can also be used to assess the environmental impacts for the production of photovoltaic power plants in other countries or to investigate other technologies.

Acknowledgments

The research work on photovoltaics within the ecoinvent v2.0 project was financed by the Swiss Federal Office of Energy and the European Photovoltaic Industry Association (EPIA). These contributions are highly acknowledged.

Mariska de Wild-Scholten and Erik Alsema provided us the data from the CrystalClear project. But, besides they send many interesting further information and helped for discussing the appropriate data for different PV technologies. Furthermore they contributed detailed comments to first drafts of the final report. Thank you to both of you.

References

[1] Jungbluth N & Tuchschmid M, Photovoltaics, in Sachbilanzen von Energiesystemen: ***Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz***, Dones R, (Editor). 2007, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Dübendorf, CH. p. 180. www.ecoinvent.org.

[2] de Wild-Scholten MJ & Alsema EA. ***Environmental Life Cycle Inventory of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production.*** in Proceedings of the Materials Research Society Fall 2005 Meeting. 2005. Boston, USA. www.mrs.org.

[3] Jungbluth N, Photovoltaik, in Sachbilanzen von Energiesystemen: ***Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz***, Dones R, (Editor). 2003, Final report ecoinvent 2000 No. 6-XII, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Dübendorf, CH. www.ecoinvent.org.

[4] Gaiddon B & Jedliczka M, ***Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities. 2006,*** This technical report has been prepared under the supervision of PVPS Task 10, PVPS Task 10, Activity 4.4, Report IEA-PVPS T10-01:2006, The compilation of this report has been supported by the French Agency for Environment and Energy Management, ADEMEIEA: Hespul, Villeurbanne, France.

[5] Classen M, Althaus H-J, Blaser S, Doka G, et al., ***Life Cycle Inventories of Metals***. 2007, CD-ROM, ecoinvent report No. 10, v2.0, EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Dübendorf, CH. www.ecoinvent.org.

[6] Hostettler T, ***Solarstromstatistik 2005 mit Sonderfaktoren***. Bulletin SEV/AES, 2006. 10(2006).

[7] Sutter J, ***Life Cycle Inventories of Highly Pure Chemicals***. 2007, CD-ROM, ecoinvent report No. 19, v2.0, ETH Zürich, Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Dübendorf, CH. www.ecoinvent.org.

[8] Frischknecht R, Bollens U, Bosshart S, Ciot M, et al., ***Ökoinventare von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz.*** 1996, Auflage, 3, Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU), Eidgenössische Technische Hochschule Zürich und Sektion Ganzheitliche Systemanalysen, Paul Scherrer Institut, Villigen: Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern, CH. www.energieforschung.ch.

[9] Jungbluth N & Frischknecht R, ***Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000***. 2000, Programm Aktive Sonnenenergienutzung: Photovoltaik Bericht Nr. 39489, ESU-services for Bundesamt für Energie: Uster. p. 43. www.esu-services.ch.

[10] Frischknecht R, Tuchschmid M, Faist Emmenegger M, Bauer C, et al., Strommix und Stromnetz, in Sachbilanzen von Energiesystemen: ***Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz***, Dones R, (Editor). 2007, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Dübendorf, CH. www.ecoinvent.org.

[11] Šúri M, Huld TA, Dunlop ED, & Ossenbrink HA, ***Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries.*** Solar Energy Materials, 2007. 81: p. 1295–1305. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/.

[12] Frischknecht R, Hofstetter P, Knoepfel I, Dones R, et al., ***Ökoinventare für Energiesysteme. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz.*** 1994, Auflage, 1, Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU), Eidgenössische Technische Hochschule Zürich und Sektion Ganzheitliche Systemanalysen, Paul Scherrer Institut Villigen: Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern.

[13] ecoinvent Centre, ***ecoinvent data v2.0,*** ecoinvent reports No. 1-25. 2007, CD-ROM, Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Duebendorf, Switzerland. www.ecoinvent.org.

[14] Jungbluth N, Dones R, & Frischknecht R. ***Life cycle assessment of photovoltaics*** - Update of the ecoinvent database. in Proceedings of the Materials Research Society Fall 2007 Meeting. 2007. Boston, USA. www.mrs.org.

[15] Jungbluth N & Frischknecht R. ***Life cycle assessment of photovoltaics in ecoinvent data v2.0***. in SETAC Case Studies. 2007. Gothenburg.

[16] Jungbluth N, Tuchschmid M, & de Wild-Scholten MJ, ***Life Cycle Assessment for Photovoltaics: Update for ecoinvent data v2.0. Prog. Photovolt. Res. Appl.***, 2008. to be submitted.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

EVALUATION DU POTENTIEL DE CONCENTRATEURS A QUANTUM DOTS POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Dr. Andreas Schüler, André Kostro, Benjamin Huriet
Institution / Company	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne EPFL, Laboratoire d'Energie Solaire et de Physique du Bâtiment LESO-PB
Address	Bâtiment LE, Station 18, 1015 Lausanne
Telephone, E-mail, Homepage	+41 21 693 45 44, andreas.schueler@epfl.ch, http://lesowww.epfl.ch
Project- / Contract Number	101806 / 152225
Duration of the Project (from – to)	01.11.2006 - 30.06.2007
Date	January 2008

ABSTRACT

One of the most promising application of semiconductor nanostructures in the field of photovoltaics might be planar photoluminescent concentrators. Even for diffuse solar radiation considerable concentration factors might be achieved. Such devices have originally been designed on the basis of organic dyes and might benefit from a considerably improved lifetime when replacing the organic fluorescent substances by inorganic semiconductor nanocrystals, so-called quantum dots.

Quantum dot containing nanocomposite thin films are synthesized at EPFL-LESO by a low cost sol-gel process. In order to study the potential of the use of quantum dot solar concentrators in photovoltaic solar energy conversion, reliable computer simulations are needed.

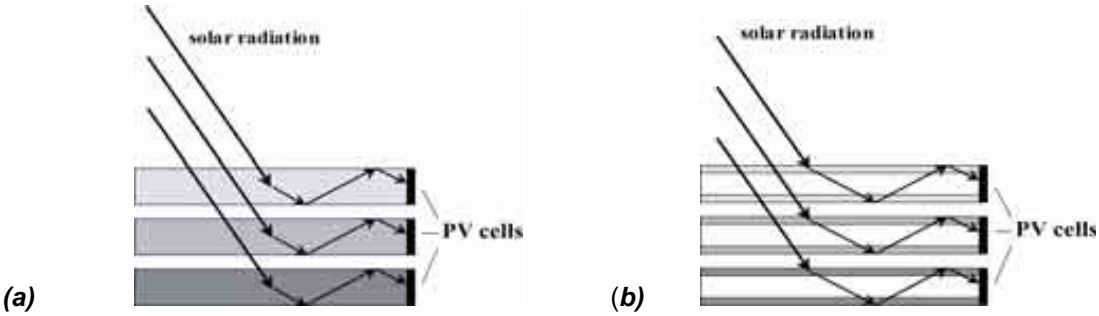
A tool for ray tracing simulations of quantum dot solar concentrators has been developed at EPFL-LESO on the basis of Monte-Carlo methods that are applied to polarization-dependent reflection/transmission at interfaces, photon absorption by the semiconductor nanocrystals and photoluminescent reemission.
Together with the knowledge on the optoelectronical properties of suitable photovoltaic cells, such simulations allow to predict the total efficiency of the envisaged concentrating PV systems, and to optimize pane dimensions, photoluminescent emission frequencies, and choice of PV cell types.

Introduction / Project Goals

One of the most promising applications of semiconductor nanocrystals in the field of photovoltaics might be planar photoluminescent concentrators. Even for diffuse solar radiation considerable concentration factors can be achieved. Typical concentration factors for Compound Parabolic Concentrators (CPCs based on parabolic mirrors) are in the order of 2 [12], while for fluorescent planar solar concentrators typical concentration factors above 30 have been predicted [5]. Such devices have originally been designed on the basis of organic dyes [8], and will benefit from a considerably improved lifetime when replacing the organic fluorescent substances by inorganic semiconductor nanocrystals, so-called quantum dots [4,7]. Additionally, the tunability of the optical properties by the size of the nanocrystals provides a large amount freedom for the design and optimization of such devices.

A schematic drawing of the principle of fluorescent solar concentrators proposed by Goetzberger is shown in Fig.1(a). One or several waveguides are fabricated from panes of transparent media doped with fluorescent dyes. Incoming solar radiation is absorbed in the volume of the waveguides, and isotropically reemitted by fluorescence. A large part of the emitted radiation is captured by total internal reflection and propagates to the edges. The likewise concentrated radiation is converted by photovoltaic cells with band gaps matching the wavelengths of the spectral emission lines of the photoluminescent materials. By choosing dyes with suitable absorption and emission properties, stacks of fluorescent collectors can be designed, with absorption edges chosen in a manner similar to multi-junction photovoltaic cells. Due to this step-like absorption edge/band-gap matching, the conversion efficiency can be higher than for single-junction devices.

The same geometry has been used in quantum dot solar concentrators [4, 7], where photoluminescent semiconductor nanocrystals replace the fluorescent dyes. Instead of immersing quantum dots in transparent resins, we propose to deposit quantum dot containing silicon dioxide films on highly transparent low iron glass substrates by sol-gel dip-coating. If the refractive index of the coating is close to the one of the substrate, internal reflection occurs mainly at the surface of the coating, as depicted in Fig1 (b). For clarity, the thickness of the coating is exaggerated in the representation.



(a) (***b***)

Fig. 1: Quantum dots immersed in bulk of panes (a), and contained within a coating applied to the glass.

Fig. 2 shows a photograph of CdS nanocrystal containing SiO_2 coatings produced by low-cost sol-gel dip-coating at EPFL-LESO [1]. The samples were annealed at 250°C, 350°C, and 450°C. The strong emission from the edges of the samples is due to the concentration of the photoluminescent radiation in the waveguides by total internal reflection. The obtained colors of the visible photoluminescence, ranging from green for 250°C to yellow for 350°C and orange for 450°C, illustrate the effects of quantum confinement. The size distribution of the nanocrystals depends on the annealing temperature during the self-organized crystal growth. The three-dimensional quantum confinement in the quantum dots induces a discretization of electronic states, very much like in atoms or molecules. The resulting optical properties depend on the crystal size and can thus be tuned by varying the dimensions of the nanocrystals (and thus by varying the annealing temperature). Important parameters are the internal quantum yield (number of photons emitted from nanocrystal divided by the number of photons absorbed by the nanocrystal), and the external quantum yield (number of photons arriving at PV cell surface divided by the number of photons taken up by the concentrator). The photovoltaic concentration of a single fluorescent pane can be defined as the ratio of the electrical power produced by the cell when being illuminated with the concentrated radiation and the electrical power produced by the cell when being illuminated with the AM1.5 global spectrum.

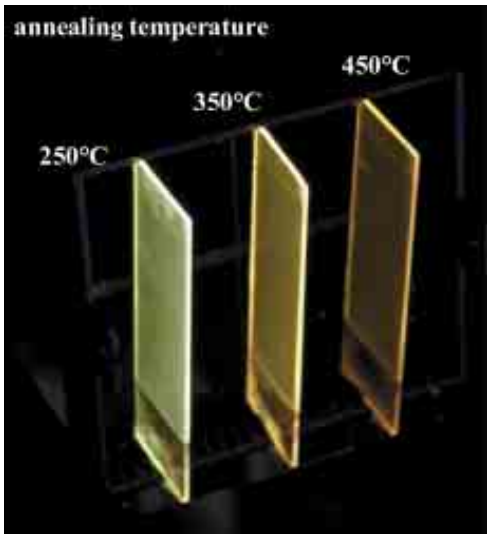


Fig.2: *Photograph of SiO_2:CdS samples formed at 250°C, 350°C, and 450°C [1].*

The principal goal of the project is to evaluate the feasibility and the potential of photoluminescent quantum dot solar concentrators for photovoltaic electricity production. The optical properties of the fluorescent semiconductor nanocrystals shall be measured and used in Monte-Carlo simulations in order to predict the energy conversion efficiency of the envisaged devices.

Advantages of the concept of photoluminescent quantum dot solar concentrators:

- planar fluorescent concentrators might become highly competitive with respect to cost efficiency (price of kWh), especially if the quantum dots can be applied as coating
- the fluorescent concentrator is the only known concept allowing to concentrate considerably both direct and diffuse solar radiation
- the recent development of highly fluorescent quantum dots by nanotechnology can be exploited in order to create highly durable flurescent planar solar concentrators instead of devices based on instable organic fluorescent dyes
- the PV cells will be exposed to spectrally matched radiation, thereby avoiding the efficiency loss due to excessive heating in conventional concentrators
- application possible as photovoltaic windows (PV cells located on the edges of the glass pane),
- perfect architectural integration of the novel devices into facade glazing (opaque and translucent parts)

Based on the simulated system efficiencies, it shall be judged whether the concept of quantum dot solar concentrator merits further development.

Approach

- **Completing the Monte-Carlo ray tracing software for simulation of quantum dot solar concentrators -** improve input/output facilities of program, and include polarization dependence of reflection/transmission at interfaces
- **Establishing reliable methods for the determination of the optical constants of the photoluminescent materials -** most important parameters: absorption coefficient ζ, spectra of photoluminescent emission, define optical measurements to be taken, establish/modify the experimental setups necessary for the measurements, develop algorithms for analysis of optical data
- **Validation of the simulation software -** comparison simulations vs. theoretical formulae, comparison simulations vs. measurements
- **Provide data of optical constants for quantum dots -** measurement of VIS-emitting colloidal quantum dots in solution, extrapolation for IR-emitting quantum dots
- **Simulation of quantum dot solar concentrators**
  - quantum dots in bulk (immersed in volume of pane)
  - quantum dots applied as coatings
  - variation of concentrator dimensions
  - variation of concentration of quantum dots
  - predict system efficiencies and quantity of electrical power produced

Results

Completing the Monte-Carlo ray tracing software for simulation of quantum dot solar concentrators

For a more detailed description of our computer code “PhotonSim” please see publications [2] and [3].

Improvement of input/output facilities of program:

Several MATLAB routines have been written to facilitate parameter studies by performing series of simulations. The program can now be started from MATLAB routines, and the results saved by the program can be evaluated automatically.

Taking into account light polarization:

The polarization dependence of the reflection/transmission at interfaces has been taken into account (initially the program worked with average polarization). At each interface the full ellipsometric calculus is performed, and the shape and orientation of the polarization ellipsis is stored for the next reflection/transmission. Fig. illustrates the three-dimensional photon trajectories in a triple stack concentrator.

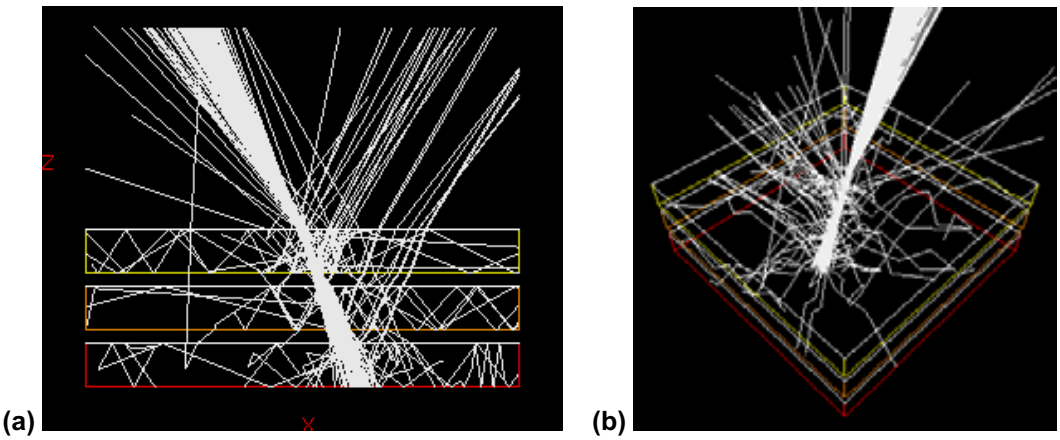


Fig. 3: Visualization of three-dimensional photon trajectories in a triple stack concentrator.

Establishing reliable methods for the determination of the optical constants of the photoluminescent materials

The knowledge on the absorption coefficient is highly important to estimate the reabsorption of the concentrated light by the material itself. In order to obtain high precision in a large spectral range, solutions of colloidal quantum dots are measured in different concentrations. The measurements of performed in normal transmission using a special quartz or glass cuvette with fine walls. The influence of the multiple reflections due to the cuvette walls are taken into account by the data analysis. For this purpose, a MATLAB routine has been written, yielding the absorption coefficient#ξ of the material.

The spectra of photoluminescent emission depend in general on the excitation energy. For a complete experimental characterization of fluorescent quantum dots, a monochromator is used for the selection of the excitation energy, and a spectrophotometer to acquire the emission spectra. An example is shown in Fig. 4. The sample consists of red light emitting colloidal CdSe/ZnO core shell quantum dots with a crystal size of approx. 5 nm (Evident Technologies). The displayed spectra have been measured with a spectral resolution of 5 nm FWHM, the bandwidth of excitation was 7 nm FWHM. A clear dependence of the emission spectra on the excitation energy is revealed. The likewise measured fluorescence maps are imported into the simulation program, which uses the inverse function method to generate random emission events according to the corresponding emission probabilities.

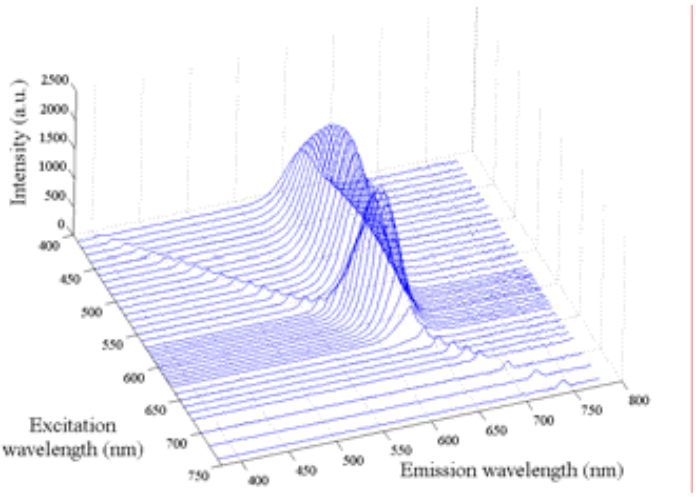


Fig. 4: Photoluminescence spectra as a function of excitation energy for red light emitting CdSe/ZnO core shell quantum dots, crystal size 5 nm.

Validation of the simulation software

Comparison Simulation vs. Theory:

The transmission and reflection events at the interface are generated from the Fresnel formulae by a Monte Carlo algorithm based on the inverse function method. A verification of the computer code is shown in Fig. 5. The solid lines correspond to the theoretical transsmittance/reflectance values for elliptically polarized rays with ..# #35°#and ζ# #30° incident at the interface of two media with the refractive indices 1.5 and 1. The simulated data (open circles in Fig.5) match perfectly the theoretical curves. Above the critical angle, total reflection occurs.

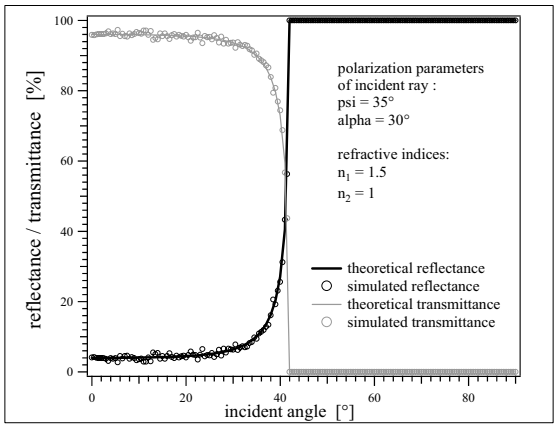


Fig. 5: Validation of transmission/reflection probabilities for elliptically polarized rays. The simulated data match the theoretical curves.

Comparison Simulation vs. Experiment:

For fluorescent dye colored PMMA samples, spectra of edge emission were measured and simulated. The length of the mean lateral optical path was varied. Simulations and measurements showed very good agreement. For colloidal CdSe/ZnS quantum dots, transmittance spectra have been simulated and compared to the experimental data. For the transmittance measurement, the core shell quantum dots were immersed in toluene and contained in a glass cuvette with an optical path length of 10 mm. The results for blue emitting CdSe/ZnS quantum dots with a crystal size of 2 nm are illustrated by Fig. 6. A close match between simulated and measured transmittance data has been achieved.

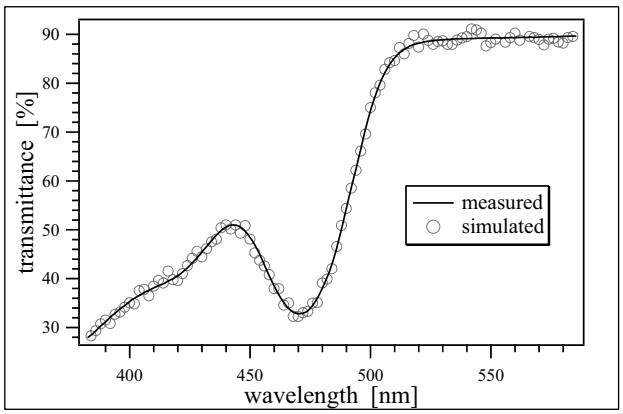


Fig. 6: Measured and simulated transmittance, blue emitting CdSe/ZnS quantum dots, crystal size 2 nm.

Provide data of optical constants for quantum dots

Commercially available VIS-emitting CdSe/ZnS quantum dots with four different emission wavelengths (corresponding to the colors blue, green, yellow and red) have been characterized experimentally by determining the absorption coefficient and the fluorescent map.

Since NIR-emitting quantum dots were not easily available without special agreements (e.g. PbS quantum dots from EVIDENT Technologies), the optical data had to be extrapolated. The extrapolation procedure is illustrated by Fig.7. For the simulations, various Stokes shifts from 25nm to 85nm have been assumed (For comparison: the Stokes shift of CdS quantum dots immersed in SiO_2 coatings produced by our laboratory exhibit Stokes shifts in the order of 60nm.

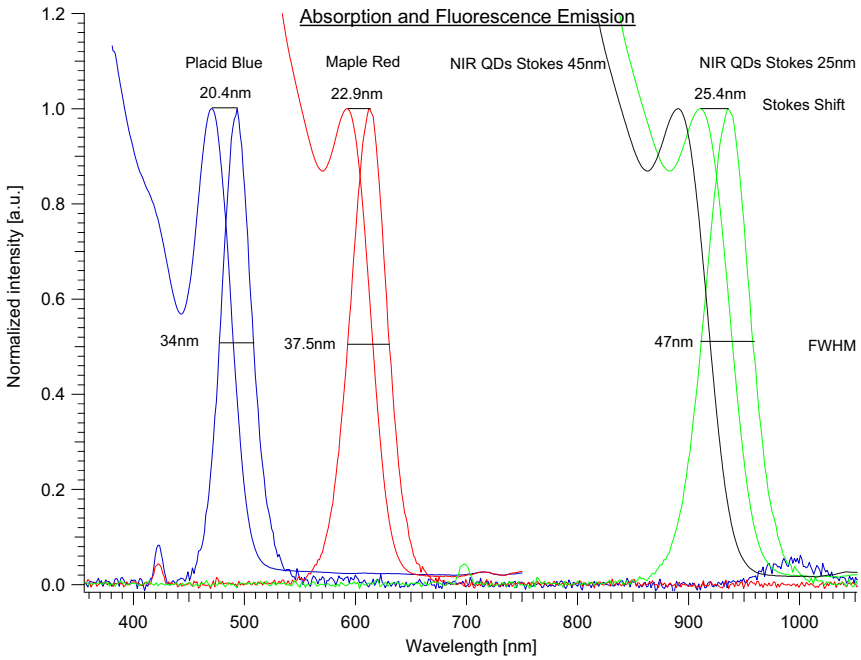


Fig. 7: Spectra of the absorption coefficient and the photoluminescent reemission as used in the simulations.

Simulation of quantum dot solar concentrators

Because of the complexity of the problem we limited ourselves to devices consisting of a single concentrating pane (quantum dots contained in bulk or applied as coating) in combination with crystalline silicon PV cells. The obtained efficiencies do thus not yet represent an upper limit, higher efficiencies can be obtained for stacked devices (e.g. tandem or triple stacks) in combination with PV cells made of different semiconductors materials with matched band gaps.

In general, the performance of the devices is strongly dependent on the concentration of the quantum dots. The simulation is a powerful tool to optimize this important parameter.

The simulations were run with the following settings:

- Illumination with solar spectrum AM 1.5 Global
- Angular distribution of the incoming photons according to Moon and Spencer distribution
- One million incoming photons
- Optimized molar concentration
- Internal Quantum Yield of 85%

Important output parameters are

- The photovoltaic concentration, indicating the ratio of the electrical power produced by the cell when being illuminated with the concentrated radiation and the electrical power produced by the cell when being illuminated with the AM1.5 global spectrum. Data on the Quantum Efficiency of the photovoltaic cell were provided by the group of Prof. C. Baillif.
- The "maximum photovoltaic concentration", that is the same ratio although the Quantum Efficiency is replaced by a step function adapted to the emission spectrum.
- The electrical power produced by the concentrator in the situation where a crystalline silicon solar cell produces 200W/m^2 (1000W of solar radiation converted with an efficiency of 20%) .

An overview of significant results is given in Table 1. A surface of 1m^2 is considered, with 1000W of incident solar radiation. The optical density of the photoluminescent material was optimized for each type of material. For commercial CdSe/ZnS core shell quantum dots, the simulation yields only an efficiency of 0.8%. For fluorescent dye colored PMMA, an efficiency of 1.5% is obtained. Higher efficiency values can be obtained for NIR-emitting quantum dots. For a Stokes shift of e.g. 65 nm, an efficiency of 5.3% is achieved, yielding under the given conditions an electricity production of 53W. This can be easily explained by the fact that the emission by the infrared emitting QDs is spectrally much better matched to the to the band gap of the crystalline silicon PV cell. In practice, the assumed Stokes shift of 65nm is not out of reach: CdS nanocrystal containg SiO_2 coatings produced by our laboratory exhibit a Stokes shift in the order of 60nm.

If the optical density of the material is reduced, the devices can even be made to be partially transparent. According to our simulations, a photovoltaic window containing one concentrating pane can produce above 26W/m^2, while exhibiting a visible transmittance above 40%.

One important question is whether more or less advantageous to apply the quantum dots embedded in a coating on a transparent substrate, or if the quantum dots are dispersed in the entire volume of the pane. In corresponding simulations we compared QDs contained in a 0.1 mm thick coating on one or two sides of the substrate to QDs immersed in the bulk material. Basically the same results are obtained: **No losses** are implied when the quantum dots are contained in a coating and not in the bulk material.

More simulation results related to the optimization such devices are given in the laboratory report of Benjamin Huriet.

	VIS QDs CdSe/ZnS, Maple Red	fluor. dye col. PMMA, Red	NIR QDs (Stokes 25 nm)	NIR QDs (Stokes 45nm)
Dimensions [cm]	0.5*100*100	0.5*100*100	0.5*100*100	0.5*100*100
Geometrical Ratio	50	50	50	50
Quantum Yield ext.	18.9	28.8	18.0	32.7
CPDN	9.5	14.4	9.0	16.3
Photon concentration	2.5	4.5	7.3	12.9
CPDB	1.3	2.3	3.7	6.5
Energetic Concentration	1.6	2.9	3.1	5.6
Transmission at 550nm	43.2		4.6	5.7
Visible Transmission	51.1	51.3	5.0	5.0
Photovoltaic Concentration	2.0	3.7	5.1	9.4
PV Concentration Max	3.7	5.5	5.9	10.4
Efficiency (without trans)	0.8%	1.5%	2.1%	3.8%
Electrical Power prod.	8W	15W	**21W**	**38W**

	NIR QDs (Stokes 65nm)	NIR QDs (Stokes 85nm)
Dimensions [cm]	0.5*100*100	0.5*100*100
Geometrical Ratio	50	50
Quantum Yield ext.	46.7	54.0
CPDN	23.4	27.0
Photon concentration	17.8	19.7
CPDB	8.9	9.9
Energetic Concentration	7.8	8.7
Transmission at 550nm	4.2	4.9
Visible Transmission	4.8	4.6
Photovoltaic Concentration	13.3	15.0
PV Concentration Max	15.1	16.8
Efficiency (without trans)	5.3%	6.0%
Electrical Power produced	**53W**	**60W**

Table 1: Overview on parameters used in a series of Monte-Carlo simulations of quantum dot solar concentrators and obtained results, the latter including the predicted system efficiency and the electrical power produced

Discussion

For single pane devices based on NIR emitting QDs in combination with crystalline silicon PV cells, system efficiencies up to 5% - 6% are expected. This is approximately in the same order of the efficiencies of amorphous silicon PV cells, but the sol-gel coatings could be produced at very low cost on the large scale, without the need for expensive vacuum eqiupment. System efficiencies will be higher when tandem or triple stack devices are built, in combination with high efficiency cells of different semiconductor materials with suitable energy gaps.

The predicted efficiency values given above might be to pessimistic, in reality even higher efficiencies might be achieved: For VIS emitting CdSe/ZnS quantum dots (EVIDENT Technologies, “Maple Red”), in combination with crystalline silicon PV cells, we obtained 0.8% maximum efficiency. Researchers from the European Project “FULLSPECTRUM” claim 1.8% efficiency for their device (as pointed out by S. Nowak, *OFEN, Programme Photovoltaïque, Rapport de synthèse du programme de recherche 2006*, p.7). It would be interesting to compare quantum dot and cell types of the simulated/measured devices, or to simulated their device using our software.

By our simulations, the importance of two main factors is revealed, an emission spectrum matched to the spectral efficiency curve of the photovoltaic cell, and a large Stokes shift, which is advantageous for the lateral energy transport. CdS nanocrystal containg SiO_2 coatings produced by our laboratory exhibit a Stokes shift in the order of 60nm. It should be feasible to replace the CdS in our coatings by another semiconductor such as e.g. PbS, thus aiming at a combination of the two beneficial factors.

Nanocomposite materials can be very durable. In selective solar absorber coatings, metal nanocrystal containing films have proven excellent stability in accelerated aging tests designed for a service lifetime over 25 years in harsh conditions (elevated temperatures and humidity). Silicon dioxide is an effective oxidation barrier: In food packaging, already a 2nm thin SiO_2 layer is sufficient to create an oxygen-tight protective layer. Therefore we believe that nanocomposite coatings consisting of inorganic semiconductor nanocrystals embedded in a silicon dioxide host matrix will show superior aging stability.

By sol-gel processing, large surfaces can be coated at low price. As an example, the German CENTROSOLARGLAS company can be mentioned: for sol-gel anti-reflection coatings on solar thermal collector glazing, the market prize amounts to only 8 EUR/m^2. Here lies one of the strengths of the concept: large surfaces could be coated in a low-cost process, resulting finally in low cost per kWh electricity.

Conclusions

- A large Stokes shift is advantageous in order to avoid energy losses during the lateral energy transfer. Our CdS nanocrystal containing coatings exhibit such a large Stojes shift.
- The photoluminescent emission of the quantum dots should spectrally match the used PV cells: e.g. for crystalline silicon PV cells, near infrared emitting QDs should be used (e.g. PbS nanocrystals).
- Quantum dots can be contained in a coating instead of being dispersed in the entire volume of the pane. No losses are implied due to the fact that the quantum dots are applied as a (nanocomposite) coating.
- Quantum dot containg sol-gel coatings can be applied at low price, quantum dots do not need to be purchased, crystals can be grown by self-organization during the thermal annealing step.
- Nanocomposite coatings consisting of inorganic semiconductor nanocrystals embedded in a silicon dioxide host matrix will be very durable.
- For single pane devices based on NIR emitting QDs in combination with crystalline silicon PV cells, system efficiencies above 5% - 6% are expected. For stacked devices, system efficiencies can be above 6%.
- combining cost-effective sol-gel deposition, high durability and system efficiencies > 6%, **the novel concept has a high potential and definitely merits future development.**
- The **next step** should be the development of coatings containing **NIR-emitting quantum dots** made of a semiconductor material with suitable band gap (e.g. PbS). Replacing the VIS-emitting CdS QDs in our coatings by NIR-emitting PbS QDs should be possible without any difficulties.

References

[1] Schüler A., Python M., Valle del Olmo M., de Chambrier E., ***Quantum dot containing nanocomposite thin films for photoluminescent solar concentrators,*** Solar Energy 81, 1159 (2007)

[2] Schüler A., Kostro A., Galande C. , Valle del Olmo M., de Chambrier E., Huriet B., ***Principles of Monte-Carlo ray-tracing simulations of quantum dot solar concentrators***, Proceedings of the ISES solar world congress 2007, Beijing, China 18th - 21st September 2007

[3] Kostro A., Huriet B., Schüler A., ***PhotonSim: developing and testing a Monte-Carlo ray-tracing software for the simulation of planar luminescent solar concentrators***, Proceedings of the CISBAT 2007 International Conference, Lausanne 4th - 5th September 2007

[4] Barnham J., Marques J.L., Hassard J., O'Brien P., 2000. ***Quantum-dot concentrator and thermodynamic model for the global redshift***, Appl. Phys. Lett. 76, 1197-1199.

[5] Batchelder J.S., Zewail A.H., Cole T., 1981. ***Luminescent solar concentrators. II. Experimental and theoretical analysis of their possible efficiencies,*** Applied Optics 20, 3733-3754

[6] De Mello Donegá C., Hickey S.G., Wuister S.F., Vanmaeckelbergh D., Meijerink A., 2003. ***Single-step synthesis to control the photoluminescence quantum yield and size dispersion of CdSe nanocrystals***, J. Phys. Chem. 107, 489-496.

[7] Gallagher S.J., Eames P.C., Norton B., 2004. ***Quantum dot solar concentrator, predicted using a ray trace approach***, Intern. Journal of Appl. Energy 25, 47-56.

[8] Goetzberger A., Greubel W., 1977. ***Solar energy conversion with fluorescent collectors***, Appl. Phys. 14, 123-139.

[9] Hines M.A., Guyot-Sionnest P., 1996. ***Synthesis and characterization of strongly luminescing ZnS-capped CdSe nanocrystals***, J. Phys. Chem. 100, 468-471.

[10] Nozik, A.J., 2002. ***Quantum dot solar cells***, Physica E 14, 115-120.

[11] Oelhafen P., Schüler A., ***Nanostructured materials for solar energy conversion***, Solar Energy *79*, 110 (2005)

[12] Winston R., 1974. ***Solar concentrators of a novel design***, Solar Energy 16, 89

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

CENTER OF COMPETENCE FOR BUILDING INTEGRATED SOLAR INSTALLATIONS

CONCEPT

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ZAGSOLAR
Address	Amlehnstr. 33, CH – 6010 Kriens
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 41 312 09 40, r.durot@zagsolar.ch, www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	102014 / 152494
Duration of the Project (from – to)	1. Februar 2007 - 30. Juni 2007
Date	29.01.2008

ABSTRACT

More and more solar installations are integrated in the building. These installations not only produce energy but also fulfil functions of the outer building layer. In such installations a good quality of the mounting system is very important.

In a first step a concept was worked out how the quality of mounting-systems with view to several aspects as statics, water-resistance, etc. shall be checked. The discussion among several involved universities and other key persons leaded to the proposed building of a working group.

The working group BiSolNet (competence network among several universities) shall be active in research and development, quality assurance and certification, information, studies.

The definition of the test procedures with international coordination shall be one of the first projects.

Einleitung / Projektziele

Solaranlagen können ins Gebäude integriert werden. Sie werden so zum Teil des Gebäudes und haben damit auch Funktionen der Gebäudehülle zu übernehmen. Für diverse Gebäudehüllenaspekte wie Wasserdichte, Brandschutz, Statik gibt es nationale und internationale Normen, welche eingehalten werden müssen.

Die vorgesehene Schaffung eines Kompetenzzentrums „Gebäudeintegration von Solaranlagen“ soll der Qualitätssicherung dienen und die Zertifizierung von Systemen zur Integration von Solaranlagen ermöglichen. In einer ersten Konzeptphase soll geklärt werden, wie dieses Kompetenzzentrum organisiert werden soll.

Kurzbeschrieb des Projekts

Auf dem Gebiet der Photovoltaik und Solarthermik gibt es in der Schweiz bereits einige Kompetenzzentren. In Hinblick auf die Untersuchung von Aspekten der Gebäudeintegration von Solaranlagen sollen die vorhandenen Ressourcen dieser Kompetenzzentren genutzt werden. Die Konzeptphase diente somit der Klärung folgender Teilaufgaben:

- Klarlegung der institutionellen Verankerung eines möglichen Kompetenzzentrums „Gebäudeintegration von Solaranlagen“ an der Hochschule Luzern
- Klarlegung des Bezugs zu Brenet (nationales Kompetenznetzwerk Gebäudetechnik und Erneuerbare Energien) und weiterer Fachhochschulen
- Klarlegung des Prüfverfahrens zu den einzelnen Aspekten
- Festlegung der verantwortlichen Instanzen für die einzelnen Aspekte
- Aufzeigen des Ablaufs der Prüfungen dieser Anforderungen
- Abschätzung des Aufwands (Ressourcen und Finanzen) für die verschiedenen durchzuführenden Prüfungen

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Rahmen der Konzeptphase fanden mit den Verantwortlichen der bestehenden Kompetenzzentren und mit einigen weiteren Solarexperten Besprechungen zur beabsichtigten Schaffung eines Kompetenzzentrums statt. Da die Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI) in Canobbio sehr aktiv auf dem Gebiet der Gebäudeintegration ist, fanden hier mehrere ausführliche Besprechungen zwischen diesen Experten und den Verantwortlichen der Hochschule Luzern statt.

Unter anderem wurde an etlichen Sitzungen auch über die mögliche Prüfweise des jeweiligen Integrationsaspektes gesprochen. Die Forderung, dass das Prüfverfahren möglichst internationale Anerkennung finden sollte, führte zum Wunsch nach umfangreicheren Abklärungen.

Auf breite Akzeptanz stiess von Anfang an die Absicht, dass die vorgesehenen Aktivitäten im Rahmen des Kompetenznetzwerks Brenet stattfinden sollen.

Als Resultat der intensiv geführten Diskussionen wird nun in Bezug auf Art. 11 des Brenetstatus die Gründung einer Arbeitsgruppe mit dem Namen Building Integrated Solar Network (BiSolNet) vorgeschlagen. Diese Arbeitsgruppe soll auf folgenden Gebieten tätig sein:

- **Forschung und Entwicklung im Rahmen** der Integration von Solartechnologien in der bebauten Umwelt
- **Zertifizierung und Qualitätssicherung** von Solarsystemen im Hinblick auf die Gebäudeintegration
- **Informationen** über Solarsysteme und Integrationskonzepte (Webseite)
- **Aus- und Weiterbildung** über Solarsysteme

Die vorgesehene Qualitätssicherung und Zertifizierung von Integrationssystemen soll als wichtigstes Projekt der Arbeitsgruppe BiSolNet weiterverfolgt werden. Der Bericht zum Konzept weist erste Ideen zum Prüfverfahren der einzelnen Integrationsaspekte auf. Das Verfahren soll nun präzisiert und international koordiniert bearbeitet werden..

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Folgende Institutionen und Firmen beeinflussten wesentlich die Konzepterarbeitung zur geplanten Qualitätssicherung und Zertifizierung von Solarsystemen:

- Hochschule Luzern, 6048 Horw
- SUPSI-Trevano, 6952 Canobbio
- Institut für Solartechnik SPF, 8640 Rapperswil
- Berner Fachhochschule, 3400 Burgdorf
- EMPA, 8600 Dübendorf
- Novaenergie, 5000 Aarau
- Enecolo, 8017 Mönchaltorf
- Planair, 2314 La Sagne

Bewertung 2007 und Ausblick 2008

Wie die Konzeptphase zum vorgesehenen Kompetenzzentrum „Gebäudeintegration von Solaranlagen“ zeigte, besteht ein breiter Konsens, dass der Qualitätssicherung von Solaranlagen gerade auch bei Gebäudeintegration vermehrt Beachtung geschenkt werden muss. Die Arbeitsgruppe BiSolNet soll nun gebildet und dann ihre Tätigkeit im Bereich Gebäudeintegration von Solaranlagen aufnehmen. Eine breit abgestützte Marktanalyse soll als nächsten Schritt zeigen, wie weit auch die Industrie und das Gewerbe eine systematische und international koordinierte Qualitätssicherung für gebäudeintegrierte Solaranlagen unterstützt.

Zeigt die Marktanalyse eine breite Unterstützung wird als wichtiges Projekt die Qualitätssicherung und Zertifizierungsmöglichkeit vorangetrieben. Unter Berücksichtigung der vielen nationalen und internationalen Normen im Gebäudebereich sollen dann vorerst die Prüfverfahren in den einzelnen Aspekten definiert werden.

Internationale Koordination

P. Hüsser
Schweizer Beitrag zum IEA PVPS Programm - Task 1 - 11427 / 152 582 **243**

Th. Nordmann, L. Clavadetscher
IEA PVPS Programm Task 2 Schweizer Beitrag 2007 - 14805 / 152583 **249**

S. Nowak, G. Favaro, M. Gutschner
Swiss Interdepartmental Platform for Renewable Energy Promotion in International Cooperation (REPIC) - SECO UR-00123.01.01 **255**

P. Renaud, P. Bonhôte
IEA PVPS Task 10 – Swiss contribution - 101562 / 151862 **265**

J. Remund, M. Rindlisbacher, D. Domeisen
IEA SHC Task 36: Solar resource knowledge management - 101498 / 151784 **271**

M. Real, T. Hostettler
Normenarbeit für PV Systeme - Swissolar **275**

S. Nowak, M. Gutschner, S. Gnos, U. Wolfer
PV-ERA-NET: Networking and Integration of National and Regional Programmes in the Field of Photovoltaic (PV) Solar Energy Research and Technological Development (RTD) in the European Research Area (ERA) - CA-011814-PV ERA NET **281**

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

SCHWEIZER BEITRAG ZUM IEA PVPS PROGRAMM, TASK 1

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Pius Hüsser
Company	Nova Energie GmbH
Address	Schachenallee 29, CH-5000 Aarau
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 62 834 03 00 / 2, pius.huesser@novaenergie.ch, www.iea-pvps.org
Project- / Contract Number	11427 / 152 582
Duration of the Project (from – to)	01.01.2007 – 31.12. 2007
Date	14.01.2008

ABSTRACT

The Swiss contribution to the PVPS Programme includes:

1. **National Survey Report**, a summary of developments in the market and political areas. The report's data is integrated into the IEA's **Trends in Photovoltaic Applications Report**
2. Acquisition of Swiss contributions to **PV Power**, distribution of the magazine to approx. 280 addresses in Switzerland
3. Targeted search for **new contacts** in the PV area
4. Contributions/organizations to/of national and international **workshops**
5. **PR-work** in Switzerland. Reference to the programme's international publications

The results of these activities include:

4. **National Survey Report** (NSR) based on the statistics provided by the Swiss Association of Solar Professionals and the Swiss Association of Utilities (grid-connected installations)
5. Distribution of the **PV Power Magazine** in May and November
6. 2 **Task 1 meetings** in Zacatecas, Mexico and Tokyo, Japan
7. 2 Workshops in Milano (September) and Fukuoka (December), Workshop contribution in Zacatecas
8. Webmastering support for www.iea-pvps.org

Work still to be done:

9. Workshop organization at the PV conference in Valencia (Sept. 2008)
10. Participation at PV Finance workshop in Kuala Lumpur

Kurzbeschrieb des Projekts

Task 1 unterstützt die generelle Strategie des PVPS Programmes (Kostenreduktion, Potenzial erfassen, Barrieren beseitigen, Kooperation mit Nicht-IEA-Ländern) mit folgenden Produkten:

- **PV POWER**, ein zweimal jährlich erscheinender Newsletter
- **Trends Report** (Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006), ein Jahresbericht zur Markt- und Technologie-Entwicklung von dem Programm angeschlossenen Länder
- Reports und Workshops zu spezifischen Themen der Photovoltaik
- Eigene Programm-Homepage unter www.iea-pvps.org

Ziel ist es, die identifizierten Zielgruppen (Regierungen, EW's, Industrie, Forschung usw.) mittels qualitativ hochstehenden Produkten zu informieren.

Der Schweizer Beitrag innerhalb des PVPS Programmes konzentriert sich auf folgende Schwerpunkte:

- **National Survey Report [1]**, eine Zusammenstellung der Marktentwicklung und des politischen Umfeldes in der Schweiz. Diese Daten werden im **Trends Report** [2] zusammengefasst und publiziert
- Organisieren von Schweizer Beiträgen in **PV Power** sowie Mitarbeit im Editorial Board.
- Distribution von **PV Power** an etwa 280 Adressaten in der Schweiz
- Gezielte Suche nach weiteren Kontakten innerhalb der Zielgruppe
- Beiträge an Workshops und Konferenzen auf nationaler und internationaler Ebene
- Organisation von Workshops
- Medienarbeit in der Schweiz: Hinweise auf internationale Publikationen des Programms, Publizieren von Marktstatistiken
- Unterstützung des ExCo beim Internetauftritt

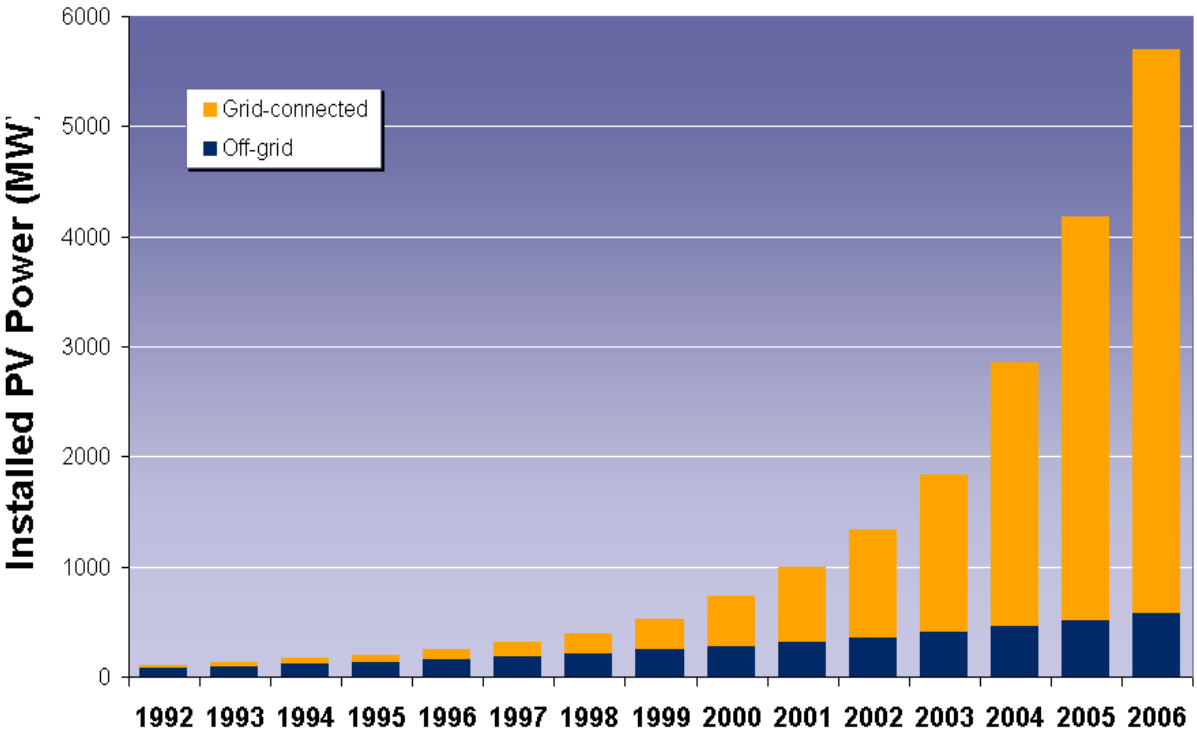


Bild 1: Cumulative installed grid-connected and off-grid PV power in the reporting countries – Years 1992-2006

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

National Survey Report NSR

Der NSR bildet die Grundlage für den jedes Jahr erscheinenden "**Trends Report**". Als Basis für die Statistiken dienen die jährlichen Erhebungen des Sonnenenergie Fachverbandes Swissolar, ergänzt mit Daten der VSE-Statistik zu den netzgekoppelten PV-Anlagen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die erhobenen Marktzahlen.

Sub-market/ application	31 Dec. 1993 kW	31 Dec. 1994 kW	31 Dec. 1995 kW	31 Dec. 1996 kW	31 Dec. 1997 kW	31 Dec. 1998 kW	31 Dec. 1999 kW	31 Dec. 2000 kW	31 Dec. 2001 kW	31 Dec. 2002 kW	31 Dec. 2003 kW	31 Dec. 2004 kW	31 Dec. 2005 kW	31 Dec. 2006 kW
off-grid domestic	1 675	1 780	1 940	2 030	2 140	2 210	2 300*	2 390*	2 480*	2 570*	2 740*	2 810*	2 930*	3 050*
off-grid non-domestic	100	112	143	162	184	190	200*	210*	220*	230*	260*	290*	320*	350*
Grid-connected distributed	2 900	3 600	4 050	4 850	5'950	7 630	9 420	11 220	13 340	15 140	16 440	18 440	21 240	23 740
Grid-connected centralised	1 100	1 200	1 '350	1 350	1 450	1 470	1 480	1 480	1 560	1 560	1 560	1 560	2 560**	2 560
TOTAL	5 775	6 692	7 483	8 392	9 724	11 500	13 400	15 300	17 600	19 500	21 000	23 100	27 050	29 700

Zwischen den beiden Datenquellen ergeben sich Abweichungen aufgrund der unterschiedlichen Art der Erhebung. Einerseits werden von Importeuren, Distributoren und Installateuren Verkaufszahlen erhoben (in MWp der DC-Leistung der Module).

Unabhängig davon wird die VSE-Statistik der installierten Leistung durch Swissolar und mit Unterstützung des VSE fortgeschrieben. Hier wird die installierte Leistung erhoben. Dabei gibt es Abweichungen zur Verkaufsstatistik einerseits aus terminlichen Gründen (nicht alle verkauften Module sind bereits installiert) andererseits weil zu vermuten ist, dass gewisse Elektrizitätswerke die AC-Leistung der in ihrem Netz installierten Anlage angeben.

PV Power

PV Power wurde im Berichtsjahr 1 mal ausgeliefert (Juni). Die Dezemberausgabe konnte leider nicht mehr vor Weihnachten versandt werden.

Die Anzahl der Abonnenten konnte um mehr als 10% gesteigert werden. Vor allem weitere Kontakte innerhalb der boomenden Schweizer PV-Industrie konnten als Abonnenten hinzugefügt werden.



Trends Report



Basierend auf den Daten des "National Survey Reports" wurde Anfang September der Trends Report publiziert. Als Primeur konnte der Report dieses Jahr rechtzeitig zur Europäischen Photovoltaikkonferenz in Milano in gedruckter Form verteilt werden.

Die wichtigsten Daten aus dem Report sind auch im Internet unter www.iea-pvps.org [3] einsehbar. Der ganze Report wie auch einzelne Tabellen können als PDF-Dokumente heruntergeladen werden.

Table 2 – Cumulative installed PV power in IEA PVPS countries: historical perspective

	Cumulative installed PV power (MW)													
Country	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
AUS	8,9	10,7	12,7	15,7	18,7	22,5	25,3	29,2	33,6	39,1	45,6	52,3	60,6	70,3
AUT	0,8	1,1	1,4	1,7	2,2	2,9	3,7	4,9	6,1	10,3	16,8	21,1	24,0	25,6
CAN	1,2	1,5	1,9	2,6	3,4	4,5	5,8	7,2	8,8	10,0	11,8	13,9	16,7	20,5
CHE	5,8	6,7	7,5	8,4	9,7	11,5	13,4	15,3	17,6	19,5	21,0	23,1	27,1	29,7
DNK	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	1,1	1,5	1,5	1,6	1,9	2,3	2,7	2,9
DEU	8,9	12,4	17,7	27,8	41,8	53,8	69,4	113,7	194,6	278,0	431,0	1 044	1 910	2 863
ESP	4,6	5,7	6,5	6,9	7,1	8,0	9,1	12,1	15,7	20,5	27,0	37,4	57,7	118,2
FIN	1,0	1,2	1,3	1,5	2,0	2,2	2,3	2,6	2,7	3,1	3,4			
FRA	2,1	2,4	2,9	4,4	6,1	7,6	9,1	11,3	13,9	17,2	21,1	26,0	33,0	43,9
GBR	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	1,1	1,9	2,7	4,1	5,9	8,2	10,9	14,0
ISR	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,9	1,0	1,3
ITA	12,1	14,1	15,8	16,0	16,7	17,7	18,5	19,0	20,0	22,0	26,0	30,7	37,5	50,0
JPN	24,3	31,2	43,4	59,6	91,3	133,4	208,6	330,2	452,8	636,8	859,6	1 132,0	1 421,9	1 708,5
KOR	1,6	1,7	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5	4,0	4,8	5,4	6,0	8,5	13,5	34,7
MEX	7,1	8,8	9,2	10,0	11,0	12,0	12,9	13,9	15,0	16,2	17,1	18,2	18,7	19,7
NLD	1,6	2,0	2,4	3,3	4,0	6,5	9,2	12,8	20,5	26,3	45,9	49,5	51,2	52,7
NOR	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,2	6,4	6,6	6,9	7,3	7,7
PRT	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1,1	1,3	1,7	2,1	2,6	3,0	3,0
SWE	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,2	4,8
USA	50,3	57,8	66,8	76,5	88,2	100,1	117,3	138,8	167,8	212,2	275,2	376	479,0	624,0
Total	**136**	**164**	**199**	**244**	**314**	**396**	**520**	**729**	**989**	**1 334**	**1 828**	**2 858**	**4 180**	**5 695**

Notes: ISO country codes are outlined in Table 12. Totals reflect conservative 'best estimates' based on the latest information made available to the IEA PVPS Programme from the individual countries for previous years, and are updated as required. Finland no longer included in total. The reader is referred to the German national report for discussion about the changes to the agreed installed capacity in calender years 2004 to 2006. Portugal did not provide 2006 survey information for this activity in a timely fashion and consequently other information sources have been used.

WORKSHOPS

Information gathering along the PV industry value chain

IEA PVPS Workshop, 6. Sept. 2007, Milano, Italy

Mit der Zielsetzung, die Qualität unseres Hauptproduktes „Trends Report“ laufend zu verbessern, haben wir wiederum unsere Stakeholders zu einem Workshop/Diskussionsforum eingeladen.

2 Tage vor dem Workshop konnte im Photon Magazin eine scharfe Kritik an der Datenerhebung von PVPS gelesen werden. Wir nutzten den Workshop, um auf diese Kritik zu reagieren und erhielten unter anderem von namhaften Vertretern der PV-Industrie sehr gute Unterstützung.

Die Arbeit von PVPS wird sehr gelobt, auch wenn sicher noch Wünsche vor allem auch bezüglich Nicht-Mitgliedländer vorhanden sind.



PVPS@PVSEC: Status of PV in the Asia Pacific Region & Europe - 6.12.2007, Fukuoka, Japan

Zum zweiten Mal nach Shanghai 2005 organisierte Task1 innerhalb der PVSEC (Asiatische Photovoltaikkonferenz) einen Workshop mit Fokus auf PVPS-Services und aufstrebende Märkte vor allem in Asien. Dank der grosszügigen Unterstützung durch die Konferenzorganisation war unser Workshop als Teil des Konferenzprogrammes aufgeführt. Demensprechend gross war auch die Zahl der Teilnehmenden.

Mit teils mehr als 100 Personen im Saal und total mehr als 130 Registrierungen wurden die gesetzten Ziel in dieser Hinsicht stark übertroffen.

Workshops haben aber auch zum Ziel, unser Netz von Kontakten in Mitgliedländern wie auch in aufstrebenden neuen Märkten zu vergrössern. Sie helfen uns, beide Hauptprodukte „Trends Report“ und „PV Power“ stetig zu verbessern.



Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Berichtsjahr fanden 2 Task 1 Meetings statt:

Juni 2007
Zacatecas, Mexiko
Vorbereitung des Trends Reports 2007
Workshop-Planung Milano und Fukuoka

Dezember 2007
Tokyo
Auswertung Kommentare zum Trends Report, Verbesserungen und Änderungen.
Neue Webseite PVPS
Planung 2008: Workshops, Konferenzen, Trends Report

Konferenzen

Europäische Photovoltaik Konferenz in Milano, Oral Presentation (durch Izumi Kaizuka) zum Trends Report 2006



Asiatische Photovoltaik-Konferenz in Fukuoka, Japan
Oral Presentation (durch Roland Bründlinger) zum Trends Report 2006
Session Chair mit Osamu Ikki, Japan

Workshops

Für den Workshop in Milano war die Schweiz federführend für Konzeption, Organisation, Administration.

Beim Workshop in Fukuoka war die Schweiz im Steering Committee

In Zacatecas hat Pius Hüsser eine Übersicht über die PV-Industrie in Europa präsentiert.

Sarasin Report: Für den durch die Bank Sarasin erstellten jährlichen Report zum Status der Solarenergienutzung lieferte Task 1 zum frühest möglichen Zeitpunkt die Marktzahlen 2006.

Bewertung 2007 und Ausblick 2008

Für Task 1 und das PVPS Programm können wir auf ein sehr erfolgreiches Jahr zurückblicken. Die Vertreter von PVPS werden mehr und mehr als hoch qualifizierte Experten und neutrale Berater und Informationsquellen geschätzt und angefragt. Dies zeigt sich auch durch die Anfrage von EPIA, beim Steering Committee für den geplanten Finance Workshop im Feb. 2008 mitzuwirken.

Der Trends Report wird sehr häufig als Datenquelle zitiert und die freie Verfügbarkeit von Informationen auf der Webseite wird sehr geschätzt.

Im Moment sind für 2008 zwei Workshops geplant:

In Malaysia wird im März ein PV - Finance – Workshop stattfinden. Pius Hüsser wurde angefragt, das PVPS-Programm zu vertreten.

In Kombination mit der Europäischen PV-Konferenz findet in Valencia (Sept. 2008) ein Workshop zum Thema „Emerging PV Markets“ statt. (Lead: Pius Hüsser)

In 2009 finden neben der EUPVSEC zwei asiatische PV-Konferenzen (PVSEC) statt:
Januar 2009 in Kolkatta, Indien und Dezember 2009 in Korea.
Task 1 plant, an beiden Orten einen Workshop durchzuführen.

Referenzen

[1] P. Hüsser, Th. Hostettler, ***National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2006,*** Mai/Nov. 2007

[2] ***Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2006,*** IEA, PVPS, Task I – 16:2007

[3] Internet site ***www.iea-pvps.org***

[4] G Watt, P Hüsser, I Kaizuka & P Cowley, ***GLOBAL ASPECTS OF PV DEVELOPMENT***, Trends in photovoltaic applications – latest results from the IEA-PVPS Programme surveys Oral Presentation an der Europ. PV-Konferenz, Sept. 2007, Milano

[5] R. Bründlinger, G Watt, P Hüsser, I Kaizuka & P Cowley, ***International Trends in Photovoltaic Markets***, Oral Presentation an der PVSEC, Fukuoka, Japan, Dez. 2007

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

SCHWEIZER BEITRAG ZUM IEA PVPS PROGRAMM, TASK 2 - 2007

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Thomas Nordmann, Luzi Clavadetscher
Institution / Company	TNC Consulting AG
Address	Seestrasse 141, CH 8703 Erlenbach
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 44 991 55 77, mail@tnc.ch, www.tnc.ch
Project- / Contract Number	14805 / 152583
Duration of the Project (from – to)	January 2007 - December 2007
Date	11.01.2008

ABSTRACT

Switzerland takes part in the Photovoltaic Power Systems (PVPS) programme of the International Energy Agency (IEA), Task 2. The overall objectives of the Task 2 is to improve the operation, sizing, electrical and economic output of photovoltaic systems and components by collecting, analysing and disseminating information on their technical and economic performance and reliability, providing a basis for their assessment, and developing practical recommendations. The actual work of Task 2 is organised in four active Subtasks.

Activities of Phase III, 2004 - 2007

Subtask 1: Performance Database (enrichment and dissemination of the performance database). This tool has now worldwide more than 3'000 users form 90 different countries. It is being updated at least once a year by the expert-group. The database is now available on-line at the public website http://www.iea-pvps-task2.org.

Subtask 5: Technical Assessments and Technology Trends of PV Systems.
This Task is developing knowhow and experience concerning the long-term reliability as well as the user-awareness of PV systems and ways to analyse and predict the performance of PV systems.

Subtask 6: PV System Cost over Time (Activity leader Switzerland).
The global economical survey aims at gathering information on plants, technical performance, maintenance and cost of as many PV systems as possible. With an Internet-based survey tool performance and economic data was collected over the past year. A report was published at the end of the year 2007 [2].

Subtask 7: Dissemination Acitivities, Educational Tools.

This project has been supported by the members of the IEA PVPS Pool Switzerland

Einleitung / Projektziele

Die Ziele von Task 2 sind:

- Verbreitung von technischen Informationen und Know-how zur Performance, Langzeitverhalten und Auslegung von PV-Systemen an die Zielgruppen.
- Die Zielgruppen sind, andere PVPS Tasks und PV Experten, Forschungsstellen, Elektrizitätswerke und Industrie, das heisst Hersteller von Komponenten, System Entwickler und Installateure, Normenverbände und Universitäten und Schulen.

Mitglieder des Task 2 sind folgende Länder und Organisationen:

Deutschland (Taskleitung), European Photovoltaic Industry Association, Europäische Union, Frankreich, Grossbritannien, Italien, Japan, Kanada, Oesterreich, Schweiz, Schweden, Vereinigte Staaten und Polen (als Beobachter).

Task 2 befindet sich in der dritten Phase (2004 - 2007).

Kurzbeschrieb des Projekts

Um die notwendigen Informationen über die Performance und das Langzeitverhalten von PV-Systemen zu erhalten wurde eine Internationale Datenbank (IEA PVPS Performance Database) aufgebaut und den Zielgruppen zugänglich gemacht. Die Anlage- und Betriebsdaten wurden während den letzten Jahren von den Mitgliedern des Task 2 eingesammelt, aufbereitet und verbreitet. Seit Dezember 2006 ist die Datenbank auch interaktiv im Internet verfügbar (http://www.iea-pvps-task2.org/database/)

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Arbeiten des Task 2:

- Zwei Task Meetings

  6. Tokyo, JPN, März 2007

  7. Erlenbach, CHE, September 2007

Subtask 1:

International Database (DEU)

- Performance Database on the Web

Subtask 5:

Technical Assessments and Technolgy Trends of PV Systems

- PV in the Built Environment (EU)
- Long-term Reliability of PV Systems (AUT)
- User's Awareness of PV System Performance (JPN)
- Performance Prediction (FRA, CAN)

Subtask 6:

PV System Cost over Time (CHE)

Subtask 7:

Dissemination Acitivities

- Educational Tools (ITA)

IEA PVPS Datenbank im Internet

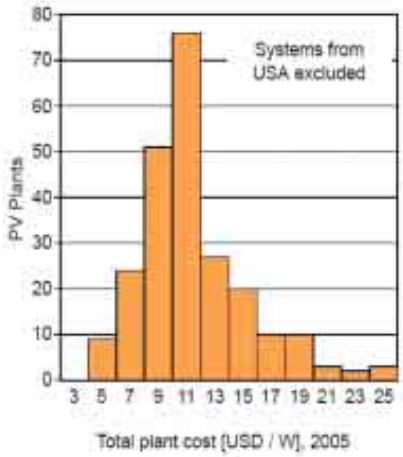
Ein grosser Schritt war die Veröffentlichung der IEA PVPS Performance Datenbank im Internet. Die gesamte Datenbank, mit mehr als 500 Anlagen aus 22 Ländern mit insgesamt 1600 Betriebsjahren, ist seit Dezember 2006 im Internet unter: http://www.iea-pvps-task2.org/database/, interaktiv verfügbar. Durch die Eingabe von verschiedenen Suchkriterien können die Daten der Anlage und Betriebswerte einzelner Systeme oder ausgewählten Gruppen aufgerufen werden. Die Datenbank im Internet wird ständig mit den neuesten Daten aktualisiert.

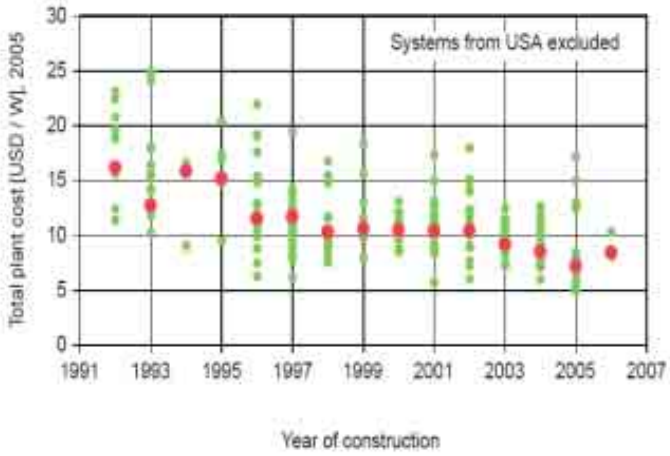
Cost and Performance Trends in Grid-connected Photovoltaic Systems and Case Studies.

Die Schweiz leitete den Subtask 6. Anlässlich der 20. Europäischen Photovoltaik-Konferenz in Barcelona, Juni 2005 wurde der Global Economic Survey gestartet. Die Erfassung der Daten wurde im November 2006 abgeschlossen und enthält Oekonomische- und Betriebsdaten von 774 Anlagen aus 19 Ländern.

Cost

Ökonomische Daten von 527 PV Netzverbundanlagen wurden ausgewertet und in einem Task 2 Report [2] zusammengefasst. Die Figuren 1 und 2 zeigen die spezifischen Anlagekosten von PV Netzverbundanlagen aus 10 Länden.

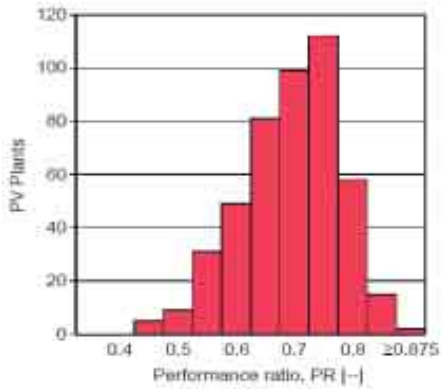


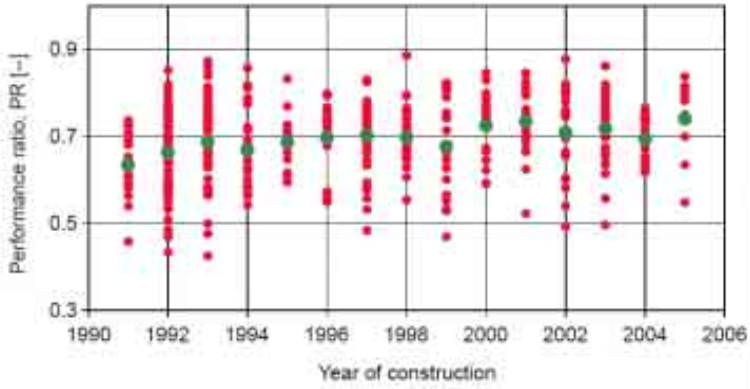


Figur 1 und 2: Investitionskosten [USD/W] für 245 Netzverbundanlagen erbaut zwischen 1992 und 2006 aus 10 Ländern.

Performance

Zusammengefasste Resultate der Performance Daten aus der IEA Performance Database wurden im Task 2 Report [2] publiziert. Die Beispiele in den Figuren 3 und 4 zeigen die mittlere Performance (PR) von 461 Netzverbundanlagen erstellt zwischen 1991 und 2005.

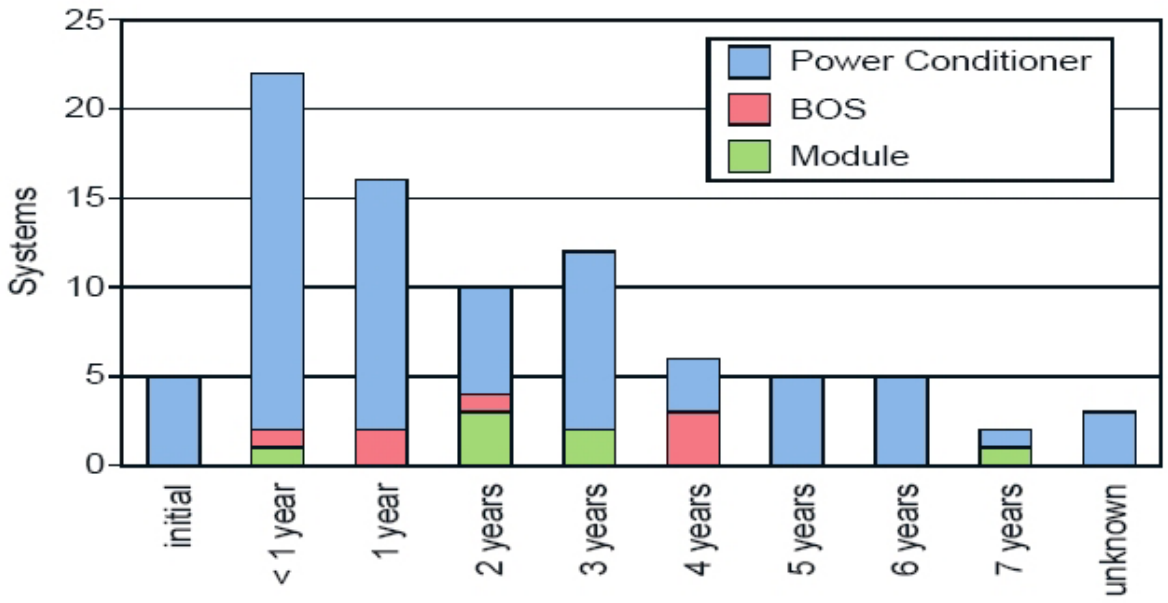




Figur 3 und 4: Performance Ratio (PR) von 461 Netzverbundanlagen aus der IEA PVPS Datenbank.

Case Studies

Als Ergänzung zu den Auswertungen der Performance- und Ökonomischen Daten enthält der Task 2 Report Fallbeispiele aus sechs Länderen. Figur 5 zeigt ein Beispiel aus einer Studie über Ausfälle von Netzverbundanlagen in Japan.



Figur 5: Fallbeispiel aus Japan: Studie von Ausfällen von Netzverbundanlagen nach Betriebsjahren.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit innerhalb des Task 2, sowie die Intertask-Kooperation sind ein wesentlicher Bestandteildes IEA PVPS Implementing Agreements. Mit der Task 2 WWW-Homepage und der Online PVPS Performance Datenbank sind Informationen über die Aktivitäten, sowie die komplette Datenbank für die Zielgruppen zugänglich. Die 22. Europäische PV Konferenz in Mailand bot Gelegenheit die Resultate der Aktivitäten des Task 2 vorzustellen.

Bewertung 2007 und Ausblick

Ende 2007 wurden die Aktivitäten der Phase III des Task 2 abgeschlossen. Folgende Reports werden noch veröffentlicht:

- Long–Term Reliability of Photovoltaic Systems, Deutschland und Österreich.
- User Perceptions of Photovoltaic System Performance, Japan.
- Performance Prediction of Grid-connected Photovoltaic Systems Using Remote Sensing, Kanada und Frankreich.

Im weiteren soll die Task 2 Webseite und die Datenbank weiterhin unterhalten und damit auch zugänglich bleiben. Es sind auch Bestrebungen für die Weiterführung der Arbeiten in einem neuen IEA PVPS Task angelaufen.

Die Arbeiten dieses Projektes wurden unterstützt durch die Steuergruppe Schweizer IEA PVPS Pool:

- BFE
- Energiefachstelle, Kanton Basel Stadt
- ewz, Zürich
- Gesellschaft Mont Soleil
- ScanE, Kanton Genf
- SWISSOLAR

Referenzen / Publikationen

Datenbank

[1] IEA PVPS Task 2, ***PERFORMANCE DATABASE***, Version 1.19, Edition: May 2007. For download and interactive web-application: http://www.iea-pvps-task2.org/database/

Reports

[2] IEA PVPS Task 2, ***COST AND PERFORMANCE TRENDS IN GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS AND CASE STUDIES***, Report IEA-PVPS T2-06:2007.

[3] IEA PVPS Task 1, ***TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS***, in selected IEA countries between 1992 and 2005, Report IEA-PVPS T1-15:2006.

[4] IEA PVPS Task 2, ***COUNTRY REPORTS ON PV SYSTEM PERFORMANCE***, Report IEA-PVPS T2-05:2004.

[5] IEA PVPS Task 2, ***THE AVAILABILITY OF IRRADIATION DATA***, Report IEA-PVPS T2-04:2004.

[6] IEA PVPS Task 2, Operational Performance, ***RELIABILITY AND PROMOTION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS***, Report IEA-PVPS T2-03:2002.

[7] IEA PVPS Task 2, ***ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS***, Report IEA-PVPS T2-01:2000.

Publikationen

[8] S. Castello, ***TRAINING EXPERIENCE IN ITALY***, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 2006, Dresden, Germany.

[9] S. Mau, U. Jahn, ***PERFORMANCE ANALYSIS OF GRID-CONNECTED PV SYSTEMS***, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 2006, Dresden, Germany.

[10] U. Jahn, Th. Nordmann, L. Clavadetscher, ***PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: OVERVIEW OF PVPS TASK 2 RESULTS,*** 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, June 2005, Barcelona, Spain.

[11] Th. Nordmann, ***FEED-IN TARIFFS AND BIPV - CAN WE MAKE A WINNING TEAM?*** 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, June 2005, Barcelona, Spain.

[12] U. Jahn, W. Nasse, Th. Nordmann, L. Clavadetscher, D. Mayer, ***ACHIEVEMENTS OF TASK 2 OF IEA PV POWER SYSTEMS PROGRAMME: FINAL RESULTS ON PV SYSTEM PERFORMANCE,*** 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, June 2004, Paris, France.

[13] Thomas Nordmann, Ulrike Jahn, Wolfgang Nasse, ***PERFORMANCE OF PV SYSTEMS UNDER REAL CONDITIONS AT THE EUROPEAN WORKSHOP ON LIFE CYCLE ANALYSIS AND RECYCLING OF SOLAR MODULES***, The Waste Challenge, March 2004, Brussels.

[14] D. Mayer, M. Heidenreich, ***PERFORMANCE ANALYSIS OF STAND ALONE PV SYSTEMS FROM A RATIONAL USE OF ENERGY POINT OF VIEW,*** 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 2003, Osaka, Japan.

[15] T. Nordmann, ***SUBSIDIES VERSUS RATE BASED INCENTIVES; FOR TECHNOLOGY-, ECONOMICAL- AND MARKET-DEVELOPMENT OF PV. THE EUROPEAN EXPERIENCE,*** 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 2003, Osaka, Japan.

[16] T. Nordmann, L. Clavadetscher, ***UNDERSTANDING TEMPERATURE EFFECTS ON PV SYSTEM PERFORMANCE,*** 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 2003, Osaka, Japan.

[17] U. Jahn, W. Nasse, ***PERFORMANCE ANALYSIS AND RELIABILITY OF GRID-CONNECTED PV SYSTEMS IN IEA COUNTRIES,*** 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 2003, Osaka, Japan.

Referenzen

[18] International Electrotechnical Commission (IEC), ***PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE MONITORING - GUIDELINES FOR MEASUREMENT, DATA EXCHANGE AND ANALYSIS***, Standard IEC 61724.

[19] ***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 Italy.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

SWISS INTERDEPARTMENTAL PLATFORM FOR RENEWABLE ENERGY PROMOTION IN INTERNATIONAL COOPERATION (REPIC)

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	S. Nowak, G. Favaro, M. Gutschner
Institution / Company	NET Nowak Energie & Technologie AG
Address	Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0) 26 494 00 30, info@repic.ch, http://www.repic.ch
Project- / Contract Number	SECO UR-00123.01.01
Duration of the Project (from – to)	March 2004 – June 2007 (Phase I)
Date	January 2008

ABSTRACT

The Swiss State Secretariat for Economic Affairs (SECO), the Swiss Agency for Development and Cooperation (SDC), the Swiss Federal Office for the Environment (FOEN) and the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) have been operating the interdepartmental platform for the promotion of renewable energy in international cooperation since 2004. The REPIC-Platform contributes to the implementation of global climate protection agreements and to a sustainable energy supply in developing and transition countries, as well as in Switzerland, and represents an important part in the implementation of the Swiss policy for sustainable development on the international level. The REPIC-Platform thereby represents an important contribution to the creation of a coherent policy and strategy in Switzerland, for the promotion of renewable energy in international cooperation.

The specific goals of the REPIC-Platform in relationship with renewable energy in international cooperation are:

1. Information and awareness of the stakeholders
2. Knowledge of local framework conditions and improvement of capacities
3. Project promotion and project realisation
4. Contribution to international networks
5. Coordination and quality control

The measures of the REPIC-Platform are subsidiary to national and international promotion instruments which already exist. The measures are meant to support these instruments, especially in the area of finance (project lines of the governmental agencies involved, mixed credits, WB, IFC, GEF, and similar) and climate policy instruments (Kyoto-mechanisms). Furthermore, the measures of the REPIC-Platform should provide for synergies between activities from the private sector and the civil society.

Einleitung

Die seit 2004 bestehende REPIC-Plattform zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit – Renewable Energy Promotion in International Cooperation – ist eine neue gemeinsame Initiative des Staatssekretariates für Wirtschaft (SECO), der Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit (DEZA), des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) sowie des Bundesamtes für Energie (BFE). Die REPIC-Plattform stellt eine neue Form der interdepartementalen Zusammenarbeit dar. Während früher die einzelnen an der REPIC-Plattform beteiligten Ämter in der Regel individuell und punktuell Projekte mit erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit gefördert haben, soll mit dieser Initiative ein koordinierter Ansatz zur Förderung solcher Projekte erfolgen. Damit werden eine bessere Koordination zwischen den beteiligten Ämtern und ein einheitlicheres Vorgehen angestrebt. Die REPIC-Plattform wirkt subsidiär zu bestehenden Instrumenten der beteiligten Ämter und soll insbesondere dort Wirkung entfalten, wo bisher keine oder wenig Aktivitäten stattgefunden haben.

Die REPIC-Plattform trägt zur Umsetzung der globalen Klimaschutzvereinbarungen und zur Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung in Entwicklungs- und Transitionsländern ebenso wie in der Schweiz bei und ist ein wichtiger Bestandteil der Umsetzung der schweizerischen Politik der nachhaltigen Entwicklung auf internationaler Ebene. Damit leistet die REPIC-Plattform einen wichtigen Beitrag zur Schaffung einer kohärenten Politik und Strategie der Schweiz zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit. Der vorliegende vierte Jahresbericht beschreibt die Aktivitäten, Resultate und Erfahrungen im vierten Jahr der REPIC-Plattform.

REPIC versteht sich als marktorientiertes Dienstleistungszentrum zur Förderung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Erfahrungen soll diese Plattform neue konkrete Projekte mit erneuerbaren Energien unter vermehrter Mitwirkung von Schweizer Unternehmen und Organisationen ermöglichen. Sie baut dazu ein Netzwerk zur Information und Sensibilisierung interessierter Kreise auf, pflegt den Erfahrungsaustausch zwischen verschiedenen Akteuren und fördert die Kenntnis von lokalen Rahmenbedingungen und Projektmöglichkeiten. Zur Realisierung erfolgversprechender Projekte mit erneuerbaren Energien kann die REPIC-Plattform Beiträge zu einer Anschubfinanzierung leisten. Darüber hinaus erfolgt über die REPIC-Plattform die Mitwirkung in internationalen Netzwerken.

Die REPIC-Plattform umfasst die folgenden Arbeitsebenen:

1. Strategische Leitung, gebildet durch die Direktoren der beteiligten Bundesämter
2. REPIC-Steuergruppe, gebildet durch Vertreter der beteiligten Bundesämter
3. REPIC-Sekretariat, bei NET Nowak Energie & Technologie angesiedelt

Die einzelnen Ansprechpartner sind im REPIC-Leitfaden [1] aufgeführt.

Nachdem im Jahr 2006 eine interne und eine externe Evaluation der REPIC-Plattform durch einen internationalen Experten zu positiven Einschätzungen der bisherigen Erfahrungen, Wirkungen und Effizienz der REPIC-Plattform gekommen war, stand das Jahr 2007 ganz im Zeichen der Verlängerung für eine weitere Phase von drei Jahren. Parallel dazu wurden die projektorientierten Aktivitäten wie bisher fortgesetzt.

Ziele 2007

Die Ziele der REPIC-Plattform lauteten für 2007 wie folgt:

Konzeptionelle Ziele:

- Definition der künftigen Ausrichtung der REPIC Aktivitäten
- Verbesserungsmöglichkeiten zu den bisherigen Verfahren
- Erarbeitung eines Konzeptes für die zweiten Phase der REPIC-Plattform
- Grundsatzentscheid über die Fortsetzung der REPIC-Plattform durch die beteiligten Ämter
- Erarbeitung der grundlegenden Dokumente zur Umsetzung (Mandat, Budget, Logical Framework Approach)

Operationelle Ziele:

- eine wirkungsvolle Gesuchsbearbeitung und eine plangemässe Projektabwicklung
- die systematische Kommunikation durch die REPIC Website und Berichterstattung
- punktuelle Kommunikationsmassnahmen
- systematische Koordination und Schnittstellenbearbeitung
- Netzwerktätigkeit

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die REPIC Tätigkeiten im Jahr 2007 werden unter drei Aspekten dargestellt:

- Konzeption der zweiten Phase der REPIC-Plattform
- Kommunikation und Information: Betreuung der Website, Berichterstellung, Teilnahme an Veranstaltungen
- Projektanträge: Bearbeiten der Projektanträge

Konzeption der zweiten Phase der REPIC-Plattform

Die im Vorjahr durchgeführte Evaluation der REPIC-Plattform kam zu den drei folgenden wesentlichen Schlussfolgerungen bzw. Empfehlungen:

- Die REPIC-Plattform hat mit einem verhältnismässig bescheidenen Aufwand qualitativ hochstehende Projekte ermöglicht und weitreichende Folgeaktivitäten ausgelöst.
- Der koordinierende Ansatz der interdepartementalen Plattform hat sich bewährt und sollte in einer weiteren Phase fortgesetzt werden.
- Die Aktivitäten sollten in Zukunft auf Energieeffizienz ausgedehnt und die Mittel entsprechend erhöht werden.

Aufgrund dieser positiven Einschätzungen und der allgemein wachsenden Bedeutung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz beschloss die strategische Leitung der REPIC-Plattform (Amtsdirektoren) im Frühjahr 2007, die REPIC-Plattform für eine weitere Phase von drei Jahren zu verlängern, das Thema Energieeffizienz neu aufzugreifen und die finanziellen Mittel gegenüber der ersten Phase signifikant zu erhöhen.

Auf der Basis dieses Grundsatzentscheides wurden im Verlauf von 2007 alle notwendigen Unterlagen zur Umsetzung einer zweiten Phase der REPIC-Plattform erstellt. Neu wurde aufgrund der Evaluation insbesondere ein Logical Framework Approach (LFA) eingeführt. Das entsprechende Mandat der vier Ämter wurde Ende 2007 durch die Amtsdirektoren unterzeichnet, sodass die zweiten Phase ab 2008 operativ werden kann.

Kommunikation und Information

Die laufende Information wurde durch die regelmässig nachgeführte REPIC Website (www.repic.ch) sichergestellt. Die Website ist seit 2004 in 3 Sprachen (d/f/e) aktiv und enthält ausführliche Angaben zur REPIC-Plattform, allgemeine Dokumente sowie spezifische Informationen zu unterstützten Projekten. Zusätzlich wurden, entsprechend dem REPIC Kommunikationskonzept, Projekt-Leitfaden [1] und Flyer [2] regelmässig verteilt.

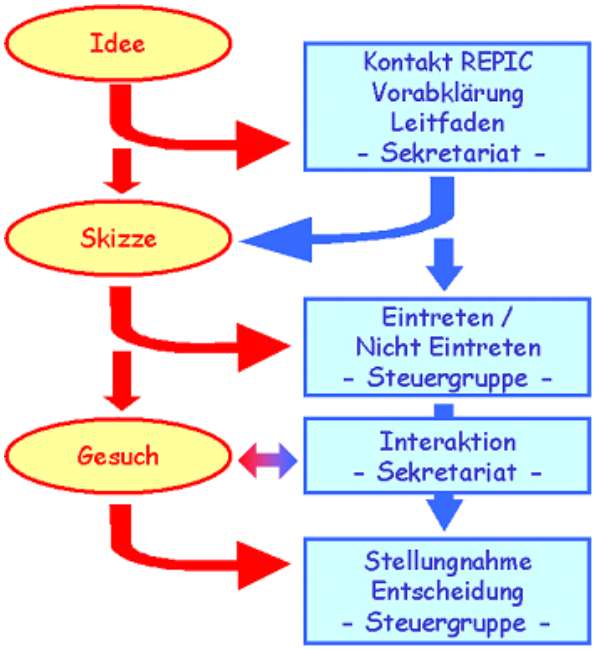
Im Jahr 2007 hat REPIC an drei Veranstaltungen aktiv teilgenommen:

- InWent Ausbildung „Nachhaltige Energiepolitik“, März 2007, zusammen mit BFE
- Cap Sud 2007, April 2007, zusammen mit Ingénieurs du Monde
- Klima und EZA Workshop, September 2007, zusammen mit DEZA und Intercooperation

Projektanträge

Das Verfahren für Projektanträge erfolgt mehrstufig (s. Figur 1). Die Antragsteller können beim REPIC Sekretariat ihre Projektidee vorabklären lassen. Die **Projektskizze** ist das erste formale Dokument, welches in der REPIC-Steuergruppe diskutiert wird. Dabei wird im Grundsatz entschieden, ob auf das Vorhaben eingetreten wird, d.h. das Projekt für eine Projektunterstützung in Frage kommt. Der Beschluss „Eintreten“ ermöglicht es den Antragstellern, ein vollständiges Gesuch zu unterbreiten. Gleichzeitig werden erste der zu berücksichtigenden Fragen und ev. Kritikpunkte formuliert.

Das **Projektgesuch** ist das zweite formale Dokument, welches in der REPIC-Steuergruppe diskutiert wird. Dabei wird das Gesuch angenommen oder abgelehnt; häufig ergeben sich für die Antragsteller Auflagen für weitere Abklärungen oder zu erfüllende Bedingungen, damit ihr Gesuch angenommen werden kann. Die Kommunikation und Interaktion zwischen Antragstellern und Steuergruppe erfolgt in der Regel durch das REPIC Sekretariat.



***Figur 1**: Vorgehen bei REPIC Projektanträgen*

Im Verlauf von 2007 wurden 29 neue Anträge durch das REPIC-Sekretariat bearbeitet; davon wurden 16 durch die REPIC-Steuergruppe behandelt und entschieden.

Die 16 Anträge wurden wie folgt entschieden:

- 10 Projektskizzen mit Entscheid „Nicht-Eintreten“
- 3 Projektgesuche wurden angenommen und finanziell unterstützt. Je ein Projekt betrifft die Bereiche Kleinwasserkraft, Biomasse und Wind.
- 3 Anfragen aus dem Bereich Veranstaltungen wurden angenommen. REPIC hat an diesen Veranstaltungen aktiv teilgenommen (s. Abschnitt „Kommunikation und Information“)

Die restlichen 13 Projektanträge befanden sich Ende 2007 noch in weiterer Abklärung oder wurden nach den erfolgten Erstkontakten von den Antragstellern vorderhand nicht weiterverfolgt (6 Projektanträge). Tabelle 1 gibt eine Übersicht über den Stand der Projektanträge.

Tabelle 1 : Stand der Projektanträge 2007

Status	angenommen	abgelehnt	zur weiteren Abklärung	nicht weiter verfolgt	Total
Anzahl	3 + 3*)	10	7	6	29

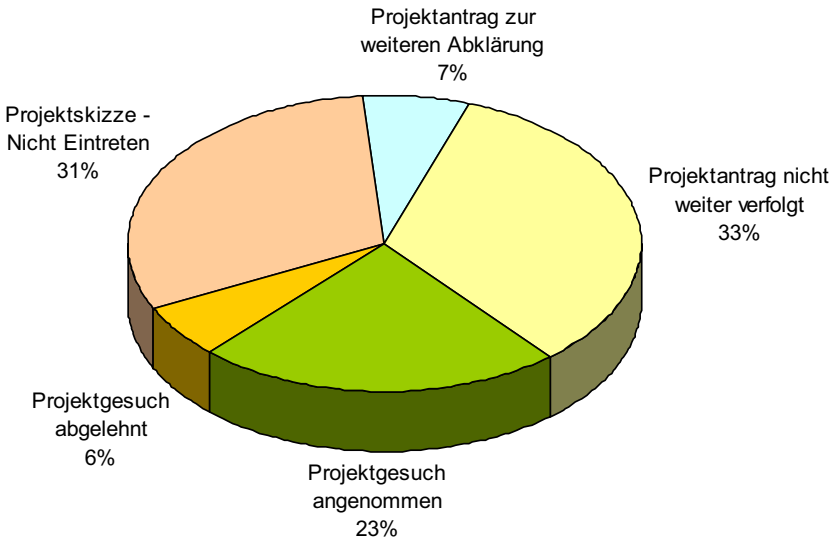
**) 3 technische Projekte und 3 aktive Teilnahmen an Veranstaltungen (InWent Ausbildung mit dem BFE, Cap Sud 2007 mit Ingénieurs du Monde, Klima und EZA Workshop mit der DEZA)*

Die Anzahl der Anträge war 2007 deutlich höher als in den Vorjahren: 2007 mit 29 Anträgen gegenüber 2006 mit 18 Anträgen und 2005 mit 22 Anträgen. Diese Steigerung dürfte wesentlich auf die stark wachsende Bedeutung der erneuerbaren Energien in der internationalen Zusammenarbeit und auf den höheren Bekanntheitsgrad der REPIC-Plattform zurückzuführen sein. Die Gesamtanzahl an Anträgen seit Beginn der REPIC-Plattform beträgt inzwischen 104. Figur 2 gibt eine Übersicht zum Stand der 104 Projektanträge.

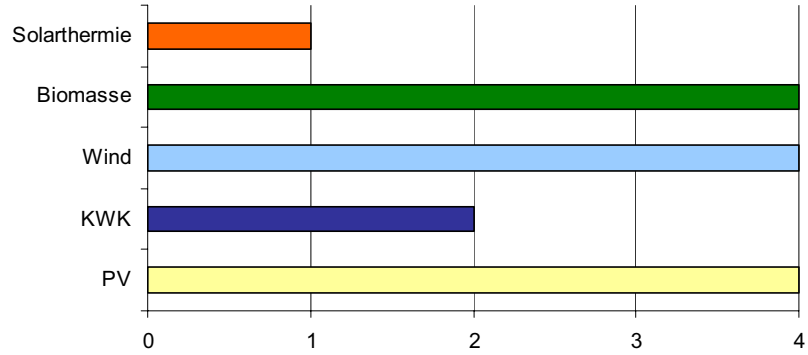
Von den 104 Projektanträgen sind drei Fünftel entschieden (s. Figur 2). Die 62 entschiedenen Anträge wurden wie folgt beschlossen: 32 Projektskizzen mit „Nicht-Eintreten“, 24 Projektgesuche „angenommen“ und 6 Projektgesuche „abgelehnt“. Von den 24 angenommenen Projektgesuchen sind 15 technische Projekte, 5 Veranstaltungen mit aktiver Teilnahme furch REPIC, 2 Tagungen mit REPIC Organisation, 1 Tagung mit finanziellem Beitrag und 1 Zusammenarbeit in einem spezifischen Projekt (MBIPV).

Die 15 technischen Projekte verteilen sich auf fünf Technologiebereiche (s. Figur 3). Je 4 Projekte gibt es in den Bereichen Biomasse, Photovoltaik und Wind; 2 Projekte betreffen die Kleinwasserkraft und bei 1 Projekt geht es um Solarthermie.

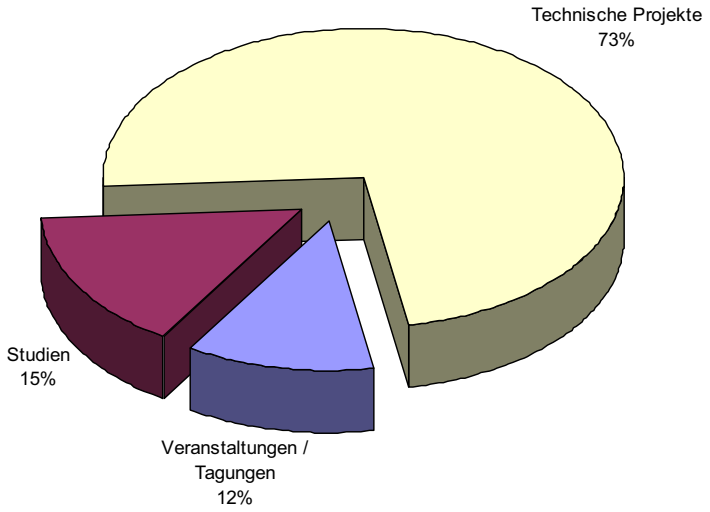
Die Verteilung aller 104 eingereichten Projektanträge nach Projektarten und Technologiebereichen ist in den Figuren 4 und 5 ersichtlich.



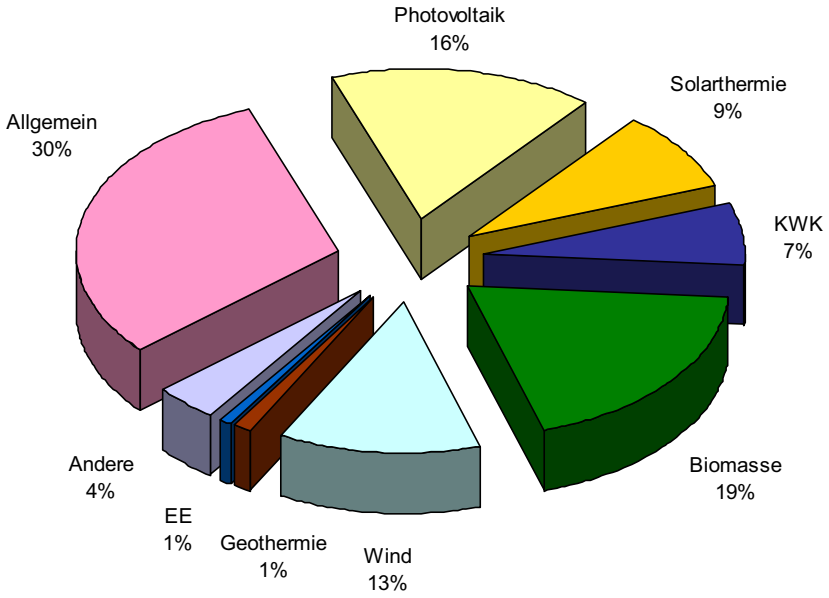
Figur 2: *Stand der Projektanträge (Periode 2004 – 2007; insgesamt 104 Anträge = 100%)*



Figur 3: *Verteilung der REPIC Projekte nach Technologiebereiche (Periode 2004 – 2007)*



Figur 4: *Verteilung der Projektanträge nach Projektarten (Periode 2004 - 2007)*



Figur 5: *Verteilung aller eingereichten Projektanträge nach Technologiebereichen (Periode 2004-2007)*

Stand der technischen REPIC Projekte

Die Projektübersicht für 2007 ergibt ein abgeschlossenes Projekt, zwei Projekte in der Abschlussphase, drei laufende Projekte und drei neu unterstützte Projekte. Von diesen neun Projekten haben drei einen Bezug zur Photovoltaik:

- IEA PVPS Projekt „Photovoltaic Services for Developing Countries“ (laufend)
- Community Based Rural Income through Sustainable Energy Project (RISE) in Laos (neu)
- Förderung der Solarenergie für eine nachhaltige Entwicklung in Timbuktu, Mali (abgeschlossen)

Auf den folgenden Seiten werden die aktuellen Projekte mit Bezug zur Photovoltaik im Einzelnen beschrieben. (Die weiteren Projekte können im REPIC-Jahresbericht [4] nachgelesen werden.)

Schweizer Beitrag im IEA PVPS-Projekt Task 9 PV Services for Developing Countries	
Projektart	Internationales Projekt im Rahmen der IEA-Zusammenarbeit
Schweizer Partner	entec AG, St. Gallen; www.entec.ch
Technologie	Photovoltaik
Beschreibung	Gestützt auf die umfangreichen weltweiten Erfahrungen mit Photovoltaik Anlagen in Entwicklungsländern, strebt dieses Projekt die Erhöhung von erfolgreich und nachhaltig betriebenen Anlagen dieser Art für unterschiedliche Zwecke an. Die internationale Expertengruppe umfasst auf diesem Gebiet eine breite Projekterfahrung und konzentriert ihre Arbeit insbesondere auf die nichttechnischen Aspekte dieser Anwendungen. Durch den Status eines internationalen Netzwerkprojektes ist die Expertengruppe in permanentem Kontakt mit zahlreichen internationalen Entwicklungsorganisationen.
Land	Internationales Projekt
Schweizer Beitrag	Die Schweizer Erfahrung in der internationalen Zusammenarbeit und das bei entec verfügbare Know-how aus einem verwandten Gebiet (Kleinwasserkraft) stellen wesentliche Beiträge zu diesem Projekt dar, insbesondere auch in Bezug auf die Übertragbarkeit der Resultate auf andere Technologien.
Projektstatus	laufend – Die Expertengruppe IEA PVPS - PV SDC hat sich im Jahr 2007 zu zwei regulären Arbeitssitzungen getroffen (16th and 17th experts meeting): - Eschborn, Deutschland, 29.-30. März - Brüssel, Belgien, 11.-12. Oktober Die Arbeitsgruppe besteht aus Experten der folgenden Länder: Australien, Dänemark, Deutschland, England, Frankreich, Italien, Kanada, Schweden, Schweiz und einem Vertreter der European Photovoltaic Industry Association EPIA. Unter Federführung der Schweiz wurde im Juni 2007 in Thailand ein Workshop *„PV-water services“* sehr erfolgreich durchgeführt. Bemerkenswert war insbesondere die offene Diskussion. Die im Schweizer Photovoltaik Wasserpumpen Projekt von Solsuisse in Mali gemachten Erfahrungen konnten in diesem Workshop eingebracht werden. Die Verbindung zwischen erneuerbaren Energien mit den weltweiten Aktivitäten zur Wasserversorgung soll allgemein verstärkt werden. Experten der Arbeitsgruppe vertraten das IEA PVPS-Projekt an verschiedenen weiteren Veranstaltungen.
Dokumentation	Publikationen IEA PVPS Task 9, siehe http://www.iea-pvps.org/tasks/task9.htm

Community Based Rural Income through Sustainable Energy Project (RISE) in Laos	
Projektart	Infrastrukturorientiertes Projekt
Schweizer Partner	Helvetas; www.helvetas.org
Technologie	Kleinwasserkraft; Photovoltaik
Beschreibung	Laos gehört zu den ärmsten Ländern Südostasiens. Die Bevölkerung in abgelegenen Gebieten wünscht sich Zugang zu Elektrizität. Bis jedoch das nationale Stromnetz diese Gebiete erreicht, könnte es 20 Jahre oder noch länger dauern. In rund 40 Dörfern gibt es Kleinwasserkraftwerke, deren Turbinen aber nicht mehr in Betrieb sind. Dies vor allem auf Grund von Mängeln bei Design, Material und Wartung. Helvetas geht mit der laotischen Firma Sunlabob eine innovative private-public partnership ein, um im Rahmen eines Pilotprojekts die hybriden Stromnetze in drei ausgewählten Dörfern wieder voll funktionsfähig zu machen. Diese Stromnetze sollen Haushalte und Kleinunternehmen entlang der landwirtschaftlichen Wertschöpfungskette mit erneuerbarer Energie versorgen. Ein besonderes Augenmerk gilt der Ausbildung auf kommunaler Ebene, um eine gute Bewirtschaftung und Wartung der dörflichen Stromnetze zu gewährleisten.
Land	Laos
Schweizer Beitrag	Der Schweizer Beitrag unterstützt den nachhaltigen Ansatz des Projekts. Konkret sollen innovative Finanzierungsmodelle und Vernetzungsstrukturen insbesondere zwischen dem privaten Stromverkäufer und dem öffentlichen Sektor (hier die Gemeinden) entwickelt und umgesetzt werden. Bewährte Modelle für solche nachhaltige institutionelle Strukturen gelten als Vorbedingung für eine allfällige Fortsetzung des Projekts nach der Pilotphase.
Projektstatus	laufend - Das Projekt konnte viele, für die weitere Implementierung notwendigen Vorarbeiten abschliessen. Diese Vorarbeiten umfassen insbesondere ∉ ein Memorandum of Understanding mit der Provinz Xieng Khuang ∉ einen Zusammenarbeitsvertrag zwischen Helvetas und Sunlabob ∉ die Unterstützung der zweiten Provinz Huaphanh ∉ ein Konzept, welches die Operationsweise des "Trust Funds" beschreibt ∉ erste Treffen in 5 Dörfern mit der Bevölkerung ∉ die Bildung von Village Energy Committees.  

Förderung der Solarenergie für eine nachhaltige Entwicklung in Timbuktu, Mali	
Projektart	Infrastrukturorientiertes Projekt
Schweizer Partner	Wirz Solar GmbH – SolSuisse GIE Mali; www.sundance.ch
Technologie	Photovoltaik
Beschreibung	Das Pilotprojekt SolSuisse Mali fördert die Entwicklung eines lokal verankerten Marktes und einer Infrastruktur für Solarenergie im Norden Malis und setzt ein Signal zu privatwirtschaftlichen Investitionen in dem bisher vernachlässigten Gebiet in und um Timbuktu. Zugang schaffen zu (erneuerbaren) Energien bedeutet besseren Zugang zu wirtschaftlichen Innovationen, zu verbesserten Einkommensmöglichkeiten, zu verbesserter Bildung und Ausbildung, zur Schaffung von Arbeitsplätzen und lokaler Märkte und damit zur Verbesserung des Lebensstandards und letztendlich zur Konsolidierung des Friedens in der Region. Das Projekt beinhaltet den Aufbau eines Ausbildungszentrums für lokale Solartechniker, eines Verkaufs- und Unterhaltsnetzes, die Installation von 2000 Solar Home Systems in der Region Timbuktu und den Bau von 8 solaren dörflichen Wasserversorgungen sowie die Mithilfe beim Aufbau eines lokal verankerten Mikrofinanzsystems.
Land	Mali
Schweizer Beitrag	Schweizer Erfahrungen in der solaren Wasserversorgung und Ausbildung / Förderung des lokalen Know-Hows bezüglich erneuerbaren Energien bilden die Grundlage dieses Projektes. Im Projekt besteht eine gute Partnerschaft mit geeigneten lokalen Partnerinstitutionen.
Projektstatus	abgeschlossen
Dokumentation	Schlussbericht „Förderung der Solarenergie für eine nachhaltige Entwicklung in Timbuktu, Mali“ [3] zu beziehen bei NET AG, SunDance oder www.repic.ch  

Das Projekt hat wesentliche Meilensteine beim Aufbau einer Supportinfrastruktur für erneuerbare Energien in dieser Region erreicht. Mit dem Solsuisse Service Center konnten grosse Lücken im Bereich Nachschublogistik und „Service après vente“ geschlossen werden. Fehlendes Fachpersonal sowie Wasserkomitees und Gemeindevertreter können jetzt im neuen Ausbildungszentrum in Timbuktu ausgebildet werden.

Mit dem Mikrofinanzsystem bekommen die Bevölkerung, Entwicklungsorganisationen und private Unternehmen Zugang zur Finanzierung von weiteren Anlagen mit erneuerbaren Energien. Damit kann der sich langsam bildende lokale Markt ausgebaut und die Geschäftstätigkeit von Solsuisse sowie die Bildung weiterer neuer Kleinstunternehmen in dieser Branche gefördert und gesichert werden.

Da vor allem Solarpumpenanlagen eigentliche Katalysatoren zur Entwicklung sind, werden mit diesen neu geschaffenen Strukturen zum nachhaltigeren Betrieb von Solar- und Windkraftanlagen in den beiden Kernbereichen Energie und Wasser zentrale Aspekte der wirtschaftlichen Entwicklung gefördert und mit der Schaffung von Einkommen und Arbeitsplätzen ein zusätzlicher Beitrag zur Gesamtentwicklung der Region und zur Bekämpfung der Armut geleistet.

Beurteilung 2007 und Ausblick 2008

Aufgrund der im Jahr 2006 durchgeführten und anfangs 2007 abgeschlossenen Evaluation der REPIC-Plattform, deren positiven Einschätzungen und Empfehlungen sowie der allgemein wachsenden Bedeutung der erneuerbaren Energien, sowohl national wie in der internationalen Zusammenarbeit, kamen die vier an der REPIC-Plattform beteiligten Bundesämter zum Schluss, dass der als erfolgreich und effizient beurteilte Ansatz der interdepartementalen Plattform auf diesem Gebiet fortgesetzt werden sollte. Es wurde beschlossen, die REPIC-Plattform für eine weitere Phase von drei Jahren zu verlängern und neu auch das Thema Energieeffizienz in die Aktivitäten aufzunehmen. Zudem besteht der Wunsch, die REPIC-Plattform nach Möglichkeit noch breiter abzustützen und dazu Partnerschaften mit weiteren Kreisen einzugehen. Im weiteren Verlauf von 2007 wurden alle Vorarbeiten zur Verlängerung der REPIC-Plattform erfolgreich abgeschlossen, sodass das entsprechende Mandat der vier Bundesämter Ende 2007 unterschrieben werden konnte. Damit konnten die konzeptionellen Ziele der REPIC-Plattform für das Berichtsjahr erreicht werden.

Auf der operativen Projektebene konnten verschiedene Entwicklungen beobachtet werden. Zum Einen entwickelten sich die Anzahl Anfragen an die REPIC-Plattform positiv. Viele Anfragen erfüllen allerdings die Kriterien der REPIC-Plattform auf Anhieb noch nicht. Insbesondere erweisen sich die lokale Partnerschaft und die Wirtschaftlichkeit der Vorhaben inkl. der Rahmenbedingungen für nachhaltige Projekte mit erneuerbaren Energien immer wieder als Stolpersteine. Diese Feststellung ist nicht neu und sie zeigt mit aller Deutlichkeit auf, welche Herausforderung der an sich wünschbare massive Ausbau der erneuerbaren Energien weltweit darstellt. Eine weitere Beobachtung betrifft die Mischung der Projekte, welche die REPIC-Plattform behandelt. Mit dem durch REPIC verfolgten *bottom-up* Ansatz wurden die verschiedenen reiferen Technologien der erneuerbaren Energien einigermassen gleichmässig angesprochen. Auffallend ist trotzdem die Häufung von Biomasse Projekten in Mittel- und Südamerika sowie eine gewisse Konzentration von Photovoltaik und Kleinwasserkraft Projekten in Südostasien. Diese Feststellung entspricht einem Momentanbild, weist aber auf die Bedeutung vorhandener Beziehungen und Netzwerke hin, welche viel Zeit in Anspruch nehmen.

Erfreulich konnten sich einzelne früher durch die REPIC-Plattform unterstützte Projekte entwickeln. So hat die *NEK Umwelttechnik* im Bereich Windenergie in Rumänien massiv Fuss gefasst und ein Portfolio von Windparks mit grossem Potenzial entwickelt. Diese Windparks werden inskünftig zusammen mit dem spanischen Investor *Iberdrola Renovables* weiterverfolgt und konkretisiert. Das GEF Photovoltaik-Projekt MBIPV in Malaysia entwickelt sich ebenfalls positiv und steht in konstantem Kontakt mit verschiedenen Schweizer Photovoltaik Unternehmen. Diese Entwicklungen zeigen die wünschbare Langzeitwirkung der REPIC-Plattform beispielhaft auf.

Die erste Phase der REPIC-Plattform gelangt mit dem Jahr 2007 zum Abschluss; die Projekte aus dieser Phase selbst werden noch bis ca. 2009 weiterlaufen. Ab 2008 beginnt die zweite Phase der REPIC-Plattform, welche wie erwähnt neu auch Vorhaben zur Förderung der Energieeffizienz in der internationalen Zusammenarbeit unterstützen kann. Diverse Kommunikationsmassnahmen sollen im Jahr 2008 die Bekanntheit der REPIC-Plattform auch in diesen Fachkreisen sicherstellen.

Referenzen / Publikationen

[1] ***REPIC-Leitfaden***, zu beziehen bei *NET Nowak Energie & Technologie AG* oder http://www.repic.ch

[2] ***REPIC-Flyer***, zu beziehen bei *NET Nowak Energie & Technologie AG* oder http://www.repic.ch

[3] ***Förderung der Solarenergie für eine nachhaltige Entwicklung in Timbuktu, Mali***, Schlussbericht, zu beziehen bei *NET Nowak Energie & Technologie AG*, *SunDance* oder http://www.repic.ch

[4] ***REPIC Jahresbericht 2007***, zu beziehen bei *NET Nowak Energie & Technologie AG* oder http://www.repic.ch

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication - DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

IEA PVPS TASK 10 - SWISS CONTRIBUTION

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Pierre Renaud and Pierre Bonhôte
Institution / Company	Planair SA
Address	Crêt 108a, CH - 2314 La Sagne
Telephone, E-mail, Homepage	+41 32 933 88 40, pierre.renaud@planair.ch, www.planair.ch
Project- / Contract Number	101562 / 151862
Duration of the Project (from – to)	February 2006 – December 2008
Date	December 2007

ABSTRACT

The challenge for Task 10 is to translate the results of the research on PV in built environment (buildings + grid) and to expand the work to a wider range of stakeholders necessary to mainstream urban-scale applications. Several stakeholder values must be combined in order for urban scale PV values to exceed the price and become a sustained market of urban energy solutions. Switzerland is active in subtask 2 (Urban Planning, Design and Development) and 3 (Technical Factors).

Subtask 1 (Economic and institutional factors) led to the completion of the report "Value analysis" detailing the various types of added values brought by photovoltaics (environment, peak shaving, jobs, replacement of building elements). The report "Promotional drivers for PV" analyses the different promotional scheme for PV and the offer/demand requirements for a growing PV market.

For subtask 2 (Planning, design and development), a standardized analysis of the present and future urban policy related to PV was developed, discussed with the foreign partners and distributed. Workshops with planners, architects, and investors were organized in Neuchâtel and in Zurich to fill the questionnaire for Switzerland. Japan answered for 3 cities and Sweden for one.

In subtask 3 (Technical factors), a visualization tool was elaborated to illustrate the interaction between PV installations and electric grid. A report entitled « Urban BIPV in the New Residential Construction Industry » was prepared, evaluating the market outlook based on the national building activity. A detailed plan was elaborated for the investigation of the economic consequences for a local utility (in Neuchâtel) of a strong PV penetration, leading to 100% coverage of the demand of a sunny summer day (possible situation in 2030).

In subtask 4, the Lisbon Idea Challenge on urban PV design was conducted for the second time.

The linked European project PV-Upscale went online with its PV-database collecting tens of PV installations of the participating countries.

Swiss representation at the two Task 10 meetings (in Freiburg (D) and in Fukuoka (J)) was ensured, as well as at the Madrid joint meeting Task 10 – PV-Upscale (UE project).

Buts du projet

Le projet vise à favoriser l'intégration urbaine du photovoltaïque, en particulier du point de vue **économique et institutionnel** (sous-tâche 1) de **l'urbanisme** (sous-tâche 2), des **réseaux électriques** (sous-tâche 3) et de **l'information** (sous-tâche 4). Il doit permettre de déterminer les meilleures conditions présentes et futures pour le développement du photovoltaïque dans le milieu bâti, permettre d'identifier les obstacles et les moyens de les surmonter, ainsi que les partenaires à mobiliser.

Brève description du projet

Pour ce qui concerne la **sous-tâche 2**, une analyse des politiques menées dans les pays participants à la Tâche 10 et au projet européen parallèle PV-UPSCALE sera réalisée au travers d'une étude détaillée portant sur deux ou trois villes par pays. L'analyse devra permettre une comparaison sur une base standardisée pour :

A. définir et comparer les politiques menées en matière de photovoltaïque ;

B. évaluer les obstacles existants et les instruments à mettre en place ou à renforcer pour favoriser le développement du photovoltaïque en milieu urbain ;

C. évaluer les problèmes que pourrait engendrer le développement rapide du photovoltaïque en milieu urbain et définir les instruments propres à assurer une bonne intégration au milieu bâti.

Pour ce qui concerne la **sous-tâche 3**, la contribution Suisse consistera en une étude de cas, basée sur la situation de la ville de Neuchâtel, par simulation des effets de l'intégration d'une forte proportion de photovoltaïque dans l'approvisionnement, correspondant à la situation possible en 2030 (100% de couverture photovoltaïque de la demande de pointe d'un jour d'été, soit 10% de couverture moyenne annuelle).

La Suisse fournit également à la demande des partenaires des contributions et informations dans le cadre des sous-tâches 1 et 4, ainsi que du projet européen associé PV-UPSCALE.

Travaux effectués et résultats acquis

SOUS-TÂCHE 1 « FACTEURS ÉCONOMIQUES ET INSTITUTIONNELS » - L'objectif de cette sous-tâche est d'identifier et d'exploiter l'ensemble des valeurs ajoutées liées au photovoltaïque dans le bâtiment.

Le **rapport « Value analysis »** (activité 1.1) a été achevé fin 2007, mis en consultation auprès des participants et approuvé. Ce document analyse l'ensemble des avantages matériels et immatériels liés à une installation photovoltaïque, selon le schéma de la figure 1. Il est établi en collaboration avec PV-UPSCALE.

Les bénéfices environnementaux ont été évalués par pays en terme de quantités de polluants évités (CO_2, SO_2, NO_x) par kWh d'électricité photovoltaïque produite (tableau 1). Ces valeurs ont été converties en coûts externes évités.

Les avantages pour les entreprises électriques ont été estimés sur la base de l'adéquation temporelle entre la production photovoltaïque et le prix spot de l'électricité. Il en ressort clairement que l'adéquation quotidienne entre production PV et prix est bonne, ce qui permet une valorisation de la production à des prix située entre 0,20 et 0,56 EUR/kWh.

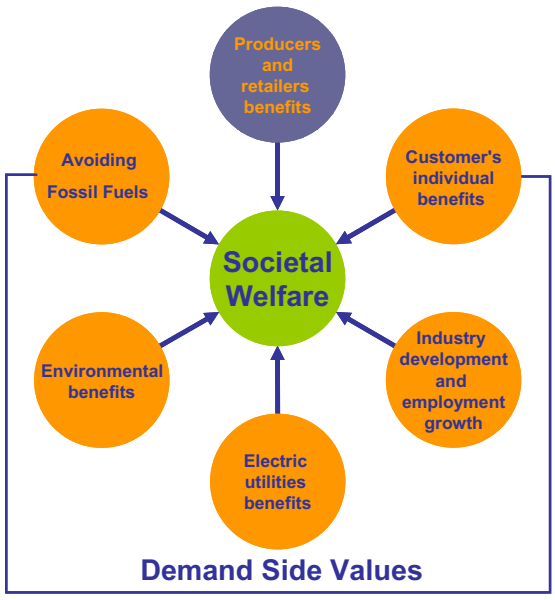


Figure 1: catégories des valeurs analysées dans le rapport « Value analysis ».

Les avantages pour le consommateur en termes de remplacement d'éléments de construction ont été analysés dans différents pays. Il s'avère que c'est dans le domaine du revêtement de façade que les éléments photovoltaïques sont les plus concurrentiels. Leur coût au mètre carré est proche de celui des matériaux de haute valeur (verre, métal, pierre naturelle).

Country	Replaced Fuel (Assumed)	Emissions Factors of Replaced Fuel (g/kWh)		
		CO_2-eq	NO_x	SO_2
AT	Hard Coal	949	0,85	0,82
CH	Natural gas	429	1,37	0,01
DE	Hard Coal & Lignite	1.094	0,64	0,53
DK	Hard Coal	949	0,85	0,82
ES	Hard Coal	960	3,81	7,00
FR	Hard Coal	949	0,85	0,82
GBR	Hard Coal	1.115	3,49	1,09
JP	Oil	742	0,30*	0,20*
NL	Natural Gas	411	1,50	0,01
SE	Natural Gas	429	1,37	0,01
USA (California)	Natural Gas	499	0,57	0,32

Tableau 1: Avantages environnementaux de l'électricité photovoltaïque en termes de réduction d'émissions de polluants, par pays.

L'activité 1.2 (« barriers resolution ») a fait l'objet d'un questionnaire soumis aux partenaires et auquel Planair a répondu pour la Suisse. Les résultats préliminaires montrent que les coûts de transactions les plus élevés résultent des obstacles administratifs et de la recherche de financement.

Le rapport « **Promotional drivers for PV** » (activité 1.3) est en cours d'achèvement. Il vise à analyser le rapport offre/demande dans le photovoltaïque et la disposition à payer pour différents avantages offerts par cette filière (figure 2).

Il conclut que les principaux moteurs actuels du développement du photovoltaïque sont les programmes de promotion. Le plus efficace en terme de dissémination d'installations est le programme japonais, en raison de sa longue durée qui a permis de créer la confiance dans la stabilité des conditions-cadre et le développement d'une industrie forte. La transparence du marché basée sur la standardisation et la certification de compétence des installateurs est également essentielle. Les tarifs de reprise au prix coûtant (Allemagne, Espagne, Italie) ont permis de déclencher de gros volumes d'investissement pour des projets à grande échelle, avec tendance à la centralisation. Les initiatives privées volontaires telles qu'elles ont eu lieu en Suisse sont utiles pour soutenir temporairement le développement du PV mais ne suffisent pas à créer une croissance durable du marché.

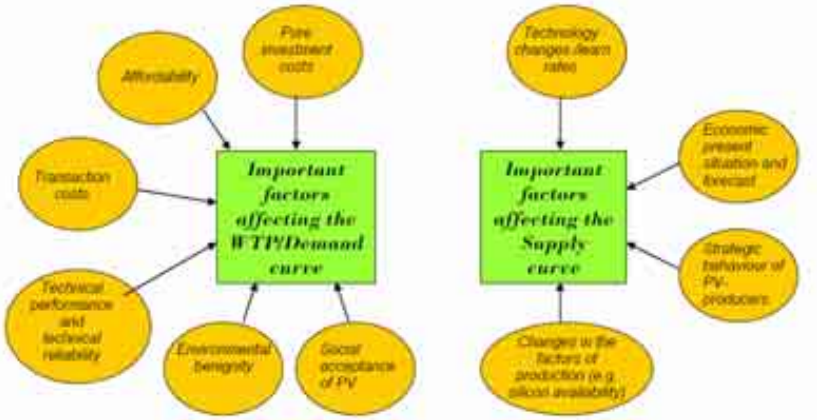


Figure 2: facteurs affectant l'offre et la demande d'installations photovoltaïques.

SOUS-TÂCHE 2 « PLANIFICATION, DESIGN ET DEVELOPPEMENT » - L'activité 2.1 « intégration du design et du développement photovoltaïque » est suspendue faute de plan de travail et de moyens.

Dans le cadre de l'activité 2.2 « planification urbaine », le questionnaire élaboré par Planair a été compété pour la Suisse dans le cadre de deux ateliers, l'un à Neuchâtel et l'autre à Zurich. Ces réunions ont permis de confronter les avis d'urbanistes, d'architectes, d'électriciens et d'investisseurs afin de fournir les réponses aux questions les plus représentatives d'un consensus des spécialistes concernés. Le Japon a fourni des contributions pour trois villes et le Suède, pour une. Les questionnaires sont encore attendus de la part des autres partenaires. Aucun résultat n'est disponible pour l'instant, l'analyse des réponses devant débuter lorsque tous les questionnaires auront été retournés.

Pays	**Ville**
Japon	Tokyo
	Hachinohe
	Ota
Suisse	Neuchâtel
	Zurich
Suède	Malmö

Par ailleurs, un instrument « Urban PV tool » est en cours de développement par les partenaires norvégiens de la Tâche 10.

SOUS-TÂCHE 3 « FACTEURS TECHNIQUES » - Dans le cadre de l'activité 3.1 (industrie du bâtiment / produits et projets photovoltaïques), une base de données est en cours de constitution qui recense les exemples d'intégration du PV à l'échelle du quartier. Energiebüro a fourni un exemple pour la Suisse.

Le rapport **« Urban BIPV in the New Residential Construction Industry »**, pour lequel Planair a fourni les informations relatives à la Suisse, a été mis en consultation. Il évalue le potentiel de croissance du photovoltaïque intégrée au bâtiment dans les pays partenaires en fonction de l'activité du marché de la construction.

Pour l'activité 3.2 (« règles et standards »), la collecte d'information concernant les règlementations nationales est toujours en cours. La contribution suisse (par Energiebüro) est en préparation.

Dans le cadre de l'activité 3.3 (« réseaux électriques »), la collecte d'information sur les expériences nationales et locales en matière d'intégration du PV au réseau et des éventuels problèmes rencontrés est toujours en cours. Un instrument très didactique de visualisation des problèmes possibles a été réalisé comme animation PowerPoint par les partenaires japonais (figure 3).

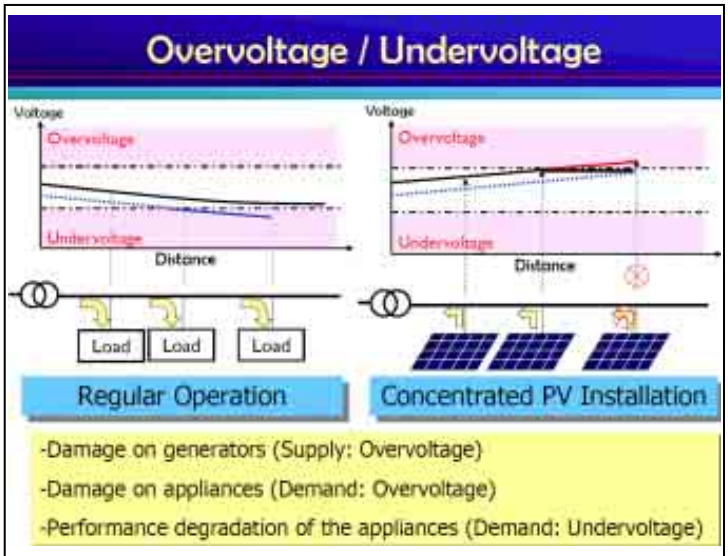


Figure 3: schéma de l'outil de visualisation des interactions entre installations PV et réseau.

Le plan de travail détaillé a été élaboré pour la contribution Suisse à l'activité 3.3 (qui sera probablement reclassée dans la sous-tâche 1). L'objectif du travail est de déterminer l'impact pour le fournisseur électrique local d'une forte pénétration du photovoltaïque dans son réseau électrique. L'hypothèse retenue est une couverture de la totalité de la demande maximale d'un jour ensoleillé de week-end d'été, soit une puissance d'environ 20 MW pour le cas de la ville de Neuchâtel. Cette situation, qui pourrait survenir à l'horizon 2030, correspond à une contribution du photovoltaïque de 10% à la consommation annuelle de la ville. Les trois dernières années de consommation seront analysées et la production hypothétique, établie sur des données d'ensoleillement, seront mises en regard, à l'échelle horaire. La variabilité de l'ensoleillement sur une période de plusieurs dizaines d'années sera établie à l'échelle quotidienne. Les conséquences d'une telle situation sur la politique d'achat d'électricité et la gestion des productions propres par la ville seront analysées avec les spécialistes. Le développement d'un logiciel basé sur Excel est envisagé, qui devrait permettre aux entreprises électriques de connaître une distribution de probabilités de production du parc d'installations PV en fonction des données d'ensoleillement passées.

SOUS-TÂCHE 4 « Information et dissémination » - Le site internet « educational tool » conçu dans le cadre de l'activité 4.1 « outils de formation » est en ligne à l'adresse www.bipvtool.com. Il permet de suivre une procédure de planification à l'image de différents exemples. A Suisse y est représentée par le cas du Stade de Suisse, à Berne.

L'activité 4.2 (« compétition ») s'est concrétisée par la mise en place du concours de design urbain « Lisbon Idea Challenge » (www.lisbonideaschallenge.com.pt) dont la première édition s'est conclue en novembre 2006 par la sélection du meilleur des 23 projets soumis. La 2è édition du concours s'est conclue par la remise de trois prix de EUR 5'000 chacun, dans les catégories « commercial », « logement social » et « espace public ».

L'activité 4.5 (« communication continue ») se concrétise, outre les réunions internationales et la tenue du site internet www.iea-pvps-task10.org, par la préparation d'un livre compilant les exemples de projets urbanistiques intégrant le photovoltaïque.

PV-UPSCALE - Base de données « PV-database » www.pvdatabase.org : la base de donnée établie à l'origine par la Tâche 7, AIE PVPS, a été mise à jour et en ligne. Elle recense les réalisations photovoltaïques dans trois rubriques :

- BIPV PROJECTS
- BIPV PRODUCTS
- URBAN SCALE PV

Cette base de données permet d'identifier les projets en appliquant un grand nombre de filtres de sélection (pays, type de construction, affectation du bâtiment, date, position géographique, type de modules, etc…). Le nombre de projets recensés est de 189. Cette base de données devra encore croître sensiblement pour offrir une palette représentative d'installations. La Suisse y sera présente avec 5 exemples.



Figure 4: base de données « PV-database » sous www.pvdatabase.org.

Collaboration nationale et internationale

Par principe, les projets de l'AIE sont internationaux. La contribution suisse à la Tâche 10 est menée en étroite collaboration avec les responsables des contributions des autres pays participants.

Planair a pris part aux deux **réunions des participants à la Tâche 10 de l'AIE,** à Fribourg-en-Brisgau les 12 et 13 mars et à Fukuoka (Japon) les 30 novembre et 1er décembre, de même qu'à la rencontre conjointe **Tâche 10 - projet européen PV-UPSCALE**, tenue à Madrid les 22 et 23 octobre.

La contribution « *Urban integration of photovoltaics: consequence for a local utility* » proposée par Planair SA et Ch. Trachsel à **Renewable Energy Europe 2008** (Milan, 3-5 juin 2008) a été acceptée sous forme de conférence.

Évaluation de l'année 2007 et perspectives pour 2008

La participation à une Tâche de l'AIE nécessite une bonne collaboration de tous les partenaires sous la forme de revue et de critique d'études ou de documents fournis par eux, ou de livraison de contributions pour la Suisse. La Suisse est à jour dans ses contributions à l'exception d'une réponse à fournir au « Regional specific questionnaire » de la sous-tâche 3.

Malgré un délai fixé au 15 septembre 2007, seule une partie des questionnaires de la sous-tâche 2 a été retourné à Planair. Il en résulte un certain retard dans le travail consacré à l'analyse des politiques urbanistiques liées au photovoltaïque. Ce retard devrait pouvoir être rattrapé en 2008.

Pour ce qui concerne la sous-tâche 3, la collecte des données pour l'étude proposée a été réalisée et le mode opératoire a été défini. L'année 2008 sera consacrée aux travaux de simulation et d'analyse.

Publications

[1] ***Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities***, Report IEA-PVPS T10-01:2006 (http://www.iea-pvps-task10.org/IMG/pdf/report_IEA-PVPS_T10-01-2006.pdf)

[2] ***Analysis of PV System's Values beyond Energy - by Country and Stakeholder,*** Report IEA-PVPS T10-02:2008, January 2008.

[3] ***Urban BIPV in the New Residential Construction Industry***, Report IEA-PVPS T10-03:2008, February 2008.

[4] ***IEA PVPS Task 10 Annual Report 2006*** (http://www.iea-pvps-task10.org/IMG/pdf/Task_10_annual_report_2006.pdf)

[5] ***IEA PVPS Task 10 Annual Report 2005*** (http://www.iea-pvps-task10.org/IMG/pdf/Task_10_annual_report_2005.pdf)

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

IEA SHC TASK 36: SOLAR RESOURCE KNOWLEDGE MANAGEMENT

GLOBAL RADIATION FORECAST AND TURBIDITY CLIMATOLOGY

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Jan Remund, Mario Rindlisbacher and Daniela Domeisen
Institution / Company	Meteotest
Address	Fabrikstrasse 14, 3012 Bern
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0)31 307 26 26, remund@meteotest.ch, www.meteotest.ch
Project- / Contract Number	101498 / 151784
Duration of the Project (from – to)	July 2005 – June 2010
Date	10.12.2007

ABSTRACT

In the framework of IEA Solar Heating and Cooling (SHC) Task 36 Meteotest investigates mainly the possibilities and quality of global radiation forecast. In the second year the validation of the global radiation forecast of Meteotest's operational MM5 model (30 km resolution) was continued. The root mean squared error for a 36 hour forecast was about 50%. Next year a more detailed validation and the introduction of a high resolution WRF (2 – 10 km resolution) model as well as PV production forecast are planned. Additionally a new turbidity climatology has been built. It is already included in Meteonorm Version 6 and will be used also in other radiation models.

Introduction

In the framework of IEA Solar Heating and Cooling (SHC) Task 36 “Solar Resource Knowledge Management” Meteotest investigates mainly the possibilities and quality of global radiation forecast.

The Task 36 is divided into 3 main subtasks:

a) Standard qualification for solar resource products (includes benchmarking of different radiation estimation models based on satellite measurements).

b) Common structure for archiving and accessing solar resource products (includes prototype of online tool for accessing data).

c) Improved techniques for solar resource characterization and forecast; improve satellite retrieval methods for solar radiation products; conduct climatological analysis of solar resources.

The aim in the radiation forecast subtask is to define the quality of the existing models and to enhance the quality. A further aim is also to check the quality of forecasted PV production data. Main partners in this subtask are University Oldenburg and New York State University at Albany.

Additionally Meteotest did some work within part c), where a new turbidity climatology was made.

Work done and first results

Radiation forecast

Meteotest made a short analysis of the operational global radiation forecast of the MM5 model, which runs with input data of GFS (global model of US National Weather Service) and in spatial resolution of 30 km.

The global radiation was used in form of direct model output. We tested the hourly values at 4 different stations in Switzerland (Basel, Geneva, Lugano and Schaffhausen). The validation was made with measured values from the network of MeteoSwiss.

The validation forecast ranged from 9 – 63 hours (9, 12 15 h for day 1 - 3)

The test period was June 16th 2006 – October 16th 2006 (1.33 years)

The validation showed the following results:

1. Mean biases are small
2. relative root mean squared errors are (prmse):
   All seasons, day 1, all hours: 53%; summer, day 1, 12 UTC: 38%
3. The quality (prmse) is: dependent on time of day (factor 1.3); strongly dependent on season (factor 2)

The ongoing validations of the subtask members showed partly different results. The groups working with MM5 models got similar results in Spain.

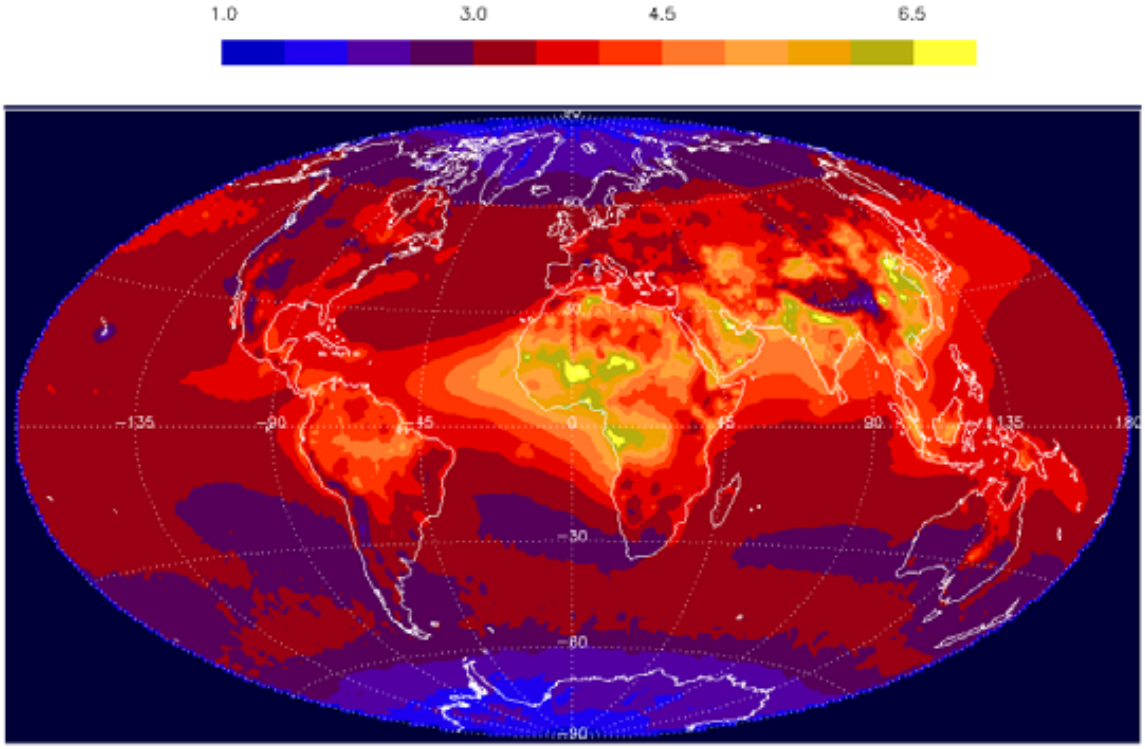
New York State University at Albany (Richard Perez) used digital weather forecast of cloud cover of US National Weather Service. Those results showed a Prediction Root Mean Squared Error of 20-40% depending on the region (Desert Rock, Boulder, Goodwin Creek).

University of Oldenburg used ECMWF (European weather model). Those results showed a Prediction Root Mean Squared Error of 30-37% depending on the region (Germany and Spain). This could be partly due to a better radiation model within the ECMWF model.

As quality is very much depending on site and time of the year, the team members will conduct next year validations for the same regions and periods for all models.

Turbidity climatology

Turbidity is the main input of clear sky models, which are used for ground as well as satellite radiation models. Existing climatologies did not fulfil the quality needs by this kind of models. Additionally new measurements by satellites and on the ground were available back to 2000. Therefore a new climatology for aerosol optical depth as well as Linke turbidity has been made. It's based on 7 years of satellite information (MISR and MODIS of NASA) and 10 year of ground measurements (AERONET of NASA, http://aeronet.gsfc.nasa.gov/). First tests showed good results. Further post processing of data is needed to be done next year. The data has been included in Meteonorm Version 6.0 already and will be used in other radiation models.



Map showing yearly means of Linke Turbidity.

National / international cooperation

The work was done in the framework of IEA Solar Heating and Cooling Task 36. From Switzerland there is also University of Geneva part of the task team.

Outlook

The validation of the solar radiation forecast will be carried on. First the model will be enhanced (WRF, 2-10 km spatial resolution). Secondly the forecast will be coupled with PV yield simulation to get a PV production forecast. It will be included operationally in the online PV control service SPYCE (www.spyce.ch). Thirdly the model will be enhanced by simple model output statistics.

References

[1] Homepage of IEA Solar Heating and Cooling Task 36: http://re.jrc.cec.eu.int/iea-shc-task36/index.htm

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

NORMENARBEIT FÜR PV-SYSTEME

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	Markus Real, Thomas Hostettler
Institution / Company	Swissolar, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie
Address	Neugasse 6, 8005 Zürich
Telephone, E-mail, Homepage	+41 (0)44 250 88 33 (Swissolar), +41 (0) 44 383 02 08 (Alpha Real AG) alphareal@access.ch, info@swissolar.ch, www.swissolar.ch
Project- / Contract Number	Swissolar
Duration of the Project (from – to)	1.1.2007 – 31.12.2007
Date	10.12.2007

ABSTRACT

The worldwide use of Photovoltaic IEC standards supports international trade of uniform high-quality PV products, systems and services and assists conformity assessment such as certification and issuing quality label(s). International standards establish objective specifications that both buyer and seller can rely on. For buyers, they widen the range of choices and lower costs, primarily because they often increase the number of competitors. For sellers, global standards broaden the number of potential customers and reduce the cost of meeting their needs.

The Scope of IEC TC82 is to prepare international standards for systems of photovoltaic conversion of solar energy into electrical energy and for all the elements in the entire photovoltaic energy system. In this context, the concept "photovoltaic energy system" includes the entire field from light input to a solar cell to and including the interface with the electrical system(s) to which energy is supplied.

TC 82 has six active working groups developing standards for the photovoltaic industry. Some of the current work program topics include: safety of inverters and charge controllers, islanding prevention measures for grid connected PV Systems, design qualification and type approval of solar modules, on site IV curve measurements, minimum requirements for system documentation, commissioning tests, and inspection requirements for grid connected PV systems, requirements of PV arrays. Under the administrative lead of TC 82 is a Joint Coordination Group with TC 21, TC 88 and TC 105 which is developing a series of new standards dealing with various aspects of renewable energy system integration and project management.

In Switzerland, there is an ever increasing number of important manufacturers for machineries needed for the PV module production lines, plugs to be used in PV DC arrays, grid connected and stand-alone inverters, alu-profiles for mounting PV modules and laminates, and turn key operators as well as many consulting and engineering companies. Next to a direct involvement in the IEC work, all relevant documents are discussed in detail in the national standard committee TK82, in order to formulate Switzerland's interest in adequate, simple and effective standards for PV. In 2007, the TK has grown again to 15 experts, showing increased interest in standards.

The strategic decision during last TC82 meeting on elaborating standards to avoid dangerous arcs is of interest to Prof. Heinrich Häberlin. Swissolar has successfully organized a workshop to avoid danger from potential arcs in PV DC-array cabling. Multicontact had, in close collaboration with other plug mfg, successfully finished drafting a standard for plugs to be used in PV DC arrays.

Einleitung / Projektziele

Normenarbeit

Normenarbeit ist Konsensfindung. Bei der IEC (International Electrotechnical Committee) ist dieser Prozess vom Entwurf zur definitiven internationalen Norm streng formalisiert. Wichtige Phasen einer IEC Norm sind: New Work Item, Committee draft (CD), CD for voting (CDV) und Final Draft International Standard FDIS. Die Arbeiten im Photovoltaikbereich werden durch das Technical Committee 82 (TC82) koordiniert und überprüft. Die eigentliche Normenarbeit wird je nach Bereich in einem der sechs Working Groups (WG) durchgeführt, wobei jeweils jede Norm-in-Arbeit als Projekt mit einem verantwortlichen Projektleiter und einem definierten Team strukturiert ist.

Die Konsensfindung international wird durch schriftliche Stellungnahmen erreicht. Dazu haben die nationalen Komitees in der Regel drei Monate Zeit, die Dokumente zu lesen und zu kommentieren, anzunehmen oder abzulehnen. Die Kommentare werden vom Central Office in Genf gesammelt und als Result of voting (RVN) bzw. als Compilation of Comments (CC) publiziert und dienen den Working Groups als Leitlinien um die Länderkommentare korrekt zu berücksichtigen.

Wichtig dabei ist, die Meinung des Nationalen Komitees in einem bereits sehr frühen Stadium einfliessen zu lassen, weil grössere Korrekturen später kaum mehr möglich sind, ausser die Norm wird zurückgestuft, weil (i) ein voting negativ ausgefallen ist oder (ii) weil der vorgegeben Zeitrahmen nicht eingehalten wurde (iii) die Länder zwar positiv dafür stimmen, aber sich nicht genügend Experten zur Mitarbeit nominieren lassen.

Die verschiedenen Stufen werden durch Begriffe wie NWIP, CD, CDV mit ihren relevanten Abkürzungen bezeichnet, und sind auf der Website der IEC einsehbar, wobei für die Dokumente selber ein Passwort notwendig ist. Dieses Passwort erlaubt beschränkten Zugang auf relevante Arbeitsdokumente, und Voraussetzung für Erhalt des Passwortes ist die Mitgliedschaft im nationalen Normenkomitee TK 82. Neumitglieder sind sehr willkommen, wobei eine Konstanz in der Mitarbeit angestrebt wird.

Interessenten für die Mitarbeit im Schweizer Nationalkomitee melden sich bei Electrosuisse, dem Sekretär des TK 82, Herrn Josef Schmucki (Josef.Schmucki@electrosuisse.ch, 044 956 11 74), Herrn Thomas Hostettler vom Fachverband Swissolar oder dem Vorsitzenden des TK 82, Herrn Peter Toggweiler (Peter.Toggweiler@enecolo.ch, 044 994 90 01).

Die Normenarbeit im Bereich der Photovoltaischen Systeme sind in die 6 folgenden Working Group's aufgeteilt:

WG 1: Glossary

WG 2: Modules, non-concentrating

WG 3: Systems

WG 4: PV energy storage systems, TC21/82 JWG (Joint Working Group)

WG 6: Balance-of-system components

WG 7: Concentrator modules

TC82/21/88 JCG (Joint Coordination Group)

Warum Normen, warum internationale IEC Normen?

Normen sind in jeder Technik wesentlicher Bestandteil der Produktentwicklung, der Tests und der Qualitätsüberprüfung. Der sich rasch entwickelnden PV Industrie fehlen noch eine ganze Reihe von wichtigen, international anerkannten Normen, wobei sich die Lücke dank dem wachsenden Interesse an Normen nun schnell zu schliessen beginnt. Während den letzten Jahren konzentrierte sich die PV Entwicklung im Wesentlichen auf Pilot- und Demonstration der Technik.

Im Bereich Sicherheit und Qualität zeigt sich nun in den letzten Jahren ein wachsender Bedarf an Normen, weil die Fragen der Sicherheit, Qualität und die damit zusammenhängenden Verantwortlichkeiten in den letzten Jahren allgemein mehr Gewicht erlangten und weil nun die meisten Netzverbundanlagen oberhalb der Kleinschutzspannung gebaut werden. Diese erreichen auf der Gleichspannungsseite meist Spannungen grösser als 500V, und die Zahl der Anlagen wächst sehr rasch. Zudem wird ganz allgemein das Regelwerk der Normen in der EU konstant ausgebaut, eine eigentliche Vorbedingung für den freien Warenaustausch. Auch hier sieht man nun die Resultate der vermehrten Anstrengung, Normen zu erarbeiten und die Lücke für noch fehlende Normen wird kleiner.

Im Bereich PV konnte trotz der IEC nicht verhindert werden, dass viele nationale Normen entstanden. Diese wurden meist im Rahmen von nationalen Energieprogrammen initiiert und zum Teil auch finanziert. Auch die grossen Finanzinstitute wie die Weltbank, UNDP oder GTZ haben in vielen Ländern wie z.B. Uganda, Indien, China, Pakistan etc die Normenarbeit mitfinanziert, um die Grundlagen für ihre Projekte zu schaffen.

Diese bereits bestehenden Normen erleichtern nun zum Teil die Arbeit in der IEC, indem auf ein breites Wissensreservoir zurückgegriffen werden kann und nicht alle Normen von Anbeginn neu formuliert werden müssen. Auf der anderen Seite erschweren die vielen nationalen Normen und Vorschriften aber auch die Harmonisierung auf internationalem Niveau. Gerade im Bereich der Systeme war eine frühe Einführung von internationalen Normen meist schwierig, weil die Entwicklung sehr schnell war und immer wieder neue, und damit meist bessere Lösungen auf die (lokalen) Märkte kamen.

In den letzten Jahren ist das Interesse und der Wille gestiegen, dass nun diese nationalen Normen im Rahmen der internationalen IEC harmonisiert werden sollen. Griffige Normen sind notwendig um den Marktteilnehmern die Arbeit zu erleichtern und Verantwortlichkeiten zu regeln.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen Regeln, welche die Performance betreffen und solchen, welche die Sicherheit oder die Qualität der Komponenten und Anlagen bzw. der Benutzer betreffen. Fragen zur Sicherheit sind traditionell eher national ausgerichtet, und es ist auch anderen Normenkomitees mit bisher wenigen Ausnahmen nicht gelungen, im Bereich Sicherheit eine IEC Norm als verbindliche Norm auch national als Norm einzuführen. Allerdings ist auch hier ein starker Druck spürbar, regionale oder nationale Normen durch internationale Normen zu ersetzen.

Eine Ausnahme dazu bildet nun seit einigen Jahren die EU, welche das Parallelvoting für IEC Normen für Cenelec Normen eingeführt hat. Bei positiver Annahme werden dann die IEC Normen mit einer entsprechenden Einführungszeit automatisch Cenelec-Norm und ersetzen damit entsprechende nationale Normen. Andere Länder wie etwa die USA anerkennen im Bereich Sicherheit bisher nur nach UL-Kriterien getestete Geräte und Systeme.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Zur Zeit sind auf IEC Ebene 28 Dokumente in Bearbeitung. Eine genaue Liste über den Stand kann auf der IEC Seite eingesehen werden, ebenfalls unter den Minutes des Letzten TC82 vom Oktober 2007. Die wichtigsten Arbeiten aus Sicht des Schweizer Vertreters:

WG 1: Glossary

IEC 61836 Ed 2.0 draft Technical Specification

Die Norm zur Festlegung der Terminologie ist publiziert. Auf der IEC Webseite wird diese gratis einsehbar sein, allerdings leider in gekürzter Form, so dass der (auch etwas pädagogisch gestaltete) Aufbau der Norm dort nicht einsehbar ist.

WG 2: Module

WG 2 hatte im 2007 drei Sitzungen. Eine aktive Mitarbeit aus der Schweiz gab es auch 2007 nicht. Im TK 82 wurde dieser Umstand an jeder Sitzung erörtert. Neu konnte Herr Markus Kohler als Experte im WG 2 gewonnen werden. Details zum Fortschritt in der Modulnormierung können auf der IEC eingesehen werden.

WG 3: Systems

IEC 62246 Grid connected PV systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests, and inspection requirements

Das Dokument konnte praktisch fertig gestellt werde. Die CDV wurde zirkuliert, mit Deadline bis 7.12.07. Die Publikation sollte im 08 zu erfolgen. Diskutiert wurde noch die Möglichkeit ein IR Testverfahren als Anhang beizufügen. Es ist für die Systemintegration wichtig als normiertes Abnahme und Dokumentationsprofil. Angestrebt wird, dass das Dokument schlussendlich wie die Installationsvorschriften in die die 364 Serie einfliessen wird, und der Stoff auch im normalen Lehrgang für Elektriker vermittelt wird.

IEC 62548 Installation and Safety Requirements for Photovoltaic (PV) Generators

Ein überarbeiteter Entwurf auf Basis 62257-7-1 PV array installation wurde im vergangen Jahr erarbeitet und sollte als erste CD noch im Januar in Zirkulation gehen. Die überarbeitete Form wird vor allem auch sicherheitsspezifischen Belangen gerecht werden, wie etwa dem Problem der Sicherungen, der Behandlung von Lichtbögen etc.

IEC 61724 – PV System Performance Monitoring, Maintenance

Auf EU Ebene läuft zur Zeit das Projekt „PERFORMANCE IP“, das genau die Erarbeitung eines normierten Verfahren zum Ziel hat. Da im Projektziel auch vorgesehen ist, Vorgaben für Normierungen innerhalb CENELEC oder IEC zu erarbeiten, wurde beschlossen, auf diese Inputs zu warten. Die Maintenance wird dadurch verzögert, was aber ohne Bedeutung ist, da das Dokument nicht besonders wichtig für die PV Industrie ist.

NWIP “Portable Solar Photovoltaic (PV) Lanterns – Design Qualification and Type approval”

Das Dokument wurde in der Abstimmung nicht angenommen. Innerhalb von PVGAP werden im Rahmen eines Auftrages der Weltbank 10 Solar Laternen getestet. Auf IEC Ebene wird das Projekt nicht weiter verfolgt.

IEC 62253 DIRECT COUPLED PV PUMPING SYSTEMS – DESIGN QUALIFICATION AND PERFORMANCE MEASUREMENT Project leader: Oliver Mayer

Nach Abstimmung wurden CD Comments miteinbezogen. Dokument muss nochmals neu strukturiert werden, da Design und Testverfahren nicht sauber auseinander gehalten sind. Oliver Mayer wird bis zur nächsten Sitzung eine überarbeitete Fassung vorlegen.

On Site Measuring of IV Characteristics of Crystalline Silicon

Wichtiges Dokument, da immer mehr auch für Grossanlagen die IV Curve für die Inbetriebsetzung verwendet werden. Beschlossen wurde, dass WG 2 die Extrapolation der Messdaten für STC Werte ausarbeitet, und WG 3 das Messverfahren bestimmt. Leider kein Fortschritt im 2007, da der Projektleiter keine Zeit dafür hatte. Sollte 2008 als CD zirkulieren.

IEC 61194 Characteristic parameters of stand alone PV systems (maintenance)

Das Dokument ist nicht (mehr) wichtig, und es wurde nach Prüfung beschlossen, es aus der Publikationenreihe zu streichen.

WG 4: PV energy storage systems

Keine wesentliche Aktivität auf TC82 Ebene. Batterien sind eine Schlüsselkomponente mit ungenügendem Standard fürs Testing. Die vorgeschrieben Testzyklen sind umstritten.

WG 6: Balance-of-system components

Performance of grid connected inverter for photovoltaic systems, NWIP

Vorgesehen ist die Überarbeitung der bestehenden Effizienzmessung von Invertern, um insbesondere auch Inverter efficiency – standard conditions and non-standard conditions sowie die Performance von MPT mit einzubeziehen.

IEC 62109-1, -2 and -3 Ed. 1.0, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems.*

Ein für die Schweiz sehr wichtiges Dokument. Erfolgreiche Involvierung der Schweizer Hersteller von Invertern in den Prozess.

Status: Das Dokument wurde 2007 als CDV zirkuliert und alle Kommentare sind eingebaut. Es kann erwartet werden, dass die Norm 2008 publiziert werden kann.

IEC 62116 Ed. 1.0, *Testing procedure – Islanding prevention measures for power conditioners used in grid connected photovoltaic (PV) power generation systems*

Status: Ein CDV (82-447-CDV) wurde mit guten Anregungen angenommen. Publikation 2008 vorgesehen.

Performance and Functioning of Photovoltaic Battery Charge Controllers, NWIP

Status: Ein New Work Item Proposal (82-445-NP) wurde angenommen

WG 7: Concentrator modules

Zwischen WG 3 und WG 7 wird koordiniert, wer den Lead für die Systemnormierung übernehmen soll. Ein erster Entwurf dürfte im 2008 erarbeitet werden.

Steckverbinder für PV-Systeme – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen

Die Norm, welche während den vergangenen zwei Jahren für PV-Steckverbindungen im DKE-Arbeitskreis erarbeitet wurde ist nun offiziell bei CENELEC deponiert. Scope: This Standard applies to connectors of application class A according to IEC 61730-1 for use in photovoltaic systems with rated voltages up to 1 000 V DC and rated currents up to 500 A per contact. Kontaktperson in der Schweiz: Markus Kohler, m.kohler@multi-contact.ch.

Lichtbögen, fehlerhafte Kontakte

Dieses Thema, ausgelöst insbesondere auch durch die Fehlerserie bei BP Solar, wurde im TC82 Plenum als strategisch wichtige Arbeit definiert. Kontaktperson in der Schweiz: Prof. Heinrich Häberlin, Heinrich.Haeberlin@hti.bfh.ch. Das Thema wurde in einer gemeinsamen WG3/6 Sitzung im Frühjahr 2007 nochmals diskutiert und für zentrale Herausforderung für die Sicherheit erkannt. Markus Real übernahm den Lead um einen Workshop zu initiieren, der nur diesem Thema gewidmet war.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

IEC Normenarbeit ist per Definition internationale Zusammenarbeit.

Bewertung 2007 und Bedeutung für die Schweiz

Die Arbeiten innerhalb der TC82 haben an Effizienz zugenommen und 2007 konnten eine Reihe von wichtigen Normen publiziert werden. Weitere wichtige Normen wurden stehen kurz vor der Fertigstellung.

Für die Schweiz hat die nun die vermehrte Aktivität und die zunehmende Bedeutung der IEC Normen positive Auswirkungen:

(i) Die aufwendige Erarbeitung nationaler Normen entfallen

(ii) Der Austausch von Produkten mit dem Ausland vereinfacht sich und trägt langfristig zu Preisreduktionen bei

(iii) Die Sicherheit der Hersteller und Installateure wird vergrössert, da der Stand der Technik damit immer besser dokumentiert wird, und die kostspielige Erarbeitung individueller Lösung entfallen.

Im letzten Jahr war insbesondere Multicontact auf der Komponentenseite im Normenbereich besonders aktiv, welches mit anderen PV Stecker Herstellern erfolgreich einen Norm erarbeiteten.

Das TK 82 besteht heute aus 15 aktiven Experten.

Referenzen

Eine vollständige Liste der Publikationen der IEC Normen erhält man gratis unter www.iec.ch

Nationale Normen sind unter dem Projekt “Quality in the PV Sector” zusammengestellt worden und finden sich unter www.pv-quality.org.

Ad interims Standards, die bereits internationalen Anerkennung haben, und bis zur Publikation einer entsprechenden IEC Norm Geltung finden, sind publiziert unter www.pvgap.org

Um den Einstieg in die Datenbank zu erleichtern, sind die folgenden Abkürzungen aufgelistet.

NP	New work item proposal
RVD	Results of voting on FDIS
RVN	Result of voting on new work item proposal
FDIS	Final Draft international standard
PAS	Public available Specifications
prEN	Draft EN standard
TR	Technical report
MCR	Maintenance cycle report
CAB	Conformity assessment board
INF	Information
CC	Compilation of comments

Die Dokumente sind entsprechend ihrem Bearbeitungsstand so charakterisiert.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

PV ERA NET

NETWORKING AND INTEGRATION OF NATIONAL AND REGIONAL PROGRAMMES IN THE FIELD OF PHOTOVOLTAIC (PV) SOLAR ENERGY RESEARCH AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT (RTD) IN THE EUROPEAN RESEARCH AREA (ERA)

Annual Report 2007

Author and Co-Authors	[1] S. Nowak, [1] M. Gutschner, [1] S. Gnos; [2] U. Wolfer
Institution / Company	[1] NET Nowak Energy & Technology Ltd; [2] Bundesamt für Energie
Address	[1] Waldweg 8, CH-1717 St.Ursen; [2] 3063 Ittigen (Bern)
Telephone, E-mail, Homepage	[1] +41 (0)26 494 00 30, [2] + 41 (0)31 322 56 39, [1] stefan.nowak@netenergy.ch, [1] http://www.netenergy.ch; [2] urs.wolfer@bfe.admin.ch, [2] http://www.bfe.admin.ch
Project- / Contract Number	CA-011814-PV ERA NET
Duration of the Project (from – to)	1 October 2004 – 30 September 2008
Date	December 2007

ABSTRACT

PV ERA NET is a European network of programme coordinators and managers in the field of photovoltaic solar energy (PV) research and technological development (RTD). The consortium comprises major key stakeholders in the field of national and regional RTD programmes involving photovoltaics (PV). The consortium comprises 19 participants from 13 states and regions with more than 20 national RTD programmes (or parts of programmes) and three regional RTD programmes.

The mission of PV ERA NET is to carry out activities towards networking and integration of national and regional programmes in the field of PV RTD in the European Research Area (ERA).

The overall strategic objective of PV ERA NET is to strengthen Europe's position in photovoltaic (PV) technology by improving the cooperation and coordination of PV RTD programming efforts across Europe, supporting long-term perspectives in European research policies as well as supporting related policies in order to establish a strong European Research Area and to create a durable structuring effect and impact in terms of coherence, innovation and economic growth.

Introduction and Goals

PV ERA NET is a European network of programme coordinators and managers in the field of photovoltaic solar energy (PV) research and technological development (RTD). The consortium comprises major key players in the field of national and regional RTD programmes involving photovoltaics (PV), which is considered a key technology and industry. The consortium comprises 19 participants from 12 states with more than 20 national RTD programmes (or parts of programmes) and three regional RTD programmes.

The mission of PV ERA NET is to carry out activities towards networking and integration of national and regional programmes in the field of PV RTD in the European Research Area (ERA).

The major goals related to the above mentioned overall strategic objective are:

1. To enhance coordination, cooperation and coherence of photovoltaic RTD programming activities, namely:

- ∉ To establish an efficient structure for continued information exchange and mutual knowledge as well as sound dissemination strategies
- ∉ To assess and implement best practice in photovoltaic RTD programming
- ∉ To identify gaps, overlaps and possible synergies and opportunities
- ∉ To identify the key issues (e.g. priorities and complementarities, legal issues, patenting / co-ownership) potentially facilitating and enabling (or hindering) an increased level of sustained co-operation between different photovoltaic RTD programmes
- ∉ To develop and corroborate long term needs and perspectives in photovoltaic RTD strategies
- ∉ To investigate opportunities and provide a strategy for pilot joint activities
- ∉ To implement joint activities and approaches for sustained cooperation and coordination.

2. To improve and corroborate the structure and effectiveness of photovoltaic RTD activities and to foster the European Research Area (ERA), namely:

- ∉ To increase coordination and cooperation of national and regional programmes (considering that at least 75% of photovoltaic research in Europe is financed at national / regional level)
- ∉ To contribute to overcome the traditional fragmentation of research efforts in Europe through better coordination and cooperation
- ∉ To provide a positive durable structuring effect in photovoltaic research programmes and programming on a European level
- ∉ To encourage technology transfer from R&D to the industry
- ∉ To mobilise / pool resources (human / personnel; financial; infrastructure / equipment) in order to achieve critical mass in specific photovoltaic RTD issues
- ∉ To strengthen the excellence of photovoltaic RTD and the competitiveness of related industries in Europe
- ∉ To stimulate innovation and economic growth and, subsequently, contribute to create jobs in a sustainable manner.



Figure 1: Logo of PV ERA NET

Brief Description of the Project

Expected Outcomes

At present, Europe has a high level of PV research and development – both in qualitative and quantitative terms - contributing to a fast growing industry. Through its activities, PV ERA NET will establish a strong photovoltaic RTD programme network, thereby strengthening the individual programmes, their mutual links and their links to the EC programmes, the industry and other organisations.

It is expected that PV RTD programmes will commonly and mutually improve coherence, efficiency and effectiveness thanks to increased coordination and cooperation level and quality. Striving for excellence and building on the most successful approaches, PV ERA NET will thus ultimately contribute to strengthen the position of the European RTD and market in the world-wide context.

By systematically addressing the important interfaces with other key technology areas (e.g. materials RTD, nanotechnology, photochemistry, molecular chemistry, etc.), those related to production and applications (e.g. grid interconnection, building integration, etc.) as well as those with other (renewable and other) energy technologies (e.g. intermittency, hybrid use, storage, etc.), PV ERA NET will identify subjects for further interaction, aiming at opportunities for stronger cooperation between different technology areas.

Operational Level

The networking activities are subdivided into three major, logically sequenced work packages, plus a work package for the coordination and management of the networking activities.

The first two work packages “Information Exchange and Best Practice” and “Strategy Issues” build the common ground for joint (transnational) activities between national / regional programmes. The third work package “Joint (Transnational) Activities” is about preparing, e.g. by developing schemes, and actually implementing “real” joint transnational activities. This work package comprises a set of concrete joint (transnational) activities and asks for the most important, dynamic and continued efforts.

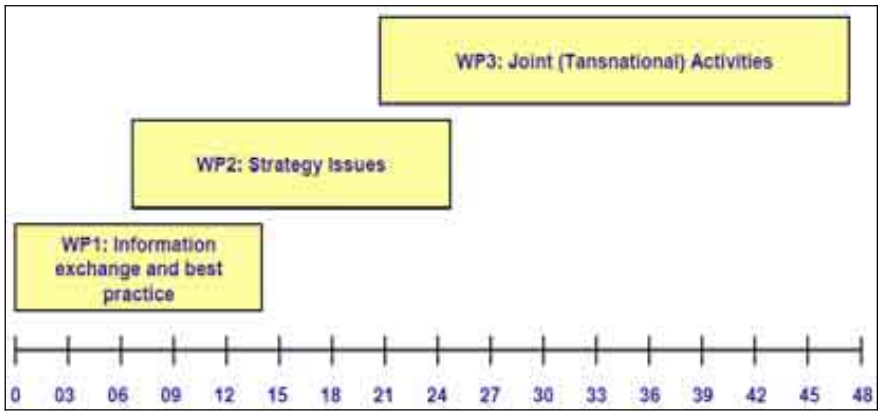


Figure 2: The set-up of the work packages of PV ERA NET reflects the stepping-up of the levels of coordination and cooperation. The scale at the bottom indicates the project duration in months (since Oct 2004).

Accordingly, the activities and objectives specific to the work packages are:

WP1: Information Exchange and Best Practice: The main activity was in the first year of the project, to improve the information and communication and, subsequently, build trust among programme managers and, second, to exchange experience on good practice. Information was about photovoltaic RTD programmes - their contents, approaches and context - in participating programmes. Country reports and survey reports with condensed information on horizontal issues as well as workshops allowed for improving mutual knowledge of each other’s programmes. The work done provides some ground for the work on Strategy Issues (WP2) and Joint (Transnational) Activities (WP3).

The main goal was to provide structured information exchange and to exchange experience on good practice in photovoltaic RTD programming

WP2: Strategy Issues: The main activity of the second project year was the identification of gaps, overlaps and possible synergies and opportunities and the analysis of the issues (e.g. priorities and complementarities, legal issues, patenting / co-ownership) potentially facilitating and enabling (or hindering) an increased level of sustained cooperation between different photovoltaic RTD programmes. Based on the experience during first project years and of other ERA NETs', an assessment of first common interest in programming issues and common thematic scope was carried out.

The main goal was an overview of gaps, overlaps and possible synergies and opportunities as well as an analysis of the issues potentially facilitating and enabling (or hindering) an increased level of sustained cooperation between different PV RTD programmes.

WP3: Joint (Transnational) Activities: The main activity of the third project year, 2007, is about the investigation, preparation and, ultimately, the implementation of joint activities. The level of cooperation is increasing through a follow-up of structured and regular information exchange activities at higher programming level providing the basic mutual input and subsequent investigation of possible opportunities and the preparation and implementation of joint activities. Innovative cooperation forms between national RTD programmes, e.g. sharing the evaluation of projects and/or programmes (ex post), RTD concept definition, impact, etc.) are being explored. Developing schemes and mechanisms and arranging cooperation agreements are important activities in this work package. The activities follow logically sequenced steps allowing to gain more experience and practice allowing to implement more relevant joint activities.

The main goal is to investigate, prepare and implement joint (transnational) activities

Work Performed and Results Achieved

Information exchange – structured and continued

The first step in the project towards transnational cooperation was information exchange. Presentations, reports, peer reviews and workshops were means to learning from other's programmes.

Each country reported on its programme(s) with respect to contents, approach, context and international orientation. In a first step, comprehensive information has been made available by describing their (sub-) programmes dealing with PV RTD based on a common structure with the following key topics:

- Programme Contents: key features, objectives, priorities, budgets and spends, overview over projects and other PV RTD activities
- Programme Approach: general strategy on the programme level, assessment and evaluation of the programme, funding, procedure from proposal to project, dissemination and communication, technology transfer, good practice and lessons learnt
- Programme Context: community, interaction and stakeholder involvement, framework and environment, international orientation, current transnational activities, future transnational activities and opportunities as well as barriers and gaps

A common format for an annually updated Survey Report was successfully adopted. The latest version edited in October 2007 is available on the project website.

Databases for PV RTD Projects and Evaluators

Databases have been developed for ongoing PV RTD projects (already implemented) and for a pool of evaluators (to be implemented in 2008). These databases facilitate greatly the exchange of information on ongoing research and expertise.

Networking and scope

On the international level, PV is seen as an important issue, which is reflected in FP6 / FP7 research, the European PV Technology Platform and the IEA-PVPS programme. The international context and some of the national expectations indicate a great potential for increasing the cooperation and

coordination level between RTD programmes. PV ERA NET contributes to networking on the international level both between the states and different international / European initiatives.

Different transnational activities, e.g. direct information exchange between programmers, common expertise and evaluators' pool, specific technical R&D topics, bring about results and tools that are also of interest in other international initiatives on-going (for instance, Mirror Group of the European PV Technology Platform). In terms of finding topics of common interest, the list of research areas developed by PV TRAC (the Photovoltaic Technology Research Advisory Council) was used, which again is a basic element of and for the Strategic Research Agenda.

In the context of implementing the Strategic Research Agenda and the different high level initiatives like the Strategic Energy Technology (SET) plan, a strong network of national and regional programmes with common ground and experience out of joint activities is crucial for the success of these European initiatives and for the realisation of the European Research Area.

Topical Areas: Complementarities, Gaps and Opportunities

The results of the analysis on subjects and (around 100) sub-topics was presented in synoptic tables. The different sets of subjects and topics with the qualified marks provided by the partners show a wide range of potential complementarities, gaps and opportunities. They can be subdivided into the following three basic categories potentially interesting for joint transnational activities:

1. Thematic areas that are of crosscutting nature and hence by definition of transnational relevance. They most likely relate to system oriented research (examples: balance of systems, grid-connected systems, stand alone systems, grid integration and storage, supportive research). For this category, the aspect of complementarities between national approaches prevails; tackling these issues on a transnational level can have direct benefits for standardisation and cost reduction.
2. Thematic areas which are either sub-critical on the national level and/or scattered across Europe. They mostly relate to new concepts and, more generally speaking, interdisciplinary subjects (examples: polymer and organic solar cells, basic R&D). In this category, the existing gaps between individually (on a national level) developed approaches can be addressed..
3. Finally, a third category can be identified for very specific thematic subjects in mostly well established areas. By their nature, such subjects are more of ad-hoc nature and can best be addressed individually on a case-by-case basis (examples: specific needs for analytical methods, access to special technologies, vertical complementarities along the value chain). In this category, complementarities can be addressed specifically, e.g. through clustering of activities and projects.

Common interest can be found for various reasons. For instance, competences in different states can be complementary and mutually strengthen competences in these countries. Or a topic can reach critical mass.

The overall picture indicates an important potential for joint transnational activities thanks to i) the expected complementarities in order to mutually improve competences, or ii) to opening new opportunities in fields where individual programmes could pool (and maybe increase) their resources in order to reach critical mass. This actually shows that there is considerable potential to strengthen both individual research programmes and PV research in Europe as a whole. This could finally help overcome the two main weaknesses in the European RTD landscape, i.e. fragmentation of national R&D programmes and (too slow) technology transfer from research to application. Cooperation offers here use of untapped synergies and effectively addressing key issues in research and technology development.

Based on this analysis, the subject of Polymer and Molecular Solar Photovoltaic Cells and Modules was selected for a pilot Joint Call that was prepared and launched in 2007.

Preparation and Launching of a Joint Call

Launching a Joint Call is a crucial element in the project and was one of the key activities in 2007. Major challenges arise due to the fact that different programmes of various nature, e.g. with their evaluation criteria and funding rules, come together. Even basic elements can pose certain difficulty. For instance, a common timeline has to be found between different programmes with call dates and systems varying from one programme to another. In a Joint Call Laboratory, the consortium elaborated on the framework for the call. A full set of guidelines and forms was developed to be implemented by all programmes involved.

A dedicated transnational call “POLYMOL” on Polymer and Molecular Solar Photovoltaic Cells and Modules was finally launched in September 2007 with the participation of Denmark, Flanders (Belgium), The Netherlands, Sweden, Switzerland and the United Kingdom. Nine preproposals have been submitted. Full proposals are to be submitted in spring 2008 and projects selected to be started in summer 2008. Despite the use of common procedure and documents, national rules still apply and prevail mainly for legal reasons.

Table 1: States and (sub) Programmes Participating in PV ERA NET

States	Partners	Programmes and Sub-programmes Involved
Austria	Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology / Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie	∉ Austrian Technologies for Sustainable Development (at:sd)
	Austrian Research Promotion Agency Ltd / Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft GmbH	
Denmark	Danish Energy Authority / Energistyrelsen	∉ Energy Research Programme (EFP) ∉ Public Service Obligation (PSO) programme ∉ Strategic Research in Renewable Energy
Flanders	Ministry of Flanders, Science and Innovation Administration / Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap	∉ SOLAR+
France	French Agency for Environment and Energy Management / Agence de l’environnement et de la maîtrise de l’énergie	∉ ADEME's Photovoltaic Programme ∉ ANR's Solar Photovoltaic Research Programme
Germany	Project Management Organisation Jülich Projektträger Jülich	∉ 5th Energy Research Programme
Greece	General Secretariat for Research and Technology, Ministry of Development / ũůȣȩȩ ũɻ ŬɻɻŬŰůŭ Ŏɻ ůʧȝŬʃ əŬɵ ȩůȣȝɑȩɑɔɑŬʃ, Ɉ´ ɑgɻ ɔůʁȣ ɻ ȝϒ´ Űʧȝɑɑʃ	∉ Operational Programme for Competitiveness (ORC) ∉ ORC - Research & Technology Development (RTD)
	Centre for Renewable Energy Sources / ƒϒȝŰʃɑɻ ȝŬȝůı ůɑɻʏȝ Ʉɑɔı ȝ Ⱥȝɣɻ ɔůɑŬʃ	
The Netherlands	SenterNovem – Agency for Sustainability and Innovation SenterNovem – Agentschap voor Duurzaamheid en Innovatie	∉ Energy Research Strategy ∉ Energy Research Subsidy Long Term ∉ Energy Research Subsidy Demonstration ∉ New Energy Research ∉ Innovation Subsidy for Collaborative Projects
North-Rhine-Westphalia	Research Center Jülich GmbH, Project Management Organisation Energy, Technology, Sustainability / Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger Energie, Technologie, Nachhaltigkeit	∉ Efficient use of energy, of renewable energy sources and energy efficiency (progres.NRW) ∉ Solar Energy Association NRW
	Ministry of Innovation, Science, Research and Technology / Ministerium für Innovation, Wissenschaft, Forschung und Technologie	
	Ministry of Economic Affairs and Energy / Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie	
Poland	Ministry of Science and Information Society Technologies / Ministerstwo Nauki i Informatyzacji	∉ Polish PV Network (POL-PV-NET) (set of coordinated activities)
	Warsaw University of Technology	
Spain	Ministry Education and Science / Ministerio de Educación y Ciencia	∉ National Energy Programme (NEP)
Sweden	Swedish Energy Agency / Statens energimyndighet	∉ Long-term research energy programme ∉ Swedish national co-financed programme for PV systems and applications (SolEl)
Switzerland	Swiss Federal Office of Energy / Bundesamt für Energie / Office fédéral de l’énergie / Ufficio federale dell’energia	∉ Swiss Photovoltaic RTD programme
	NET Nowak Energy & Technology Ltd. / NET Nowak Energie & Technologie AG	
United Kingdom	Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform	∉ Technology Programme ∉ Engineering and Physical Sciences Research Council (EPSRC) programmes

Foresight Study

A foresight study is another key element of the project. The foresight study finalised in autumn 2007 provides the necessary basis for the development of joint activities. PV ERA NET oriented its foresight study towards issues related to coordination and cooperation between national / regional programmes dealing with PV RTD. As such, this foresight focuses today's needs in terms of common and coordinated activities, tools and mechanisms for PV RTD programmes in order to respond to the challenges in the specific European context. This foresight report can therefore be considered a discussion paper that helps drawing a Joint Action Plan and Work Programme as final outcomes of the four years' PV ERA NET project in 2008.

This foresight study cannot mirror nor does want to repeat all important elements of the photovoltaic sector but selects a few key issues that are related to PV RTD programme management. The objective of the study was i) to provide an overview of the PV RTD programming context, ii) to highlight some trends and challenges and iii) translate them into today's actions relevant for the coordination of national and regional PV RTD programmes.

This document describes the status in PV ERA NET states and their European context. It also reports on selected issues coming from the United States and Japan. Finally, it draws conclusions (or rather raises questions) towards actions needed in the PV RTD programming field.

International Cooperation

According to the very mission of the ERA NET scheme, increased coordination and cooperation between the national and regional programmes on a multi-lateral level is the main focus of activities carried out in this project. 19 organisations from 13 states and regions representing some 20 RTD programmes are involved in PV ERA NET. Further organisations with programming responsibilities can join the consortium in the follow-up activities currently explored and defined.

Evaluation 2007 and Outlook 2008

Major achievements have been so far:

- A format has been developed and is used for annual survey reports on key issues of the PV RTD programmes involved in PV ERA NET
- A web-based project database was developed to provide a detailed overview of ongoing RTD projects in the participating PV RTD programmes.
- Evaluation procedures and criteria as well as barriers and opportunities were assessed in view of future joint activities. A pool of evaluators is being set up in easy-to-use database format.
- Topics for joint transnational RTD activities have been systematically analysed and prioritised.
- A transnational call POLYMOL was launched by six states involved in PV ERA NET
- A Foresight Study was carried for Solar Photovoltaic Electricity in order to provide an overview of the PV RTD programming context, ii) to highlight some trends and challenges and iii) translate them into today's actions relevant for the coordination of national and regional PV RTD programmes.
- Additionally, PV ERA NET has established a stronger link to the European PV Technology Platform with its Strategic Research Agenda as well as with the ongoing and foreseen activities in the European 7th Framework Programme for Research and the recently launched Strategic Energy Technology (SET) plan.

A great wealth of information collected is made available in different format (reports with strategic information e.g. survey reports and the foresight study) that allowed for achieving the goals set by the consortium in terms of structured exchange of information on the programmes and mutual knowledge about the programmes.

Databases have been developed for ongoing PV RTD projects (already implemented) and for a pool of evaluators (to be implemented in 2008). They will be useful tools for programmer coordinators and managers.

The first transnational call on Polymer and Molecular Solar Photovoltaic Cells and Modules was launched in September 2007 with the participation of Denmark, Flanders (Belgium), The Netherlands, Sweden, Switzerland and the United Kingdom. The pilot joint Call demands some additional efforts from the partners but it is recognised that the concrete and real exercise allows for valuable experience and insights which are expected to be useful for further joint activities. Nine preproposals were submitted. Full proposals are to be submitted in spring 2008 and projects selected to be started in summer 2008.

PV ERA NET and its members play a complementary and essential role in defining the future PV RTD in the European Research Area by carrying out important national and regional programmes dealing with PV RTD, by improving information exchange and cooperation between the programmes and by participating in different pan European initiatives – all aiming at strengthening the individual programmes and PV research as a whole in Europe.

In its final project year, PV ERA NET will set up a common work programme building the ground and orientation for future cooperation and coordination of the programmers' network. Looking at the challenges on the global level and the recently launched European initiatives, the role of such a network is becoming more and more important on the strategic and operational level.

Bibliography

[1] ***Survey Report: Organisation, Set-up, Strategy, Objectives and Priorities of Photovoltaic Research and Technological Development Programmes in PV ERA NET States.*** Update. October 2007, it can be found on: www.pv-era.net -> States & Programmes or -> Publications.

[2] ***Further reports***: www.pv-era.net -> Results and Publications

[3] ***www.pv-era.net***: The website provides information on participating RTD programmes and ERA NET with respect to PV technology and to possible cooperation forms between the RTD programmes.

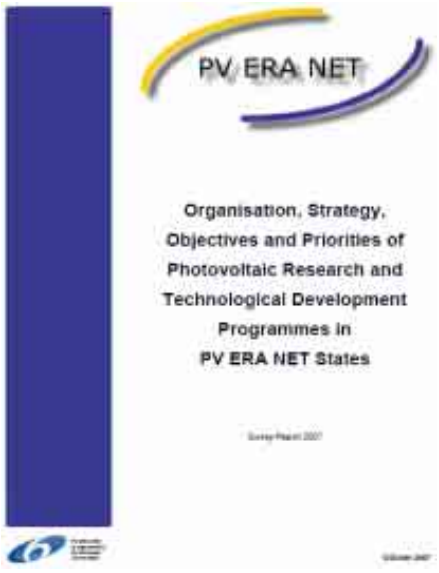


Figure 3: PV ERA NET Survey Report edited on annual basis.

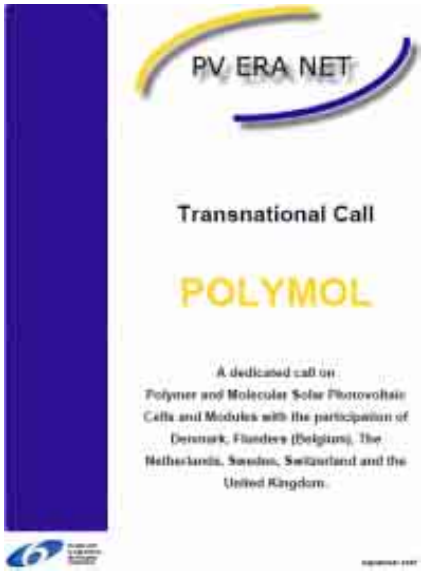


Figure 4: First transnational call "POLYMOL" launched in PV ERA NET.

