

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte, März 2004

Programm Photovoltaik Ausgabe 2004

Überblicksbericht, Liste der Projekte
Jahresberichte der Beauftragten 2003

ausgearbeitet durch:

NET Nowak Energie & Technologie AG



Titelbild:

5.5 kWp Dachintegration Freestyle® mit Dünnschichtzellenmodulen in Lutry bei Lausanne

(Bildquelle: Solstis)

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

Worblentalstrasse 32, CH - 3062 Ittigen Postadresse: CH- 3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax. 031 323 25 00 office@bfe.admin.ch www.energie-schweiz.ch

Programm Photovoltaik Ausgabe 2004

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

Inhalt

S. Nowak, S. Gnos

Überblicksbericht des Programmleiters

Seite 7

Jahresberichte der Beauftragten

Seite

Band 1: Forschung

Komponentenentwicklung

R. Durot

Photovoltaic-Facade Mounting System for Thin-Film-Modules - 100136 / 150169

29

R. Durot

**Photovoltaic-Alpur-Roof - New Roofing System for Photovoltaic Modules -
45134 / 85214**

35

Anlagen: Schräg-und Sheddachintegrationen

T. Szacsvay, H. Jenni	
Roof Integrated PV-System Scout House Weiermatt, Köniz - 100032 / 150050	43
P. Affolter	
Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp - 45795 / 85855	51
H.-D. Koeppel, G. Koeppel	
12.75 kWp Photovoltaik Dachintegration Dorfkernzone Wettingen - 43850 / 83895	57
R. Naef, B. Kämpfen	
Sunny Woods Zürich - Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert - 42203 / 82131	65

Anlagen: Flachdachanlagen

D. Chianese, E. Burà, A. Bernasconi	
Intégration en toiture plate CPT Solar - 100493 / 150604	75
R. Durot	
16.3 kWp Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the CNB-Building of the ETHZ - 100176 / 150244	81
R. Durot	
62 kWp PV-Installation - Flat Roof Integration with PowerGuard Tiles - 100154 / 150196	85
Ch. Meier, R. Frei	
Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT - 100116 / 150134	89
U. Bühler	
27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret - 47458 / 87541	93
L. Keller, R. Rhyner	
Installation photovoltaïque à PALEXPO - 45736 / 85795	101
J. Rasmussen, Markus Maier	
Solgreen Kraftwerk 1 Zürich - 42920 / 82869	105

Anlagen: Andere PV-Anlagen

U. Muntwyler

Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen - 47994 / 88095 **115**

D. Ruoss, J. Rasmussen

Monitoring of the CIS BIPV Plant Würth in Chöre - 47134 / 87254 **121**

W. Maag, S. Leu

PV St. Moritz - Corvigliabahn - Piz Nair - 45674 / 85734 **129**

D. Ruoss, W. Zemp

PV-Obelisk - Information system in the public sector - 45574 / 85634 **137**

N. Cereghetti, D. Chianese

Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz - 41239 / 81207 **145**

M. Hubbuch, Th. Gautschi

PV-Anlage Dock E - Zürich Flughafen - 37006 / 81193 **151**

R. Minder

SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship - 36407 / 77803 **159**

P. Favre, T. Dewarrat, J. Pahud

Amburnex Solar Farm (3 kWp) - 32405 / 72282 **165**

R. Kröni

RESURGENCE -Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe - BBW 01.0370-1, -2, -3 / NNE5/00340/2001 **167**

Messkampagnen

P. Affolter, B. Bezençon	
Installation photovoltaïque autonome (3,1 kWp) - 100139 / 150172	175
Th. Hostettler	
Messkampagne Wittigkofen - 100035 / 150040	183
R. Frei, Ch. Meier, M. Haller	
PV-ThinFilmTest - 45555 / 85617	187
S. Rezzonico, E. Burà	
Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino - 43907 / 83947	197
C. Renken, H. Häberlin	
Newtech - Vergleich 3x1kWp Dünnschichtzellenanlagen - 43849 / 83893	205
A. Schlegel	
Beschichtung von PV-Modulen - 35527 / 75305	213
L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
Messkampagne 100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 - 32046 / 71920	221

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

J. Keller	
Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN - 100187 / 150258	229
R. Locher	
Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme GISS - 101141 / 150173	233
S. Nowak, M. Gutschner	
Solar <i>Electri</i> City Guide -Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden - 100627 / 150824	237
S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro	
REMAC 2000 - Renewable Energy Market Accelerator 2000 - NNE5-2000-00012, BBW 00.0088	243

M. Real	
Quality in the Photovoltaic Sector - 17967 / 57555	251

M. Real	
IEC Normenarbeit für PV-Systeme	257

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

S. Nowak, M. Schmied, S. Gnos	
Swiss Photovoltaic Internet Portal - www.photovoltaic.ch - 39490 / 79286	267

Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei, W. Blum	
Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2002	275

E. Linder, S. Frauenfelder	
Solarstrom vom EW	279

PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht Ausgabe 2004

zum Programm Pilot- und Demonstrationsprojekte 2003

(ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm im Band 1)

Programmleiter: Stefan Nowak - stefan.nowak@netenergy.ch

Bearbeitung: Stephan Gnos - stephan.gnos@netenergy.ch



5.5 kWp Dachintegration Freestyle® mit Dünnschichtzellenmodulen in Lutry bei Lausanne

Bei der Planung eines neuen Einfamilienhauses in Lutry bei Lausanne wurde von Beginn an eine vollflächige Dachintegration mit Dünnschichtzellenmodulen vorgesehen. Die Photovoltaik Anlage erscheint als integraler Bestandteil des Gebäudes und ist aus Sicht des Betrachters vom Boden aus nicht als solche erkennbar.

PV Planer: Solstis, Architekt: Frank Galifier

(Bildquellen Frédéric Pachoud, Solstis, NET)

1. Zu diesem Sammelband

Für den hier vorliegenden Sammelband wurden traditionell Jahresberichte von möglichst vielen Photovoltaik Projekten mit P+D Charakter, unabhängig von deren Finanzierung, angefragt. Damit entstand wie üblich ein sehr umfassender Bericht über die aktuellen P+D Aktivitäten in der Schweiz. Die verschiedenen Jahresberichte sind in diesem Band thematisch wie folgt geordnet:

- ↓# Komponentenentwicklung
- ↓# Photovoltaik Anlagen
- ↓# Messkampagnen
- ↓# Studien und Hilfsmittel
- ↓# Anhang

Auf den Titelseiten der jeweiligen Jahresberichte befindet sich ein englisches Abstract mit den wichtigsten Projektinformationen. Weiter sind die Kontaktadressen der beteiligten Firmen mit den entsprechenden Internetseiten angeführt. Zusätzlich sind im Kapitel 6 dieses Überblicksberichts alle PV P+D Projekte mit den entsprechenden Internetadressen in einer Liste zusammengefasst.

2. Einleitung

P+D Projekte sind ein unabdingbares Bindeglied zwischen Forschung / Entwicklung und der Umsetzung der Resultate in industrielle Prozesse, Produkte und Anlagen. P+D Projekte sind nahe an der Anwendung und beim Markt. Ein wichtiges Ziel dieser Projekte ist es, die vorgeschlagenen Lösungen nachhaltig umzusetzen. Dies bedeutet, dass nicht nur Anlagen mit Pilotcharakter erstellt werden, sondern dass insbesondere die notwendigen Bedingungen für eine industrielle Nutzung der gewonnenen Erkenntnisse spezielles Gewicht erhalten. Ziel ist demnach, neue Verfahren und Produkte zu fördern, welche anschliessend durch die Industrie und den Markt aufgenommen werden. Ein weiterer Aspekt, welcher bei P+D-Projekten besondere Bedeutung hat, ist eine umfassende und gezielte Informationstätigkeit. P+D-Projekte sind auf dem Weg zur Umsetzung in die Praxis ein wichtiges Instrument; der exemplarische Charakter dieser Projekte muss deshalb gebührend kommuniziert werden.

Insgesamt stieg im Jahr 2003 im Photovoltaik P+D Bereich die Anzahl der aktiven Projekte leicht auf gut 45 Projekte an. Dazu befanden sich anfangs 2004 im PV P+D Programm wie gewohnt einige Projekte in Abklärung. Allerdings ist die Realisierung dieser Projekte aufgrund der aktuellen Budgetsituation im PV P+D Bereich in Frage gestellt. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Sektoren Pilotanlagen, Studien und Hilfsmittel, Messkampagnen und Komponentenentwicklung. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 blieb weiterhin von grossem Interesse und bildete auch dieses Jahr einen klaren Schwerpunkt. Thematisch hauptsächlich vertreten bleibt weiterhin die **Photovoltaik Gebäudeintegration**.

3. Einige Resultate im Überblick

Im Photovoltaik P+D Bereich wurden in den letzten Jahren zahlreiche Projekte sehr erfolgreich abgeschlossen.

Geradezu beispielhaft konnte die Firma Sputnik Engineering im Rahmen von Photovoltaik Forschung- und P+D Projekten in Zusammenarbeit mit der Bieler Fachhochschule die notwendigen Grundlagen im Bereich der Photovoltaik Wechselrichtertechnologie erarbeiten, Prototypen entwickeln und im praktischen Einsatz 1:1 testen. Die SolarMax Geräte Fig. 1 sind heute im Europäischen Markt gut eingeführt. Die jährliche Produktion liegt zur Zeit bei einer Leistung von ca. 40 MWp (zum Vergleich: im gesamten Schweizer PV Markt werden jährlich Anlagen mit einer Leistung von ca. 1.7 MWp installiert), was im In- und Ausland bei Sputnik und den Zulieferfirmen rund 50 Arbeitsplätze sichert.

Ein weiteres Beispiel aus der Liste erfolgreicher Projekte ist die von den beiden Firmen Schweizer Metallbau und Enecolo in Zusammenarbeit realisierte Photovoltaik P+D Entwicklung 'Dachintegrationsrahmen SOLRIF' [87] Fig. 2. Seit der Markteinführung im Europäischen Markt wurden SOLRIF Rahmen für dachintegrierte Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 5 MWp ausgeliefert.



Figur 1: Solarmax 2000 / 3000
(Bildquelle Sputnik Engineering)



Figur 2: Solarhaus 'Erni' mit SOLRIF Dachintegration
(Bildquelle Enecolo)

Die hohe Qualität der Schweizer PV P+D Projekte wird auch regelmässig durch nationale und internationale Auszeichnungen belegt. Exemplarisch seien hier Projekte wie das mit dem SOLRIF System realisierte Photovoltaikdach des 'Mehrfamilienhauses Florency' in Lausanne Fig. 3 (Schweizer Solarpreis 2003), das '6 Familienhaus Sunny Woods' [49] Fig. 4 (Europäischer und Schweizer Solarpreis 2002), oder die Projekte 'Dock Midfield' Flughafen Zürich [62] Fig. 5 und 'Parking de l'Etoile' in Genf [86] Fig. 6 (beide Schweizer Solarpreis 2002) erwähnt.

Diese Beispiele belegen die Innovationskraft dieser Projekte und Produkte, durch welche Schweizer Ansätze international immer wieder als Vorbild gelten. Ausserdem werden mit diesen innovativen technologischen Entwicklungsschritten häufig neue Massstäbe gesetzt.



Figur 3: SOLRIF Dachintegration 'Florency' Lausanne
(Bildquelle NET)



Figur 4: 16 kWp Dachintegration SunnyWoods
(Bildquelle Architekturbüro Beat Kämpfen)



Figur 5: PV-Beschattungsanlage Dock Midfield
(Bildquelle unique / Ralph Bensberg)



Figur 6: Dachintegration Parking de l'étoile Genf
(Bildquelle Sunwatt Bio Energie)

Aktuell befassen sich diverse PV P+D Projekte mit den Einsatz- und Anwendungsmöglichkeiten verschiedener Dünnschichtzellentechnologien. Neben detaillierten Messkampagnen zum grundsätzlichen Betriebsverhalten neuer Module dieses Typs, wird bei mehreren Projekten die Eignung für die Photovoltaik Gebäudeintegration untersucht. Die bisherigen Erfahrungen belegen die positiven Eigenschaften einiger Dünnschichtzellen Produkte für die direkte Integration in thermisch isolierte Dächer und Fassaden ohne Hinterlüftung der Module. Dadurch öffnen sich weitere Entwicklungsmöglichkeiten mit Kostenreduktionspotential für Gebäudeintegrationen dieser Art.

4. P+D Projekte

NEUE P+D PROJEKTE

Während des Berichtsjahres 2003 wurden im PV P+D Programm 13 neue Projekte begonnen. In Übereinstimmung mit dem nationalen Photovoltaik Konzept 2000 - 2003 befasst sich der grösste Teil dieser Projekte mit der Thematik Photovoltaik Anlagen im bebauten Raum, wobei dieses Jahr der Anteil der PV Flachdachanlagen im Vergleich zu andern Anlagentypen zugenommen hat. Eine in der Schweiz zum ersten Mal realisierte Flachdachvariante mit einer neu entwickelten Kombination von flexiblen Kunststoffmembranen mit amorphen Dünnschichtzellenmodulen wurde im Dezember 2003 in Trevano in Betrieb genommen [50] Fig. 7. Im Bereich der autonomen PV Anlagen traten zwei neue hybride Anlagenkonzepte (PV in Kombination mit Brennstoffzellen [57] und PV in Kombination einem Blockheizkraftwerk (BHKW) [89]) in die Pilotphase. Um der schnellen Entwicklung im PV Bereich gerecht zu werden, war es dringend nötig, die veralteten Schweizer Vorschriften für photovoltaische Energieerzeugungsanlagen zu aktualisieren, bzw. durch die Integration der aktuellen IEC Vorschriften in die nationalen Installationsnormen NIN [73] zu ersetzen.

Bei den im Jahre 2003 neu angefangenen Projekten handelt es sich um (in chronologischer Reihenfolge):

Komponentenentwicklung

- ↓# Neues PV Fassadensystem für Module mit Dünnschichtzellen (Entwicklung eines universellen Fassadensystems wahlweise mit oder ohne thermischer Isolation für Dünnschichtzellenmodule; Leitung: Zagsolar / Wyss Aluhit) [44]

Anlagen

- ↓ # 15.4 kWp Flachdachintegration CPT Solar (Pilotmässiger Einsatz einer neu entwickelten Kombination von amorphen Dünnschichtzellenmodulen mit einer dichten Kunststofffolie; Leitung: LEEE-TISO) [50] Fig. 7
- ↓ # 23.5 kWp PV Anlage Zollhof Kreuzlingen (Flachdach Demonstrationsanlage mit Demostand und Grossanzeige an gut frequentierter Lage; Leitung: Böhni Energie und Umwelt) [88]
- ↓ # Autonome 5.7 kWp Photovoltaik Anlage in Kombination mit einem BHKW (Ganzjährige autonome Energieversorgung von 2 Jurahäusern mittels Photovoltaik, BHKW, thermischen Kollektoren und Holz; Leitung: Muntwyler Energietechnik) [89]
- ↓ # 16.3 kWp Flachdachanlage mit Dünnschichtzellenmodulen ETHZ (Optisch diskrete Flachdachanlage mit amorphen Zellen; Leitung: Zagsolar) [51]
- ↓ # 62 kWp Flachdachanlage mit PowerGuard Solardachplatten (Multifunktionale PV Flachdachanlage mit gleichzeitiger thermischer Isolation des Dachs, wobei die thermischen Dämmelemente auch die Funktion der Modulhalterkonstruktion übernehmen; Leitung: Zagsolar) [52]
- ↓ # 12 kWp Solight Pilotanlage (Pilotmässige Umsetzung von zwei verschiedenen Solight Varianten auf dem Flachdach der VBZ/S-Bahnstation Stettbach; Leitung: Energiebüro) [53]
- ↓ # 15 kWp Photovoltaik Dachintegration Pfadiheim Weiermatt Köniz (Vollflächige Photovoltaik Integration mit dem MegaSlate® Solardachsystem ins Dach des energietechnisch optimierten Pfadiheims Weiermatt; Leitung: 3S - Swiss Sustainable Systems) [46] Fig. 8
- ↓ # 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) [57]



Figur 7: Montage der Anlage CPT Solar Trevano
(Bildquelle LEEE-TISO)



Figur 8: Dachintegration Pfadiheim Weiermatt Köniz
(Bildquelle NET)

Messkampagnen

- ↓ # Messkampagne Soyhières (Detaillierte Messungen und Auswertungen zur autonomen 3 kWp PV Dachintegration in Soyhières; Leitung: SGI / Solstis) [66] Fig. 9
- ↓ # Messkampagne Wittigkofen (Detaillierte Messungen und Auswertungen mit Visualisierung der Daten zur 80 kWp Fassade Wittigkofen; Leitung: Ingenieurbüro Hostettler) [67] Fig. 10



Figur 9: Autonome 3 kWp Dachintegration in Soyhières
(Bildquelle NET)



Figur 10: 80 kWp Fassade Bern Wittigkofen
(Bildquelle NET)

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ↓ # Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN (Aktualisierung, bzw. Ersatz der veralteten PV Normen; Leitung: Electrosuisse) [73]
- ↓ # GISS Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme (Studie zur besseren Umsetzung von gebäudeintegrierten Solarstromsystemen durch Abbau von Hindernissen und Informationsmängeln und Erhöhung der Fachkompetenz bei Planern, Investoren und Bauherren; Leitung SZFF Schweizerische Zentralstelle für Fenster- & Fassadenbau) [74]

LAUFENDE P+D PROJEKTE

Bei den laufenden Projekten sind die ersten Messresultate des Projekts PV DünnschichtTest in Zürich insbesondere für die Photovoltaik Gebäudeintegration von Dünnschichtzellenmodulen von Interesse. Für abschliessende Aussagen ist es im Moment noch zu früh. Allerdings scheinen mindestens ein Teil der Module für direkte PV Gebäudeintegrationen ohne Hinterlüftung oder mit thermischer Isolation gut geeignet zu sein [68] Fig. 11.

Die 3.9 kWp PV-Beschattungsanlage mit CIS Zellen integriert ins Firmengebäude der Würth in Chur ist optisch eine interessante Erscheinung. Die seit Anfang 2003 laufenden Messungen haben nun auch die erwarteten Energieerträge von über 1100 kWh/kWp bestätigt [58] Fig. 12.

Die 70 kWp Flachdach Anlage Palexplo fällt durch eine diskrete Integration und durch ein farblich gleichmässiges Erscheinungsbild der multikristallinen Zellen auf. Wie bei neueren Anlagen üblich werden bisher auch hier gute Erträge um die 1000 kWh/kWp erzielt [55] Fig. 13.

Die 5.5 kWp Dachintegration mit amorphen Dünnschichtzellen Freestyle® in Lutry bei Lausanne passt gut ins moderne architektonische Konzept des Gebäudes. Die Anlage ist insgesamt auf 4 verschiedene Dachflächen verteilt und speist den Strom über einen Wechselrichter vom Typ Sunny Boy Multistring ins Netz. Für ein einheitliches Erscheinungsbild der Dächer wurden die Dachabschlüsse farblich an die Module angepasst [47] Titelbild.

Die zwei fassadenintegrierten Anlagen der Seilbahnberg- und Talstation des letzten Teilstücks auf dem Weg zum Piz Nair mit Leistungen von 13.5 kWp bzw. 9.7 kWp setzen den beiden Gebäuden mit dem glitzernden Lichtspiel der multikristallinen Zellen einen besonderen Akzent [59] Fig. 14.



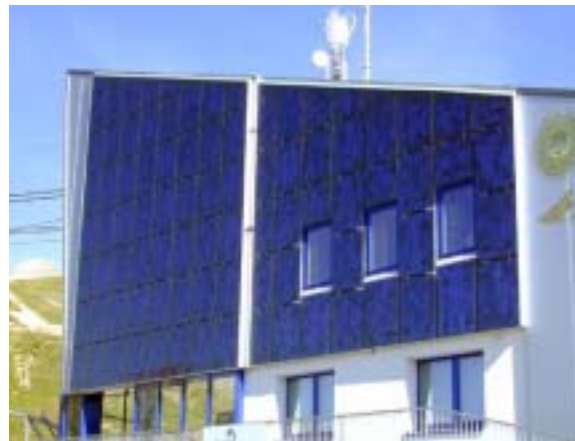
Figur 11: PV DünneFilmTest
(Bildquelle NET)



Figur 12: PV Beschattungsanlage Würth Chur,
Sicht vom Gebäudeinnern (Bildquelle NET)



Figur 13: 70 kWp Flachdachanlage Palexpo Genf
(Bildquelle NET)



Figur 14: 9.7 kWp Fassade der Piz Nair
Seilbahn Talstation (Bildquelle NET)

Die laufenden Projekte umfassen (in chronologischer Reihenfolge):

Komponentenentwicklung

- ↓ # Photovoltaik-Alpur-Dach (Photovoltaik Dach mit thermischer Isolation; Gebäudeintegration; Leitung: ZAGSOLAR) [45]

Anlagen

- ↓ # 27 kWp Anlage AluStand Hünenberg (Demonstrationsanlage mit Verwendung der Flachdachvariante des Modulhaltesystems AluTec (AluStand); Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [54]
- ↓ # 3.9 kWp Photovoltaik Beschattungsanlage mit CIS Modulen (Piloteinsatz von multifunktionalen teiltransparenten Modulen mit CIS Zellen für die gleichzeitige Beschattung eines Atriums und die Stromproduktion; Leitung: Enecolo) [58] Fig. 12

- ↓# 70 kWp Flachdachanlage Palexpo Genf (Netzgekoppelte Photovoltaik Dachanlage an gut frequenzierter Lage, kombiniert mit 2 Ladestationen für Elektromobile; Leitung: SSES - Société Suisse pour l'Energie Solaire) [55] Fig. 13
- ↓# 5.5 kWp Dachintegration mit dem Integrationsystem Freestyle® in Lutry (Vollflächige Photovoltaik Dachintegration mit Modulen mit amorphen Tripelzellen, Pilotanlage; Leitung: Solstis) [47] Titelbild
- ↓# Photovoltaik Anlagen Corvigliabahn und Piz Nair St. Moritz (Realisierung einer 17.8 kWp Anlage entlang der Corvigliabahn und einer 9.7 kWp und 13.5 kWp Fassadenintegration in die Talstation, bzw. die Bergstation der Piz Nair Seilbahn; Leitung: SunTechnics Fabrisolar) [59] Fig. 14
- ↓# Photovoltaik Obelisk (Pilotmässige Realisierung von Informationssäulen mit modernem Design für den öffentlichen Raum mit integrierter autonomer PV Anlage zur Energieversorgung; Leitung: Enecolo) [60] Fig. 15
- ↓# 25 kWp Gründachintegration Solgreen Kraftwerk 1, Zürich (Piloteinsatz einer neu entwickelten Modul Haltekonstruktion für den Gründachbereich; Leitung: Enecolo) [56] Fig. 16
- ↓# 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (Mobile Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [64]
- ↓# RESURGENCE - Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe (Realisierung von total 1.3 MWp PV Anlagen im städtischen Raum in den 5 Ländern England, Holland, Dänemark, Deutschland und der Schweiz, EU Projekt; Leitung Schweizer Teil: Enecolo) [65]



Figur 15: Autonomer Photovoltaik Obelisk
(Bildquelle Enecolo)



Figur 16: Gründachanlage Solgreen Kraftwerk 1 Zürich
(Bildquelle NET)

Messkampagnen

- ↓# PV DünnFilmTest Migros Zürich (18 Testanlagen mit PV Dünnschichtzellen-Modulen im direkten Vergleich, Gesamtleistung: 24.5 kWp; Leitung: Energiebüro) [68] Fig. 11
- ↓# Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III (Detaillierte Messkampagne zur revidierten 100 kWp PV Anlage entlang der SBB Linie Bellinzona-Locarno; Leitung: LEEE-TISO) [69]
- ↓# 47 kWp Anlage IBM (Detaillierte Messkampagne zu schmutzabweisenden Oberflächenbeschichtungen von PV Modulen; Leitung: awtec, Zürich) [71] Fig. 17
- ↓# Messkampagne 100 kWp Anlage A 13 (Leitung: TNC Consulting) [72]



Figur 17: 47 kWp Flachdachanlage IBM Zürich
(Bildquelle NET)

STUDIEN - HILFSMITTEL - DIVERSE PROJEKTE

- ↓# Solar *Electri* City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden (Leitung: NET) [75]
- ↓# Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [78]
- ↓# Internetportal Photovoltaik Schweiz www.photovoltai.ch (Realisierung eines umfassenden Schweizer Internetauftritts mit umfangreichen Informationen zu nationalen und internationalen PV Aktivitäten; Leitung: NET) [A]
- ↓# Photovoltaikstatistik der Schweiz 2002 (Leitung: Energiebüro) [B]
- ↓# Solarstrom vom EW (Leitung: Linder Kommunikation) [C]

IM JAHR 2003 ABGESCHLOSSENE PROJEKTE

Im Jahr 2003 wurden die folgenden P+D Projekte abgeschlossen (in chronologischer Reihenfolge):

Komponentenentwicklung

- ↓# Kostengünstige Photovoltaik Anlagenüberwachung (Entwicklung einer einfachen und kostengünstigen Überwachungseinheit für Solaranlagen mit kabelloser Datenübertragung; Leitung: NewLink Anderegg) [83] Fig. 18

Anlagen

- ↓# 12.75 kWp PV Dachintegration Wettingen (Harmonische PV Dachintegration in der geschützten Dorfkernzone von Wettingen, wobei gleichzeitig eine möglichst kostengünstige Lösung mit Standardkomponenten angestrebt wurde; Leitung: Eigentümergemeinschaft P.P. Stöckli / H.-D. Koeppel und Energiebüro) [48] Fig. 19
- ↓# 16 kWp Dachintegration Sunny Woods (Dachintegrierte PV Pilotanlage mit amorphen Tripelzellen in einem Mehrfamilien-Passivhaus; Leitung: Architekturbüro Kämpfen, Naef Energietechnik) [49] Fig. 4

- ↓# 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp), meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau) [79]
- ↓# 3 kWp PV Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Tripelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [80] Fig. 20
- ↓# 10 kWp Anlage SolGreen integriert in ein Gründach (Neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [81] Fig. 21
- ↓# 75 kWp PV Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Ekotech) [82] Fig. 22
- ↓# 16.8 kWp Photovoltaik Anlage St. Moritz mit CIS Modulen (Piloteinsatz von Modulen mit CIS Technologie in einer Anlage dieser Grösse, umfangreiche Messkampagne; Leitung Teil Anlage: Rätia Energie; Leitung Teil Messungen: LEEE-TISO) [61] Fig. 23
- ↓# 283 kWp Photovoltaik Anlagen Dock Midfield Flughafen Zürich, davon 55 kWp als PV Demonstrationsanlage (Multifunktionale Photovoltaik Gebäudeintegration mit Beschattungsfunktion und besonderen Anforderungen an die mechanische Stabilität der Module; Leitung: ARGE Zayetta) [62] Fig. 5
- ↓# PV gestütztes, elektrisch angetriebenes Passagierschiff (Katamaran mit einer Kapazität für 150 Passagiere mit einer autonomen 20 kWp Anlage für die Versorgung des elektrischen Antriebs; Leitung: Minder Energy Consulting) [63] Fig. 24
- ↓# Héliotrope, 3 x 2 kWp PV Anlagen in Le Locle (Direkter Vergleich identischer, aber unterschiedlich montierter (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt) Anlagen; Leitung: EIAJ, Le Locle) [84]
- ↓# Photocampa: Multifunktionale PV Beschattungsanlagen (Parking de l'étoile, école de cirque, école de Lullier, Zürich Flughafen Dock Midfield, EU Projekt; Leitung: Windwatt) [86] Fig. 6

Messkampagnen

- ↓# Newtech, Vergleich dreier 1 kWp Anlagen (Direkter Vergleich von drei Anlagen mit verschiedenen Dünnschichtzellenmodulen - a-Si-Tandemzellen, a-Si-Tripelzellen, CIS Zellen; Leitung: HTI Burgdorf) [70] Fig. 25



Figur 18: SMS Box Newlink
(Bildquelle Newlink)



Figur 19: 12.75 kWp Dachintegration Wettingen
(Bildquelle NET)



Figur 20: 3 kWp PV Eurodach mit amorphen Zellen
(Bildquelle NET)



Figur 21: 10 kWp Gründachanlage Solgreen Chur
(Bildquelle NET)



Figur 22: 75 kWp Schallschutzanlage A1 Safenwil
(Bildquelle BFE)



Figur 23: 16.8 kWp Anlage mit CIS Zellen St. Moritz
(Bildquelle NET)



Figur 24: Solar-Katamaran Mobicat
(Bildquelle NET)



Figur 25: 3x1 kWp Testanlagen Newtech Burgdorf
(Bildquelle NET)

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ↓# Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen (Leitung: S. Kropf, ETH Zürich) [85]
- ↓# REMAC Renewable Energy Market Accelerator (Massnahmen zur Beschleunigung des Marktes im Bereich des erneuerbaren Stroms; Leitung Schweizer Beitrag: NET) [76]
- ↓# Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification (Erarbeiten von Qualitätssicherungsprogrammen für den PV Bereich, siehe auch Normenarbeit [78], EU Altener Projekt; Leitung: Alpha Real) [77]

5. Bewertung 2003 und Ausblick für 2004

Der weltweite Photovoltaik-Markt boomt aufgrund grossangelegter Förderprogramme bzw. Einspeisevergütungen einzelner Länder weiterhin mit Wachstumsraten zwischen 30 und 40%. Demgegenüber war der schweizerische Photovoltaik-Markt auch im Jahr 2003 nicht verwöhnt aber er konnte sich dank den Solarstrombörsen immerhin auf den Vorjahreswerten halten. Es sind mittlerweile in der Schweiz regional sehr unterschiedliche Verhältnisse entstanden, ein Umstand der inhaltlich zu bedauern ist aber in der Eigenständigkeit der Kantone und Gemeinden begründet liegt. Die länderspezifischen Photovoltaik Marktdaten von IEA PVPS zeigen, dass die Schweiz relativ und gegenüber den Entwicklungen in den gegenwärtig grössten Märkten, insbesondere Deutschland und Japan, zurückfällt, sich aber andererseits gegenüber vielen anderen Ländern durchaus sehen lassen kann. Die Schweizer Photovoltaik war an der 3. Photovoltaik Weltkonferenz im Mai in Osaka mit ihren Beiträgen gut vertreten und konnte auch zwei Auszeichnungen mit nach Hause nehmen [114].

Die Diskussionen rund um das Fortbestehen von EnergieSchweiz blieb im Berichtsjahr ein zentrales Thema, welches für grosse Verunsicherung bei allen Beteiligten sorgte. Von den inzwischen beschlossenen Kürzungen sind vorab die Mittel für P+D-Vorhaben betroffen. Sie haben damit auch einschneidende Wirkung auf die Ausgestaltung und die Möglichkeiten im Programm Photovoltaik. Diese Entwicklung ist sehr zu bedauern, da damit ein wesentliches Glied in der Umsetzung von Forschung und Entwicklung hin zu industriellen Produkten und Verfahren und damit zum Markt geschwächt wird. Es wäre ein Widerspruch, die sich nach dem langem Aufbau abzeichnende verstärkte Umsetzung im Programm Photovoltaik gerade jetzt zu gefährden.

P+D Projekte sind ein unabdingbares Bindeglied zwischen Forschung + Entwicklung und der Umsetzung der Resultate in industrielle Prozesse, Produkte und Anlagen. Sie sind nahe an der Anwendung und beim Markt. Ein wichtiges Ziel dieser Projekte ist es, die vorgeschlagenen Lösungen nachhaltig umzusetzen. Dies bedeutet, dass nicht nur Anlagen mit Pilotcharakter erstellt werden, sondern dass insbesondere die notwendigen Bedingungen für eine industrielle Nutzung der gewonnenen Erkenntnisse spezielles Gewicht erhalten. Ziel ist demnach, neue Verfahren und Produkte zu fördern, welche anschliessend durch die Industrie und den Markt aufgenommen werden.

Durch die breite Abstützung des Programms Photovoltaik konnte die Anzahl der Projekte und die eingesetzten Mittel der öffentlichen Hand trotz der angespannten Finanzlage bisher gehalten werden. Dazu haben EU-Projekte mit Unterstützung des Bundesamtes für Bildung und Wissenschaft BBW ebenso beigetragen, wie die Kommission für Technologie und Innovation KTI. Die gute Vernetzung des Programms und seiner Akteure, sowohl national wie international, ist dabei eine wichtige Voraussetzung, welcher weiterhin grosse Beachtung geschenkt wird. Es ist von zentraler Bedeutung, dass für die P+D-Vorhaben auch in Zukunft eine Substitution der ansonsten nicht vorhandenen Mittel gefunden werden kann.

Der Informationsaustausch ist und bleibt ein wichtiges Thema. Die Photovoltaik website www.photovoltai.ch ist seit Herbst 2003 in deutsch vollständig operationell, eine englische und eine französische Version ist in Vorbereitung. Als wichtigste nationale Veranstaltung findet im Jahr 2004 die 5. Nationale Photovoltaik Tagung an der ETHZ statt (25./26. März 2004). Der Gebäudeintegration der Photovoltaik ist der ganze zweite Tag gewidmet. Ausserdem finden die 19. Europäische Photovoltaik Konferenz in Paris (7.-11. Juni 2004) und das 19. Symposium für Photovoltaische Solarenergie in Staffelstein (10.-12. März 2004) statt.

6. Liste der P+D Projekte und Internetseiten

Ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm inklusive den **Forschungsprojekten** [1-43] siehe Band 1.

(JB) Jahresbericht 2003 vorhanden

(SB) Schlussbericht vorhanden

Einzelne Jahresberichte können von <http://www.photovoltai.ch/> heruntergeladen werden.

Schlussberichte können bei ENET bezogen und von <http://www.photovoltai.ch/> heruntergeladen werden.

Unter den aufgeführten Internet-Adressen können weitere Informationen heruntergeladen werden.

- [44] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens*: **Photovoltaic- Facade Mounting System for Thin-Film-Modules** (JB) / <http://www.zagsolar.ch/>
- [45] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens*: **Photovoltaic-Alpur-Roof - New Roofing System for Photovoltaic Modules** (JB) / <http://www.zagsolar.ch/>
- [46] T. Szacs vay, (sz@3-s.ch), SWISS SUSTAINABLE SYSTEMS 3S, *Bern*: **Roof Integrated PV-System Scout House Weiermatt, Köniz** (JB) / <http://www.3-s.ch/>
- [47] P. Affolter, (pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, *Lausanne*: **Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp** (JB) / <http://www.solstis.ch/>
- [48] H.-D. Koepfel, (hans-dietmar.koepfel@skk.ch), EIGENTÜMERGEMEINSCHAFT P.P. STÖCKLI & H.-D. KOEPPEL, *Wettingen*: **12.75 kWp PV Dachintegration Dorfkernzone Wettingen** (JB, SB)
- [49] R. Naef, (naef@igjzh.com), NAEF ENERGIETECHNIK, *Zürich* / B. Kämpfen, (info@kaempfen.com), BÜRO FÜR ARCHITEKTUR KÄMPFEN, *Zürich*: **Sunny Woods - Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert** (JB, SB) / <http://www.kaempfen.com/>
- [50] D. Chianese, (domenico.chianese@supsi.ch), LEE-TISO, *Canobbio*: **Integration en toiture plate CPT Solar**, (JB) / <http://www.lee.supsi.ch>
- [51] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens*: **16.3 kWp Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the CNB-Building of the ETHZ** (JB) / <http://www.zagsolar.ch/>
- [52] R. Durot, (r.durot@zagsolar.ch), ZAGSOLAR, *Kriens*: **62 kWp PV-Installation - Flat Roof Integration with PowerGuard Tiles** (JB) / <http://www.zagsolar.ch/>
- [53] Ch. Meier, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich*: **Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT** (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [54] U. Bühler (u.bue@bluewin.ch), URS BÜHLER ENERGY SYSTEMS AND ENGINEERING, *Cham*: **27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret** (JB) / <http://www.alustand.ch>
- [55] L. Keller, (office@sses.ch), SOCIETE SUISSE POUR L'ENERGIE SOLAIRE SSES, *Bern*: **Installation photovoltaïque à Palexpo** (JB, SB) / <http://www.sses.ch/>
- [56] J. Rasmussen, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf*: **Solgreen Kraftwerk 1 Zürich** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [57] U. Muntwyler, (muntwyler@solarcenter.ch), MUNTWYLER ENERGIETECHNIK, *Zollikofen*: **Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen** (JB) / <http://www.solarcenter.ch/>
- [58] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf*: **Monitoring of the CIS BIPV Plant Würth in Choire** (JB) / <http://www.solarstrom.ch/>

- [59] W. Maag, S. Leu (info@SunTechnics.ch), SUNTECHNICS FABRISOLAR, *Küsnacht*: **PV St. Moritz - Corvigliabahn - Piz Nair** (JB) / http://www.suntechnics.de/ch/unternehmen_1ak.htm
- [60] D. Ruoss, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf* / W. Zemp, (info@zemp.tpz.ch), ZEMP+PARTNER DESIGN, *Zürich*: **PV Obelisk - Information system in the public sector** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch/>
- [61] N. Cereghetti, D. Chianese, (lee@supsi.ch), LEE-TISO, *Canobbio* / F. Stöckli, RÄTIA ENERGIE, *Poschiavo*: **Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz** (JB, SB) / <http://www.lee.dct.supsi.ch>
- [62] M. Hubuch, (m.hubbuch@hsw.ch), HOCHSCHULE WÄDENSWIL / Th. Gautschi (thomas.gautschi@amstein-walthert.ch), ARGE ZAYETTA, *Zürich*: **PV-Anlage Dock E - Zürich Flughafen** (JB, SB) /
- [63] R. Minder, (rudolf.minder@bluewin.ch), MINDER ENERGY CONSULTING, *Oberlunkhofen*: **SolarCat - Solar-Electric Passenger Ship** (JB, SB) / <http://www.minder-energy.ch>
- [64] P. Favre, (pierre-pascal.favre@lausanne.ch), SERVICES INDUSTRIELS, *Lausanne*: **Amburnex Solar Farm (3 kWp)** (JB) / <http://www.lausanne.ch/energie>
- [65] R. Kröni (robert.kroeni@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf*: **RESURGENCE - Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe** (JB) / <http://www.solarstrom.ch/>
- [66] P. Affolter, (pascal.affolter@solstis.ch), SOLSTIS, *Lausanne* / B. Bezençon, (sgi@gve.ch), SYNTHÈSE GROUP INTERNATIONAL SGI, *Lausanne*: **Installation photovoltaïque autonome (3,1 kWp)** (JB) / <http://www.solstis.ch/>
- [67] Th. Hostettler (Hostettler_Engineering@Compuserve.com), INGENIEURBÜRO HOSTETTLER, *Bern*: **Messkampagne Wittigkofen** (JB) /
- [68] R. Frei, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich*: **PV-ThinFilmTest** (JB) / <http://www.energieburo.ch/>
- [69] S. Rezzonico (sandro.rezzonico@supsi.ch), LEE-TISO, *Canobbio*: **Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino** (JB) / <http://www.lee.supsi.ch>
- [70] C. Renken, (heinrich.haeberlin@hti.bfh.ch), ADEV BURGDORF represented: HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND INFORMATIK HTI, *Burgdorf*: **Newtech, Vergleich 3 x 1 kWp Dünnschichtzellenanlagen** (JB, SB) / <http://www.pvtest.ch/>
- [71] A. Schlegel, (andreas.schlegel@awtec.ch), AWTEC, *Zürich*: **Beschichtung von PV-Modulen** (JB) / <http://www.awtec.ch>
- [72] Th. Nordmann, (mail@tnc.ch), TNC CONSULTING, *Erlenbach*: **100 kWp PV- Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2002** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [73] J. Keller, (jost.keller@electrosuisse.ch), ELECTROSUISSE, *Fehraltorf*: **Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN** (JB) / <http://www.electrosuisse.ch/>
- [74] R. Locher, (rlocher@szff.ch), SCHWEIZERISCHE ZENTRALSTELLE FÜR FENSTER - + FASSADENBAU (SZFF), *Dietikon*: **Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme GISS** (JB) / <http://www.szff.ch/>
- [75] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen*: **Solar *Electri* City Guide -Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden** (JB) / <http://www.netenergy.ch>
- [76] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen*: **REMAC 2000 - Renewable Energy Market Accelerator 2000** (JB, SB) / <http://www.netenergy.ch>
- [77] M. Real, (alphareal@access.ch), ALPHA REAL, *Zürich*: **Quality in the Photovoltaic Sector** (JB)

- [78] M. Real, (alphareal@access.ch), Alpha Real, *Zürich*: **IEC Normenarbeit für PV Systeme** (JB) / <http://www.iec.ch>
- [79] A. Haller, (andreas.haller@schweizer-metallbau.ch), ERNST SCHWEIZER, *Hedingen*: **10 Roof Integrated PV Small Scale Systems** (SB) / <http://www.schweizer-metallbau.ch>
- [80] H. Kessler, (hke.pamag@flumroc.ch), PAMAG, *Flums*: **3 kWp PV Eurodach amorph**, (SB) / <http://www.flumroc.ch>
- [81] R. Hächler, (ars_solaris@freesurf.ch), ARS SOLARIS HÄCHLER, *Chur*: **Pilot Installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN"** (SB)
- [82] R. Hottiger, (ig-solar@bluewin.ch), IG SOLAR SAFENWIL, *Safenwil*: **PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil** (SB) / <http://www.ekotech.ch>, <http://www.alpha-a1.ch/>
- [83] E. Anderegg, (ean@newlink.ch), NEWLINK ANDEREGG, *Füllinsdorf*: **A Simple and Inexpensive Monitoring Unit for Solar Plants** (SB) / <http://www.newlink.ch>
- [84] G. Jean-Richard, (jeanrichard@eicn.ch), EICN, *Le Locle*: **PV Anlage Héliotrope EICN** / <http://www.eiaj.ch>
- [85] S. Kropf, (kropf@hbt.arch.ethz.ch) ETH, *Zürich*: **Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen** / <http://www.airflow.ethz.ch>
- [86] A. Main, (parkingsolaire@windwatt.ch), WINDWATT, *Genève* /
M. Schneider (schneider-m@bluewin.ch), SUNWATT BIO ENERGIE, *Chêne-Bourg*: **PHOTO-CAMPA - PV grid connected system in parking and roof - parking P+R de l'Etoile, aéroport de Zurich, école de cirque, école de Lullier** / <http://www.windwatt.ch>
- [87] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), ENECOLO, *Mönchaltorf*: **SOLRIF (Solar Roof Integration Frame)**. (SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [88] Th. Böhni (boehni@euu.ch), BÖHNI ENERGIE UND UMWELT, *Frauenfeld*: **PV Demonstrationsanlage Zollhof Kreuzlingen** / <http://www.euu.ch>
- [89] U. Muntwyler, (info@solarcenter.ch), MUNTWYLER ENERGIETECHNIK, *Zollikofen*: **Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und BHKW** / <http://www.solarcenter.ch/>

- [A] S. Nowak, (stefan.nowak@netenergy.ch), NET, *St. Ursen*: **Swiss Photovoltaic Internet Portal - www.photovoltaic.ch** (JB) / <http://www.netenergy.ch>
- [B] Ch. Meier, (info@energieburo.ch), ENERGIEBÜRO, *Zürich*: **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2002** (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [C] E. Linder, (zuerich@linder-kom.ch), LINDER KOMMUNIKATION, *Zürich*: **Solarstrom vom EW** (JB) / <http://www.linder-kom.ch/> / <http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp>

7. Allgemeine Referenzen

- [90] **Forschungskonzept Photovoltaik 2000 – 2003**, Bundesamt für Energie, 2001, <http://www.photovoltaic.ch>
- [91] **Presseanlass IMT – Unaxis**, Neuchâtel, März 2003
- [92] C. Droz et al., http://www-micromorph.unine.ch/Publications/PS_files/paper_365.pdf
- [93] Frischknecht, R. **Life cycle inventory modelling in the Swiss national database ecoinvent 2000**. in Sustainability in the Information Society, 15th International Symposium Informatics for Environmental Protection, ETH Zürich. 2001, Metropolis-Verlag, Marburg
- [94] **Annual Report 2003**, IEA PVPS, 2003, <http://www.iea-pvps.org/>
- [95] **IEA PVPS International Conference 2003**, Past, Present and Future, Osaka, Mai 2003, www.iea-pvps.org
- [96] **National Survey Report on PV Power Applications in Switzerland 2002**, P. Hüsser, (pius.huesser@novaenergie.ch), Nova Energie, June 2003
- [97] **Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2002**, IEA PVPS Task 1 – 12: 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [98] **IEA PVPS Newsletter**, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23, (pius.huesser@novaenergie.ch)
- [99] **Performance Database**, IEA PVPS Task 2, Version 1:19, May 2003, <http://www.task2.org>
- [100] **Guidelines for selecting Stand-Alone Photovoltaic systems**, IEA PVPS T3-12:2002, September 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [101] **Guidelines for monitoring Stand-Alone Photovoltaic systems : methodology and equipment**, IEA PVPS T3-13:2003, October 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [102] **Common practices for protection against the effects of lightning on Stand-Alone Photovoltaic systems**, IEA PVPS T3-14:2003, October 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [103] **Recommended practices for managing the quality of Stand-Alone Photovoltaic systems**, IEA PVPS T3-15:2003, October 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [104] **Demand side management for Stand-Alone Photovoltaic systems**, IEA PVPS T3-16:2003, October 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [105] **Grid-connected photovoltaic power systems: survey of inverter and related protection equipments**, IEA PVPS T5-5:2002, December 2002, <http://www.iea-pvps.org>
- [106] **IEA PVPS Task 5 CD**, zu beziehen bei Programmleitung Photovoltaik, NET, Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen, info@netenergy.ch, <http://www.photovoltaic.ch>
- [107] **Summary of Models for the Implementation of Photovoltaic Solar Home Systems in Developing Countries Part 1: Summary**, IEA PVPS T9-02:2003, Februar 2003, <http://www.iea-pvps.org>

- [108] ***Summary of Models for the Implementation of Photovoltaic Solar Home Systems in Developing Countries Part 2: Practical Experience***, IEA PVPS T9-02:2003, Februar 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [109] ***PV for Rural Electrification in Developing Countries - A Guide to Capacity Building Requirements***, IEA PVPS T9-03:2003, 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [110] ***The Role of Quality Management, Hardware Certification and Accredited Training in PV Programmes in Developing Countries***, IEA PVPS T9-04:2003, September 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [111] ***PV for Rural Electrification in Developing Countries– Programme Design, Planning and Implementation***, IEA PVPS T9-05:2003, September 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [112] ***Institutional Framework and Financial Instruments for PV Deployment in Developing Countries***, IEA PVPS T9-06:2003, September 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [113] ***16 Case Studies on the Deployment of Photovoltaic Technologies in Developing Countries***, IEA PVPS T9-07:2003, September 2003, <http://www.iea-pvps.org>
- [114] ***Die 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion Osaka 12. - 16. Mai 2003 aus Schweizer Sicht***, zu beziehen bei NET, Waldweg 8, 1717 St. Ursen, info@netenergy.ch, <http://www.photovoltaic.ch>

8. 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

9. Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

ETH	Eidgenössische Technische Hochschule	
HES	Haute Ecole Spécialisée	
PV EZA	Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit	http://www.photovoltaic.ch

Finanzierende Institutionen

PSEL	Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft	http://www.psel.ch
------	---	---

Nationale Institutionen

BBT	Bundesamt für Berufsbildung und Technologie	http://www.bbt.admin.ch
BBW	Bundesamt für Bildung und Wissenschaft	http://www.bbw.admin.ch/
BFE	Bundesamt für Energie	http://www.energie-schweiz.ch
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft	http://www.umwelt-schweiz.ch/buwal/de/
CORE	Eidgenössische Energieforschungskommission	http://www.energie-schweiz.ch
CRPP	Centre de Recherche en Physique des Plasmas EPFL	http://crppwww.epfl.ch
CUEPE	Le Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie	http://www.unige.ch/cuepe
DEZA	Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit	http://www.deza.admin.ch
EIAJ	Ecole d'Ingénieurs de l'Arc jurassien	http://www.eiaj.ch
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt	http://www.empa.ch
ENET	Netzwerk für Informationen und Technologie-Transfer im Energiebereich	http://www.energieforschung.ch
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne	http://www.epfl.ch
ETHZ	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich	http://www.ethz.ch
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	http://www.ewz.ch
HTI Burgdorf	Hochschule für Technik und Informatik HTI Burgdorf	www.hti.bfh.ch
HTW Chur	Hochschule für Technik und Wirtschaft Chur	http://www.fh-htwchur.ch
ICMB	Institute of Molecular and Biological Chemistry	http://icmb.epfl.ch/
IMT	Institut de Microtechnique Universität Neuchâtel	http://www-imt.unine.ch
IQE	Institut für Quantenelektronik ETHZ	http://www.iqe.ethz.ch
KTI	Kommission für Technik und Innovation	http://www.bbt.admin.ch/kti/profil/d/index.htm
LEEE TISO	Laboratorio di Energia, Ecologia ed Economia - Ticino Solare	http://www.lee.e.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'Energie Solaire EPFL	http://lesomail.epfl.ch/
NIN	Niederspannungs-Installations-Norm	http://www.electrosuisse.ch/
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco-admin.ch
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.lee.e.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
EESD	Energy, Environment and Sustainable Development	http://www.cordis.lu/eesd/
ESTI	European Solar Test Installation	http://ies.jrc.cec.eu.int/
IST	Information society technologies	http://www.cordis.lu/ist/
GEF	Global Environmental Facility	http://www.gefweb.org
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	http://www.gtz.de
IEA	International Energy Agency	http://www.iea.org

IEA PVPS	Photovoltaic Power Systems Implementing Agreement (IEA)	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
PV GAP	PV Global Approval Programme	http://www.pvgap.org
UNDP	United Nations Development Programme	http://www.undp.org

Private Institutionen und Unternehmen

NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke	http://www.nok.ch
	Unaxis	http://www.unaxis.ch

10. 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
GWF	Gruppe Wissenschaft und Forschung	http://www.gwf-gsr.ch/
ETH-Rat	Rat der Eidgenössischen Technischen Hochschulen	http://www.ethrat.ch
Top Nano	Technologie Orientiertes Programm Top Nano 21	http://www.ethrat.ch/topnano21/
BFS	Bundesamt für Statistik	http://www.statistik.admin.ch/
IGE	Eidgenössisches Institut für Geistiges Eigentum	http://www.ige.ch
	Bundesamt für Metrologie und Akkreditierung metas	http://www.metas.ch/
	Swiss Education and Research Network Switch	http://www.switch.ch
Swissolar	Arbeitsgemeinschaft Swissolar	http://www.swissolar.ch
SOLAR	Schweizerischer Fachverband für Solarenergie	http://www.solarpro.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/

Komponentenentwicklung

R. Durot

Photovoltaic- Facade Mounting System for Thin-Film-Modules - 100136 / 150169 **29**

R. Durot

Photovoltaic-Alpur-Roof - New Roofing System for Photovoltaic Modules - 45134 / 85214 **35**

Annual Report 2003

Photovoltaic-Alpur-Roof New Roofing System for Photovoltaic Modules

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ZAGSOLAR / Alporit AG
Address	Amlehnstr. 33, CH-6010 Kriens
Telephone, Fax	041 312 09 40, 041 312 09 41
E-mail, Homepage	r.durot@zagsolar.ch , www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	45134 / 85214
Duration of the Project (from – to)	May 2002 – April 2004

ABSTRACT

The project photovoltaic-alpur-roof contains the development and tests of a new roofing system for photovoltaic modules.

In 2003, a new test room was built, which enabled the checking of the roofing system in wet weather conditions with defined wind situations.

The Technical School of Engineering and Architecture Lucerne, also investigated the stability of the new roofing system.

The investigations are not yet completed. Until now, they show where the weak points of the system are and which solutions lead to a roofing system, that fulfill the requirements of roofing norms.

When all the tests have finished, necessary modifications will be made in accordance with the results obtained.

This will lead to the first pilot installation of the photovoltaic-alpur-system.

Einleitung / Projektziele

Das Projekt Photovoltaik-Alpur-Dach beinhaltet die Entwicklung und Überprüfung eines neuartigen Dachsystems.

Dieses Dachsystem sieht vor, die Wärmedämmschicht auf einer Schalung über den Sparren anzubringen. Die einzelnen Dämmplatten werden bereits mit einer Unterdachbahn und darauf fixierten Befestigungsschienen für Solarmodule auf die Baustelle geliefert. Diese Elemente werden auf dem Dach verlegt und in den Sparren verankert. Es folgt die einfache Montage von rahmenlosen Solarmodulen.

Dem Projektverlauf entsprechend war für das Jahr 2003 vorgesehen, das PV-Alpur-Dachsystem in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik und Architektur in Horw hinsichtlich der Stabilität, der Wasserfestigkeit und des Brandschutzes zu prüfen und daraufhin eine Pilotanlage zu erstellen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Entwicklung und Einführung eines neuen Dachsystems erfordert die Untersuchung diverser Teilaspekte, welche bei einer späteren Anwendung wichtig sind. Dem Bau erster Prototypen folgt nach der Prüfung meist eine Überarbeitung. Entsprechen die Elemente dann weitgehend den Vorstellungen gilt es die wichtigen Teilaspekte eingehender und in Zusammenarbeit mit einem nahen Prüfinstitut zu untersuchen und mit Prüfergebnissen zu belegen.

Das Projekt Photovoltaik-Alpur-Dach sieht demzufolge nach der Fertigung und Überarbeitung diverser Prototypen eine Testphase an der Hochschule für Technik und Architektur vor. Mit diesen Untersuchungen sollen vor allem die Regensicherheit und die Festigkeit des Dachsystems aufgezeigt werden. Auch der Aspekt Brandschutz wird überprüft.

Nach dieser Testphase wird eine Pilotanlage erstellt, welche das neue Dachsystem in der Praxis zeigt und welche dank der begleitenden Datenerfassung Aufschluss über den Solaranlagenbetrieb und die Bedachungsfunktion gibt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Rahmen des Projektes ist vorgesehen, die Regensicherheit des neuen Photovoltaik-Alpur-Daches aufzuzeigen. Doch dies erwies sich als nicht ganz einfach, denn die schweizerischen Normen sind diesbezüglich nicht sehr präzise. Es wird in der Norm SIA 232 zwar angegeben, bei welcher Bedachung welches Unterdach erforderlich ist, nicht aber, wie viel Regenwasser bei einem Dach mit einander überlappenden Elementen bei welchem Wind auf die Unterdachbahn durchdringen darf. An der Hochschule für Technik und Architektur und am Prüf- und Forschungsinstitut Sursee wurden die Möglichkeiten einer sinnvollen und aussagekräftigen Prüfung der Regensicherheit auch unter Berücksichtigung des europäischen Normenwesens evaluiert.

In Anlehnung an den Entwurf der europäischen Norm pr EN 089030.2, welche die Ermittlung des Widerstandes von Dächern und Wänden gegen Treibregen festlegt, wurde eine Testeinrichtung geplant und im Sommer 2003 auch realisiert.

Prüfraum Regensicherheit

Dieser Versuchsraum zur Prüfung der Regensicherheit ist nun im Prüf- und Forschungsinstitut in Sursee aufgebaut worden. Der gemauerte Raum ist oben offen und bietet Versuchsaufbauten von bis zu 3 m x 2 m Platz.

Mittels Gebläse kann nun ein vorbestimmter Wind eingebracht werden.

Die Regenwassermenge wird anhand einer Wasserdurchlaufmessung eingestellt.

Aus messtechnischen Gründen wurde die Dach- oder Fassadenfläche, welche getestet wird auf 40 cm horizontal und 100 cm in Dachneigung resp. vertikal festgelegt.

Während das Wasser, welches auf die Bedachung eines Prüflings fällt, in den Wasserbehälter geleitet wird, welcher zum Wasserkreislauf der Testeinrichtung gehört, wird das Wasser, das auf das Unterdach gelangt, in einem separaten Wasserbehälter gesammelt und gemessen.



Abbildung 1: Prüfraum für die Regensicherheit

Messprogramm

In Anlehnung an den Entwurf der europäischen Norm pr EN 089030.2 wurde für die Regensicherheitstests im Prüfraum ein Messprogramm erarbeitet und festgelegt. Es ergaben sich, auch unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten, folgende Messbedingungen:

Tabelle 1: Versuchsparameter

Sub – Test	Test	Dachneigung ζ ca.	Windgeschwindigkeit v_r m/s	Wassermenge R'_{test} l/m ² *min	Versuchs Wassermenge l/min pro 0.4 m ²	Anzahl Messflächen
A	1	45	5	3.5	1.4	abh. vom Aufbau
	2	30	5	3.7	1.4	abh. vom Aufbau
	3	10 - 15	5	3.6	1.4	abh. vom Aufbau
B	4	45	10	3.4	1.4	abh. vom Aufbau
	5	30	10	3.2	1.2	abh. vom Aufbau
	6	10 - 15	10	2.8	1.2	abh. vom Aufbau
D	7	45	0	3.5	1.4	abh. vom Aufbau
	8	30	0	4.3	1.8	abh. vom Aufbau
	9	10 - 15	0	3.5	1.4	abh. vom Aufbau

Versuchsdauer: 2 Stunden

Die geprüfte Dachfläche ist messtechnisch begrenzt auf 40cm x 100cm. Bei grösseren Dachaufbauten können mehrere Messungen an verschiedenen Orten des Dachaufbaus vorgesehen werden. Diese Messorte oder Messflächen werden so gewählt, dass sich zu allen Dachelementzusammenstößen oder –überlappungen Messresultate ergeben.

Beim PV-Alpur-Dach wurden 3 Messflächen gewählt (vgl. Abbildung 2):

Messfläche 1: Horizontale Fuge
Messfläche 2: Vertikale Fuge
Messfläche 3: Verbindungsstelle horizontale und vertikale Fuge

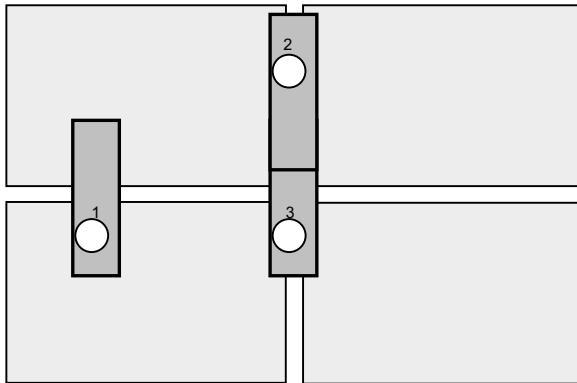


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Messflächen

Messresultate

Die Messungen sind noch nicht abgeschlossen.

Die bisherigen Messungen zeigten, dass an der horizontalen Fuge ein Dichtungsstreifen erforderlich ist, da sonst bei Windaufkommen doch eine beträchtliche Menge Regenwasser auf das Unterdach gelangen könnte.

In der Folge wurden die Messungen fortgesetzt mit eingefügten Dichtungsstreifen.



Abbildung 3: Blick auf die Messfläche während eines Tests

Überprüfung der Festigkeit

Im Rahmen des Projektes wurde auch die Stabilität des neuen Dachaufbaus überprüft. Dabei wurden die Verbindungen speziell untersucht, welche gegenüber herkömmlichen Dachaufbauten abweichen. Mit den Halteklammern, welche die Solarmodule an der Unterkante fixieren, wurden Belastungstests durchgeführt (vgl. Abbildung 4). Die Untersuchungen sind noch nicht abgeschlossen. Die bisherigen Tests zeigen aber, dass mit kleineren Modifikationen die erforderliche Stabilität erreichbar ist.



Abbildung 4: Messung der Durchbiegung der Modulhalteklammer bei unterschiedlicher Belastung

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Während in der ersten Phase bis und mit Erstellung der Prototypen vor allem die Zusammenarbeit von der Firma Alporit AG mit dem Büro ZAGSOLAR wichtig war, erfolgt die jetzige Prüfphase in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik und Architektur in Horw und dem Prüf- und Forschungsinstitut Sursee.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Im Jahr 2003 fanden diverse Untersuchungen an der Hochschule für Technik und Architektur Luzern und am Prüfinstitut Sursee statt. Die bisherigen Untersuchungen zeigten auf, wo beim neuen Dachsystem Schwachpunkte liegen und mit welchen Modifikationen die Anforderungen bezüglich Trag- und Regensicherheit erreicht werden können.

Es gilt nun, die Resultate der HTA umzusetzen und beim neuen Dachaufbau mit integrierten Solarmodulen zu berücksichtigen. Im Frühling 2004 soll dann eine Pilotanlage erstellt werden, um das ganze Dachsystem auch in der Praxis zu überprüfen.

Annual Report 2003

Photovoltaic- Facade Mounting System for Thin-Film-Modules

Author and Co-Authors	Interessengemeinschaft "PV-Fassade" Wyss Aluhit AG / ZAGSOLAR
Institution / Company	Richard Durot
Address	Amlehnstr. 33, CH-6010 Kriens
Telephone, Fax	041 312 09 40, 041 312 09 41
E-mail, Homepage	r.durot@zagsolar.ch , www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	100136 / 150169
Duration of the Project (from – to)	May 2003 – April 2005

ABSTRACT

This Photovoltaic-façade project has developed a new mounting system which allows the use of thin-film-modules in facades.

Because most of the thin-film-modules use different types of encapsulation and glass other than modules with crystalline cells, the stability of the mounting system together with thin-film-modules must be well investigated. The Technical School of Engineering and Architecture Lucerne, has a test equipment which permits steady pressure on plates. Thus, plate or PV-module deformation at different pressures can be measured.

By using this equipment, several thin film modules were tested. These tests and additional investigations with a calculation program for plates showed that the necessary stability demands for ventilated PV-façades can be achieved.

Based on these investigations, the exact mounting concept for the fixation of different thin-film-modules on concrete-wall, masonry or metallic-wall has to be determined.

A pilot installation will follow.

Einleitung / Projektziele

Photovoltaikanlagen werden in der Schweiz fast ausschliesslich auf bereits überbauten Flächen realisiert. Dabei werden der Sonnenexponiertheit wegen vorwiegend Flach- und Steildächer als Anlageort gewählt. Mehr und mehr werden die Photovoltaikanlagen ins Dach integriert. Aber gerade bezüglich Gebäudeintegration und Architektur bieten sich auch die Fassaden als Solarmodulstandorte an. Fassadenelemente können durch Solarmodule ersetzt werden, was ein interessantes Kosten/Nutzen-Verhältnis erwarten lässt, wenn günstige Standardmodule mit Dünnschichtzellen eingesetzt werden.

Ziel des Projektes ist die Entwicklung und Überprüfung eines Fassadensystems, welches die Verwendung von Dünnschichtmodulen erlaubt. Die Modulhalterungen sollen dabei für verschiedene Wandaufbauten einsetzbar sein und so ein breites Feld an Anwendungsmöglichkeiten abdecken. Das montagefreundliche Fassadensystem soll auch optisch gefällig sein.

Kurzbeschreibung des Projekts

Im Rahmen des Projektes PV-Fassade wird ein Montagesystem für die fachgerechte Fixierung von rahmenlosen Standardmodulen entwickelt und getestet. Dabei wird aus Kostengründen vermehrt der Einsatz von Modulen mit amorphen Solarzellen vorgesehen. Die Besonderheiten von rahmenlosen Dünnschichtmodulen gilt es zu berücksichtigen und vor allem hinsichtlich der erforderlichen Festigkeit einzurechnen. Basierend auf dem Montagesystem Aluhit werden Befestigungselemente, Aluminiumschienen und Kunststoffeinlagen derart entwickelt, dass das eingesetzte Solarmodul auch bei maximaler Windlast nach SIA261 (früher SIA160) nicht überlastet wird.

Das Montagesystem soll an verschiedenen Fassadenaufbauten einsetzbar sein: So soll die Verankerung der Montageschienen in einer Betonwand oder einem Mauerwerk möglich sein. Die Solarmodule sollen aber auch an einer Industriewand mit Innenwandkassetten fachgerecht fixiert werden können. Die erforderlichen Konsolen und das Fixierungskonzept werden unter Berücksichtigung von temperaturbedingten Längenausdehnungen entwickelt.

Die Belastung der Solarmodule mit den eingesetzten Befestigungselementen wird an der Hochschule für Technik und Architektur (HTA) in Horw rechnerisch und teilweise messtechnisch überprüft.

In Anschluss an die Testphase wird eine Pilotanlage erstellt, welche die neue „PV-Fassade“ aufzeigt und anhand der Messdatenerfassung wichtige Erkenntnisse zum neuen Montagesystem bringen soll.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Basis des Projektes PV-Fassade war unter anderem die Untersuchung der Kombinationsmöglichkeiten von Aussenisolationselementen und Solarmodulen. Als Abschluss jener Untersuchung wurde eine Versuchswand erstellt, welche ein neues Fixierungskonzept für die Befestigung von Dünnschichtmodulen an einer Innenkassettenwand aufzeigte. Die Überprüfung der Versuchswand zeigte aber auch, dass hinsichtlich der erforderlichen Stabilität Veränderungen nötig sind.

Im Rahmen des Projektes PV-Fassade wurde das Fixierungskonzept für rahmenlose Dünnschichtmodule überarbeitet. Ausgehend vom Aluhit-System, welches sich in Anlagen mit kristallinen Solarzellen bereits vielfach bewährte, wurde die Problematik beim Einsatz von Dünnschichtmodulen untersucht und aufgezeigt.

Die Befestigungselemente wurden auch bezüglich Einhaltung der Normen von SIA, EN und DIN überprüft. Speziell zu erwähnen ist die DIN-Norm 18516 zu hinterlüfteten Aussenwandbekleidungen mit Einscheiben-Sicherheitsglas. Diese Norm schreibt für punktförmige Scheibeneinlagerungen eine Glaseinstandtiefe (Abstand Halteklammerkante zu Scheibenkante) von mindestens 25mm vor. Mit 25mm Glaseinstand würde bei Einsatz von Solarmodulen meistens bereits ein Teil der Zellen bedeckt. Um das Befestigungssystem möglichst überall anbieten zu können, erwies es sich als besser, nicht die Normeinhaltung, sondern das Aufzeigen der erforderlichen Stabilität durch Berechnungen und Messungen anzugehen.

An der Hochschule für Technik und Architektur Luzern wurden einerseits Berechnungen erstellt, welche die Durchbiegung des Solarmoduls und die Schnittkräfte bei vordefinierter Fixierung angenähert aufzeigen. Die HTA Luzern verfügt auch über einen Prüfstand, der es erlaubt, eine gleichmässige Windkraft zu simulieren und auf ein zu prüfendes Modul zu übertragen.

Prüfstand für Belastungstests

Der Prüfstand für Belastungstests der HTA Luzern erlaubt es, Platten oder eben Solarmodule mit einer gleichmässig verteilten Druckkraft zu belasten. Platten bis zu einer Grösse von 1.5m x 1.0m können damit mit den vorgesehenen Fixierungselementen bezüglich Druckbelastungen überprüft werden.

Gemessen werden bei aufsteigender Belastung die Durchbiegung und die Dehnung an relevanten Orten mittels Messuhren und Dehnungstreifen.

Der Druck auf die Platten kann entweder bis zum erforderlichen Druck (gemäss Norm) oder gar bis zum Bruch der Platte stetig erhöht werden.



Messresultate

Mit der Prüfeinrichtung wurde das Millennia - Photovoltaikmodul MST-43MV von BP Solarex getestet. Das rahmenlose Solarmodul wurde mit Aluhit-System-Komponenten fixiert und in die Prüfeinrichtung eingefügt. Als Fixierungspunkte wurden 2 Stellen an der Moduloberkante (Längsseite) und die gegenüberliegenden Stellen an der Modulunterkante gewählt. Es wurden Messungen durchgeführt mit verschiedenen Abständen a der 2 Fixierungsstellen (vgl. Abbildung 2).

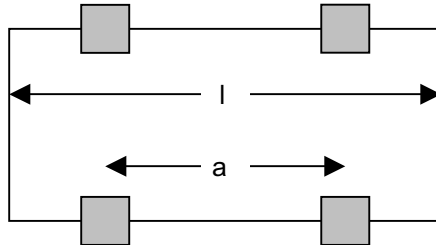


Abbildung 2: Fixierungsstellen des Solarmoduls

Die Messresultate zeigten, dass etwa bei Wahl von $a = 0.6 l$ bezüglich Dehnung und Durchbiegung des Moduls ein Optimum besteht. Die Messungen zeigten aber auch, dass die ungerahmte Millennia - Platte mit 4 Befestigungsstellen nicht den Druckbelastungen standhält, die von den Normen her gefordert werden.

Im Rahmen einer Semesterarbeit wurde des weiteren ein rahmenloses Dunasolar DS40 - Modul getestet. Die Druckbelastung des Moduls wurde am Ende der Prüfstand-Messphase erhöht bis zum Bruch des Solarmoduls. Anschliessend an die ausführlichen Messungen wurden mit dem Plattenberechnungsprogramm Cedrus-4 die Durchbiegung und die Schnittkräfte bei diversen Platten-Teilflächen bestimmt.

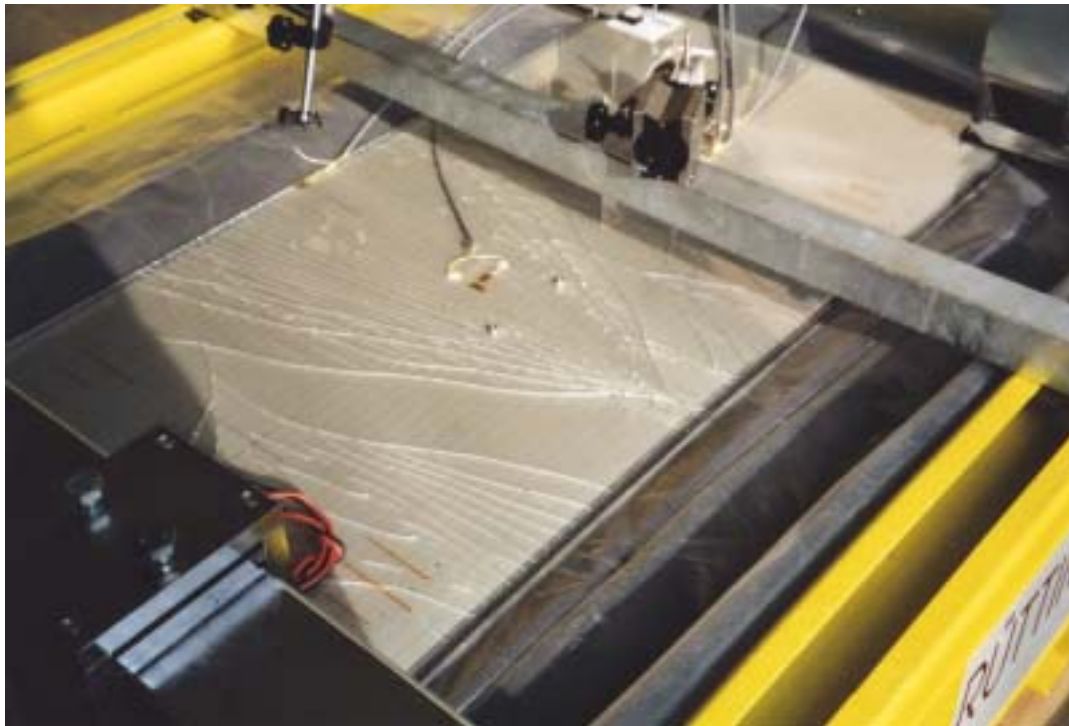


Abbildung 3: geprüftes Dunasolar DS40 - Modul nach dem Bruch

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Das Projekt erfolgt in Zusammenarbeit der Firma Wyss Aluhit AG, des Ingenieurbüros Zagsolar und der Hochschule für Technik und Architektur Luzern.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Im Jahr 2003 wurden diverse Dünnschichtmodule bezüglich der Verwendbarkeit als Fassadenelemente evaluiert. Belastungstests wurden durchgeführt und Berechnungen erstellt, welche die Festigkeit einiger Solarmodule bei Fixierung mit Aluhit-Systemkomponenten aufzeigten. Auf Basis dieser Untersuchungen gilt es nun, das Fassaden-System für verschiedene Wandaufbauten festzulegen. In der Folge wird eine Pilotanlage erstellt.

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

T. Szacsvay, H. Jenni

Roof Integrated PV-System Scout House Weiermatt, Köniz - 100032 / 150050 **43**

P. Affolter

Toiture photovoltaïque Freestyle® de 5.5 kWp - 45795 / 85855 **51**

H.-D. Koeppel, G. Koeppel

12.75 kWp Photovoltaik Dachintegration Dorf kernzone Wettingen - 43850 / 83895 **57**

R. Naef, B. Kämpfen

Sunny Woods Zürich - Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert - 42203 / 82131 **65**

Annual Report 2003

Roof Integrated PV-system scout house Weiermatt, Köniz

Author and co-authors	Tamás Szacsuvay, Heinz Jenni (Heimverein Falkenstein)
Institution / company	Swiss Sustainable Systems Ltd
Address	Zentweg 21, CH-3006 Bern
Telephone, Fax	031 934 07 60 / 934 07 61
E-mail, homepage	sz@3-s.ch ; heinz.jenni@bluewin.ch , www.3-s.ch
Project- / Contract -Number	100032 / 150050
Duration of the Project (from – to)	April 2003 to April 2004

ABSTRACT

In 2002 the owners of the scout house Weiermatt in Köniz decided to refurbish the 14 year old inefficient heat pump heating system. The occasion was used to investigate options to integrate the use of renewables into the energy supply of the building, and to demonstrate that a significant reduction of (external) energy consumption is feasible without impairing the aesthetic appearance of the building. In the framework of a feasibility study a solution was proposed that integrates a PV-system on the eastern and western sections of the roof consisting of three distinct sections. For the middle section, thermal solar collectors were proposed, which would operate in combination with new heat pumps.

It is expected that the integration of the PV-system and the thermal collectors into the building will reduce its need of external energy to about one fourth.

This report relates to the PV-system. It was commissioned in April 2003, the thermal collectors in July. The installation was performed with the active help of juvenile scouts. This was considered as an important part of the solar part of the project, which aimed at increasing the sensitivity of especially young people towards a more responsible and sustainable utilization of energy.

In the framework of the R&D project a measurement and data acquisition system has been installed, comprising measurement of temperatures, irradiation, power and energy. The measurement of irradiation was regularly compared with data recorded at the nearby Swiss National Meteorological institute.

The performance data recorded so far are above expectations. For the first eight months, an average performance ratio of 79% has been recorded, which can be considered as rather high for a building integrated PV-systems.

Einleitung / Projektziele

Der Heimverein Falkenstein plante die Erneuerung der Heizanlage des Pfadiheims Weiermatt in Köniz, um die zwar noch funktionstüchtige, aber nicht effiziente und störungsanfällige Wärmepumpenanlage zu ersetzen. Dabei wurde grosser Wert auf die rationelle Energienutzung und auf eine umweltfreundliche Energieproduktion gelegt.

Im Rahmen eines Vorprojektes wurde ein Konzept für ein Gesamtsystem erarbeitet. Dieses sah vor, soweit als möglich resp. im Rahmen des Budgets Solarenergie zu integrieren mittels Photovoltaik und thermischen Kollektoren. Die Kollektoren (ca. 32 m²) würden im Kombination mit einer neuen Wärmepumpenanlage arbeiten, und deren Energiebedarf reduzieren. Die Photovoltaikanlage (ca. 140 m²) sollte einen wesentlichen Teil des für die Wärmepumpen benötigten Stromes auf dem eigenen Dach produzieren. Es wurden verschiedene in Frage kommende PV-Systeme (Polykristalline Zellen, CIS-Module, amorphes Si) verglichen.

Die gut sichtbare Anlage würde von sehr vielen Jugendlichen wahrgenommen und hätte somit einen ausgesprochenen Vorzeigecharakter. Die Bauherrschaft hat aus ähnlichem Grund bereits vor 14 Jahren eine Wärmepumpenanlage eingebaut anstelle mit Öl zu heizen.

Die Jugendlichen sollten durch die Einbindung in das Projekt auf das Thema Energie und den schonenden Umgang mit den Ressourcen aufmerksam gemacht werden. Das Pfadiheim weist eine hohe Nutzung durch Klassenlager auf, da es in unmittelbarer Nähe der Stadt Bern ist und dennoch auf dem Land ist.

Im Rahmen des Möglichen und Sinnvollen sollten die jugendlichen Pfadi am Bau der Solaranlagen beteiligt sein. Es wurde als sehr wichtig erachtet, dass eine attraktive Anzeigetafel vor dem Gebäude auf die Anlage hinweist und Angaben zu Leistung und Ertrag anschaulich macht. Ein energiebewussteres Verhalten soll bei den Jugendlichen erreicht werden.

Die Firma Swiss Sustainable Systems AG hat eine neues System zur rahmenlosen Dachintegration von photovoltaischen Elementen entwickelt. Detailentwicklungen sind noch im Gange. Ein erstes Projekt wurde bereits realisiert. Es wird erwartet, dass sich mit diesem System in Zukunft nebst einer optisch sehr ansprechenden Ästhetik Kosten reduzieren lassen im Vergleich zu Konkurrenzsystemen. Mit diesem Dachsystem sollen zwei Abschnitte des nach Südwesten ausgerichteten Daches bedeckt werden, womit eine installierte Leistung von ca. 15.5 kW erzielt werden kann.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Anlage wurde so ausgeführt wie in den Projektzielen beschrieben. Das Solarzellenfeld besteht aus 119 rahmenlosen PV-Modulen, sowie aus einigen zur vollständigen Einbettung der Dachfenster erforderlichen, optisch identischen Blindelementen. Die PV-Elemente des Typs „MegaSlate“ enthalten polykristalline Solarzellen. Die Module sind mittels Spezialbügeln an der Unterkonstruktion befestigt und sind in geschindelter Anordnung anstatt der Dachziegel verlegt. Bild 1 zeigt die Einbettung eines der beiden Dachfenster (Ansicht von oben).

Die Wechselrichter des Herstellers SMA (1 x 2800 i und 2x 5000TL) sind im Keller untergebracht.

Das Messsystem wertet 5 Temperatursensoren (1 x Modultemperatur oben, 1 x Modultemperatur unten, 1 x Lufttemperatur Kanal unten, 1 x Lufttemperatur Kanal oben, Aussentemperatur) sowie einem Strahlungssensor aus. Erfasst werden die Daten mit einem Sunny Boy Control Plus Datalogger, der auch andere Betriebsdaten wie z.B. aktuelle Leistung und Ertrag erfasst. Die Daten können über ein Modem abgefragt werden. Die Zuverlässigkeit der Energiemessung des Dataloggers kann mit einem zusätzlich installierten Privatzähler überprüft werden.



ABBILDUNG 1: Einbettung von Dachfenstern

Eine Anzeigetafel vor dem Gebäude stellt die aktuelle Leistung, den kumulierten Ertrag (auch von der thermischen Anlage) dar, sowie die aktuelle Einstrahlung. Sie wird vom Datalogger angesteuert.

Abbildung 2 zeigt eine Gesamtansicht der Anlage.

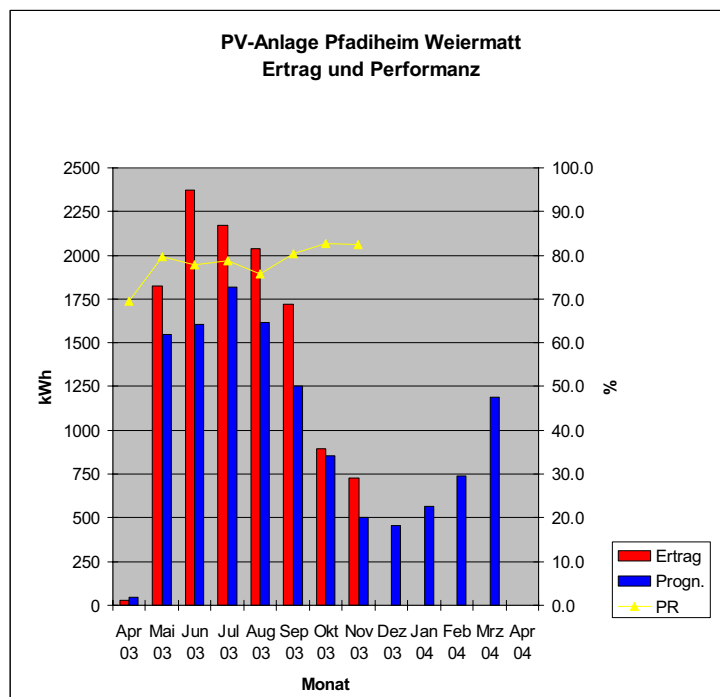


ABBILDUNG 2: Gesamtansicht der Anlage von Westen

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Daten von April bis Ende November wurden lückenlos erfasst und ausgewertet. Die Leistungsdaten der Anlage sind sehr gut für eine gebäudeintegrierte Anlage. Es wurde eine Performanz von 79 % erreicht, und dies im Sommerhalbjahr.

In der untenstehenden Grafik 1 sind die gemessenen Erträge im Vergleich zu den prognostizierten und strahlungskorrigierten dargestellt. Die Performanz ist ebenfalls ersichtlich.



Grafik 1: Erträge und Performanz

Der kleine Einbruch der Performanz im August rührt von einem Ausfall eines Wechselrichters (5000TL) an zwei nicht aufeinanderfolgenden Tagen. Dem Hersteller ist das zugrunde liegende Problem erkannt, und falls der Fehler wieder auftritt wird ein Bauteil des Wechselrichters ausgetauscht. Ansonsten funktionierten die Wechselrichter störungsfrei.

Die durch den Strahlungssensor gemessenen Werte wurden jeweils mit den gemessenen Werten des nahen SMA-Standortes Liebefeld verglichen (Globale Horizontalstrahlung). Diese Werte wurden mit den Meteorologiedaten verglichen und eine Strahlungskorrektur errechnet. Die Abweichungen der am Projekt gemessenen Strahlungswerte zu den mit den SMA Daten errechneten bewegten sich in den Sommermonaten in der Größenordnung von unter 3%, weshalb von einer guten Genauigkeit des Strahlungssensors ausgegangen werden kann. Im November wurde eine Abweichung von 7% festgestellt, was damit zu erklären sein dürfte, dass der exponiertere und höher gelegene Projektstandort etwas weniger Nebel aufweist.

Die kumulierten Erträge von Mai bis November betragen 11'750 kWh. Es ist anzunehmen, dass die Prognose von 13'500 kWh/Jahr nennenswert übertroffen wird. Dies ist einerseits auf die aussergewöhnlichen Strahlungswerte des Sommers 2003 zurückzuführen, andererseits auf die konservative Berechnung der zu erwartenden Erträge. Ferner scheint sich auch abzuzeichnen, dass die traflosen Wechselrichter spürbar höhere Erträge liefern. Die Größenordnung beträgt ca. 3-4%. Einschränkend ist zu sagen, dass eine eventuell vorhandene ungleichmässige Beschattung einen Einfluss auf dieses Ergebnis haben könnte, sowie auch die Messgenauigkeit der einzelnen Wechselrichter die Aussage etwas unsicherer macht, obwohl der gemessene Gesamtertrag sehr gut mit dem mittels eines Zählers gemessenen übereinstimmt. Auch spielt sicher die Auslastung des Wechselrichters eine Rolle.

Interessant ist ferner eine Betrachtung der gemessenen Temperaturen. Es konnte z.B. festgestellt werden, dass sich die Modultemperaturen auf demselben Dach um bis zu 15° unterscheiden. Die Maximale Modultemperatur betrug 80°, und die grösste Differenz zur Aussentemperatur betrug 48°.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Das Projekt kann bisher als sehr erfolgreich angesehen werden. Einerseits ist es dank dem hervorragenden Engagement des Heimvereins Falkenstein in Sachen erneuerbare Energien und dank der Unterstützung durch das BFE gelungen, ein sehr schönes Projekt mit guter Demonstrationswirkung zu realisieren, und andererseits liegen sowohl Ertrag als auch Performanz der Anlage spürbar über den Erwartungen.

Das offizielle Messprojekt wird Ende April 2004 abgeschlossen.

Referenzen / Publikationen

Es wurden diverse Artikel in der Lokalpresse durch den Heimverein publiziert. Die Anlage wurde anlässlich eines Solartages am 6. September unter Beisein von Politprominenz aus Gemeinde- und zukünftigem Ständerat eingeweiht. Abbildung 3 zeigt ein Bild des Anlasses.



ABBILDUNG 3: Eindruck vom Solartag am 6. September 2003

Die Anlage wird weiterhin an diversen Anlässen Beachtung finden, so z.B. an einem Energieapéro anfangs 2004.

Erfahrungen aus der Sicht des Heimvereins Falkenstein Köniz

HEIMVEREIN FALKENSTEIN KÖNIZ

Der Heimvereinspräsident: Heinz Jenni
Schwandenhübel 32, 3098 Schliern
Tel. P 03 1974 1979, Fax 03 1974 1977
E-Mail: heinz.jenni@bluewin.ch

Pfadiheim Weiermatt Köniz: Photovoltaik Dachintegration
Projekt-Nr. 100032 / Verfügungs-Nr. 150050

Jahresbericht 2003

aus der Sicht des Heimvereins Falkenstein Köniz

Zusammenfassung

Innert kürzester Zeit konnte der Heimverein Falkenstein Köniz das „Solar- und Heizungsprojekt Pfadiheim Weiermatt“ realisieren, welches drei Teile umfasste:

- ≠ Sanierung der Wärmeversorgung (thermische Kollektoren, vier möglichst „intelligent gesteuerte“ Wärmepumpen; Wasserhygiene)
- ≠ Photovoltaikanlage
- ≠ Solare Strassenlampen (in Zusammenarbeit mit der Gemeinde Köniz)

Obschon die Koordination nicht ganz einfach war und relativ wenig Zeit für Planung und Ausführung zur Verfügung stand, klappte die Realisation der „Solar- und Heizungsanlage Pfadiheim Weiermatt“ ausgezeichnet und praktisch pannenfrei. Die Projektorganisation hat sich bewährt.

Die Photovoltaik-Anlage funktionierte von Anfang an ausgezeichnet.

Die „Solar- und Heizungsanlage Pfadiheim Weiermatt“ wird in der Öffentlichkeit gut beachtet: Mit dem erfolgreichen „Solar-Energie-Tag“ am 6. September 2003 wurde die Anlage eingeweiht und der Öffentlichkeit vorgestellt. Auch mit der Medienpräsenz sind wir zufrieden.

Am 9. März 2004 findet im Pfadiheim Weiermatt ein Energie-Apéro über diese Solar- und Heizungsanlage statt (Beginn 17 Uhr). Das ist eine Veranstaltung unter Leitung der Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion des Kantons Bern BVE in Zusammenarbeit mit den Energieämtern und -fachstellen der Kantone Solothurn, Freiburg und Jura sowie Espace Mittelland und Energie Schweiz.

Projektverlauf 2002/03 (bezüglich Photovoltaik)

20. Dez. 2002	Gesuch an Bundesamt für Energie für eine Finanzhilfe
14. März 2003	Verfügung des BFE betr. Finanzierungshilfe
7. April 2003	Beginn der Dacharbeiten: Photovoltaikmodule und thermische Kollektoren werden koordiniert montiert; Mithilfe von Jugendlichen (älteren Pfadi) im Rahmen des JugendSolarProjektes
bis Ende April:	Bau der Photovoltaikanlage durch die Firma 3S SWISS SUSTAINABLE SYSTEMS AG
ab 29. April 2003:	Photovoltaikanlage speist Strom ins Netz
seither:	Anzeige- und Imfotafeln, Messungen u.a. m. durch Firma 3S
6. September	„Solar-Energie-Tag“: Einweihungsakt mit Frau Simonetta Sommaruga, Ehrengäste-Empfang, Tag der offenen Türe, Infostände der beteiligten Firmen, des Umweltforums, des DZ Öffentliche Beleuchtung der Köniz, Solarküche, Energie-Erlebnistag für Kinder und Jugendliche
Gemeinde	(Organisation: Ökozentrum Langenbruck)

Projektleitung

Die Baukommission, welche die Projektarbeiten koordinierte, setzt sich wie folgt zusammen:

- Heinz Jenni, Vorsitz (Präsident des Heimvereins Falkenstein)
- Max Padel (Vorsitzender der Weiermattheimverwaltung)
- Georg Jegge (Weiermattheimverwaltung; Baufachmann)
- Bernhard Adamek (Leiter der Pfadi Falkenstein)
- Stephan Rickenbach *, Projektverantwortlicher bei Neuenschwander-Neutair AG
- André Messerli *, Sachbearbeiter bei Neuenschwander-Neutair AG
- Tamàs Szacscvay *, 3S SWISS SUSTAINABLE SYSTEMS AG
- Dr. Patrick Hofer-Noser *, 3S SWISS SUSTAINABLE SYSTEMS AG

* Fachpersonen mit beratende Stimmen

Die Zusammenarbeit funktionierte ausgezeichnet, die anfallenden Projekt- Koordinations- und Bauleitungsaufgaben konnten effizient und pannenfrei ausgeführt werden. Bewährt hat sich für den Heimverein, dass die beiden Firmen Neuenschwander-Neutair (Wärmeerzeugung) und 3S SWISS SUSTAINABLE SYSTEMS AG (Photovoltaik) die volle Projektverantwortung hatten. So gab es keine Schnittstellenproblematik mit weiteren am Bau beteiligten Firmen.

Wegen bestehenden Mietverträgen standen nur einzelne Zeitfenster für den Bau zur Verfügung. Die beteiligten Firmen hielten sich an die Vereinbarungen.

Realisierte Photovoltaikanlage

Die Photovoltaikanlage erfüllt unsere Erwartungen voll und ganz. Mit grosser Freude haben wir zur Kenntnis genommen, dass in der Abrechnungsperiode vom 28.4.2003 bis 30.9.2003 die Photovoltaikanlage des Pfadiheimes Weiermatt mehr als doppelt soviel Strom ins Netz speiste als für den Heimbetrieb benötigt wurde (+ 2'694 kWh).

Die Versicherungsfragen – insbesondere die Versicherung gegen Vandalenakte – war nicht ganz einfach zu lösen. Leider wurde bereits ein PV-Modul mutwillig beschädigt (entweder durch einen grösseren Gegenstand, der auf das Dach geworfen wurde oder durch einen Schuss aus einer Waffe – in der Umgebung wurden Strassenlampen mit Schüssen zerstört), das PV-Modul musste ersetzt werden. Da die PV-Module dachintegriert sind und somit direkt einen notwendigen Bestandteil des Hauses darstellen, bezahlt die Gebäudeversicherung bis Fr. 5000.- pro Jahr für Vandalenschäden. Für den erweiterten Versicherungsschutz verhandeln wir zur Zeit mit der Schweiz. Mobiliarversicherung.

Öffentlichkeitsarbeit

Die im September dem BFE zugestellte Presseschau zeigt, dass wir in dieser Hinsicht viel erreicht haben. Insbesondere ist auch der Solar-Energie-Tag vom 6. September 2003 sehr geglückt. Die Info- und Messanzeigetafeln beim Weiermattheim werden von Passanten und Heimbenützern gut beachtet.

Ganz erfreulich ist die Zusammenarbeit mit der Energiefachstelle der Gemeinde Köniz:

- Anfangs Dezember 2003 wurden die Oberstufenklassenlehrkräfte der Gemeinde Köniz auf die „Solaranlage Pfadiheim Weiermatt“ aufmerksam gemacht; es wird dabei hingewiesen, dass mit dieser Anlage die Thematik Solarenergie veranschaulicht werden kann.
- Die nächste Sitzung der Energiekommission findet im Weiermattheim statt, verbunden mit einer Führung durch die Anlage.
- Nächstes Jahr erfolgt eine Vorstellung der Anlage in „Köniz innerorts“.
- 9. März 2004: Das Energie-Apéro 4 / 04 findet im Weiermatthreim statt.

Dank

Ich danke allen, welche mitgeholfen haben, diese Solar- und Heizungsanlage zu realisieren. Für einen privaten Verein ist dies ein grosses und mutiges Projekt, das hier verwirklicht wurde. Erfreulich ist, dass wir das Budget weitgehend einhalten konnten und die Finanzierung (bis auf eine kleinere Restfinanzierung) sichergestellt ist.

Unser Dank richtet sich speziell an

- die Projektverantwortlichen der Firmen 3S SWISS SUSTAINABLE SYSTEMS AG und Neuenschwander-Neutair AG – die Zusammenarbeit klappte bestens und das Engagement war überdurchschnittlich!
- den Mitgliedern der Baukommission, welche engagiert in grosser ehrenamtlicher Arbeit mithelfen, das Projekt innert so kurzer Zeit umsetzen zu können
- dem Bundesamt für Energie für die Beratungen und die Finanzierungshilfen, ein besonderes Merci an Herrn Urs Wolfer für die wohlwollende Förderung des Projektes
- der P+D-Programmleitung Photovoltaik
- allen Sponsoren
- der Gemeinde Köniz
- der Energiefachstelle Köniz für die partnerschaftliche Zusammenarbeit
- den Cordées/Raiders, welche sehr erfreulich im Rahmen des JugendSolarProjektes mitgearbeitet haben
- alle Helfer/innen beim Solar-Energie-Tag vom 6.9.03

Schliern, 18. Dezember 2003

HEIMVEREIN FALKENSTEIN KÖNIZ
Der Präsident:

Heinz Jenni

Annual Report 2003

Toiture photovoltaïque Freestyle de 5,5 kWp

Author	Pascal Affolter
Institution / Company	Solstis
Address	Sebeillon 9b, 1004 Lausanne
Telephone, Fax	021 625 60 10, 021 625 60 11
E-mail, Homepage	Pascal.affolter@solstis.ch , www.solstis.ch
Project- / Contract Number	45795 / 85855
Duration of the Project (from – to)	July 2002 to March 2004

ABSTRACT



The roofing system Freestyle allows to cover a roof with a unglazed watertight photovoltaic system. The system features :

- aluminium profiles that fixed to the roof structure
- corrugated panels made of reinforced polyester, that plays the role of self-draining sub-roof
- half-finite PV laminated based on triple cell a-Si technology that are assembled on steel plates
- EPDM joints, inserted in the gullets of the aluminum profiles, are used for the fixation of the PV laminates on the aluminium profiles.

The pilot system has a full size of 160 m². The active solar area is 100m² for an installed STC power of 5,5 kW. The color « dark grey » (RAL 7016) of the plates was chosen by the architect and is well matched to the color of the photovoltaic cells. This shows the capability of the system to offer a maximal satisfaction as far as esthetics are concerned.

Introduction

Freestyle consiste en un système de couverture étanche complet. Ce système est composé :

- de profilés latéraux (aluminium et EPDM)
- d'une tôle de couverture équipée de modules amorphes Uni-Solar amorphe triple couche
- d'une sous-couverture pour une étanchéité parfaite.

Les points forts de ce système sont :

- combinaison d'un générateur photovoltaïque et d'une couverture étanche
- possibilité de réaliser une toiture incurvée
- système non vitré donc résistant aux chocs
- couleur marron violacé très différente des technologies cristallines pour une intégration au bâtiment plus discrète

Le projet couvre toutes les nouvelles toitures de la villa située sur la riveira Vaudoise. Ceci représente une couverture totale de 160m², dont 100m² de surface solaire active.

Brève description de l'installation

La grande force de ce système réside dans le fait qu'il présente une solution de couverture à la fois élégante et complète. Dans le cadre de ce projet, cette solution représentait pour le maître d'ouvrage et son architecte une réponse unique aux différentes questions soulevées par le projet solaire. Le système est inspiré de la Toiture Solaire d'Energie Solaire SA et en reprend les principaux éléments. L'image de la fig. 1 présente le détail de la sous-couverture étanche.



Fig. 1: détail avec le profilé et la sous-couverture étanche en feuille ondulée de polyester armé

Comme la largeur de la tôle de couverture est de 900mm, il est obligatoire de la fixer en son milieu pour éviter l'arrachement par effet de succion du vent. Ceci a été réalisé au moyen d'un collage à une tôle pliée.

L'installation comprend quatre zones solaires réparties sur trois toitures réparties comme décrit sur la fig. 2.

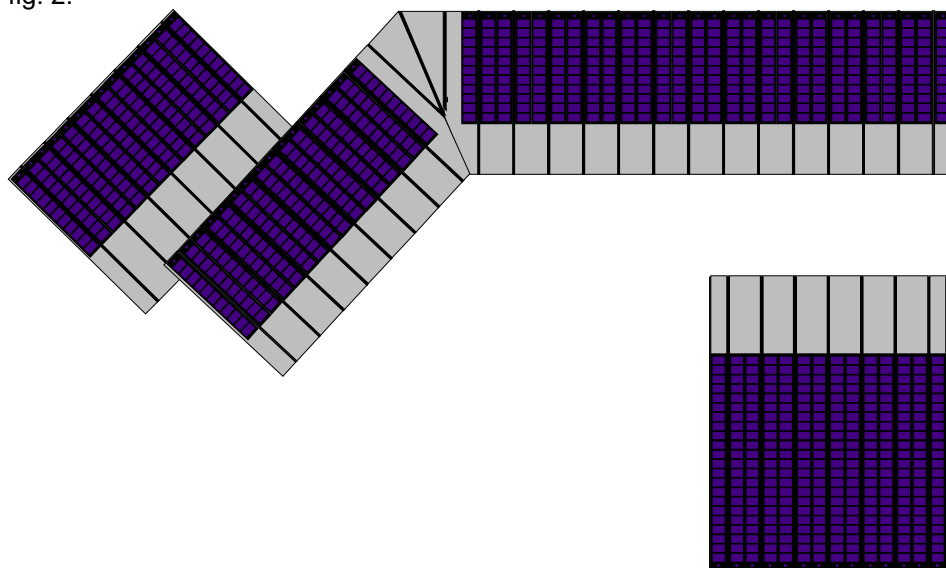


Fig. 2: implantation des modules phovoltaïques amorphes en toiture

Du point de vue électrique, on a subdivisé la toiture en 3 groupes correspondant aux 3 orientations (inclinaison : -6° , azimut : 0° , inclinaison : 6° , azimut : -45° , inclinaison : -6° , azimut : -45°).

Ces 3 groupes sont reliés aux 3 entrées de l'onduleur SMA Sunny Boy Multistring qui comprend justement 3 entrées avec MPP tracker. Ceci permet de faire fonctionner de manière optimale chaque champ séparément tout en n'ayant qu'un seul onduleur.

Travaux effectués en 2003

Bien que la pose de l'onduleur ait déjà été faite en décembre 2002, il a été constaté que l'installation ne pouvait pas fonctionner sur tableau de chantier avec FI (le système de surveillance de courant de défaut intégrée à l'onduleur fait disjoncteur le FI du tableau de chantier). On a dû donc attendre le 5 mai pour pouvoir faire la mise en service définitive. Le premier mois complet est donc le mois de juin 2003. Les mesures se prolongeront donc jusqu'au mois de mai 2004.



Fig. 3: Vue grand au grand angle des 2 toitures sud.



Fig. 4: détail de la grande toiture équipée de lamifiés de 5m50 de longueur.

Évaluation de l'année 2003 et perspectives pour 2004

Les première mesures permettent de voir que l'installation fonctionne encore mieux que prévu.

Le tableau ci-dessous permet de comparer la production de plusieurs installations photovoltaïques. Sont indiqués la technologie des modules, l'inclinaison/orientation, le lieu et la puissance installée. Les valeurs présentées correspondent à l'énergie spécifique produite en kWh par kW installé. Le record absolu est détenu par l'installation de Lutry avec 160 kWh par kW en juin 2003. La valeur de juillet (153 kWh) reste supérieure à toutes les valeurs obtenues sur les autres installations. En août, l'installation de Lutry produit autant qu'une installation inclinée de manière optimale. A partir de septembre, la production spécifique descend mais la valeur totale sur 6 mois reste excellente.

	Triple couche entre 6 et -6° Cornelius 5.5 kW kWh/kW	Polycristalline 27° Sud Lausanne 21.7 kW kWh/kW	Polycristalline 27° Sud Lausanne 22.2 kW kWh/kW	Polycristallin 27° Sud Lausanne 24.5 kW kWh/kW	Polycristallin 27° Sud Genève 31.7 kW kWh/kW	Polycristallin 10° Sud-Est Genève 70 kW kWh/kW
Juin	160	141	147	145	151	153
Juillet	153	134	138	135	144	142
Août	133	128	133	131	135	128
Septembre	92	107	110	111	116	100
Octobre	46	60	60	62	60	49
Novembre	26	36	40	47	43	31
Total	612	609	631	634	651	605

Ce résultat extraordinaire est probablement dû aux facteurs suivants :

- excellent **comportement** de la technologie amorphe (faibles irradiances, irradiation rasante, irradiation diffuse, sensibilité spectrale)
- **spécification** prudente des modules. Les kW installés sont donc parfaitement présents.

Une analyse plus détaillée des mesures permettra de mieux appréhender ces excellents résultats.

Les mesures devraient se terminer à la fin mai 2004. Le rapport final sera ensuite rédigé.

Références et publications

La revue « Chantiers business » a fait paraître un article le 1^{er} juillet 2003 sur l'installation. L'Office Fédéral a été mentionné.

Annual Report 2003

12.75 kWp Photovoltaik-Anlage Dachintegration Dorfkernzone Wettingen

Author and Co-Authors	Hans-Dietmar Koeppel, Gaudenz Koeppel
Institution / Company	Eigentümergeinschaft P.P. Stöckli und H.-D. Koeppel
Address	Stöckli, Kienast & Koeppel, Landschaftsarchitekten AG, Lindenplatz 5, CH-5430 Wettingen
Telephone, Fax	Tel.: 056 437 30 20, Fax: 056 426 02 17
E-mail, Homepage	Admin@skk.ch hans-dietmar.Koeppel@skk.ch
Project- / Contract Number	43850 / 83895
Duration of the Project (from – to)	Februar 2000 –Dezember 2003

ABSTRACT

This report describes the second year of operation of the 12.75 kWp PV installation on the office building of Stöckli, Kienast & Koeppel, Landschaftsarchitekten AG, CH-5430 Wettingen, Switzerland.

After a surprisingly good first year (production of 11'788 kWh from installed 12.75 kWp), this was even topped by the just past year of operation (12'862 kWh).

Although the planned 'open house' day, in collaboration with the AEW Energie AG, member of AXPO, and 'Elektrizitätswerk Wettingen' EWW, was postponed for one year due to a lot of '200-years Kanton Aargau' activities, already many positive reactions from neighbours and passers-by could be registered. Most often it was pointed out that it was advantageous that the whole roof was replaced with panels and not just a portion of it. The new look of the roof, albeit yet unfamiliar, was recognized as consistent and good looking.

A more representative poll will be conducted in the context of the open house day.

Furthermore, the visualisation panel as well as the system control and data logger could be commissioned throughout the year. With a particular focus on power saving components, a total power demand of not more than approximately 10 W could be achieved.

Einleitung / Projektziele

Motivation

Mit ihrer Tätigkeit als Landschaftsarchitekten und Landschaftsplaner fühlen sich die Inhaber der Stöckli, Kienast & Koepfel, Landschaftsarchitekten AG neben der Gestaltung, der Ästhetik, dem Natur- und Landschaftsschutz, allem Lebendigen und der Ökologie im umfassenden Sinn, d.h. auch der nachhaltigen Entwicklung und dem sorgfältigen Umgang mit Ressourcen verpflichtet.

Nachdem erste Abklärungen anfangs 2000 deutlich gemacht hatten, dass das Dach ihres Bürohauses in Wettingen, dessen Eigentümer sie seit 1996 sind, für eine Solarstromanlage optimal geeignet ist, erteilten sie spontan den Auftrag für das Vorprojekt. Es war Ihnen dabei klar, dass die nahegelegenen Rebberge am Südhang der Lägeren, dem östlichsten Ausläufer des Jura, eine ausgesprochene Gunstlage für die Produktion von Solarenergie signalisieren. Ein erster Schritt in Richtung 'Solarstadt Wettingen' sollte getan werden.

Ausgangslage

Das Bürohaus Lindenplatz 5 steht in der geschützten Dorfzone von Wettingen. Zweck der Dorfzone sind Wahrung des harmonischen Dorfbildes und Erhaltung des übergeordneten architektonischen Gesamtbildes.

Dem Bild der Dachlandschaft kommt bei derartigen Schutzbestrebungen eine hohe Bedeutung zu. Es galt daher, von Anfang an eine mustergültige städtebauliche Lösung anzustreben, die nach Ansicht der Eigentümer nur mit einer vollflächig integrierten Solarstromanlage zu erreichen war.

Ziele

Für das Projekt der Solarstromanlage wurden folgende Ziele formuliert:

- ≠# Umsetzung einer mustergültigen städtebaulichen Lösung mit Multiplikatoreffekt, insbesondere für das Limmattal und den Kanton Aargau mit bisher geringer installierter Pro-Kopf-Leistung
- ≠# Erstellung einer vollflächig integrierten Solarstromanlage in einer geschützten Dorfzone bei hoher Einsehbarkeit
- ≠# Dorfkernzonen verlieren bezüglich einer ‚Installation von Solaranlagen‘ an Tabu, Schaffung eines positiven Präzedenzfalls
- ≠# Direkte Nutzung der Sonneneinstrahlung kann durchaus ästhetisch ansprechend sein
- ≠# Erste Solarstromanlage in Wettingen mit Initialwirkung für die Region
- ≠# Eine für Passanten gut sichtbare Anzeigetafel zur Stromproduktion soll Interesse und Auseinandersetzung mit Solarenergie fördern.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die 1965 errichtete Liegenschaft Lindenplatz 5 steht an Ende einer Häuserzeile, die den Lindenplatz südlich einfasst. Ihre Dachfläche ist nach Süden gerichtet und besitzt keinerlei Aufbauten, für eine vollflächig integrierte Solarstromanlage besitzt sie somit sehr gute Voraussetzungen. Die nutzbare Dachfläche beträgt rund 100 m².

Die Beschattung durch benachbarte Gebäude ist vernachlässigbar, dies ist auch für die Zukunft gesichert.

Technische Daten

Standort	Wettingen (Aargau), 400 m.ü.M
Dachbreite	5.3 m
Dachlänge	18.2 m

Dachneigung	25 °
Azimut	+ 10 ° (Süden)
Horizont	Vernachlässigbar
Module	150 BP585 (Laminat, 85 W _p)
Wechselrichter	5 SMA Sunny Boy 2000
Dachintegrationssystem	SOLRIF (Ernst Schweizer AG)
Leistung	12.75 kW _p
Erwarteter Jahresertrag	10'500 kWh
Effektiver Ertrag 2 Jahre (11/01-10/03)	24'849 kWh
Durchschnittlicher Jahresertrag	12'425 kWh



Das Ziegeldach wurde vollständig ersetzt durch Module, deren neuzeitliche Materialfarben bewusst gezeigt und auch in den First- und Randabschlüssen aufgenommen werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Tag der offenen Tür

Die Vorbereitungsarbeiten zur Durchführung des Anlasses waren im Sommer 2002 begonnen worden. Mit Vertretern des AEW Energie AG und des Elektrizitätswerk Wettingen (EWW) hatten Vorgespräche stattgefunden. Der Termin war festgelegt und publiziert, ein Programmablauf war vorbereitet, als sich zeigte, dass am gleichen Termin, an den vorherigen und anschliessenden Wochenenden verlockende

Die an diesem Anlass vorgesehene Umfrage der Bevölkerung zur Meinung und Bewertung des Solardaches im Umfeld der Dachlandschaft des alten Dorfkerns konnte daher noch nicht durchgeführt werden. Allerdings sind immer wieder spontane Äusserungen von Passanten zu hören gewesen, die durchwegs positiv waren. Vielfach kam auch zum Ausdruck, dass der vollständige Ersatz des Daches resp. der Dachziegel durch die Solarmodule positiv aufgenommen und besser beurteilt wird, als wenn die Materialien nebeneinander verwendet, d.h. nur Teilflächen durch Solarmodule belegt sind. Dem Bild des Daches wird eine ruhige, zwar etwas gewöhnungsbedürftige, neuartige, aber doch nicht störende Wirkung zugemessen. Zum Ausdruck kam auch, dass sich die Mehrheit durchaus weitere solcher Dachanlagen vorstellen könnte und dies auch für wünschbar hält.

Im Verlauf des zweiten Betriebsjahres konnte die Anlagenüberwachung und –visualisierung erfolgreich in Betrieb genommen werden. Eine selbstgesetzte Grundanforderung an die Überwachung war eine hohe Energieeffizienz, um einen möglichst geringen Anteil der solar produzierten Energie zu verbrauchen. Da auf dem Markt keine befriedigende Lösung gefunden werden konnte, wurde selbst eine massgeschneiderte Lösung entworfen und realisiert. Da sowohl energieeffiziente Netzgeräte wie auch stromsparende LEDs und LCDs für die Anzeigetafel verwendet wurden, liegt der durchschnittliche Leistungsbedarf der Anlagenüberwachung bei etwa 10 W.



Die Anzeigetafel zur Visualisierung der Photovoltaik-Anlage wurde auf der Nordseite des Hauses an einem viel begangenen Fussweg (vgl. unten) vom alten Dorfkern zur Hauptgeschäftsstrasse installiert.

Die Überwachung besteht aus den Komponenten Anzeigetafel und Störungsüberwachung kombiniert mit einem Datenlogger. Gemäss obenstehendem Bild, welches kurz nach Sonnenaufgang Ende November aufgenommen wurde, zeigt die Tafel im oberen Teil die technischen Daten sowie kumulierte Energieerträge über verschiedene Zeiträume (seit Inbetriebnahme, seit Jahres-, Monats- und Tagesanfang) an. Ausserdem wird die momentane Leistung angezeigt, kombiniert mit einem korrespondierenden Leuchtbalken.

Der Leuchtbalken wurde implementiert, um speziell auch Betrachtern, die mit Solarenergie nicht oder nur wenig vertraut sind, zu ermöglichen, die verschiedenen Einflüsse des Wetters, zum Beispiel den Produktionsabfall und –anstieg durch Schattenwurf bei schnell vorbeiziehenden Wolkenfeldern, zu beobachten.

Um dem Produktionscharakter von Solaranlagen und den vorhandenen Verlusten Rechnung zu tragen, wurde der Leuchtbalken auf 10 kW begrenzt und logarithmisch skaliert.

Dadurch, dass die Anzeigetafel nicht auf der Südseite des Gebäudes angebracht ist, sondern auf der Nordseite, von wo aus das Dach zwar nicht sichtbar ist, wo jedoch ein stark frequentierter Spazierweg vorbeiführt, konnten schon viele positive, überraschte Reaktionen bei Passanten festgestellt werden.

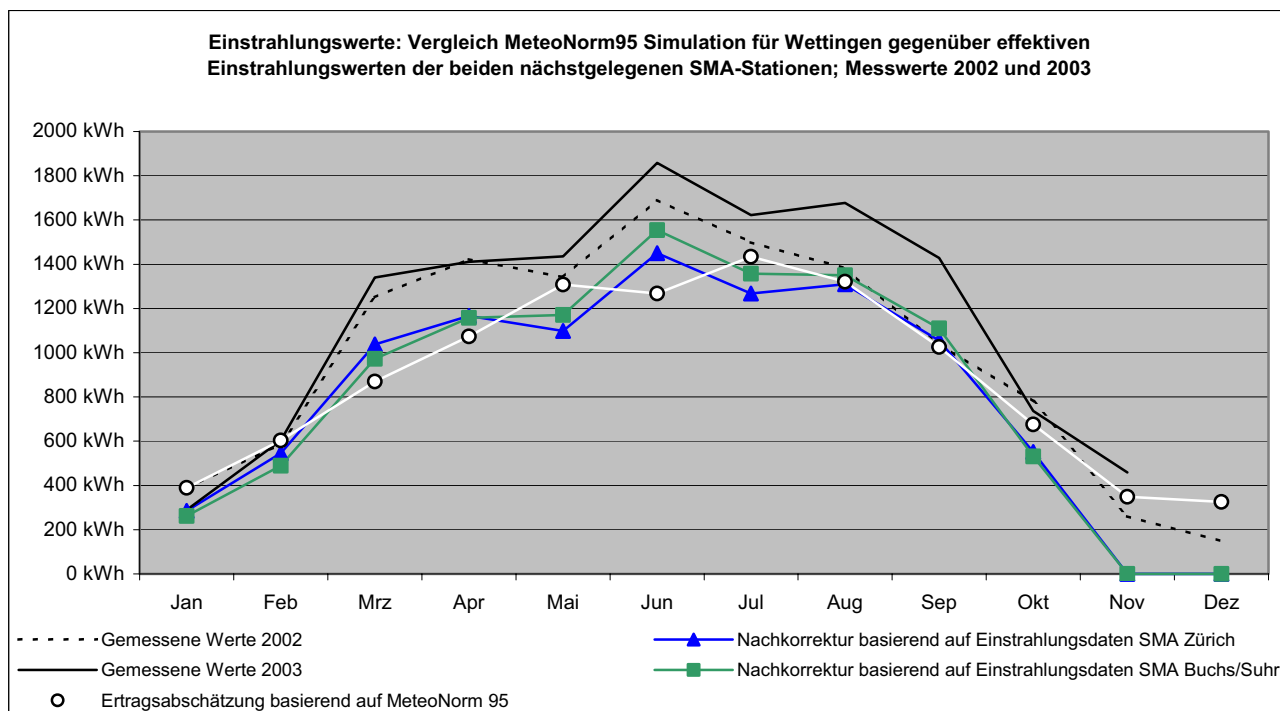


Die Störungsüberwachung überwacht während des ganzen Tages die fünf Stringwechselrichter, über welche die Solaranlage an das AEW-Netz gekoppelt wird. Sobald einer der Wechselrichter ein stark unterschiedliches Verhalten gegenüber den anderen vier Wechselrichtern aufweist, wird ein Alarm via Modem abgesetzt.

Ausserdem ist die Anlagenüberwachung mit einem Endlospapierdrucker verbunden, der täglich nachts kurz eingeschaltet wird, um die am Tage aufgezeichneten Energiewerte auszudrucken. Diese werden zur Fortsetzung der seit Inbetriebnahme laufenden Produktionsstatistik verwendet.

Produktivität der Anlage

Die Produktion konnte im vergangenen Betriebsjahr nochmals gesteigert werden. Die folgende Grafik veranschaulicht, wie sich auch gegenüber dem bereits sehr guten Ertrag im Vorjahr vor allem im Spätsommer die Energieproduktion erhöhte. Verglichen werden die Kurven der gemessenen Werte beider Jahre einerseits mit einer Abschätzung mit Meteonorm 95 für den Standort Wettingen und andererseits mit Messwerten der horizontalen Globalstrahlung der beiden nächstgelegenen SMA-Stationen Buchs-Suhr und Zürich-SMA. Durch diesen Vergleich kann etwas besser abgeschätzt werden, ob die Anlage einen sehr guten Wirkungsgrad aufweist, oder ob auch die Einstrahlungswerte gegenüber Meteonorm entsprechend höher waren und dadurch den hohen Ertrag erklären.



Die Gunst des Standortes für eine Photovoltaik-Anlage einerseits, aber auch die hohe Produktivität der eingesetzten Solar-Module und die qualitativ hochstehende Installation andererseits zeigen sich bestätigt.

Verteilung und Verbrauch

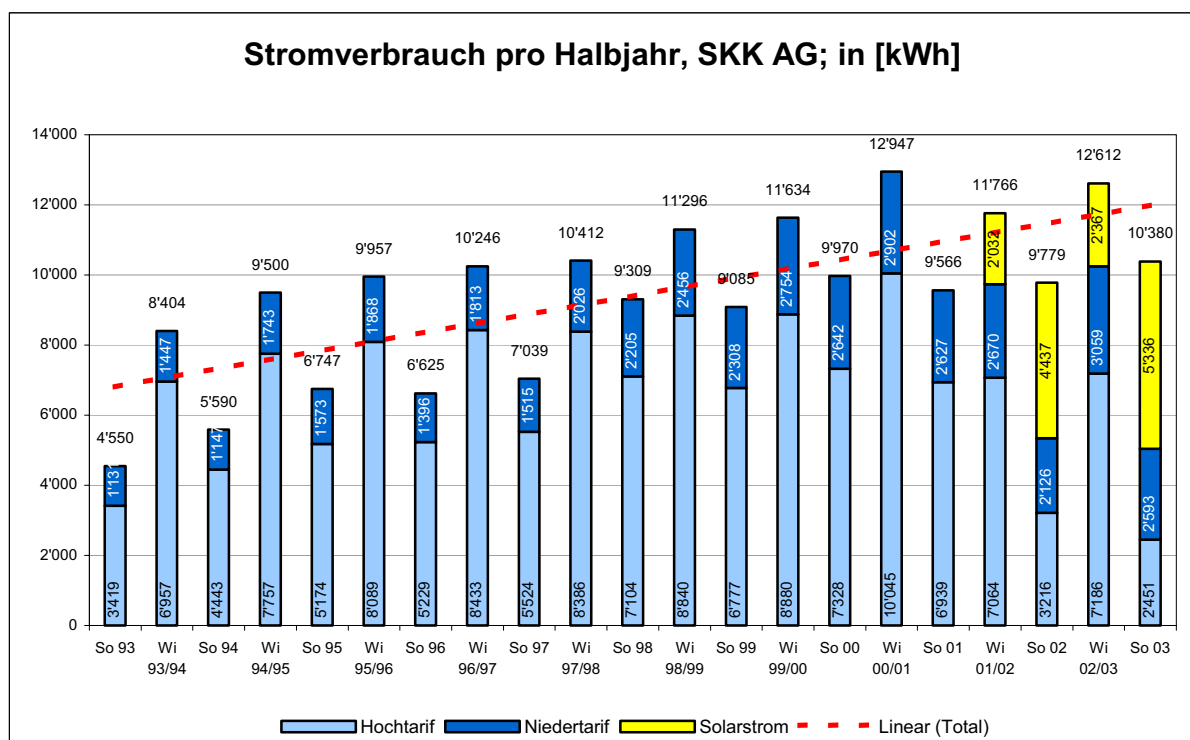
Die Anlagebetreiber waren zunächst überrascht, dass der Abnahmevertrag mit der AEW Energie AG vorsah, dass von der produzierten elektrischen Energie nur der nicht laufend durch die Mieterin im Haus verbrauchte Strom als Überschuss in das AEW-Netz eingespeist werden darf. Nur dank dem Interesse der Mieterin, der 'Stöckli, Kienast & Koepfel, Landschaftsarchitekten AG', einen gewissen Anteil Ihres elektrischen Energieverbrauchs mit erneuerbar produzierter Energie abzudecken, wurde dieser Umstand nicht allzu stark beachtet, sondern schliesslich als gegeben angenommen. Da jedoch der Produzent nicht mit der Mieterin identisch ist, bedeutet dies nun faktisch, dass der Produzent dem Mieter Strom verkauft, was aber nach der Ablehnung des EMG weiterhin nicht gestattet ist.

Der flexible Abnahmevertrag mit der Mieterin hat sich nachträglich als vorteilhaft herausgestellt. Es lässt sich gut und imagefördernd kommunizieren, dass zunächst aller Strom vom Büro verbraucht wird und nur der Überschuss in das Netz eingespeist wird. Da die Mieterin, die Stöckli, Kienast & Koepfel, Landschaftsarchitekten AG, solche Tatsachen allerdings nur bedingt zu Werbezwecken nutzen kann

(deshalb erhält sie keinen Auftrag), dem Produzenten mit Fr. 0.65 aber einen entsprechenden Entgelt bezahlt, soll dem Büro an dieser Stelle gedankt sein.

Einige interessante Aspekte ergaben sich für den Stromverbrauch des Büros: Eine 2000 erstmals erstellte Verbrauchsstatistik verdeutlichte, dass die ab 1993 rasch zunehmende, umfassende EDV-Ausstattung zu einer Erhöhung des Jahresverbrauchs um heute über 10'000 kWh/Jahr geführt hat. Die Sparappelle der Geschäftsleitung führten zu einer Senkung des Verbrauchs.

Im vergangenen Sommerhalbjahr konnte mehr als die Hälfte des Verbrauches des Büros mit erneuerbarem Solarstrom abgedeckt werden. Faktisch hat – wie untenstehende Grafik zeigt – die Mieterin dadurch erreicht, dass im vergangen Sommerhalbjahr, der Strombezug aus dem Netz ungefähr demjenigen entspricht, welchen die SKK AG im Sommer 1993 hatte. Der direkt verbrauchte Solarstrom kompensiert also in der Summe den während der letzten zehn Jahre aufgrund der EDV-Ausrüstung stark gestiegenen Energieverbrauch.



Nationale / internationale Zusammenarbeit

Eine fruchtbare Zusammenarbeit zeichnet sich mit der AEW Energie AG und dem EW Wettingen auf dem Gebiet der PR und Werbung im Sinne der genannten Zielsetzungen ab. Mit einem breit publizierten Tag der offenen Tür soll die Anlage in der Region näher bekannt gemacht werden.

Nachdem Interessierte von verschiedenen Seiten, u.a. von kantonalen Stellen regelmässig auf unsere PV-Anlage hingewiesen werden, wurden auch Vorbereitungsarbeiten zur Organisation eines kleinen Seminars am Vormittag des Tags der offenen Tür am 5. Juni 2004 zusammen mit dem Energiebüro begonnen, an welchem interessierte Bauherren und Firmen über Projektierung, Baugesuch, Realisierung und Betrieb informiert werden sollen. Zur Zeit läuft die Sponsorensuche.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die Dachintegration scheint von der Bevölkerung tatsächlich vollumfänglich als gelungen angesehen und bewertet zu werden. Bisher sind keinerlei Stimmen gegen das bisher ungewohnte Solardach im Dorfbild von Wettingen laut oder Kritik hörbar geworden. Zu hören waren bisher nur positive Stellungnahmen, sei dies spontan von Vorübergehenden, sei dies von darauf angesprochenen Bürgern und Bürgerinnen von Wettingen, sei die von Besuchern unseres Büros.

Berufskollegen, Architekten und sonst mit Gestaltungsfragen befasste Besucher zeigten sich bisher begeistert. Auch Besucher, von kantonalen oder kommunalen Instanzen auf die Anlage aufmerksam gemacht, meist interessiert, weil sie sich selbst mit dem Bau einer Anlage befassen, äusserten sich spontan sehr positiv zu der gelungenen Dachintegration.

Anlässlich des (um ein Jahr verschobenen) **Tages der offenen Tür am 5. Juni 2004** soll durch eine geeignete Umfrage überprüft werden, ob die Zustimmung tatsächlich so umfassend ist.

Des weiteren ist zu hoffen, dass die Anstrengungen der Solarstrombörse der AEW Energie AG dazu führen, dass der Anteil an mit Solartarifen vergüteter rückeingespeister Energie ansteigt und die derzeitigen 60 % deutlich überschreitet.

Referenzen / Publikationen

- [1] Walter Weiss: **Dachlandschaften mit Solaranlagen**. In: Natur + Mensch, Heft 3, 2000, S. 9–13.
- [2] Lioba Schneemann: **In 50 Jahren selbstverständlich**. In: Schweizer Ingenieur und Architekt Nr. 27/28, 2000, S. 21–24.
- [3] H.-D. Koeppel, Rudolf Humm: **Solarstromanlage in der Dachlandschaft von Wettingen**. In: UMWELT AARGAU, Nr. 19, Seiten 19-22, 2002.
- [4] H.-D. Koeppel, G. Koeppel: **12.75 kWp Photovoltaik-Anlage Dachintegration Dorfkernzone Wettingen**. In: Programm Photovoltaik Ausgabe 2003, Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte, April 2003.

Annual Report 2003

Sunny Woods, Zürich Photovoltaik-Anlage in Blechdach integriert

Author and Co-Authors	René Naef,	Beat Kämpfen
Institution / Company	Naef Energietechnik,	Büro für Architektur
Address	Jupiterstrasse 26, 8032 Zürich	
Telephone, Fax	01 380 36 88	
E-mail, Homepage	naef@igjzh.com , info@kaempfen.com , www.kaempfen.com	
Project- / Contract Number	42203 / 82131	
Duration of the Project (from – to)	07/01 – 08/03	

ABSTRACT

The condominium "Sunny Woods" is located on a south-facing hill in a residential area of the city of Zurich. Mostly because of the new approach to design, taking into consideration architectural, ecological and energetic considerations into account, the building has already been widely published in different professional journals, but also in the general press. Until now, "Sunny Woods" has been visited by far more than thousand architects and engineers from Switzerland and from whole Europe. Also the project has been presented in many lectures and on different symposiums.

Energetically, the project "Sunny Woods" is characterized by the following specifications:

- The insulation of the four-story wood building is outstanding. For example, the following u-values are achieved: façade 0.17W/m²K, roof 0.11W/m²K, windows 0.9W/m²K (glass 0.6 W/m²K, wood frames insulated partially with vacuum-insulation).
- The electrical power, which is produced by the pv-modules on the roof, should match the amount of power needed by the heat pump for heating and warm water.
- The roof of the building is covered with industrial aluminum sheet panels. The roof has a simple rectangular form and is slightly sloped to the south. It isn't shadowed by other buildings or trees. The roof is completely covered with 504 standard pv-modules of Unisolar-Beckert, which utilize amorphous, triple junction silicon solar cells with a rating of 32Wp.
- Each of the six photovoltaic-units with 84 modules and a Fronius pv-inverter is connected to the grid of the local power company. The maximum power provided by one pv-unit is 2'688Wp, so for the six apartments a total rating of 16'128Wp can be achieved.
- The installation of the pv-roof was very easy and could be completed in a very short period. The plugged electrical connections of the waterproofed junction boxes and the clipped mechanical connections of the panels to the roof saved a lot of time during the installation the roof.

The main goal of the P+D project is to control the efficiency of the complete chosen energy system.

Projektziele

Das Projekt mit dem Titel „Sunny Woods“ ist wegen dem gelungenen Erscheinungsbild und den diversen baulichen und haustechnischen Innovationen über die Landesgrenze bekannt geworden und ist an den diversen Informations-Veranstaltungen bei Architekten und Haustechnikplanern auf grosses Interesse gestossen [1].

Das angestrebte Ziel ein „Null-Heizenergiehaus“ für Heizung und Warmwasser wird mit einer Analyse und Messungen überprüft. Erfahrungen und Verbesserungsvorschläge sollen mit dem Projekt formuliert und weitergegeben werden. Die Erfahrungen werden an den gut besuchten Veranstaltungen im Rahmen des P+D-Projektes und in Artikeln von Fachzeitschriften an interessierte Architekten und Energiefachleute weitergegeben.

Gebäudehülle

Der Energieverbrauch des kompakten Gebäudes wurde mit einer hoch wärmegeämmten Gebäudehülle minimiert. Der Solargewinn über die Süd-Fenster wird mit der automatischen Beschattung möglichst gut genutzt. Fenster mit Glas u-Wert von $0.6\text{W/m}^2\text{K}$ und g-Wert von 0.6, Aussenwand hinterlüftet mit Zedernholzverkleidung u-Wert $0.11\text{W/m}^2\text{K}$, Pultdach mit Blechabdeckung und PV-Modulen (Eurodach) u-Wert $0.12\text{W/m}^2\text{K}$.

Heizungs- und Lüftungskonzept [2], [3]

Jede Wohnung hat eine eigene Technikzentrale mit Solar-Kombispeicher, Lüftungsgerät mit Lufterhitzer und Wärmepumpe. Der Technikraum ist der Nordseite an den Nasszellen angegliedert und erstreckt sich über 1 ½ respektive 2 Geschosse.

Die Aussenluft wird über ein Erdregister auf das Lüftungsgerät geführt. Wird von den zwei Raumthermostaten Wärme verlangt, wird die Zuluft mit je einem Lufterhitzer für das obere und untere Geschoss der Maisonette-Wohnung aufgewärmt. Wenn die Temperatur im Abluftkanal unter einen Schwellwert von ca. 20°C sinkt, wird der Umluftventilator in zwei Stufen freigegeben. Damit wird die Luftmenge, respektive die Wärmeabgabe der Lufterhitzer erhöht. Der Solar-Kombispeicher mit 1'480 Liter Inhalt wird von den Vakuum-Röhrenkollektoren und von der Wärmepumpe je zweistufig geladen.

Der Bypass des Plattenwärmetauscher im Lüftungsgerät und der Bypass des Erdregisters (Erdwärmetauscher, EWT) werden mit der internen Regelung des Lüftungsgerätes gesteuert.

Das Gebäude ist als Minergie-Gebäude zertifiziert. [3]

Photovoltaik

Auf dem ca. 2° geneigten Pultdach sind 504 „Solar Electric Modules“ des Herstellers UNI-SOLAR montiert. Ein Modul des installierten Typs „US-32“ hat eine Peak-Leistung von 32W. Je 84 Module sind je zu einer Anlage zusammengefasst und elektrisch an je eine der sechs Wohnungen gekoppelt. Der Kurzschluss-Strom beträgt knapp 2.5A.

Der Fronius Wechselrichter Typ „Sunrise Maxi“ wandelt die maximale Leistung von 2'688W der Solarzellen in eine Wechselspannung von 230VAC um, damit der erzeugte Strom an das EW-Netz abgegeben werden kann.

Die Feldverteiler sind direkt unterhalb des Eurodaches an einem geschützten Platz montiert. Die Wechselrichter und die Leistungsanzeigen der sechs Anlagen sind im Keller neben der Elektro-Hauptverteilung installiert.



Bild 1 Südausrichtung mit vollflächigem PV Dach (Eurodach).

Hauptziele

Als Hauptziele im Projekt sind die folgenden Punkte zu prüfen und quantifizieren:

- Umfassende Integration des Photovoltaik Dachs ins Gebäude.
- Energieeffizienz der UNI-Solar US-32 Module.
- Montage der Solar-Module auf dem Blechfalzdach.
- Die Temperaturen der nicht hinterlüfteten Solar-Module im Sommer.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Messungen wurden im Juli, resp. September 2002 gestartet. Die sechs PV-Produktionszähler wurden erst Mitte September installiert. Mit Monatsablesungen wird der Ertrag der Anlagen festgehalten. Die Messungen einzelner Module mit dem Datenlogger wird mit Wochenmessungen im Winter Januar / Februar 2004 durchgeführt.

Die folgenden Grafiken zeigen Resultate der ausgewerteten Monatsablesungen der Energiezähler und werden teilweise mit den Klimadaten verglichen.

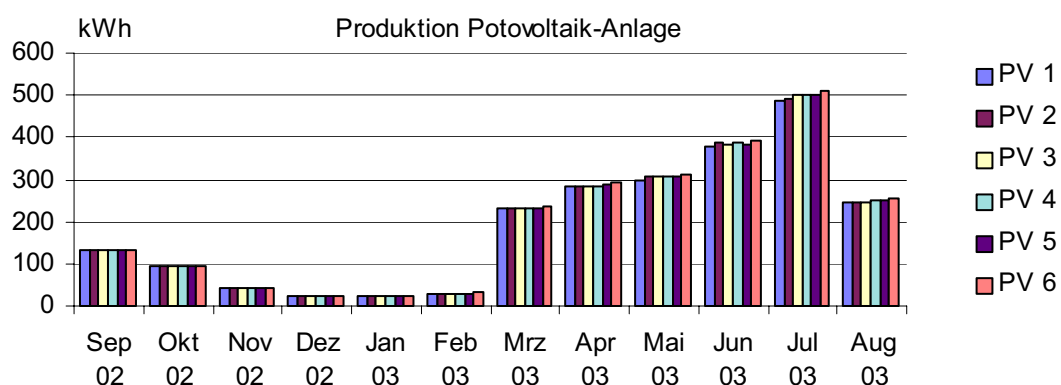


Fig. 1 Die Produktion der sechs Anlagen variiert in der Zähler-Ableseperiode praktisch nicht.

Die Anlage mit dem kleinsten Ertrag erwirtschaftete im Messjahr eine 3.6% geringere Produktion als die Anlage mit dem höchsten Ertrag.

Im Vergleich mit den Herstellerangaben und dem hochgerechneten Ertrag über die Normsonnenstunden messen wir einen Minderertrag vom September 2002 bis August 2003 von 6%.

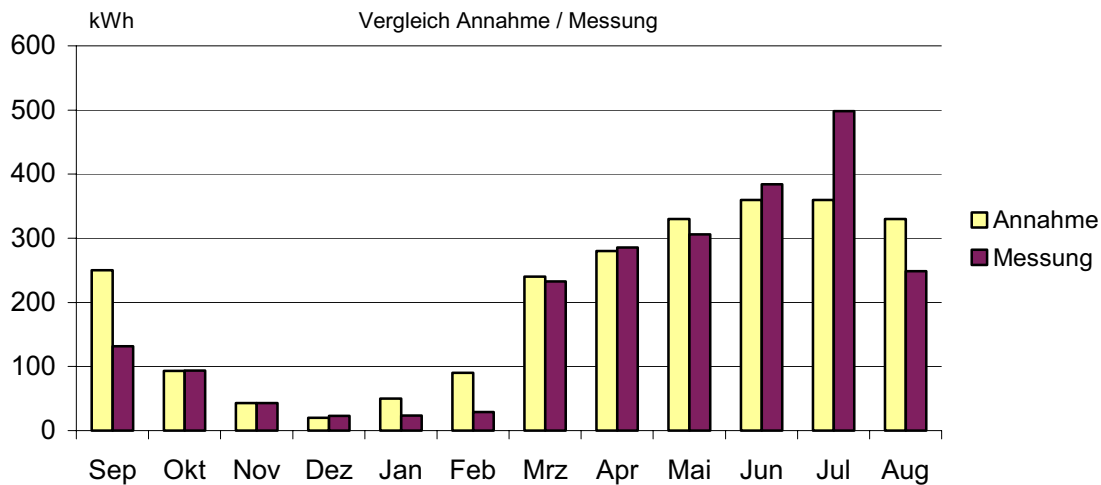


Fig. 2 Vergleich Hochgerechnete PV-Erzeugung über die Normierten Sonnenstunden von Zürich mit den gemessenen Daten.

Der hochgerechnete Jahresertrag sollte pro Anlage bei 2'445kWh liegen. Der vom September 2002 bis August 2003 effektiv gemessene Jahresertrag liegt bei 2'299kWh. Der Minderertrag im Februar 2003 wegen der grossen Kälte und dem gefrorenen Schnee auf dem flachen Dach schätzen wir auf ca. 70kWh pro Anlage. Der überdurchschnittlich gute Sommer ist in den Monaten Juni und Juli deutlich sichtbar. Werden die gemessenen Werte über ein Normjahr betrachtet und mit ca. 2'150kWh beziffert, wird ein Minderertrag von ca. 20% gegenüber den Herstellerangaben von 2'680kWh festgestellt.

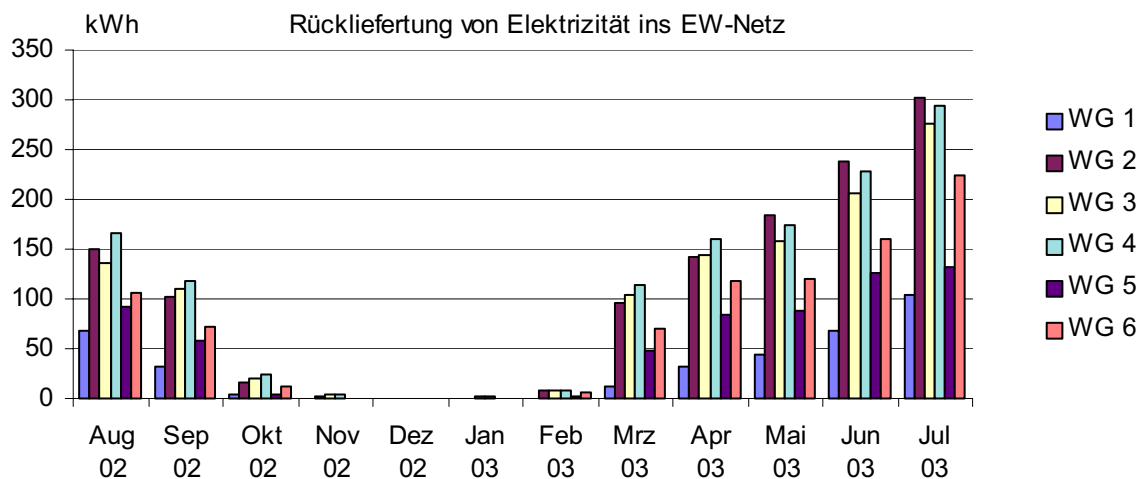


Fig. 3 Rücklieferung ins öffentliche Netz des örtlichen Elektrizitätswerkes

Die Rücklieferung erfolgt in der Regel in den Tageszeiten in welchen der Eigenverbrauch gering ist. Im Monat Juli wurden von den 500kWh erzeugtem PV-Strom 300kWh ins Netz eingespeist. Im April 2003 wurden etwa 50% der erzeugten Elektrizität eingespeist.

Der Verbrauch der Wärmepumpe wird in der folgenden Grafik aufgezeigt. Bei den sechs Maisonette-Wohnungen ist ein sehr unterschiedlicher Energie-Verbrauch festzustellen. Die Bewohnerzahlen der einzelnen Wohnungen variieren zwischen ein zwei und fünf Personen. In der Wohnung mit dem geringsten Elektrizitäts-Verbrauch für die Wärmepumpe, wird der Planungswert von 2'500kWh um 15% überschritten. In der Wohnung mit dem höchsten Verbrauch wird der Planungswert um 100% überschritten. Solche stark unterschiedliche Verbrauchswerte wurden bei diversen Passivhäusern auch in Deutschland und Österreich festgestellt.

Den Mehrverbrauch für die Wärmepumpe wird wie folgt begründet:

- erhöhte Raumtemperatur von 22°C gegenüber 20°C ca. 22%
- verminderter Solarertrag wegen Sonnenautomatik der Beschattung ca. 42%
- erhöhter Verbrauch wegen undichter Gebäudehülle (nL50 Wert von 2.0 anstelle von 0.6) ca. 30%

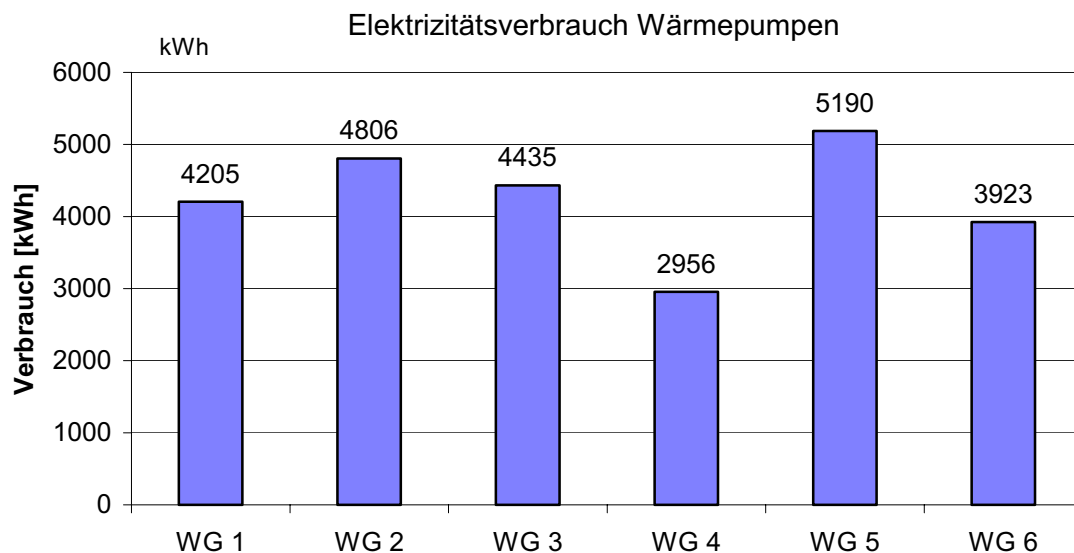


Fig. 4 Gemessener Elektrizitätsverbrauch der Wärmepumpen vom Juni 2002 bis Juli 2003.

Montage

Die Montage der UNI-Solar Module war mit den von der Firma Fabrisolar patentierten Chromstahl-Klammern problemlos. Die Integration der steckerfertigen US-32 Module in das Eurodach mit dem Klippsystem hat sich sehr bewährt. Beim Festziehen wird das Tragblech durch die Alu-Profilkante horizontal gestreckt, wobei sich die Klammern mit den seitlichen Spitzen in die Alu-Profil-Stirnseiten gut verbinden. Damit ist trotz der hochwertigen Eloxat-Schicht ein perfekter elektrischer Kontakt (Erdung) zwischen den Rahmen gewährleistet. Für den Blitzschutz genügt es somit, nur einen Haltebügel einer Reihe zu erden.

Die Montage und die Befestigung der Module konnte sehr rationell durchgeführt werden.

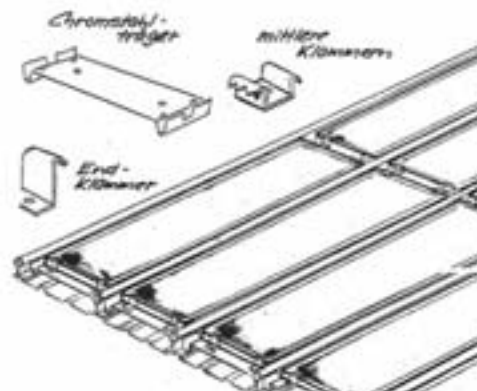
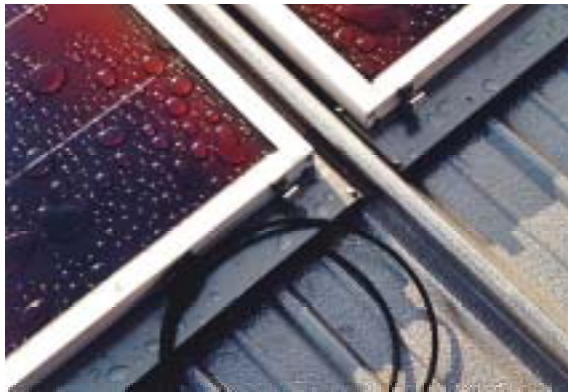


Bild 2 / 3 Die steckerfertigen Module mit den von „Fabrisolar“ patentierten Klammern.

Nationale Zusammenarbeit

„Das Passivhaus wird schick“ Artikel von Felix Schmid in der Zeitschrift „Gebäude Technik“ Ausgabe 1 Januar 2002 [2].

Bericht „Sunny Woods ein Nullheizenergiehaus am Stadtrand von Zürich“ im 12. Schweizerischen Status-Seminar 2002, ZEN Zentrum für Energie und Nachhaltiges Bauwesen, 12. Schweizerisches Status-Seminar, Energie- und Umweltforschung im Bauwesen [3].

Internationale Zusammenarbeit

IEA Task 18 beabsichtigt die Aufnahme des Gebäudes „Sunny Woods“ als exemplarisches Objekt für das Buch „Analyzed Exemplary Housing“.

IEA Expertentreffen in Freiburg, 10.-11. Oktober 2002, Energieversorgung für „High Performance Houses“, IEA SHCP Task 28 / ECBDS Annex 38, Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme.

Bewertung 2002 / 2003 und Ausblick 2004

Die gewünschten und in der Planungsphase nach den Herstellerangaben berechneten Ertragswerte wurden um ca. 15% nicht erreicht. Die Energie-Verbrauchswerte wurden infolge höheren Raumtemperaturen, erhöhten Lüftungsverlusten und vermindertem Solargewinn wegen der geringeren Passivsolarnutzung zwischen 15% und 100% überschritten.

Durch verbesserte Abdichtung von Fenstern und den Haustüren wird die Luftdichtigkeit der Gebäude erhöht. Mit dem Hersteller der Storensteuerung wird eine Lösung gesucht, dass die Storen im Winter über einen Raumthermostaten und nicht über die Sonnenautomatik gesteuert werden können. Mit dieser Massnahme, ist ein erhöhter Passivsolargewinn zu erwarten.

In der kommenden Phase werden noch Einzelmessungen mit dezentralen Datenloggern durchgeführt. Der Schlussbericht wird im Frühjahr 2004 abgeschlossen.

Referenzen

- [1] Publikationen in diversen Fachzeitschriften, Tages-Anzeiger, Züri-Express.
- [2] F. Schmid,: **Das Passivhaus wird schick**, Zeitschrift Gebäude Technik, Ausgabe 1 Januar 2002, Seite 20.
- [3] R. Naef: **Minergie-Antrag für Minergie-Label**, 7. Dezember 2001, AWEL Zürich.

Preise

Schweizer Solarpreis 2002, Kategorie E „Bestintegrierte Anlagen“, 11. Okt. 2002 in Genf

Europäischer Solarpreis 2002, EUROSOLAR, Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien e.V., Kategorie e) „Solares Bauen“, 4. Dez. 2002 in Berlin

Anlagen: Flachdachanlagen

D. Chianese, E. Burà, A. Bernasconi Intégration en toiture plate CPT Solar - 100493 / 150604	75
R. Durot 16.3 kWp Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the CNB-Building of the ETHZ - 100176 / 150244	81
R. Durot 62 kWp PV-Installation - Flat Roof Integration with PowerGuard Tiles - 100154 / 150196	85
Ch. Meier, R. Frei Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT - 100116 / 150134	89
U. Bühler 27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret - 47458 / 87541	93
L. Keller, R. Rhyner Installation photovoltaïque à PALEXPO - 45736 / 85795	101
J. Rasmussen, Markus Maier Solgreen Kraftwerk 1 Zürich - 42920 / 82869	105

Annual Report 2003

Integration en toiture plate CPT Solar

Author and Co-Authors	Domenico Chianese, Enrico Burà, Angelo Bernasconi
Institution / Company	SUPSI, DACD, LEEE-TISO
Address	Via Trevano, CP 110, 6952 Canobbio, Switzerland
Telephone, Fax	091/935 13 56; 091/935 13 49
E-mail, Homepage	domenico.chianese@supsi.ch ; http://www.lee.ee.supsi.ch
Project- / Contract Number	100493 / 150604
Duration of the Project (from – to)	From 1.8.2003 to 31.12.2006

ABSTRACT

The goal of the project is to analyse the behaviour and the energy yield of a 15.4kWp PV system based on flexible triple-junction thin-film amorphous silicon modules incorporated into a flexible polyolefines (FPO) membrane which acts as waterproofing system of a flat roof.

The installation has been integrated into the roof of the Centro Professionale di Trevano (CPT), located near the University of Applied Sciences of Southern Switzerland.

A flat roof of a surface of 960m² has been recovered with the single ply roofing system based on flexible polyolefines (FPO) membranes laminated together with UNI-SOLAR flexible modules. The 15.4kWp power plant is composed of three inverters SB5000TL with three independent MPPT capable inputs each. To each inverter four strings are connected in a 2+1+1 configuration. Each String is composed of 5 Sarnasol-PV modules, each Sarnasol-PV module of two 22-L-B Uni-Solar laminates.

The mechanical characteristics and the reliability of the flexible polyolefines membranes has the right characteristics to be combined with 22-L-B (UNI-SOLAR) amorphous silicon triple-junction modules. The modules are laminated on the membrane which is directly put on the roof. The membrane is joined to the roof structure by means of hot air welding and then mechanically fastened.

The thermal insulation of the roof is 120 – 186 mm thick, and the single elements has an inclination of 3° allowing the rain water to flow away. The thermal insulation does not allow a ventilation of the modules as usually requested by crystalline silicon PV modules. This leads to a heating of the modules and consequently to changes of the operating PV parameters. The project will include monitoring of major meteorological parameters (ambient temperature, irradiance, wind speed and direction) and system parameters (PV module temperature, voltage and current, etc.). For inter-comparison reasons near to the main PV plant 3 small open-rack plants with a-Si and c-Si will be installed. In the past an improvement of the energy yield could be observed caused by the thermal insulation of one string of an a-Si (single-junction) installation situated on the roof of the LEEE-TISO laboratory. One of the goals of the project is to verify in which order of magnitude the better thermal behaviour of a-Si technologies can compensate for losses due to the quasi-horizontal roof integration.

Introduction / Buts du projet

L'installazione da 15.4kW realizzata con moduli a-Si a tripla giunzione sul tetto del centro Professionale di Trevano (CPT), è unica in Svizzera. Infatti i moduli, posti quasi orizzontalmente sul tetto piano – con una inclinazione di 3° – sono laminati direttamente sul manto impermeabile in poliolefine flessibile (figura 1). Gli elementi sono quindi saldati tra di loro mediante aria calda per formare il manto impermeabile del tetto.

Lo scopo del progetto è di verificare la funzionalità in termini di resa energetica dei moduli a-Si a tripla giunzione, laminati su membrana in poliolefine flessibile e isolati termicamente e posti praticamente orizzontalmente sul piano del tetto.

Numerosi stabili di grandi dimensioni in Svizzera e in Ticino hanno un tetto piano. Le potenzialità sono infatti enormi e non solo in Svizzera. Attualmente il 20-25% del mercato Europeo dei tetti piani utilizza questo tipo di membrane. L'integrazione dei moduli PV presenta il vantaggio di una elevata facilità di montaggio con tecnologie perfettamente conosciute dagli installatori di coperture di tetti piani (vedi capitolo "Travaux effectués et résultats acquis"). Un impianto di questo genere non necessita di carichi di zavorra né strutture supplementari, contrariamente ai sistemi di fissaggio attualmente in uso negli impianti PV per tetti piani. Al fine di avere un confronto diretto, verranno installati su un tetto adiacente 3 piccoli sistemi PV di confronto composti da un modulo a-Si a tripla giunzione non isolato termicamente, un modulo c-Si isolato termicamente e un modulo c-Si su una struttura open-rack standard.

La durata di vita di un tetto piano è di circa 30 anni e corrisponde a quella dei moduli fotovoltaici presenti attualmente sul mercato.



Figura 1: Vista da sud del tetto del Centro Professionale di Trevano (blocco B) con i moduli Sarnafil.

Elemento	Descrizione
Luogo	Centro Professionale Trevano, (CPT) Blocco B, Canobbio. Lo stabile si trova a 400 m dalla sede del LEEE-TISO
Tetto	piano, 960 m ² con soletta in calcestruzzo
Tipo di tetto	Tetto scoperto fissato meccanicamente (binari)
Materiale impermeabile di copertura	<i>Sarnafil TS 77-18</i>
Isolazione termica	Pannelli di fibra minerale del tipo Typ <i>Flumroc MEGA</i> (Gefällsplatten)

Per il 2003 erano previste le seguenti attività:

1. Lo smontaggio delle strutture in beton presenti sul vecchio tetto, il trasporto della ghiaia di copertura, lo smontaggio del vecchio manto impermeabile (responsabile: Ufficio Logistica del Cantone Ticino).
2. Posa delle isolazioni con inclinazioni preformate. Posa dello strato di poliolefine impermeabile. (responsabile: Ufficio Logistica del Cantone Ticino)

- ### Brève description du projet / de l'installation

The diagram illustrates a photovoltaic system layout. At the top, three horizontal lines represent the main power lines, labeled L1, L2, and L3 on the right. Three inverters, labeled INV 1, INV 2, and INV 3, are connected to these lines. Each inverter is represented by a square box with a diagonal line, a sine wave symbol, and an equals sign. Below each inverter, there are four vertical columns of PV modules. Each column contains four modules, for a total of 16 modules per inverter. The modules are represented by small rectangles with a wavy line inside. Below the first three inverters, the text '5.12 kWp' is written. To the right of the inverters, there are three more PV modules, labeled INV 4, INV 5, and INV 6. These modules are also represented by square boxes with a diagonal line, a sine wave symbol, and an equals sign. Below each of these modules, there is a small rectangle representing a PV module. The text 'US64 open-rack incl. 3°' is written below INV 4, 'c-Si open rack incl. 3°' below INV 5, and 'c-Si isolato incl. 3°' below INV 6. At the bottom right, the text 'IMPIANTI DI CONFRONTO 3 inverter OK4, 100W' is written.

INV 1

INV 2

INV 3

INV 4

INV 5

INV 6

5.12 kWp

5.12 kWp

5.12 kWp

US64
open-rack
incl. 3°

c-Si
open rack
incl. 3°

c-Si
isolato
incl. 3°

IMPIANTI DI CONFRONTO
3 inverter OK4, 100W

60 Moduli SARNAFIL PV : UNI SOLAR 2x22-L-B, 256W
3 Inverter SMA: SB 5000 TL
Potenza impianto: 15.36kW
Tensione di funzionamento: 330V @25°C

Schema 1: Schema a blocchi dell'impianto CPT Solar da 15.4kWp



Figura 2 : cablaggio della connessione al quadro elettrico della scuola.



Figura 3 : cablaggio degli inverter, del quadro elettrico dell'impianto e del sistema di acquisizione dati.

Travaux effectués et résultats acquis

La costruzione dell'impianto CPT Solar è avvenuta in quattro distinte tappe.

La prima tappa era costituita dal rifacimento del tetto piano, che comprendeva lo smontaggio delle placche di cemento per le vecchie attrezzature di pulizia della facciata, la ghiaia ecc.

La seconda tappa comprendeva la posa dell'isolazione termica con delle pendenze idonee per i moduli PV e la posa del manto impermeabile.

Queste due attività sono state svolte poco prima dell'inizio delle scuole (ultime due settimane di agosto), in modo da non intralciare lo svolgimento delle lezioni. Il bel tempo ha favorito lo svolgimento rapido dei lavori.

La terza fase era costituita dalla laminazione dei moduli UNI-SOLAR su uno strato di manto impermeabile Sarnafil T e dalle seguente posa e fissaggio dei moduli sul tetto dello stabile CPT.

A causa di un ritardo nella fornitura dei moduli a Sarnafil, la posa è stata ritardata di un mese rispetto ai piani previsti. I laminati sono stati saldati a caldo sul manto impermeabile in meno di una settimana di lavoro.



Figura 4 : trasporto dei moduli sul tetto dell'edificio.

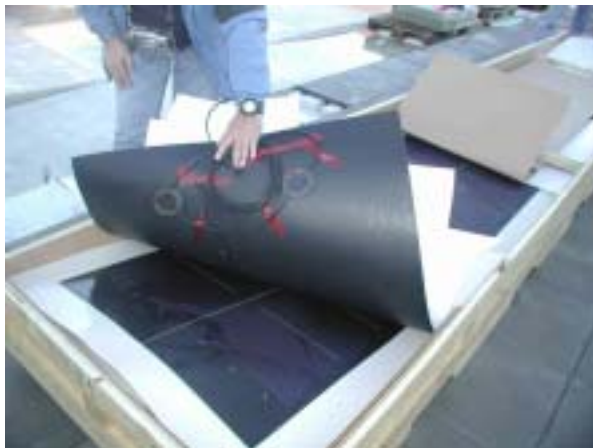


Figura 5 : cavi di collegamento dei moduli e terminal box.

I collegamenti dei terminali sono protetti e la loro dimensione e altezza non pregiudica l'aspetto superficiale dei moduli.



Figura 6 : I moduli sono stati trasportati in box di legno, normalmente potranno essere praticamente trasportati in rotoli standard.



Figura 7 : Il fissaggio dei moduli Sarnasol sullo strato di impermeabilizzazione avviene mediante un'attrezzatura standard.

La quarta fase consisteva nel cablaggio della parte elettrica di potenza, nella preparazione dei quadri elettrici e nella preparazione del sistema di acquisizione dati.

L'impianto è stato messo in funzione il 5 dicembre 2003. Il 15 dicembre è previsto l'audit di certificazione RECS e Naturemade Star da parte del TÜV.

Collaboration nationale et internationale

I lavori di installazione dell'impianto CPT Solar sono stati effettuati congiuntamente con:

- À Sarnafil International AG, Sarnen (CH),
- À Sarnafil AG, Sarnen e Lamone (CH),
- À United Solar Ovonic LLC, Auburn Hills (USA),
- À Azienda Elettrica Ticinese, Bellinzona (CH),
- À Cantone Ticino – sezione della logistica, Lugano-Trevano e Bellinzona (CH),
- À Laboratorio di Energia Ecologia Economia (LEEE-TISO) della Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI), Canobbio (CH).

Évaluation de l'année 2003 et perspectives pour 2004

Gli obiettivi della prima parte di installazione dell'impianto sono stati raggiunti. I lavori di rifacimento sono stati eseguiti celermente prima dell'inizio delle scuole professionali, durante le vacanze estive in sole due settimane di bel tempo. L'invio dagli Stati Uniti dei moduli UniSolar a Sarnafil ha subito un mese di ritardo e di conseguenza anche l'inizio dei lavori di posa dei moduli è stato rinviato al 17.11.2003. Sarnafil ha provveduto a laminare i moduli sullo strato di Flexible Polyolefines (FPO) Sarnafil T. Su quattro moduli sono stati integrati 4 sensori PT100 per la misura della temperatura dello stesso.

Nel frattempo si è proceduto alla realizzazione del quadro elettrico e alla posa degli inverter. Il sistema di acquisizione dati è stato smontato dall'impianto a Ludains, St. Moritz, e riprogrammato per le esigenze dell'attuale progetto. Sono stati inoltre acquistati e installati i necessari trasduttori di segnale (corrente DC, tensione DC e potenza AC).

L'impianto è stato messo in funzione il 5 dicembre 2003.

Nei primi mesi del 2004 è prevista la posa dell'impianto di confronto, composto da un modulo non-isolato a-Si triple junction e da due moduli al silicio cristallino.

Il sistema di visualizzazione non sarà composto da un unico display di grandi dimensioni (come previsto in un primo tempo), ma da una surfstation con TFT-touchscreen, posta in prossimità della segreteria della scuola. I dati on-line saranno quindi accessibili agli studenti delle scuole professionali. In concomitanza con altre informazioni di carattere generale. Un sistema simile verrà installato in quattro dei cinque licei cantonali nell'ambito di un progetto di divulgazione della tecnica fotovoltaica. Il sistema verrà installato presso il CPT nel corso del 2004.

Références et publications

Nessuna pubblicazione è stata ancora effettuata. È stato proposto un articolo e quindi redatto un abstract per la 19th European PV Solar Energy Conference, che si terrà nel giugno 2004 a Parigi (F):

- [1] D. Chianese - SUPSI, J. E. Lussi – SARNAFIL Int., G. Mameli - AET, et al.: ***Flat roof integration of a-Si triple-junction flexible modules***, abstract for the 19th EPVSEC, Paris, june 2004.

Annual Report 2003

16.3 kW Installation with Thin-Film-Elements on the Flat Roof at the CNB-Building of the ETH

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ETH Zürich / ZAGSOLAR
Address	Amlehnstr. 33, CH-6010 Kriens
Telephone, Fax	041 312 09 40, 041 312 09 41
E-mail, Homepage	r.durot@zagsolar.ch , www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	100176 / 150244
Duration of the Project (from – to)	June 2003 – December 2005

ABSTRACT

The CNB-building of the Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich is located in the city center. The building has to be renovated and as a part of the renovation a new photovoltaic installation will be realized. The building is subject of local historical monument preservation and protection codes. Therefore, the PV-modules will be fixed with a small inclination (3°), so that the whole installation will not be visible from below. The installation will have a power of 16.3 kW peak and will consist of standard frameless thin-film-modules. The service of a PV-installation with amorphous tandem-cells shall be demonstrated at the ETH center in Zurich.

A display in the new cafeteria will provide information about the service of the installation.

The realization is planned for 2005, together with the roof renovation work.

Einleitung / Projektziele

Die Chemieabteilung der Eidgenössischen Technischen Hochschule (ETH) ist umgezogen. Die alten Lokalitäten bei der ETH im Zentrum werden saniert. Bei dieser Sanierung wird auch das Dach des Gebäudes CNB erneuert. Dieses Dach bietet sich, auf Grund seiner Ausrichtung, seiner Grösse und der guten Besonnung wegen für eine Solaranlage an. Dort soll nun eine 16.3 kW grosse Photovoltaikanlage mit Standard-Dünnschicht-Modulen erstellt werden. Die Anlage auf dem unter Denkmalschutz stehenden Gebäude soll den problemlosen Betrieb einer Photovoltaikanlage mit amorphen Solarzellen in einem wichtigen Bildungszentrum demonstrieren.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Das CNB-Gebäude hat eine rund 51 m lange und 14 m breite Dachfläche. Da das Gebäude unter Denkmalschutz steht, soll sich die Photovoltaikanlage nicht stark vom Gebäude abheben. Die Solarmodule werden dementsprechend mit etwa 3° Neigung auf einer Unterkonstruktion fixiert, welche mit Kies beschwert wird und somit keine Dachdurchdringungen erfordert.



Bild 1: Gebäude CNB , Blick gegen Süden

Durch die relativ flache Anordnung der Solarmodule wird die Solarzellenfläche vergrössert, welche ohne gegenseitige Beschattung auf dem Dach platziert werden kann.

Da Dünnschichtmodule längerfristig das grössere Entwicklungspotential als Module mit kristallinen Zellen aufweisen, werden bei diesem Projekt Module mit amorphen Zellen eingesetzt. Es ergeben sich 8 Modulreihen mit insgesamt 408 rahmenlosen Solarmodulen von EPV (EPV40). Die Gesamtleistung der Anlage unter Normbedingungen ist damit 16.3 kWp.

Der Strom der Solarmodule wird zusammengeführt und den Wechselrichtern zugeführt, welche im zentralen neuen Dachreiter platziert werden. Der produzierte Wechselstrom wird via Zählerfeld im Kellergeschoss ins Netz der EWZ eingespiessen.

Zur Veranschaulichung des Betriebs der Solaranlage wird in der nahen Cafeteria eine Anzeigetafel erstellt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Erstellung der Photovoltaikanlage erfolgt in Abstimmung mit den Sanierungsarbeiten bei den Gebäuden der ehemaligen Chemieabteilung. Die Sanierung des Daches des CNB-Gebäudes ist noch nicht durchgeführt, weshalb auch die Solaranlage noch nicht realisiert ist.

Hingegen konnten im Jahr 2003 diverse Abklärungen und Untersuchungen hinsichtlich der Unterkonstruktion und der vorgesehenen Solarmodule erfolgen, so dass der koordinierte Bau der Anlage auch terminlich keine Probleme bringen sollte.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Der Bau der Photovoltaikanlage auf dem CNB-Gebäude der ETH erfolgt in Abstimmung mit den Sanierungsarbeiten. Der Bau der Anlage wird 2004 im Detail geplant und ausgeschrieben. Die Ausführung erfolgt 2005.

Annual Report 2003

62 kWp PV-Installation Flat Roof Integration with PowerGuard Tiles

Author and Co-Authors	Richard Durot
Institution / Company	ZAGSOLAR / Trisa Electro AG
Address	Amlehnstr. 33, CH-6010 Kriens
Telephone, Fax	+41 (0)41 312 09 40, +41 (0)41 312 09 41
E-mail, Homepage	r.durot@zagsolar.ch , www.zagsolar.ch
Project- / Contract Number	100154 / 150196
Duration of the Project (from – to)	April 2003 – December 2004

ABSTRACT

In Triengen, Switzerland, the Trisa Electro AG is building a new logistic center. A 62 kW photovoltaic installation will be integrated in the flat roof of this building.

The used PowerGuard-tiles consist of a combination of insulation elements and frameless photovoltaic modules. Therefore, the installation, which is planned to be realized in December 2003, will produce electrical energy and will reduce the energy needed for heating the building.

The data acquisition system and the information display panel at the entrance of the logistic center shall show the function of this building-integrated PV-installation.

Einleitung / Projektziele

Die Firma Trisa Electro AG baut in Triengen ein neues Logistikzentrum. Zum Logistikzentrum gehört das Hochregallager mit einer Gebäudehöhe von rund 16m. In das Flachdach dieses Gebäudeteils wird in Form von Solardachplatten eine Photovoltaikanlage integriert.

Die Solardachplatten PowerGuard bestehen aus einer 5 cm dicken Isolationsschicht und den aufgeklebten Solarmodulen (vgl. Bild 1). Sie erfüllen 3 Funktionen:

- Sie liefern Strom aus Sonnenenergie
- Sie tragen zur Dachisolation bei und reduzieren dadurch den Wärmebedarf des Gebäudes
- Sie schützen die Dachhaut vor übermässigen Temperaturschwankungen und erhöhen dadurch die Lebensdauer des Daches

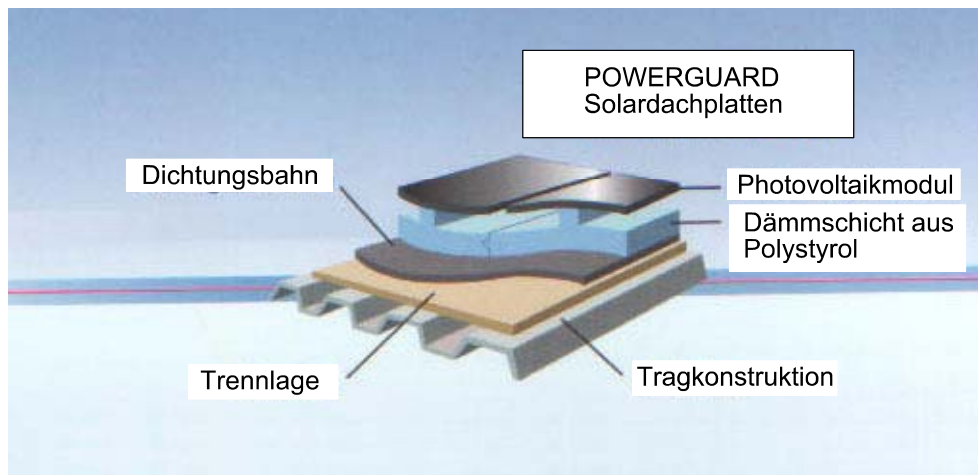


Bild 1: Dachaufbau mit Solardachplatten

Ein Ziel dieser Photovoltaikanlage ist es, die Möglichkeit der Gebäudeintegration mittels PowerGuard-Solardachplatten aufzuzeigen.

Die Funktion der gebäudeintegrierten Anlage soll messtechnisch überprüft werden.

Eine Anzeigetafel an gut sichtbarer Stelle soll auf die Solaranlage hinweisen und deren Betrieb veranschaulichen.



Bild 2: Detail einer realisierten Anlage mit Randabschluss zur Erreichung der erforderlichen Stabilität

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Der südliche Teil des Hochregallagers der Trisa Electro AG weist eine Länge von rund 40m und eine Breite von rund 22 m auf. Auf dem Flachdach werden in Form eines Umkehrdaches Solardachplatten verlegt, welche aus einer 5 cm dicken Isolationsschicht und je 2 rahmenlosen Solarmodulen SP75 bestehen. Die Platten werden in 13 Reihen und 32 Kolonnen angeordnet. Bei Berücksichtigung des 60cm breiten Gehwegs in der Mitte in Längs- und Querrichtung ergibt sich ein Solarfeld von 36.4 m mal 16.7 m (ca. 608 m²).

Durch die Dachintegration wird die Solaranlage Teil des Daches. Die Isolationsschicht führt zu einer zusätzlichen Wärmedämmung. Der u-Wert des Daches reduziert sich von 0.24 auf 0.2 W/m²K. Bei Annahme von 18° Innentemperatur im Hochregallager führt die zusätzliche Wärmedämmung durch die Solardachplatten jährlich zu ca. 2000 kWh weniger Wärmeverlust durch die Gebäudehülle.

Die insgesamt 416 Solardachplatten haben eine Nennleistung von 62.4 kW. Je 32 Solarmodule sind in Serie geschaltet. Die resultierenden 26 Stränge werden über einen Klemmenkasten auf die zwei Solarmax30- Wechselrichter geführt. Jährlich werden rund 54000 kWh elektrische Energie ins Netz der Zentralschweizer Kraftwerke (CKW) eingespielen werden können.

Mit der geplanten Messdatenerfassung werden neben den elektrischen Daten der Anlage auch die Panel- , die Umgebungstemperatur und die Temperatur unter der Isolationsschicht erfasst. Dadurch kann sowohl das elektrische Verhalten der Anlage wie auch das Temperaturverhalten auf dem Dach kontrolliert werden.

In der Nähe des Haupteinganges zum Logistikzentrum steht das Trafohäuschen der CKW. An diesem Gebäude wird eine Anzeigetafel montiert, welche die besondere Anlage auf dem Dach des Hochregallagers erklärt und deren Funktion mit digitalen und Zeiger-Instrumenten anzeigt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Der gesamte Neubau des Logistikzentrums ging planmässig vor sich. Mitte November 2003 präsentierte sich die Baustelle gemäss Bild 3. Das Flachdach des Hochregallagers ist soweit erstellt, dass die Photovoltaikanlage aufgebaut werden kann.

Während einzelne Bereiche im Gebäudeinnern bereits genutzt werden, sind noch diverse Handwerkerarbeiten erforderlich, welche auch parallel zum den Montagearbeiten der Solaranlage erfolgen können.

Es ist vorgesehen, die Photovoltaikanlage im Dezember 2003 zu erstellen. Die Planungsarbeiten sind soweit gut fortgeschritten.



Bild 3: Neubau des Logistikzentrums im November 2003

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die Realisierung des Neubaus und im Speziellen der integrierten Photovoltaikanlage auf dem Flachdach erfordert die Zusammenarbeit von den involvierten Architekten (Steger & Partner Architekten AG), von den Bauherren (Trisa Electro AG) und Fachplanern. Diese Zusammenarbeit läuft sehr gut.

Soweit das Wetter einigermaßen mitspielt und nichts Unvorhergesehenes dazwischenkommt, sollte die Solaranlage mitte Dezember erstellt sein und ans Netz gehen.

Der Betrieb der Anlage wird messtechnisch und auch durch Sichtkontrollen überwacht. Diese Kontrollen und Datenerfassungen werden im Jahr 2004 zu einer umfangreichen Datenbasis führen, welche Ende 2004 auch ausgewertet und dokumentiert wird.

Referenzen / Publikationen

Richard Durot: Solardachplatten – Gebäudeintegration auf Flachdächern; Bulletin SEV/VSE 10/01

Annual Report 2003

Preparation and Realisation of the Test- and Pilot Installation SOLIGHT

New Light-Weight Flat Roof PV Module Mounting System

Author and co-authors	Christian Meier, Roland Frei
Institution / company	energiebüro® - The Solar Planners
Address	Limmatstr. 230, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)1 242 80 60, ++41(0)1 242 80 86
E-mail, homepage	info@energieburo.ch , www.energieburo.ch
Project- / Contract -Number	100116 / 150134
Duration of the Project (from – to)	2003 -2005

ABSTRACT

Almost all of the mounting systems for solar PV modules available on the market require additional weight to withstand heavy wind loads. As the roof of many building is not used for any other purpose, it is an ideal place to mount solar PV modules. However, many modern buildings are built to reduce material and labour to build the roof structure, therefore reducing the cost of the building. They are built to just satisfy the demands of structural engineering, but most of the times hardly allow any additional weight on them.

These roofs prohibit any placing of PV-solar modules on them. Many roofs in Switzerland, however, furnish as an uppermost surface a layer of 3 to 8 cm of loose gravel. This gravel functions as an UV-protection and wind load proofing of the watertight foil below it.

The main goal of the project is to sum up the experience of the previous project and to implement a pilot and test installation to put the findings of SOLight to the proof. In the first phase of this new project, which has been successfully completed in 2003, the design has been refined, tested and completed. As a next step, the realisation of the pilot installation is executed with SOLight structures to test the system for its usability in real outdoor condition, e.g. under special consideration of wind and snow loads. This will help to learn important lessons on the application and the usability of this new mounting approach.

Projektziele 2003

Das Projekt SOLIGHT2 hat zum Ziel, die aus dem Projekt SOLIGHT resultierende Aufständigungsansätze für Solarmodule weiterzuentwickeln und als Prototypen in unterschiedlichen Ausführungen auf dem Dach zu installieren und während den nächsten Jahren auszumessen und zu beobachten. Dabei nutzen die Unterkonstruktionsvarianten maximal das bestehende Dacheigengewicht zur Erreichung der geforderten Wind- und Schneelastfestigkeiten aus.

Kurzbeschreibung des Projektes

Die Zusatzlast, die durch eine Photovoltaik-Anlage zusätzlich auf ein Dach gebracht wird, stellt bei gewissen Gebäudetypen eine Problem bzgl. statischen Reserven dar. Mit den heute vorhandenen Aufständigungsmethoden können solche Dächer nicht für die Nutzung von Sonnenenergie verwendet werden.

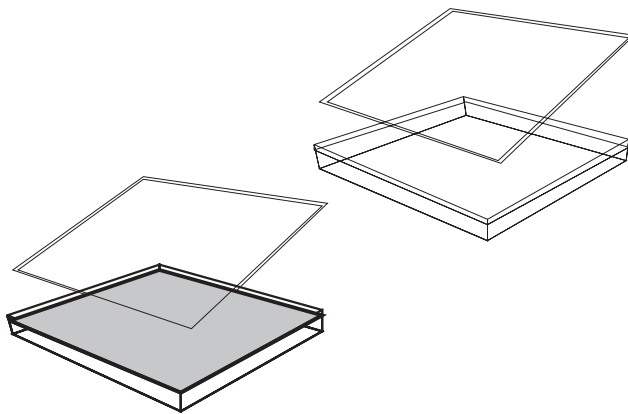


Bild 1. Prinzipielle Darstellung des SOLight-Prinzips auf Basis der Lösung der Schwerlastfundamentierung mit auf dem Dach bereits vorhandenem Kies, festgehalten mit einem leichten, steifen Blech in der Form eines Kuchenbleches.

Die verschiedenen geprüften SOLight-Varianten basieren im wesentlichen auf dem Prinzip, die zur Verfügung stehende Kiesmenge auf einem Flachdach als Schwerlast zu benützen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Der Versuchsablauf ist in folgende 4 Phasen unterteilt:

- Verfeinerung der technischen Lösung auf Basis Prototypen und Abklärung Herstellung der Vorserie der beiden Unterkonstruktionsvarianten
- Produktion und Installation der Unterkonstruktion in diversen Ausführungsvarianten inkl. PV-Modulen im Rahmen einer Pilot- und Demonstrationsanlage.
- Monitoring und Ausmessung der Unterkonstruktion
- Erarbeitung Verbesserungen hin zur Markttauglichkeit ggf. unter Wiederholung der Phasen II. und III.

Für 2003 sind dabei folgende Schritte erarbeitet worden.

Phase I. Technische Lösung

Die Unterkonstruktionsvarianten wurden vom Prototypen zu einem vorseriefähigen Muster unter besonderer Berücksichtigung der nachstehenden Punkte weiterentwickelt. Dabei wurden spezifische Arbeiten bezüglich Materialfestlegung, Kosten-Nutzen, Dimensionierung/Mechanik, Montage-Handling, Preis, Handhabbarkeit auf der Baustelle, Herstellung und Transport vorgenommen: Die Produktionszeichnungen wurden erstellt, geändert und verfeinert und die

Belastungen am Computer simuliert. Die vorseriefähigen Muster wurden auf dem Versuchsstand auf dem Areal vom energiebüro® ausgetestet und verbessert.

Nationale / internationale Zusammenarbeiten

Es wurden mit folgenden Firmen/Organisationen Kontakte gepflegt:

- führende Schweizer Firma für Dachhautlösungen im Flachdach, Firma für Flachbedachung, Firma thermische Isolation von Dächern, Firma für Kompaktflachdächer
- städtische Liegenschaftsverwaltung
- Personen verantwortlich für Gebäudeunterhalt
- Statiker, Produktdesigner
- Kunststoffhersteller, Metallverarbeitende Industriebetriebe
- Solarmodulhersteller

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Das Projekt wurde erfolgreich gestartet und die Teilziele der Phase I erfüllt.

Es ist vorgesehen, im 2004 mit der Phase II. Installation Pilot- und Demonstrationsanlage die vorseriefähigen Muster serienmässig herzustellen und in verschiedenen Versuchsanordnungen installieren. In der anschliessenden Phase III. Monitoring und Ausmessung wird die Solarstromanlage überwacht und regelmässig auf Veränderungen hin ausgemessen. Dabei wird vorerst eine Studie über 2 Jahre vorgenommen. Ob eine Verlängerung der Messung sinnvoll erscheint, soll anschliessend beurteilt werden.

Referenzen / Publikationen

- Jahresbericht 2002; Bundesamt für Energie

Dieses Projekt wird unterstützt durch:



Bundesamt für Energie

Für den Bericht und die Schlussfolgerungen sind alleine die Verfasser verantwortlich.

Zürich, im Dezember 2003

Christian Meier

Roland Frei

energie^{büro}

Ihr Solarplaner



Limmatstrasse 230
8005 Zürich

Annual Report 2003

27 kWp Anlage Hünenberg Montagesystem Alustand Freizeit- und Sportgebäude Ehret

Author and Co-Authors	Urs Bühler
Institution / Company	Urs Bühler Energy Systems and Engineering
Address	Seemattstrasse 21 B 6330 Cham
Telephone, Fax	041 780 07 36 041 781 03 19
E-mail, Homepage	u.bue@bluewin.ch www.alustand.ch
Project- / Contract Number	47458 / 87541
Duration of the Project (from – to)	Dec 2002 - Jun 2004

ABSTRACT

The **AluStand**® - mounting system is an advancement of the established AluTec – System (Mod. dép.) particularly for flatroof solarplants. **AluStand**® exhibits the same main features as the AluTec - System:

- ## Easy project planning with statements about stability against wind power and about plant dimensions and costs
- ## Modules mounting without use of any tools
- ## Very fast and thus cost effective mounting capability
- ## Exchangeability of every module of the plant for maintenance and repair

Project targets:

- ## Realisation of a photovoltaic plant on a new sport-building with an installed power of 27,225 kWp
- ## Evaluation of the gain of working time using the **AluStand**® - system
- ## Testing of the resistance against wind power
- ## Verification of the useability of the new developed projecttool with statements about optimization of roof load

The photovoltaic power plant was connected to grid on June 18, 2003. It is working as expected. The touchscreen-monitor is usable for public since early August 2003.

The project ends in the middle of the year 2004. Subsequently the results and conclusions of the project will be published in the final report.

Einleitung / Projektziele

Das 1998 entwickelte Modulmontagesystem **AluTec** (Mod. dép) für Schrägdachaufständerungen wurde von einer Vielzahl von Installationsfirmen bei verschiedensten Generatorinstallationen im Leistungsbereich von 160 Wp bis > 100kWp eingesetzt. Dieses System hat sich mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 6 MWp bewährt und die Montageeffizienz wird von den Anwendern geschätzt.

Bei nahezu allen Montagesystemen auf dem Markt besteht kein einheitliches System für Schrägdach- wie auch für Flachdachaufständerungen. Mit dem weiterentwickelten System **AluStand**® wurde das Ziel verfolgt, ein durchgängiges System anbieten zu können, welches bei den verschiedensten Aufständerungsarten effizient eingesetzt werden kann. Für Installierende ergibt das verschiedenste Vorteile bei Schulung und der Materialbewirtschaftung.

Das **AluStand**® - Montagesystem zeichnet sich aus durch folgende Punkte:

- ↳ Montageeffizienz und klare Trennung der Arbeitsgänge
- ↳ Leichtsystem für Installationen auf Flachdächern mit geringer statischer Belastbarkeit
- ↳ Einfache Anbindung der Konstruktion in den äusseren Blitzschutz
- ↳ Umfangreiche technische Dokumentation samt Projektierungstool soll Systemanwendern für einwandfreie Planungen und Installationen zur Verfügung gestellt werden.

Beim vorliegenden Projekt bestand das Ziel darin, das Montagesystem betreffend der folgenden Punkte zu verifizieren:

- ↳ Pilotanlage grösserer Leistung zum Test von Effizienz und Qualität der Modulaufständerung
- ↳ Test der Windlastfestigkeit, Registrierung der Spitzenwindgeschwindigkeiten
- ↳ Aufzeigen der Dachlastoptimierung unter Berücksichtigung von SIA160
- ↳ Verifikation von neuentwickeltem Projecttool und Schulungsunterlagen auf breite Anwendbarkeit
- ↳ Optimale Demonstrationswirkung in öffentlichem Raum vieler junger Sportler und Besucher

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Gemeinde Hünenberg plante den Bau einer grösseren Sportanlage mit zugehörigem Freizeit- und Sportgebäude. Das Gebäude wurde konzipiert als Holzständerkonstruktion auf einen Betonsockel.

Es bestand die Absicht, das Engagement zur Nutzung erneuerbarer Energien bei diesem Neubauprojekt zu dokumentieren durch die Installation einer grösseren Solaranlage.

Ein Bedarf für eine thermische Solaranlage bestand nicht, da auf der nebenliegenden Dreifachturnhalle eine grössere Anlage besteht, dieses neue Gebäude in dessen Wärmeverbund



eingeschlossen werden konnte und von dort überschüssige Wärme bezieht.

Der **Aufbau einer Photovoltaikanlage** bot sich also geradezu an. Die ortsansässige Elektroenergieversorgung

Elektrogenossenschaft Hünenberg EGH beschloss, auch deren eigenes schon bei der Anlage Drälikon (32,56 kWp) dokumentiertes Engagement für erneuerbare Energien hier zu verstärken und diese Solaranlage als Bauherrschaft zu erstellen und zu betreiben.

Auf dem gemeindlichen Bau wurde also durch die **EGH** die folgende Anlage mittels dem von uns entwickelte System **AluStand**® als P+D Anlage samt zugehöriger Erfassungs- und Anzeigeeinheiten installiert und am 18. Juni 2003 ans Netz gelegt.



Gesamtleistung	27,225 kWp
Modulneigung	20°
Anzahl Modulreihen	5
Anzahl Module pro Reihe	33
Modultyp Isofoton	I-165
Progn. Jahresertrag	22'500 kWh
Montagesystem	AluStand ®
Befestigung auf Solrec-Platten mit Aufkiesung	

TouchScreen-Anzeige im öffentlichen Aussenbereich durch jedermann einsichtbar



Meteosensor beim Solargenerator (Wind, Einstrahlung)

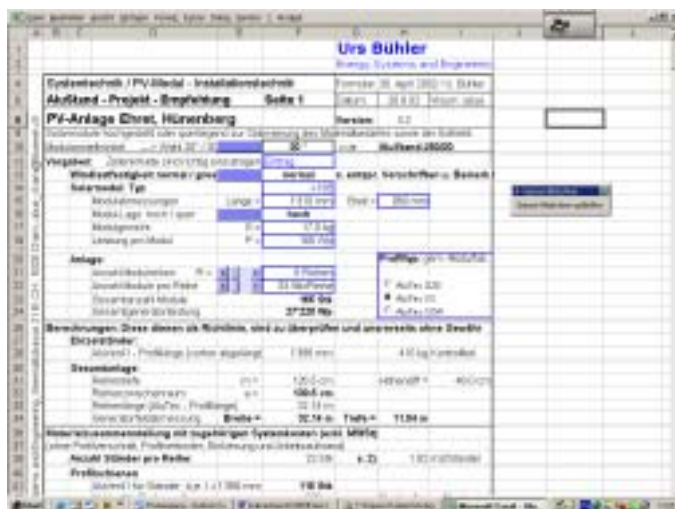


Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Anlagenplanung

Zur Unterstützung bei der effizienten Anlagenplanung wurde das **Projecttool-FR** (für Flachdachaufständernungen) entwickelt und hier anhand des konkreten Projektes überprüft. Das Tool muss Fragen klären bezüglich:

- ↳ Anlagengesamtgewicht als Berechnungsgrundlage für den Gebäudestatiker
- ↳ Aufkiesungshöhe zur Erlangung der Windlastfestigkeit
- ↳ Anlagengeometrie zur Generatorleistungsabschätzung und zum Platzieren der Anlage
- ↳ Materialgesamtbedarf für Kostenberechnung



Das **Projectool** hat sich an dieser wie auch an späteren Anlagen von der frühen Offertphase bis zur Projektrealisation als schnelles Planungsinstrument für das **AluStand®-System** bewährt.

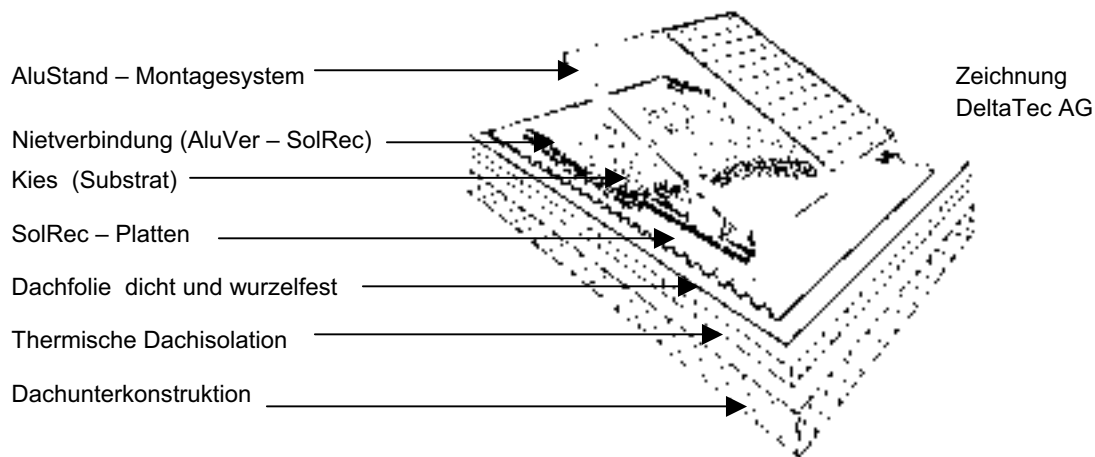
Das Tool ist mittlerweile unter www.alustand.ch [1] abruf- und von Anlagenplanern nutzbar.

Es hat sich gezeigt, dass die Planungsphase ab der Projekt-aquisition mit Anlagenleistungs-festlegung und Grobkostenschätzung dank dem Tool äusserst effizient erledigt werden kann.

Anlagenrealisation

Das es sich bei den Bauherrschaften von Gebäude und Solaranlage um zwei unabhängige Institutionen handelt, war es von grossem Vorteil, sowohl bei den Bauteilen wie auch bei den Montagearbeiten eine klare Schnittstelle zu haben. Dies erleichtert das Vorgehen bei der Erstellung und regelt die Verantwortlichkeiten.

So kam dem Aufbau mit dem **AluStand®-System** grössere Bedeutung zu und es zeigte sich, dass die Montagearbeiten sauber getrennt, jedoch wie bei herkömmlichen Flachdächern erledigt werden konnten.



Die ganze Dachunterkonstruktion konnte in herkömmlicher Weise aufgebaut werden.

Nach dem Verlegen der Gummischrottmatte als schützende Haut unter Solargenerator respektive Aufständering wurden die Solrecplatten verlegt und darauf die Horizontalprofile **AluVer41** vernietet. Das ergibt einfache Arbeitsabläufe und die Konstruktion kann genau eingemessen werden.

Zum Schluss wird die Aufkiesung in üblicher Art eingeblasen ohne dass Konstruktionselemente irgendwie behindern.



Nach dem Aufkiesen werden die AluStand – Konsolen auf die verlegten Grundprofile verschraubt und die gesamte Aufständering montiert.

Ganz zum Schluss sind die Module in die fertig eingerichtete AluStand-Unterkonstruktion in bekannter Art ohne Verwendung von Werkzeugen einzulegen.

Nahansicht des fertig installierten Solargenerators mit den fünf Modulreihen, welche zugleich auch einzelne Stränge der Generatorverkabelung darstellen.

Die Messeinrichtung für die Meteoerfassung mit Wind- und Einstrahlungsmessung sowie der **TouchScreen – Monitor** konnten erst nach den letzten grösseren Arbeiten am Gebäude installiert werden. Details sind den Bildern auf Seite 3 zu entnehmen.

Erfahrungen bei der Anlagenmontage

Betreffend Zusammenstellung der **Montagezeiten** sei hier auf den Schlussbericht verweisen. Es zeigte sich aber schon bei diesem Projekt, dass die erwartungsgemäss kurzen Montagezeiten eingehalten werden konnten. Konfliktpunkte beim Montageablauf in Zusammenarbeit mit dem Dachdecker ergaben sich keine.

Bei diesem Projekt wurden mit gutem Erfolg bei der Realisation eine Gummischrotmatte unter den Solrec-Platten verlegt. Nach unserer Einschätzung lohnt sich dieser bescheidene Mehraufwand, indem die Gefahr von Beschädigungen der dichtenden Dachhaut und damit von grösserem Ärger und teuren Reparaturarbeiten stark reduziert wird.

Terminlicher Projektablauf

- ↳ Fertigstellung der Solargeneratormontage ende März 2003 termingerecht
- ↳ Anschluss des Wechselrichters und Inbetriebnahme des Gesamtgenerators erfolgte am 18. Juni und war bedingt durch Austrocknungsprobleme bauseits um 2 ½ Monate verzögert.
- ↳ Ende Juli waren auch die bauseitigen Holzbauarbeiten mit den Wänden soweit abgeschlossen, dass der TouchScreen – Monitor installiert und in Betrieb genommen werden konnte.

Ergebnisse aus der Beobachtungsperiode

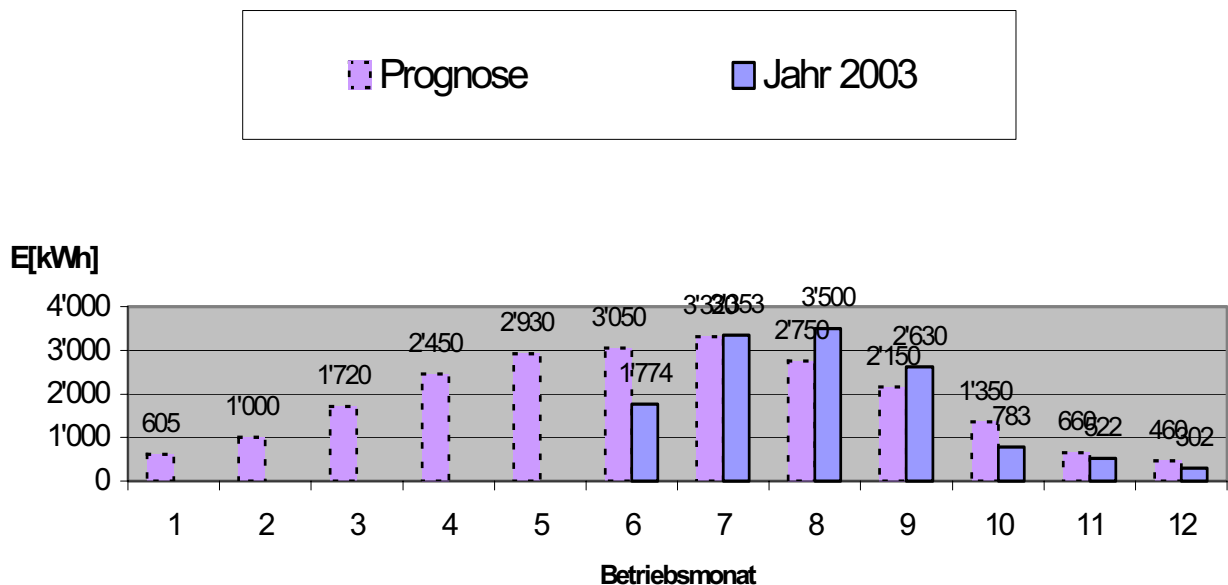
Die Zusammenstellung aller Messergebnisse und Erfahrungen werden nach dem ersten Betriebsjahr detailliert festgehalten und im Schlussbericht mitte 2004 publiziert.

Vorab können die folgenden Punkte erwähnt werden.

- ↳ Die **Windlastfestigkeit** wurde schon bei den herbstlichen Stürmen unter Beweis gestellt.
- ↳ In der erst kurzen Beobachtungsperiode konnte visuell noch keine wesentliche Generator-**Verschutzungsanfälligkeit** infolge des verwendeten Montagesystemes festgestellt werden.
- ↳ Die **Energieerträge** waren der äusserst günstigen Meteorologie entsprechen überdurchschnittlich gut und entsprachen den Erwartungen. Erste Ergebnisse sind dem Diagramm auf der folgenden Seite zu entnehmen.

Ein kleiner Minderertrag von ca. 190 kWh musste leider zum Monatsbeginn Oktober festgestellt werden. Als Ursache konnte der LS-Schalter am Wechselrichter ermittelt werden, welcher infolge dessen Exposition bei Reinigungsarbeiten unbeabsichtigt dreimalig ausgeschaltet wurde. Abhilfe konnte leicht geschaffen werden mittels einer einfachen Schalterabdeckung.

Monatlicher Energieertrag Anlage Ehret des Jahres 2003



Projekt - Zusammenarbeiten

Partner:	betreffend:
↳ Elektrogenossenschaft Hünenberg, EGH	Bauherrschaft der Solaranlage
↳ Bauamt Gemeinde Hünenberg	Koordination bei Planung und Anlagenrealisation
↳ kottmann energie ag, Luzern	Austausch von Montageerfahrungen, Systemvertrieb des AluStand / AluTec – Systemes in enger Partnerschaft
↳ Roofs +Frei, Zug	Architekten des Freizeit- und Sportgebäudes als Sieger des Architekturwettbewerbes (Aufgelegt durch die Gemeinde)
↳ Hakama AG, Bättwil	Fertigung der Konsolenbleche mit den spez. Ausklinkungen
↳ Deltatec AG, Zürich	Für die Verbindung der Solrec-Platten mit den AluProfilen wurde eine Nietverbindung von uns evaluiert und zusammen für die Solrec-Platten getestet und freigegeben.
↳ Eichenberger AG, Steinhausen	Berechnungsgrundlagen zur Windlastfestigkeit
↳ E. Pletscher, Marthalen	Festigkeitsberechnungen an den Systembestandteilen

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Bewertung 2003

Die Anlage mit der sicher aussagekräftigen Leistung von 27,225 kWp konnte infolge bauseitiger Verzögerung nur nahezu termingerecht erstellt werden. Betreffend Montagefreundlichkeit und Arbeitseffizienz wurden die Erwartungen erfüllt.

Die ersten Tests der **Windlastfestigkeit** und die diesjährigen Herbststürme bestätigten die Systemtauglichkeit. Bei der Festlegung der erforderlichen Aufkiesung bedarf es möglichst umfassender Angaben im Projecttool. Die diesbezügliche Verantwortung des künftigen Anlagenplaners kann jedoch nicht abgenommen werden, denn nur dieser kennt Gebäudeexposition, -höhe sowie geographische Lage: Das sind jedoch wesentliche Parameter, welche die Anforderungen an die Windlastfestigkeit bestimmen.

Das **Projecttool erlaubt als Hilfsmittel** wirklich innerhalb kürzester Zeit schon während der Vorprojektphase genauere Aussagen über die Dachbelastung unter der Annahme einer festgelegten Windlastfestigkeit zu machen.

Bei der **breiteren Anwendbarkeit** machten wir die Erfahrung, dass das Tool eigentlich mit wenig Instruktionsaufwand schon voll eingesetzt werden kann, dass jedoch vielen kleineren Anlagenplanern einfach das Wissen und die Erfahrung fehlt, um die SIA-Norm 160 wirklich richtig anzuwenden. Wir sind sogar nach Gesprächen mit Baustatikern der Meinung, dass Dachaufständierungen mit ausschliesslicher Gewichtslastbefestigung kaum nach der gültigen SIA160 einzureihen sind und daher weiterer spezifischer Abklärungen bedürften. Dies nicht zuletzt auch vor dem Hintergrund, dass offensichtlich die Neigung zu schwereren Stürmen auch in unseren Breitengraden zukünftig zunimmt.

Die **Demonstrationswirkung** an diesem nicht zuletzt auch von Jugendlichen vielbegangenen Ort der Freizeit- und Sportanlage ist äusserst gut und entspricht mit dem öffentlich zugänglichen TouchScreen- Monitor den Erwartungen der EGH wie auch der Gemeinde Hünenberg (diese wird demnächst mit dem Label "Energistadt" ausgezeichnet).

Ausblick 2004

Die Anlage wird innerhalb der Projektdauer bis mindestens mitte Jahr betreut. Der anschliessend zu erstellende Schlussbericht wird die wesentlichen Ergebnisse erläutern und genauer ausführen.

Die Datenerfassung und Fernübermittlung soll im Umfang weiter ausgebaut und damit universeller einsetzbar gemacht werden.

Das Projecttool wird anhand weiterer Anlagenplanungen sowie Unterstützung bei Anwendungen Dritter verfeinert durch den Rückfluss von deren Nutzererfahrungen.

Das System selber soll auch im nächsten Jahr weiter entwickelt und perfektioniert werden mit dem Ziel, die Anlagenmontagen noch effizienter zu gestalten und den Konkurrenzvorteil zu erhalten.

Referenzen / Publikationen

- [1] U. Bühler: Internetadresse www.alustand.ch, Homepage mit der umfassenden Systemdokumentation, Downloads technischer Unterlagen und Projecttools sowie Beispielen ausgeführter Anlagen.

Annual Report 2003

Installation photovoltaïque à Palexpo

Author and Co-Authors	L. Keller, R. Rhyner
Institution / Company	Société Suisse pour l'Energie Solaire
Address	Case Postale, 3000 Berne14
Telephone, Fax	031 371 80 00
E-mail, Homepage	office@sses.ch / www.sses.ch
Project- / Contract Number	45736 / 85795
Duration of the Project (from – to)	1.7.02 – 31.12.03

ABSTRACT

A 70 kW photovoltaic installation has been constructed on the roof of the new Hall 6 of the Geneva Palexpo, a complex that hosts various conferences, exhibitions and sporting or other events, counting almost 1.5 million visitors a year, including the International Car Show, which alone attracts more than 700'000 visitors each year.

The purpose of this installation is the indirect supply of recharging terminals for electric vehicles.

The solar installation and the electric vehicle recharging terminals support an information campaign on solar energy and "sustainable" transport.

For this purpose various explanatory signs have been placed inside the Geneva Palexpo halls and a promotional stand for renewable energy and "sustainable" transport was placed inside the International Car Show 2003. This stand had some success: more than 4'000 people took part in the competition organised on this occasion.

Introduction / Buts du projet

Il s'agissait de construire puis d'exploiter, techniquement et du point de vue médiatique :

- A. Une installation solaire photovoltaïque sur le toit de la nouvelle halle de Palexpo. Dans une première étape env. 70 kW, soit une production d'environ 63'000 kWh/an.
- B. Deux bornes de recharge pour véhicules électriques (voitures, scooters, vélos), qui seront „alimentées“ par l'énergie solaire produite par l'installation citée ci-dessus.
- C. De grands visuels (si possible sur le toit et à proximité de l'autoroute), si possible stand à l'entrée du salon de l'automobile pendant 2 à 3 ans (avec éventuellement démonstration de véhicules électriques), et promotion dans la presse de l'énergie solaire à l'aide de ces installations.

La situation de l'emplacement est idéale, à proximité directe de l'aéroport de Genève, au-dessus de l'autoroute A1, sur la nouvelle halle de Palexpo (vue par tous les passagers des avions qui décollent/atterrissent, par les automobilistes sur cette autoroute, par tous les visiteurs des expositions de Palexpo, soit déjà 0,75 millions annuels pour le salon de l'automobile et 1,5 million par année pour toutes les expositions).

Brève description du projet / de l'installation

L'installation photovoltaïque ne présente pas d'originalité en elle-même, si ce n'est le mode de pose sur le toit, mentionné précédemment. La structure réalisée comprend une surface solidaire en matière synthétique ondulée, posée sur l'étanchéité (elle-même directement posées sur l'isolation), lestée par du gravier, munie de déflecteurs pour éviter un décollement par le vent; sur cette structure sont rivés les éléments nécessaires à la pose des panneaux photovoltaïques, inclinés à 10°.

L'installation est constituée:

- de 416 panneaux Kyocera KC-167, d'une puissance nominale de 167 W
- des câbles de raccordement, dimensionnés pour un fonctionnement à 603 V
- de 2 coffrets de raccordement Tritec
- de 2 convertisseurs Sputnik Solarmax DC30, 30 kVA
- d'une surveillance à distance

Nous n'avons pas eu l'autorisation de poser de très grands visuels à l'extérieur des bâtiments de Geneva Palexpo, par contre nous avons pu mettre des panneaux à divers endroits stratégiques à l'intérieur des halles. Ces panneaux sont fixés à demeure et sont dès lors visibles pour tous les participants aux diverses manifestations organisées dans ces locaux.

Une conférence de presse a eu lieu pour l'inauguration de la halle, conférence de presse à laquelle la SSES a participé, avec un document dans le dossier de presse remis à tous les journalistes invités.

L'installation a également fait l'objet d'une description sur le site internet de la SSES, ainsi que de reportages dans la revue « Energies Renouvelables ».

Enfin, la SSES a tenu un stand durant tout le Salon International de l'Automobile, stand dont le thème était la mobilité à l'aide des énergies renouvelables. De la documentation a pu être distribuée, en particulier des brochures (en allemand et en français) sur la mobilité à l'aide de solaire photovoltaïque, de biogaz, de biodiesel, d'éthanol.

D'autre part, un concours a été organisé, concours doté de nombreux prix, dont un scooter électrique.

Travaux effectués et résultats acquis

Un projet aussi ambitieux, et devant être réalisé dans un laps de temps très court, soit moins d'une année, devra nécessairement être adapté aux conditions fixées par les nombreux et divers partenaires; OFEN, ScanE, Départements du Canton de Genève, Services industriels, Geneva Palexpo, architectes et ingénieurs, entreprises. Il est d'ailleurs symptomatique que durant les premiers mois, peu de partenaires pensaient que le pari pouvait être tenu, et nous avons entendu de nombreuses fois des réflexions du type; "le projet est intéressant, mais il ne faut pas rêver: il ne se fera rien sur le toit de la halle 6".

Malgré ces difficultés le projet a pu être réalisé dans les délais, moyennant néanmoins un travail de coordination beaucoup plus intense et donc aussi plus onéreux que prévu, et moyennant certaines adaptations et modifications dont la plus importante est le report à une date ultérieure, voire le renoncement, à la pose de bornes de recharge.

En effet, il existe sur Genève un certain nombre de bornes de recharge nécessitant des clés spéciales et non compatibles avec le standard européen. En plus de la pose de nouvelles bornes, il aurait fallu mettre à niveau ces bornes existantes. Or actuellement une commission planche sur le sujet de la mobilité, et il n'aurait pas été judicieux de procéder sans attendre la mise en place d'une politique des transports cohérente. C'est la raison pour laquelle il a fallu renoncer provisoirement à la pose de bornes. A noter que la somme prévue au budget pour ce poste a été réaffectée au stand du Salon International de l'Automobile, ce avec l'accord de l'OFEN.

Néanmoins une source de financement a été trouvée et une borne sera encore posée et inaugurée avant la fin 2003.

Mentionnons encore une deuxième difficulté, ayant quelque peu retardé les travaux et ayant eu une incidence financière non négligeable, qui est le mode de pose des panneaux photovoltaïques sur la toiture. En effet, cette dernière avait été renforcée en prévision de la pose d'une installation photovoltaïque et, selon les renseignements dont nous disposions, il ne devait y avoir aucune difficulté pour poser ces panneaux.

Or la réalité était beaucoup moins simple: la charge admissible ne permettait pas la pose selon les modes de faire habituels (panneaux fixés sur des blocs de béton). Nous avons dès lors dû étudier plusieurs variantes, tout d'abord une fixation sur la tôle, à travers l'étanchéité et l'isolation, puis après révocation de l'autorisation donnée pour ce mode de faire, développement d'une construction solidaire couvrant toute la surface, lestée par du gravier.

Ces développements ont nécessité de longues études et des expertises concernant en particulier la prise au vent. Malgré ces contretemps, les délais ont pu être respectés, mais des surcoûts non négligeables ont dû être pris en charge.

Quelques impressions de l'installation:





Collaboration nationale et internationale

Néant.

Évaluation de l'année 2003 et perspectives pour 2004

2003 a été consacrée aux mesures que vous retrouverez dans le rapport final, qui sera fourni au début 2004. De plus, comme déjà mentionné, une borne est actuellement en cours de montage et pourra être inaugurée avant la fin 2003.

Références et publications

Néant en 2003.

Annual Report 2003

Solgreen Kraftwerk 1 Zürich

Author and Co-Authors	Jochen Rasmussen, Markus Maier
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 90-01 / -05
E-mail, Homepage	info@enecolo.ch , www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	42920 / 82869
Duration of the Project (from – to)	1st July 2001 – Summer 2006

ABSTRACT

The Pilot and Demonstration plant "Solgreen Kraftwerk 1" in Zürich, was built in June 2001 and realised the results of the Development Project 'Optimierung des Systems Solgreen' in practice. The Solgreen system permits the integration of photovoltaics on green flat roofs with considerable advantages.

The project aims to investigate and demonstrate the quality and durability of the developed construction by optimized assembling and material cost at the same time. First results were made under construction and operation of the new plant in 2001. Furthermore the interacting influences of roof vegetation and photovoltaic modules should be examined scientifically during a long period by an external expert.

Up to now no detailed findings can be published, because the cover of vegetation will be change in the next 2 or 4 years. But some of the mixtures of soil and certain seeds seems to suit better than others. Some of the plants grow only low ground and do not cover the solar laminates and interfere the energy production.

In the project we tried to measure and quantify the influence of an increased cooling effect on the back of the module, due to the new construction of SOLGREEN, which is higher above the ground than standard mounting systems. A better cooling effect thanks to higher wind speeds, is resulting in a improved module performance hence higher energy output. It was found that other factors, like module mismatching and the inverter efficiency and performance have a higher impact to our measurements. Thus it is difficult to quantify the improved module performance thanks to the new mounting system.

Our wind speed measurements have indicated no critical impact to the mounting system. SOLGREEN was designed for wind speed higher than 20 m/s and meeting the wind load requirements of 120 kg/m². But so far we did not measure wind speed higher than 20 m/s in the project and thus the mounting system was never really tested close to its limits.

In 2004 we will have detailed data on the changes and influence of the vegetation. And further data will support and give input to the data set today to come up with accurate results on the different factors.

Participants: Bau- und Wohngenossenschaft KraftWerk1, Enecolo AG, TISO, E. Schweizer AG, M. Maier, S. Brenneisen

Einleitung / Projektziele

Bei der gebäudeintegrierten Gründachanlage Solgreen Kraftwerk 1, Zürich, handelt es sich um die Umsetzung der im P+D Entwicklungsprojekt "Optimierung des Systems Solgreen" gewonnenen Erkenntnisse.

Mit dieser Pilotanlage sollen Hauptziele des Entwicklungsprojektes wie Qualität und Dauerhaftigkeit der Gründach-Aufständerung Solgreen bei gleichzeitig optimierten Montage- und Materialkosten verifiziert werden. Im Jahr 2002 wurde zudem erforscht, ob leichte Modifikationen an der Unterkonstruktion den Energieertrag steigern können. Dieses Jahr wurden erstmals die Wechselwirkungen zwischen PV-Gründachsystem und der im Vorjahr neu angelegten Dachvegetation genauer untersucht.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die Photovoltaikanlage verteilt sich auf 3 Flachdächer des Genossenschaftskomplexes „KraftWerk1“. Wobei die Generatoren auf den Dächern der Gebäude A und B3 mit dem Solgreen Aufständerungssystem installiert wurden. Auf dem Haus B2 wurden die Module mit Sofrel-Sockel montiert.

Der markanteste Unterschied, und für die Vegetation wohl am entscheidendsten, liegt in der Aufständerungshöhe der Module. Betrachtet man die untere Modulkante, beträgt die Bodenfreiheit beim Solgreen-System 30 cm, gegenüber 15 cm beim Sofrel-System.

Zudem geht beim Solgreen-System die Montagestruktur durch das Substrat auf die Deltatec-Platte, die beschwert vom Kies wie ein Anker für die Anlage wirkt.

Die erheblich schwerere Foundation durch Sofrel-Sockel hingegen greift nicht in die herkömmliche Dachbedeckung ein.



Abb. 1: Solgreen-Anlage auf Gebäude B3



Abb. 2: Sofrel-Anlage auf Gebäude B2

Die Dächer der im Juli 2001 fertiggestellten Häuser A und B3 der Siedlung Kraftwerk1 wurden im August 2001 mit einer Kiesschicht und dem Substrat "Ricoter Extensiv" belegt. Dem Substrat war auch Saatgut beigemischt. Die Vegetationsentwicklung blieb im Jahr 2001 allerdings sehr gering.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Vegetation und Boden, 2003

Ausgangslage

Im Juli 2002 wurden auf einem Teil der Dächer neue Versuchsflächen angelegt und mit verschiedenem Substrat und Saatgut belegt. Abb. 3 zeigt wie die unterschiedlichen Versuchsflächen angelegt wurden.

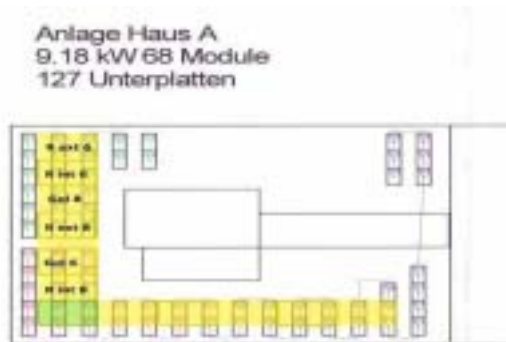


Abb. 3: Plan der Versuchsflächen Haus A

Auf beiden Dächern wurden je 12 Untersuchungsflächen mit einer Fläche von ca. 1.6 m x 3.5 m (5.6 qm) angelegt. Die Flächen wurden mit 3 verschiedenen Substraten in je 2 Mächtigkeiten belegt und es wurden 2 unterschiedliche Saadmischungen ausgebracht. Damit ergeben sich je Haus 12 sich in mindestens einem Faktor unterscheidende Untersuchungsflächen. Die Vegetationsdeckung erreichte bis Ende August 2002 selten mehr als 50 %.

Durchgeführte Arbeiten im Jahr 2003

Bezüglich der Untersuchung von Vegetation und Boden wurden folgende Arbeiten durchgeführt:

- Haus A: Vegetationsuntersuchungen am 31. Mai 2003 (2002: 25. / 26. August 2002)
- Haus A und B3: Fotodokumentation, Anfangs Juni
- Haus A und B3: Fotodokumentation, Anfangs November
- Haus A: Entfernung einiger Gehölze und weniger anderer Problempflanzen
- Auswertung der Resultate und Berichtserstellung
- Interpretation der Daten im Hinblick auf andere geplanten Solgreen-Projekte

Gesamtdeckung der Vegetation

Die Deckung nahm im Vergleich zum Vorjahr massiv um durchschnittlich 20% zu (von 30% auf 50%). Die Zunahme war besonders auf den Flächen mit RICOTER intensiv beträchtlich. Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Flächen nahmen in der Folge ab, ebenso zwischen sonnigen und schattigen Flächen.

Zürich, Kraftwerk1, Haus A

Untersuchungsflächen mit UFA-Dachkräutern 49 cm

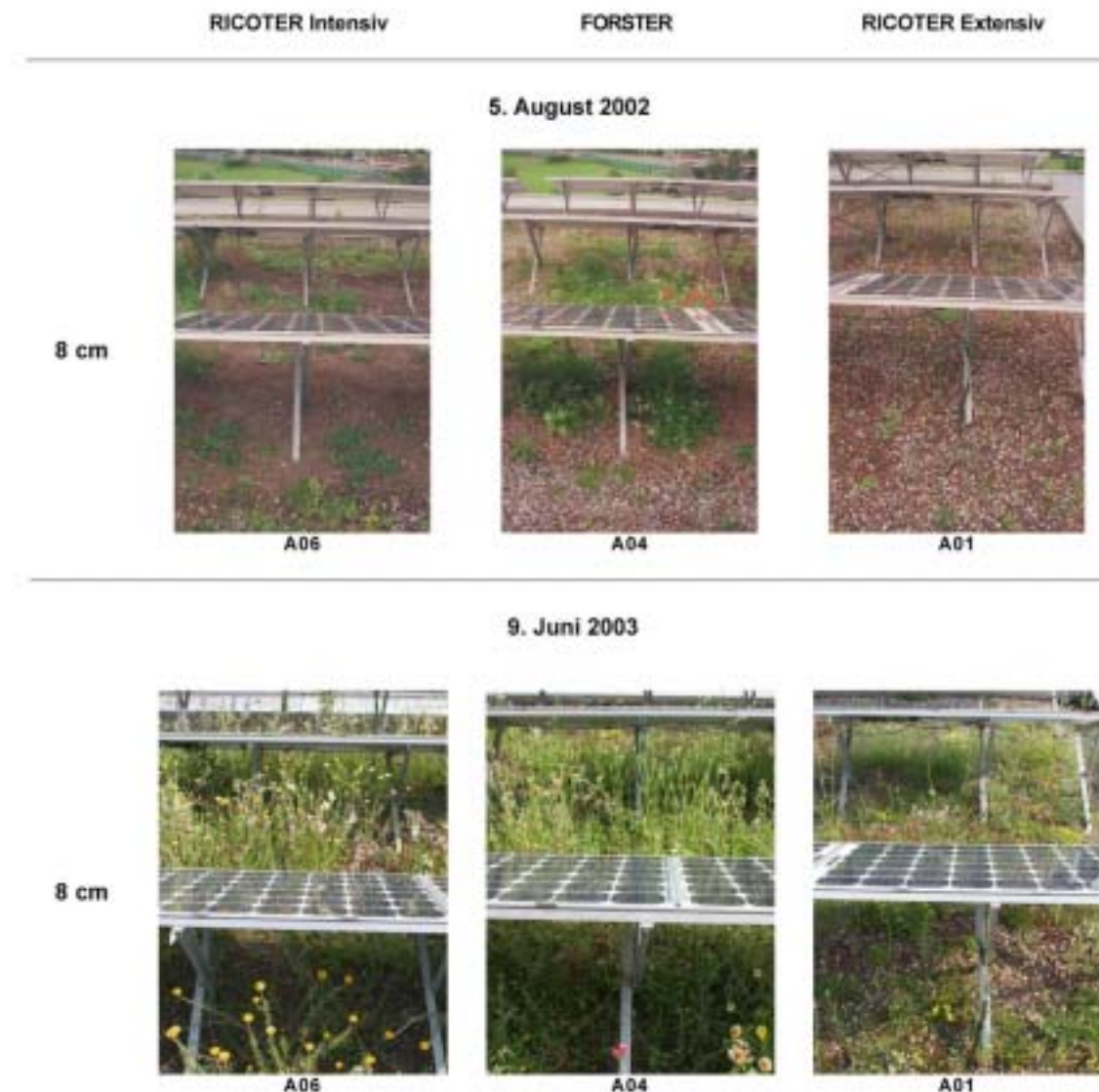


Abb. 4: 3 von insgesamt 12 Untersuchungsflächen im Jahresvergleich

Zusammensetzung der Vegetation

Die Deckung durch *Moose* nahm deutlich zu (Abb. 5). Die grössten Deckungen erreichten die *Sukkulenten* (*Sedum*) nach wie vor auf RICOTER extensiv. Einzelpflanzen etablierten sich deutlich. Auffällig waren die leuchtend rot gefärbten Pflanzen (Abb. 6) im Spätherbst vor allem auf der übrigen Dachfläche (RICOTER extensiv ohne Neupflanzung).



Abb. 5: hohe Deckung durch Moose



Abb. 6: rot gefärbten Pflanzen

Gräser spielen immer noch eine untergeordnete Rolle in der Vegetation, etablierten sich aber in einigen Flächen. Einzelne individuelle Gehölze wurden nur noch auf 3 Flächen gefunden.

Problempflanzen

Sieben Pflanzenarten wurden teilweise sehr hoch und überschritten die obere Kantenhöhe der Solarpanels (siehe Abb. 8). Zum Beispiel Königskerze (1x), Nickendes Leimkraut (2x), Natterkopf (1x), Rauhe Nelke (ca. 3x), Habichtskraut (1x), Schafgarbe (1x), Karthäusernelke (ca 1x)



Abb. 7: Achillea vor den Modulen



Abb. 8: diverse Pflanzen überschritt die untere Modulkantenhöhe

Mit einer Ausnahme traten diese superhohen Pflanzen jedoch nur in Flächen auf, welche mit UFA-49 bepflanzt worden waren. Das Substrat war zumeist RICOTER intensiv. Aber auch auf FORSTER (Fläche A04, Abb. 4) und RICOTER extensiv traten solche Pflanzen vereinzelt auf.

Zwölf weitere Pflanzenarten überschritten immerhin die untere Kantenhöhe, was ebenso problematisch ist, falls sie nahe den Modulen stehen.

Bedeutung für Tiere

Im Sommer wurden zahlreiche Schmetterlinge, Hummelschweber, Abendfalter, Bienen und Hummeln gesichtet – im 9. Stockwerk!



Abb. 9: die Tierwelt erfreute sich der Blumenpracht



Abb. 10: angemessene Dachbegrünung

Ästhetischer Wert

Die farbenfrohe Blumenmischung, die tiefroter Herbstfärbung vor allem der Sedum-Arten und die grünen Moosteppiche haben viele BewohnerInnen der Siedlung erfreut und beeindruckt. Schon die relativ geringe Entwicklung auf dem von oben einsehbaren Haus B3 war einigen schon beinahe unheimlich.

Windlastmessung

Um Aufschluss über die durch Windlast erzeugten Kräfte zu erhalten, die vom Modul auf das Stützsystem übertragen werden, wurden auch dieses Jahr wieder Daten erfasst. Neben den Kraftmesswerten wurden Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Temperatur erfasst.

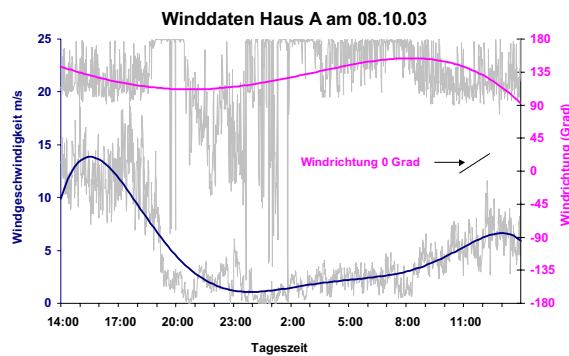


Abb. 11: gemessene Winddaten

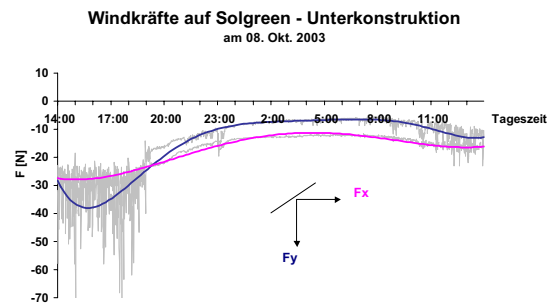


Abb. 12: resultierende Kräfte

Abb. 12 zeigt die Kräfte in X- und Y-Richtung die von der Unterkonstruktion aufgenommen werden müssen, hervorgerufen durch den in Abb. 11 dargestellten Wind. Dabei wurde die Eigenlast von Modul und Unterkonstruktion herausgerechnet. Die Ergebnisse decken sich mit denen des Vorjahres. Da wieder keine dauerhaften Windgeschwindigkeiten über 20 m/s aufgetreten sind, konnten keine neuen Erfahrungen gemacht werden.

Energieertrag

Der Energieertrag der Solgreen Anlagen auf Haus A und B3 wird seit Inbetriebnahme überwacht und mit der Sofrel Anlage auf Dach B2 verglichen. Bezüglich Energieertrag konnten auch in diesem Berichtsjahr keine Vor- oder Nachteile auf die unterschiedlichen Unterkonstruktionen zurückgeführt werden.

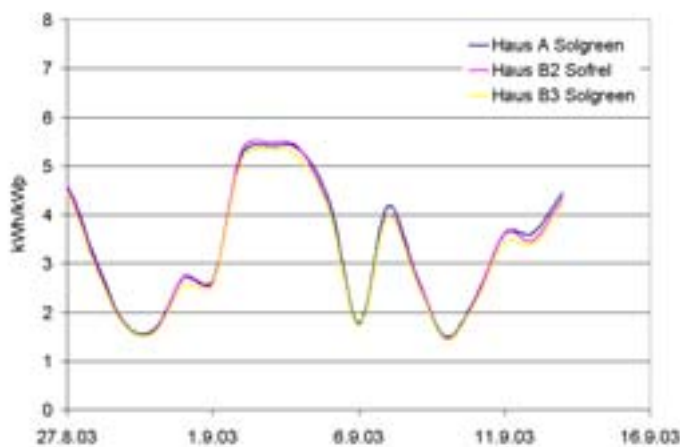


Abb. 13: Produktionskurven der Anlagen im Vergleich

Ein Einfluss der besseren Hinterlüftung auf den Energieertrag, durch die höhere Aufständigung des Systems Solgreen, wäre theoretisch nachvollziehbar. Doch ist der geringe Einfluss von schätzungsweise 2% zwischen anderen Einflüssen wie Herstellerabweichung von der Modul-Nennleistung, Mismatching, MPP-Anpassungsfehler der einzelnen Wechselrichter etc. schwer nachweisbar. Im Vergleich mit weiteren Anlagen (Schrägdach, Flachdach) in Zürich hat die Anlage Kraftwerk 1 einen überdurchschnittlich hohen Ertrag.

Nationale Zusammenarbeit

Da der Focus der diesjährigen Untersuchung auf die Erforschung der Vegetation nach dem Anlegen der Versuchsflächen gerichtet war, fand eine starke Kooperation zwischen der Projektleitung (Enecolo AG) und den Experten für Flora und Fauna (Markus Maier, Flora + Fauna Consult; Dr. Stephan Brenneisen, Hochschule Wädenswil) statt. Besonders profitieren konnte die Weiterentwicklung der Unterkonstruktion durch das Mitwirken der Geographen, bei der Frage nach Materialverhalten in Böden. Die Weiterentwicklung wird in Zusammenarbeit mit der Ernst Schweizer Metallbau AG durchgeführt.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die Vegetation auf den Untersuchungsflächen von Haus A ist auch im zweiten Jahr noch sehr unausgeglichen. So können die in die Höhe schiessenden Einzelpflanzen auf verschiedenen Flächen als Ausdruck von mangelnder Konkurrenz und unterentwickelten Gemeinschaften auf verschiedenen Patches gewertet werden. Andererseits scheinen die zufällig angeflogenen Pionierpflanzen und insbesondere die Gehölze an Bedeutung abzunehmen.

Im Vergleich zum Jahr 2002 zeigt sich eine deutliche und auch ins Auge fallende Zunahme der Vegetationsdeckung. Gegenüber 30% im Vorjahr beträgt die Deckung jetzt durchschnittlich 50%. Es ist jedoch auf allen Flächen mit einer weiteren Zunahme zu rechnen.

Obwohl hohe Pflanzen auf sämtlichen Flächen von Haus A und B3 vorgekommen sind, wies der Energieertrag der Anlagen im Vergleich zu Haus B2 keinen Minderertrag aus.

Da auch in diesem Jahr keine Windgeschwindigkeiten über 20 m/s aufgetreten sind, konnten keine neuen Erkenntnisse über die Windlast gesammelt werden. Die Ergebnisse des Vorjahres wurden jedoch bestätigt.

2004 wird die Beobachtung der Vegetation weiterhin den Schwerpunkt bilden. Messungen von Boden-pH-Werten sollen darüber Auskunft geben, welche Materialien bei der Weiterentwicklung des Systems in Frage kommen.

Die mit dem Projektteil „Information und Publikation“ beauftragten Personen der Genossenschaft KraftWerk1 sind dieses Jahr von ihrem Amt zurückgetreten und konnten daher ihre Aufgaben nicht wahrnehmen. Mit den neu in den Vorstand gewählten Personen der entsprechenden Fachbereiche (für Architektur Rita Zürcher, für Ökologie Tania Schellenberg) wird Anfang 2004 eine Einführungssitzung abgehalten. Es wurde schon grosses Interesse bekundet an dem Projekt mitzuwirken. SOLGREEN wurde als Posterpräsentation für die PV-Konferenz in Paris, 2004 eingereicht.

Referenzen / Publikationen

Annual Report 2002, Solgreen Kraftwerk 1, Unterlagen zu beziehen beim BfE

Dachbegrünung Kraftwerk1 – Solgreen-Anlagen, Vegetation und Boden, Markus Maier, Flora + Fauna Consult 2003. nicht veröffentlicht

Anlagen: Andere PV-Anlagen

U. Muntwyler

Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen - 47994 / 88095 **115**

D. Ruoss, J. Rasmussen

Monitoring of the CIS BIPV Plant Würth in Choire - 47134 / 87254 **121**

W. Maag, S. Leu

PV St. Moritz - Corvigliabahn - Piz Nair - 45674 / 85734 **129**

D. Ruoss, W. Zemp

PV-Obelisk - Information system in the public sector - 45574 / 85634 **137**

N. Cereghetti, D. Chianese

Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz - 41239 / 81207 **145**

M. Hubbuch, Th. Gautschi

PV-Anlage Dock E - Zürich Flughafen - 37006 / 81193 **151**

R. Minder

SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship - 36407 / 77803 **159**

P. Favre, T. Dewarrat, J. Pahud

Amburnex Solar Farm (3 kWp) - 32405 / 72282 **165**

R. Kröni

RESURGENCE -Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe - BBW 01.0370-1, -2, -3 / NNE5/00340/2001 **167**

Annual Report 2003

Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen

Author and Co-Authors	Urs W. Muntwyler
Institution / Company	Muntwyler Energietechnik AG
Address	Postfach 512, CH-3052 Zollikofen
Telephone, Fax	+41 31 911 50 63, +41 31 911 51 27
E-mail, Homepage	muntwyler@solarcenter.ch , www.solarcenter.ch
Project- / Contract Number	47994 / 88095
Duration of the Project (from – to)	15.1.2003 – 31.12.2005

ABSTRACT

In 2003, the project „Autonomous Energy Supply by Photovoltaics and Fuel Cell“ had the following focus

- ## evaluation of the components for the energy supply
- ## acquisition of the fuel cell
- ## acquisition and start of the operation of the system manager and control unit for the connection to the fuel cell
- ## testing and start of the operation of the data recording by the system manager
- ## installation of a test set in the laboratory of the Bundesamt für Landeshydrologie (BWG)
- ## evaluation of test sites for the field tests of the Bundesamt für Landeshydrologie (BWG)
- ## first presentations for expert groups at a fuel cell-symposium in Germany
- ## presentation at the electronics fair Ineltec in Basel 2003

The open points could all be settled. The objective is an energy supply that is reliable as well as suited to series installations. The selected fuel cell is a compact methanol fuel cell of small power (25 W). For the system manager a good solution close to practice could be found. For this purpose a TAROM system-manager by Steca (D) is used which we also use for medium-size PV installations. Two conventional solar energy installations are fitted with this controller for reference purposes.

At the same time suitable test sites have been evaluated for field tests, and sites in the Canton of Ticino, in the central and eastern parts of Switzerland have been identified.

Information activities started in the middle of 2003. As expected the interest has been remarkable. The price for the fuel cell turns out to be the main barrier.

Einleitung / Projektziele

Mit dem P+D-Projekt „Hybride autonome Stromversorgung mit Photovoltaik und Brennstoffzellen“ soll eine Stromversorgung aufgebaut werden, die gezielt Zusatzenergie von der Brennstoffzelle beziehen kann, wenn die Energie des Solargenerators nicht ausreicht. Mit dieser hybriden autonomen Stromversorgung soll primär eine zuverlässige Stromversorgung im Bereich kleiner Leistungen (Watt), wie sie für Mess- und Telekommunikationsanlagen typisch ist, geschaffen werden. Dies sind Leistungen, bei denen Benzin- und Dieselmotoren zu gross und vor allem zu wenig zuverlässig sind. Vergleichbare Systeme wurden vor über 20 Jahren von der Firma Hasler in Bern für die PTT studiert, aber nie ausgeführt. Anstelle der damals nicht erhältlichen Brennstoffzelle wurden CCVT's (Turbogeneratoren) untersucht.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Evaluation der Komponenten für die Stromversorgung

Ziel der Stromversorgung ist eine möglichst seriennahe Ausführung ohne speziell entwickelte Komponenten. Damit soll um die Brennstoffzelle herum eine möglichst zuverlässige Peripherie aufgebaut werden. Die Stromversorgung besteht aus folgenden Komponenten:

- Verbraucher in Form von Messgeräten und Kommunikationsmitteln/ Datenübertragung
- Kurz- und mittelfristiger Speicher in Form eines Bleiakkus
- Solarmodul als primäre Energiequelle
- Brennstoffzelle als sekundäre Energiequelle
- Solarregler und Systemmanager

Grundsätzlich soll von den Komponenten ausgegangen werden, die in den Standardanlagen des BWG bereits verwendet werden. Weiter sollen die Komponenten möglichst Seriengeräte sein, die sich andernorts bewährt haben.

Beschaffung der Brennstoffzelle

Neben dem Preis war die Akzeptanz des Energieträgers beim Benutzer ein Argument. Das sprach gegen die ursprünglich vorgesehene Wasserstoff-Brennstoffzelle. Dagegen sprach auch der Preis. Für die gewählte Methanol-Brennstoffzelle sprach auch der Lieferant, die Firma Steca. Sie ist einer unserer Lieferanten für „Balance-off-Systeme“ (BOS). Die Beschaffung der Brennstoffzelle war trotzdem nicht ganz unkompliziert, weil sie noch nicht frei erhältlich ist.

Beschaffung und Inbetriebnahme des Systemmanagers

Der Systemmanager hat folgende Aufgaben:

- Solarregler mit Überladeschutz und Tiefenladeschutzfunktion (siehe SolarHandbuch S. 183 ff.)
- Erfassen und Anzeigen des Ladezustandes der Batterie
- Datenübertragung über DC-Netz: damit können periphere Geräte wie Verbraucher und Energiequellen aufgrund des Batterieladezustandes geschaltet werden. Beispiele sind: Verbraucher ein/aus; Brennstoffzelle ein/ aus etc. Damit kann ein Überschuss- wie auch ein Lastmanagement realisiert werden.

Gewählt wurde der TAROM-Systemmanager von Steca. Dieses intelligente Gerät wird von uns bereits in mittelgrossen PV-Anlagen eingesetzt.

Für spätere grössere Anlagen könnte zusätzlich ein Maximum Power Tracker (MPT) verwendet werden. Bei der Entwicklung der neuen MAXIMIZER-Familie von AERL (siehe SolarHandbuch S. 187 ff) wurde eine entsprechende Schnittstelle für das Zuschalten einer externen Quelle vorgesehen. Dazu wird auch ein Datenlogger anschliessbar sein. Diese Konfiguration macht aber erst Sinn bei Anlagen mit über ca. 100 Wp Solargeneratorleistung.

Testen und Inbetriebnahme der Datenerfassung des Systemmanagers

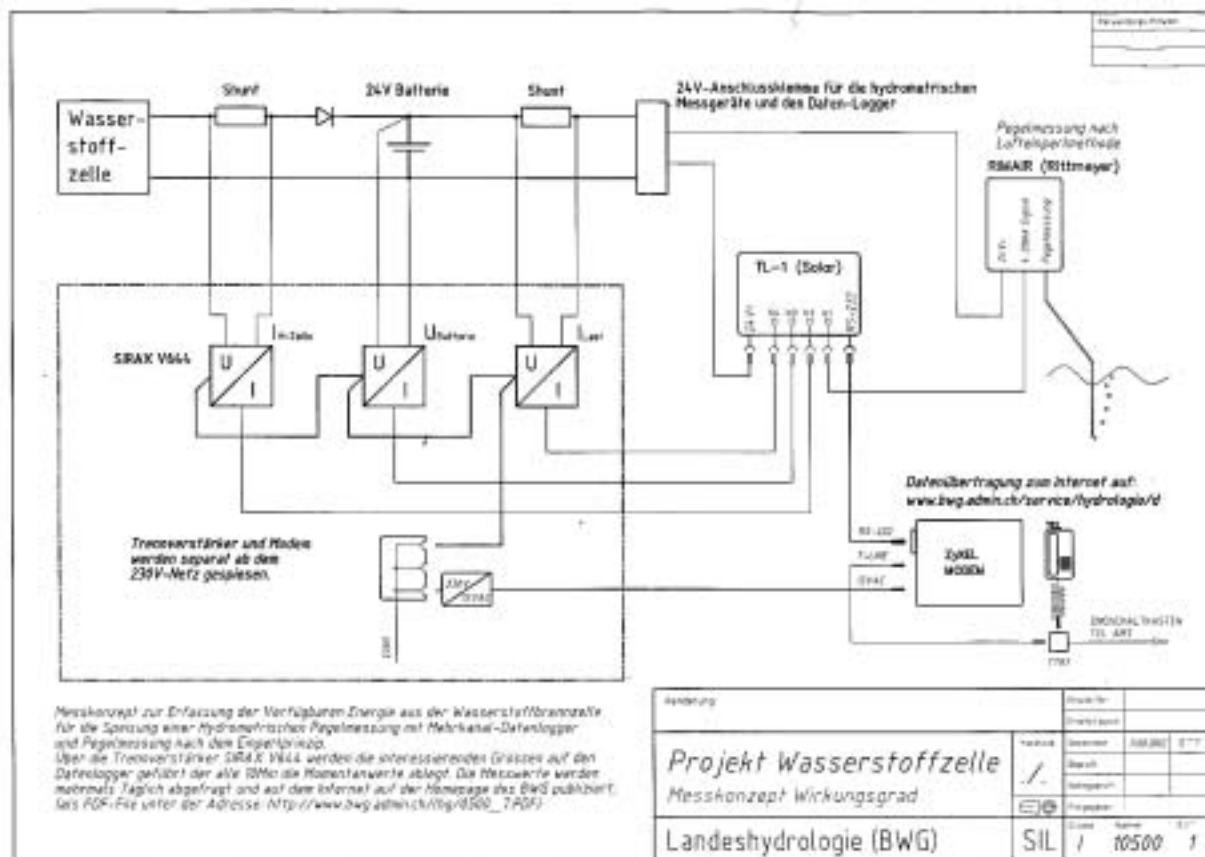
Die Datenerfassung des Systemmanagers TAROM erlaubt es, den Ladezustand der Batterie und damit die Qualität der Stromversorgung zu überwachen. Für weitere Auswertungen kann das XX-Gerät des BWG eingesetzt werden.

Zum Testen und Einüben des Systemmanagers wurden zwei Testanlagen aufgebaut und in Betrieb genommen. Eine davon ist die Demonstrationsanlage des Solarcenter Muntwyler in Zollikofen. Hier wird eine konventionelle solare Stromversorgung über einen TAROM-Systemmanager betrieben. Zum Vergleich ist ein konventioneller Laderegler von Steca parallel geschaltet. Dies erlaubt einen Vergleich mit einem wohlbekannten Gerät.



Die zweite Testanlage ist eine solar gespeiste Beleuchtung eines Bushäuschens vor dem Solarcenter Muntwyler in Zollikofen. Auch dies erlaubt eine einfache Überwachung und Erfassung der Systemdaten.

Der Aufbau der Testanlage im Labor des Bundesamtes für Landeshydrologie (BWG) verzögert sich. Die Brennstoffzelle funktionierte nicht wie gewünscht und musste zum Hersteller zurückgeschickt werden. Sie wird auf Ende Dezember zurück erwartet. Das Ziel ist es nun, den Versuchsaufbau ab Februar 2004 bereit zu haben. Dann wird die Testanlage installiert und der Testbetrieb aufgenommen. Seitens des BWG wurde der provisorische Systemaufbau definiert:



Bei der Auswahl wird darauf geachtet, dass wenn möglich die Anforderungen an die Brennstoffzelle und die Stromversorgung unterschiedlich sind. So können verschiedene Betriebsregimes getestet werden und daraus Erkenntnisse für weitere Anwendungen gewonnen werden.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die nationale Zusammenarbeit beschränkt sich aktuell auf die Zusammenarbeit mit dem BWG. Weiter wurde die Brennstoffzelle und die hybride Stromversorgung an der Elektronik-/ Elektrotechnik-Fachmesse Ineltec 2003 im September 2003 in Basel präsentiert. Verschiedene technische Fachzeitschriften nahmen das Thema auf und berichteten darüber.

An der Schulung „Autonome Stromversorgungen“ von Muntwylers Solar-Akademie am 26. September 2003 wurde die hybride Stromversorgung vorgestellt.

Es ist vorgesehen, dem Schweizer PV-Fachpublikum im März 2004 in Zürich den Stand des Projektes vorzustellen.

Die Zusammenarbeit mit den beiden ausländischen Lieferanten ist eng. An der deutschen Brennstoffzellen-Tagung im September wurde die Brennstoffzelle und die Betriebsführung mit dem TAROM-Regler einem Fachpublikum vorgestellt.

Im Rahmen einer Geschäftsreise in die USA wurde ein Kontakt mit einem grossen Elektrizitätswerk hergestellt, das Versuche mit Brennstoffzellen zur Speisung von Telekommunikationsanlagen macht. Die dort zum Test vorgesehene Brennstoffzelle hat wesentlich mehr Leistung (kW-Bereich) als das hier verwendete Modell.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die Evaluation der Brennstoffzelle deren Beschaffung war relativ aufwendig. Die Unsicherheit bezüglich Performance und Parameter der Brennstoffzelle sind recht hoch. Bei der Anwendung werden Brennstoffzellen auch nichttechnische Vorbehalte zu überwinden haben, wie wir in der Reaktion auf eine mögliche Wasserstoff-Brennstoffzelle feststellen mussten.

Die Zusammenarbeit mit dem BWG ist ein Glücksfall, sind doch eine Vielzahl gut definierter Standorte und Anwendungen vorhanden. Dazu ist die Expertise im Amt weit überdurchschnittlich. Wir hoffen auch, dass die Internet - Informationsplattform des BWG für die Präsentation aktueller Anlagendaten verwendet werden kann.

Der aktuelle Preis der Brennstoffzelle ist noch zu hoch. Unsicherheiten bestehen noch hinsichtlich „erlaubter Betriebsführung“, muss doch die Brennstoffzelle eine gewisse Betriebszeit aufweisen, damit die Membranen nicht austrocknen. Hier wollen wir im Jahre 2004 mehr Klarheit bekommen.

Ausblick 2004

Für 2004 sind geplant:

- Laborbetrieb und erster Systemaufbau
- Versuchsbetrieb im Labor mit Einbezug der Messsysteme
- Beschaffung weiterer Brennstoffzellen für den Feldversuch
- Beginn der Betriebs- und Messphase
- Kontakt mit anderen Versuchsinstituten, die hybride Stromversorgungen testen
- Fortsetzung der Informationsaktivitäten

Allgemeiner Ausblick

Brennstoffzellen im Kleinleistungsbereich sind eine Nischenanwendung mit Einbezug der Photovoltaik. Im vorliegenden System erwarten wir, dass die Photovoltaik kostengünstig ist, weil sie hilft, die Membrane der Brennstoffzelle länger zu betreiben. Dazu wird der Nachschubzyklus an Treibstoff verlängert, was ebenfalls Kosten spart. Die Brennstoffzelle ihrerseits erlaubt solare Stromversorgungen an Orten, die bisher nicht möglich waren.

Referenzen / Publikationen

- Muntwylers SolarHandbuch, 11. Auflage, S. 29 ff., Urs Muntwyler, Bezug: Solarcenter Muntwyler, Postfach 512, 3052 Zollikofen
- Kursunterlagen „Solahart-Schulungstag“, 21. März 2002, Bezug: Solarcenter Muntwyler
- Praxis mit Solarzellen, Urs Muntwyler, S. 79, 6. Auflage, Franzis-Verlag München
- PV Fuel Cell Hybrid Systems Possible Applications and Limits, Michael Müller/ Oliver Freitag/ Urs W. Muntwyler, Hybridkonferenz Kassel, September 2003

Annual Report 2003

Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire

Author and Co-Authors	Jochen Rasmussen / Sandra Stettler
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstr. 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 90 01 / 01 994 90 05
E-mail, Homepage	info@enecolo.ch / www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	47134 / 87254
Duration of the Project (from – to)	1st October 2002 to 31st September 2004

ABSTRACT

A new BIPV installation was concluded in October 2002 at the Würth Holding in Choire. The outstanding feature was the use of the synergies of new CIS BIPV modules. Those were special manufactured CIS modules, which had the task for producing energy and also to reduce the heat gain in the building by shading the skylights of the atrium. The goal was to get sufficient natural light and thus to save the energy for artificial light during the daytime. Hence a combined concept was applied. On half of the skylights a fully automated roller blind was installed and on the other half the CIS specialised modules. For achieving the semi-transparency the layer of the CIS modules were removed in 1 cm strips, getting a 50% light gain. As each skylight has different measures different types of BIPV modules had to be manufactured. In total three dimensions but all with the identical operation voltage were manufactured and connected in parallel. This is resulting in a calculated PV peak power of 3.9 kW, which is being fed on a TopClass 4000/6 inverter and then to the building grid.

The project will monitor the performance of the modules and the PV plant over a period of 2 years. It is the goal to get many experiences, positive as well negative, and results with these special CIS modules. And also the influence of the BIPV plant in the building behaviour.

In 2003, the performance of the PV-plant has been analysed. The actual monthly energy yield has been compared to estimated values based on solar irradiation. For the measured data, the performance matrix of the plant in dependency of temperature and irradiance was derived from the TISO analysis methods for outdoor measurements. First calculations show for the CIS Plant good results of power STC.

Furthermore we interviewed staffers of Würth Holding concerning her aesthetics impression of the semi-transparency modules. The reaction of respondent persons were mainly positive.

In 2004, investigations will be focused on performance measurements for individual modules. To detect all sorts of degradation, performance matrix will be compared.

Einleitung / Projektziele

Mit dem Neubau der Würth Holding in Chur wurde im Oktober 2002 eine Solarstromanlage realisiert. Die verwendeten Module basieren auf der neuartigen CIS-Technologie. Um die Anlage in das architektonisch anspruchsvolle Gebäude funktionell zu integrieren, wurden die Module semitransparent aufgebaut und dienen dadurch als Beschattungselemente für einen Teilbereich der Oberlichter des Atriums (siehe Abb. 1).



Abb. 1: Blick aus dem Atrium nach oben

Die verwendeten Spezialmodule von Würth Solar sind einzigartig und kombinieren drei interessante Ansätze. Zum einen die CIS Technologie, dann die Teiltransparenz zur Erhöhung der Tageslichtnutzung im Atrium und zum Dritten sind die Spezialmodule in drei unterschiedlichen Grössen hergestellt worden. Es gilt jetzt die Spezialmodule genau zu untersuchen und die Performance der Anlage zu überwachen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Gemäss Berechnung resultiert eine PV-Leistung von 3.7 kWp. Die Spezialmodule sind alle auf die gleiche Arbeitsspannung ausgelegt. Die Verschaltung erfolgt in zwei Klemmenkästen auf dem Dach. Eine DC-Sammelleitung ist über die Kabeleinführung in die darrunterliegende Unterverteilung zum Wechselrichter geführt. Die Einspeisung erfolgt auf die gezählte Seite der Würth GmbH. Im gleichen Raum ist auch der Datenlogger platziert.



Durch die Anordnung von Modulen und Storen über den Oberlichtern ergibt sich ein Schachbrettmuster (siehe Abb. 3).

Der Grundriss des Atriums ist leicht konisch, darum sind die einzelnen PV-Flächen nicht gleich breit (siehe dazu Abb. 3). Dieses Problem wurde dadurch gelöst, dass die Breite der Karos von ca. 3 bis 3.7 m mit Sondermodulen der Breiten 15, 30, 45 und 60 cm belegt wurde. Zudem gibt es für die unterschiedlichen Breiten der PV-Beschattungselemente 3 unterschiedliche Baulängen (998, 1550 und 1650 mm), um die diversen Oberlichtlängen zu bedienen.

Abb. 2: Blick über die Anlage

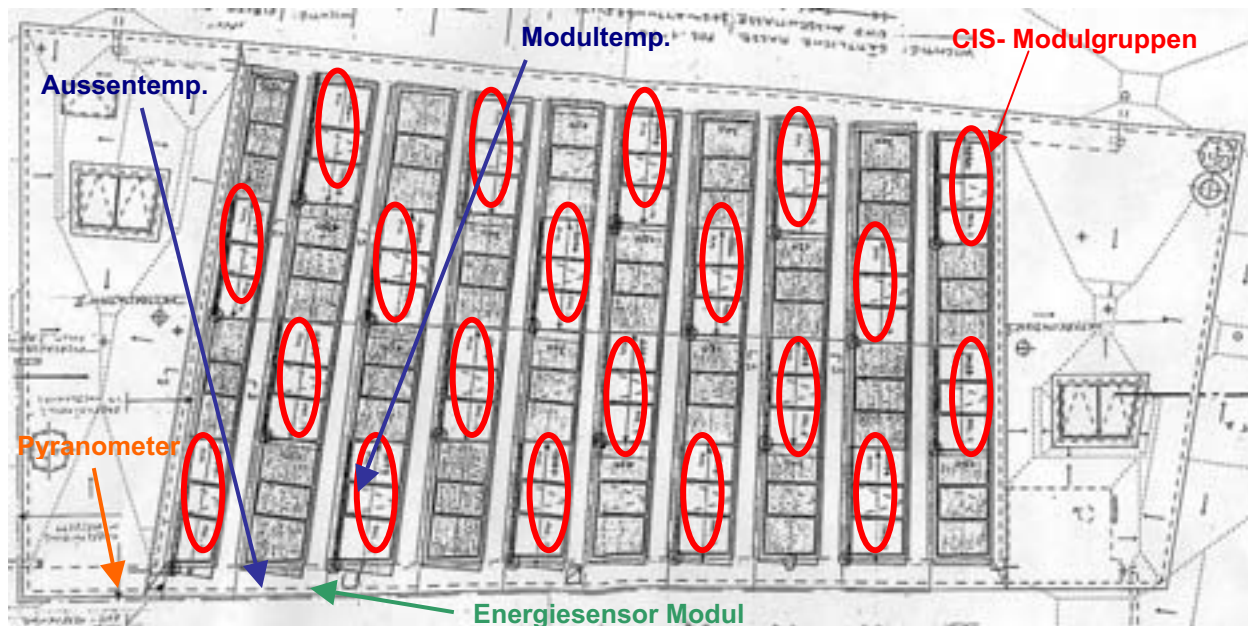


Abb. 3: Dachaufsicht mit Kennzeichnung der Modulgruppen und Messaufnehmer

Die Module wurden über insgesamt 10 Oberlichter montiert. Jede Oberlichtreihe besteht abwechselnd aus 2 Storenanlagen und PV-Beschattungselementen (jeweils 3 bis 3.7 m breit).

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Messdatenerfassung

Seit Installation der Messeinrichtung im November 2002 steht die Anlage unter Kontrolle. Bei Betriebsausfall wird eine SMS abgesetzt, die fast zeitgleich im Büro der Enecolo AG eingeht. Der Hauptteil der Messeinrichtung gilt allerdings der Aufnahme und Speicherung sämtlicher betriebsrelevanter Daten. Die Globalstrahlung wird in einem Winkel von 0 und 20° (Siehe Abb. 4) direkt an der Anlage gemessen.



Abb. 4: Globalstrahlungsmessung

Die DC-Spannungsmessung erfolgt an den DC-Klemmen im Wechselrichter. Der DC-Strom wird durch einen DC-Wandler (Abb. 5, rot) mit Hallsonde vor den DC-Klemmen gemessen.

AC-seitig wird der Strom nach den AC-Klemmen im Wechselrichter über einen entsprechenden Wandler (Abb. 5, gelb) gemessen.

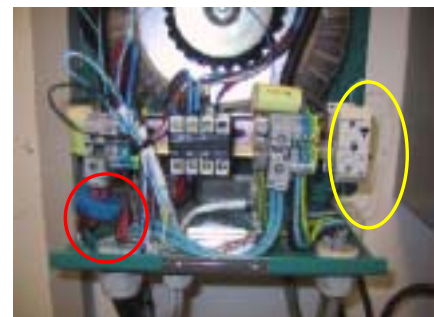


Abb. 5: DC- und AC-Strommessung im Wechselrichter



Abb. 6: Aktiv- Modultemperatur-fühler

Die Modultemperatur wird durch einen Fühler erfasst, der mit einem temperaturleitenden Kleber von unten an das Laminat geklebt wurde. Die Position des Laminats ist dem Übersichtsplan Abb. 3 zu entnehmen. Der Aussentemperaturfühler befindet sich in einem entsprechenden Gehäuse am AC-Kabelkanal, vor dem hinteren DC-Klemmenkasten



Abb. 7: AC-Klemmekasten

Die Energiemessung für ein einzelnes Modul erfolgt über einen DC-Energiezähler, der sich mit dem Shunt in einem eigenen Gehäuse befindet, das im hinteren Klemmenkasten (Abb. 7) abgelegt ist.

Die produzierte Energie der Anlage wird über die Einzelmesswerte von Strom und Spannung berechnet. Zusätzlich wird der Zählerimpuls des Energiezählers in der Unterverteilung abgetastet. Vergleiche haben ergeben, dass zwischen der errechneten Energieproduktion über AC-Strom und Spannungsmessung, und dem Energiezählerwert keine nennenswerte Abweichung entsteht – somit kein Messfehler vorliegt.

Die Daten werden im 15 Minutentakt als Mittelwert im DxGO-Datenlogger abgespeichert. Über eine Modemverbindung wird das Datenfile monatlich heruntergeladen. Die Daten werden anschliessend in Excel importiert, aufbereitet und ausgewertet.

Monatliche Datenauswertung

Die monatliche Datenauswertung führt zu einem Soll-Ist-Vergleich der Monatsproduktion als Ertragskontrolle. Erste Anhaltspunkte liefern dabei die prognostizierten Anlagenenerträge bei entsprechender Globalstrahlung aus dem PVSYST-Programm (siehe Abb. 8). Der Quotient der gemessenen Werte der Enecolo AG muss anschliessend den gleichen Wert liefern. Als Referenz zur gemessenen Globalstrahlung an der Anlage wird die Messung der MeteoSchweiz-Wetterstation Chur herangezogen. Liegt Schnee auf der Anlage, äussert sich das nicht nur im Ertrag, sondern auch durch die geringere, fehlerhafte Globalstrahlungsmessung an der Anlage. Denn im Gegensatz zum Pyranometer der Wetterstation Chur wird unsere Messeinrichtung nicht täglich von Schnee befreit. So erklärt sich die Abweichung in der Globalstrahlungsmessung im Januar und Februar 2003. Nach der monatlichen Ertragsauswertung produziert die Anlage erwartungsgemäss.

Ertragskontrolle PV-Anlage Würth, Chur

Prognose			Messwerte		Messwerte	
PVSYST			MeteoSchweiz		enecolo	
	Globalstrahlung [kWh/m ²]	Anlagenertrag [kWh]	Globalstrahlung Chur [kWh/m ²]	Globalstrahlung Würth [kWh/m ²]	Anlagenertrag [kWh]	Bemerkung
Jan 03	45.0	212	33.6	30.3	75.3	Schnee
Feb	61.9	260	69.7	62.7	166.8	Schnee
Mrz	102.0	387	117.0	117.7	457.4	
Apr	131.1	451	136.0	137.3	493.3	
Mai	159.0	515	152.4	155	527.4	
Jun	159.9	504	178.6	Datenverlust	604	
Jul	175.8	562	165.5	170.6	571.4	
Aug	147.9	496	167.9	169.2	559	
Sep	111.0	403	111.8	111.3	428	
Okt	78.1	314				
Nov	44.1	190				
Dez	33.8	159				

Abb. 8: Ertragskontrolle PV-Anlage Würth, Chur

Energy Rating

Die Performance-Berechnung der Anlage wird nach der „TISO-Methode“ durchgeführt. DC-Strom und Spannung, sowie Globalstrahlung und Modultemperatur bilden die Grundlage. Aus den aufgenommenen Daten wird eine komplexe Formel interpoliert. Mittels dieser Formel wird die Performance Matrix errechnet als Funktion von Einstrahlung und Modultemperatur. Aus der Matrix lässt sich anschliessend die Anlagenleistung unter STC bestimmen.

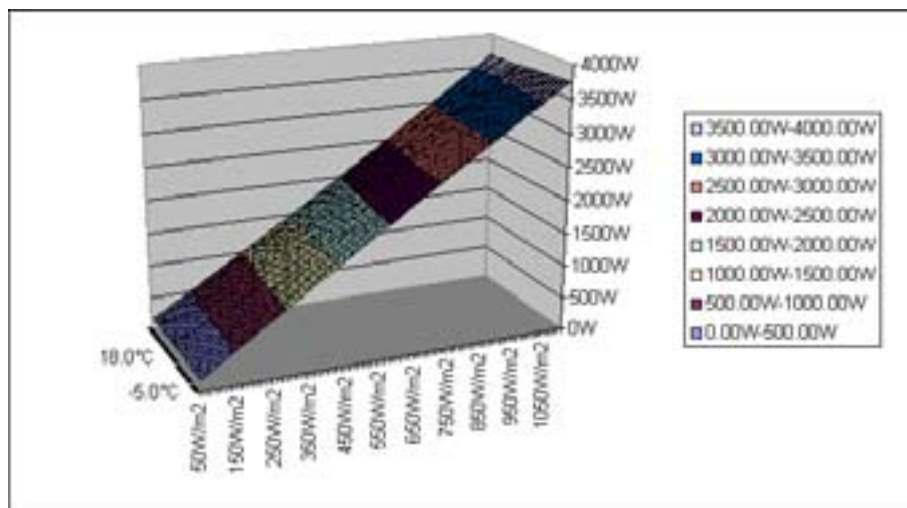


Abb. 9: Anlagenleistung als Funktion von Einstrahlung und Modultemperatur

Insgesamt wurde eine Nominalleistung von 3767 Watt installiert. Aus der Performance Matrix können wir bei 1000 W/m² und 25°C eine DC-Anlagenleistung von 3362 Watt entnehmen. Die Anlage liefert somit 89,3% der Nominalleistung unter Standard-Test-Bedingungen (derzeitige Unsicherheit 6,4%).

Dieses Ergebnis ist ausserordentlich gut, berücksichtigt man die darin enthaltenen Verluste durch Herstellerabweichung Nennleistung PV-Module (4-4,5%), Mismatching und DC-Verluste (3-4,5%) und MPP-Anpassungsfehler (1-1,5%).

Visuelle Kontrolle

Zweimal wurde eine Begehung durchgeführt um den Zustand der Anlage zu dokumentieren. Kontrolliert wurden mögliche Veränderungen an den Modulen wie z.B. Delamination oder farbliche Veränderungen. Zudem wurden die einzelnen Strangströme und Spannungen gemessen um sich von der einwandfreien Funktion der Anlage zu vergewissern. Dies ist die zwingende Voraussetzung für eine seriöse Auswertung.

Neben der eigentlichen PV-Anlage wird auch der Messaufbau einer visuellen Kontrolle unterzogen. Sind die Temperaturfühler in der vorgesehenen Position; ist die Ausrichtung der Pyranometer korrekt? Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren die an der Leistungsmessung beteiligt sind wird durch einen Vergleich zwischen dem aus den Messwerten errechneten Energieertrag und dem offiziellen Zählerwert kontrolliert. Die monatliche Abweichung muss unter 2% liegen.

Bei den visuellen Kontrollen zeigte sich die Anlage in einem makellosen Zustand. Leichte Schleier durch Regenwasserverschmutzung waren auf den Laminaten zu erkennen. Temperaturfühler und Pyranometer waren in vorgesehener Position.

Beschattungseinfluss

Anders als ursprünglich geplant, wurden nur die Oberlichter des Atriums mit Laminaten versehen. Von der Verkleidung der Fassade wurde abgesehen. Der Einfluss der Lamine auf die Beleuchtungssituation durch Tageslicht ist entsprechend gering.

Ausgehend von 100% bei unbeschatteten Oberlichtern des Atriums wird 25% des einfallenden Tageslichts durch die Streifung der CIS-Module aufgehalten. Durch die motorische Storenanlage kann zudem der Lichteinfall von oben auf 25% reduziert werden. Da die raumoffenen Stockwerke über eine rundum Glasfassade verfügen, ist der Beschattungseinfluss der CIS-Module auf den Energiehaushalt (Kühlung) praktisch nicht nachweisbar.

Befragung

Um die Akzeptanz der Solarstromanlage bei den Büroangestellten der Würth zu erforschen wurde eine Befragung durchgeführt. Demnach sind alle Mitarbeiter über das Bestehen einer Solarstromanlage auf dem Dach des Gebäudes informiert worden. Dass die Anlage auch aus dem Gebäudeinneren sichtbar ist, war allerdings den wenigsten bewusst. Wurden die Mitarbeiter auf die gestreiften Module aufmerksam gemacht, beurteilten sie diese zumeist als elegante Form der Integration.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die nationale Zusammenarbeit fand zwischen der Firma Kottmann Energie AG und der Enecolo AG während der Planungs- und Installationsphase der Messapparaturen statt. Im Rahmen der Messwertaufnahme und Auswertung arbeitet die Enecolo mit der Würth Holding zusammen, die eine Zertifizierung der bestehenden Anlage anstrebt. Dazu sind Nachweise über die Produktion erforderlich, die durch die Messung der Enecolo AG generiert werden.

International wird das Projekt, insbesondere die Auswertung, mit der Firma Würth GmbH, Deutschland koordiniert. Würth Solar GmbH produzierte auch die CIS-Spezialmodule und war für das BIPV-Design verantwortlich.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Nach einem verzögerten Messbeginn im 2002, wurden ab 2003 regelmässig Daten heruntergeladen und ausgewertet. Ein Programmierfehler in der Faktorisierung des AC-Stromwandlers konnte erkannt und behoben werden. Die aufgenommenen Daten wurden im Nachhinein entsprechend korrigiert. Durch das überfüllen des Ringspeichers im Logger wurden Teile des Juni-Datensatzes überschrieben und gingen verloren (siehe dazu Abb. 8). Im Gegensatz zur Globalstrahlung konnte die Energieproduktion über den kumulierten Zählerimpuls des Energiezählers ermittelt werden.

Für die Erstellung der Performance-Matrix sind kleinere Datenverluste wie dieser nicht von grosser Bedeutung, da die Matrix auf die Messung von möglichst unterschiedlichen Kombinationen von Einstrahlung, Temperatur und Leistung angewiesen ist. Je mehr Varianten aufgenommen werden, desto kleiner wird der Fehler bei der Berechnung der Matrix – derzeit liegt er bei 6,5%.

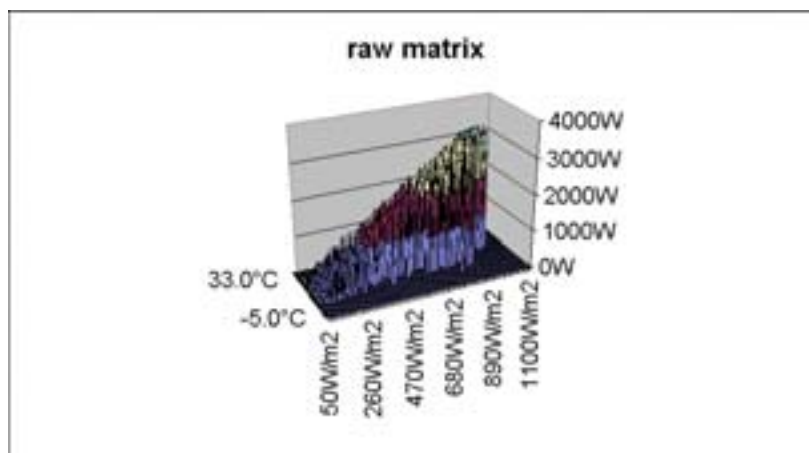


Abb. 10: Rohdaten-Matrix der bisher aufgenommenen Messdaten

Mit der Verarbeitung weiterer, neuer Messpunkte im Jahr 2004 wird sich dieser Fehler noch verkleinern lassen.

Bei den visuellen Kontrollen wies die Anlage keine optischen Veränderungen auf. Die einzelnen Stränge wurden kontrolliert und waren fehlerlos. Auch im nächsten Jahr ist ein Kontrollgang vorgesehen.

Anders als ursprünglich gedacht, ist der Einfluss der semitransparenten Module auf den Kühlaufwand des Hauses messtechnisch nicht zu erfassen. Der flächenmässige Anteil bezogen auf die vollverglasten Fassaden ist zu gering.

Die Befragung der Mitarbeiter hat die Akzeptanz der Solarstromanlage klar gezeigt. Im Gegensatz zu manch anderen Unternehmungen waren bei der Würth Holding alle befragten Personen über die Existenz einer Solarstromanlage auf dem Dach des Gebäudes informiert worden.

Referenzen / Publikationen

Daniel Ruoss: Annual Report 2002, Monitoring of the CIS BIPV plant Würth in Choire, 2002.

Annual Report 2003

PV St.Moritz Corvigliabahn Piz Nair

Author and Co-Authors	W. Maag; S. Leu
Institution / Company	SunTechnics Fabrisolar AG
Address	Untere Heslibachstr. 39 8700 Küsnacht
Telephone, Fax	+41 (1) 914 28 80 +41 (1) 914 28 88
E-mail, Homepage	info@suntechnics.ch , www.suntechnics.de/ch/unternehmen_1ak.htm
Project- / Contract Number	45674 / 85734
Duration of the Project (from – to)	Dec. 2002 - Sept. 2004

ABSTRACT

Photovoltaic systems on alpine sites above 2000m can produce, depending on the topological situation, significantly more power than anticipated. Reasons are the Albedoeffects (reflected light in addition to the direct sunlight) and portions of diffuse light. When sizing such installations this wishful increase input power has to be taken in account. In order not to lose valuable energy due to power limitations sufficient oversizing of the inverter is needed.

Both installations, Corviglia and Piz Nair (3050 m) can profit from Albedoeffects, especially in winter and early spring months. The main goal of the two projects Corviglia (17.8 kWp) and Piz Nair (13.53 kWp) is to gain more information on the Albedoeffects under alpine conditions. The results will be of high value for the development of new projects. Both installations will become eyecatchers for tourists of the famous St.Moritz area. Especially the Piz Nair façade fascinates thanks to the perfect integration of PV into modern architecture.

In May/June 2003 a further PV-System was installed on the south oriented façade of the lower Piz Nair-Station. Nominal power 9.7 kWp. Also this installation profits in the winter months from additional sunpower reflected by the opposite slopes. Beginning of March 2003 irradiation values of up to 1.4 kW/m² were measured on the vertical plane of the south façade. Therefore it will be of interest to compare the results with those of the other installations.

Einleitung / Projektziele

Bei photovoltaischen Anlagen an alpinen Standorten über 2000 m.ü.M. muss je nach den topographischen Randbedingungen mit beträchtlichen Albedoeffekten gerechnet werden, denen bei der Auslegung einer Solaranlage Rechnung zu tragen ist.

Beide Anlagen, Corvigliabahn (ca. 2300 m.ü.M.) und Piz Nair (3050 m.ü.M.) dürften speziell in den Winter- und Frühlingsmonaten aussergewöhnliche Erträge erbringen, deren Auswertung wichtige Erkenntnisse für die Planung ähnlicher Projekte bringen werden.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Corvigliabahn

Entlang der Bahnstrecke der Corviglia-Standseilbahn ist an zwei Teilstücken von 336m und 42m Länge eine photovoltaische Solaranlage von 17.82 kWp erstellt worden. 162 Standardsolarmodule des Typs SM110 von Siemens/Shell wurden mittels speziellen Halteklammern so in das Gelände neben der Treppe integriert, dass der obere Handlauf frei bleibt und genügend Freiraum für die Schneeräumung sichergestellt wird. Die Montage erfolgte ohne jegliche Bohrungen am Bahnkörper, Korrosionen werden auf Grund der gewählten Materialien ausgeschlossen. Die Solarmodule wurden nur an den Abschnitten angebracht, wo keine Behinderungen für die Schneeräumung zu befürchten sind. Wo das Bahntrasse weniger als 2m über dem Boden verläuft, schützen massive Trapezblech-Abdeckungen die Solarpanelrückseite vor Schneedruck. Auch diese Abdeckbleche wurden so konzipiert, dass sie ohne Bohrungen fixiert werden konnten.

Die Panele sind unten von der Senkrechten lediglich 3 Grad nach vorne geneigt. Das Profil der Treppe bleibt so unangetastet, was einer Auflage des Amts für Verkehr entspricht. Speziell in den Wintermonaten dürfte der steile Anstellwinkel keine grosse Behinderung darstellen, kann doch so neben der Direktstrahlung auch die vom Schnee reflektierte Strahlung (Albedoeffekt) optimal ausgenutzt werden.

Von früheren Untersuchungen, z.B. am Titlis, weiss man, dass der Albedoeffekt und zusätzliche Diffusstrahlung durch Quellwolken zu beträchtlichen Leistungsüberhöhungen führen können. So werden an der Mittelstation der Titlisbahn auf gleicher Höhe wie die Corvigliaanlage im Mai regelmässig Kurzzeitstrahlungen bis 1600 W/m² an der senkrechten Wand registriert.[1]

Mit einer nominellen Leistung von 17.82 kWp darf daher – Wechselrichterwirkungsgrad und Kabelverluste eingerechnet – zeitweise mit Einspeiseleistungen von weit über 20 kW gerechnet werden. Durch den Einsatz des Solarmax30 Wechselrichters mit einer Nennleistung von 30 kW wird diesem Umstand Rechnung getragen. Die Einspeisung erfolgt über die ehemalige Pumpstation Muntanella via Corviglia direkt in das Versorgungsnetz der Bahnanlage. Ganz besonderes Gewicht wurde auf einen perfekten Blitzschutz der Anlage gelegt. Sowohl gleichstrom- wie auch wechselstromseitig kommen ausgewählte Dehnguard-Schutzelemente zum Einsatz, die über eine Signalleitung fernüberwacht werden. Die Fernüberwachung mittels „Maxtalk“ und die Leistungsfernüberwachung sind vorbereitet und können im Rahmen des Gesamtprojektes aktiviert werden.

Im Umfeld der Corvigliabahn und des weltberühmten Skigebiets dürfte der Anlage eine aussergewöhnliche Publizität zukommen und auch dem Kurort St. Moritz mit der Sonne im Logo zu einer zusätzlichen Attraktivität verhelfen.



Bild 1: Anlage entlang der Corvigliabahn



Bild 2: PV Module entlang des Geländers hinter der Sicherheitstreppe

Solarzellen-Verschaltung

Mit der Anordnung der Solarmodule entlang des Geländers hinter der Sicherheitstreppe ergibt sich mit jedem Durchfahren einer Wagenkomposition (mit Anhänger rund 25m) eine Beschattung der dahinterliegenden Panelgruppen. Es war deshalb wichtig, die Anlage in möglichst langgestreckte Stränge aufzuteilen und zwar in mechanischer wie auch elektrischer Hinsicht. Insgesamt sind oberhalb des Tunnels 4 Stränge mit je 36 in Serie geschaltene 12V-Modulen (typ. Leerlaufspannung 780V) vorhanden, unterhalb des Tunnels 4 Stränge mit 18 baugleichen 24V-Modulen. Pro Trägerelement der Bahn (vorgespannter Beton) von je 14m Länge können jeweils 6 Module platziert werden.

Ein Strang umfasst somit 84m beziehungsweise 42m. Alle 5 Stränge sind in einem Feldverteilerkasten zusammengeführt und können mit Leistungsschalter separat aufgeschaltet werden. Dehnguard-Überspannungsableiter schützen die zur Pumpstation abgehende DC-Leitung (ca. 120m) vor induzierten Spannungen. Selbstverständlich wurde auch auf einen perfekten Potentialausgleich geachtet, der Bahnkörper und Treppe einschliesst. In der Pumpstation wird die eingehende DC-Leitung über einen Lasttrenner galvanisch getrennt. Parallel wurden identische, überwachbare Überspannungsableiter eingebaut.

Technische Daten

Panele	144 Shell SM110/12V 18 Shell SM110/24V
Totale Leistung	17.82 kWp
Totale Panelfläche	139 m ²
Totale Zellenfläche	116 m ²
Leerlaufspannung (25° C)	780V
Überspannungsableiter (je von +/- gegen Erde)	DGT600FM
Typ. MPP Arbeitsspannung	600V
Wechselrichter	Solarmax30 mit Maxtalk

Piz Nair

Die photovoltaische Anlage auf dem Piz Nair bringt die Solartechnik ins Bewusstsein jedes Besuchers dieses berühmten Wahrzeichens von St.Moritz. Auf 3050 m.ü.M. dürfte sie in dieser Grösse die höchstgelegene PV-Anlage in ganz Europa darstellen. Mit 104 massgeschneiderten Laminaten mit 8mm Glasstärke und Flächen von 0.4 bis 2m², die mittels speziellen Halterungen auf der gesamten nach Süden gerichteten Fassade verschraubt worden sind, ergibt sich eine Nennleistung von 13.5 kWp.

Hergestellt von der Firma Creaglas mit polykristallinen Zellen von Shell-Solar verhelfen diese Lamine dem Gebäude und der Einfahrhalle der Luftseilbahn zu einer einmaligen architektonischen Aussage. Von jedem Blickpunkt auf der vorgelagerten Terrasse addiert sich für den Betrachter das Spiegelbild des Himmels zum Wasserblau der Zellenfront. Durch die Bewegung der Wolken entsteht in der Fassade eine gewollte und eindruckliche Dynamik.

Auch beim Piz Nair darf dank des Albedoeffekts und zusätzlicher Diffusstrahlung, unterstützt durch die tiefen Aussentemperaturen, mit ausserordentlichen Erträgen gerechnet werden. Dies wird sich – wie bei der Corvigliabahnanlage – hauptsächlich in den Wintermonaten manifestieren.

Die Einspeisung ins Netz erfolgt bei dieser Anlage über 6 modernste Wechselrichter des Typs IG30 der Firma Fronius. Diese Geräte kommen dank ihres breiten Eingangsspannungsbereichs den unterschiedlichsten Panelspannungen aus den verschiedenen Fassadenbereichen entgegen.

Während das aluminiumverschaltete Gebäude den Charakter eines Faradaykäfig aufweist, befinden sich die Solarlamine ausserhalb dieser Abschirmung. Bei der rückseitigen Verkabelung wurde deshalb auf perfekte EMC-mässige Kabelführung geachtet, sodass Direkteinwirkungen durch Blitzschläge, verbunden mit effektiven Überspannungsableitern, auf ein Minimum reduziert werden können. Wechselstromseitig sind ebenfalls überdimensionierte Transientenableiter eingebaut worden, stellt doch der vorhandene 400kVA Transformator eine latente Gefahr bei einer ausserprogrammierten Abschaltung dar.

Solargeneratoren

Insgesamt sind 104 Module in Laminatform mittels speziellen gummigepufferten Schraubbefestigungen auf senkrecht an der Unterfassade montierte U-Schienen verankert worden. Je nach Modulgröße sind bis zu sieben Befestigungslöcher vorhanden. Alle Gläser sind sekurisiert und einem zusätzlichen Wärmeschock unterworfen worden. Sämtliche Anschlüsse sind mittels Multicontactsteckern und Radoxsolarkabel konfektioniert. Die polykristallinen Zellen von Shell-Solar sind in der Ispra-zertifizierten Technologie von Creaglas zwischen Glas, EVA und antrazithfarbigem Tedlar-Mylar-Tedlar einlamiert. Besonderes Augenmerk kommt dabei einer absolut „perfekten“ Randversiegelung zu. Die elektrische Verschaltung unterteilt die Fassade in einen vorderen „Bahnteil“ und einen hinteren „Restaurantteil“. Die Dachschräge von 19 beziehungsweise 17° machte es notwendig, dass die am Dachabschluss montierten Module unterschiedliche Anzahl Zellen aufweisen. Trotzdem gelang es, parallele Stränge mit annähernd gleichen Zellenzahlen auszuscheiden. Wie oben erwähnt, wurde bei der Verkabelung strickte darauf geachtet, dass sich keine offenen Schleifen bilden, in welche ein Blitz gefährliche Spannungen induzieren könnte.



Bild 3: PV Fassade 'Piz Nair'



Bild 4: Ausschnitt PV Fassade

Wechselrichter

Es wurden für alle 6 Teilanlagen die gleichen Wechselrichter IG30 von Fronius eingesetzt. Dies, obwohl die Gesamtleistung pro Einheit auf der Hausseite kleiner ist als bei der Einfahrthalle. Je 2 Geräte sind auf die drei Phasen verteilt. Als Transientenschutz sind gleichstromseitig Dehnguardableiter von Plus und Minus auf Erde eingebaut. Die Systeme sind „floating“. Im gemeinsamen Anschlusskasten auf der Wechselstromseite sind pro Wechselrichter je ein Schaltschütz sowie 4 Überspannungsableiter DGT275 eingebaut.

Alle Wechselrichter sind bereits mit Kommunikationssteckkarten ausgerüstet. Auch die Datenerfassung für Aussentemperatur, Paneltemperatur und Einstrahlung ist vorbereitet und kann jederzeit über einen Datenlogger und Modem fernabgefragt werden.

Technische Daten

Solargeneratoren	104 Lamine, rechteckig oder trapezförmig
Totale Leistung	13.53 kWp
Totale Panelfläche	120m ²
Totale Zellenfläche	96m ²
Aufteilung in 6 Teilanlagen mit MPP-Spannungen von 220-285V	
6 Wechselrichter Fronius IG30, 3kW/230Vac	

Piz Nair Talstation

Beeindruckt durch die positive Akzeptanz der Piz Nair Berganlage wurde durch die Trägerschaft Clean Energy im Frühsommer 2003 beschlossen, an der Südfassade der unteren Piz Nair Station eine weitere PV-Anlage zu errichten. Gemessene Mittagseinstrahlungswerte von gut 1.4 kW an der senkrechten Fassade im März 2003 liessen vermuten, dass die Albedo-Beiträge hier noch höher ausfallen könnten, als bei der Gipfelstation. 89 Lamine mit einer Gesamtfläche von 92 m² weisen eine Gesamtleistung von 9.7kWp auf. Bei dieser Anlage kommen polykristalline, sog. MAIN-Zellen von Schott Solar mit einem uniformen, dunkelblauen Erscheinungsbild zum Einsatz. Im übrigen entsprechen die Lamine von Creaglas jenen auf der Gipfelstation. Auch die bewährte Befestigungstechnik konnte ohne Änderung übernommen werden.

Noch mehr als oben kommt hier für den Betrachter die Einbettung der Anlage in die Umgebung zum Tragen: Die Photovoltaik wird zu einem Teil der Architektur.

Für die Umsetzung der Energie wurden 4 Wechselrichter des Typs IG 30 der Firma Fronius (wie bei der oberen Anlage) eingesetzt. Selbstverständlich sorgt auch hier eine EMC-gerechte Verkabelung unter den ungerahmten Laminen für eine minimale Beeinflussung bei atmosphärischen Entladungen. Gleich- und wechselstromseitige Überspannungsableiter tragen das ihre zu einer hohen Betriebssicherheit der Anlage bei.

Technische Daten

Solargeneratoren	89 Lamine, rechteckig oder trapezförmig
Totale Leistung	9.7 kWp
Totale Panelfläche	92 m ²
Totale Zellenfläche	74 m ²
DC-Nennleistung der WR	12 kW
MPP-Arbeitsspannung	200 250V
Ausrichtung der Fassade	-8° nach Süd-Ost



Bilder 5 und 6: Talstation der Piz Nair Seilbahn

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Seit Sommer 2003 sind alle Anlagen in Betrieb und durch die vorgesetzten Stellen technisch abgenommen. Trotz einigen zum Teil heftigen Gewittern, die sogar zur Abschaltung des Transformators auf Piz Nair geführt haben, verlief der Betrieb störungsfrei. Messresultate aller Anlagen werden erst ab Juli 2004 (12 Monate) vorliegen. Die bisherigen Ergebnisse decken sich mit den Erwartungen.

Referenzen / Publikationen

- [1] W. Brack, D. Wullemin, W. Durisch
Albedomessungen und Systemuntersuchungen an der netzgekoppelten Anlage auf dem Titlis.
BEW-Projekt EF-REN(88)026
2.Auflage August 1994

Annual Report 2003

PV-Obelisk

Information system in the public sector

Author and co-authors	Daniel Ruoss / Werner Zemp
Institution / company	Enecolo AG / Zemp+Partner Design
Address	Lindhofstr. 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 90 01 / 01 994 90 05
E-mail, homepage	info@enecolo.ch / www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	45574 / 85634
Duration of the Project (from – to)	1 st June 2002 to 1 st June 2003

ABSTRACT

A power supply with photovoltaic (PV) for non-building structures is known for parking ticket machines, emergency signals and others. Today several products are available but many lack an overall design and well thought concept incorporating PV and the application and the aesthetics. The innovative approach of this project 'PV-Obelisk' is the combination of PV in an aesthetic way with a multi-functional pillar made of natural stone. PV serves as power supply and as design element to influence users in a positive way.

A first prototype was build to give a first impression of the concept. The company Hess Naturstein AG constructed the 1:1 model without electrical consumers. This Obelisk gave suitable and precious inputs and insights for the further development. Then prototype 1 was ready in November 2002 and incorporated three LCD-displays, which could be activated directly via SMS with commercials or other information. This function independent of the location and time was an important goal and enhances the universality. We received mostly positive reactions for the design and the concept from the industry and the public sector. Over a period of 6 months the PV-Obelisk was tested at the Migros in Volketswil and presented to the interested parties. Based on an intensive survey, one of the results showed that the cost-use-factor was not market acceptable.

In July 2003 the second prototype was constructed. From the market survey a optimised consumer configuration was planned, to guarantee a maximal user ratio. The test operation in front of the highway restaurant Heidiland confirmed the market analyses and delivered the expected results. The product proved its technical reliability and showed a high user factor. Because of the high overall energy consumption it was only possible to apply PV as a part energy supply. Different compromises had to be taken in technical and aesthetic aspects, for the sake of a market acceptable product. After this P&D project the type 2 will be introduced in the market. For the year 2005 a production of 10 pieces is feasible and for the coming years we calculated 10 per year too.

The PV-Obelisk can be apply as a whole concept for non building structure in the public area. Bench, info terminal to water fountain system can be covered. The industry is asking for eye catcher to get a message easily over to the consumers, but these are often a 'thorn' in the eye of the public sector. It is important to work closely with the public sector from the beginning. One has to consider the need of the urban planners and come up with overall solutions and not only with one specific product.

Thanks to a very engaged co-operation and good participation of all parties the project could be successfully finished according to the goals. In 2004 the PV-Obelisk will be introduced in the market und will carry out promotion for PV too.

Einleitung / Projektziele

Das Konzept der Energieversorgung durch Photovoltaik (PV) für Strukturen im öffentlichen Raum ist bekannt und wird in einigen Anwendungen (Parkscheinautomat, Bushaltestellen und Ersatzsignalisation) bereits eingesetzt. In Deutschland sind auf dem Markt verschiedene Produkte erhältlich, die aber häufig fehlende Gesamtgestaltung oder kein fertig durchdachtes Konzept aufweisen. Nicht selten wurden verschiedene Komponenten (PV, Automat für Ticket und Konstruktion) einfach mechanisch zusammengebaut und die Gestaltung des Produktes wurde nicht in Betracht gezogen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Im Projektteam sind alle wichtigen Parteien, wie Produkte-Designer, PV-Fachmann, Naturstein- und Metallbauer und Fachmann für Produkte im öffentlichen Raum vertreten.

Das innovative Element des PV-Obeliskens ist die ästhetische Kombination von PV mit einer multifunktionalen Säule. PV soll als Energieversorgung und Designelement dienen und somit gut sichtbar sein. Er soll durch sein ästhetisches Design und seinen universellen Einsatz in stark frequentierten Plätzen überzeugen. Damit ermöglicht er auch der PV sich prominent ins Bild zu rücken.

Folgende Vorteile resultieren:

- Funktionelles, ausbaubares und universell einsetzbares Systemkonzept.
- Eigenständig und unverwechselbar => ikonenhaftes Gestaltungselement (formal prägnantes und durchgängiges Erscheinungsbild).
- Netzautonomer (mit PV als Energieversorgung) Obelisk, welcher universell an diversen Orten aufgestellt werden kann.
- Naturstein ist ein ökologisch sinnvolles Baumaterial, dass in verschiedenen Farben und Oberflächen erhältlich ist. Es können auch regionale Steine (mit Hinblick auf den Ausstellungsort) eingesetzt werden. Durch eine einfache Vorbehandlung ist der Naturstein gegen Sprayereien gut geschützt.

Die Idee ‚PV-Obelisk‘ soll im Rahmen dieses P&D-Projektes bis zum Markteintritt verfolgt werden. Das Ziel ist eine Reihe von Produkten mit dem durchgehenden Knick-Design dem öffentlichen Bereich anbieten zu können. Einige Beispiele wurden in der Anfangsdesignphase ausgearbeitet.



Bild 1: Brunnen



Bild 2: Orientierungselement



Bild 3: Infoterminal

Mit den ersten Prototypen sollte im Rahmen des P&D-Projektes der Markt abgeklärt und vorbereitet werden. Zudem ist die technische Zuverlässigkeit zu garantieren und die Kosten zu optimieren.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Das Projekt wurde in zwei Arbeitsschritte aufgeteilt. In der ersten Projektphase wurde der Marktbedarf für ein solches Produkt untersucht. Diese Untersuchung beinhaltete eine Potentialabschätzung, Definition möglicher Anwendungsgebiete und des Kundensegmentes (Markteinsatz). Basierend auf den Anforderungen der Anwendungsgebiete wurde in einem nächsten Schritt die Technik spezifiziert und entwickelt. Dabei war es wichtig Punkte wie, Vandalismus, Diebstahl und Aussentauglichkeit von Verbrauchern zu beachten. In einem parallelen Schritt wurde durch das Designbüro Zemp+Partner eine Design- und Konzeptstudie erarbeitet. Der erste Meilenstein wurde am 1. Oktober 2002 erreicht.

In einer zweiten Phase wurde der erste Prototyp im Markt getestet. Basierend auf der Auswertung und den erzielten Erfahrungen ist ein zweiter Typ entwickelt und gebaut worden. Dieser wurde auch wieder im Markt präsentiert und die Rückmeldungen wurden analysiert. Dies hatte einen wichtigen Einfluss in die Entwicklung des definitiven Produktes.

Prototyp 1

Das Design wurde wegen den Resultaten aus der Marktabklärung stark vereinfacht. Der markante Knick im unteren Bereich, welcher auch als Orientierungselement dienen sollte, wurde für den ersten Prototypen nicht weiter verfolgt.

Auf drei Seiten sind die LCD-Anzeigen platziert. Eine Serviceöffnung für die Anzeige befindet sich auf der Rückseite im oberen Bereich. Die Batterie ist hochkant auf einem rollbaren Untersatz im unteren Drittel untergebracht und über eine abschraubbare Platte auf der Rückseite zugänglich.

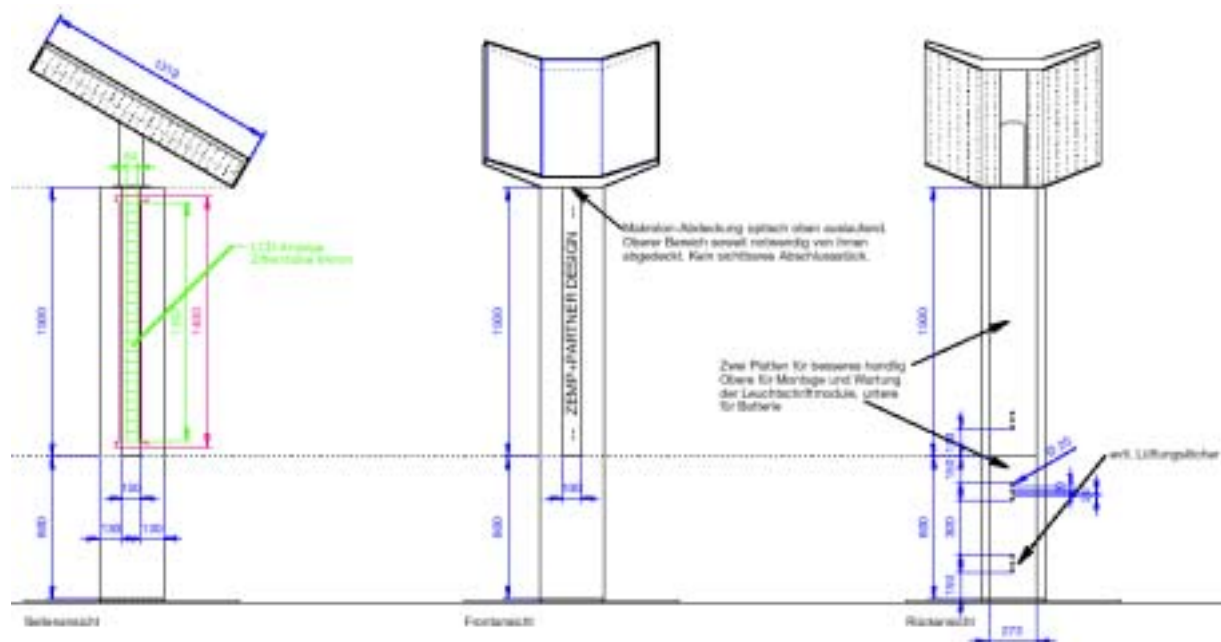


Bild 4: Konstruktionszeichnungen Prototyp 1

Die Konstruktion für den ersten Prototypen (gerader PV-Obelisk) erfolgte in zwei Etappen. Im ersten Schritt wurde ein Innengerüst verschweisst. An diesem wurde zuerst die Anzeige montiert und dann die Natursteinplatten.

Auf der Rückseite wurde über die gesamte Länge eine Natursteinplatte am Metallgerüst verschraubt, aber so, dass sie mit einem Spezialwerkzeug wieder demontiert werden kann.



Bild 5: Innengerüst mit Anzeige



Bild 6: Ansicht hinten mit Batterie und Elektronik

Der erste Prototyp wurde innerhalb von drei Wochen konstruiert und im Rahmen der ‚Designmeile‘ vor dem Technopark in Zürich aufgestellt. Infolge Umbauarbeiten konnte dieser erste Testplatz nur für eine Woche genutzt werden. Ein neuer Standort wurde beim Migros Altstetten, Zürich gefunden. An diesem Standort konnte der PV-Obelisk optimal ausgetestet werden.



Bild 7: Transport PV-Obelisk Typ 1 nach Volketswil

Die Rückmeldungen bei einer Befragung mit 30 Personen waren mehrheitlich positiv. Die Grundidee der Verbindung von Photovoltaik als Energieversorgung und Gestaltungselement fand sehr guten Anklang. Insbesondere das Design der Säule wurde als Pluspunkt bewertet. Das Interesse an diesem eher ungewöhnlichen Einsatz von Solarzellen war gross. Die Mehrheit der befragten Personen wollte genau über die Funktion des Sonnensegels aufgeklärt werden.

Der Zweck der Säule (Informationsvermittlung) wurde von der Mehrheit der Leute erkannt. Auffallend oft wurde jedoch die Lesbarkeit der Laufschrift bemängelt. Hier sind sicher noch Verbesserungen notwendig.

Entgegen den Befürchtungen, dass an einem so stark frequentierten Platz mit Vandalismus gerechnet werden muss, konnten keine menschliche Einwirkungen am Obelisk festgestellt werden. Eine mögliche Erklärung wäre, dass dieses Einkaufszentrum am Abend und in der Nacht praktisch menschenleer ist. Abgesehen von „natürlichen Einflüssen“ (Blütenstaub sowie Vogeldreck) und einem gelben Filzstiftstrich auf dem Naturstein (abwaschbar) konnten keine Anzeichen von Vandalismus ausgemacht werden. Alle elektrischen Komponenten funktionierten während des Testbetriebes immer einwandfrei.

Der Prototyp 1 stellte einen Kompromiss, zwischen einer einfacheren Konstruktion und der Informationsvermittlung, dar. Dank der geraden Säule konnte der Bau schnell ausgeführt werden. Das Design wurde von allen Parteien und Besuchern als sehr gut eingestuft. Häufige Kritik resultierte bei der LCD-Laufschrift (von unten nach oben – Buchstabenausrichtung horizontal), welche nicht sehr praktisch zu lesen ist.

Neutral beurteilt resultiert für den Typ 1, dass der Kosten-Nutzen-Aufwand nicht in einem akzeptablen Verhältnis liegt. Der Nutzen ist über die Laufschrift bescheiden und die Kosten liegen doch bei rund CHF 30'000. Darum wird das Modell im Projektteam nicht weiter verfolgt, kann aber bei Interesse als Kundenanfertigung realisiert werden.

Prototyp 2

Nach den Erfahrungen mit dem ersten Prototypen und dem schlechten Kosten-Nutzen-Faktor wurde die ursprüngliche Idee wieder bearbeitet. Für die Konstruktion erwies sich der Knick als sehr anspruchsvoll. In der Benutzerfreundlichkeit konnten aber optimal Synergien genutzt werden, zum Beispiel die Anordnung der Tastatur.

Die Resultate aus den Marktabklärungen und der Auswertung vom Typ 1 zeigten klar, dass ein universelles Terminal gefordert wird. Hierzu sind schon einige Produkte in der Schweiz auf dem Markt. Das Projektteam hat darum die Zusammenarbeit mit dem Schweizer-Marktführer gesucht. Die Firma AllMedia Company weist eine sehr grosse Markterfahrung in der Schweiz und dem nahen Ausland auf.

In den verschiedenen Treffen wurde der PV-Obelisk Typ 2 definiert. Eine optimale Konfiguration eines Infoterminals sieht wie folgt aus:

Ein 18" Bildschirm für jeden gut sichtbar und eine grosse Menge Leute ansprechend, Kamera für Videomailing, Münzapparat für die kostenpflichtigen Dienste, zweiten Bildschirm (18") für direkten Benutzer (kann somit nur durch eine Person genutzt werden), Tastatur, **WLAN-Hot Spot**, Ausführung in Naturstein mit dunkler Glasabdeckung und 3 PV-Module (je 55 W) als Energieversorgung.

Diese Auslegung garantiert die optimale Vermarktung, die Amortisation der Investitionen und die Finanzierung der Unterhaltskosten. Die Marktakzeptanz wird gemäss AllMedia nur über die Verwendung von Naturstein und dem PV-Segel erreicht. Infolge dieser diesen energieintensiven Verbrauchern resultiert aber ein enormer Energiebedarf von > 2kWh / Tag. Dieser Energiebedarf zu 100% (sehr wichtig!) mit einer Inselanlage ganzjährig zu decken, benötigt eine PV-Leistung von > 2kW.

Eine 100% Versorgung muss aber gewährleistet werden! Ein Produkt, dass nicht zuverlässig funktioniert, wird innerhalb kürzester Zeit an Attraktivität verlieren und zum ‚Trümmerhaufen‘. Der Imagegewinn und das positive Empfinden der Benutzer durch die PV wird aber sehr geschätzt und darauf aufgebaut. Das PV-Segel dient als Designelement und als Augenfänger (Eye-catcher). Die PV vermittelt ein positives Bild (ökologisch = gut) und spricht Leute auch mit negativer Einstellung gegenüber der Anwendung an => ‚added value‘ für das Produkt!

Es wurden verschiedene Möglichkeiten zur Reduktion der PV-Leistung untersucht, z.B. weniger Verbraucher, energiesparende Geräte, etc. Es zeigte sich, dass die gewählte Auslegung am besten auf die Kunden eingeht und der Energiebedarf nicht reduziert werden kann. Es wurde darum eine **hybride Lösung** verfolgt. Die Verbraucher werden über eine Netzleitung versorgt und die produzierte Solarenergie wird mit einem Kleinwechselrichter in das Netz zurück gespeist. Für den Typ 2 kann mit der PV-Versorgung rund 30% des gesamten Terminalverbrauches gedeckt werden.



Bild 8: Vision Typ 2

Die Metallinnenkonstruktion wurde, wie beim ersten Prototyp, durch die Firma Burri AG im Juli 2003 gefertigt. Dann wurde das Gerüst an Hess Naturstein zugesandt um die Natursteinplatten zu montieren. Der PV-Obelisk wurde an die Firma InpuTech weiter transportiert, wo die diversen Hardware-Komponenten eingebaut wurden.



Bild 9: Trägerelement bei der Firma Burri

Der Typ 2 wurde intensiv auf dem Firmengelände der InpuTech ausgetestet und dann im September 2003 zur Autobahnraststätte Heidiland, Kt. SG transportiert. Der PV-Obelisk wurde auf ein festes Betonfundament mit eingelegten Elektrorohren montiert. Die gewünschte Flexibilität des PV-Obeliskens wird dadurch reduziert. Nach den diversen Abklärungen für den Typ 2 wurde diese Vorgabe aber nicht weiter verfolgt, da ein solches Terminal mit WLAN, etc. den Kunden langfristig zur Verfügung gestellt wird (Kundenbindung). Der PV-Obelisk kann immer noch demontiert werden, aber mit grösserem Aufwand als in dem ursprünglichen Konzept.

Das Gesamtgewicht von über 250 kg machte den PV-Obeliskens zudem nicht sehr transportfreundlich, sodass die gewünschte Flexibilität schnell einmal wegfällt. Dies wurde am Anfang klar unterschätzt. Eine Standortänderung, vielleicht noch eine Zweite ist sicher möglich, aber jeden Monat einen neuen Platz anzufahren, kann nicht realisiert werden.

Nachfolgend einige Bilder des fertigen Produktes:



Bild 10: Testlauf bei Inputech



Bild 11: Testbetrieb Autobahnraststätte Heidiland

Der PV-Obelisk wurde dann von Mitte September bis Dezember 2003 durch die Enecolo AG ausgewertet. Es wurde die technische Zuverlässigkeit aufgenommen und die Besucherreaktionen beobachtet.

Der Werbeinhalt wurde aufgrund der gespeicherten Benutzerprofile täglich via Datenleitung angepasst. Dadurch wurde sichergestellt, dass immer aktuellste Informationen vorhanden waren und der PV-Obelisk immer wieder was Neues bietet.

Bei der Zustandskontrolle zeigte sich die schwarze Frontplatte sehr empfindlich gegenüber Fingerabdrücken. Eine hellere Farbgebung könnte Abhilfe schaffen.

Die Meinungsumfrage bestätigte - durch den hohen Wiedererkennungswert der Komponenten Stein und Photovoltaik setzt sich der Obelisk klar von anderen Infoterminals ab, was die Durchsetzung auf dem Markt erleichtern soll. Die zwei Merkmale sind daher nicht wegdenkbar.

Die Umfrage zeigte auch, dass die Funktionen des Obelisken den Passanten oftmals nicht klar sind, daher muss über den Werbe-Bildschirm auf die nutzerischen Möglichkeiten hingewiesen werden.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Durch die Einbindung von Industriefirmen ins Projektteam war ein direkter Kontakt zur Industrie gewährleistet. Die Firma Burri war für die Konstruktion des Innengerüsts zuständig, Hess Naturstein lieferte die Natursteinplatten und die Befestigung dazu. Weiter konnte für die zweite Phase (Prototyp 2) ein wichtiger Partner aus dem Werbebereich ins Projektteam neu aufgenommen werden. Die Firma AllMedia ergänzte das Team optimal und übernahm die Vermarktung und die Schnittstelle zu den Kunden. Dank ihrem Netzwerk und der Erfahrung wurden entscheidende neue Impulse in das Projekt eingebracht. Über die AllMedia wurde auch die Firma Inputech in die Entwicklung für den Typ 2 in das Projekt eingebunden. Inputech war zuständig für die PC-Komponenten.

Für den Typ 2 entwickelte sich das Projekt zu einem aktiven und offenen Kontakt für Industrie. Das Team war auf spezialisierte Firmen angewiesen und begrüßte auch die intensive und kompetente Zusammenarbeit.

In den früheren Marktabklärungen resultierten verschiedene Kontakte zur Industrie und dem Dienstleistungssektor. Die Zusammenarbeit mit den öffentlichen Stellen erwies sich als einiges schwieriger als angenommen und wurde nach Abschluss der ersten Phase nicht mehr weiter bearbeitet.

Eine internationale Zusammenarbeit oder Erfahrungsaustausch findet zur Zeit nicht statt.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Das P&D Projekt sollte ursprünglich im Juni 2003 abgeschlossen werden. Es wurde im Projektteam aber beschlossen gemäss Zeitplan zuerst nur einen Prototypen zu bauen und diesen intensiv auszutesten. Die Erfahrungen aus der Konstruktion und dem ersten Feldeinsatz haben wichtige Verbesserungen für den Bau des zweiten Prototypen geliefert. Auch die Betriebsphasen und die Standorte wurden voneinander getrennt, insofern waren es zwei individuelle Teilprojekte. Durch die Verzögerungen beim Bau des zweiten Prototypen wurde das Projekt erst im Dezember 2003 abgeschlossen.

Die Zusammenarbeit aller Projektmitglieder war sehr kooperativ und effizient. Das P&D-Projekt wurde aus unserer Sicht erfolgreich abgeschlossen. Das Produkt ist definiert worden und kann in Abhängigkeit der Nachfrage hergestellt werden.

Verschiedene weitere Diskussionen (z.B. Kostenreduktion in der Konstruktion) und Lizenzfragen werden bilateral oder im Team im Verlaufe 2004 noch stattfinden. Es ist auf das Jahr 2005 eine erste Produktion von 10 Stück geplant. Der PV-Obelisk wird durch die Firmen Hess Naturstein, Burri Metallbau hergestellt und durch die Firma AllMedia vermarktet.

Parallel dazu werden die Produkte Bank, Brunnenobelisk und Wegweiser in die Palette aufgenommen und durch die Firma Hess Naturstein vermarktet. Der Designer W. Zemp plant den Obelisk in einigen Wettbewerben einzugeben und so auch den Bekanntheitsgrad und den Markt zu vergrössern.

Referenzen / Publikationen

- Beitrag im Hochparterre 10/2002
- Oktober 2002: Zwischenbericht zuhanden BfE
- Beitrag in der ETH-Zeitung ‚Polykum‘ Mai 2003
- Dezember 2003: Schlussbericht zuhanden BfE

Annual Report 2003

Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz

Author and co-authors	N. Cereghetti and D. Chianese
Institution / company	SUPSI, DCT, LEEE-TISO
Address	CP 110, 6952 Canobbio, Switzerland
Telephone, Fax	+41.91.935 13 55, +41.91.935 13 49
E-mail, homepage	lee@supsi.ch , www.lee.supsi.ch
Project- / Contract -Number	41239, 81207
Duration of the Project (from – to)	1 May 2001 – 31 August 2003

ABSTRACT

The monitoring of the 16.8 kWp grid-connected PV plant with CIS (Copper Indium diselenide) modules, situated on the roof of the Ludains ice rink in St Moritz, is finished.

During the 2 years of monitoring (September 2001 – August 2003) the plant produced, without any days of failure, 35'084 kWh (1044 kWh/kW) with a daily peak of up to 88 kWh. The energy production of this plant could be even more, if some strings, especially in winter, would not be partially shadowed (~3%) and if the inverter sometimes would not go in overload (~2%).

The high and stable efficiency ($PR=0.81$) of this CIS plant is also confirmed from the final outdoor I-V characteristics measurements.

The measuring equipment has been dismantled and it would be use for the detailed monitoring of another PV-plant (CPT SOLAR – 15 kWp OEM a-Si triple junction modules on a Sarnafil T waterproofing mantle).

1 OBIETTIVI DEL PROGETTO PER IL 2003

Il monitoraggio dell'impianto con moduli CIS, situato sul tetto del palazzetto del ghiaccio Ludains a St. Moritz, è continuato fino a metà settembre 2003.



Gli obiettivi per il corrente anno erano:

- ## Misura della caratteristica I-V outdoor di tutte le serie dell'impianto
- ## Analisi termografica
- ## Conclusione del monitoraggio dettagliato dell'impianto
- ## Smontaggio del sistema di misura
- ## Stesura rapporto finale

2 LAVORI EFFETTUATI E RISULTATI OTTENUTI NEL 2003

2.1 Misura della caratteristica I-V outdoor di tutte le serie dell'impianto

Nel mese di agosto è stata effettuata la seconda misura outdoor della caratteristica I-V delle 42 serie dell'impianto. Come per la prima misura è stato utilizzato il metodo Blaesser [1] per l'estrapolazione della caratteristica I-V a STC.

La tabella seguente riporta i valori della potenza di tutte le serie:

	Inverter 1	Inverter 2	Inverter 3	Inverter 4	Inverter 5	Inverter 6	Inverter 7
Serie 1	407	396	398	413	400	402	399
Serie 2	411	409	407	420	401	394	404
Serie 3	395	402	404	400	417	403	397
Serie 4	413	404	394	412	411	415	394
Serie 5	397	401	408	410	427	410	415
Serie 6	402	387	410	411	422	408	391
Media	404	400	403	411	413	405	400

Tabella 1: Potenza [W] a STC delle serie dell'impianto (26.08.2003)

L'estrapolazione a STC ha permesso di rilevare, anche in questa misura finale, che mediamente la potenza nominale dei moduli dell'impianto si aggira attorno ai 40 Wp come dichiarato dal fabbricante e che non c'è stato nessun degrado dalla prima misura effettuata (settembre 2001).

2.2 Analisi termografica

Anche la seconda analisi termografica dell'impianto non ha evidenziato nessuna anomalia; la temperatura dei moduli è molto uniforme su tutto il campo fotovoltaico. Questo risultato è confermato anche dai rilevamenti in continuo fatti con i 3 sensori posizionati sul retro dei moduli.

2.3 Energia prodotta e Performance Ratio

Nella seguente figura sono illustrate l'energia prodotta (35'084 kWh) e il Performance Ratio (PR) mensili nei 2 anni di monitoraggio. Nel 2° anno si è avuta una maggior produzione d'energia (+2.1%) riconducibile alla splendida estate 2003 inoltre il PR (valore medio 0.81) di questo periodo ha avuto una lieve flessione causata dalla temperatura dell'aria molto elevata.

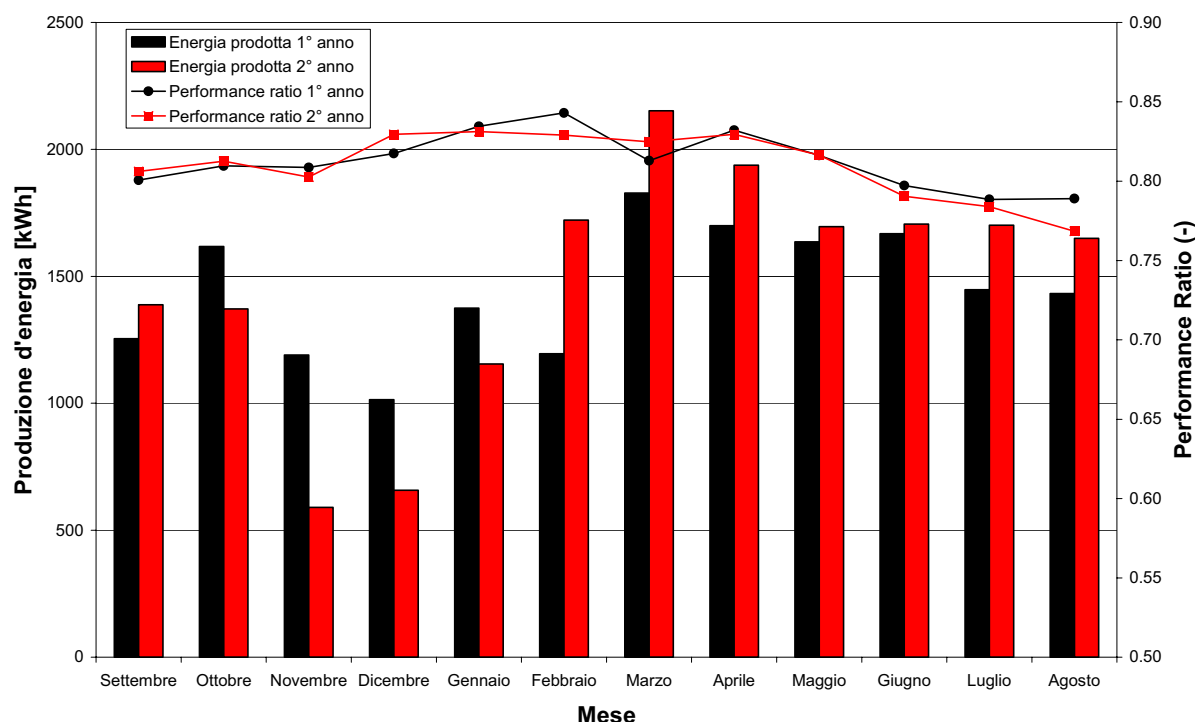


Figura 1: Produzione d'energia e PR mensili nei 2 anni di monitoraggio

2.4 Influenza sottodimensionamento ondulatore

Per quantificare le perdite DC causate dall'ondulatore sono state fatte delle stime di produzione d'energia con il metodo delle matrici sviluppato dal LEEE-TISO [2].

La potenza nominale DC (2.2 kW) degli ondulatori è inferiore a quella dei sottocampi PV (2.4 kW). Per questo motivo durante le giornate fredde e molto soleggiate gli ondulatori vanno in saturazione. Con la simulazione si è voluto determinare di quanto ammonta la perdita di energia causata dalla limitazione dell'ondulatore. Tutti i calcoli sono stati fatti per una singola stringa (ondulatore 4 – serie 1) e utilizzando i dati meteo del 2002.

La figura 2 mostra la produzione d'energia della serie negli intervalli 20 ± 10 W, 40 ± 10 W, ecc. A tal riguardo è importante rilevare che per confrontare la curva della produzione d'energia DC senza perdite bisogna tener conto anche dell'energia prodotta con potenze d'esercizio dell'impianto superiori (> 350 kW).

La differenza tra l'energia prodotta misurata con il sistema d'acquisizione e quella simulata è di solo 0.7% avvalorando il metodo delle matrici. La produzione d'energia simulata senza le limitazioni dell'ondulatore, rispetto a quella con, risulta essere maggiore del 2.6%. Queste percentuali sono

comunque sempre all'interno dei vari errori di misura e simulazione rendendo molto difficile la loro interpretazione.

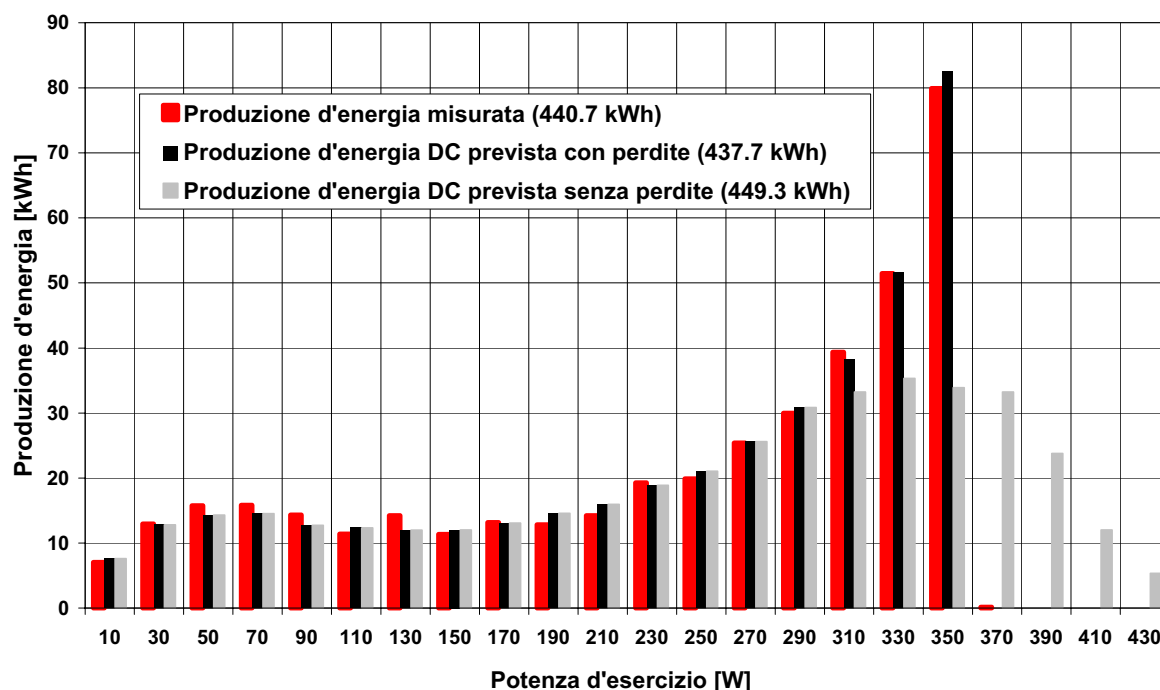


Figura 2: Produzione d'energia annua (calcolata e misurata) in funzione della potenza d'esercizio

La figura 3 mostra la matrice di potenza (potenza DC in funzione dell'irraggiamento incidente e della temperatura ambiente) della serie esaminata.

La matrice meteo rappresenta quante volte una determinata condizione climatica (G_i , T_a) si è manifestata durante 2002 a S. Moritz.

La limitazione dell'ondulatore ad alto irraggiamento è chiaramente visibile nella forma della superficie di potenza. Guardando entrambi le matrici si può concludere che le perdite avvengono nella zona con pochi eventi.

Riassumendo possiamo dire che la minor produzione d'energia annua causata dalla potenza dell'ondulatore è solamente del 2%; questo risultato avvalorava la scelta degli ondulatori sia per minor costi che per maggior utilizzo dell'ondulatore a massima potenza dove il rendimento è maggiore.

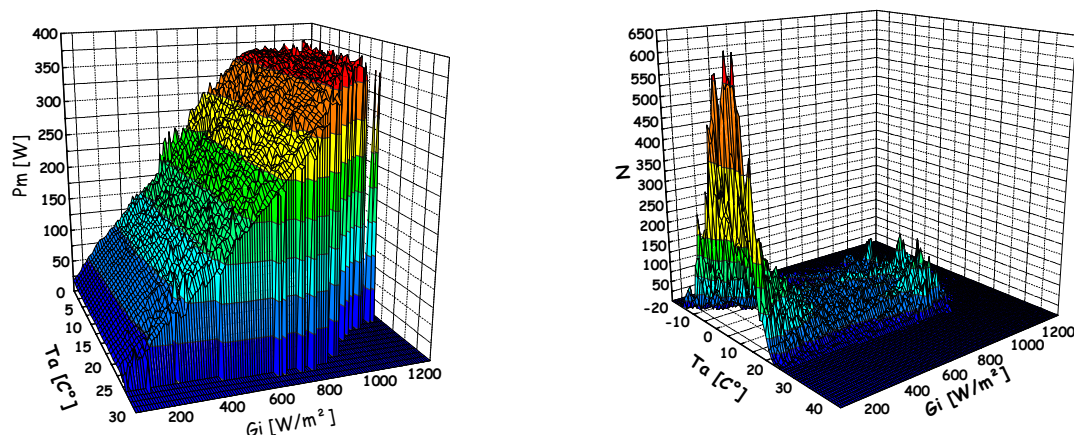


Figura 3: Matrice di potenza (serie 1 - ondulatore 4) e Matrice meteo di St. Moritz nel 2002

2.5 Smontaggio del sistema di misura

Il sistema di misura, appositamente installato per questo progetto di monitoraggio dettagliato, è stato smantellato il 17 settembre 2003. Le apparecchiature verranno utilizzate per il monitoraggio di un altro impianto PV (CPT SOLAR – 15 kWp con moduli OEM a-Si triple-junction laminati in Sarnafil T del manto di impermeabilizzazione)

L'impianto rimane comunque monitorato dal sistema di misura presente sugli ondulatori (energia AC giornaliera prodotta da ogni sottocampo) che per il controllo di funzionamento e delle valutazioni globali è assolutamente valido.

3 CONCLUSIONI

Il progetto, dopo 2 anni di monitoraggio, è giunto al termine e ha permesso di trarre le seguenti conclusioni:

- ## I moduli CIS di questo impianto, oltre che avere una potenza nominale corretta e stabile, hanno un alto rendimento anche in condizioni atmosferiche estreme
- ## La misura indoor con simulatore su moduli CIS non è attendibile
- ## La limitazione della produzione d'energia causata dalle ombre degli edifici vicini è limitata (3%)
- ## Il sistema di misura a distanza (TISO monitoring) è affidabile
- ## Il dimensionamento (80% rispetto al campo PV) dell'ondulatore è stato corretto

L'impianto rimane comunque sotto controllo grazie al sistema di misura (FRONIUS monitoring) presente su ogni ondulatore permettendo una valutazione globale dell'energia prodotta dall'impianto e di rilevare eventuali malfunzionamenti o degradi.

4 RIFERIMENTI

- [1] G. Blaesser: *On-site power measurements on large PV array*
10th EPVSEC, Lisbon, April 1991
- [2] G. Friesen et al.: *Matrix method for energy rating calculations of PV modules*
PV in Europe, Rome, October 2002

5 RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia l'**Ufficio federale dell'energia** per il finanziamento del progetto e i signori Franz Stöckli e Martin Fliri della ditta Rätia Energie AG per la collaborazione.

Annual Report 2003

PV-Anlage Dock E vormals Dock Midfield Zürich Flughafen

Author and Co-Authors	Markus Hubbuch (Hochschule Wädenswil), Thomas Gautschi
Institution / Company	ARGE ZAYETTA c/o M. Spühler Architekt BSA/SIA
Address	Sihlramtstrasse 10, CH-8002 Zürich
Telephone, Fax	01 789 98 32 / 01 789 99 50
E-mail, Homepage	m.hubbuch@hsw.ch , thomas.gautschi@amstein-walthert.ch
Project- / Contract Number	37006 / 81193
Duration of the Project (from – to)	1.2.2001 - 15.12.2003

ABSTRACT

The new terminal building Dock E (formerly Dock Midfield) at Zurich airport has been completed November 2002, and began normal operations in September 2003. Since April 2002 the 290-kW-photovoltaic-plant on top of the building works without problems. The produced electricity has been reported since the beginning of the plant operation. The energy gained is well above the expected values and clearly above the mean value of Swiss PV power plants. On one hand, this is due to the sunny summer 2003. However, it is also a result of optimal plant design, a very good power output of the delivered PV-panels and high efficiency inverters.

The photovoltaic plant is integrated in the pergola-roof of the building. It has, besides the production of renewable energy, two other functions: As an important element of the building's architectural design it gives the building it's appearance and forms the roof. Secondly, the pergola with the PV-elements shades the south facade at the attic level, where the lounges are located.

Because of its attractive part of the architectural design and the optimal integration in the building, the plant won the Swiss award "hommage solaire" 2002, in the category of best integrated plants.

This installation is also part of the European research project PHOTOCAMPA: PV grid connected system in parking and roof, 5. EU-framework program. A part of the plant is measured following the guidelines of ISPRA research centre.

Einleitung / Projektziele

Die unique (Flughafen Zürich AG) als Bauherrin des Docks E hatte zu Beginn der Planung sechs ausgewählten Planungsteams die Aufgabe gestellt, ein möglichst energiesparendes und umweltfreundliches Gebäude zu entwerfen. Weiter war ein günstiges Gebäude gefordert, welches trotzdem ein möglichst attraktives Tor zur Welt darstellt. Aus dieser Wettbewerbssituation ging die ARGE ZAYETTA [3] als Siegerin hervor. Der Entwurf sah eine optimale Integration der Gebäudetechnik mit den Bauteilen vor, die Nutzung regenerativer Energiequellen und die Minimierung des Energieverbrauches. Möglich wurde dieser erfolgreiche Entwurf durch eine integrale Planung im Team von Architekten, Bauingenieuren und Gebäudetechnik-Ingenieuren. Gekrönt werden sollte das Gebäude mit einer Solaranlage, welche gut sichtbar die Anstrengungen für eine optimale Energieeffizienz aufzeigt. Die Bauherrin hat sich in der Folge entschieden, diese Anlage zu realisieren, nicht zuletzt dank der Unterstützung der Anlage als P+D-Anlage durch das Bundesamt für Energie.

Mit der PV-Anlage auf dem Dock E sollte eine exemplarische Anlage geschaffen werden, welche die Möglichkeiten der Photovoltaik aufzeigt, als Teil der Gebäudestruktur genutzt zu werden. Die gute Sichtbarkeit der Anlage und der Ort als Ankunfts- und Abflugterminal für Millionen von Flugpassagieren jährlich soll zur Akzeptanz und weiteren Verbreitung der Photovoltaik beitragen. Ein wesentliches Ziel war es, dass die Photovoltaik-Anlage zur Attraktivität der Gestaltung des Gebäudes beiträgt und auch in dieser Hinsicht einen echten Mehrwert darstellt.

Diese PV-Anlage übernimmt mehrere Aufgaben, insbesondere die Beschattung der Lounge-Geschossfassade und teilweise der Pufferzonenfassade, den gestalterischen Abschluss des Gebäudes nach oben und die Produktion von Solarstrom. Dadurch konnte auch auf der Kostenseite eine vorbildliche Anlage realisiert werden. Anstelle konventioneller Glaslamellen wurden PV-Lamellen montiert, die Nutzung der Pergola-Struktur war quasi gratis möglich. Dadurch war eine echte Einsparung bei den Investitionskosten möglich, und diese Anlage konnte zu vergleichsweise günstigen Preisen erstellt werden.

Auf der technischen Seite war es das Ziel, die neuesten Erkenntnisse betreffend Blitzschutz, Sicherheit und Überwachung von Solaranlagen anzuwenden und die bestmögliche Invertertechnologie einzusetzen. Dank der optimalen Ausrichtung, der bestmöglichen Hinterlüftung und der fast völlig fehlenden Beschattung soll ein möglichst hoher Energieertrag ermöglicht werden. Die rahmenlosen Module sollten zu einer Senkung der Investitionskosten, zu einer Reduktion der grauen Energie und zu einer guten Selbstreinigung bei Regen führen. Darüber hinaus sind die rahmenlosen Module ästhetisch attraktiver.

Mit der Erfassung der Ertragsdaten der Anlage soll eine Erfolgskontrolle und die Überwachung des optimalen Betriebes erreicht werden.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Das Dock E ist ein schlichter, schlanker Bau von 488 Metern Länge. Die Verbindung zu den bestehenden Flughafenanlagen erfolgt durch die Skymetro, einer unterirdischen automatischen Luftkissenbahn. Die Distanz zwischen dem Dock E und den bestehenden Terminalbauten beträgt knapp einen Kilometer.

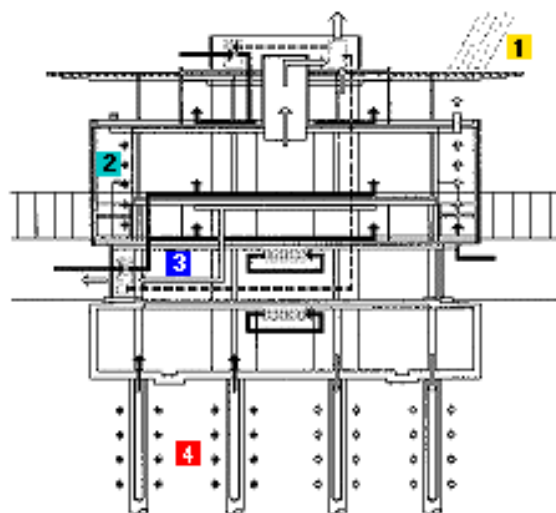
Das Gebäude ist nahezu durchsichtig

Das Gebäude trägt die Handschrift der Architekten Spühler und Angélil/Graham/Pfenninger/Scholl. Die Glasfassade und die grossen Oberlichter lassen das Gebäude nahezu durchsichtig erscheinen. Die hellen, transparenten Innenräume sind untereinander mit Rolltreppen verbunden und durch mehrgeschossige, begrünte Höfe gegliedert. Abfliegende Passagiere erreichen ihr Flugzeug über offene Rampen entlang den Glasfassaden, ankommende Reisende gelangen direkt zur Station der Skymetro.

Energiesparender Betrieb

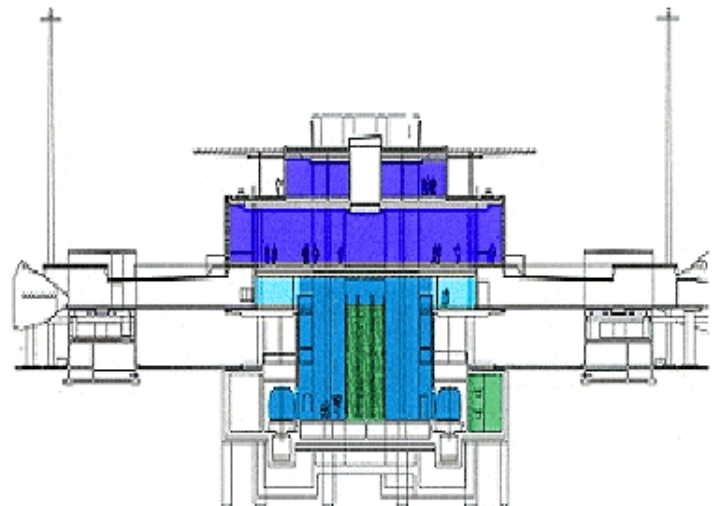
Die Gestaltung der Doppelfassaden als Klimapuffer verringert den Energiebedarf für die Klimatisierung. Heizung und Kühlung erfolgen zu einem grossen Teil mittels Energiepfählen. Sowohl die Nutzung der Abwärme der Lüftungsanlagen als auch der Räume mit hohen internen Lasten erfolgt mit hohen Wirkungsgraden. Die knappe Dimensionierung der Anlagen, kurze Luftkanäle, Tageslichtnutzung und eine effiziente Beleuchtung helfen, den Strombedarf zu minimieren. Die Nutzung des Regenwassers, begrünte Dächer, ökologische Baustoffe sowie der völlige Verzicht auf PVC-haltige Baustoffe sind weitere Komponenten des umweltschonenden Konzeptes.

Als sichtbare Komponente und Krönung dieses umfassenden Energiekonzeptes dient die Solaranlage.



- 1 Photovoltaikanlage
- 2 Doppelfassade als Klimapuffer
- 3 Dezentrale Lüftung mit Verbund-WRG
- 4 Energiepfähle für Kälte und Wärme

Bild 1: Schema Energiekonzept [9]



- Abflug, Lounges, Shopping, Restaurants, Zuschauer
- Skymetro
- Ankunft, Sicherheitskontrolle, Betriebsräume
- Gepäcksortieranlage

Bild 2: Nutzungskonzept des Gebäudes [9]

Aufbau der PV-Anlage

Die PV-Anlage Dock E besteht aus 5 Teilanlagen. Pro Kern ist eine Teilanlage vorhanden, welche ihrerseits wieder in zwei Unteranlagen aufgeteilt sind. Die eine Unteranlage umfasst jeweils die südseitig installierten Module, die zweite die Module der Nordseite. Jede Unteranlage ist auf einen separaten Wechselrichter geführt, damit sind insgesamt 10 Wechselrichter vorhanden.

Es sind je 15 Lamellenreihen pro Seite vorhanden. Je 2 Lamellenreihen bilden einen Strang, so dass eine gerade Anzahl aktiver Lamellenreihen vorhanden sein muss. Auf der Südseite ist also aus technischen Gründen eine Lamellenreihe ohne Solarzellen ausgeführt, damit sind südseitig 7 Stränge möglich. Auf der Nordseite sind die Lamellenreihen nahe der Fassade im Winter durch die Dachaufbauten beschattet. Deshalb sind sie ohne Zellen ausgeführt. Auf der Nordseite sind noch 8 Reihen nutzbar und damit 4 Stränge möglich. Diese insgesamt 11 Stränge sind auf je zwei Unteranlagen pro Kern zusammengefasst. Die „Unteranlage Süd“ umfasst 6 Stränge, die „Unteranlage Nord“ 5.

Da es eines der architektonischen Prinzipien war, dass alles „echt“ ist (z. B. auch keine Verschaltungen), wurden die nicht aktiven Lamellen weiss gestaltet und nicht mit Zellenattrappen bedruckt.

Die Strangverkabelungen sind so ausgeführt, dass nur minimale Schlaufen entstehen. Damit kann die Induktion von Überspannung verursachenden Strömen bei Gewittern vermindert werden. Alle Strangkabel sind einzeln direkt auf die fünf DC-Schränke in den Elektroverteilräumen der Kerne geführt, wo weitere Blitzschutzmassnahmen realisiert wurden. Im Feld sind somit keinerlei Komponenten vorhanden, natürlich mit Ausnahme der Solarpanels mit den Anschlussboxen und den By-Pass-Dioden.

Kern	Seite	Anzahl Stränge	Anzahl Module in Serie	Strangspannung open circuit / MPP	Max. DC-Leistung MPP	Leistung Wechselrichter DC
B	Süd	6	88	739 V / 591 V	30,1 kW	33 kW
B	Nord	5	88	739 V / 591 V	25,1 kW	24 kW
C	Süd	6	90	756 V / 605 V	30,7 kW	33 kW
C	Nord	5	90	756 V / 605 V	25,6 kW	24 kW
D	Süd	6	90	756 V / 605 V	30,7 kW	33 kW
D	Nord	5	90	756 V / 605 V	25,6 kW	24 kW
E	Süd	6	90	756 V / 605 V	30,7 kW	33 kW
E	Nord	5	90	756 V / 605 V	25,6 kW	24 kW
F	Süd	6	94	790 V / 632 V	32,1 kW	33 kW
F	Nord	5	94	790 V / 632 V	26,8 kW	24 kW

Tabelle 1: Konfiguration der Teilanlagen

	Total		Süd		Nord	
Installierte Leistung	283	kW	180	kW	103	kW
Nennleistung Modul	57	W	57	W	57	W
Anzahl Module	4'972	Stk.	3'164	Stk.	1'808	Stk.
Modulfläche	4'239	m ²	2'697	m ²	1'541	m ²
Solarzellenfläche	2'173	m ²	1'383	m ²	790	m ²
Anzahl Leermodule	2'004	Stk.				
Fläche Leermodule	1'708	m ²				
Lamellenfläche insgesamt	5'947	m ²				

Tabelle 2: Technische Daten der Gesamtanlage

Um die Feldverkabelung möglichst einfach zu halten und die Kabellängen zu minimieren, sind die einzelnen Solarlamellen in Serie verschaltet und wurde eine hohe, aber noch unproblematische Strangspannung gewählt. Die ganze Länge der Solarpergola kann in 5 Teile, entsprechend den Kernen des Gebäudes, geteilt werden. Die in Serie geschalteten Solarlamellen von zwei Lamellenreihen pro Kern ergeben gerade eine optimale Spannung (siehe Tabelle 1).

Eigen- und Fremdbeschattung

Die Leermodule sind montiert, wo die Dachaufbauten beschatten, das heisst auf den ersten Reihen nordseitig. Der Beschattungswinkel wurde mit knapp 20° gewählt.

Die Lamellen beschatten sich auch gegenseitig. Deshalb ist immer nur der obere Teil der Lamellen mit Solarzellen belegt. Der untere ist Teil dagegen leer. Auch hier beträgt der Beschattungswinkel knapp 20°.



Bild 3: Detailansicht einer Solarlamelle und der Unterkonstruktion

Um Ertragsverluste infolge der Beschattung zwischen den einzelnen Lamellen zu vermeiden, sind die Module in Hochstrom-Ausführung mit je drei parallel geschalteten Zellenreihen ausgeführt. Damit ist am Morgen oder Nachmittags je nur eine Reihe Zellen pro Modul beschattet, die oberen beiden Zellenreihen können weiter Strom liefern. Auch die Stranganordnung trägt dazu bei, dass bei Beschattung durch die Gebäudeaufbauten höchstens ein Strang betroffen ist.

Die Fremdbeschattung ist nur minimal, es sind keine Berge oder andere Gebäude vorhanden. Der Horizont ist in allen Richtungen sehr tief. Einzig die südseitigen Beleuchtungskandelaber (für die Vorfeldbeleuchtung) werfen im Winter einen kleinen, wandernden Schatten auf die südseitigen Lamellenreihen. Simulationen zufolge resultiert eine Ertragseinbusse von weniger als 5%. Aus den Messungen ist diese Einbusse nicht nachweisbar.

Montage der Module

Die Ausrichtung der Module ist um 10° von einer exakten Südausrichtung nach West abgedreht, entsprechend der Ausrichtung des Gebäudes.

Der Anstellwinkel der Module beträgt 25° . Die Module sind fix auf Tragrohre montiert.

Die ungerahmten Solarmodule, wie auch die Leermodule, sind je 0.55 m breit und ca. 1.50 m lang. Sie sind mit je vier Löchern versehen. Mit rostfreien Schrauben und Muttern sowie mit synthetischen Kautschuk-Unterlags-scheiben und Hülzen sind die Module auf die Stahl-Unterkonstruktion geschraubt.

Da in der Nähe der landenden und startenden Flugzeuge mit Flügelrandwirbeln gerechnet werden muss und das Gebäude windexponiert auf einer Ebene steht, wurden an die mechanische Stabilität grosse Anforderungen gestellt. Die max. Last (Druck oder Sog) auf die Module ist mit 2.9 kN/m^2 spezifiziert. Der Hersteller konnte mit Belastungsversuchen nachweisen, dass diese Anforderungen mit einem 5mm dicken, gehärteten Glas erfüllt werden.

Im Bruchfall zerfällt das Glas in kleine Krümel. Die rückseitige Folie hat genügend Festigkeit, damit ein zerbrochenes Modul an den Befestigungsschrauben hängen bleibt und nicht hinunter fallen kann. Auch dies wurde in Versuchen nachgewiesen.



Bild 4: Die optimal ausgerichteten Solarlamellen

Die gewählte Montageart gewährleistet eine optimale Hinterlüftung der Module.

Jedes Modul weist eine Plus- und eine Minusboxe auf. Die Module wurden mit vormontierten Kabeln mit Stecker und einer Buchse in der Minusboxe geliefert. Dabei muss die Plus- und Minusseite und die Kabellänge jeweils genau dem Montageort des Moduls angepasst sein. Damit gibt es unterschiedliche Module, welche sich in diesen Details unterscheiden. Die Elektroverkabelung wurde damit sehr einfach und sehr sicher. Es musste lediglich das Kabel in die Minusbuchse gesteckt werden.

Die weissen Leermodule sind gleich aufgebaut und wurden genau gleich montiert.

Während der Planung wurde mit unterschiedlichen Zwischenfolien, Bedruckungen der Rückfolie und Gitterstoffen experimentiert, um das Aussehen der Module zu optimieren. Sowohl aus ästhetischer Sicht wie auch infolge technischen und preislichen Überlegungen wurde dann aber eine konventionelle weisse Rückfolie gewählt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Bau der Anlage

Der Bau der Anlage konnte ohne Probleme abgeschlossen werden. Es musste genau auf den Arbeitsablauf beim Bau des ganzen Gebäudes und der Fassaden Rücksicht genommen werden. Nur während jeweils kurzen Zeitabschnitten waren die Baugerüste etappenweise für die Montage der Module nutzbar. Damit war eine exakte Terminplanung erforderlich. Die Solarlamellen und Leerlamellen wurden pünktlich und in der geforderten Qualität geliefert.

Eine besondere Herausforderung war die Anbindung der Stromzähler pro Anlage über ein Messbussystem an das übergeordnete, bereit bestehende Gebäudemanagementsystem des Flughafens. Die Bewältigung der Schnittstellen zwischen den Systemen stellte an die beteiligten Unternehmungen grosse Anforderungen. Aus diesem Grund wurden die Monatswerte direkt an den Anlagen von Hand abgelesen.

Ergebnisse

Der Betrieb seit April 2002 zeigt auf, dass das Ziel, eine zuverlässig produzierende Solaranlage zu erstellen, voll und ganz erreicht wurde.

Die PV-Anlage Dock E hat vom November 2002 bis Oktober 2003 (12 Monate) einen Ertrag von 323'906 kWh geliefert, was 24.5% über dem erwarteten Ertrag gemäss der Simulationsrechnung entspricht.

Damit wurde ein spezifischer Ertrag von 1144.5 kWh/kW (auf die Nennleistung von 283 kW bezogen) erreicht. Infolge des überdurchschnittlich schönen Wetters im Sommer 2003 muss dieser Wert korrigiert werden, um ihn mit anderen PV-Anlagen vergleichen zu können. Die Einstrahlung war um 24.1 % über den Werten, wie sie in die Simulationsrechnung einfließen und dem langjährigen Mittel entsprechen. Demzufolge ist der Ertrag genau um die höhere Einstrahlung höher und somit den Erwartungen entsprechend.

Gemäss Auskunft des EWZ (Elektrizitätswerk Zürich) lieferten die Solaranlagen in der Stadt Zürich, welche vom EWZ für die Solarstrombörse betrieben werden, im Sommer 2003 einen um 5% höheren Ertrag [5]. Dieser relativ bescheidene Mehrertrag könnte auf die hohen Temperaturen zurückzuführen sein, welche im Sommer 2003 herrschten.

Infolge der hohen Temperaturen, aber auch der baubedingten Unterbrüche der Stromversorgung, kann angenommen werden, dass in normalen Jahren der Ertrag der PV-Anlage Dock E höher als erwartet ausfallen wird. Es dürfte ein spezifischer Ertrag von knapp 1000 kWh/kW (auf die installierte Nennleistung von 283 kW bezogen) erreicht werden. Damit liegt diese Anlage deutlich über dem Schweizerischen Mittel von 810 kWh/kW.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die PV-Anlage Dock Midfield ist auch Teil des europäischen Projektes PHOTOCAMPA: PV grid connected system in parking and roof, 5. EU-Rahmenforschungsprogramm, Forschungsprogramm 114, Themenfeld 523.

Für dieses Programm werden 3 Unteranlagen nach ISPRA-Vorgaben gemessen. Die Projektleitung hat die Firma Windwatt SA, CH-1227 Genf, inne [4].

Referenzen / Publikationen

Beteiligte

- [1] Hubbuch M.: Dozent Gebäudetechnik, Mitarbeiter ARGE ZAYETTA, **Hochschule Wädenswil**, Wädenswil.
- [2] Gautschi T.: Bereichsleiter, Mitarbeiter ARGE ZAYETTA, **Amstein + Walther AG**, Zürich.
- [3] ARGE ZAYETTA: Generalplaner Dock E, **Martin Spühler, Architekt BSA SIA, Zürich; Angélil/Graham/Pfenninger/Scholl Architecture Ltd. Zürich und Los Angeles; Heyer Kaufmann Partner Bauingenieure AG, Zürich; Nicolet, Chartrand, Knoll Ltd, Montreal; Amstein + Walther AG, Zürich**
- [4] Windwatt SA, Rue du Tir au Canon 4, 1227 Genève, mit Zagsolar, Amlehnstrasse 33, 6010 Kriens.

Publikationen

- [5] Hubbuch M., **Zwischenbericht Photovoltaikanlage Dock Midfield**, 2001, im Auftrag des BFE Bern.
- [6] Hubbuch M., **Zwischenbericht Photovoltaikanlage Dock Midfield**, 2002, im Auftrag des BFE Bern.
- [7] Spühler M. et al., **Werkbericht Dock Midfield**, ARGE ZAYETTA, 2002, Zürich.
- [8] Hubbuch M. et al, **Informationsflyer Photovoltaikanlage Dock Midfield**, 2002, im Auftrag unique Flughafen Zürich AG, ARGE ZAYETTA, 2001, Zürich.
- [9] unique Zürich Flughafen AG: **Homepage**, www.uniqueairport.com

Annual Report 2003

SolarCat

Solar-Electric Passenger Ship

Author and Co-Authors	Rudolf Minder
Institution / Company	Minder Energy Consulting
Address	Ruchweid 22, CH-8917 Oberlunkhofen
Telephone, Fax	+41 56 6401464, +41 56 6401462
E-mail, Homepage	rudolf.minder@bluewin.ch , www.minder-energy.ch
Project- / Contract Number	36407 / 77803
Duration of the Project (from – to)	June 2000 - December 2002

ABSTRACT

The project SolarCat includes engineering design, construction and operation of a solar-electric powered passenger ship for inland waterways. The ship named "MobiCat" is of the catamaran type and has a length of 33 m and a width of 11 m. The electric energy is produced by an array of 20 kWp of photovoltaic panels and stored in two lead-acid batteries of 480 V and 240 Ah each. The ship is powered by two 81 kW industrial AC drives. With a passenger capacity of 150 persons MobiCat is the largest solar-powered ship worldwide.

The ship was inaugurated and put into service on July 6, 2001 in Biel/Bienne, Switzerland. Since then the ship has transported about 14'000 passengers and achieved a total distance of nearly 6000 km. Since July 2001 the main characteristics of the ship are being measured and recorded by means of an onboard data collection system. The measured data were analysed in order to obtain detailed information of the energy-related behaviour of the ship. In particular, the energy balance of the 2002 summer season was calculated.

The operation experience is generally positive and the project has attracted wide interest both by the public and the media. Therefore the MobiCat has become the most popular charter ship on the lake of Biel/Bienne.

The project was financed largely by sponsors, mainly by the insurance company Schweizerische Mobiliar, the utility BKW-FMB Energie AG and the watch company Certina. The Swiss Federal Office of Energy is co-funding the project as a pilot and demonstration activity. The remaining costs are borne by the navigation company of the Lake of Biel/Bienne, BSG, the owner and operator of the ship. Data collection and evaluation is being sponsored by the Société Mont-Soleil.

The ultimate goals of the project - to demonstrate the feasibility of large solar-powered passenger ships and to present new solutions towards sustainable mobility on inland waterways - have been fully reached.

Projektziele

Für die allgemeinen Projektziele wird auf frühere Jahresberichte sowie den Schlussbericht [5] verwiesen. Das Ziel für das Jahr 2003 bestand darin, einen möglichst störungsfreien Betrieb des Schiffs sicherzustellen. Dieses Ziel wurde vollumfänglich erreicht.

Kurzbeschreibung des Projekts

Mit dem MobiCat wurde ein solar-elektrisch angetriebenes, alltagstaugliches Passagierschiff für Binnengewässer realisiert. Mit einer Länge von 33 m und einer Breite von 11 m bietet es bis zu 150 Passagieren Platz. Mit diesen Dimensionen wurde ein Entwicklungssprung zur kommerziellen Anwendung solar-elektrischer Wasserfahrzeuge vollzogen.

Das Schiff ist als Katamaran konstruiert und aus Stahl gebaut. Zwei Schwimmer sind durch Quertträger verbunden. Darauf wird die Dachkonstruktion befestigt, welche die Solarmodule trägt. Die Konstruktion erlaubt eine grosse Flexibilität bezüglich der Nutzung (Raumaufteilung, Bestuhlung, Inneneinrichtung). Bild 1 zeigt einen Übersichtsplan des Schiffs. Die wichtigsten Daten sind in Tabelle 1 dargestellt.

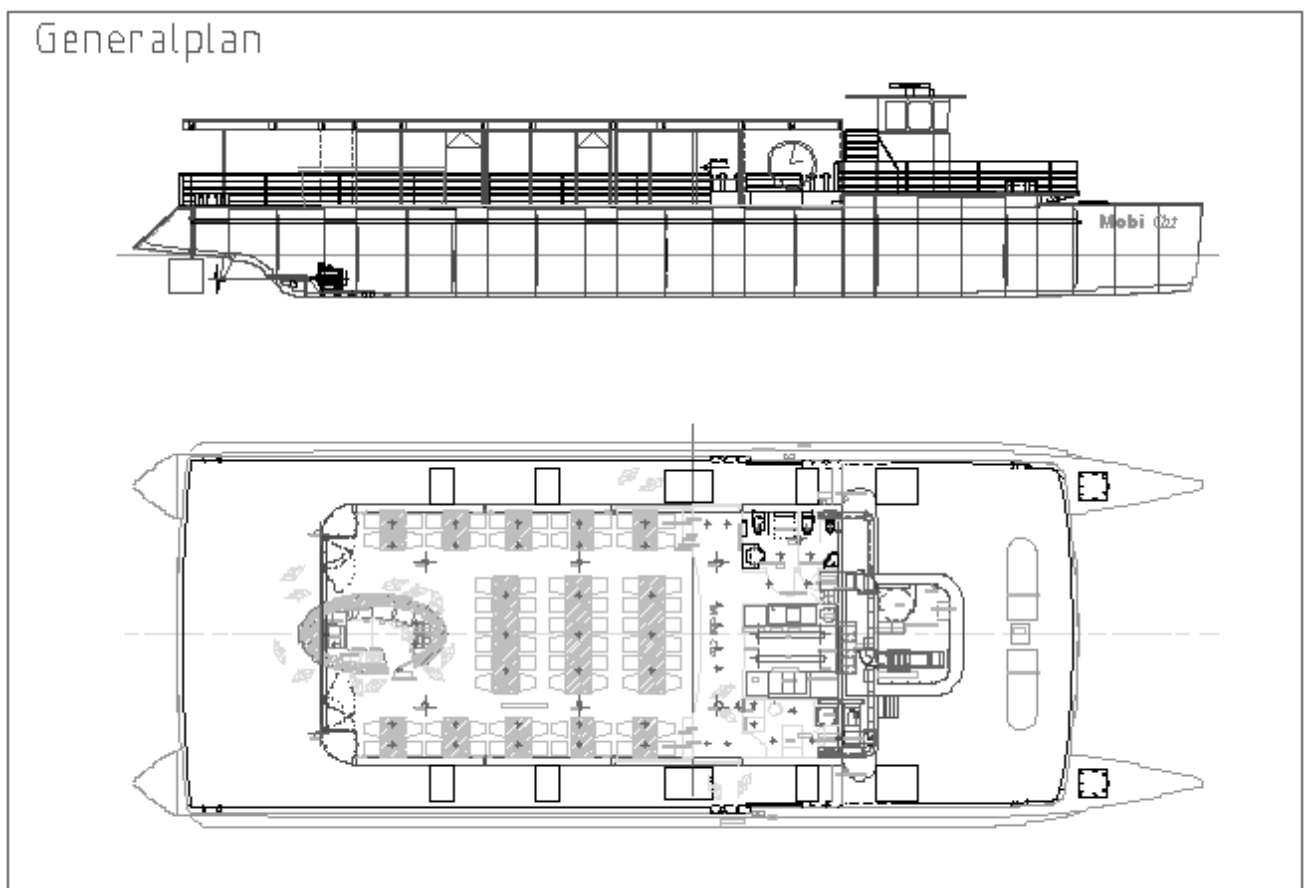


Bild 1: Übersichtsplan des MobiCat

Die Antriebsenergie wird von Solarmodulen mit einer Leistung von 20 kWp geliefert, welche auf dem Dach montiert sind. Im Sommerhalbjahr genügt die Einstrahlung im Durchschnitt für einen Betrieb von mehreren Stunden pro Tag bei einer Reisegeschwindigkeit im Bereich von 10 km/h. In jedem Rumpf

ist ein frequenzgesteuerter Elektromotor installiert, welcher je einen optimierten Propeller antreibt. Als Energiespeicher dienen hochwertige Blei-Batterien, welche genügend Kapazität für einen mehrstündigen Betrieb ohne Sonneneinstrahlung aufweisen. Der Betrieb des Schiffs soll möglichst energieautonom erfolgen. Auf Grund der durch den Betreiber geschätzten Einsatzzeiten des Schiffs wurden Energiebilanzen berechnet und damit Batteriekapazität und Solargeneratorleistung optimiert.

Bei intensiver Nutzung und/oder längeren Schlechtwetter-Perioden können die Batterien vom Landstrom-Anschluss aufgeladen werden. Aus Sicherheitsgründen wurde von der Zulassungsbehörde der Einbau eines Dieselgenerators verlangt. Dieser erlaubt auch bei entladener Batterie eine sichere Rückkehr des Schiffs.

Masse und Gewichte	Gesamtlänge	33 m
	Gesamtbreite	11 m
	Tiefgang, max.	1.5 m
	Leergewicht, fahrbereit	115 t
	Nutzlast	15 t
Fahrleistungen, Kapazität	Reisegeschwindigkeit	10-14 km/h
	Maximale Passagierkapazität	150
	Besatzung	2
Energie- und Antriebssystem	Solarzellenfläche	180 m ²
	Leistung der Solarzellen (STC)	20 kWp
	Betriebsspannung	480 Volt
	Nutzbarer Energieinhalt der Speicherbatterien	2 x 90 kWh
	Motormennleistung	2 x 81 kW

Tabelle 1: Wichtigste technische Daten des MobiCat

Ergebnisse 2003

Da die technisch-wissenschaftlichen Ziele bis Ende 2002 erreicht wurden, wurden im Jahr 2003 keine detaillierten Messkampagnen mehr durchgeführt. Es wurden lediglich sporadisch einige Kontrollmessungen vorgenommen, um die ordnungsgemässe Funktion der Geräte und Subsysteme sicherzustellen.

Gegenüber dem Expo-Jahr 2002 war das Schiff im Jahr 2003 erwartungsgemäss weniger gut ausgelastet. Trotzdem liegt der MobiCat nach wie vor hinsichtlich Anzahl Extrafahrten an der Spitze der internen Flottenrangliste der BSG.

Die Passagierstatistik des MobiCat seit der Einweihung ist in Tabelle 1 angegeben.

Jahr	Anzahl beförderter Passagiere	Fahrdistanz total
2001	4000	1500
2002	6500	3000
2003	3100	1300

Tabelle 1: Passagierstatistik (gerundete Zahlen)

Bewertung 2003 und Ausblick

Die Auswertung der Messungen der Betriebsparameter des MobiCat sowie auch die mit dem Schiff gewonnenen praktischen Erfahrungen haben gezeigt, dass die für die kommerzielle Nutzung des Schiffs relevanten Ziele erreicht wurden.

Im Rückblick auf die Projektgeschichte mussten verschiedene, teilweise recht einschneidende Änderungen des Konzepts vorgenommen werden, einerseits aus Kostengründen und andererseits wegen der Bedürfnisse der Betreibergesellschaft. Im Vorprojekt war ein Schiff in Komposit-Leichtbauweise vorgesehen, mit Dimensionen von 30m Länge und 10m Breite und einer Verdrängung von ca. 50 Tonnen. Aus Kostengründen musste dann eine Stahlbau-Lösung gewählt werden, wobei die Dimensionen auf 33m x 11m leicht vergrössert wurden. Diese Änderungen sowie die Erfordernis einer vollwertigen Ausrüstung im Gastronomie- und Haustechnik-Bereich ergab dann ein mehr als doppelt so grosses Leergewicht als ursprünglich vorgesehen.

Eine Konsequenz dieser Entwicklung war, dass bei den Fahrleistungen gegenüber der Anfangsvariante gewisse Abstriche gemacht werden mussten. Da das Schiff jedoch nur für den Charter-Einsatz verwendet wird und keine Fahrpläne einhalten muss, genügen sowohl Geschwindigkeit als auch Autonomie. Es hat sich auch gezeigt, dass die übrigen Eigenschaften des Schiffs - das nahezu lautlose Gleiten, das grosszügige Platzangebot auf Deck und die helle, freundliche Atmosphäre im Innenraum für das Wohlbefinden der Fahrgäste viel bedeutsamer sind als die Fahrgeschwindigkeit.

Auch im Bereich der Energietechnik mussten gewisse Kompromisse eingegangen werden. Um eine grösstmögliche Betriebssicherheit und Wartungsfreundlichkeit zu erreichen, wurden für nahezu alle Systemkomponenten Standardprodukte eingesetzt. Mit speziellen Lösungen hätten in verschiedenen Teilsystemen sicher eine bessere Energienutzung erreicht werden können. Im Hinblick auf den Einsatz des Schiffs sind jedoch die getroffenen Lösungen zweifellos zweckmässig.

Seit der Inbetriebnahme des MobiCat wurden die Planer und auch die Betreibergesellschaft von vielen Interessenten aus allen Teilen der Welt kontaktiert. Neben Anfragen aus europäischen Ländern meldeten sich Interessenten aus dem mittleren Osten, Asien und dem karibischen Raum. Bisher konnte erst ein potentiell Projekt in der Karibik konkretisiert werden; ob es zu einer Realisierung führt, ist jedoch noch offen.

Unternehmen der europäischen Binnenschifffahrt sind zwar grundsätzlich an neuen Marktmöglichkeiten, die ein Solarschiff anbietet interessiert. Das generelle Problem der Branche ist jedoch die vielerorts mangelnde Finanzkraft. Neuinvestitionen werden nur selten getätigt, zumal die Lebensdauer von Fahrgastschiffen sehr gross ist.

Bezüglich technischer Perspektiven wäre eine Kombination eines solarelektrischen Antriebssystems mit Brennstoffzellen von grossem Interesse. Wenn auch eine solche Lösung nicht mehr rein auf der Basis erneuerbarer Energie arbeitet, könnten doch die ökologischen Vorteile des Solarschiffs wie Lärmfreiheit und minimale Schadstoff-Emissionen weitgehend beibehalten werden. Vor allem für Anwendungen mit langen Fahrdistanzen würde eine solche Lösung grosse Vorteile bringen.

Referenzen / Publikationen

Literaturverzeichnis

- [1] SolarCat - Solar-elektrisch angetriebenes Passagierschiff
Arbeitsgemeinschaft MobiCat c/o Minder Energy Consulting
Bericht über das Vorprojekt, Bundesamt für Energie, Schlussbericht Projekt-Nr. 32084
- [2] MobiCat - Solar-elektrisch angetriebenes Passagierschiff
R. Minder, Ch. Bolinger, C. Dransfeld
Nationale Photovoltaiktagung, Neuchâtel, 7.-8. November 2000
- [3] MobiCat - Solar-Passagierschiff im Härtetest während der Expo.02
Rudolf Minder
Fachtagung Erneuerbare Energien – Realität und Visionen
EMPA AKADEMIE / SSES, CH-8600 Dübendorf, 15. November 2002
- [4] Construction of the world largest solar powered catamaran
C. Bolinger et al.
HIPER'01 - 2. Int. Conf. on High-Performance Marine Vehicles, Hamburg, May 2001
- [5] SolarCat - solar-elektrisches Fahrgastschiff
Rudolf Minder
Schlussbericht PV P+D, DIS 36407/77803, Dezember 2003

Mit dem Projekt verbundene Websites

http://www.minder-energy.ch	(Projektleitung, Antriebs-, Solar- und Elektrotechnik)
http://www.yachtdesign.ch	(Naval architecture, Schiffskonstruktion, Bauleitung)
http://www.dyne.ch	(Design, Strukturberechnungen)
http://www.bielersee.ch	(Betreibergesellschaft BSG)
http://www.bkw-fmb.ch	(BKW FMB Energie AG, Bern)
http://www.mobiliar.ch	(Schweizerische Mobiliar Versicherungsgesellschaft, Bern)
http://www.certina.com	(Certina Kurth Frères SA, Le Locle)

Annual Report 2003

Amburnex Solar Farm

3 kWp

Author and Co-Authors	Favre Pascal, Dewarrat Thierry, Pahud José
Institution / Company	Services Industriels de Lausanne, Service du Gaz et du Chauffage à distance
Address	Place Chauderon 25, 1000 Lausanne 9
Telephone, Fax	021 315 87 10, 021 315 80 15
E-mail, Homepage	pierre-pascal.favre@lausanne.ch
Project- / Contract Number	32405 / 72282
Duration of the Project (from – to)	1999 - 2003

ABSTRACT

2003 has been characterized by some disturbances due to breakdowns; caused by the diesel generator which was out of order for several weeks. The inverter also had some problems assuming the peak-power during the morning hours.

For next season, we intend to separate the engines that need high power from the grid. They will be directly connected to the generator. Hence, the batteries will be able to provide electricity for the remaining energy need without peak-power problems.



Introduction

Contrairement à l'année 2002, l'année 2003 fut caractérisée par quelques interruptions dues soit à des pannes de génératrice, soit au déclenchement répété des onduleurs. De ce fait, la production solaire qui en a résulté fut plus faible, environ 400 kWh.

Ces 400 kWh solaires produits ont ainsi contribué à la traite de 220 vaches et à la fabrication de 8'000 kg de fromage.

Évaluation de l'année 2003

De nombreuses modifications d'ordre esthétique ont été apportées à l'installation, de manière à améliorer l'intégration dans le paysage. Il s'agit notamment de l'abaissement et de l'inclinaison de la structure supportant les panneaux solaires ainsi que de la mise en place d'un container afin de contenir les batteries (voir photos).

Suite aux divers problèmes techniques rencontrés durant la saison d'été (2 pannes génératrices, liaison téléphonique coupées à de nombreuses reprises par la foudre,...) , il n'a pas été possible de suivre rigoureusement la production solaire de l'installation. La quantité de 400 kWh résulte d'une estimation.

Les problèmes rencontrés sont le fruit d'une consommation supérieure de plus de 50 % aux prévisions, que ce soit en énergie ou en puissance. Une étude est en cours afin de d'extraire du système les appareils dont la puissance ne peut être fournie par les batteries (machine à traire de 4,5 kW par exemple).



Annual Report 2003

RESURGENCE

Renewable Energy Systems for Urban Regeneration in Cities of Europe

Author and Co-Authors	Robert Kröni
Institution / Company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 9001 / 05
E-mail, Homepage	robert.kroeni@enecolo.ch , www.solarstrom.ch
Project- / Contract Number	NNE5/00340/2001
	BBW 01.0370-1/-2/-3
Duration of the Project (from – to)	Jan. 2002 – Dec. 2005

ABSTRACT

It is proposed to demonstrate the installation of 1.3MWp of photovoltaic in 5 countries as part of significant urban regeneration programmes. The four key project aims are photovoltaic system cost reduction, increased socio-economic acceptability and social sustainability, exploitation of liberalised electricity markets and finance innovation. The project targets the social housing / urban regeneration sector, other key objectives are to demonstrate innovative energy trading mechanisms, innovative PV system ownership models, and the exploitation of new capital investment mechanisms that exist for sustainable energy technologies.

Each country will demonstrate the use of PV as part of an integrated approach to urban regeneration. Partners have been drawn from all stakeholder sectors, including housing associations, housing networks, urban renewal companies, architects and engineers, building integration systems developers and installers, utilities and banks.

In 2003, Resurgence has started the realisation of the PV projects. In Holland and Switzerland, all planned projects are realised, in the other countries there are still some projects which are not finished so far. Informations about the installations and other documents created in this projects can be found on www.resurgence.info.

The goals for 2003 have not overall been achieved as some installations are still not operating. They will have to be built in 2004.

In 2004, monitoring, dissemination and social integration will be the main work tasks to be done.

Einleitung / Projektziele

Projektzielsetzung

- Internationale Vernetzung von Akteuren, welche den Bau von Solarstromanlagen im sozialen Wohnungsbau fördern oder auch eben verhindern können.
- Erfahrungsaustausch aller Akteure (unter anderem auch durch die tatsächliche Realisierung von 1.5MW Solarstrom).
- Vergleich verschiedener Realisierungsmodelle (Eigenbau, Contracting, Bau durch EW).
- Vergleich verschiedener Finanzierungsmodelle.
- Verbilligung des Anlagebaus durch international koordinierte Ausschreibung.
- Definition des Mehrwertes von Solarstromanlagen auf Wohnungsbauten.
- Realisierung von 1.5 MW Solarstrom

Durch die gemeinsame Realisierung von Solarstromanlagen sollen die obigen Projektzielsetzungen in praktischen Arbeit erreicht werden. In allen beteiligten Ländern werden im Rahmen des Projektes Solarstromanlagen realisiert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Siehe die Beschreibung im Jahresbericht 2002.

Als reale Resultate können die innerhalb des Projektes realisierten Solarstromanlagen erwähnt werden:

	
Anlage Jasminweg 24 kW Zürich	Anlage Huob 31 kW Pfäffikon

	
Anlage Marchwartstrasse ABZ 44 kW Zürich	Anlage „Chemin de Florency“ Lausanne

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Jahr 2003 wurden die vorbereitenden Workpackages abgeschlossen.

Work Package	Beschreibung der Arbeit und Beitrag Schweiz
WP1: Overall Project Coordination	Auch im Jahr 2003 war die Projektleitung etwas problematisch. Wiederum musste ein Projektleiterwechsel hingenommen werden. Dies hat sich auch in Schwierigkeiten der Kommunikation mit den EU-Verantwortlichen gezeigt. Es besteht aber nun Hoffnung, dass mit den neuesten Projektleiter etwas Ruhe einkehrt. Beitrag Schweiz: - Organisation des Workshop im November in Lausanne - Koordination der Arbeiten in der Schweiz
WP2: Social Integration	Der letztes Jahr erarbeitete Fragebogen wurde verwendet. Es wurden rund 90 Mieter der von Solaranlagen betroffenen ABZ-Wohnhäuser persönlich befragt. Die Auswertung der Fragebogen ist noch im Gang. Zudem wurden individuelle Stromverbräuche ermittelt. Es ist vorgesehen, in der Anlage Jasminweg noch ein Anzeigesystem einzubauen. Die Mieter sollen über die Anlagen näher informiert werden. In einer zweiten Befragung sollen die Fortschritte im Kenntnisstand und dem persönlichen Verhalten (Energieeffizienz, Oekostromkonsum) festgehalten werden. Dieses Workpackage wird zusätzlich noch durch den Stromsparmifonds der Stadt Zürich unterstützt, da die vorgesehenen Arbeiten den Rahmen des ursprünglich vorgesehenen Projektes sprengen.
WP3: building Integration	Der vom Dänischen Projektpartner erarbeitete Bericht wurde nochmals überarbeitet. Beitrag Schweiz: - Lieferung von Informationen über diverse Gebäudeintegrationssysteme
WP4: Electrical Integration	Keine weiteren Arbeiten mehr im Jahr 2003
WP5: Financial Integration	Der vom Schweizer Projektpartner erarbeitete Bericht wurde aufgrund von Hinweisen der EU nochmals überarbeitet und ist jetzt in der vorliegenden Form akzeptiert.

WP6: Local Project design	Die Schweizer Anlagen wurden im Jahr 2003 alle fertiggeplant und installiert. Es sind keine wesentlichen Probleme aufgetreten.
WP7: System Procurement	Arbeiten wurden im Jahr 2002 abgeschlossen. Wie im letztjährigen Bericht erwähnt, konnte keine gemeinsame Submission durchgeführt werden.
WP8: Supply and Installation	Im Jahr 2003 wurden mehrere der vorgesehenen Anlagen gebaut. Nicht alle Projektpartner haben das Ziel, im Jahr 2003 die Anlagen zu erstellen, erreicht. - England: 2 von 3 Anlagen - Deutschland: keine von 3 Anlagen - Dänemark: 2 von 7 Anlagen - Holland: alle Anlagen - Schweiz: alle Anlagen Die Anlagen in der Schweiz wurden ohne grössere Probleme erstellt. Dies ist das Resultat der sorgfältigen Vorbereitung auf das Projekt.
WP9: Commissioning	Darunter sind die Arbeiten zu verstehen, die von der Fertigstellung bis zur definitiven Abnahmen zu verrichten sind. Bis auf den Ersatz von auf der Baustelle (vor allem Huob) kaputtgegangenen Module sind keine wesentlichen Arbeiten angefallen.
WP10: Monitoring	Die Anlageerträge werden über das Weblog-System des Projektpartners Meteocontrol dargestellt. Im Normalfall werden Monatserträge manuell übermittelt. Eine Anlage wird detaillierter erfasst (Einstrahlung, DC- und AC-Messung, tägliche Ablesungen). In der Schweiz ist dies die Anlage „Jasminweg“.
WP11: Dissemination	Die Webseite www.resurgence.info wurde weiter ausgebaut und mit Anlagebeschreibungen versehen. Beitrag Schweiz: Das Projekt „Chemin de Florency“ in Lausanne konnte in verschiedener Hinsicht im Rahmen des Resurgence Projektes Meilensteine setzen. Unter anderem fand vor Ort eine Veranstaltung für die Bewohner dieses Wohnblockes statt.



Eröffnungsveranstaltung „Chemin de Florency“

Der Schweizer Beitrag an das Projekt Resurgence kann als sehr positiv bezeichnet werden. Gerade das Projekt „Chemin de Florency“ in Lausanne kommt dem Projektinhalt nahe wie kaum eine andere Anlage in diesem Projekt. Diese Anlage wurde nachträglich in Resurgence eingeführt und wird finanziell nicht unterstützt. Es ist als reines Contractingprojekt finanziert. Es handelt sich hier um echten sozialen Wohnungsbau, der durch den Bau der Photovoltaikanlage eindeutig verbessert wurde. Das Dach wurde saniert (es war vorher undicht), das Gebäude wurde besser isoliert. Durch den Solarpreis konnte das Gebäude auch aus der Masse hervorgehoben werden, was für die Bewohner sicher eine klare Imageverbesserung sowohl für das eigene Heim als auch für die Photovoltaik ergeben wird.

Dieses Projekt hat in verschiedener Hinsicht grosse Publizität erhalten.



Solarpreisverleihung mit Stadträtin von Lausanne, Eliane Rey und Aussenministerin Micheline Calmy-Rey

Im Bereich „Social Integration“ wurde die bestehende Projektdefinition erheblich ausgeweitet und verbessert. Durch die persönliche Befragung betrug der Rücklauf auf 100%. Die erweiterte Information der Hausbewohner und das Anzeigesystem sollten einen spürbaren Effekt auf das Verhalten der Bewohner haben. Dieser Teil wird zusätzlich durch den Stromsparfonds der Stadt Zürich unterstützt.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Innerhalb der Schweiz lief die Zusammenarbeit zwischen Enecolo AG/Edisun Power AG, der Allgemeinen Baugenossenschaft und dem ewz. Die „Services Industriels de Lausanne“ haben das Projektmeeting vom November 2003 durch die Bereitstellung des Sitzungszimmers und logistischen in Support verdankenswerter Weise unterstützt

Innerhalb von Europa lief die Zusammenarbeit mit den Teilnehmern des Projektes.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Erfolge:

- In der Schweiz und in Holland konnten alle Projekte termingerecht erstellt werden
- Der Projektteil „Social Integration“ konnte sehr gut gestartet werden

Probleme:

- Verschiedene Projektpartner haben in der Realisierung Verzögerungen erlitten.
- Die Projektleitung und –Koordination sowie generell die Termineinhaltung war nach wie vor ungenügend.

Ausblick 2004:

- Im Jahr 2004 sollte der Projektteil „Social Integration“ mit vermutlich interessanten Resultaten abgeschlossen werden.
- Der Projektteil „Monitoring“ mit der Anlageüberwachung wird aktiv sein
- Die restlichen Projekte in Dänemark, Deutschland und England müssen noch realisiert werden.
- Mit nun vorhandenen Resultaten wird auch die „Dissemination“, d.h. die Öffentlichkeitsarbeit verstärkt werden können.

Referenzen / Publikationen

- [1] Filippe Masson: *Toitures à louer pour faire rayonner l'énergie solaire*, 24h 5. August 2003
- [2] www.resurgence.info, Webseite des Projektes.
- [3] Filippe Masson: *Toitures à louer pour faire rayonner l'énergie solaire*, 24h 5. August 2003

Messkampagnen

P. Affolter, B. Bezençon

Installation photovoltaïque autonome (3,1 kWp) - 100139 / 150172 175

Th. Hostettler

Messkampagne Wittigkofen - 100035 / 150040 183

R. Frei, Ch. Meier, M. Haller

PV-ThinFilmTest - 45555 / 85617 187

S. Rezzonico, E. Burà

Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino - 43907 / 83947 197

C. Renken, H. Häberlin

Newtech - Vergleich 3x1kWp Dünnschichtzellenanlagen - 43849 / 83893 205

A. Schlegel

Beschichtung von PV-Modulen - 35527 / 75305 213

L. Clavadetscher, Th. Nordmann

Messkampagne 100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 - 32046 / 71920 221

Annual Report 2003

Installation photovoltaïque autonome 3,1 kW

Author	Pascal Affolter / Bernard Bezençon
Institution / Company	Solstis / SGI
Address	Sebeillon 9b, 1004 Lausanne
Telephone, Fax	021 625 60 10, 021 625 60 11
E-mail, Homepage	Pascal.affolter@solstis.ch , www.solstis.ch
Project- / Contract Number	100'139 / 150'172
Duration of the Project (from – to)	July 2003 to July 2004



ABSTRACT

The PV system of the family Blattner in Soyhieres (JU) is one of the biggest stand-alone photovoltaic installation of Switzerland.

The stand-alone hybrid system is using solar slates (Sunslates™) for the PV production and is connected to a Diesel generator. The PV system (3,1 kWp) is integrated in the roof annex of the Family Blattner farm producing biological wine in Soyhières.

The measurement campaign has started in July 2003 and will last one year.

CAMPAGNE DE MESURES INSTALLATION AUTONOME HYBRIDE PV-DIESEL A SOYHIERES (JU)

1. DESCRIPTION DE L'INSTALLATION

A) Sommaire

Il s'agit d'une installation hybride totalement autonome (PV-Diesel), distante d'environ 2 kilomètres du réseau électrique existant le plus proche. Le système autonome utilise pour la production d'énergie PV les ardoises solaires Sunslates™ intégrée dans la toiture d'une annexe à la ferme. Il est couplé à un générateur Diesel. Le système PV (3,1 kW_p) couvre une partie du toit de l'annexe (ancienne étable à chèvre) de la ferme de production de vin biologique de la Famille Blattner située à Soyières (Canton du Jura). Elle a été installée par l'entreprise spécialisée Sole Engineering.

L'installation a servi d'exemple et d'expérience locale dans le cadre de la participation de la Suisse à la Tâche III de l'IEA PVPS.



Tableau 1 - vue générale de la toiture Sunslates™

B) Paramètres de base

L'installation doit fonctionner avec satisfaction tout au long de l'année. Elle doit être entièrement autonome pour assurer l'exploitation des activités (professionnelles et domestiques) de la famille Blattner. Le parc d'accumulateurs 48 V_{DC} de 500 Ah doit assurer approximativement 5 jours d'utilisation des besoins domestiques prioritaires (éclairage, médias, petits électroménagers, etc...) durant la période hivernale. Les caractéristiques principales du système sont les suivantes:

■ Inclinaison des modules	30°
■ Orientation des modules	sud
■ Valeur de l'ensoleillement	1195 kWh/m ² .an
■ Autonomie des batteries	5 jours

B) Particularité du projet

- La cohérence doit exister entre les systèmes d'énergie de l'habitation et les activités professionnelles (construction en bois, récupération et stockage de calories depuis la serre, apports solaires passifs directs, isolation de la toiture avec un revêtement végétal, eau chaude sanitaire solaire, éclairage en basse tension, etc...)
- L'installation du champ photovoltaïque doit être intégrée à la toiture de l'annexe (ancienne étable à chèvre) de la ferme, de manière à être située directement au-dessus du local technique actuel (régulation, onduleurs, accumulateurs, etc...)
- L'autonomie électrique du système PV doit assurer totalement les besoins domestiques (éclairage, médias, lavage, réfrigération, etc...) et partiellement les besoins professionnels de l'exploitation
- Le système doit être simple pour faciliter l'utilisation et la maintenance, avec la mise en place de circuits parallèles pour les divers usages ($12V_{DC}$, $230V_{AC}$, applications professionnelles et domestiques)

C) Système PV en bref

Le système PV est conçu pour une installation autonome hybride (couplée à un générateur Diesel) comprenant un champ PV intégré à la couverture de la toiture (ardoise PV Sunslates™), et fournissant une tension utile de $48V_{DC}$ au parc d'accumulateurs.

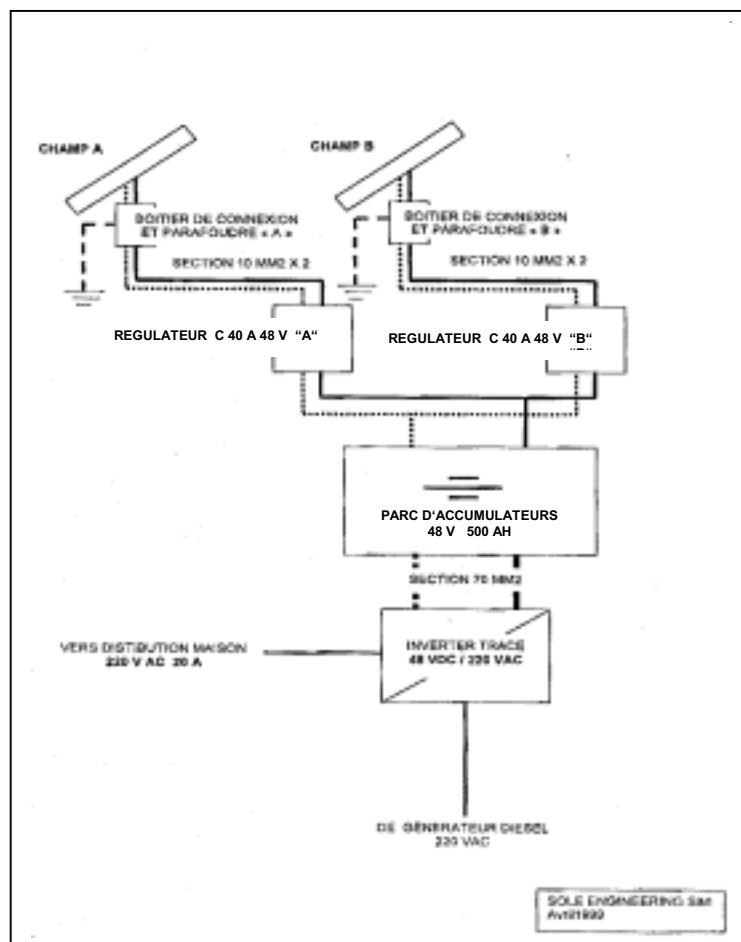


Tableau 2 - schéma électrique de l'installation

264 Sunslates de 11,8 Wp ont été montées sur le toit. La performance de l'installation se monte à 3,11 kW_p STC. Les strings sont répartis en 2 champs bien distincts.

- *Champ A : 6 strings de 24 SunslatesTM*
- *Champ B : 5 strings de 24 SunslatesTM*

Les 2 champs sont reliés en parallèle dans les boîtes de connexion. Dans la pièce technique (qui se trouve au niveau du rez-de-chaussée), 2 régulateurs (C40, Trace) alimentent le parc d'accumulateurs constitué de 24 batteries solaires de 2 V chacune reliées en série (TVS 6, Hawker Oldham). L'onduleur/régulateur (SW4548E, Trace) remplit plusieurs fonctions :

- *Sortie 48V_{DC}*
- *Sortie 230V_{AC} pour l'installation électrique de la maison*
- *Régulateur de charge¹ 230 V_{AC}/48V_{DC}*
- *Affichage des paramètres de mise au point et de contrôle du système*

Un tableau électrique forme la séparation entre le système PV et l'installation de la maison.



Tableau 3 - détail onduleur et tableau électrique

Cette installation permet d'utiliser la majorité des appareils domestiques avec un niveau élevé de sécurité. L'utilisation du circuit de 230 V_{AC} existant pour les appareils électroménagers comme l'aspirateur, le lave-linge ou les médias sera conservé et raccordé sur l'onduleur sinusoïdale de 4.5 kVA

L'alimentation des gros appareils professionnels triphasés à 400 V_{AC} (presse, autres outillages actuels et futurs) est uniquement assurée par le groupe électrogène Diesel qui est couplé à l'installation PV.

Le circuit PV est protégé contre la foudre par une mise à terre et un fusible parafoudre.

¹ Les accumulateurs peuvent-être également chargés par le générateur Diesel

2. CAMPAGNE DE MESURES ET RESULTATS

A) Description du système mobile de mesures

La mesure de l'installation a été faite à l'aide d'un système mobile de mesure. Ce système de mesure est composé de 2 boîtes superposées et encastrées l'une dans l'autre. Par ce moyen le système complet peut facilement être installé et ensuite déplacé.

On trouve dans la caisse d'en haut tous les convertisseurs, les dataloggers avec leurs périphériques, ainsi qu'un ordinateur pour la mise en service et l'interruption de l'exploitation du système. Dans la boîte inférieure se trouve tout le petit matériel (senseur, câble, etc...). Les fonctions supplémentaires sont mesurées et évaluées individuellement en utilisant l'équipement existant.

B) Remise en état de l'installation de mesures - 2003

Après plusieurs jours de travail acharnés durant le deuxième trimestre de l'année 2003 pour remettre sur pied l'installation de mesures, il est enfin possible de mesurer à nouveau l'installation. Voici les principaux travaux qui ont été réalisés dans ce but :

- repérage de l'installation et des grandeurs effectivement mesurées
- remise en route du datalogger (changement accu et chargeur)
- test de la mesure
- modification de la ligne téléphonique ; reconfiguration du modem
- pose d'un compteur d'énergie pour la mesure de l'énergie électrique produite par le groupe électrogène
- pose d'un MPP tracker sur un des deux groupes. L'installation est donc désormais équipée de deux champs de 1,5 kW chargeant le même groupe d'accumulateurs. Un champ de 1,5 kW utilise un régulateur normal. L'autre champ de 1,5 kW est équipé d'un MPP tracker permettant de maximiser la puissance de charge. Les mesures permettront de comparer le fonctionnement des deux groupes.



Tableau 4 - Solstis a remplacé un des deux régulateurs (en haut) par un MPP tracker (en bas à gauche)



Tableau 5 - le système de mesure a été réparé par Solstis et remis en route



Tableau 6 - Le groupe électrogène a été équipé par Solstis d'un compteur d'énergie pour en connaître la production avec précision.

C) Campagne de mesures

Les mesures sont opérationnelles depuis le lundi 21 juillet 2003. Nous proposons de faire l'année de mesure d'août 2003 à juillet 2004. Les grandeurs mesurées sont les suivantes :

- ensoleillement global horizontal et dans le plan des panneaux
- tension et courant du champ avec régulateur
- tension et courant du champ avec MPP tracker
- tension batterie, courant de charge/décharge
- puissance AC consommée
- puissance AC de recharge par le groupe électrogène
- énergie AC fournie par le groupe électrogène
- températures de différents éléments (panneaux, air extérieur, ...).

3. RESULTATS ET PUBLICATIONS

A) évaluation en 2003 et perspectives pour 2004

Les premiers sondages montrent que les mesures fonctionnent parfaitement. Ces mesures comprennent même l'énergie électrique d'appoint fournie par la génératrice. L'analyse détaillée des mesures se fera au terme des 12 mois de campagne de mesures. Elle sera donc disponible à partir du mois d'août 2004.

Pour l'heure, nous pouvons dire que le système autonome fonctionne globalement de manière satisfaisante.

B) Références et publications

La présente étude n'a fait pour l'heure l'objet d'aucune publication.

Annual Report 2003

Messkampagne Wittigkofen

Author and Co-Authors	Thomas Hostettler
Institution / Company	Ingenieurbüro Hostettler
Address	Luisenstrasse 14, Postfach 159, 3000 Bern 6
Telephone, Fax	++4131 302 62 26 / ++4131 302 62 27
E-mail, Homepage	Hostettler_Engineering@compuserve.com
Project- / Contract Number	100035 / 150040
Duration of the Project (from – to)	January 2003 – December 2005

ABSTRACT

In December 2000, a PV Façade was constructed on one of 5 high-rise apartment buildings, which are situated to the east of Bern. For a few reasons, the planned measuring system could not be completed. In collaboration with the owner of the PV installation, the Hostettler engineering company started a project in order to complete the measuring system.

The goals of this project are as follows:

- ## Obtain general experience on high PV Façades
- ## Obtain specialized experience on the influence of special measures for fire-protection
- ## Create a basis for the planning of high PV Façades
- ## Furnish information to the owner and to the public

Upon completion, the measuring system was operational at the end of April. At first, data was directly obtained on site. After a modem change, a connection by phone-line was established at the end of November. Also, a display for information was designed by a commercial artist and put into operation at the end of November.

Except for the modelling of the PV plant in the PVSYST software, all the planned work of this year have been completed. The modelling will be finished by spring 2004. Based on this, the evaluation of the first measuring period can then begin.

Einleitung

Im Osten der Stadt Bern wurde im Dezember 2000 die erste von 5 geplanten Photovoltaik Fassaden eingeweiht. Für die erste Fassade wurde ein Messsystem vorgesehen, um aus den so gewonnenen Messwerten Erfahrungen für den Bau der weiteren Fassaden zu gewinnen.

Aus verschiedenen Gründen konnte das Messsystem nie ganz fertiggestellt werden. Das Ingenieurbüro Hostettler ergriff in der Folge die Initiative, um das Messsystem fertigzustellen.

Projektziele

Mit den Messungen und Auswertungen sollen vor allem die folgenden Ziele erreicht werden:

- ≠ Allgemeiner Erkenntnis- und Erfahrungsgewinn für hohe Solarfassaden
- ≠ Erfahrungsgewinn bezüglich dem Einfluss der speziellen Brandschutzmassnahmen
- ≠ Bereitstellen von Erfahrungsgrundlagen für die Planung von hohen Fassaden
- ≠ Information der Gebäudeeigentümer und der interessierten Öffentlichkeit

Kurzbeschreibung des Projekts

Für die Überbauung Wittigkofen im Osten der Stadt Bern hat die Firma Atlantis Energie AG ein Projekt mit Solarfassaden an den fünf Hochhäusern vorgelegt und im Dezember 2000 die erste Fassade eingeweiht. Für diese erste Anlage wurde ein Messsystem vorgesehen, um Messwerte und darauf gestützt, Erfahrungen für den Bau der weiteren Fassaden zu gewinnen.

Der Realisierung der Fassade gingen einige Arbeiten und Anpassungen im Bereich Brandschutz voraus. Unter anderem mussten sämtliche seitlichen Ein- und Auslassöffnungen für die Hinterlüftung durch ein durchgehendes Flammabweisblech ersetzt werden. Der Einfluss dieser konstruktiven Änderung auf das thermische Verhalten kann ohne Messdaten nur schwer abgeschätzt werden.

Das Messsystem wurde in der Folge der Turbulenzen um die Firmengruppe nur unvollständig installiert und liefert deshalb keine Informationen über das Verhalten der Fassade. Unter diesen Umständen hat das Ingenieurbüro Hostettler die Initiative ergriffen, um zusammen mit SolArte und der Betreibergesellschaft die erfolgten Vorleistungen möglichst umfangreich zu nutzen. Das Projekt umfasst die Fertigstellung des vorgesehenen Messsystems. Anschliessend soll die Fassade während zwei Jahren ausgemessen und die Daten normiert ausgewertet werden.

Die gewonnenen Erkenntnisse sollen mithelfen, folgende Fragen zu beantworten:

- ≠ Wirksamkeit der verbleibenden Hinterlüftung
- ≠ Einfluss des Windes auf die Hinterlüftung
- ≠ Verhalten von hohen Fassaden mit Glas-Glas-Laminaten
- ≠ Im speziellen das elektrische und thermische Verhalten der eingesetzten Astro-Power-Zellen

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Arbeiten für das Jahr 2003 umfassen im wesentlichen drei Elemente, wovon 2 bearbeitet und abgeschlossen wurden:

- Aufbau, Ergänzung und Inbetriebnahme des Messsystems
- Realisierung einer Anzeigetafel für die Gebäudeeigentümer und die interessierte Öffentlichkeit
- Nachbildung der elektrischen Konfiguration im Simulationsprogramm PVSYST



Das Messsystem konnte ergänzt und auf den 30. April in Betrieb genommen werden. In einer Anfangsphase funktionierte die Fernabfrage noch nicht ordnungsgemäss. Die gemessenen Daten wurden deshalb anlässlich der normalen Kontrollen ausgelesen und gespeichert. Mit einer Modem Nachrüstung konnte die Fernabfrage in den ordentlichen Betrieb übergeführt werden.

Die Anzeigetafel (siehe linkes Bild) konnte Mitte November in Betrieb genommen werden. Dabei gestaltete ein Grafiker mit Fachgebiet „Gestaltung digitaler Medien“ das Layout und realisierte eine ansprechende, wenn auch ungewöhnliche Anzeigetafel.

Noch nicht abgeschlossen wurde die Modellierung der PV Anlage in der Simulationssoftware PVSYST. Dies wird bis Ende März 2004 nachgeholt, damit die Grundlagen für einen Vergleich zwischen Simulation und effektivem Ergebnis vorhanden sind. Damit sind alle Vorbereitungen für die

Auswertung getroffen, wenn Ende April das erste komplette Jahr zur Verfügung steht.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die Ergänzung und die Inbetriebnahme des Messsystems ging ohne Probleme vonstatten. Infolge einem Verdrahtungsfehler wurden knapp 2 Wochen fehlerhafte Daten gemessen. Der Fehler konnte rasch behoben werden. Seit Ende November funktioniert Messung fehlerfrei und das Ziel ist damit voll erfüllt.

In Kooperation mit den Gebäudeeigentümern und der beauftragten Verwaltung konnte das Layout der Anzeigetafel optimiert und realisiert werden. Die bisherigen Reaktionen von verschiedener Seite waren gut. Damit ist die gewünschte Informationsmöglichkeit gegeben.

Eine rasche Verfügbarkeit der Modellierung wäre zwar wünschbar gewesen, hat sich aufgrund von Terminkollisionen nicht realisieren lassen. Wichtig ist die Verfügbarkeit vor Ende des ersten Messjahres, damit für das zweite Jahr allenfalls noch kleine Änderungen im Programm des Dataloggers vorgenommen werden können.

Im Jahre 2004 erfolgt als Erstes die Modellierung der Anlage im PVSYST und im Mai die Auswertung des ersten Messjahres. Der Betrieb des Messsystems wird regelmässig überprüft, um eine möglichst lückenlose Erfassung der Daten sicherzustellen. Auf Ende 2004 wird der nächste Jahresbericht fällig, wo dann erste Erkenntnisse der Messungen diskutiert werden können.

Referenzen / Publikationen

Es wurden noch keine Arbeiten publiziert.

Annual Report 2003

PV-ThinFilmTest

6 THIN-FILM TECHNOLOGIES IN 3 DIFFERENT BIPV MODES COMPARED IN A REAL OUTDOOR PERFORMANCE TEST

Author and co-authors	Roland Frei, Christian Meier, Michel Haller
Institution / company	energiebüro®
Address	Limmatstr. 230, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)1 242 80 60, ++41(0)1 242 80 86
E-mail, homepage	info@energieburo.ch , www.energieburo.ch
Project- / Contract -Number	45555 / 85617
Duration of the Project (from – to)	Sep 2002 – Dec 2004

ABSTRACT

In a worldwide probably unique large-scale thin-film test installation, 6 different thin-film PV technologies have been installed each in 3 different BIPV application modes on test installation in Switzerland. The total of more than 450 thin-film modules include a-Si and CIS technologies. Each module type has been installed in 3 modes: inclined (20°), flat with free back air flow, and flat with thermal back insulation. Behavior and performance of all market available different thin-film BIPV systems are observed with an extensive monitoring program, including I_{DC} , U_{DC} , and P_{AC} , module and ambient temperature, and insolation. Additionally, 3 installed mono-crystalline PV arrays allow direct comparison of upcoming thin-film technologies to well known cell types.

The modules under test include 1-layer amorphous silicon technology (Kaneka K58), 2-layer amorphous silicon technology (ASIOPAK SG30, BP850, Dunasolar DS40), 3-layer amorphous silicon technology (UniSolar US64), copper indium di-selenid technology (Shell Siemens Solar ST40) and a well-known mono-crystalline silicon technology (Shell Siemens Solar SM 110) for comparison.

The results of the monitoring program shows the monthly different performance ratios between March 2003 and November 2003, related to the performance ratio of the reference. It has been shown that the differences between thermal insulated modules and modules with free back air flow are in parts significant: Whereas two module types are more efficient with free back air flow (ST40, US64), two module type yields significantly the same (DS40, BP850) and one module type more energy (K58) with thermal insulation. Broken modules in the PV arrays allows not to make a conclusion concerning the temperature behaviour of the module SG30.

The operating behaviour of the module ST40 seems to be similar to that of crystalline Si-cells (SM110) unless that the performance ratio is about 10% higher than that of crystalline Si-cells, also during the winter half-year. With the exception of the module SG30 (supposably in the same region of ST40), the others thin film modules show just an advantage in the hot summer months (about 5% - 10% higher performance ratio); for the rest of the year are the performance ratios equal or definite less as the reference.

The results presented here are provisional kind and must be in future confirmed by later conducted detailed evaluations. In addition, we expect more detail-information about the modules and their operational behaviour from the manufacturers, which will then flow into later evaluations.

Einleitung / Projektziele

Seit Jahren wird der Durchbruch von Dünnschichtzellen in der Solarstrom-Branche in Aussicht gestellt. Dies erstaunt nicht, liegen die Vorteile klar auf der Hand:

- Potentiell geringere Herstellungskosten
- bessere Materialverfügbarkeit
- reduzierter Energieaufwand
- besseres Temperaturverhalten

Den Einsatz von Dünnschicht-Solarmodulen im Rahmen von wirtschaftlichen Investitionen hat sich bis zum heutigen Zeitpunkt trotz grossem Chancenpotential in Europa nicht durchgesetzt.

Ziel der Dünnschicht-Test-Solarstromanlage ist der Vergleich von heute auf dem Markt erhältlichen Dünnschicht-PV-Solarmodulen unter realen und identischen Bedingungen im Rahmen einer Praxisanlage. Dabei sollen verschiedene Anordnungsvarianten die Beurteilung des Ertrags-, Neigungs- und Temperaturverhaltens der einzelnen Modultypen in der Praxis ermöglichen.

Mit dem Vergleich von Dünnschicht-Solarmodulen in der Praxis soll die Erschliessung und den Einsatz von billigeren Solarmodulen gesichert werden. Dank höher erwarteten Energieerträgen und billigeren Solarmodul-Kosten soll der kWh-Preis für Solarstrom zukünftig weiter reduziert werden.

Kurzbeschreibung des Projekts

Dünnschicht-Test-Solarstromanlage

Auf dem Dach des MMM Neumarkt Zürich-Altstetten der Genossenschaft Migros Zürich (GMZ) sind 6 heute am Markt erhältlichen PV-Dünnschichtmodultypen zusammen mit einem kristallinen Modultyp als Referenz, in jeweils 3 verschiedenen Aufständervarianten – unter sonst identischen Bedingungen – installiert worden.

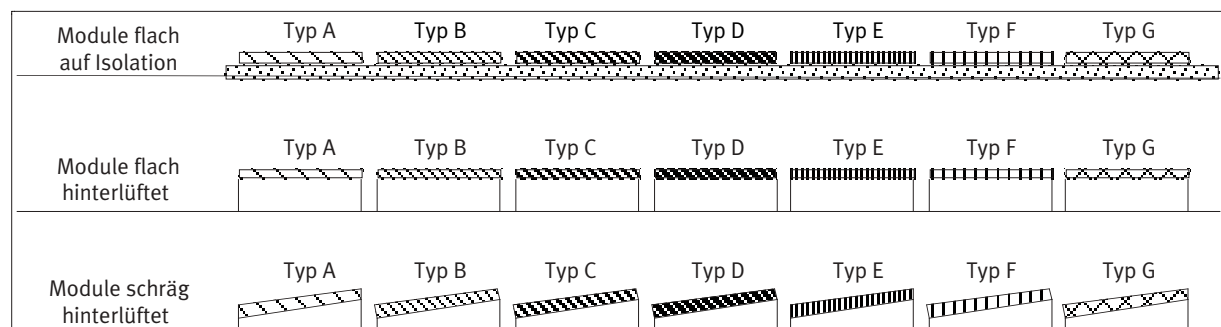


Bild 1. Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus mit den 3 Aufständervarianten flach aufgeständert thermisch isoliert, flach aufgeständert hinterlüftet und schräg aufgeständert hinterlüftet.

Die Solarmodule sind im jeweils gleichen Winkel (20°) aufgeständert bzw. gleich flach (3°) montiert worden. Die Systembedingungen sind bei allen PV-Feldern soweit möglich identisch, d.h. gleiche Ausrichtung, gleiche Befestigungsart, gleiche Kabellängen, gleiche Wechselrichter, Minimierung der mikroklimatischen Einflüsse wie Beschattungseinflüsse udgl..

Mit dem vorliegenden Projekt soll über den Einsatz von Dünnschicht-Solarmodulen in der Praxis Klarheit gewonnen werden.

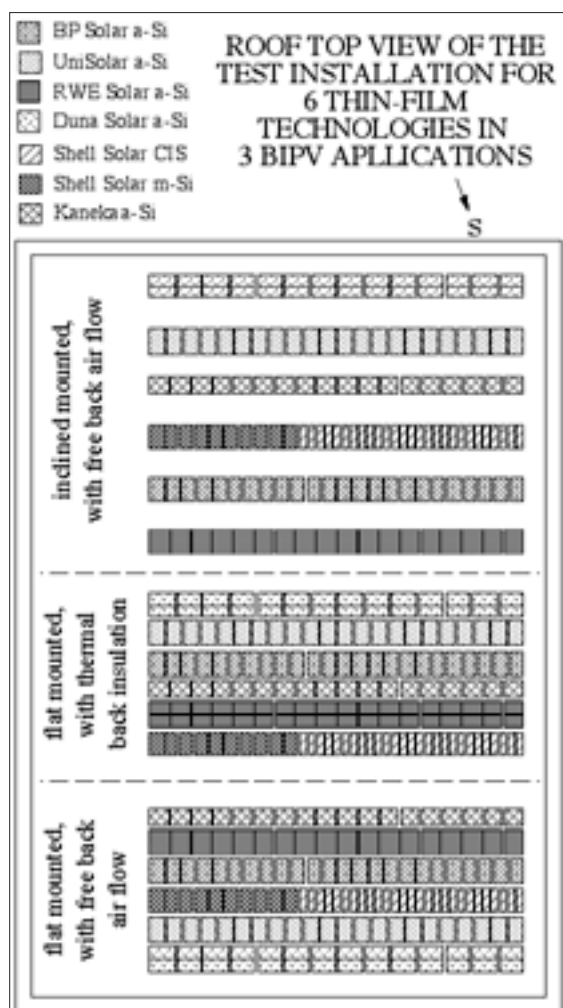
Ausgewählte Modultypen

Zur Klärung der Frage, für welche Modultypen der grösste Bedarf an Betriebserfahrungswerten besteht, wurde eine Umfrage bei den wichtigsten PV-Akteuren durchgeführt. Die 6 meistgenannten Dünnschicht-Modultypen sind in den Versuchsaufbau aufgenommen worden. Die anderen Module waren zum Zeitpunkt der Evaluation wenig bekannt bzw. vielfach noch nicht lieferbar.

Als Referenz-Modultyp ist das Siemens SM110 mit kristallinen Zellen zum direkten Vergleich in das Projekt aufgenommen worden.

Kurzbez.	Modulbezeichnung	Zellentechnologie	stabilisierte Spitzenleistung nominal pro Modul	Leistung pro Aufständerungsvariante	Leistung gesamt
Typ A	Dunasolar DS40	aSi-Tandem	40 Wp	1.12 kWp	3,36 kWp
Typ B	BP Millenia BP850	aSi-Tandem	50 Wp	1.20 kWp	3,60 kWp
Typ C	Kaneka K58	amorph	58 Wp	1.05 kWp	3,15 kWp
Typ D	RWE ASIOPAK SG30	amorph	32 Wp	1.15 kWp	3,45 kWp
Typ E	Siemens ST40	CIS (CuInSe ₂)	40 Wp	1.12 kWp	3,36 kWp
Typ F	Uni-Solar US64	aSi-Triple	64 Wp	1.41 kWp	4,23 kWp
Typ G	Siemens SM110	monokristallin	110 Wp	1.10 kWp	3,30 kWp
Installierte GESAMTLEISTUNG					24,45 kWp

Tabelle 2. Liste der für den Testaufbau ausgewählten Modultypen mit den jeweiligen Leistungsangaben.



Graphik 3. Anlagenlayout Dünnschicht-Test-Solaranlage

Wahl des Wechselrichters

Aufgrund der technischen Daten wurde der Wechselrichter Sunny Boy 1100E ausgewählt. Dieses Gerät passt auf alle 7 ausgewählten Modultypen-Arrays, sowohl vom Spannungsbereich wie auch im ungefähren Leistungsbereich.

Messanlage

Die Anlage ist mit einem kompletten Mess- und Monitoringssystem ausgerüstet.

Folgende Parameter werden im 1-min-Takt gemessen und im Stundenmittelwert abgespeichert:

- Sonneneinstrahlung
2 Pyranometer (horizontal (3°) und geneigt (20°))
- Aussen-/Umgebungstemperatur
1 sonnengeschützter Thermofühler
- Modultemperatur
21 Thermofühler (1 pro Modultyp und Aufständerungsvariante)
- DC-Spannung
21 Trennwandler
- DC-Strom
21 Messwandler
- AC-Energie
21 Kilowattstundenzähler

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Messdatenerfassung erfolgte gemäss den Richtlinien [1] und [2]. Die Datenaufbereitung und Teile der Auswertung erfolgte mit der Software PVbox von TNC Consulting AG. Die Aussagekraft der Daten und ihre Glaubwürdigkeit ist dadurch gesichert.

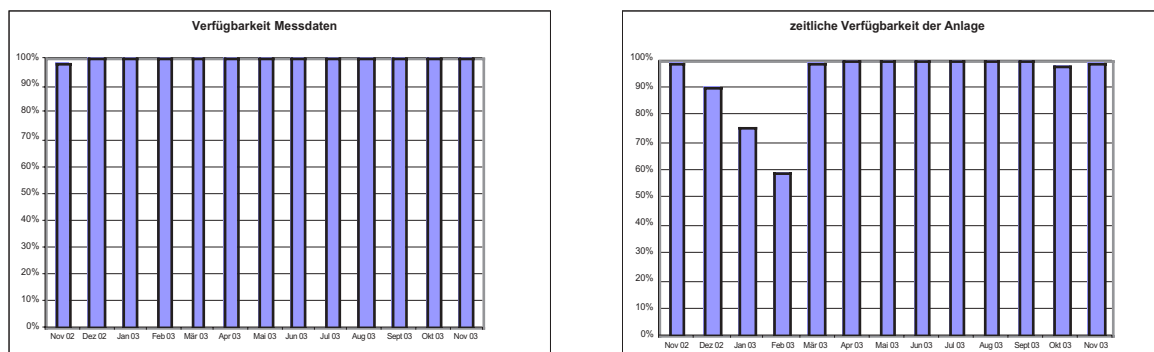
Im Jahre 2003 wurden neben der kontinuierlichen Messung, Auswertung und Interpretation der Daten ebenfalls Interventionen im Zusammenhang mit Betriebsunterbrüchen/-störungen vorgenommen.

Desweiteren wurden im ersten Halbjahr 2003 ein Teil der Temperaturfühler infolge Störungen ersetzt. Nach dem Ersatz funktionierte die Messanlage und die Messinstrumente einwandfrei.

Betrieb der Gesamt-Anlage

Seit der Inbetriebnahme der Anlage im November 2002 wurden praktisch lückenlos Betriebsdaten gesammelt (Graphik 4, linke Abbildung). Die Messdatenerfassung, die Datenkommunikation und die Datenaufbereitung zeigen wenig Probleme.

Die zeitliche Verfügbarkeit der Anlage (Graphik 4, rechte Abbildung) entspricht dem Verhältnis der Betriebsstunden (Stunden, bei welchen die Einstrahlungssumme grösser 80 Wh/m^2 und die Generatorleistung im Durchschnitt mehr als 50 W/kWp beträgt) zu den Sonnenstunden (Stunden, bei welchen die Einstrahlungssumme grösser 80 Wh/m^2 beträgt).



Graphik 4. links: Verfügbarkeit Messdaten. Rechts: Zeitliche Verfügbarkeit der Gesamt-Anlage

Infolge Schneefall während den Monaten Dezember 2002 bis Februar 2003, war die Verfügbarkeit der PV-Generatoren reduziert: Der Schnee blieb wegen der anhaltenden Kälteperiode jeweils mehrere Tage hintereinander auf den flach aufgeständerten Modulen liegen bevor er schmolz.

Aufgrund den unterschiedlichen Anfangs-Degradationsverhalten der eingesetzten Modul-Typen (bis zu 25% höhere Anfangsleistung, Anfangs-Degradation findet während den ersten 6 bis 8 Wochen statt (alle Angaben gemäss Hersteller)) und der eingeschränkten Verfügbarkeit der einzelnen Teilanlagen während den Monaten Dezember 2002 bis Februar 2003, werden in den folgenden Auswertungen vor allem die Daten der einzelnen Teilanlagen ab März 2003 bis Ende November 2003 miteinander verglichen, um aussagekräftige Informationen zu erhalten.

Betrieb der Teil-Anlagen

Die 21 Teilanlagen sind seit der Installation vollständig in Betrieb. Es traten keine Wechselrichter-ausfälle ein.

Bei den 3 Teilanlagen des Modultyps ASIOPAK-SG30 (Glas/Glas) sind im Juni 2003 Lamine mit Glassprüngen entdeckt worden (in der Teilanlage geneigt 4 Stk., in der Teilanlage flach hinterlüftet 2 Stk., in der Teilanlage flach isoliert 3 Stk.), welche nicht eindeutig einer Ursache zugeschrieben werden können. Obwohl der Hersteller RWE Schott Solar umgehend benachrichtigt worden ist, waren Ersatzmodule erst im Monat Dezember 2003 lieferbar gewesen, infolge Auslastung der Produktionslinie gemäss Angabe Hersteller. Es ist vorgesehen, dass sämtliche Lamine Anfangs Januar 2004 vorbeugend mit einer neuen Unterkonstruktion versehen werden, welche durch den Solarmodul-Hersteller im voraus schriftlich beglaubigt wird. Die Beglaubigung wird in den nächsten Tagen erwartet.

Aufgrund der Monatsanalysen wurde verifiziert, dass die Werte ab Juni 2003 für einen sinnvollen Vergleich unzulässig sind. Es werden untereinander und gegenüber den anderen Modultypen nur die Werte der Monate März 2003 bis Mai 2003 verwendet, mit Ausnahme der Messdatenreihe der horizontal hinterlüfteten Teilanlage. Die Daten scheinen plausibel zu sein. Trotz den Sprüngen ist höchstwahrscheinlich keine Feuchtigkeit in den Glas/Glas-Zwischenraum gelangt, sodass Korrosion/Kurzschluss noch nicht stattfinden konnte.

Outdoor-Performanz-Test, Flashen, Prüfdaten Hersteller – Basis Auswertung

6 Stück pro Modultyp wurde im TISO geflasht. 1 Stück der geflashten Module wurde zusätzlich einem Outdoor-Performanz-Test unterzogen. Der Outdoor-Performanz-Test hat gezeigt, dass das Flashen der Dünnschicht-Module keine korrekten Daten liefert, wie bereits im Vorfeld vermutet wurde (Flasher des TISO nur für kristalline Module geeignet). Aufgrund Recherchen gab es zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage im Sommer 2002 kein Messinstitut in Europa, welches die Möglichkeit besass, die Dünnschicht-Module innerhalb nützlicher Frist zu flashen.

Erschwerend kommt hinzu, dass - trotz mehrmaligem Nachfragen - keine der Modullieferanten/-hersteller, mit Ausnahme von Dunasolar und Kaneka, die Prüfdaten der einzelnen Module (Modul-Nummer, Isc, Imp, Usc, Umpp, Pmpp) zur Verfügung gestellt haben.

Die Auswertungen basieren deshalb auf der stabilisierten Nominal-Leistung gemäss Angaben Datenblatt der Hersteller. Ziel des Projektes ist nicht eine detaillierte Modul-Untersuchung, sondern der Praxis-Vergleich bezgl. Ertrag- und Temperaturverhalten der einzelnen Modultypen in unseren Breitengraden für den Endkunden. Sollte ein Hersteller mehr Leistung verkauft haben, als die Module tatsächlich besitzen, so wird dementsprechend der Ertrag pro installierte kWp-Leistung bzw. der Performance Ratio tiefer ausfallen.

Resultate / Tendenzen

Die Resultate werden Anfangs 2004 den einzelnen Herstellern/Lieferanten zur Begutachtung und Stellungnahme zugestellt. Die hier präsentierten Resultate sind vorläufiger Art und müssen von den später durchgeführten detaillierten Auswertungen noch bestätigt werden. Dazu werden von den Herstellern noch genauere Informationen zu den Modulen und deren Betriebsverhalten erwartet, die dann in die definitive Beurteilung der Module einfließen werden.

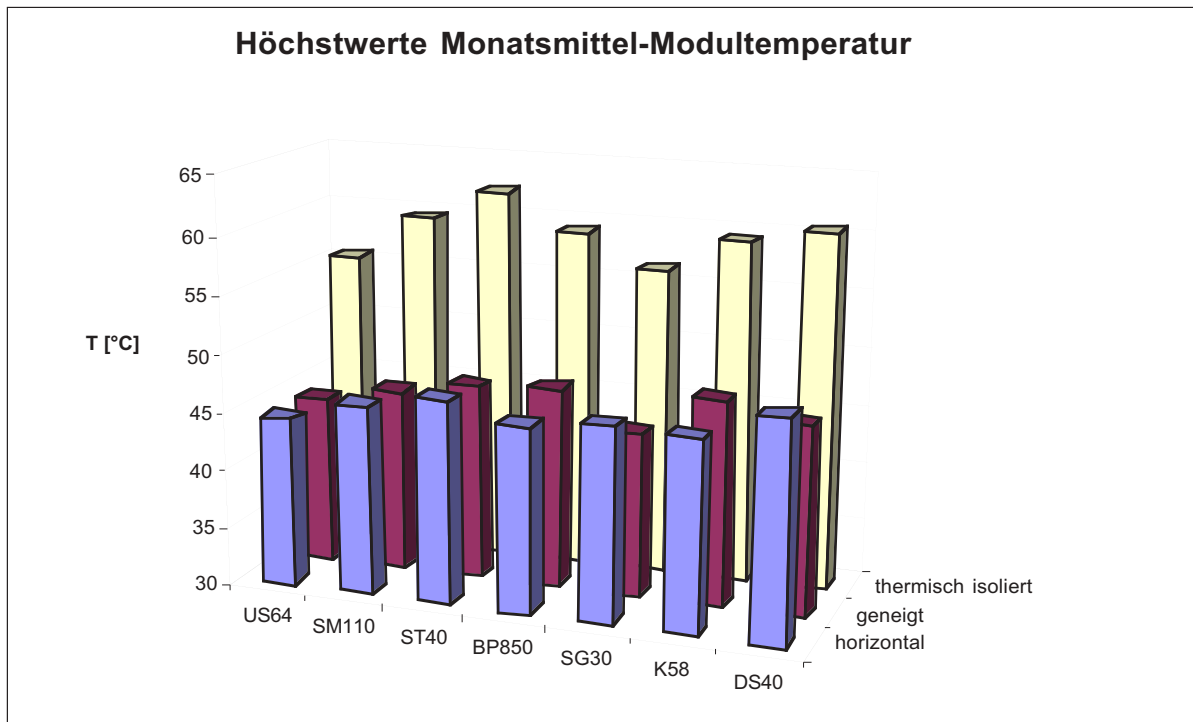
Temperatur

Die Spitzen-Modultemperatur der thermisch isolierten Teilanlagen im Vergleich zu den flach hinterlüfteten resp. geneigten liegen zwischen 14° C bis 20° C höher. Der Unterschied der flach hinterlüfteten zu den geneigt hinterlüfteten ist minimal und liegt im Bereich der Messtoleranzen.

Teilanlage	geneigt		flach hinterlüftet		flach thermisch isoliert	
Modultyp	Höchst-T [°C, h-Mittel]	Tiefst-T [°C, h-Mittel]	Höchst-T [°C, h-Mittel]	Tiefst-T [°C, h-Mittel]	Höchst-T [°C, h-Mittel]	Tiefst-T [°C, h-Mittel]
SM110 _{Referenz}	62.9	-10.7	62.6	-10.7	80.4	-12.8
US64	59.0	-11.1	59.0	-11.3	73.3	-12.3
ST40	62.7	-10.9	65.2	-10.7	83.8	-13.6
BP850	63.9	-10.7	60.9	-10.8	78.9	-12.6
SG30	64.1	-10.8	61.7	-13.6	79.2	-14.4
K58	57.1	-10.8	60.8	-10.6	75.1	-14.1
DS40	60.7	-10.2	66.5	-10.6	80.6	-14.2

Tabelle 5. Modultemperaturen [°C, h-Mittel]. Höchst, bzw. Tiefstwerte seit Inbetriebnahme. Umgebungstemperatur: Höchstwert 37.4° C, Tiefstwert -9.1° C.

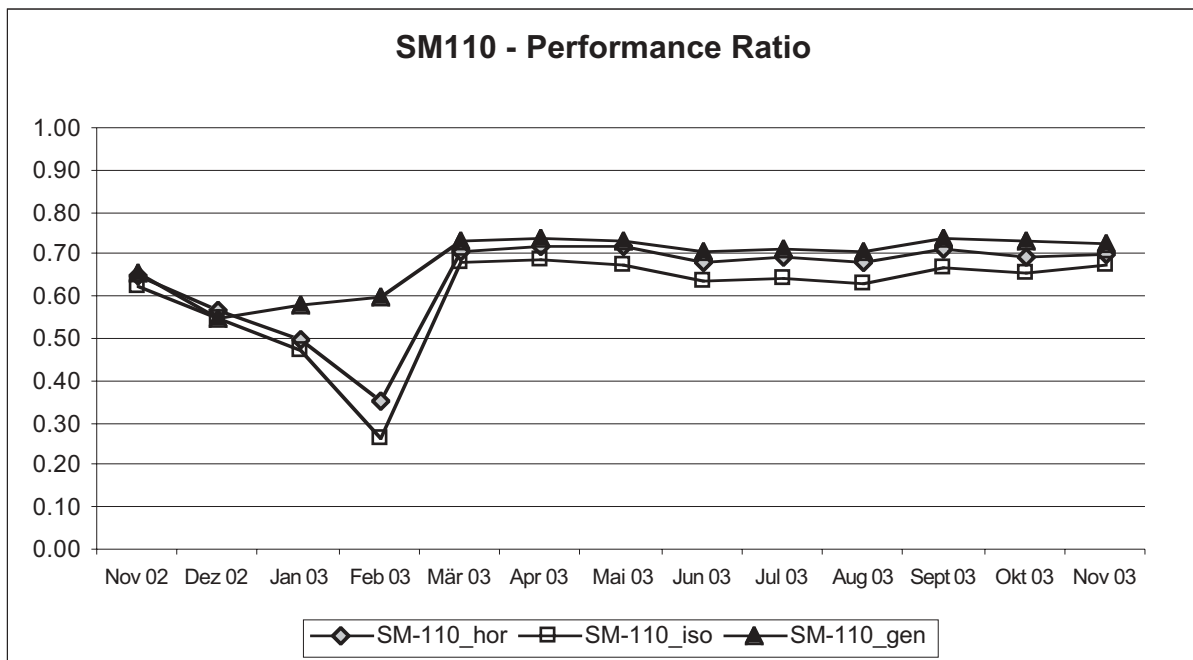
Vergleicht man die höchste Monatsmittel-Temperatur der einzelnen Teilanlagen, so fällt auf, dass die Module die gleiche Verhaltensweise wie bei der Stundenmittel-Temperatur aufweisen: die thermisch isolierten Teilanlagen liegen rund 15° C über den horizontal bzw. geneigt hinterlüfteten.



Graphik 6. Modultemperaturen [°C, Monats-Mittel]. Höchstwerte seit Inbetriebnahme.

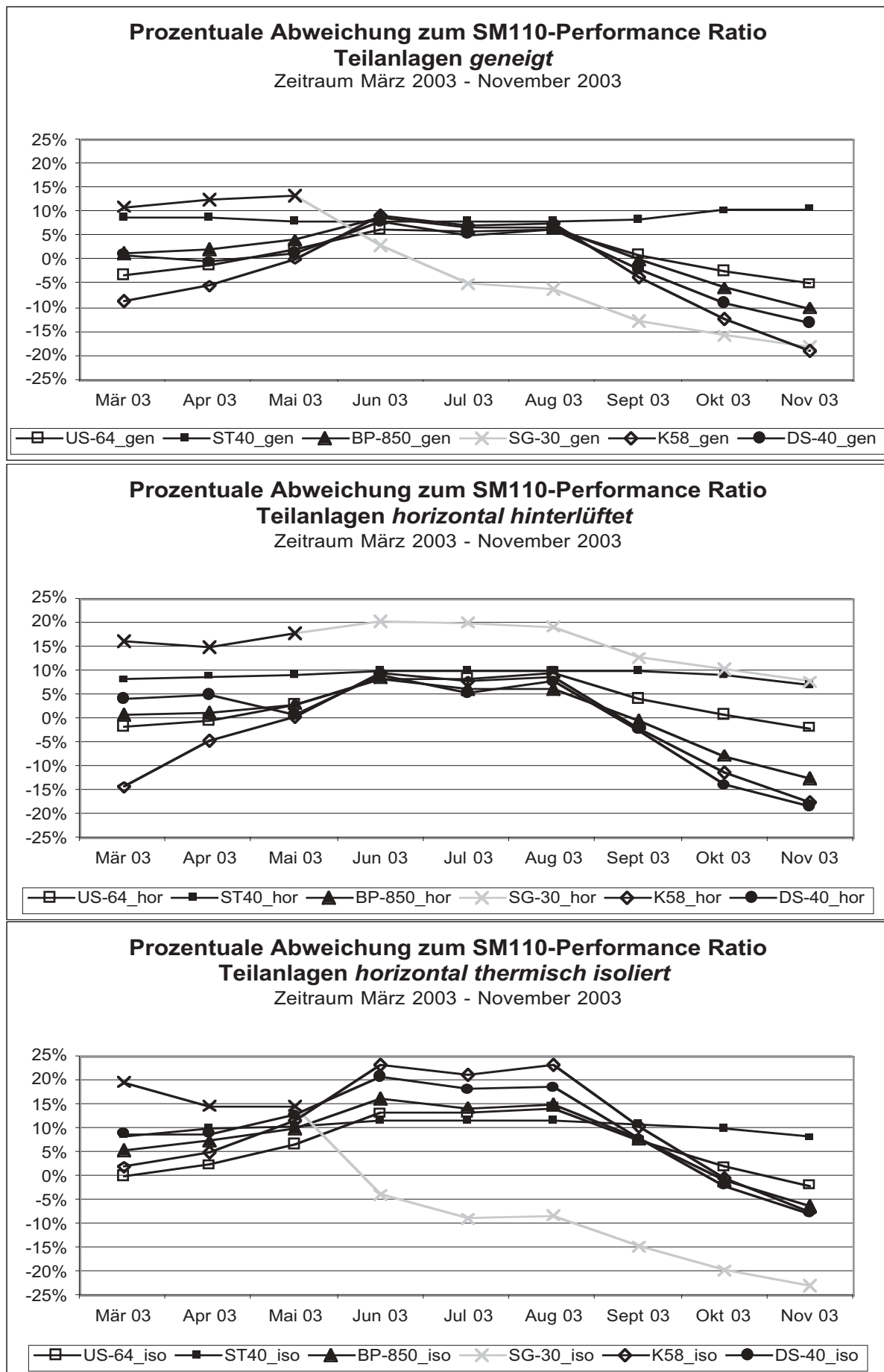
Performance Ratio / spezifischer Ertrag

Im folgenden werden die Abweichungen des Performance Ratio der Dünnschicht-Module zum entsprechenden Performance Ratio der kristallinen Referenzanlage SM110 verglichen.



Graphik 7. Performance Ratio Referenzanlagen SM110 (Monatsmittel seit Inbetriebnahme)

Bei der Referenzanlage SM110 liegt der Performance Ratio der horizontal hinterlüfteten Teilanlage im Vergleich mit dem Performance Ratio der geneigten Teilanlage um ca 3% tiefer, derjenige der horizontal thermisch isolierten Teilanlage um rund 10% tiefer. Dies entspricht den Erwartungen basierend auf langjährigen Erfahrungen.



Graphik 8. Prozentuale „Performance Ratio“-Abweichung der Dünnschicht-Modul-Teilanlagen zum entsprechenden Performance Ratio der Referenzanlage. Zeitraum März 2003 bis November 2003. Oben: Teilanlagen *geneigt*. Mitte Teilanlagen *horizontal hinterlüftet*. Unten: Teilanlagen *horizontal thermisch isoliert*.

Aus Graphik 8 ist ersichtlich, dass sämtliche Dünnschicht-Modultypen bei den horizontal thermisch isolierten Teilanlagen während den heissen Sommermonaten – mit Ausnahme vom SG30 (keine plausiblen Messdaten infolge defekten Module (Glasbrüche) – einen grösseren Performance Ratio gegenüber der Referenzanlage aufweisen (zwischen 10% bis 25%). Dabei heben sich K58 und DS40 in den Monaten Jun 03 bis Aug 03 mit rund 20% ab. Sobald Temperatur und Einstrahlung geringer werden (Monate September bis April), liegen die Performance Ratios der Dünnschicht-Module im Bereich der Referenzanlage bzw. deutlich tiefer – mit Ausnahme von ST40.

Der Performance Ratio vom CIS-Modul ST40 ist bei allen 3 verschiedenen Aufständervarianten um ca. 10 % höher – auch im Winterhalbjahr. Die Messdaten der SG30-Teilanlage horizontal hinterlüftet lässt die Vermutung zu, dass sie ebenfalls einen sehr guten Performance Ratio aufweisen. Der Ertrag der horizontal hinterlüfteten Teilanlage liegt deutlich über demjenigen des ST40-Moduls, wobei eine Verringerung des Performance Ratio auf das Niveau von ST40 während den letzten 3 Monaten festgestellt wurde. Die Vermutung liegt an, dass die Anfangsdegradation des SG30-Modules noch nicht vollständig abgeschlossen ist und sich entgegen den Herstellerangaben über einen längeren Zeitpunkt hinzieht.

Die restlichen Dünnschicht-Module weisen nur einen geringen Vorteil während den heissen Sommermonaten auf. Sowohl geneigte wie auch flach hinterlüftete Teilanlagen weisen vor und nach den 3 Sommermonaten Jun 03 bis Aug 03 gleiche bzw. deutlich tiefere Performance Ratios auf, im Vergleich zur Referenz SM110.

Teilanlage	geneigt	flach hinterlüftet	flach thermisch isoliert
Modultyp	Spezifischer Energieertrag der Monate März 03 – Nov. 03, [kWh/kWp]		
	(Basis Einstrahlungssumme 1'296 kWh/m ²)	(Basis Einstrahlungssumme 1'241 kWh/m ²)	
SM110 _{Referenz}	940	872	819
US64	963	914	885
ST40	1'021	955	906
BP850	974	899	903
SG30	943	1'020	813
K58	943	880	929
DS40	959	910	925

Tabelle 9. Spezifische Energieerträge [kWh/kWp] der Monate März 2003 - November 2003. Grau angegeben Werte sind nicht plausibel (defekte Module), werden jedoch der Vollständigkeit wegen trotzdem aufgeführt.

Beim Vergleich der spezifischen Energieerträge fallen folgende Beobachtungen auf:

- BP850 / DS40. Aufgrund den Erträgen spielt die Temperatur keine Rolle. Flach hinterlüftete wie auch thermisch isolierte Module produzieren praktisch denselben Energieertrag (leichtes Plus für thermisch isolierte).
- K58. Thermisch isolierte Module erzeugen deutlich mehr Ertrag (g. Tabelle 9 ca. 6% mehr). Der Hersteller empfiehlt deshalb bei jeder Aufständervariante die Module zusätzlich thermisch zu isolieren um dadurch Mehrertrag generieren zu können. Ein Produkt, dass mit seinem Temperatur-Verhalten in der Gebäudeintegration deutliche Vorteile besitzt.
- ST40 / SG30. Ertragsmässig ein Versprechen für die Zukunft. Beide Modultypen produzieren im Vergleich zur Referenz einen deutlich höheren Mehrertrag und bestätigen die in Dünnschicht-module getätigten Erwartungen. Die Werte für SG30 werden im 2004 nach Auswechslung der defekten Module verifiziert. Über das Temperaturverhalten des SG30-Modules können aufgrund den 2003 zur Verfügung stehenden Daten noch keine Schlüsse gezogen werden.
- US64. Die Erträge liegen im Vergleich zur Referenz nur leicht höher. Diese Werte werden im Betriebsjahr 2004 unter Berücksichtigung der weiteren Degradation und unter Miteinbezug der Wintermonate verifiziert werden.

Im Vergleich mit den Ertragsdaten der P+D-Anlage Newtech [3] kann bestätigt werden, dass der Ertrag der ST40-Module ebenfalls höher ausfällt im Vergleich mit den beiden Module BP850 (‚Pendant‘ zum MST43-LV) und US64. Im Gegensatz zur Newtech-Anlage wird kein Unterschied bezüglich Ertragsverhalten der geneigten Teilanlagen von BP850 und US64 festgestellt. Die Feststellung von Dr. Häberlein, dass sich die Technologie der CIS-Module vom Betriebsverhalten dem von kristallinen Zellen sehr ähnlich ist, kann hingegen wieder bestätigt werden. Es ist unbedingt zu berücksichtigen, dass sich die Werte von Newtech auf eine Anlage mit 30°-Neigung von und 0°-Südausrichtung bezieht, das MST43LV nicht exakt dem BP850 entspricht und der Messzeitraum nicht derselbe ist.

Nationale / internationale Zusammenarbeiten

- Kontakt mit Modulhersteller bzw. -lieferanten.
- Diverse internationale Anfragen bezüglich Resultate und Tendenzen

Ausblick 2004

Im 2004 werden sämtliche Daten weiterhin erfasst und gespeichert. Eine weitere umfassende Auswertung ist im Hinblick auf die 19th European PV Conference in Paris geplant. Die festgestellten Beobachtungen im 2003 sollen im 2004 verifiziert und bestätigt werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC): Standards IEC 61274, Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis
- [2] TNC Consulting AG, Richtlinien zur Auswertung und Darstellung von Messdaten von PV-Netzverbundanlagen, Januar 1995
- [3] Berner Fachhochschule Burgdorf, Dr. H. Häberlein, Schlussbericht ‚Newtech, Vergleich 3 * 1 kWp Dünnschichtzellenanlagen‘, Oktober 2003
- [4] Vortrag ‚6-Dünnschicht-Technologien in 3 verschiedenen BIPV-Varianten: Erste Resultate des Performanz-Tests unter realen Bedingungen‘, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 10.- 12. März 2004
- [5] Eingabe wissenschaftlicher Beitrag an der 19th European PV Conference Paris, France: ‚6 Thin-Film Technologis in 3 different BIPV Modes: Results of Real Outdoor Performance Test‘
- [6] Redaktioneller Beitrag PHOTON International, Test system for thin-film modules in Zurich, 2/2003
- [7] Redaktioneller Beitrag ENET-NEWS, Power vom Flachdach, April 2003
- [8] Redaktioneller Beitrag Schweizer Energiefachbuch 2003, Leistungstes Dünnschicht-Solarmodule: Quervergleich
- [9] Redaktioneller Beitrag tec21 (sia), Dünnschicht-Solarzellen, Nr. 5, 31. Januar 2003

Dieses Projekt wird unterstützt durch:



Bundesamt für Energie



Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Für den Bericht und die Schlussfolgerungen sind alleine die Verfasser verantwortlich.

Zürich, im Dezember 2003

Christian Meier

Roland Frei

Annual Report 2003

Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino

Author and Co-Authors	Sandro Rezzonico and Enrico Burà
Institution / Company	LEEE-TISO, DACD, SUPSI
Address	6952 Canobbio
Telephone, Fax	091/935 13 51 , 091/935 13 49
E-mail, Homepage	sandro.rezzonico@supsi.ch , enrico.bura@supsi.ch , www.lee.e.supsi.ch
Project- / Contract Number	43907 / 83947
Duration of the Project (from – to)	2002-2004

ABSTRACT

The 100 kW AET III grid connected PV plant is located along the railway in Riazzino. It was constructed in 1992 by the TNC company on behalf of the Swiss Federal Office of Energy. In 2001 the plant had to be modernised. The old 100kW converter has been substituted by three new converters, 33kW each, and part of the wiring has been redone. The renovated PV plant was put into service on November the 30th 2001. Since then the AET has acquired this PV plant which has therefore been renamed AET III (originally Mark II).

The purpose of this project is to precisely monitor for 3 years the behaviour of the plant following renovation, by continuous and periodic annual measurements. The data acquisition system has been adapted to the new configuration and it was put back into operation at the beginning of 2002.

The behaviour of the plant has being analysed for 2 years: since the renovation the plant is working properly. Its PR now exceeds 70% (right from 70W/m²), and it is better with respect to the one of previous years.

Considering only the **first 11th** months of the year 2003, the plant has produced 109.627 MWh, production never reached in 10 years of operation (maximal production 98.5 MWh in 1999, average 91.8 MWh). This is due to the particularly favourable meteorological conditions ($H_i=1'529\text{kWh/m}^2$ in 11 months), and also due to the excellent performances of the new converters. This energy yield ($Y_f=1'049\text{kWh/kWp.y}$) clearly exceed the production estimation of 95-100 MWh.

Box 1 strings produce more than those in Box 6. Nevertheless, all the 48 strings work properly.

The 26 reference modules has been measured again at STC at the LEEE: their average power is 106.0 W, therefore the total estimated field power @STC is 91.6 kW. This value is still 11.4% lower than that declared by the manufacturer. Moreover, another thermographic analysis of the entire plant has been carried out: a few hot spots were found but many of them have a high temperature ($\pm T$ up to $+30^\circ\text{C}$). One new module with malfunctions and one with broken glass were found. However the plant doesn't show any relevant or serious thermal problem. The conformation of the ground affects the ventilation and consequently the modules operating temperature ($\pm T$ up to 10°C).

1. Obiettivi e importanza del progetto

Lo scopo del progetto consiste nel monitorare accuratamente per un periodo di 3 anni il comportamento dell'impianto AETIII da 100kW a seguito del risanamento, tramite una campagna di misura dettagliata (misure in continuo), nonché misure annuali puntuali.

L'importanza della campagna di misura in oggetto può essere riassunta dai seguenti punti:

- ≠ La verifica della corretta esecuzione dei lavori di risanamento e il miglior funzionamento dell'impianto rispetto al passato, dovuto al miglior dimensionamento degli ondulatori e alla miglior qualità degli stessi.
- ≠ La verifica della stabilità dei moduli vista la serie di problemi di riscontrati in passato; per un funzionamento ottimale e durevole è importante mettere in risalto immediatamente eventuali "problemi di gioventù".
- ≠ L'acquisizione del "know-how" sul funzionamento di un grosso impianto, e ciò anche a scopi didattici; potrà portare a delle collaborazioni future con enti pubblici o privati.

Gli obiettivi generali del progetto sono:

- ≠ Il monitoraggio dell'impianto e delle singole stringhe: in particolare la misura della resa energetica in termini di indice di produzione (Yf) e di Performance Ratio (PR).
- ≠ L'identificazione di eventuali stringhe mal funzionanti rispettivamente diversità di comportamento tra le stesse.
- ≠ La verifica qualitativa del buon funzionamento dell'impianto e la localizzazione rapida di eventuali surriscaldamenti locali, guasti o altri problemi tramite misure termografiche e misure I-V outdoor.
- ≠ La verifica della stabilità della potenza @ STC tramite la misura annuale indoor di 26 moduli di riferimento.

Gli obiettivi fissati per il 2003 erano:

- ≠ Misura in continuo (fase 3): monitoraggio dell'impianto e delle stringhe e valutazione dei dati
- ≠ Misure annuali (fase 4): termografia, misura I-V outdoor, misura @ STC dei moduli di riferimento
- ≠ Confronto con gli altri impianti PV in Ticino (fase 5)
- ≠ Diffusione dei risultati (fase 6)

2. Descrizione dell'impianto

L'impianto PV collegato alla rete AET III (ex MARKII) è stato messo in funzione nel mese di novembre del 1992. È composto da 864 moduli fotovoltaici Solarex MSX120Q p-Si da 120W ciascuno, per una potenza totale di 103.7kWp. I moduli sono inclinati a 45° e orientati a 15°. L'impianto si situa lungo il tracciato ferroviario Bellinzona-Locarno in prossimità della vecchia stazione ferroviaria di Riazino e sfrutta un sedime non altrimenti utilizzabile; si estende per 400m e la superficie totale dei moduli è di 961m².



Nell'ottobre 2000 l'impianto è andato fuori servizio a causa di problemi all'ondulatore riconducibili all'esondazione del lago Maggiore. Nel 2001 il LEEE è stato incaricato del suo risanamento, della manutenzione, e della rimessa in servizio dell'acquisizione dati: in particolare il vecchio ondulatore da 100kW è stato sostituito con tre ondulatori da 33kW ciascuno, e parte del cablaggio è stato rifatto. L'impianto ristrutturato è operativo da dicembre 2001, e il nuovo sistema d'acquisizione dati, che è stato adattato alla configurazione attuale, è in funzione dal 26 febbraio 2002. Per informazioni più dettagliate si rimanda il lettore al rapporto annuale 2002.

Figura 1 : Impianto AETIII da 100kW

3. Lavori effettuati e risultati ottenuti

3.1 Monitoraggio principale

Il monitoraggio di base permette di verificare il buon funzionamento dell'impianto a seguito dei lavori di risanamento. Lo scopo di questo sistema è di acquisire i dati meteo e i dati di funzionamento globali dell'impianto (DC e AC). A partire da questi dati è in particolare possibile determinare la resa energetica dell'impianto in termini di indici di produzione (Y_f) e di Performance Ratio (PR), e di confrontare questi parametri con quelli degli altri impianti collegati alla rete in Ticino.

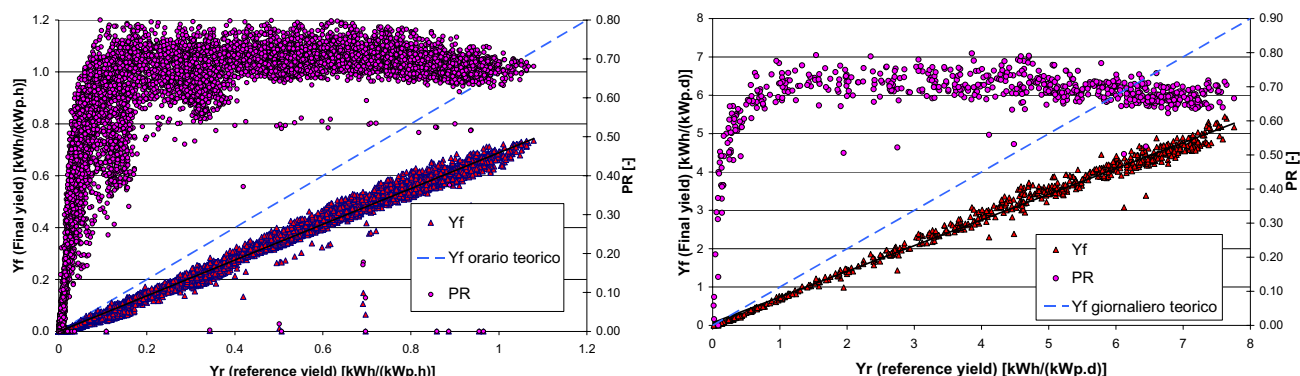


Figura 2: Impianto AET III, indici di funzionamento Y_f e PR : **dati orari** (a destra) e **giornalieri** (a sinistra). La diagonale tratteggiata corrisponde al caso ideale ($PR = 100\%$)

L'analisi dei dati viene effettuata conformemente alle norme Europee "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants; Document A&B", JRC-ESTI. In particolare i dati di funzionamento sono elaborati e presentati nel formato richiesto dalla banca dati IEA PVPS Task2 (una stringa di dati al mese e una annuale, vedi fig. 4 e 5), in modo da poterli confrontare sia con quelli degli scorsi anni, sia con quelli di numerosi altri impianti nel mondo catalogati nella banca dati.

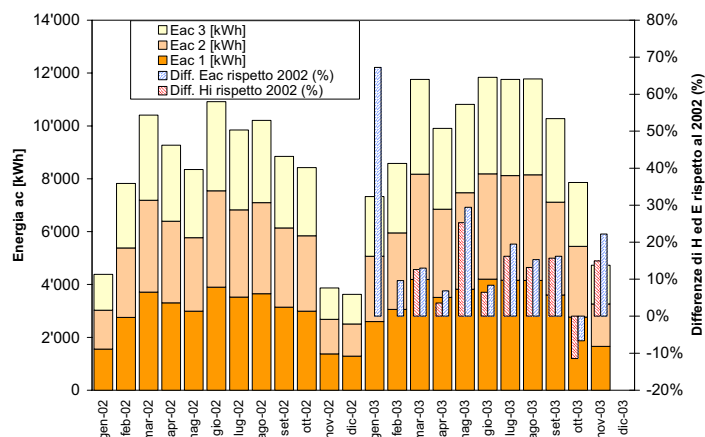
Sulla base dei dati finora raccolti (vedi fig. 2) si può affermare che l'impianto funziona correttamente.

La figura 2 (dati orari) mostra che il suo PR supera il 70 % anche a bassi irraggiamenti (già da 70 W/m^2 !) e raggiunge il massimo attorno a $400\text{--}500 \text{ W/m}^2$. Il PR massimo orario è stato del 84%, quello giornaliero del 80%. Inoltre fornisce preziose informazioni sulla frequenza di determinate condizioni di lavoro dell'impianto. Ad esempio, mentre gli istanti (dati orari) in cui l'impianto lavora ad irraggiamenti inferiori a 400 W/m^2 sono numerosi, le giornate più frequenti sono quelle con un'insolazione elevata, compresa tra 5 e $7 \text{ kWh/m}^2\text{d}$. In queste condizioni, dove si registra la maggior produzione di energia, l'indice di produzione giornaliero (Y_f) è buono: ad esempio 4.2 kWh/kWp.d con $H_i = 6 \text{ kWh/m}^2\text{d}$, che corrisponde ad un rendimento del 70%. Complessivamente il PR e il Y_f sono migliori rispetto a quelli degli scorsi anni, quando l'impianto non era ancora risanato (vedi [1]).

Durante una bella giornata l'impianto produce ca. 500 kWh; la produzione giornaliera massima raggiunta tra gennaio e novembre 2003 è stata di 563 kWh (7.4.2003), mentre quella media è stata di 328 kWh.

L'impianto, nel corso dei **primi 11 mesi** del 2003, ha erogato 109.627 MWh (vedi fig. 3 e 4): l'indice Y_f è stato di $1'049 \text{ kWh/kWp}$. Questa eccezionale produzione, che non è mai stata raggiunta in 10 anni di funzionamento, supera quella dello scorso anno del 14%. Questo è dovuto ad un anno caratterizzato da condizioni meteo estremamente favorevoli ($H_i = 1529 \text{ kWh/m}^2$) migliori, rispetto al 2002, per tutti i mesi salvo ottobre. Comunque anche il PR annuo del 70% (mai registrato sinora) conferma l'ottimo funzionamento della parte elettronica dopo le modifiche. In particolare il numero annuo di ore di funzionamento dei nuovi ondulatori (vedi colonna Opinv fig. 4) – caratterizzati da una soglia d'inserimento più bassa – è superiore rispetto al passato.

Ricordiamo che la produzione annua attesa, a seguito del risanamento, era di 95 – 100 MWh.



Dalla sua messa in funzione nel 1992, l'impianto ha prodotto 898.754 MWh, per un tempo totale di funzionamento degli ondulatori di 30'330h.

Le figure 4 e 5 riportano i valori di funzionamento mensili per il 2003, nonché i valori annuali a partire dal 1992.

Figura 3: Produzione mensile di energia AC dei tre campi, nel 2002 e nel 2003, e differenze in % rispetto al 2002

	Total time of monitoring	Monitoring Fraction	Outage fraction	Availability inverter	Total irradiation, horizontal	Total irradiation, array plane	Ambient temperature	Array output energy (DC)	Net energy from inverter (AC)	Monitoring and help energy	Net energy output from inverter, in the grid (AC)
AET III 103 kW	t M [h]	M [-]	O [-]	OPinv [h]	H [kWh/m ²]	H I [kWh/m ²]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO ⁽¹⁾ [kWh]	E M [kWh]	E IO [kWh]
1992	1'415	0.2	0.11	372	63	131	3.4	9'756	9'051	230	8'784
1993	8'760	1.0	0.07	3'299	1'220	1'369	12.3	101'048	95'262	1'453	93'703
1994	8'760	1.0	0.02	3'452	1'260	1'450	13.9	99'829	95'190	1'540	93'340
1995	8'760	1.0	0.04	3'414	1'305	1'542	13.4	94'937	90'895	1'549	88'976
1996	8'784	1.0	0.26	2'458	1'247	1'394	13.2	74'691	71'423	1'675	69'287
1997	8'760	1.0	0.15	2'720	1'334	1'563	13.9	92'470	89'245	1'638	87'409
1998	8'519	1.0	0.11	2'756	1'239	1'496	13.2	98'519	92'858	1'649	90'958
1999	8'760	1.0	0.08	2'829	1'241	1'473	13.5	100'856	98'567	1'630	96'254
2000	7'728	0.9	0.31	1'734	1'016	1'195	12.9	55'105	54'530	1'329	52'041
2001	3'874	0.4	0.75	306	348	619	11.0	10'035	9'793	640	8'880
2002 ¹	7'344	0.8	0.01	3'316	1'095	1'228	15.3	92'036	86'162	1'434	84'728
2003	8'760	1.0	0.01	3'674	1'309	1'529	15.0	117'055	109'627	1'558	108'069
Totale Media²	8'579	1.0	0.08	30'330 3'102	1'250	1'449	13.7	96'827	898'754 91'872	16'326 1'570	882'428 90'303

gen-03	744	1.0	0.00	243	51	102	3.5	8171	7698	141	7557
feb-03	672	1.0	0.04	247	73	123	2.8	9141	8590	128	8463
mar-03	744	1.0	0.01	339	124	168	10.4	12'885	12'094	145	11'949
apr-03	720	1.0	0.01	354	126	139	13.3	10'890	10'190	140	10'050
mag-03	744	1.0	0.01	415	162	156	19.4	11'887	11'130	146	10'983
gio-03	720	1.0	0.02	422	192	177	26.0	13'037	12'177	143	12'035
lug-03	744	1.0	0.02	417	185	174	25.0	12'954	12'099	148	11'951
ago-03	744	1.0	0.02	396	168	174	25.8	12'971	12'111	148	11'963
set-03	720	1.0	0.02	337	120	148	18.5	11'292	10'571	141	10'430
ott-03	744	1.0	0.00	291	73	105	12.0	8'643	8'100	142	7'958
nov-03	720	1.0	0.00	214	35	61	7.9	5'185	4'867	136	4'731
dic-03											
2003	8760	1.0	0.01	3674	1'309	1'529	15.0	117'055	109'627	1'558	108'069

Figura 4: Principali indici di monitoraggio, meteo ed energie. Valori annuali dal '92 al '03, e dettaglio mensile per l'anno '03.

¹ 2002: impianto in funzione dal 1.1.2002, ma il nuovo sistema di acquisizione è in funzione dal 1° marzo (compreso anche i primi 2 mesi E IO⁽¹⁾ = 95'977kWh)

² Per il calcolo della media sul periodo 92..03 sono stati tralasciati volutamente gli anni 1992, 2000, 2001, in quanto:

- 1992: l'impianto ha funzionato solo novembre e dicembre
- 2000: in novembre e dicembre l'impianto non era in funzione (problemi all'ondulatore)
- 2001: impianto e acquisizione dati in funzione fino a metà giugno; in seguito inizio lavori di risanamento

	Reference Yield, global	Reference Yield, in-plane	Array Yield	Final Yield	System Losses	Array Capture Losses	Performance Ratio	Array efficiency	Inverter efficiency	Overall PV plant efficiency	Availability inverter	Availability array	Module temperature by operation	Annual Final Yield
AET III 103 kW	Yr,g	Yr	Ya [kWh / (kWp.d)]	Yf	Ls	Lc	PR [-]	n Arr -	n Inv -	n tot -	Inv [%]	Array [%]	Tp b [°C]	Yf [kWh/kW]
1992	1.15	2.39	1.72	1.59	0.13	0.67	0.67	0.077	0.924	0.071	89	94	27.5	
1993	3.34	3.75	2.69	2.53	0.16	1.06	0.68	0.077	0.942	0.072	93	99	35.9	910
1994	3.45	3.97	2.66	2.52	0.13	1.32	0.64	0.072	0.950	0.068	98	100	38.5	906
1995	3.58	4.22	2.53	2.41	0.12	1.70	0.57	0.064	0.954	0.061	96	100	37.2	864
1996	3.41	3.81	1.98	1.88	0.10	1.83	0.49	0.056	0.950	0.053	74	100	37.2	673
1997	3.66	4.28	2.46	2.37	0.09	1.82	0.55	0.062	0.963	0.059	85	100	39.0	849
1998	3.50	4.23	2.70	2.54	0.16	1.52	0.60	0.068	0.940	0.064	89	100	36.0	883
1999	3.40	4.04	2.68	2.60	0.08	1.35	0.65	0.071	0.971	0.069	92	100	34.3	935
2000	3.16	3.71	1.66	1.61	0.05	2.05	0.43	0.048	0.969	0.046	69	100	35.5	505
2001	2.16	3.84	0.61	0.57	0.03	3.24	0.15	0.017	0.949	0.016	25	100	28.9	86
2002	3.58	4.01	2.92	2.73	0.19	1.09	0.69	0.079	0.937	0.074	99	100	32.7	823
2003	3.91	4.57	3.40	3.18	0.20	1.08	0.70	0.080	0.937	0.075	99	100	30.0	1'049
Media	3.54	4.10	2.67	2.53	0.14	1.42	0.62	0.070	0.949	0.066	92	100	35.6	877
gen-03	1.64	3.31	2.56	2.41	0.15	0.75	0.73	0.083	0.942	0.078	100	100	22.4	
feb-03	2.62	4.41	3.17	2.98	0.19	1.24	0.68	0.077	0.940	0.072	96	97	23.4	
mar-03	4.01	5.41	4.04	3.79	0.25	1.38	0.70	0.080	0.939	0.075	99	100	25.7	
apr-03	4.18	4.64	3.52	3.30	0.23	1.12	0.71	0.081	0.936	0.076	99	100	25.5	
mag-03	5.24	5.02	3.72	3.49	0.24	1.30	0.69	0.079	0.936	0.074	99	100	32.2	
gio-03	6.40	5.91	4.22	3.94	0.28	1.69	0.67	0.076	0.934	0.071	98	100	41.1	
lug-03	5.98	5.62	4.06	3.79	0.27	1.57	0.67	0.077	0.934	0.072	98	100	40.0	
ago-03	5.41	5.61	4.06	3.79	0.27	1.55	0.68	0.077	0.934	0.072	98	100	41.9	
set-03	4.01	4.95	3.65	3.42	0.23	1.29	0.69	0.079	0.936	0.074	98	100	33.4	
ott-03	2.35	3.38	2.71	2.54	0.17	0.67	0.75	0.086	0.937	0.080	100	100	25.2	
nov-03	1.16	2.04	1.68	1.57	0.10	0.37	0.77	0.088	0.939	0.082	100	100	19.6	
dic-03	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	
2003	3.91	4.57	3.40	3.18	0.20	1.08	0.70	0.080	0.937	0.075	98.65	99.68	30.03	

Figura 5: Principali indici di funzionamento: indici di produzione, performance ratio, rendimenti, e disponibilità. Valori annuali dal 92 al 03, e dettaglio mensile per l'anno 03 (vedi anche note figura 4)

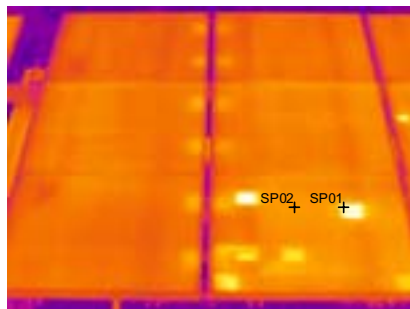
Il PR di questo impianto è simile al PR medio dei migliori impianti collegati alla rete in Ticino (media 71%). Se invece di utilizzare P_n=103.42kW, si utilizzasse la potenza reale stimata in base alle misure STC dei moduli di riferimento (vedi cap. 3.4), il PR di questo impianto risulterebbe ancora migliore, e sarebbe di ca. 79%.

3.2 Monitoraggio delle stringhe

Visto la serie di problemi legati all'affidabilità dei moduli riscontrati in passato, con il presente progetto si è voluto proseguire il monitoraggio di dettaglio delle stringhe su un periodo di 3 anni. Lo scopo del sistema d'acquisizione secondario (6 dataloggers disposti lungo l'impianto, in 6 box) è di sorvegliare singolarmente tutte le stringhe in modo da identificare immediatamente eventuali malfunzionamenti.

Dal monitoraggio emerge che tutte le 48 stringhe (6x8) funzionano correttamente. Tuttavia le stringhe del box 1 (est) producono più di quelle del box 6 (ovest): ad esempio con un irraggiamento di 1'000 W/m² tutte le stringhe del box 1 producono ca. 3.25 Adc, mentre nessuna stringa del box 6 produce più di 3 Adc. I box 2..5 si situano, in termini di efficienza, tra i box 1 e 6. Le differenze sono più marcate tra i campi: il campo est (box 1 & 2) è il più efficiente, il campo centrale (box 3 & 4) produce ca. il 6% in meno rispetto campo est, mentre il campo ovest (box 5 & 6) produce ca. il 12% in meno rispetto campo est. Queste inomogeneità concordano perfettamente con le misure della potenza a STC dei 26 moduli di riferimento (cap. 3.4), e sono spiegate, in parte, anche con l'analisi termografica (cap. 3.3).

3.3 Analisi termografica



Con l'analisi termografica si intende principalmente rilevare le differenze relative di temperatura per identificare eventuali anomalie. Una prima termografia completa dell'impianto era già stata eseguita dopo il risanamento, in data 29.05.02. Nel corso del 2003 è stata effettuata un'altra termografia (18.09.03) in condizioni climatiche e meteorologiche simili alla precedente, e dopo una pulizia dell'intero campo.

L'impianto è suddiviso fisicamente in 72 sottocampi ciascuno composto da 4 "colonne" di 3 moduli. È stata effettuata 1 misura ogni "colonna" (in totale 288 misure).

Figura 6: Modulo rotto con hot spots. Durante la termografia del 29.05.02 il modulo era intatto.

Hot spots: su un totale di 864 moduli sono stati trovati solamente una decina di moduli con hot spot di una certa importanza, ossia con differenze di temperatura, rispetto al resto del modulo, fino a 30°C. Altri 6 moduli presentano dei leggeri hot spot (differenza di temperatura < 6°C).

Tra le due termografie non sono state riscontrate particolari differenze.

Moduli con malfunzionamenti: sono stati trovati 4 moduli con dei malfunzionamenti.

Essi hanno delle sottostringhe (di 18 celle) che non funzionano correttamente e sono circa 3 - 3,5 gradi più calde rispetto alle altre. Verosimilmente queste sottostringhe sono interrotte (una rottura di una o più celle) e la corrente scorre nei rispettivi diodi by-pass, oppure i diodi sono inseriti al contrario. Uno di questi 4 moduli nella precedente termografia non presentava alcuna anomalia.

Moduli rotti (fig. 6): è stato trovato un modulo con il vetro rotto con conseguenti infiltrazioni d'acqua e agenti atmosferici nonché probabili rotture di alcune delle sue celle. La figura 6 mostra il surriscaldamento di alcune sue celle. Malgrado il guasto, il modulo produce ancora corrente elettrica.

Distribuzione della temperatura lungo l'intero impianto: i moduli posti al centro dell'impianto sono più rialzati dal terreno rispetto a quelli posti alle estremità est e ovest: ne risulta che per quest'ultimi la conformazione del terreno limita la circolazione d'aria.

Le 2 termografie hanno permesso di mettere in relazione la temperatura dei moduli con la loro posizione fisica all'interno del campo. I risultati ottenuti mostrano distribuzioni simmetriche della temperatura: i moduli alle estremità hanno temperature simili e superiori rispetto a quelli al centro. La distribuzione della temperatura è fortemente correlata con il profilo del terreno, sia a livello globale che locale; infatti anche gli sbalzi di temperatura dei moduli (vedi ad es. zona A cerchiata) sono in corrispondenza con le variazioni improvvise del suolo. Si possono quindi facilmente attribuire queste differenze di temperatura, che raggiungono i 10°C, a una diversa ventilazione o circolazione dell'aria sul retro dei moduli.

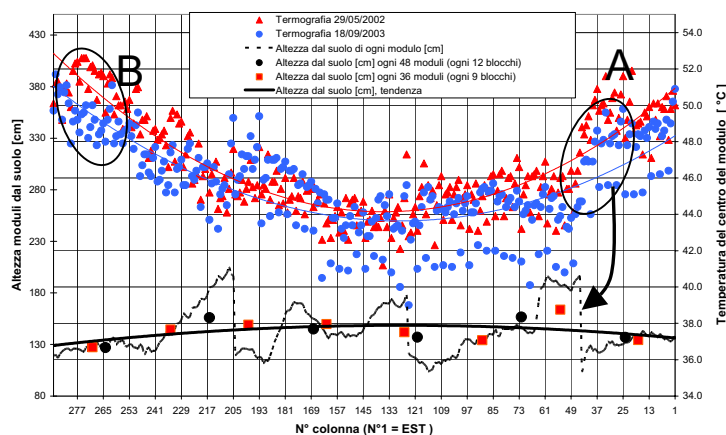


Figura 7:

Distribuzione della temperatura in funzione della posizione fisica dei moduli all'interno del campo e altezza dei moduli dal suolo (la colonna n° 1 a destra è a Est).

Nota:

- l'altezza dal suolo dei moduli varia solamente da 104 a 205 cm
- una differenza di temperatura d'esercizio di 10°C provoca una diminuzione di potenza del 4%.

Nel corso del 2003 tutti i moduli sono stati puliti; tuttavia solo per i moduli più sporchi (zona B, più a ovest) la pulizia ha avuto un leggero influsso sul comportamento termico. I risultati di questa termografia indicano che l'impianto globalmente non presenta problemi rilevanti dal profilo termico.

3.4 Misure a STC

Nel corso dell'anno è stata ripetuta la misura della curva I-V a STC dei 26 moduli prescelti. Per avere un campione rappresentativo dell'intero impianto, i moduli di riferimento sono stati prelevati in modo uniforme dai 3 campi, cioè equidistanti l'uno dall'altro; ciò permette di "sondare" la potenza dell'impianto a distanze regolari lungo tutti i suoi 360 metri di estensione.

Nel 2002 (misura 1) i moduli sono stati misurati sporchi (P1), e dopo averli puliti con acqua (P2); alcuni di loro (i moduli più a ovest) sono stati puliti anche con detergente speciale (P3). Nel 2003 i moduli sono stati misurati dopo averli puliti con acqua (P4). I risultati ottenuti sono riportati nelle figure 8 e 9. La potenza media dei moduli allo stato attuale, cioè la potenza prima della pulizia (P1), è di 101.1 W. Dopo pulizia con acqua, la potenza @ STC è salita in media del 5.3% (P2=106.5 W) e per i moduli più sporchi del 13.2% (fig. 8 e 9). La misura effettuata nel 2003 ha confermato i risultati già ottenuti l'anno precedente, ossia che i moduli non sono degradati e la potenza media (P4) è stata di 106.0 W.

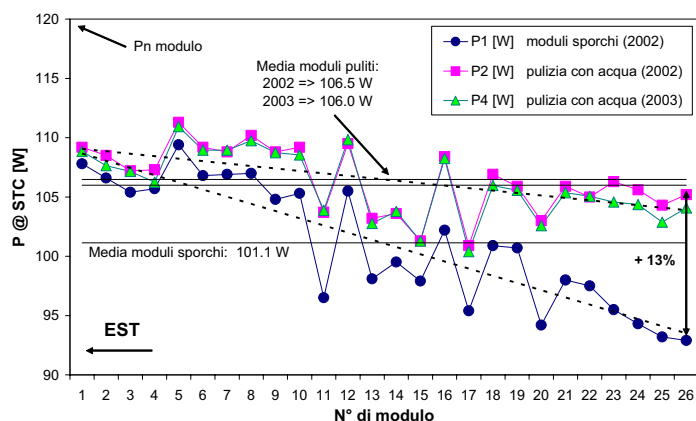
Estrapolando queste misure, la potenza attuale del campo @ STC dovrebbe essere di 87.3 kW con i moduli sporchi e, pulendo i moduli, la potenza totale dovrebbe salire a 91.6 kW. Queste stime della potenza rappresentano un limite superiore in quanto non includono le perdite di mismatch; questi valori sono comunque già nettamente inferiori rispetto a quelli dichiarati dal fabbricante del 15.6 % rispettivamente del 11.4 %.

	Valori dichiarati dal fabbricante	MISURA 2002 @ STC		MISURA 2003 @ STC
		P1, moduli sporchi	P2, pulizia con acqua	P4, pulizia con acqua
Pn moduli [W]	119.7	101.1	106.5	106.0
Pn campo (stima) [kW]	103.42	87.3	92.0	91.6
÷ rispetto Pn dichiarata		-15.6%	-11.0%	-11.4%

Figura 8: Potenze @ STC: potenza media dei moduli di riferimento, stima della potenza del campo e differenze rispetto a Pn dichiarata (misure 2002 e 2003). N° tot. moduli: 864

Spostandosi da est a ovest (cioè dal box 1 al box 6), si osserva che (fig. 9):

- la potenza dei moduli decresce in modo praticamente lineare. Probabilmente i moduli sono stati installati volutamente in questo modo (trigge) per limitare le perdite di mismatch.
- il grado di sporcizia aumenta in modo quasi lineare. Per i moduli a ovest – più sporchi di quelli a est (prossimità stazione ferroviaria) – l'influsso della sporcizia si "somma" a quello della bassa potenza.



Inoltre si osserva che mentre i valori dei moduli a est sono praticamente identici a quelli del '02, quelli dei moduli a ovest sono leggermente inferiori. Ciò mostra che i moduli a ovest (puliti con detergente prima di essere rimontati) hanno tendenza a sporcarsi più rapidamente degli altri. Quindi, per confrontare i dati nel tempo, prima della misura IV occorrerà effettuare (almeno per questi moduli) una pulizia accurata.

Figura 9: Potenze @ STC dei 26 moduli di riferimento, misurate nel '02 e nel '03. Il modulo n°1 si trova a est.

4. Collaborazioni nazionali

Finora vi è stata collaborazione attiva con l'AET in particolare per quel che concerne la presenza in loco in qualità di supporto tecnico durante l'inaugurazione, porte aperte, esposizioni, visite, ecc. Nel corso dell'anno inoltre il TISO ha contribuito alla messa a punto del sistema di telelettura dell'AET, mettendo a disposizione particolari dati di funzionamento.

5. Valutazione dell'anno 2003 e prospettive per il 2004

Tutti gli obiettivi fissati per il 2003 (vedi cap. 1) sono stati raggiunti. In breve:

Misure in continuo:

- ## A seguito dei lavori di risanamento effettuati dal LEEE nel 2001, l'impianto funziona correttamente.
- ## Il suo PR supera il 70 % già a partire da 70W/m², ed è migliore rispetto a quello degli scorsi anni, quando l'impianto non era ancora risanato.
- ## **In soli 11 mesi**, nel 2003 l'impianto ha erogato 109.627 MWh ($Y_f=1'049$ kWh/kWp), produzione mai raggiunta in 10 anni di funzionamento. Ciò è dovuto alla meteo particolarmente favorevole ($H_i=1'529$ kWh/m²), ma anche all'ottimo funzionamento della parte elettronica dopo le modifiche. Il numero annuo di ore di funzionamento dei nuovi ondulatori è superiore rispetto al passato.
- ## Dalla sua messa in funzione (1992) l'impianto ha prodotto 898.754 MWh; nel 2003 la produzione giornaliera massima è stata di 563kWh.
- ## Con un'insolazione di 6kWh/m².d (giornate frequenti), l'indice Y_f è buono: 4.2 kWh/kWp.d
- ## Le stringhe del box 1 (est) producono più di quelle del box 6. Tuttavia tutte le 48 stringhe funzionano correttamente.

Misure annuali (termografia, misura @STC dei moduli di riferimento, misura I-V outdoor):

- ## Sono stati trovati pochi hot-spots, ma con un'elevata temperatura (ΔT fino di +30°C). È stato individuato un altro modulo con malfunzionamenti, e uno con il vetro rotto ma ancora funzionante. L'impianto non presenta tuttavia particolari problemi dal profilo termico.
- ## La conformazione del terreno sottostante incide in modo importante (ventilazione) sulla temperatura di funzionamento: i moduli alle estremità del campo hanno temperature superiori, rispetto a quelli al centro, fino di 10°C.
- ## Estrapolando la potenza media @ STC dei moduli di riferimento (106.0 W), la potenza totale del campo @ STC è stimata a 91.6 kW (-11.4% rispetto al valore dichiarato).
- ## Nel corso dell'anno è stata pure effettuata la misura della curva IV outdoor di tutte le stringhe dell'impianto. Si stanno analizzando i dati con diversi metodi di estrapolazione alle condizioni standard. Un'analisi approfondita di questi dati sarà comunque fornita con il rapporto finale.

Confronto con gli altri impianti in Ticino:

- ## Il PR è simile a quello degli altri impianti collegati alla rete in Ticino; sarebbe del 79% se si calcolasse utilizzando la potenza reale estrapolata dalle misure a STC dei moduli di riferimento piuttosto che quella dichiarata dal fabbricante.

Diffusione dei risultati: i risultati relativi a questo progetto, finora sono stati diffusi tramite:

- ## L'organizzazione di manifestazioni quali ad esempio l'inaugurazione dell'impianto; il coinvolgimento di scuole, in particolare tramite visite guidate di scuole medie e professionali.
- ## Diverse pubblicazioni sulla stampa locale e su media audio-visivi; articoli e posters pubblicati in occasione di simposi e conferenze (vedi [2] e [3]); i rapporti annuali.

Per il 2004 si prevede di continuare la campagna di misura secondo il piano di lavoro allegato all'offerta di questo progetto.

Referenze

- [1] Th. Nordmann, TNC Consulting AG, **100kWp grid-connected PV installation along rail infrastructure in southern Switzerland: monitoring, evaluation, operation and maintenance of plant**, annual reports 1992-1999
- [2] Burà E., Chianese D., Rezzonico S., **Recovery of a 100KW PV power plant**, PV in Europe Conference and Exhibition, Roma, october 2002
- [3] Burà E., Chianese D., Rezzonico S., **Impianto fotovoltaico AET III: primi risultati; Risanamento dell'impianto fotovoltaico Mark II (AET III)**, Simposio fotovoltaico nazionale 2002, Canobbio, maggio 2002
- [4] Burà E., Rezzonico S., **Monitoraggio dell'impianto PV da 100 kWp AET III a Riazzino**, Rapporto annuale 2002, Canobbio, dicembre 2002

Annual Report 2003

Newtech – Vergleich 3 x 1kWp Dünnschichtzellenanlagen

Author and Co-Authors	C. Renken and H. Häberlin
Institution / Company	Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung (ADEV) Burgdorf represented by Bernern Fachhochschule, Hochschule für Technik und Informatik (HTI)
Address	Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf
Telephone, Fax	+41 / 34 / 426 68 11, +41 / 34 / 426 68 13
E-mail, Homepage	heinrich.haeberlin@hti.bfh.ch , www.pvtest.ch
Project- / Contract Number	43849 / 83893
Duration of the Project (from – to)	01.04.2001 – 30.09.2003

ABSTRACT

Purpose and Goals of the new project

Comparison of the operation and energy yield of 3 grid connected 1kWp-photovoltaic plants with different thin film solar cells-technologies (a-Si-triple-cells, a-Si-tandem-cells and CuInSe₂-cells). The 3 PV plants are at the same location and each of them is operated with an own, identical inverter (ASP Top Class Spark). The PV plant and the monitoring system operated successfully since 17.12.2001

Newtech 1 with CuInSe₂-(CIS-) Cells :

In 2002, with 1091 kWh/kWp and in 2003, with 1259kWh/kWp this plant had by far the highest specific annual energy yield of all PV plants (including mono-c-Si and poly-c-Si) in Burgdorf. The operating behaviour of this technology seems to be similar to that of crystalline Si-cells. Especially good is the fact that with these modules measured STC-power was considerably higher than the nominal power indicated by the manufacturer.

Newtech 2 with tandem cells of amorphous Si :

In 2003, the energy yield of this plant (1037 kWh/kWp) was again the lowest of the three Newtech thin-film plants. Energy production at low irradiance levels is relatively low. Under such conditions, the output voltage drops considerably and then the inverter operates outside of the MPP despite the relatively wide input voltage window. Cell efficiency is relatively low, moreover during the winter months module power has degraded considerably, but during the very hot summer 2003 the module power recovered mostly, but not completely.

Newtech 3 with triple cells of amorphous Si :

In 2003, with 1102 kWh/kWp this plant was again also among those with the highest energy yield in Burgdorf. This plant has a relatively high performance ratio PR at low irradiance levels. Seasonal degradation and recovery behaviour was similar to that of plant Newtech 2.

Projektbeschreibung

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

Zudem wurde die Anlage mit einem aufwendigen Messsystem von der HTI Burgdorf ausgerüstet. Die PV-Anlage und Messtechnik sind seit dem 17.12.2001 störungsfrei in Betrieb. Mit diesem Projekt konnten bisher interessante Vergleiche zwischen den 3 Zellentechnologien, aber auch Vergleiche zu anderen mono- und polykristallinen Anlagen in Burgdorf durchgeführt werden.



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

Die Anlage „Newtech“ besteht aus 3 netzgekoppelten 1kWp-PV-Anlagen mit 3 verschiedenen neuartigen Dünnschichtzellen-Technologien. Die nominelle Gesamtleistung der PV-Anlage beträgt 2844Wp. Der Modulneigungswinkel beträgt generell $\eta=30^\circ$ und die Ausrichtung $\nu=0^\circ$ (Süd). Jede der 3 Teilanlagen speist die Energie über einen eigenen ASP Top Class Spark Wechselrichter (mit Trafo) ins Netz.

Anlage Newtech 1: Kupfer-Indium-Diselenid-Zellen (CuInSe_2 - oder CIS-Zellen)

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

Anlage Newtech 2: Tandemzellen aus amorphem Si

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

Anlage Newtech 3: Tripelzellen aus amorphem Si

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

Bild 2 zeigt das Blockschaltbild der PV-Anlage Newtech mit der präzisen Messeinrichtung der HTI.

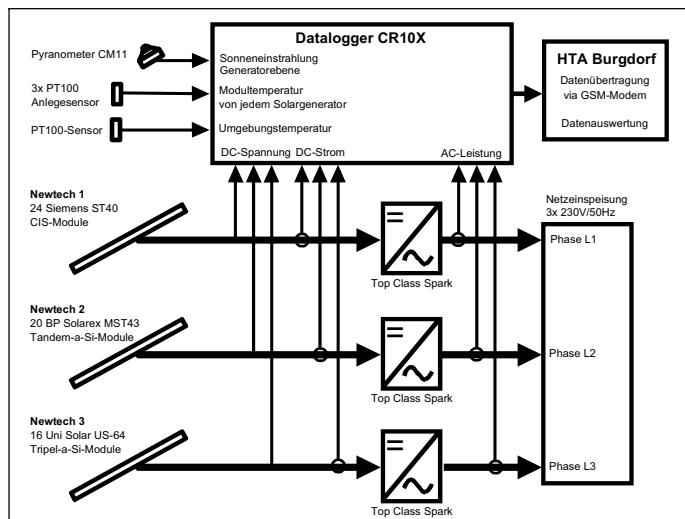


Bild 2: Folgende Messgrößen werden mit dem Messsystem erfasst: Sonneneinstrahlung in Modulebene mit einem Pyranometer CM11 (beheizt), Solarzellentemperatur der 3 Solargeneratoren mit PT100-Anlegefühler, Umgebungstemperatur mit PT100, Gleichstrom und Gleichspannung von jeder der 3 Teilanlagen, ins Netz eingespeiste Wirkleistung und Netzspannung am Einspeisepunkt von einer Phase. Das Messintervall des Loggers beträgt 2s, daraus werden 5-Minuten-Mittelwerte gebildet und abgespeichert. Die Daten werden täglich automatisch übertragen, dann gespeichert und zur Auswertung aufbereitet.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Newtech 1

Seit Inbetriebnahme wurden mit dem Kennlinienmessgerät unseres Labors 4x die I-U-Kennlinien der drei Anlagen gemessen und mit den erhältlichen Angaben über die Temperaturkoeffizienten der Module auf STC umgerechnet. Noch im Jahre 2003 ergab sich bei der Anlage Newtech 1 mit CIS-Modulen ST40 von Siemens eine gemessene STC-Leistung, die über der Summe der Nennleistungen der Module lag. Im Verlauf des überdurchschnittlich warmen Sommers 2003 hat die STC-Leistung der CIS-Module dennoch erstmals um ca. 3% abgenommen. Diese Degradation wurde auch durch die bisher letzte I-U-Kennlinienmessung vom 03.09.03 bestätigt.

Bezüglich der Temperaturkoeffizienten (TK) der CIS-Technologie (Siemens ST40) konnte die HTI Burgdorf weitere Erkenntnisse auf Grund ihrer Messungen gewinnen. Die Firma Siemens Solar hatte gemäss [5] den TK der MPP-Leistung für das ST40-Modul auf $-0,51\%/K$ bestimmt. Die Langzeitmessungen und die Ergebnisse aus den bisher durchgeführten Kennlinienmessungen haben aber gezeigt, dass dieser Wert offensichtlich zu niedrig war. Mit Hilfe des neuen Sonnensimulators der HTI Burgdorf wurde daraufhin der TK einzelner ST40-Module ermittelt. Dabei ergab sich ein Wert für den TK der MPP-Leistung von ca. $-0,33\%/K$, dieses Resultat entspricht auch dem, was andere Fachautoren ermittelt haben. Aus diesem Grund wird die HTI Burgdorf zukünftig für die normierten Auswertungen der Langzeitmessungen der CIS-Technologie den TK der MPP-Leistung = $-0,33\%/K$ verwenden und nicht wie bisher den Wert von $-0,51\%/K$.

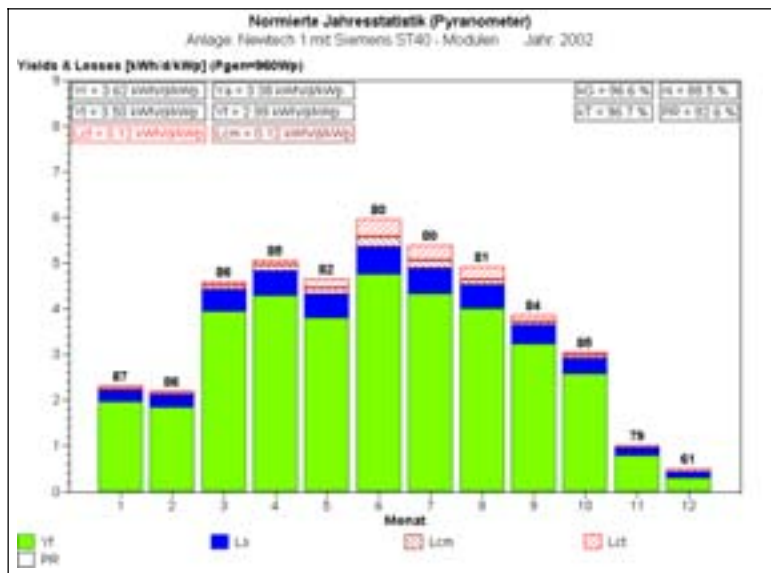


Bild 3: Normierte Jahresstatistik 2002 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40.

Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 1091 kWh/kWp, Winterenergieanteil 31,8%. Bezieht man den Jahres-Energieertrag 2002 dagegen auf die am 2. April 2002 effektiv gemessene STC-Leistung von 1004 W, beträgt der spezifische Jahres-Energieertrag der Anlage noch 1043 kWh/kWp.

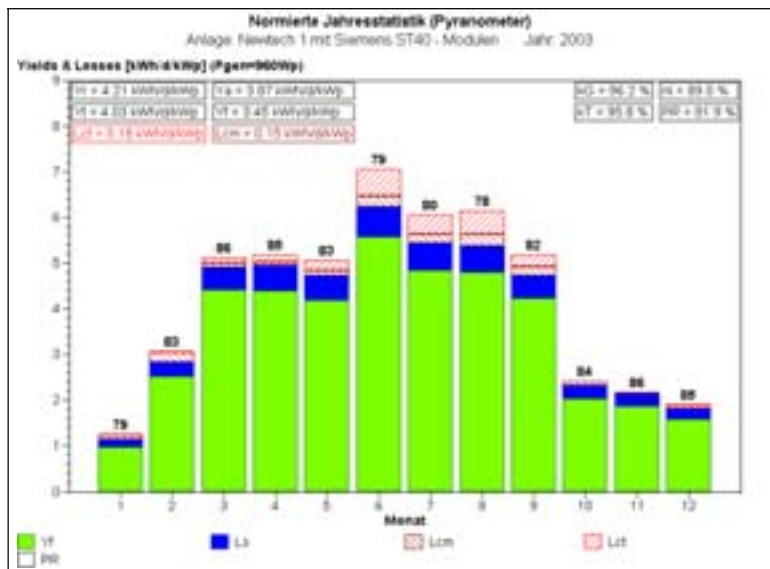


Bild 4: Normierte Jahresstatistik 2003 der CIS-Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40. Eine leichte Degradation war nur in den sehr heißen Sommermonaten zu beobachten. Die Anlage weist aber auch im Jahre 2003 immer noch den höchsten spezifischen Energieertrag mit 1259 kWh/kWp aller Burgdorfer PV-Anlagen auf. Der Winterenergieanteil betrug 32,0%. Bezieht man den Jahres-Energieertrag 2003 auf die am 2. April 2002 effektiv gemessene STC-Leistung von 1004 W, beträgt der spezifische Jahres-Energieertrag der Anlage immer noch 1204 kWh/kWp.

Newtech 2

Die Anlage Newtech 2 mit den a-Si-Tandem-Modulen liegt ertragsmässig zwar immer noch im Mittelfeld der Burgdorfer Anlagen, sie hat jedoch eine deutliche Degradation der Leistung erfahren. Bereits bei der ersten Kennlinienmessung am 02.04.02 wurde eine Leistung gemessen, die um einige Prozent unter der Summe der STC-Nennleistung liegt. Während des Sommers 2002 konnte keine gravierende Degradation festgestellt werden, diese setzte aber dann markant im Winter 2002/03 ein. Die Kennlinienmessungen vom 02.04.02 und 24.03.03 ergaben eine Degradation von fast 14% in diesem Zeitraum. Mit den hohen Temperaturen im Sommer 2003 regenerierten sich die Module wieder weitgehend, eine bleibende Degradation von ca. 3% gegenüber dem Vorjahr scheint aber irreversibel zu sein.

Die temperaturbedingten Verluste der amorphen Module sind in den Sommermonaten deutlich geringer als bei Anlagen mit kristallinen Zellen. Bei schwacher Einstrahlung fällt aber die Ausgangsspannung der verwendeten Module stark ab und der Wechselrichter arbeitet dann ausserhalb des MPP's, was eher ungünstig ist.

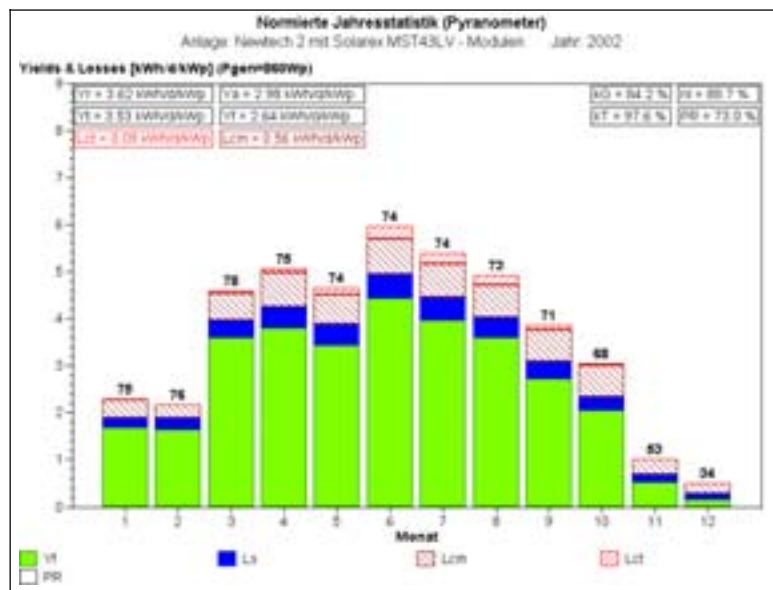


Bild 5: Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tandem-Anlage Newtech 2 mit BP Solarex MST43-LV. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 964 kWh/kWp. Die PR nimmt ab Oktober 2003 deutlich ab. Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 30,4%.

Bezieht man dagegen den Jahres-Energieertrag 2002 auf die am 2. April 2002 gemessene STC-Leistung von 841W, steigt der spezifische Jahres-Energieertrag der Anlage auf 985 kWh/kWp.

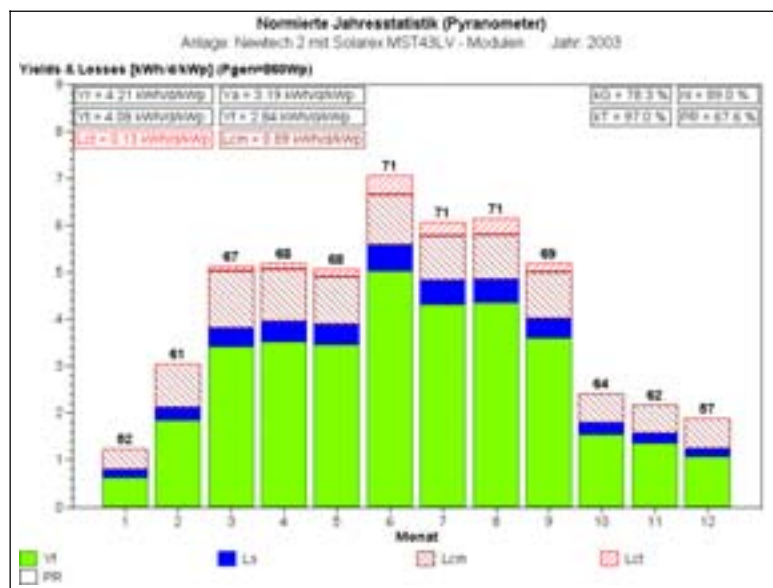


Bild 6: Normierte Jahresstatistik 2003 der a-Si-Tandem-Anlage Newtech 2 mit BP Solarex MST43-LV. Die in den Wintermonaten 2002/03 degradierten Module (effektive STC-Leistung am 24.03.2003 gemessen: 726W) regenerieren sich wieder mit steigenden Temperaturen im Sommer 2003 (effektive STC-Leistung am 03.09.2003 gemessen: 758W), gut zu erkennen am wieder steigenden PR. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2003 bezogen auf die Nennleistung: 1037 kWh/kWp. Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 28,6%.

Newtech 3

Die Anlage Newtech 3 mit den a-Si-Tripel Zellen von Unisolar liegt im Bereich der besten monokristallinen Anlagen (neue Anlagen mit trafolosem Wechselrichter). Sie profitiert im Sommer ebenfalls vom viel niedrigeren Temperaturkoeffizienten. Beachtlich ist vor allem die gute PR an Tagen mit geringer Einstrahlung, die höher ist als bei allen anderen Anlagen. Würde der Hersteller eine Modulleistung liefern, die im stabilisierten Zustand der auf dem Modul angegebenen Nennleistung entspricht, läge diese Anlage möglicherweise sogar an der Spitze.

Eher negativ wirkte sich an Tagen mit Schneebedeckung die leicht geriffelte Oberfläche der Module aus, die das Abgleiten von Schnee behindert sowie die Tatsache, dass bei Hochkant-Montage die untersten Zellen durch Schnee vollständig bedeckt sein können. Die Degradation und Regeneration der Uni-Solar Module verhält sich ähnlich, wie die der Anlage Newtech 2. Im Winter 2002/03 trat erstmals eine gravierende Degradation auf, die sich im Sommer 2003 langsam zurückbildete, jedoch mit einer offensichtlich irreversiblen Degradation der Module von ca. 2% (siehe Bild 7 und 8).

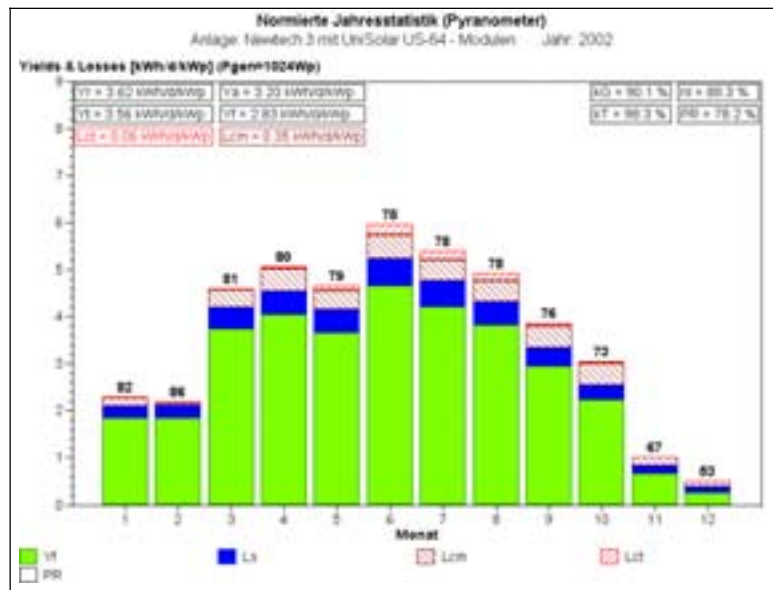


Bild 7: Normierte Jahresstatistik 2002 der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3 mit Unisolar US-64. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2002: 1033 kWh/kWp. Die PR nimmt ab Oktober 2003 deutlich ab. Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 31,1%.

Bezieht man dagegen den Jahres-Energieertrag 2002 auf die am 2. April 2002 gemessene STC-Leistung von 995 W, steigt der spezifische Jahres-Energieertrag der Anlage auf 1063 kWh/kWp.

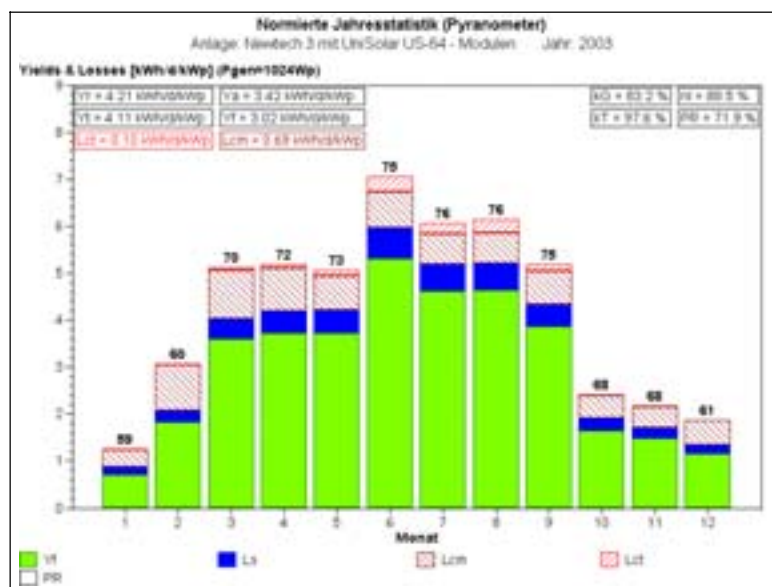


Bild 8: Normierte Jahresstatistik 2003 der a-Si-Tripel-Anlage Newtech 3 mit Unisolar US-64. Auch hier regenerieren sich die Module erst bei steigenden Temperaturen langsam wieder. Die PR nimmt somit im Laufe des Sommers wieder zu. Die I-U-Kennlinienmessung hatte eine effektive STC-Leistung am 24.03.2003 von nur noch 895W ergeben. Nach dem sehr heißen Sommer 2003 stieg dieser Wert dann wieder auf 916W. Spezifischer Jahres-Energieertrag 2003 bezogen auf die Nennleistung: 1102 kWh/kWp. Der Winterenergieanteil betrug in diesem Jahr 28,5%.

Vergleich der DC-Nutzungsgrade und der Generator-Korrekturfaktoren

Der Energieertrag aller Anlagen in Burgdorf wurde im November und besonders im Dezember 2002 durch die in diesen beiden Monaten aussergewöhnlich geringe Einstrahlung stark beeinträchtigt (sehr niedrige k_G - und PR-Werte). Im darauffolgenden sehr warmen Sommer 2003 setzte dann eine weitgehende, aber bei den amorphen Modulen nicht ganz vollständige, Regeneration der Modulleistung wieder ein. Der Verlauf vom DC-Monatsnutzungsgrad und Generator-Korrekturfaktor bei den beiden amorphen Anlagen zeigt eine allmählich sinkende Tendenz. Der wieder stärkere Einbruch der Messwerte im Oktober und Dezember 2003 ist auch durch die dann zeitweilige Verschattungen durch Schneebedeckung zu erklären.

In Bild 9 werden die Monats-DC-Nutzungsgrade, in Bild 10 die Generator-Korrekturfaktoren $k_G = Y_a / Y_T$ der drei Newtech-Anlagen und von zwei Anlagen mit kristallinen Siliziumzellen verglichen. In Bild 9 ist zu erkennen, dass die amorphen Technologien zunächst einen geringeren Abfall des Wirkungsgrades im Sommer 2002 aufweisen, der dann in den kalten Wintermonaten deutlich absinkt, sich aber wieder mit steigenden Temperaturen im Sommer 2003 weitgehend regeneriert. Trotz Tandem- resp. Tripel-Zellen-Technologie zeigen die beiden amorphen Anlagen somit immer noch die typische saisonale Variation des DC-Nutzungsgrades. Der Nutzungsgrad der CIS-Anlage verhält sich dagegen eher ähnlich dem der kristallinen Anlagen. Bild 10 zeigt, dass die CIS-Module bezüglich k_G eindeutig an der Spitze stehen, was vor allem auf die Tatsache zurückzuführen ist, dass die effektive STC-Leistung über dem Nennwert liegt.

Hohe spezifische Erträge von CIS- und a-Si-Triple-Anlagen werden auch von anderen Autoren berichtet [5], [6]. Wegen der geringen Temperaturabhängigkeit des Energieertrags und dem hohen Nutzungsgrad bei hohen Temperaturen dürften amorphe Module vor allem für nicht oder schlecht hinterlüftete Anlagen von Interesse sein.

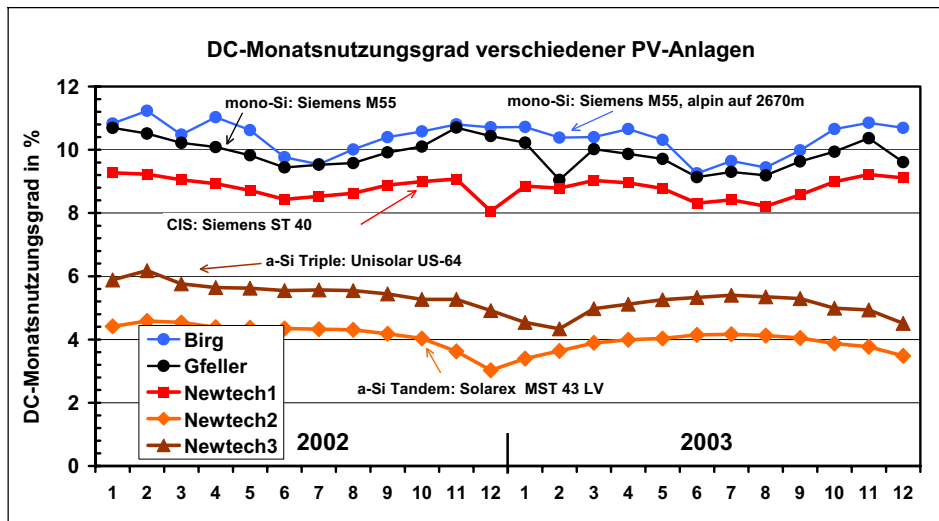


Bild 9: Monats-DC-Nutzungsgrad der drei Newtech-Anlagen im Vergleich zu zwei Anlagen mit mono-c-Si (alpine Anlage mit $\eta_{\#} 90^\circ$ auf 2670m).

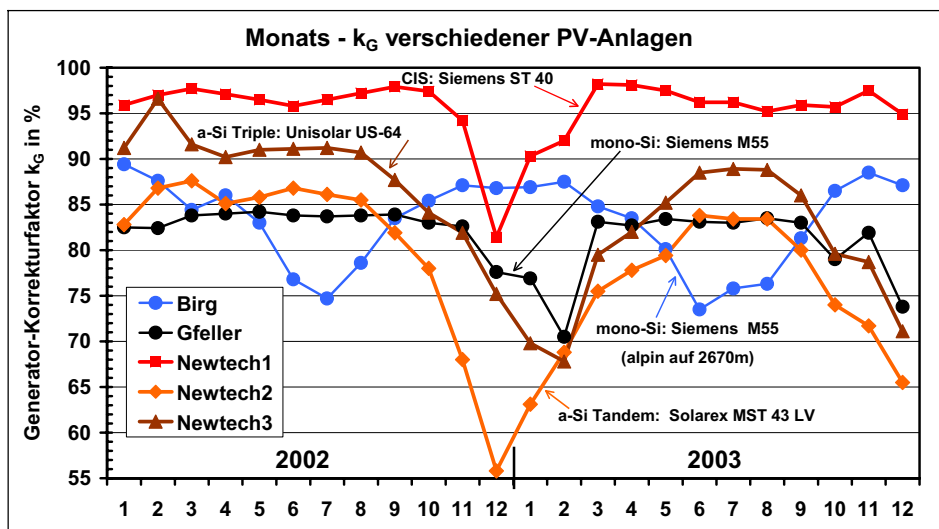


Bild 10: Monats-Generator-Korrekturfaktor k_G der drei Newtech-Anlagen im Vergleich zu zwei Anlagen mit mono-c-Si (alpine Anlage mit $\eta = 90^\circ$ auf 2670m).

Einfluss der Schneebedeckung und Beginn der Regeneration im Frühling

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

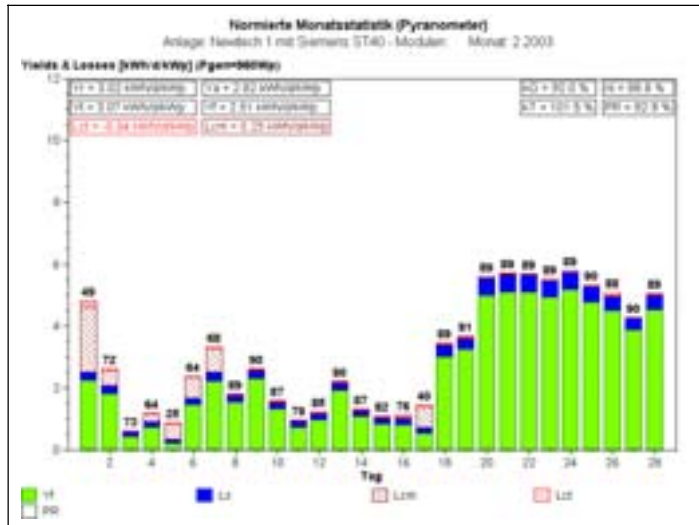


Bild 11: Normierte Monatsstatistik der Anlage Newtech 1 für Februar 2003. Am 1., 4., 5., 6., 7. und 17.2. fiel etwas Schnee, der eine zeitweise Schneebedeckung zur Folge hatte, die an den höheren L_{CM} -Verlusten an diesen Tagen erkennbar ist. Wegen der glatten Glasoberfläche und der Hochkantmontage der Module sind die Ertragsverluste relativ bescheiden.

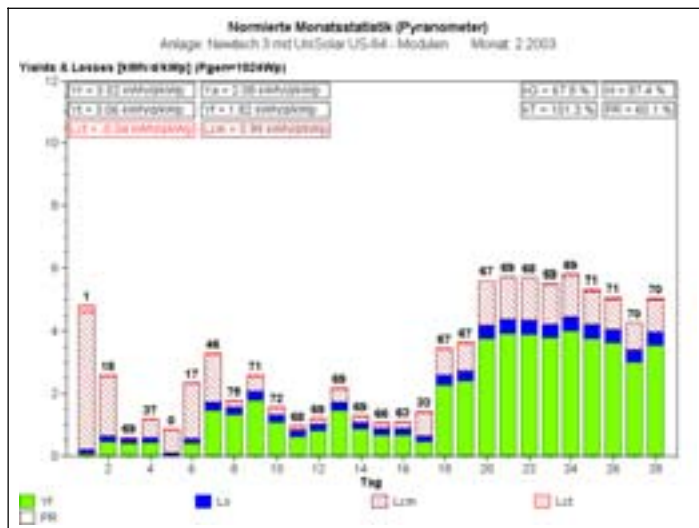


Bild 12: Normierte Monatsstatistik der Anlage Newtech 3 für Februar 2003. Am 1., 4., 5., 6., 7. und 17.2. fiel etwas Schnee, der eine zeitweise Schneebedeckung zur Folge hatte. Im Vergleich zu Bild 11 sind die L_{CM} -Verluste und damit die Ertragsverluste an diesen Tagen (und am Folgetag 2.2.) deutlich höher. An Tagen mit Schneebedeckung wirkt sich die leicht geriffelte Oberfläche der Module negativ aus, da sie das Abgleiten von Schnee behindert. In der Schönwetterperiode ab 18.2.2003 tritt eine allmähliche Regeneration auf, indem die L_{CM} -Verluste langsam abnehmen und PR etwas ansteigt.

Schlussbemerkungen und Ausblick

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

Die **amorphen Module MST-43-LV** von BP Solarex weisen dagegen ein weniger günstiges Betriebsverhalten auf. Obwohl sie aus Tandemzellen bestehen, zeigen sie immer noch die für Solarmodule aus amorphem Silizium typische saisonale Schwankung des Wirkungsgrades um einen langsam sinkenden Mittelwert. Ihr Wirkungsgrad fällt zudem bei kleinen Einstrahlungen deutlich ab

(starke Reduktion der Spannung). Ihre Zellen sind zwar deutlich grösser als die von kristallinen Modulen, aber immer noch einigermaßen rechteckig, deshalb sind sie bezüglich Empfindlichkeit gegen Verschmutzung und Schneebedeckung nur wenig besser als kristalline Module. Im relativ neuen Zustand haben sie zwar noch einen spezifischen Energieertrag, der mit dem von kristallinen Anlagen mithalten kann, er dürfte aber mit der zu erwartenden langfristigen Degradation weiter sinken. Angesichts des schon relativ geringen Anfangswirkungsgrades dürfte diese Technologie für grössere Anlagen weniger interessant sein. Die Module sind zudem auch relativ schwer. Der Hersteller hat sie denn auch Ende 2002 aus dem Produktionsprogramm genommen.

Die **amorphen Module Unisolar US-64** zeigen ein deutlich besseres Betriebsverhalten als die MST-43, kommen aber nicht an die CIS-Anlage heran, wenn man die Energieerträge auf die angegebene Nennleistung bezieht. Nur wenn man den Energieertrag auf die im Frühling 2002 bestimmten effektiven Leistungen beider Teilanlagen bezieht, liegen sie bezüglich des für 2002 registrierten Ertrags knapp an der Spitze. Obwohl sie aus Tripelzellen bestehen, zeigen auch sie immer noch die für Solarmodule aus amorphem Silizium typische saisonale Schwankung des Wirkungsgrades um einen langsam sinkenden Mittelwert, allerdings etwas weniger ausgeprägt als die MST43-LV. Eher negativ wirkte sich an Tagen mit Schneebedeckung die leicht geriffelte Oberfläche der Module aus, die das Abgleiten von Schnee behindert (Vergleich zwischen Bild 11 und Bild 12). Da diese Module auf der Vorderseite über kein stützendes Glas verfügen, ist es zudem denkbar, dass bei kleinen Anstellwinkeln nach grösseren Schneefällen die relativ schwache Metallfolie durch die Schneelast durchgebogen und sogar permanent deformiert wird. Deshalb sollten die US-64 an Orten, bei denen mit grösseren Schneefällen gerechnet werden muss, nicht mit zu kleinen Anstellwinkeln eingesetzt werden (empfehlenswert: $\eta \geq 45^\circ$). Im noch relativ neuen Zustand haben diese Module einen spezifischen Energieertrag, der leicht über dem von kristallinen Anlagen liegt, er dürfte aber mit der zu erwartenden langfristigen Degradation ebenfalls noch weiter absinken.

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

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

Publikationen

- [1] H. Häberlin und Ch. Beutler: "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". SEV-Bulletin 4/95.
- [2] H. Häberlin und Ch. Renken: "Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein / BRD, 2003.
- [3] H. Häberlin und Ch. Renken: "Photovoltaikanlage Newtech - drei Dünnschichtzellentechnologien im Vergleich". SEV/VSE-Bulletin 10/2003.
- [4] Ch. Renken und H. Häberlin: "Newtech, Vergleich 3 x 1kWp Dünnschichtzellenanlagen". Schlussbericht BFE P+D, DIS 43849 / 83893, Oktober 2003.
- [5] F. H. Karg et al.: "Performance of Grid Coupled PV Arrays based on CIS Solar Modules". 17. EU PV Solar Energy Conference., Munich, 2001.
- [6] M. van Cleef et al.: "Superior Energy Yields of UNISOLAR Triple Junction Thin Film Silicon Solar Cells ...". 17. EU PV Solar Energy Conference., Munich, 2001.

Annual Report 2003

Beschichtung von PV-Modulen

Author and Co-Authors	Dr. Andreas Schlegel
Institution / Company	awtec AG für Technologie und Innovation
Address	Leutschenbachstrasse 42, 8050 Zürich
Telephone, Fax	++41 - (0)1 - 307 40 60, ++41 - (0)1 - 307 40 61
E-mail, Homepage	andreas.schlegel@awtec.ch , www.awtec.ch
Project- / Contract Number	35527 / 75305
Duration of the Project (from – to)	Sept. 1999 - Jan. 2004

ABSTRACT

Purpose and Goals of the Project:

To quantify the effect of different PV-module coatings on:

- ## cost reduction on cleaning expenses (less frequently, less detergent, etc.)
- ## positive effect on long-term degradation
- ## increase of module efficiency due to improved transmission

The project is performed as two parallel investigations: laboratory investigations for a systematic screening of different glass/coating combinations and a "real term" investigation in an existing power plant. One of the coating/glass combination agrees with the combination tested in the "real term" investigation, so that results can be compared and laboratory data can be interpreted into real data.

Most important results in 2003:

Laboratory investigations:

At the end of the third year, there is now a large number of data available for different coating/glass combinations with either two or three years of exposition. The different exposition time is due to material problems of the original set in the first year. It was necessary to order and prepare a large new batch for exposition (see report 2000). Since it is the target to identify long term effects, it is still too early to draw safe conclusions.

"Real term" investigations:

Three years of measurements have been collected and evaluated. The data acquisition system has proven its reliability and the data is of high quality. The coatings show a slight tendency to improve the efficiency of the PV-panels. Nevertheless, it's too early to draw safe conclusions. It is currently discussed if the measurements could be financed for another four years.

Einleitung / Projektziele

Auf dem Markt sind spezielle Beschichtungen für Gläser erhältlich, die zur Leistungssteigerung thermischer Sonnenkollektoren und PV-Modulen beitragen sollen. Es handelt sich dabei um schmutzabweisende oder selbstreinigende Schichten und um Schichten zur Minimierung der Reflexionsverluste. Ziel dieses Forschungsprojektes ist, die Wirksamkeit und Stabilität dieser Beschichtungen von PV-Modulen zu quantifizieren:

- ## Erzielbare Kostensenkung bei der Wartung (z.B. weniger häufige Reinigung, reduzierter Einsatz von Reinigungsmitteln, etc.)
- ## Positiver Einfluss auf das Degradationsverhalten von PV-Gläsern (verminderte, irreversible Ertragsreduktion in Funktion der Zeit)
- ## Erhöhung des Modul-Wirkungsgrades durch eine Verbesserung des Transmissionsverhaltens der PV-Gläser

Da es sich dabei um Langzeit-Effekte handelt, laufen die Untersuchungen insgesamt über drei Jahre und werden parallel als Labor- und Praxismessungen durchgeführt. In diesem Jahresbericht werden die Messungen über drei Jahre (bewilligte Projektdauer) präsentiert und die Erkenntnisse diskutiert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Praxisuntersuchung

Bei diesem Teilprojekt handelt es sich um eine Messkampagne an einer "echten" PV-Anlage unter Praxisbedingungen.

Bei den Praxistests kann aus Kostengründen nur eine einzige Beschichtungsmethode untersucht werden (PV-Guard). Allerdings entspricht eine Probe des "Screening" bei den Laboruntersuchungen exakt den verwendeten PV-Gläsern im Praxistest, so dass Quervergleiche auch zu anderen Beschichtungsmethoden möglich sein werden (s. unten).

Beschreibung der Messanlage:

Die Messanlage für die Praxistests ist Teil einer Photovoltaikanlage der Solarstrombörse des EWZ (47 kWp). Diese Anlage steht auf dem Dach der IBM in Altstetten (Abb. 1) und befindet sich in einer sehr stark belasteten Zone zwischen Eisenbahn und Autobahn. Zudem sind die Module mit einer Neigung von lediglich 5° montiert. Die Bedingungen sind jedoch für das Forschungsprojekt ideal.



Abb. 1: Photovoltaikanlage auf dem Dach der IBM in Altstetten. Die Neigung der Module beträgt lediglich 5° und die Anlage liegt zwischen Autobahn und Eisenbahnlinie.

Versuchsanordnung:

Insgesamt werden für die Untersuchungen 4 Gruppen à je 2 PV-Modulen Siemens SM100 in Serie gebildet (vgl. Abb. 2). Die Module wurden so gewählt, dass alle Gruppen möglichst vergleichbare Bedingungen bezüglich Solarstrahlung, sowie Gebäudelage und Windexposition aufweisen. Die Module wurden zudem bereits bei der Montage der Gesamtanlage so ausgewählt, dass sie fast exakt gleiche Kennlinien aufweisen (gemäss Datenblätter des Herstellers).

Mit den 4 Gruppen wurde die folgende Versuchs-Matrix gebildet:

	"beschichtet" mit PV-Guard	"unbeschichtet"
mit Reinigung (1x jährlich)	Gruppe 4	Gruppe 3
ohne Reinigung	Gruppe 2	Gruppe 1

Tab. 1: Versuchs-Matrix für die Praxistests an der PV-Anlage auf dem Dach der IBM Altstetten. Eine Gruppe besteht jeweils aus zwei PV-Modulen (Siemens SM100). Gruppe 1 (unbehandelt & ungereinigt) wird als Referenzgruppe definiert.

Das Versuchsfeld wird über einen eigenen Wechselrichter ans Netz angekoppelt. Aus Kostengründen wird dabei auf unabhängige Wechselrichter pro Gruppe verzichtet, d.h. alle Gruppen werden parallel an denselben Wechselrichter angeschlossen. Die Aussagekraft der Resultate ist aber trotzdem gewährleistet, da individuelle Strom- und Temperaturmessungen durchgeführt werden (1 x Strom pro Gruppe, 1 x Modultemperatur pro Modul).

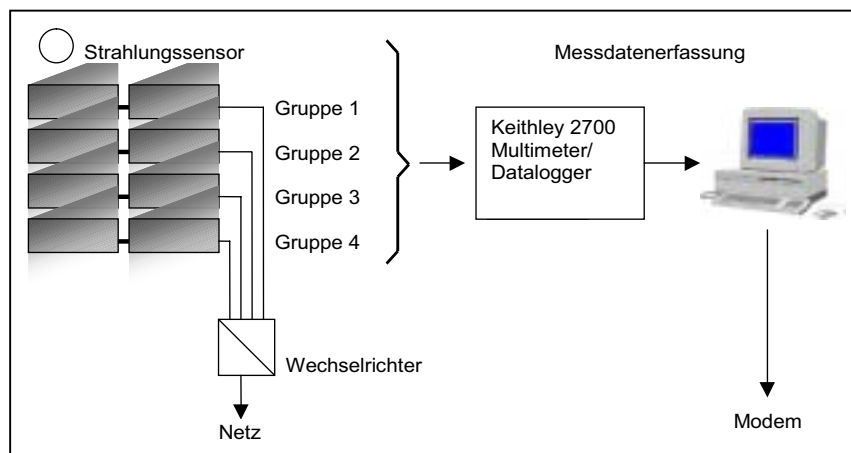


Abb. 2: Schema der Versuchsanordnung

Labormessungen

Bei diesen Messungen wird ein Screening von verschiedenen Gläsern mit verschiedenen Beschichtungsverfahren durchgeführt. Um das Transmissionsvermögen von Solargläsern zu erhöhen, werden sogenannte Anti-Reflex- und Anti-Schmutz-Beschichtungen angeboten. Die Ersteren steigern das Transmissionsvermögen durch Reduzierung der Reflexionsverluste. Die zuletzt genannten sollen der mittel- und langfristigen Verringerung des Transmissionsgrades aufgrund von Verschmutzung entgegenwirken. Die Wirksamkeit und Stabilität dieser neuen Materialien wird sowohl in der Freibewitterung (vgl. Abb. 3) als auch im Labor überprüft. Diese Arbeiten werden von der Hochschule Rapperswil HSR, Institut für Solartechnik durchgeführt.



Abb. 3: Freibewitterungsstand am Institut für Solartechnik SPF, Hochschule Rapperswil HSR.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Praxismessungen

Durchgeführte Arbeiten:

Die Messanlage auf dem Dach der IBM in Altstetten wurde bereits im April 2000 erfolgreich in Betrieb genommen. Eine unabhängige Validierung durch die HTA Burgdorf hat gezeigt, dass das Messsystem mit sehr hoher Genauigkeit funktioniert [1]. Ende 2001 (im ersten Messjahr) wurde auch die Zuverlässigkeit der Datenakquisition mit einer USV verbessert (vgl. Datenausfall Abb. 4).

Im April 2000 wurde das Versuchsfeld für die Messkampagne vorbereitet, d.h. alle Module wurden gereinigt, 2 der 4 Gruppen mit PV-Guard beschichtet (vgl. Tab. 1) und die erste Messkampagne gestartet. Ende 2000 wurde die Projektleitung vom Hersteller der Oberflächenbeschichtung PV-Guard informiert, dass in der Zwischenzeit eine wesentliche Weiterentwicklung zum PV-Guard-2 gelungen ist. Da das Projekt mit einer Dauer von 3 Jahren noch ganz am Anfang stand, wurde mit Einverständnis des BfE entschieden, das Projekt zu unterbrechen und das verbesserte Produkt dem Langzeittest zu unterziehen. Die neue Messkampagne wurde per 1. Dez. 2000 gestartet. Dem vorliegenden Zwischenbericht liegen nun drei Jahre praktisch unterbrechungsfreie Messungen vor.

Entsprechend der Versuchsplanung wurde wiederum Ende November 2003 die jährliche Reinigung der beiden Gruppen 3 und 4 durchgeführt. Dabei wurde lediglich Wasser und Schwamm verwendet und die Module mit einem Lappen trockengerieben. Wie erwartet, waren alle Module recht schmutzig (Eisenoxid von der Eisenbahn), allerdings ohne erkennbare Unterschiede zwischen beschichteten und unbeschichteten Modulen. Bezüglich dem Reinigungsaufwand zeigte sich hingegen ein recht deutlicher Unterschied: Um die Module vollständig zu reinigen (d.h. ein weisser, Lappen bleibt beim Abreiben der Oberfläche sauber), war bei den unbeschichteten Modulen ein grösserer Aufwand nötig als bei den mit PV-Guard beschichteten Modulen (2-3 mal Waschen/Rubbeln im Vergleich zu nur 1 mal Waschen). Diese Erkenntnis deckt sich mit den BBL-Untersuchungen, wonach sich die Oberflächentopographie der Gläser durch die Beschichtung mit PV-Guard verbessern lässt [2]. Eine glattere Oberfläche ist einfacher zu reinigen als eine rauhere.

Zwischenresultate der Messungen:

In Abbildung 4 sind die relativen Abweichungen der Tageserträge der verschiedenen Gruppen dargestellt. Die Gruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt) dient dabei als Referenz. Die Idee dieser Darstellung ist, dass sich auf diese Weise Langzeitveränderungen darstellen lassen, und dies unabhängig von der absoluten Pannelleistung. Falls die eine oder andere Gruppe im Verlauf der Zeit weniger degradiert bzw. weniger verschmutzungsanfällig ist, müsste sich dies in einem stetig besser werdenden Verhältnis zur Referenzgruppe zeigen.

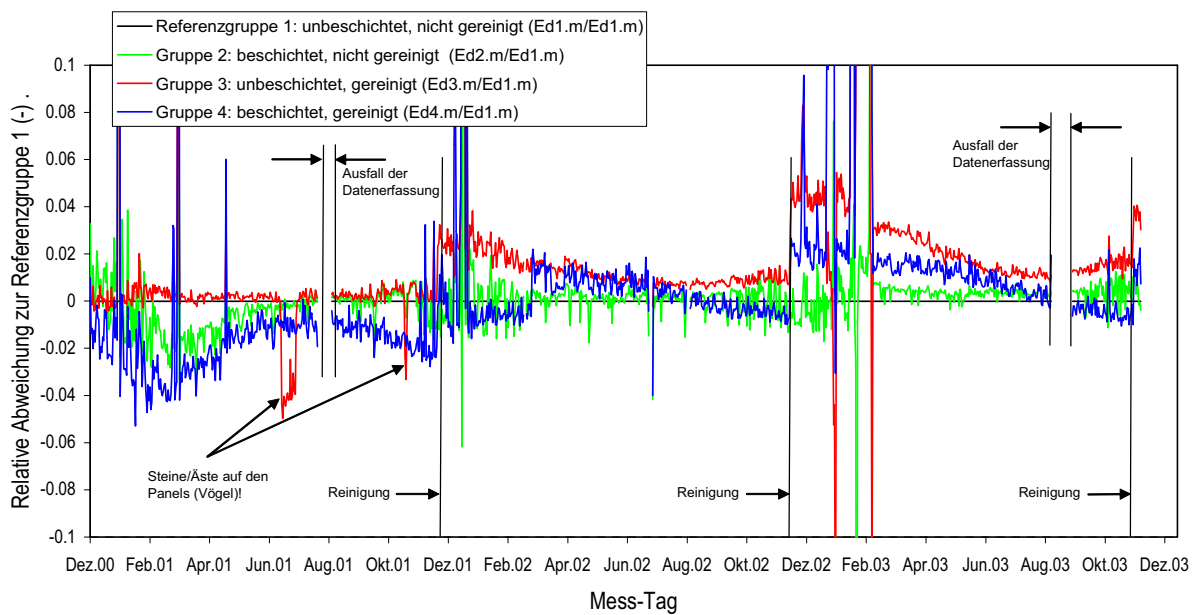


Abb. 4: Relative Abweichungen der Erträge der Gruppen 2, 3 und 4 zur Referenzgruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt). Deutlich zu erkennen: Leistungseinbruch der Gruppe 3 aufgrund von Steinen und Ästen (Vögel) sowie die drei Reinigungsaktionen der beiden Gruppen 3 und 4. Jeweils im August 2001 und 2003 ist die Datenerfassung (vermutlich durch Blitzschlag) für längere Zeit ausgefallen. Die Daten zeigen immer in den Wintermonaten eine relativ grosse Streuung, welche teilweise durch Eis und Schneebildung verursacht ist, aber auch durch die sehr kleinen Messwerte in dieser Jahreszeit. (Relative Abweichung = $(Ed_{x.m} / Ed_{1.m}) - 1$, wobei x die Nummer der Gruppe bezeichnet.)

Wie aus Abbildung 4 hervorgeht, sind solche längerfristigen Veränderungen durchaus zu erkennen:

- ≠ Die alljährliche Reinigung der Panels hat, ob beschichtet oder unbeschichtet, einen sehr grossen Effekt auf den Ertrag der PV-Module (vgl. Gruppe 3 und 4). Es wird jeweils eine Leistungssteigerung von 3 - 4 % gegenüber den nicht gereinigten Panels erreicht. Diese Leistungssteigerung nimmt im Verlaufe des Jahres wieder etwas ab; insgesamt ist aber der Effekt auch nach einem Jahr noch sichtbar.
- ≠ Die Beschichtung mit PV-Guard scheint einen schwachen, aber stetig zunehmenden Effekt auf die Leistung der Panels zu haben:
 - Vergleich der beiden nicht gereinigten Gruppen: Gruppe 2 (beschichtet, nicht gereinigt) zeigt relativ zur Referenzgruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt) eine jedes Jahr leicht verbesserte Leistung. Falls sich diese Tendenz fortsetzt, wäre dies ein positiver Effekt der Beschichtung.
 - Vergleich der beiden gereinigten Gruppen: Obwohl Gruppe 4 (beschichtet, gereinigt) deutlich schlechter abschneidet als die entsprechende, nicht beschichtete Gruppe 3, holt sie doch stetig jedes Jahr auf. Auch hier scheint die Beschichtung einen positiven Langzeiteffekt aufzuweisen.

Insgesamt sind die Effekte nach drei Jahren aber noch nicht genügend signifikant, um eindeutige Schlüsse zu ziehen. Dies deckt sich auch mit den Aussagen der Hersteller der PV-Guard-Beschichtung. Zur Zeit wird deshalb erwogen, die Messungen für weitere 4 Jahre weiterlaufen zu lassen.

Labormessungen

Durchgeführte Arbeiten:

Nach zwei bzw. drei Jahren Freibewitterung wurden sämtliche Proben demontiert, gegebenenfalls gereinigt und gemessen. Nach der Messung wurden die Proben wieder exponiert.

Da aufgrund bekannter Probleme (siehe Bericht 2001) nach dem ersten Jahr ein Austausch aller AFG Gläser sowie der PV-Guard Beschichtungen durchgeführt werden musste, gibt es jetzt Glas-/ Beschichtungs-Kombinationen mit 2 Jahren und solche mit 3 Jahren Laufzeit. Ein Überblick ist in Tabelle 2 zusammen gefasst:

	unbeschichtet	PV-Guard	Flabeg	Sunarc
AFG Solatex	2y	2y	2y	2y
AFG Solite	2y	2y	2y	2y
Float (Float Seite)	2y + 3y	2y	3y	3y
Float (Zinn Seite)	2y + 3y	2y	3y	3y

Tab. 2: Alter der exponierten Probensätze der untersuchten Glas-Schicht Kombinationen.

Beim verwendeten Float Glas handelt es sich mehrheitlich um ein eisenarmes Glas von Vegla (Saint-Gobain). Nur die Antireflex-Beschichtung (AR) von Flabeg wurde auf Optiwhite (Flachglas AG/ Pilkington) appliziert. Es wurde jeweils unterschieden, ob die Float-Seite oder die Zinn-Seite des Glases als Aussenseite verwendet wurde.

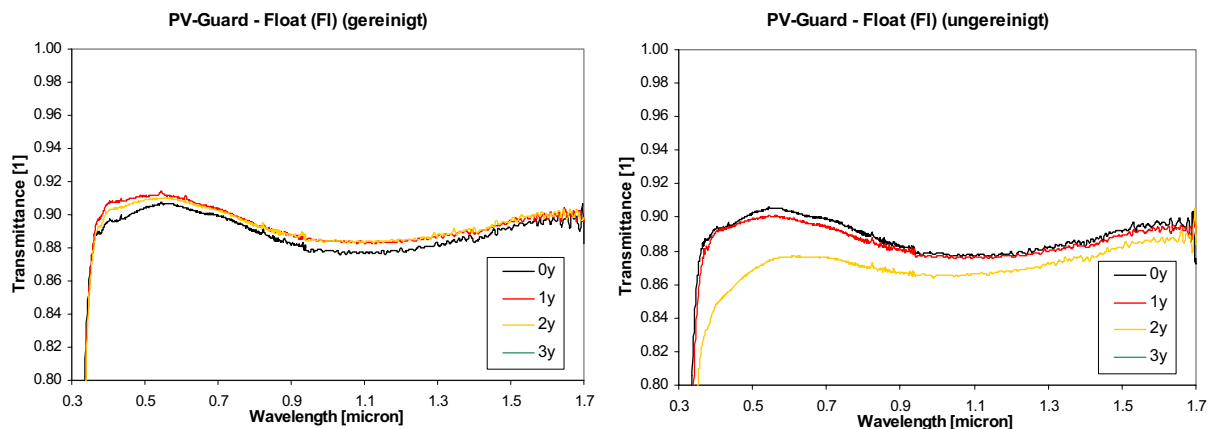
Während die Float Gläser zwei ganz glatte Oberflächen aufweisen, sind die Gläser von AFG strukturiert. Dabei verfügt das Solatex über zwei sehr fein und unregelmässig strukturierte Oberflächen. Die eine Oberfläche des Glases Solite entspricht der von Solatex, die zweite Oberfläche ist prismiert. Beim Solite wurde immer die prismierte Seite als Aussenseite verwendet.

Zwischenresultate der Messungen:

Leider ist auch das neue Glas von AFG nicht ganz frei von Solarisation. Dies lässt sich an dem deutlichen Shift der UV-Absorptionskante in Richtung zum Sichtbaren deutlich erkennen. Allerdings liegt die zu erwartende Degradation jetzt nur noch bei 0.5% statt 2%.

Auch nach 2 bzw. 3 Jahren Exposition ist es noch etwas früh, um definitive Aussagen bezüglich der Degradation einzelner Glasbeschichtungen zu machen. Die im letzten Jahr angedeuteten Trends haben sich jedoch grösstenteils fortgesetzt.

Im Folgenden werden einige Beispiel-Messungen aus der enorm grossen Anzahl von Messdaten grafisch aufgezeichnet. Diese Darstellungen sind so ausgelegt, dass im Verlauf von mehreren Jahren Tendenzen sichtbar werden sollten.



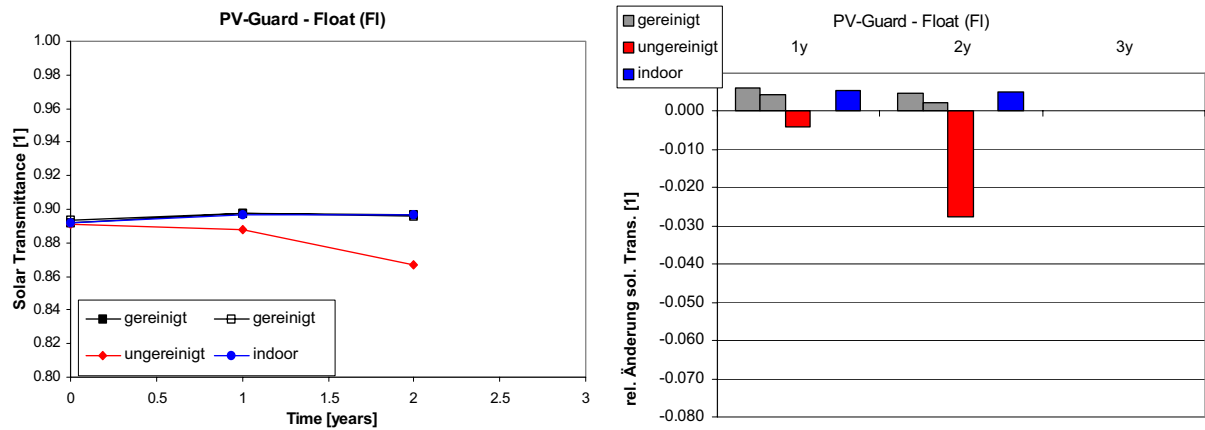


Abb. 5: Beispiel-Messung PV-Guard auf Float Glas (Float-Seite): Die oberen beiden Abbildungen zeigen das spektrale Transmissionsvermögen jeweils gereinigt und ungereinigt. Die unteren Abbildungen zeigen die Entwicklung der solaren Transmission über die Zeit jeweils absolut und relativ zum Jahr 0 (indoor = nicht exponiert als Vergleich). Der Anstieg des Transmissionsgrades bei den Proben „gereinigt“ sowie „indoor“ (auf Werte des unbeschichteten Glases) könnte auf ein Verschwinden der anti-soiling Schicht hindeuten. Dieser Verdacht wird durch das Verhalten des ungereinigten Glases erhärtet: im ersten Jahr ist die Verschmutzung durch eine (noch) funktionierende Beschichtung verringert. Im zweiten Jahr verschmutzt die Probe wie unbehandeltes Glas.

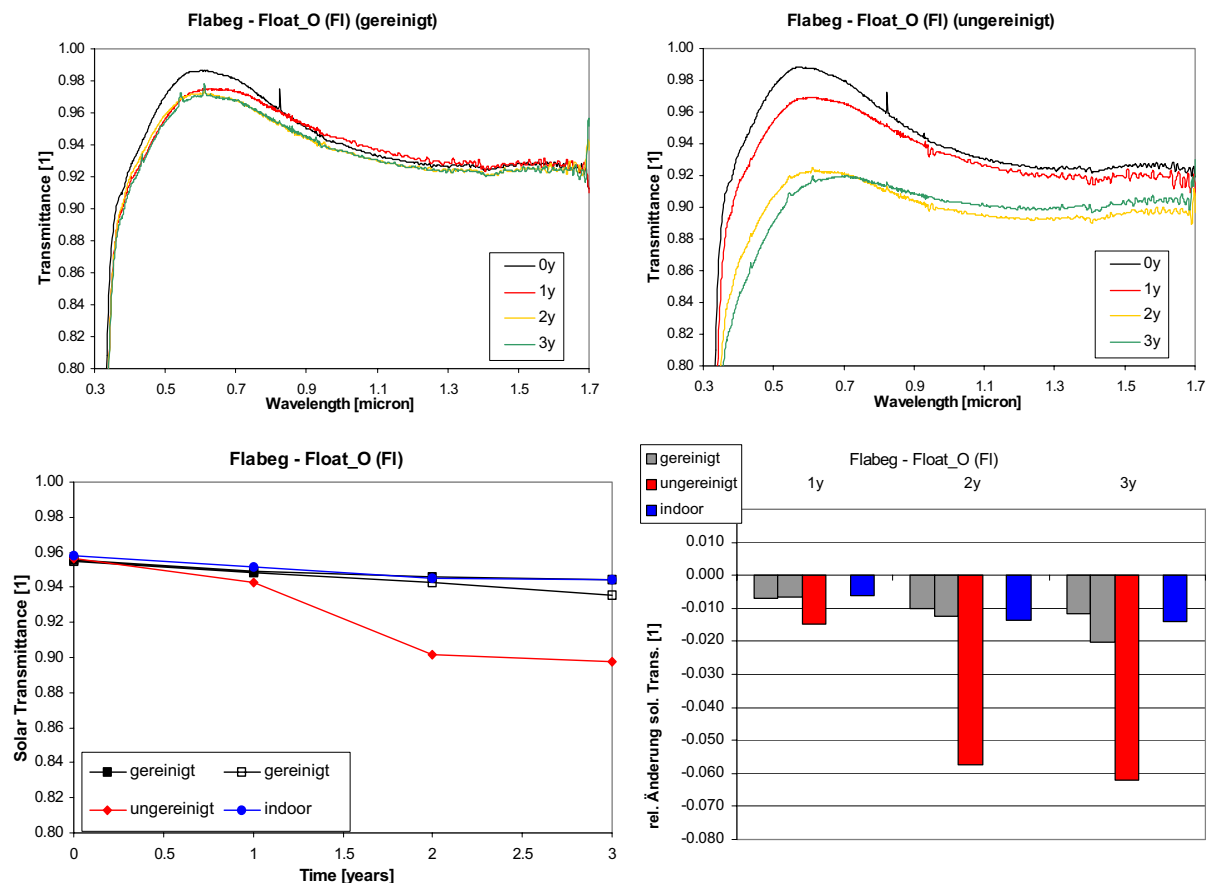


Abb. 6: Beispiel-Messung Flabeg (AR) auf Optiwhite-Float Glas (Float-Seite): Die oberen beiden Abbildungen zeigen das spektrale Transmissionsvermögen jeweils gereinigt und ungereinigt. Die unteren Abbildungen zeigen die Entwicklung der solaren Transmission über die Zeit jeweils absolut und relativ zum Jahr 0 (indoor = nicht exponiert als Vergleich). Der Transmissionsverlust durch Verschmutzung (ungereinigtes Glas) scheint im 2. Jahr nach Exposition einen Sättigungswert erreicht zu haben.

Nationale Zusammenarbeit

- ## Die Labormessungen (screening von verschiedenen Glas-/Beschichtungskombinationen) werden vom Institut für Solartechnik der Hochschule Rapperswil (Herr Ueli Frei) betreut.
- ## Die Firma LEC, Küsnacht (Herr Stefan Leutenegger) hat die Messanlage auf dem Dach der IBM Altstetten aufgebaut und sorgt für den regelmässigen download der Daten.
- ## Das alljährliche Reinigen der Panelgruppen wird in Zusammenarbeit mit der Firma Durrer-Systems, Küsnacht (Herr Remo Ringer), welche die Beschichtung mit PV-Guard gemacht hat, durchgeführt.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Praxismessungen:

Die Messungen liefen wie geplant und mit wenigen Ausnahmen unterbruchsfrei; die Qualität der Daten entspricht den Erwartungen. Mittlerweile liegen die Daten für drei Jahre Exposition vor. Für gesicherte Aussagen zu den Untersuchungszielen (Wirksamkeit von Oberflächenbeschichtungen) ist die Messdauer von drei Jahren noch zu knapp. Immerhin lässt sich eine Tendenz für einen positiven Effekt der PV-Guard-Beschichtung durchaus erkennen. Es wird deshalb diskutiert, ob die Messanlage für 4 weitere Jahre betrieben werden soll.

Die Daten werden (innerhalb dieses Projektes) noch bis ca. Ende März 2004 erfasst und die Anlage periodisch überprüft. Ende März ist dann mit genügend Solarstrahlung zu rechnen, so dass die Validierungsmessung der Anlage zum Projektabschluss durchgeführt werden kann. Es wird dann der Schlussbericht verfasst und das Projekt gemäss Projektplan abgeschlossen.

Labormessungen:

Bei den Labormessungen wurden die anfänglichen Schwierigkeiten mit der Qualität der Proben überwunden. Es liegen jetzt von allen Proben Messdaten über zwei Jahre und teilweise über drei Jahre vor. Die Qualität der Messdaten ist sehr hoch und die Auswerte- und Darstellungsmethoden auf einem hohen Stand. Für gesicherte Aussagen liegen jedoch noch zu wenige Langzeit-Daten vor. Immerhin scheinen sich die bereits im letzten Jahr aufgezeigten Tendenzen fortzusetzen. Es ist noch offen, ob die Versuche über die (finanzierte) Projektdauer weitergeführt werden können.

Referenzen / Publikationen

- [1] C. Renken: Validierung Messsystem, I-U-Kennlinienmessung und Messdatenauswertung PV-Anlage IBM Altstetten. Labor für Photovoltaik, HTA Burgdorf, Ilcoweg 1, 3400 Burgdorf.
- [2] A. Sütterlin: Laborversuch Glasbeschichtung Glas Guard (PV-Guard), Bericht 00.086 B3, Referenz QS-HB-B-Form1, BBL Basler Baulabor AG, 4132 Muttenz

Annual Report 2003

100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 2003

Author and co-authors	Luzi Clavadetscher - Thomas Nordmann
Institution / company	TNC Consulting AG
Address	Seestrasse 141 - CH 8703 - Erlenbach
Telephone, Fax	T 01 - 991 55 77 - F 01 - 991 55 78
E-mail, homepage	mail@tnc.ch - www.tnc.ch
Project- / Contract -Number	32046 / 71920
Duration of the Project (from – to)	Jan. 2003 - Dec. 2003

Abstract

13 years ago this 100 kWp PV-Plant built on top an existing sound-barrier structure along the A13 motorway in the Swiss Alps went into operation. At the time this project was unique, as it was the first PV-plant along a motorway worldwide and the largest PV-plant in Switzerland.

The purpose of this project is to gain information on the long-term behaviour of a large grid connected PV-plant and its components under real operating conditions. The monitoring and evaluation is carried out in accordance with the EU-Guidelines for PV Monitoring.

The plant produces on average 110'000 kWh per annum at a specific annual yield of 1'030 kWh/kWp. The plant operated for the first 10 years without any mayor interruptions. In the years 2000, 2001 and 2003 some minor but important components of the inverter unit failed. The components, which failed, were mainly electromechanical devices with moving parts and the faults were not always easy to find. In the year 2003 53 % of the available energy was lost due to non-operation of the inverter.

In the night of the 14. of June 2003 96 modules were stolen from the plant. The plant remained operational.

In the year 2003 the plant produced 58'978 kWh or 567 kWh/kWp with a performance of 38 % and an availability of 50 %.

In the year 2004 it will be decided if the inverter will be repaired or replaced with a new type. The 96 stolen modules will be replaced.

This project is supported by the Swiss Federal Office of Energy.

Einleitung / Projektziele

Die seit Dezember 1989 im Betrieb stehende 100 kWp Photovoltaik Netzverbundanlage A13 im Rheintal bei Domat/Ems hat am 31. März 1999 die erste Million Kilowattstunden elektrische Energie ins Netz eingepeist.

Ziel dieses Projektes ist, langfristige Betriebserfahrungen einer grossen Netzverbundanlage im Verkehrsnetz zu sammeln.

Die Anlage ist im Besitz des Bundesamtes für Energie, welches auch die Messkampagne finanziert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Bedingt durch die günstige geographische Lage und die hohe Zuverlässigkeit erreichte die Anlage in den ersten zehn Betriebsjahren einen mittleren Jahresertrag von etwa 1'030 kWh/kWp und eine mittlere Performance von 75%. Die Performance einer PV-Anlage ist das Verhältnis der theoretisch möglichen PV-Energie, ohne Verluste, zur tatsächlich produzierten Energie. Die wesentlichen Verluste sind die Umwandlungsverluste im PV Modul, die elektrischen Verluste im Wechselrichter sowie die Verluste, welche durch Betriebsunterbrüche verursacht wurden. Der Eigenverbrauch des Inverters beträgt 0.4 % und die Messdatenerfassung bezieht 1.3 % der produzierten Energie.

Bei mehr als 46'600 Betriebsstunden hat die Anlage im Schnitt jährlich 97'000 kWh produziert, bei einer Verfügbarkeit von 86 %.

Von den inzwischen 14 Jahren Betrieb der 100 kWp Photovoltaik Netzverbundanlage A13 werden im folgenden die genormten Auswertungen des Jahres 2003 präsentiert.

Module	Array Feld	Inverter
Fabrikat : Kyocera	Anzahl Module : 2208	Fabrikat : Siemens
Typ : LA 361J48 polykristalin	Bruttofläche : 968 m ²	Typ : Simoreg / Simatic netzgeführt
	Nennleistung : 104 kWp	Wirkungsgrad : >95 %
	Betriebsspannung : 401 V	Nennleistung : 100 kW dc
	Ausrichtung : 25 ° ost	
	Neigung : 45 °	

Tabelle 1, technische Daten der Anlage.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Seit der Inbetriebnahme der Anlage im Dezember 1989 konnten lückenlose Betriebsdaten gesammelt werden. Die Messdatenerfassung, die Datenkommunikation und die Datenaufbereitung zeigen wenige Probleme. Zur Zeit stehen 122'483 Datensätze oder 99.8 % der Daten zur Verfügung.

Im Mai 2002 wurde von der Firma Siemens die Simoreg Einheit ersetzt. Die alte Einheit wurde revidiert. Trotzdem wurden im Jahre 2003 mehrere längere Betriebsunterbrüche registriert. Auch nach mehrmaligen Interventionen des Inverterherstellers ist es nicht gelungen die Anlage wieder vollständig betriebsfähig zu machen.

Im Jahre 2003 durchgeführte Arbeiten:

- Kontinuierliche Messungen
- Auswertung der Messdaten
- Numerische und graphische Darstellung der Resultate
- Interpretation der Resultate
- Interventionen im Zusammenhang mit Betriebsunterbrüchen

Besondere Vorkommnisse

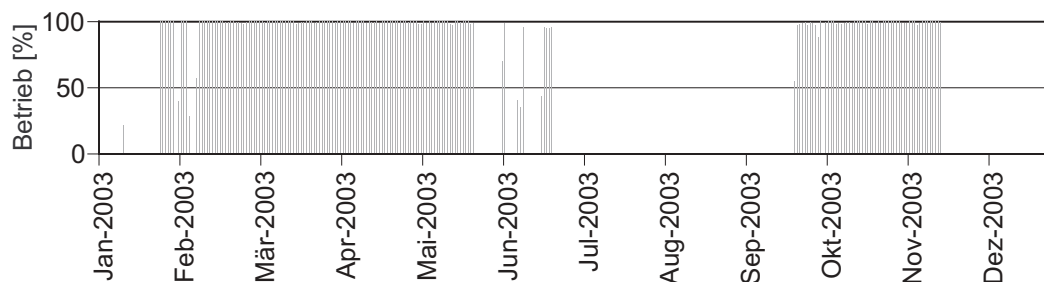
Diebstahl von 96 Modulen

In der Nacht vom 14. Juni 2003 wurden am westlichen Ende, beim Inverterhaus 96 Module entwendet. Die Anlage blieb weiterhin betriebsfähig.

Auswertung der Betriebsdaten 2003

Verfügbarkeit der Anlage

Der Inverter war im Jahre 2003 nur zu 50 % der Zeit verfügbar (Figur 1). Der Fehler konnte vom Lieferanten bis Ende Jahr nicht behoben werden.



Figur 1, Betriebsunterbrüche (weisse Fläche) im Jahre 2003.

Eingespeiste Energie

Im Jahre 2003 hat die Anlage 58'978 kWh in das lokale Netz eingespeist, das sind nur 47 % , verglichen zum Rekordjahr 1997 (125'876 kWh).

Betriebsjahr 2003

Ertrag, Performance und Verfügbarkeit

Bei einer zeitlichen Verfügbarkeit von 50 % erzielte die Anlage im Jahr 2002 eine Performance von 38 %. Tabellen 3 und 4 zeigen die jährlichen und monatlichen Betriebswerte der Anlage seit der Inbetriebnahme.

Symbole und Einheiten

Meteo und Energien			Ertrag und Verluste		
t M	verfügbare Daten	[h]	Y r,g	Referenz (Global)	[kWh/(kWp*d)]
M	Monitoring Fraktion	—	Y r	Referenz (Modulebene)	[kWh/(kWp*d)]
O	Output Fraktion der Anlage	—	Y a	Generator Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
Betr. Inv	Betriebsstunden Inverter	[h]	Y f	Anlagen Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
H	Einstrahlungssumme (Global)	[kWh]	L s	Inverterverluste	[kWh/(kWp*d)]
H I	Einstrahlungssumme (Modulebene)	[kWh]	L c	Feldverluste	[kWh/(kWp*d)]
T am	mitl. Umgebungstemperatur	[°C]	PR	Performance Ratio	—
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]	n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	—
E IO+	Energie vom Inverter	[kWh]	n Inv	Betriebswirkungsgrad (Inverter)	—
E IO-	Energie zum Inverter	[kWh]	n tot	Gesamtwirkungsgrad der Anlage	—
E IO	Energiebilanz Inverter	[kWh]	Betr	zeitliche Verfügbarkeit des Inverters	[%]
E M	Energie Datenerfassung	[kWh]	Feld	Verfügbarkeit Feld	[%]
			Tp b	mitl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
			spez. Ertrag	spezifischer Jahrsertrag	[kWh/(kWp*a)]

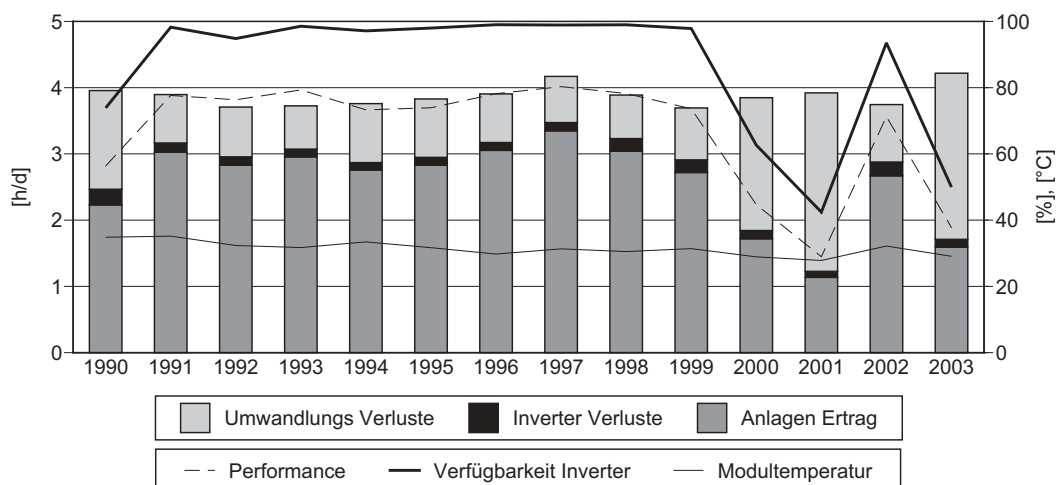
Tabelle 2, verwendete Symbole und Einheiten.

Die in den Tabellen 3 und 4 verwendeten Symbole sind in den Richtlinien [1] und [2] definiert. Die zeitliche Verfügbarkeit der Anlage (Betr.) ist das Verhältnis der Betriebsstunden zu den Sonnenstunden. Verfügbarkeit Feld (Feld) ist der Betrieb der Strings in %.

Betriebsdaten

DOMAT 103.97 [kWp]	t M [h]	M —	O —	Betr. Inv [h]	H I [kWh/m ²]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO+ [kWh]	E IO- [kWh]	E IO [kWh]	E M [kWh]	ins Netz [kWh]	Kumuliert [kWh]
1989				200						5'410		5'410	5'410
1990	8'760	1.00	0.26	2'929	1'436	9.7	93'071	84'612	461	84'151	1'967	82'184	87'594
1991	8'760	1.00	0.02	3'840	1'422	9.1	120'119	115'340	554	114'785	1'935	112'850	200'443
1992	8'783	1.00	0.05	3'747	1'357	9.6	112'498	108'211	514	107'697	1'648	106'049	306'493
1993	8'760	1.00	0.01	3'845	1'360	9.3	116'578	112'520	388	112'133	1'051	111'082	417'575
1994	8'760	1.00	0.03	3'852	1'372	10.7	108'889	105'037	435	104'602	1'106	103'496	521'071
1995	8'760	1.00	0.02	3'786	1'383	9.4	110'636	106'656	395	106'262	1'251	105'011	626'082
1996	8'784	1.00	0.01	3'858	1'429	9.1	120'712	116'579	391	116'189	1'240	114'949	741'031
1997	8'760	1.00	0.01	3'860	1'522	10.0	131'795	127'590	495	127'095	1'219	125'876	866'907
1998	8'594	0.98	0.01	3'732	1'396	9.5	120'591	114'021	491	113'530	1'309	114'808	* 981'715
1999	8'755	1.00	0.02	3'706	1'348	9.5	110'421	103'858	651	103'207	1'135	102'072	1'083'787
2000	8'784	1.00	0.37	2'450	1'408	10.2	70'120	65'878	472	65'405	1'122	64'284	1'148'071
2001	8'760	1.00	0.58	1'690	1'431	9.6	46'570	43'452	348	43'104	1'108	41'997	1'190'067
2002	8'760	1.00	0.06	3'301	1'367	10.3	109'194	101'841	553	101'289	1'198	100'091	1'290'158
2003	8'703	0.99	0.50	1'820	1'531	10.7	64'536	60'394	282	60'112	1'134	58'978	1'349'136
Nov. 89...Dez. 2003 total				46'616						1'364'971	18'422	1'349'136	*Wert korrigiert (Datenverlust)
mittel				3'315	1'412	9.8	102'552	97'571	459	97'112	1'316		
Jan. 03	744	1.00	0.90	39	50	-0.3	330	307	16	291	91	200	
Feb. 03	672	1.00	0.02	226	110	-1.9	9'538	9'092	38	9'053	83	8'970	
Mär. 03	744	1.00		328	166	7.4	14'137	13'161	42	13'119	93	13'027	
Apr. 03	720	1.00	0.01	353	155	10.0	13'076	12'184	39	12'145	92	12'053	
Mai. 03	744	1.00	0.24	294	158	15.3	9'773	9'129	36	9'093	98	8'995	
Jun. 03	720	1.00	0.73	100	182	22.2	3'619	3'408	13	3'395	104	3'291	
Jul. 03	744	1.00	1.00		168	19.8		0	0	0	103	-103	
Aug. 03	744	1.00	1.00		177	22.2		0	1	0	105	-106	
Sept. 03	720	1.00	0.78	63	144	15.0	2'328	2'180	9	2'171	93	2'077	
Okt. 03	744	1.00	0.04	270	102	7.7	7'515	7'000	54	6'946	94	6'852	
Nov. 03	720	1.00	0.32	147	71	7.0	4'220	3'934	34	3'900	91	3'809	
Dez. 03	687	0.92	1.00		49	2.7					86	-86	
2003	8'703	0.99	0.50	1'820	1'531	10.7	64'536	60'394	282	60'112	1'134	58'978	

Tabelle 3, Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 1990 ... 2003 und Monatswerte 2003.



Figur 2, Ertrag und Verluste; Verfügbarkeit, Performance und Modultemperatur (Jahreswerte 1990 bis 2003).

Ertrag und Verluste

DOMAT 103.97 [kWp]	Y r	Y a	Y f	L s	L c	PR	n Feld	n Inv	n tot	Betr [%]	Feld [%]	Tp b [°C]	spez. Ertr. [kWh/kWp]
	[kWh/(kWp*d)]					---	---	---	---				
1989													
1990	3.96	2.47	2.23	0.24	1.49	0.56	0.067	0.904	0.061	74	98	34.8	790
1991	3.90	3.17	3.02	0.14	0.73	0.78	0.087	0.956	0.083	98	95	35.2	1'085
1992	3.71	2.96	2.83	0.13	0.75	0.76	0.086	0.957	0.082	95	100	32.3	1'020
1993	3.73	3.07	2.95	0.12	0.65	0.79	0.089	0.962	0.085	99	100	31.7	1'068
1994	3.76	2.87	2.76	0.11	0.89	0.73	0.082	0.961	0.079	97	99	33.4	995
1995	3.83	2.95	2.83	0.12	0.88	0.74	0.083	0.961	0.079	98	99	31.7	1'010
1996	3.91	3.17	3.05	0.12	0.73	0.78	0.087	0.963	0.084	99	100	29.8	1'106
1997	4.17	3.47	3.35	0.12	0.70	0.80	0.090	0.964	0.086	99	100	31.3	1'211
1998	3.89	3.23	3.04	0.19	0.66	0.78	0.089	0.941	0.084	99	100	30.5	1'079
1999	3.69	2.91	2.72	0.19	0.78	0.74	0.085	0.935	0.079	98	97	31.4	982
2000	3.85	1.84	1.72	0.12	2.01	0.45	0.051	0.933	0.048	63	100	28.9	618
2001	3.92	1.23	1.14	0.09	2.69	0.29	0.034	0.926	0.031	42	100	27.8	404
2002	3.74	2.88	2.67	0.21	0.87	0.71	0.083	0.928	0.077	94	100	32.2	963
2003	4.22	1.71	1.59	0.12	2.51	0.38	0.044	0.931	0.041	50	93	29.1	567
Nov. 89...Dez. 2003													
mittel	3.88	2.71	2.56	0.14	1.17	0.66	0.075	0.944	0.071	86	99	31.4	921

Jan. 03	1.60	0.10	0.09	0.01	1.49	0.06	0.007	0.879	0.006	10	100	10.0	
Feb. 03	3.92	3.28	3.11	0.17	0.64	0.79	0.090	0.949	0.085	98	100	19.2	
Mär. 03	5.35	4.39	4.07	0.32	0.96	0.76	0.088	0.928	0.082	100	100	29.0	
Apr. 03	5.17	4.19	3.89	0.30	0.98	0.75	0.087	0.929	0.081	99	100	29.5	
Mai. 03	5.08	3.03	2.82	0.21	2.05	0.56	0.064	0.930	0.060	76	100	34.9	
Jun. 03	6.07	1.16	1.09	0.07	4.91	0.18	0.021	0.938	0.019	27	93	44.1	
Jul. 03	5.42				5.42						87	-99.0	
Aug. 03	5.72				5.72						87	-99.0	
Sept. 03	4.81	0.75	0.70	0.05	4.06	0.14	0.017	0.932	0.016	22	87	33.7	
Okt. 03	3.28	2.33	2.16	0.18	0.95	0.66	0.076	0.924	0.071	96	87	25.8	
Nov. 03	2.35	1.35	1.25	0.10	1.00	0.53	0.062	0.924	0.057	68	87	23.8	
Dez. 03	1.71				1.71						87	-99.0	
2003	4.22	1.71	1.59	0.12	2.51	0.38	0.044	0.931	0.041	50	93	29.1	

Tabelle 4, Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 1990 ... 2003 und Monatwerte 2003.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Betrieb im Jahr 2003, vierzehntes Betriebsjahr

Leider wurden, trotz den Interventionen des Herstellers, im vergangenen Jahr wieder mehr längere Unterbrüche registriert, sowie 96 Module entwendet.

Perspektiven für 2004

Es soll jetzt entschieden werden ob der Inverter repariert oder ein neuer Inverter eingebaut werden soll. Die gestohlenen Module werden im laufenden Jahr ersetzt. Durch die Weiterführung der Messungen soll der Betrieb der Anlage weiterhin überwacht werden. Die Betriebserfahrungen in den kommenden Jahren sollen zeigen, ob der revidierte oder der neue Inverter einwandfrei läuft.

Referenzen / Publikationen

- [1] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants,
Document A, Photovoltaic System Monitoring, Issue 4.2, June 1993,
Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data, Issue 4.1, June 1993,
JRC, E.S.A.S. I-21020 Ispra Italien.
- [2] International Electrotechnical Commission (IEC): Standard IEC 61724, Photovoltaic System
Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.
- [3] TNC Consulting AG,
Richtlinien zur Auswertung und Darstellung von Messdaten von PV-Netzverbundanlagen, Januar
1995.
- [4] L. Clavadetscher, Th. Nordmann,
Prediction and Effective Yield of a 100 kW Grid-Connected PV-Installation,
Solar Energy Vol. 51, No. 2, pp 101 - 107, 1993,
Pergamon Press, New York.
- [5] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting AG,
Evaluation of Grid-Connected PV-Installations, Paper: 1B.32,
12th European Photovoltaic Energy Conference, Amsterdam, April 1994.
- [6] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting AG,
100 KWp Gridconnected PV Plant A13 in Switzerland - 10 Years and 1'000'000 kWh Later, Oral
Presentation: [786] OC5/2,
16th European Photovoltaic Energy Conference, Glasgow, Mai 2000.
- [7] TNC Consulting AG,
100 kW PV-Netzverbundanlage A13; Messkampagne,
Jahresberichte 1990 ... 2003.
- [8] IEA-PVPS, TASK 2,
CASE STUDIES on Long-term Performance and Reliability of PV Systems,
100 kWp Grid-connected PV-plant A13, IEA PVPS Publikation, erscheint in 2004.

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

J. Keller

Integration der neuen IEC Norm 60364-7-712 für Photovoltaik in die nationalen Installationsnormen NIN - 100187 / 150258 229

R. Locher

Gebäude-Integrierte-Solarstrom-Systeme GISS - 101141 / 150173 233

S. Nowak, M. Gutschner

Solar *Electri* City Guide -Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden - 100627 / 150824 237

S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro

REMAC 2000 - Renewable Energy Market Accelerator 2000 - NNE5-2000-00012, BBW 00.0088 243

M. Real

Quality in the Photovoltaic Sector - 17967 / 57555 251

M. Real

IEC Normenarbeit für PV-Systeme 257

Annual Report 2003

Integration der neuen IEC 60364-7-712 in die nationalen Installationsnormen(NIN)

Niederspannungs-Installations-Norm, Technische Norm des SEV: SN SEV 1000:2000

Teil 7.12: Solar- Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme

Author and Co-Authors	Jost Keller, Projektleiter. Heinrich Häberlin, Thomas Hostettler, André Moser, Markus Real, Josef Schmucki, Peter Toggweiler, Leo Wolfisberg.
Institution / Company	Electrosuisse, SEV
Address	Luppenstrasse 1, CH-8320 Fehraltorf
Telephone, Fax	+41 1 956 12 90
E-mail, Homepage	Jost.keller@electrosuisse.ch / www.electrosuisse.ch
Project- / Contract Number	100187 / 150258
Duration of the Project (from – to)	1. Juni 2003 bis 31. Mai 2004

ABSTRACT

In Switzerland photovoltaic also needs practice-friendly installation standards for safety and increased application. A well applicable installation standard helps to prevent from electrical accidents and damages to property (fire). Switzerland as an IEC- and CENELEC-member has to take over the new standard IEC 60364-7-712.

The existing, more than 10 years old provisional national PV-safety regulation has to be adapted to the current standards of IEC and CENELEC. Important technical and national application rules, which are not regulated in the standards, have to be integrated or attached, e.g. lightning protection, potential equalization, main connection conditions and law requirements and, they are to be completed with important references.

The new PV standard will be written for a widespread application, easy to apply for both, installers and PV-experts. PV-experts are not very familiar with the general installation rules and, on the other hand, installers of low voltage installations are not really acquainted with the specific technology of PV-systems.

The group of cores has worked out the basic document. An enlarged group of experts secured the wide support and during a workshop the PV-branch was given the opportunity to express its opinion.

The new standard reached a high acceptance. The course of the project fulfills the according schedule.

Technische Norm des SEV
Niederspannungs-Installations-Norm

SN SEV 1000:200x, gültig ab

Teil 7.12: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art –
Solar-Photovoltaik (PV) Stromversorgungssysteme

basiert auf: IEC 60364-7-712
und noch nicht endgültige Rohübersetzung,
Stand 2002-11-27

«Photovoltaik- Anlagen»



Einleitung / Projektziele

Die über 10 Jahre alte Sicherheitsvorschrift für die Installation von Photovoltaikanlagen musste dringend ersetzt, ergänzt und an die Internationalen Normen angepasst werden.

Photovoltaikanlagen weisen Besonderheiten auf, mit denen der Installateur von elektrischen Gebäudeinstallationen nicht sehr familiär ist. Im Gegenzug sind Photovoltaikfachleute oft mit den Installationsvorschriften nicht sehr vertraut. Ausserdem macht die Gesetzgebung Vorschriften bezüglich Melden von Anlagen an das zuständige EVU, Bewilligungen für das Ausführen von Installationsarbeiten sowie Prüfen der fertig installierten Anlage.

Das Ziel ist es, eine Norm zu schaffen, damit Installationen qualitativ so erstellt werden, dass weder Personen noch Sachen gefährdet sind und die den Einsatz von Photovoltaikanlagen unterstützt. Damit wird das gute Image der Photovoltaik weiter gefördert.

Die Norm hat für den Praktiker leicht verständlich und umsetzbar zu sein.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

In erster Linie wurde der Normentext IEC 60364-7-712 in die nationale Installations-Norm NIN 2000 eingearbeitet. Aufgrund der einleitend beschriebenen Besonderheiten wird dieser Normeninhalt ergänzt mit ausführlichen Beispielen und Erläuterungen, weiteren Schemata und zeichnerischen Darstellungen sowie Verweisen auf Gesetze, Verordnungen, Normen und Werkvorschriften.

Der Umfang wird ca. 20 Seiten A4 betragen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Kerngruppe hat die Grundlage ab Februar 2003 geschaffen. Eine Begleitgruppe sicherte die breite Abstützung des Dokumentes und anlässlich des Vernehmlassungsworkshops vom 05. Dezember 2003 hat die Branche zum Dokument Stellung genommen. Die Akzeptanz ist sehr gut und der Projektverlauf erfüllt die terminlichen Vorgaben.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die beteiligten Experten stammen aus den Normengremien TK64 und TK82. Das ESTI sowie Electrosuisse sind ebenfalls vertreten. Das Schweizerische Elektrotechnische Komitee von Electrosuisse ist die Verantwortliche Stelle für alle elektrotechnischen Normen. Die Branche wurde für den Vernehmlassungsworkshop eingeladen.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Das für 2003 gesteckte Ziel ist erreicht. Das neue Dokument wird im Up-date der NIN 2000 integriert. Dieses UP-date wird auf den 1.1.2005 rechtskräftig. Um das erarbeitete Dokument unverzüglich nach dessen Fertigstellung anwenden zu können, wird es vorgängig als Separatdruck - voraussichtlich im zweiten Quartal 2004 - herausgegeben.

Annual Report 2003

GISS Gebäude-Integrierte Solarstrom-Systeme (Building Integrated Photovoltaic BIPV)

Author and Co-Authors**Responsible for Project:**

Rudolf Locher, SZFF, 8953 Dietikon

Project team:

Roland Hof, Geilinger Fassaden AG, 8411 Winterthur

Walter Mikesch, Colt Solar Technology AG, 6340 Baar

Reto Miloni, Lichtplanung & Architektur, 5243 Mülligen

Toni Kälin, Jaakko Pöyry Infra, 8022 Zürich

Thomas Nordmann, TNC Consulting AG, 8703 Erlenbach

Christian Meier, energiebüro@ Die Solarplaner, 8005 Zürich

Prof. Paul Hugentobler, HTA FHZ, Horw 4000 Luzern

Institution / Company

SZFF Schweizerische Zentrale Fenster und Fassaden

Address

Riedstrasse 14, Postfach 213, 8953 Dietikon

Telephone, Fax

01 742 24 34, 01 741 55 53

E-mail, Homepagerlocher@szff.ch, www.szff.ch**Project- / Contract Number**

100141 / 150173

Duration of the Project (from – to)

Juni 2003 – Mai 2004

ABSTRACT

Supported by several sponsors, the SZFF is launching a widely-based research project enquiring into the potential for breaking down existing technical obstacles and mental hurdles between façade constructors and solar specialists; reducing the lack of information in the market; generation of BIPV-Projects in the fields of new building and conversions and raising the level of the technological expertise of façade constructors in dealing with solar components in building envelopment.

Previous studies have shown that photoelectric panels can easily be installed by façade constructors. Technical communication between façade constructors and “photoelectricians” must be furthered and simplified. The future of BIPV depends on the increase in the use of photoelectrics in building projects. Most important are the interfaces between Façade Planners/Photoelectric Planners as well as both façade and photoelectric industrialists at their joint involvement in the planning of buildings. Multifunctional, integrated concepts of in-house technology in conjunction with the incorporation of photoelectric installations in façades have an enormous innovative potential.

Einleitung / Projektziele

Die SZFF lanciert ein durch mehrere Träger breit abgestütztes Forschungsprojekt mit folgender Zielsetzung:

- ≠ Grundlagenerarbeitung bezüglich des vorhandenen Potenzials (jährliches geeignetes Bau- oder Investitionsvolumen).
- ≠ Abbau von technischen Hindernissen und mentalen Hürden zwischen Fassadenbauern und Solarspezialisten.
- ≠ Abbau von Informationsmängeln im Markt bei Bauherren, Investoren und Planern.
- ≠ Generierung von BIPV-Projekten für den Neu- und Umbaubereich.
- ≠ Erhöhung der technologischen Fachkompetenz der SZFF-Mitglieder im Umgang mit Solar-Komponenten in Gebäudehüllen.

Es werden folgende Resultate erwartet:

- ≠ Die wichtigsten Barrieren/Hindernisse der Fassadenbauer/-planer/-zulieferer (SZFF-Mitglieder) sind bekannt; Lehren aus bereits realisierten BIPV-Anlagen sind bekannt.
- ≠ Eine einfache PV-Planungshilfe für SZFF-Mitglieder mit dem Ziel des Barrierenabbaus liegt vor.
- ≠ Es sind klare Hinweise vorhanden über Art und Umfang des vorhandenen Marktpotenzials.
- ≠ Die Grundlage für vertrauensbildende Massnahmen und weitere Innovationsanreize in der Fassadenbau-Branche sind geschaffen.
- ≠ Weitere unterstützungswürdige Pilotprojekte für gebäudeintegrierte Solarsysteme in der Schweiz sind definiert und skizziert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Gebäudeintegrierte Solarsysteme (thermisch und photovoltaisch) sind im modernen Fassadenbau noch selten anzutreffen. Werden auf Gebäuden PV-Anlagen installiert, handelt es sich in der Regel um dachaufgeständerte Standardmodule, welche auf eine bereits funktionstaugliche Hülle "aufgedoppelt" werden. Die Ausnahme bestätigt nur die Regel: aufgeschlossene Bauherren und innovative Planer haben da und dort mit Fassaden- oder Dach-integrierten, transluziden oder sogar einachsig nachgeführten Solargeneratoren aufgezeigt, welches Potenzial im modernen Fassadenbau steckt.

Generell ist jedoch die Haltung der Facadiers – unter diesem Begriff wird die Gemeinschaft der Verarbeiter, der Fassadenplaner, ihrer Zulieferer und Monteure verstanden – gegenüber gebäudeintegrierten Solarsystemen von einer in der Sache begründeten Zurückhaltung geprägt. So begegnet der Facadier dem Risikopotenzial wertintensiver und technologisch komplexer Starkstromanlagen in der Gebäudehülle zumeist skeptisch - wenn nicht ablehnend. Der Mangel an für die Gebäudehüllen geeigneten, standardisierten Anbieterlösungen seitens der Modul- und Zellenhersteller, ein ruinöser "Preiskampf" einiger weniger verbliebener Anbieter von funktionierenden aber pragmatisch konzipierten "08:15-Lösungen" auf Perrondächern, Lärmschutzwänden, Ferienchalets und dergleichen sind im übrigen auch nicht gerade dazu angetan, Facadiers, Architekten und auch Investoren von den Chancen gebäudeintegrierter Solarsysteme zu überzeugen.

Teilprojekte

- ## In einer ersten **Informationsphase** werden Beispiele bereits realisierter Projekte mit gebäudeintegrierten Solarsystemen im In- und Ausland zusammengetragen (Bestandesaufnahme & Analyse von bereits realisierten BIPV-Anlagen aus ökonomischer, technischer und architektonischer Sicht; Evaluation und Ursachenanalyse mit Fokussierung auf fehlenden Wiederholungseffekt).
- ## In einer zweiten **Befragungsphase** werden Fassadenbauer, Zulieferer (Glas- und Profilsystemlieferanten, Sonnenschutzhersteller etc.) und Fassadenplaner zusammen mit ausgewählten Architekten und Bauherren hinsichtlich ihrer persönlichen Wahrnehmung befragt: Wo liegen aus der Sicht der jeweils betroffenen Beeinflusser die spezifischen Chancen, Risiken und Grenzen im Zusammenhang mit gebäudeintegrierten Solarsystemen.
- ## In einer parallel dazu durchgeführten **Markterhebungsphase** wird das Potenzial ergründet. Auf der Basis von vorliegenden Zahlen (Immobilienpiegel Schweiz mit genauen Daten über alle Immobilienprojekte u.a.) über bestehende, geplante und im Bau befindliche Fassadenflächen soll versucht werden, das orientierungsabhängige Potenzial abzuschätzen: wie viele Fassaden sind süd-, südost- oder südwestorientiert, wie gross sind die Dachflächen (Neubau und Sanierung).
- ## In einer dritten Phase wird ein **Handbuch und Argumentarium** für das Zielpublikum Bauherren, Investoren und Planer in Form einer Solarstrom-Planungshilfe für den Fassadenbauer erarbeitet (CD-Rom mit FAQ).
- ## In einer vierten **Pilotphase** werden Entwicklungslinien für PV-Projekte in Gebäudehüllen angedacht und skizziert. Gesucht, generiert und gefördert werden in dieser Phase mindestens 2 typische Pilotprojekte in der Schweiz, an welchen die erkannten Chancen festgemacht und mentale, ökonomische oder konstruktive Hürden überwunden werden.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Teilprojekt 1 "Informationsbeschaffung/Analyse".

Das interdisziplinäre Projektteam hat einen Raster zur Gebäudehüllen- Typisierung und einen Kriterienkatalog zur Beurteilung von BIPV erarbeitet sowie verschiedene BIPV -Realisierungen vor Ort analysiert. Dies führte zusammen mit vertiefenden Gesprächen unter den GISS-Partnern zu folgenden, in einem ersten Zwischenbericht zusammengefassten Erkenntnissen:

- Photovoltaischen Bauelemente lassen sich ohne Probleme durch den Fassadenbauer montieren. Trotzdem zeigt die Branche eine ausgeprägte Zurückhaltung gegenüber der Photovoltaik. Gründe dafür mögen die geringe Marktpräsenz, fehlende Standardisierung sowie der kleine Bekanntheitsgrad dieser Technologie und ihrer vermuteten Chancen bzw. Risiken sein. Zur Überwindung seiner zumeist diffusen Ängste braucht der Fassadenbauer Information, zusätzliche Arbeitshilfen z.B. für die Submissionsbearbeitung und die Gewissheit, dass funktionstaugliche Photovoltaik von ihm ohne "Fussfallen" in den Wertschöpfungsprozess integriert werden kann.
- Der technische Dialog zwischen Fassadenbauern und "Photovoltaikern" muss vereinfacht und etabliert werden. Noch sprechen die Fachgebiete unterschiedliche Sprachen. Fassadenbauer brauchen neben dem persönlichen Engagement eine Grundschulung in Photovoltaik.
- Entscheidend für die Zukunft der BIPV ist eine zunehmende Zahl von PV- Bauvorhaben. Eine wachsende Zahl von Akteuren (Bauherr, Architekt, GU/TU, Bauphysiker, Lichtplaner, Elektroplaner, Facility Manager usw.) beeinflussen die Entscheidungsfindung. Diesen Akteuren gegenüber befindet sich der Fassaden- bauer und seine Planer nach wie vor in einer traditionell eher "passiven Rolle". Umso wichtiger ist dabei neben der Motivation von Bauherren und Architekten die eigene Einstellung des Fassadenbauers. Alle Akteure, die zur Marktausweitung aktiv etwas beitragen wollen, müssen die Schlüsselantworten auf die entscheidenden Fragen der PV-Bauintegration kennen und die Argumente dafür überzeugend darlegen können.

- Zur Abwicklung eines konkreten Bauvorhabens sind verschiedene Organisationsformen und Ablaufschemata gebräuchlich. Der Zwischenbericht behandelt im Speziellen die Schnittstellen und die Arbeitsteilung Fassadenplaner/PV -Fachplaner sowie Fassaden- und PV-Unternehmer und deren Einbindung in die Bauorganisation.
- ## Multifunktionale, integrale Haustechnik-Konzepte mit photovoltaischer Stromproduktion verfügen in Verbindung mit Fassadentechnik über ein hohes Innovationspotential. Zusammen mit der ausgewiesenen Zuverlässigkeit und Langlebigkeit von PV -Systemen öffnet sich mit BIPV ein neues Betätigungsfeld, in dem die Schweiz schon einmal Weltleader war. Die jährlichen Steigerungsraten des globalen PV -Marktes beweisen den Boom und ermutigen, in diese zukunftssichere Technik zu investieren.

Vor genau 30 Jahren stand die Fassadenbranche nach dem ersten Erdölchock schon einmal an der Schwelle zu einem "fassadentechnologischen Quantensprung": Es existierten weder thermisch getrennte Fassadenprofile im Metallfassadenbau, noch die heute bekannten Low-E-Beschichtungen und Gasfüllungen von Wärmeschutzgläsern. In einer denkwürdigen technologischen Aufholjagd ist es der Fassadenbranche gelungen, mit bahnbrechenden Innovationen bei der Verminderung der Wärmeverluste Produkte bereit zu stellen, welche ihr eine starke Position beim Bau von langfristig wärmedämmenden Gebäudehüllen nicht nur gesichert hat, sondern deren Stellung und Akzeptanz im internationalen Fassadenmarkt sogar erheblich ausgeweitet hat. Vor einem ähnlichen "challenge" steht die ganze Branche heute, geht es doch nicht mehr nur darum, die Verluste zu minimieren, sondern im solaren Jahrtausend auch die Gewinne zu maximieren. Dem Mutigen und Innovativen wird hier wie damals die Zukunft gehören.

Teilprojekt 2 "Befragung".

Abgestützt auf die Ergebnisse des Teilprojektes 1 wurde in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Architektur und Technik, Horw LU, ein Fragebogen entwickelt.

Mit diesem sollen aus der Sicht der jeweils betroffenen Beeinflusser die spezifischen Chancen, Risiken und Grenzen im Zusammenhang mit gebäudeintegrierten Solarsystemen durch junge Fachleute d.h. durch Absolventen der Fachrichtung Metallbau/Fassadenbau an der Hochschule für Technik und Architektur HTA in Luzern unter Leitung der Technischen Kommission der SZFF eruiert werden. Dieser Schritt ist somit von praktischem wie didaktischem Nutzen.

Teilprojekt 3 "Markterhebung".

Aufgrund der Ergebnisse des Teilprojektes 1, von Marktanalysen Wüest + Partner über das Potenzial von Fassaden in Neubau und Erneuerung und weiterer Untersuchungen wird ein Modell für Potenzialabschätzungen erstellt. Dabei werden die Fassadenflächen nach Gebäudehüllentypen unterschieden, für PV optimal orientierte Flächen abgeschätzt und daraus Potenziale in Flächen, PV-Leistung und Erträge eruiert. Das Vorgehen ist strukturiert, die Datenerhebungen und Abschätzungen sind noch in Arbeit.

Teilprojekt 4 und 5 "Handbuch/Argumentarium" und "Pilotphase".

Diese Teilprojekte können erst im Jahr 2004 bearbeitet werden.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Nachdem der Projektvertrag Ende Mai 2003 bereinigt und unterzeichnet werden konnte, erfolgte der Projektstart gegenüber dem Plan etwa zwei Monate später. Somit sind auch die Zwischenziele mit etwa zweimonatiger Verspätung erreicht worden oder zu erreichen. Trotzdem wird ein Abschluss des Projektes per Mitte 2004 als realistisch beurteilt.

Annual Report 2003

Solar *Electri* City Guide

Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden

Author and co-authors	Stefan Nowak and Marcel Gutschner
Institution / company	NET Nowak Energy & Technology Ltd.
Address	Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Telephone, Fax	+41 026 494 00 30 / +41 026 494 00 34
E-mail, homepage	marcel.gutschner@netenergy.ch , http://www.netenergy.ch
Project- / Contract -Number	100627 / 150824
Duration of the Project (from – to)	01.07.2003 - 30.06.2004

ABSTRACT

Introduction:

The Swiss Solar Electri City Guide is a follow-up activity of the European project "PV City Guide" supported by the Swiss Federal Office for Education and Science under contract no BBW 99.0569. The European project was finalised in spring 2002. The country-specific Swiss editions are supported within the frame of the SwissEnergy programme.

Purpose of the work:

The objective of this Solar ElectriCity Guide is to provide local and regional authorities as well as related professionals (urban designers and developers, project developers and builders) with the necessary information and instruments to define, evaluate, plan and implement PV projects in an urban environment. The focus is on municipalities and local implementation.

Approach:

The Swiss Solar ElectriCity Guide is being designed for practical use by the target groups in order to facilitate the implementation of future PV projects and policies. The international version of the Solar Electri City Guide in English is currently translated and adapted to the Swiss context in close relationship with experts and actors from different areas and sectors in order to consider local needs, actions and policies.

Results:

The project "PV City Guide" led to an attractive guide for the target audience. Some national and international Solar ElectriCity Guides have been published. The Swiss editions in German, French and Italian are to be published during 2004.

Einleitung / Projektziele

Die Merkmale des Swiss **Solar *Electri*City Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden** sind:

- ## **Zielprodukt:** Leitfaden für die Möglichkeiten der Solarstromproduktion in der gebauten Umwelt auf kommunaler Ebene als Komponente der kommunalen Energie- und Raumplanungspolitik
- ## **Zielgruppe:** Akteure in lokalen und regionalen Behörden und Stellen (Städte- und Raumplanung, Projektentwicklung, Bauamt, Industrielle Betriebe und Gemeindewerke)
- ## **Inhalt:** Informationen und Instrumente, Erfahrungen und Anleitungen zur Planung und Umsetzung von Projekten und Strategien von Photovoltaik in der Gemeinde
- ## **Form:** Broschüre mit anschaulichem Bild- und Grafikmaterial, konzentrierten Textbausteinen und Links zu relevanten Stellen und Organisationen

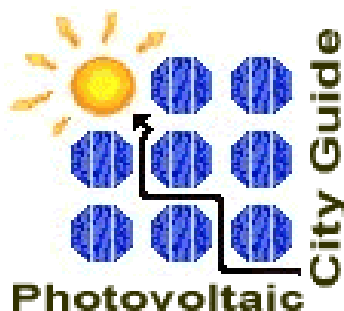
Kurzbeschreibung des Projekts

Motivation und Vorgeschichte

Die Gebäudeintegration der Photovoltaik hat in den letzten Jahren starke Fortschritte gemacht und es liegen in Europa zahlreiche Beispiele solcher Anlagen vor. Die gebäudeintegrierte Photovoltaik ist damit für europäische Verhältnisse zu einem bedeutenden Schwerpunkt dieser jungen Energietechnologie geworden. Bisherige Projekte waren meistens kleinere oder grössere Einzelobjekte, welche in Hinsicht auf die Ästhetik und das Stadtbild zuweilen zu Diskussionen Anlass gaben.

In vermehrtem Mass findet jedoch die Photovoltaik in jüngster Vergangenheit Einzug in städtebauliche Überlegungen. Erste grossräumige Projekte wurden und werden zur Zeit realisiert. Unterschiedliche lokale Rahmenbedingungen (Struktur des Gebäudeparks, Dynamik, Traditionen, Bedarf an Neubauten und Sanierungen, Schutzauflagen, usw.) werden immer zu lokal oder regional unterschiedlichen Lösungen führen.

Das Projekt will sowohl die Unterschiede wie die Gemeinsamkeiten für die künftige Integration von Photovoltaik in die Energieplanung und Raumentwicklung aufzeigen, Erfahrungen und Anforderungen aufgreifen und übersichtliche Lösungsansätze und Entscheidungshilfen erarbeiten.



Die Projektidee wurde aufgrund von Kontakten anlässlich des Workshops „PV in the City of the Future“, Amersfoort, NL, Oktober 1998, sowie inhaltlich verwandten Projekten formuliert und im Juni 1999 in der ersten Ausschreibung zum 5. Rahmenforschungsprogramm der EU eingereicht. Nach einer positiven Evaluation seitens der Europäischen Kommission wurde der Vertrag im Mai 2000 unterzeichnet und das Projekt offiziell gestartet. Das Projekt wurde auf europäischer Ebene mit der Schlusspublikation **Solar *Electri*City Guide** abgeschlossen. In der Schweiz wurde das EU Projekt durch das Bundesamt für Bildung und Wissenschaft unterstützt.

Abbildung 1: PV City Guide Logo

In verschiedenen Ländern wurden bereits nationale und regionale **Solar *ElectriCity* Guides** publiziert. Sie lehnen sich stark an die internationale Vorgabe. In der Schweiz werden im **Solar *ElectriCity* Guide** noch verstärkt die hiesigen und unterschiedlichen Situationen berücksichtigt und aufgearbeitet, so dass sich die Broschüre gut in die Strategie von *EnergieSchweiz für die Gemeinde* einfügt. Für die Realisierung der Schweizer Editionen erfolgt die Unterstützung durch EnergieSchweiz.

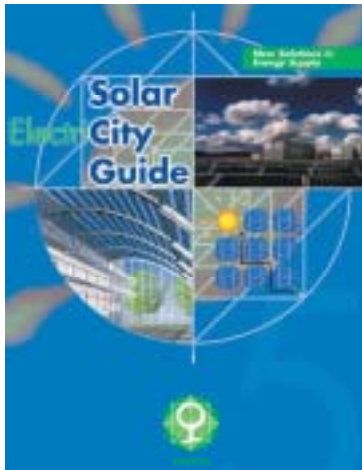


Abbildung 2: Europäische Edition in englischer Sprache



Abbildung 3: Italienische Edition "La Città del Sole"



Abbildung 4: Andalusische Edition Nr.1 "Guía Urbana de Energía Fotovoltaica"



Abbildung 5: Spanische Edition Nr.2 "Aplicaciones de Energía Solar Fotovoltaica en Edificios y Entorno Urbano"

Projektstruktur und -ablauf

Nach dem Projektabschluss auf europäischer Ebene wird für die Erarbeitung der Schweizer Editionen der bewährte methodische Ansatz weitergeführt. Im Kontakt mit verschiedenen Akteuren aus dem Privatsektor und Behörden aus unterschiedlichen Regionen der Schweiz werden Bedürfnisse, Anregungen, Beispiele und Erfahrungen gesammelt, strukturiert und redigiert.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Mittelpunkt der ersten Projekthälfte stehen eine sprachliche Erstübersetzung sowie das Sammeln von schweiz-spezifischen Inhalten.

Es hat sich gezeigt, dass eine Anpassung der Gesamtstruktur, d.h. der Hauptkapitel, sinnvoll ist:

1. Anwendungsmöglichkeiten in der Gemeinde
2. Projekte in der Gemeinde
3. Strategien und Konzepte auf kommunaler und regionaler Ebene
4. Solarstrompotenzial in der Gemeinde
5. Raumplanung und Siedlungsentwicklung
6. Architektur und Entwurfsprozess
7. Finanzierung und Vermarktung
8. Informationen und Kontaktstellen

Desweiteren werden Möglichkeiten rund um die Photovoltaik im weiteren Kontext kommunaler Ziele und Tätigkeiten skizziert, wie beispielsweise:

- ## Energiepolitik: lokale Agenda21, „Energienstadt“
- ## Vorbildfunktion: Anlagen auf gemeindeeigenen Gebäuden, Versorgung durch Ökostrom
- ## Energieproduktion: Lieferung an lokale Stromversorger, Zertifizierung *naturemade star*
- ## Energieplanung: Sachplan, Portfolio
- ## Förderung: Minergie P + Solar

Der Swiss **Solar *ElectriCity* Guide - Schweizer Solarstromführer für die Gemeinden** fokussiert auf wesentliche Informationen und anschauliche Beispiele (s. Abbildungen 6 - 13 aus dem internationalen englischsprachigen **Solar *ElectriCity* Guide**). Er ist absichtlich prägnant gefasst und enthält viele Illustrationen, damit er ein breiteres Publikum ansprechen kann.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit erfolgte mit den eingangs aufgeführten Zielgruppen - insbesondere zur Formulierung der Endnutzerbedürfnisse wie auch bei der fortwährenden Beurteilung und Rückmeldung der Arbeiten.

Die Zusammenstellung des Projektteams und die hohe Interaktion betonte die internationale Dimension des Projekts. Der internationale Workshop hat diese Dimension noch weiter ausgebaut und das Netzwerk interessierter Kreise im Bereich der photovoltaischen Umsetzung im urbanen Gebiet wächst. Besonders erfreulich ist das Engagement von ExpertInnen und Institutionen, die nicht unmittelbar aus der Photovoltaik Branche stammen. Die verschiedenen geografischen und beruflichen Hintergründe ergaben einen grossen Gewinn an vielfältigen Erfahrungen und Kompetenzen. Dies leistete einen wesentlichen Beitrag dazu, sowohl allgemeingültige wie auch spezifische Kernerfolgskriterien beim Zusammenführen von städtebaulicher Entwicklung und nachhaltiger Energieerzeugung zu identifizieren.

Aus der Phase des EU-Projekts resultierten bereits auch auf nationaler Ebene zahlreiche wertvolle Kontakte. Diese und neue Kontakte haben eine grosse Datensammlung und einen ergiebigen Informationsaustausch ermöglicht. Diese werden gegenwärtig in die Überarbeitung eingebaut.



Abbildung 6: Intelligent building design and construction process - Mounting and integration of solar modules into the Mataró library building in Barcelona, Spain. The photovoltaic modules are at the same time façade elements and are part of the solar power station (53 kWp). Source: TFM, Spain.

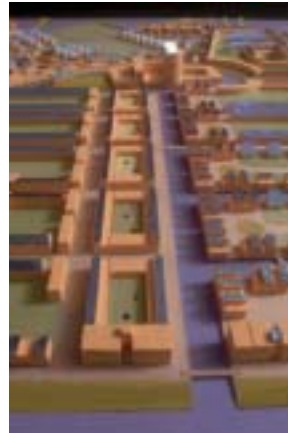


Abbildung 7: Urban design on a large scale - Maquette of the settlement project in Heerhugowaard, The Netherlands. A total photovoltaic solar power of 5 MWp is being installed within this project. Source: Municipality of Heerhugowaard, The Netherlands.



Abbildung 8: Multifunctional use of infrastructure elements - Railway noise barriers in Oerlikon-Zurich, Switzerland. Source: TNC Consulting AG-Erlenbach, Switzerland



Abbildung 9: Progressive design - Mobile entrance roof with semitransparent PV modules on the "Harmony" building in the City of Tomorrow. Source: Bo01, Malmö, Sweden



Abbildung 10: Architecture and marketing - PV installation of 240 kWp mounted on the Convention Center Basel, Switzerland. Solar electricity is marketed within the local solar stock exchange. Source: photo from Convention Center Basel, montage picture from energiebuero® Zurich, Switzerland



Abbildung 11: Project, policy and players - The famous Nieuwland project in Amersfoort, The Netherlands, included several hundreds of PV buildings (1.3 MWp). The project gathered most relevant players like municipality members, building investors, utility and house buyers. Source: Ecofys, Utrecht, The Netherlands.

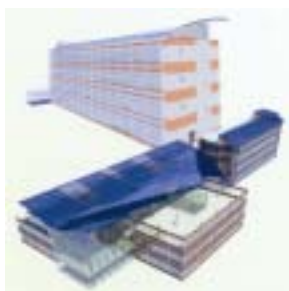


Abbildung 12: Architectural value for new and refurbished buildings - Maquette of the ECN office and laboratory buildings in an innovative design. Roof integrated PV system (26,7 kWp) and refurbished façade with photovoltaic shading elements (71,9 kWp). Source: ECN, Petten, The Netherlands.



Abbildung 13: Urban design and factors - one factor allowing a synoptic view is the sky view factor output from street to sky, here for old part of Athens (Greece). Shades of blue resp. grey at street level and on roofs give an indication of the relative building height (the darker the street the deeper the canyon) and urban canopy roughness (the higher the occurrence of blueness resp. greyiness on roofs, the 'rougher' the urban canopy). Source: PRECis

Rückblick 2002 / 2003 und Ausblick 2004

Das Projekt „PV City Guide“ konnte im Frühjahr 2002 erfolgreich abgeschlossen werden. Die Ziele wurden sowohl im Materiellen wie auch im Prozessualen erreicht. Wegen des hohen Grades an Interaktion, des internationalen Workshops und der attraktiven Publikationen hat das Projekt überdurchschnittlich viel Aufmerksamkeit erhalten. Das Echo war sehr positiv und es sind weitere länderspezifische Solar ElectriCity Guides publiziert (Italien, Spanien) und in Planung (Frankreich, Niederlande, Österreich und Schweiz). Die Publikationen für die Schweiz sind für Mitte 2004 vorgesehen.

Dank

Das Projekt „PV City Guide“ wurde von der Europäischen Kommission und vom Bundesamt für Bildung und Wissenschaft finanziell unterstützt. Für die Realisierung der Schweizer Editionen erfolgt die Unterstützung durch EnergieSchweiz.



Referenzen / Publikationen (Auswahl)

- ≠# ETA, La Città del Sole, Modena, 2001
- ≠# European Commission / Institut Cerdà, Solar ElectriCity Guide, Barcelona, 2002
- ≠# Gutschner M., Nowak S., et al, PV City Guide, Cisbat, Lausanne, 2001
- ≠# IDEA, Aplicaciones de Energía Solar Fotovoltaica en Edificios y Entorno Urbano, Madrid, 2002
- ≠# Nowak S., Gutschner M. et al, Solar Electri City Guide - Implementing Photovoltaics in the Urban Environment, in: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference Munich Germany, Florence 2002, p. 903 - 906
- ≠# SODEAN, Guía Urbana de Energía Fotovoltaica, Sevilla, 2002
- ≠# <http://pvcityguide.energyprojects.net> Website mit Downloads von Workshop Beiträgen und des europäischen Solar *ElectriCity* Guide (pdf)

Annual Report 2003

REMAC 2000

Renewable Energy Market Accelerator 2000

Author and co-authors	S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro
Institution / company	NET Nowak Energy & Technology Ltd.
Address	Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Telephone, Fax	+41 026 494 00 30 / +41 026 494 00 34
E-mail, homepage	marcel.gutschner@netenergy.ch ; http://www.netenergy.ch
Project- / Contract -Number	NNE5-2000-00012, BBW 00.0088
Duration of the Project (from – to)	01.11.2000 - 31.10.2003 (follow-up)

ABSTRACT

The purpose of the REMAC 2000 project was to identify policies and strategies that are suitable for accelerating the growth of renewable energy (RE) markets in the European Union member states and world wide. This aim was pursued through a co-ordinated series of activities, which also engaged senior decision makers from public administrations and the RE industry in exploring new market stimulation initiatives.

The project was carried out by a team of experts from CESI (Italy – co-ordinator) and its subcontractor Ecobilancio, NET (Switzerland), ECN (The Netherlands) and CNRS-IEPE (France), with sponsorship from the European Commission, the International Energy Agency (IEA), the Swiss Government and the RE industry (BP Solar). The project was therefore also a demonstration of closer working between the European Union, the IEA and the RE industry on the development of guidelines for enhancing the EU and global markets for renewable energy.

As building blocks, the project team collected the most recent data on RE technologies, markets, and costs. The project also explored the implications of the major changes and restructuring that had been taking place in the RE industry and in energy markets during the past few years. These changes, together with the emerging activities and mechanisms from the Kyoto Protocol, are expected to have significant impacts on future growth of RE markets. The project reviewed the extent to which all these changes and mechanisms had been taken into account in the existing models for forecasting future RE markets. Gaps or uncertainties were identified, and recommendations made for how to address these aspects in the future.

Lastly, the project developed a road map, namely a list of priority policies, key intervention areas and actions needed to accelerate the market growth in order to attain the targets deemed as feasible over the next 20 years.

In a follow-up and in co-ordination with the International Energy Agency, a report has been developed and published as a book entitled "Renewables for Power Generation - Status and Prospects".

Introduction and Objectives

General purpose: The purpose of the REMAC 2000 project was to identify policies and strategies that are suitable for accelerating the growth of renewable energy (RE¹) markets in the European Union member states and world wide. This aim was pursued through a co-ordinated series of activities, which also engaged senior decision makers from public administrations and the RE industry in exploring new market stimulation initiatives.



Figure 1: Logo of REMAC2000

Project team and context: The project was carried out by a team of experts from CESI (Italy – co-ordinator) and its subcontractor Ecobilancio, NET (Switzerland), ECN (The Netherlands) and CNRS-IEPE (France), with sponsorship from the European Commission, the International Energy Agency (IEA), the Swiss Federal Office for Education and Science and the RE industry (BP Solar). The project was therefore also a demonstration of closer working between the European Union, the IEA and the RE industry on the development of guidelines for enhancing the EU and global markets for RE.

THE REMAC 2000 RESEARCH TEAM		
Project co-ordinator:		
Claudio Casale	CESI (Italy)	CESI
Researchers:		
Paolo Frankl		
Andrea Maini (*)		
Emmanuel Marchetti	Ecobilancio (Italy)	ECOBILANCIO
Sören Nowak		
Marcel Gutzmer	NET (Switzerland)	NET
Giordano Favaro		
Annermarke Kooijman-van Dijk	ECN (The Netherlands)	ECN
Theo de Lange		
Philippe Marinasse	CNRS / IEPE (France)	CNRS
Chairman of the Advisory Board:		
Roberto Vigotti	ENEL Green Power (Italy)	ENEL

Figure 2: REMAC 2000 research team

Reviews and forecasts on RE markets: The project team collected the most recent data on RE technologies, markets, and costs. The project also explored the implications of the major changes and restructuring that had been taking place in the RE industry and in energy markets during the past few years. These changes, together with the emerging activities and mechanisms from the Kyoto Protocol, are expected to have significant impacts on future growth of RE markets. The project reviewed the

¹ RE in this project refers mainly to Renewable Electricity. Accordingly, RES (Renewable Energy Systems or Sources) refer to electricity generation devices that exploit renewable energy sources. RET (Renewable Energy Technologies) define the specific conversion technologies (photovoltaics, wind turbines, etc.) on which these systems are based. Finally RES-E refers specifically to the electricity produced by means of renewable energy systems.

extent to which all these changes and mechanisms had been taken into account in the existing models for forecasting future RE markets. Gaps or uncertainties were identified, and recommendations made for how to address these aspects in the future.

Road Map: The core objective of the research project REMAC 2000 is to develop a **Road Map for RE market acceleration**, i.e. a list of priority policies and actions needed to accelerate the RE market growth so as to achieve the targets deemed as feasible over the next 20 years.

This set of proposed actions aims at overcoming present barriers to RE adoption and leveraging on potential acceleration factors for RE diffusion. The actions are presented in a co-ordinated manner, i.e. they aim at ensuring that all resources and interventions are aligned in the same direction and at reaching a maximum of coherence.

The Road Map addresses a wide set of public and private stakeholders, ranging from policy-makers to all stakeholders along the RE value chain (from producers to end-consumers). The focus was mainly on electricity produced from RES. However, most of the proposed actions of the Road Map actually hold for RE as well.

As far as the geographical scope is concerned, the proposed actions mostly derived from the analysis of the markets and of policies implemented in several countries of the European Union (EU-15), plus Switzerland and Norway. A quantitative vision for RES-E in the EU-15 countries by 2020 is given. However, most of the proposed actions actually hold for the whole Europe and some recommendations might well be applied in extra-European countries as well.

Brief Technical Description of the Project

The project was managed through five Work Packages:

1. Impact of Technology Developments and Cost Reductions on RE Market Growth
2. Impact of Industry Developments on RE Market Growth
3. Impact of Market Developments on RE Market Growth
4. Market Acceleration Policies, Business Strategies and Roadmap
5. Project Co-ordination

The project had three phases:

- I. Analysis
- II. Synthesis
- III. Elaboration of the road map

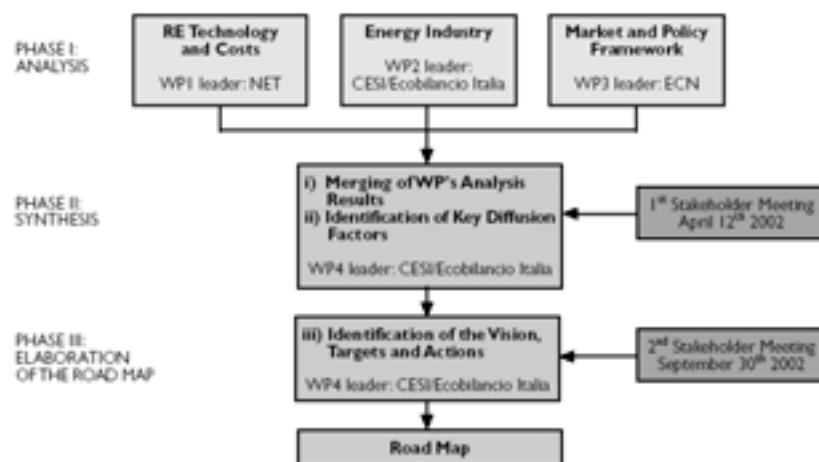


Figure 3: Work packages and phases within the REMAC 2000 project.

Work Done and Results Achieved

In the first analysis phase, research was conducted on three main areas, each addressed in a different working package:

- # The Impact of Technology Developments and Cost Reductions on RE Market Growth was analysed through a comprehensive assessment of the technological potential of different RETs.
- # The Impact of Energy Industry Developments on RE Market Growth was assessed through a survey of RE market structure in different countries and a detailed analysis of the strategies followed by utilities in the field of RE, carried out also by means of a questionnaire enquiry.
- # The Impact of Market and Policy Framework Developments on RE Market Growth was evaluated by means of a critical review of policy support mechanisms applied so far in different European countries.

The results of these WP's allowed to identify main key factors (both barriers and opportunities) for RE market diffusion. The identified factors were presented and discussed in a first expert stakeholder workshop at the IEA headquarters in Paris.

The validated analysis results have been merged in the second phase (synthesis) and led to the identification of the vision, i.e. the targets for RE diffusion by 2020 and beyond, and to the set of actions needed to achieve these targets.

A preliminary set of Road Map actions was presented in the second expert stakeholder workshop held at the EURELECTRIC headquarters in Brussels. The final Road Map includes the main comments and suggestions collected in that meeting.

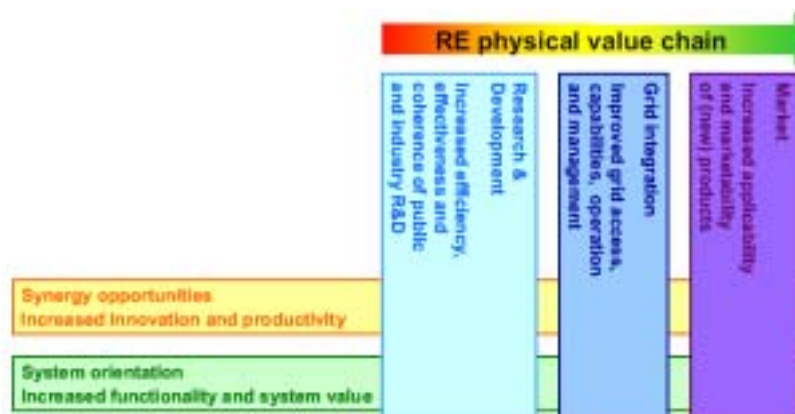


Figure 4: The key issues for the one of the four main areas of intervention (see also table 1), i.e. improving techno-economic performance. Three vertical issues – a) R&D, b) grid and c) markets – highlight three activity fields and *sequences within the technology development chain*. They each have their specific potential for improving techno-economic performance on the way from the lab to the market and are strongly interrelated and interdependent. The two horizontal issues – d) system and e) synergy – highlight these potentially beneficial links *all along the value chain* by focusing on improving process and approach for technology development.

The final road map has been finalised and is currently being printed. In a follow-up activity and in strong co-ordination with the IEA, NET Ltd. provided the input for a book on “Renewables for Power Generation - Status & Prospects”, which was published by the IEA in December 2003.

Intervention area	Key diffusion factors	Actions	Impact on RE growth	Policy makers, public authorities and public agencies	NGOs	Financial institutions	Research institutes, academic offices	Suppliers of equipment and raw materials	Manufacturers of RE systems	Manufacturers of complementary products and systems	Project developers, investors	Utilities, independent producers and auto-producers	End-users and retailers	End-users (small and large consumers)
Increase of awareness and information	Market transparency	Develop common standards for voluntary evidence green electricity labels	xxx	●	●		○		○			●	○	●
		Introduce mandatory full-time disclosure	x	●	○		○					●	●	○
		Support and accelerate the development and use of RE certificates of origin	xxx	●	○							●	●	○
	Awareness of stakeholders	Awareness-raising campaigns on green electricity labels	xx	○	●							●	●	●
		Awareness-raising campaigns at local level	xxx	●	●							○	○	●
Implementation of RE techno-economic performance	Research & Development	Provide continuity and long-term strategy for R&D	xxx	●		●	○	○	○	○				
		Direct R&D towards markets	xx	●		●	●	○	●	○				
	System operation	Secure energy system operation in techno-economic development	x	○		○	●	○	●	○	○	●	●	
	Grid integration	Address critical issues in grid integration	x	○		○	○		○	○	○	●	●	
	Products and applications	Develop segmented market deployment strategies	xx	○		●	○		●	○	○	○	○	
Improvement of policy security and consistency	Security for investors	Factor policies to offer an adequate level of security	xx	●										
		Communicate policy developments well in advance	xxx	●										
		Establish supportive international agreements with clear mandatory targets for the mid and long-term	xxx	●										
		Build a strong stakeholders framework	x	○	●		●	●	●	●	●	●	●	●
	Consistency of policy	Set up a consultation structure between authority levels, policy fields and renewable energy sector	x	●	○		○	○	○	○	●	○	○	
Development of new cost assessment models	New cost assessment models	Remove inconsistencies from regulations, planning and permit procedures	xxx	●										
		Design and implement policies to remove prohibited interactions between RE markets	xx	●										
		Promote participation into round tables to identify needs for new models and generate consensus	x	●		●	●		●		●	●	●	○
		Cooperate promote research project to develop new models	x	○		○	●							
		Validate models and promote use through appropriate legislation	x	●										
Development of new cost assessment models	New cost assessment models	Use new models and provide feedback for improvement	xxx	○		●					●	●	●	○

Table 1: Summarising list of 23 actions (third column) proposed within the 4 main areas of interventions (first column). They address 12 key issues and factors (second column) identified for RE market acceleration. Their estimated impact on market growth (fourth column; xxx = high impact, xx = medium impact, x = low impact) and the major stakeholders involved are indicated along the value chain (x = very significant stakeholders, o = significant stakeholders).

The Road Map itself cannot be presented here in detail. A core piece is briefly outlined (see table 1). The table lists 23 actions proposed within the 4 main areas of interventions. These address 12 key diffusion factors identified for RE market acceleration. The table also shows what stakeholders are mainly involved in the promotion and implementation of what specific action. Two main categories of stakeholders are distinguished:

- ≡ Stakeholders who have a generic role in promoting RE diffusion (e.g. policy-makers, NGO's, etc.)
- ≡ Stakeholders who are directly involved in the physical RE value chain (from suppliers of feedstock and raw materials to end-users)

Policy makers, public authorities and public agencies are involved in all the proposed actions, at least to some extent. This is not surprising and reflects the fact that strong policy actions are needed to ensure a significant RE market acceleration. However these actions must be well co-ordinated, at least at two levels:

- ≡ Within stakeholder groups: policy actions promoted by different policy-makers, public authorities and public agencies at different levels (e.g. national vs. local) must be coherent and consistent across each other.
- ≡ Between stakeholder groups: in order to be effective, the actions promoted by policy-makers must be fully co-ordinated with those promoted by other stakeholders.

This strong need for co-ordination is actually one of the guiding principles of the REMAC2000 Road Map. As shown in table 1, this is reflected by the fact that most of the actions proposed imply the strong involvement of several stakeholders, who play different and yet complementary roles.

More specifically, a major responsibility for policy makers is to set up a policy framework capable of guaranteeing more security for investors, ensuring the consistency of policy actions at different level and facilitating trade of RES-E. The latter action is also connected with the increase of market transparency: the role of policy makers in this area is to increase the credibility of the system (e.g. by participating in certificate and label issuing bodies). Policy makers, public authorities and public agencies also play a major role in increasing awareness and fostering sustainable consumption. Besides, they should trigger and promote the development of new cost assessment models. Last but not least, the public actors play a crucial role in providing continuity and long term strategies for R&D.

Environmental NGO's and consumer associations are mostly involved in actions aimed at increasing RE demand (e.g. by increasing market transparency and the awareness of consumers and other stakeholders), as well as at stimulating RE demand in an indirect manner through the increased consumption of more sustainable products.

Financial institutions play a major role in the intervention area of improvement of RE techno-economic performance of RET, in particular with respect to R&D and to the development of market-segment oriented deployment strategies. Quite obviously, they are also actively involved in the development of new cost assessment models. Similarly, research institutes are also concerned by the same areas of intervention.

Companies involved in the supply chain of RET (from raw material suppliers, to project developers and investors) logically have a leading role in all actions related to the improvement of techno-economic performances of RET.

Utilities, producers and distributors of RES-E are also involved in this area, in particular to assure a system orientation and to address critical issues in grid integration. Moreover, market operators in the production and sale of RES-E play a central role in the actions aiming at increasing market transparency and awareness of stakeholders.



Figure 5: Set-up and sequencing of the recommendations in the REMAC 2000 road map.

Finally, all actors over the whole value chain should take their responsibility in urging the RE sector forward. The establishment of a strong stakeholders framework would contribute to strengthening the political support for continuity of policies. Further, the role of all market parties is essential in providing insight for policy development and for the developing new cost assessment models.

National and International Co-operation

By means of stakeholder meetings (held at IEA headquarters in Paris and at EURELECTRIC headquarters in Brussels) and interviews / questionnaires, the project was very interactive and linked key players in the field of technology, industry and market. As outlined, the project was also a demonstration of closer working between the European Commission, the IEA and the RE industry on the development and implementation of policies and strategies for the promotion of EU and global markets for renewable energies. Swiss stakeholders have demonstrated a strong interest in the project, e.g. by providing valuable information and participating to the stakeholders' meeting.

Evaluation

The European Commission writes in its letter including the approval of the final reports and deliverables: “ (...) would like to thank all the persons and organisations involved in this contract for their great efforts and successful contribution to the results of this project, which represents a step forward for the acceleration of RES into the markets. The final objective to promote greater understanding of how to more rapidly advance the development of our renewable energy potential is really achieved. (...) should remark also the high quality of the deliverables and the clear messages given especially by the REMAC Road Map as the main part of the publishable report.”

The technology section was extended and refined and finally published as a separate book edited by the International Energy Agency (IEA).

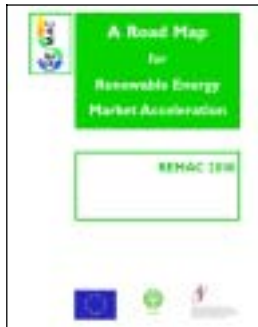
Acknowledgement

The Research Project REMAC 2000 has been mainly co-funded by the European Commission/DG Research, under the Programme "Energy, Environment and Sustainable Development", Contract No. ERK5-CT2000-80124, the Swiss Federal Office for Education and Science with the additional sponsorship from the International Energy Agency (IEA) and BP Solar.

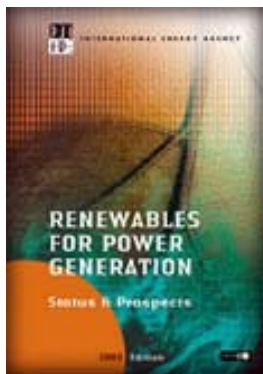


References / Publications

Main publications of the project are:



European Commission
A Road Map for Renewable Energy Market Acceleration
January 2004
84 pages
Report of the REMAC 2000 Project
by the REMAC 2000 Research Team (see figure 2 in this annual report)
Milan, Italy



International Energy Agency (IEA) /
Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)
Renewables for Power Generation
Status & Prospects
December 2003
Paris, France
192 pages
ISBN 92-64-01918-9

Further publications are:

- ## Impact of Technology Developments and Cost Reductions on Market Growth – Report from Work Package 1: Technology – Final Version - Authors: S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro of NET Ltd, St. Ursen, Switzerland, February 2003.
- ## Impacts of Industry Developments on RE Market Growth - Report from Work Package 2: Industry – Final version - Authors: P. Frankl, A. Masini, E. Menichetti of Ecobilancio Italia srl, Roma, Italy, February 2003.
- ## Renewable Energy Policies and Market Developments – Report from Work Package 3: Market – Final Version – Authors: A.L. van Dijk, L.W.M. Beurskens, M.G. Boots, M.B.T. Kaal, T.J. de Lange, E. van Sambeek, M.A. Uytterlinde of ECN, Petten, The Netherlands, February 2003, with enclosed case studies on: a) The Netherlands by A.L. van Dijk, E. van Sambeek of ECN; b) Germany by S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro of NET Ltd; c) Italy by R. Bosurgi of Enel GreenPower SpA, C. Casale of CESI SpA; d) Spain by P. Frankl, E. Menichetti of Ecobilancio Italia srl; e) Switzerland by S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro of NET Ltd.
- ## Policies and Market Developments - Subtask: Review and Analysis of Market Models – Report from Work Package 3: Market – Final Version – Author: Ph. Menanteau of CNRS/IEPE, Grenoble, France, December 2002.
- ## Proceedings of the 1st Stakeholder Working Meeting, Paris, 12th April 2002, Background Document and Presentations by Ecobilancio Italia, NET, ECN and CNRS/IEPE, June 2002.
- ## Proceedings of the 2nd Stakeholder Working Meeting, Brussels, 30th September 2002, Background Document and Presentations by Ecobilancio Italia, NET, ECN and CNRS/IEPE, October 2002.

Annual Report 2003

Quality in the Photovoltaic Sector

Author	Dr. Markus Real
Institution / company	Alpha Real AG
Address	Feldeggstrasse 89, CH-8008 Zürich
Telephone, Fax	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract -Number	DIS 17967/57555
Duration of the Project	2001-2003

The project elaborated all relevant quality issues related to "PV Certification", such as:

- (i) Defining training courses for PV electricians and installers (sub-project 1) and,
- (ii) Elaborating manufacturing and quality assurance standards for PV products, systems and services (sub-project 2).

In several European countries, publications, training material and courses were implemented for harmonising the European PV sector with Global PV standards initiatives. Within the project, the following results were achieved:

- (i) How to implement a Quality Management System (QMS) (ISO 9001:2000) into a company. A manual for the implementation of a QMS and indicating the benefits has been elaborated that is now available in English, French, German and Spanish.
- (ii) Standards and regulations are available on the national, European and international level for the PV sector. However, there are still standards lacking. For this reason a list of PV Recommended Specifications (PVRS) is prepared and available.
- (iii) Accredited test laboratories are allowed to test PV components, mainly PV modules.
- (iv) The project resulted into accrediting training courses and facilities. According to the national and international standard.

Finally, the database published on the website www.pv-quality.org provides information on certified products, services and training.

The following companies and organisations have been contributing to this project: WIP, Alpha Real, EC-JRC, ECN, ISPQ, IT power, ADEME, European Photovoltaic Industry Association (EPIA), TNEI and PV GAP. The project was co-financed by the European Commission and the Swiss Government.

Einleitung / Projektziele

Qualität ist Kundenzufriedenheit. Und mit zunehmendem Markt wachsen die Anforderungen der Kunden, was die noch junge PV Branche zu vermehrten Anstrengungen im Qualitätsbereich fordert. Es ist im Interesse jedes Akteurs, vom Hersteller bis zum Installateur, daß er und seine Mitbewerber sich ständig verbessern, denn Produkte, welche die versprochene Leistung nicht erbringen oder Systeme, welche nicht oder mangelhaft funktionieren, schaden dem Markterfolg der Branche. Diesem ständig wachsendem Kundenbedürfnis nach verbesserter Qualität trägt das vorliegende Altnener Projekt Rechnung, indem es die Hebung der Qualität der Schulung und der Produktion und Installation zum Ziel hat. Dazu wurden eine Reihe von Massnahmen und Handbücher entwickelt, die in einfacher Weise in die Elemente eines Qualitätsmanagement (QM) für Schulung und Produktion einführt.

Photovoltaiksysteme müssen preislich konkurrenzfähig sein, um ihr Marktpotenzial voll auszuschöpfen. Zudem müssen sie die Erwartungen der Kundenseite erfüllen, idealer Weise sogar übertreffen. Ältere Anwendungen im Telekommunikations- und Raumfahrt-Sektor haben aufgrund ihrer hohen Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit die Preiswürdigkeit der PV-Technik bewiesen. Neue PV-Anwendungen müssen nun Zuverlässigkeit und lange Lebensdauer demonstrieren. Die Qualität der Produkte wird über Erfolg der PV-Industrie entscheiden. Denn letztendlich muss der Kunde den wirtschaftlichen Wert seiner PV-Investition erkennen können. Dieser geht über die Zufriedenheit hinaus, sich für eine Form regenerativer Energieerzeugung ohne schädliche Auswirkungen für die Umwelt entschieden zu haben.

Hersteller, die keine Qualitätsprodukte herstellen, werden sich im Wettbewerb nicht lange behaupten können. Daher wird jeder Hersteller sein Augenmerk auf die Qualität der Produkte seines Unternehmens richten. Die Prozesse im Qualitätsmanagement sind von Hersteller zu Hersteller verschieden, das Ziel ist aber immer das gleiche: die Garantie, dass Produkte und Prozesse bestimmte Erwartungen erfüllen.

In vielen Ländern werden Photovoltaik-Produkte hergestellt und in die ganze Welt geliefert, auch auf Ausschreibungen hin, z.B. für von der Weltbank unterstützte Projekte. Die Festlegung von internationalen Standards und Qualitätssicherungsverfahren garantiert – oder soll garantieren - die einheitliche Qualität von PV-Produkten und, was ebenso wichtig ist, sie ist für den einzelnen Hersteller von Nutzen, da neue Märkte erschlossen werden können, da zertifizierte Produkte weltweit wettbewerbsfähig(er) sind.

Die Herstellung eines Qualitätsprodukts erfordert Designqualität von Anfang an. Die der Produktion nachgelagerte Kontrolle allein reicht nicht aus, denn sie trennt lediglich akzeptable Produkte von unannehmbaren (d.h. vom „Ausschuss“). Dieser Ausschuss am Ende der Produktionslinie bedeutet zusätzliche Kosten für den Hersteller. Ein durchgängiger Qualitätsfertigungsprozess dagegen, der auf statistischen Messungen basiert, erhält die Qualität aufrecht und führt daher zu erhöhter Kundenzufriedenheit und mehr Gewinn für den Hersteller.

Aus Branchenvergleichen zeigt sich, dass sich die Implementation eines Qualitätsstandard für die meisten Firmen bereits nach sehr kurzer Zeit bezahlt macht. Die erarbeiteten und nun vorliegenden Anforderungsspezifikation für Schulung und das erarbeitete Trainingshandbuch führt auf einfache Weise ein in die Welt der Normen und die minimalen Anforderungen, welche ein Unternehmen kennen muss, um dem wachsenden Bedürfnis nach immer besserer Qualität gerecht zu werden. Es soll helfen, das Vorurteil abzubauen, dass die Einführung der einfachen Regeln eines QM teuer und für kleine und mittlere Firmen zu aufwendig und unrentabel ist.

Andere Industriezweige, die sich ähnlichen Herausforderungen bezüglich ihrer Qualitätssicherung gegenüber sahen, haben Lösungen entwickelt, die PV-Industrie für sich anpassen und nutzen kann. Der heutzutage allgemein anerkannte und in vielen Industriebereichen eingesetzte Standard für Qualitätsmanagement in Herstellungsprozessen ist die Norm ISO 9001:2000. Einige wenige PV-Modulhersteller fertigen gegenwärtig nach ISO 9001:2000, die meisten jedoch nicht. Von ihnen wissen einige vielleicht zu wenig von diesen Normen und Möglichkeiten, andere meinen möglicherweise, ISO

9001:2000 sei zu teuer oder zu technisch, um in kleinen oder mittleren Unternehmen praktisch umgesetzt werden zu können.

Globale Unternehmen der PV Industrie haben Global Approval Program for Photovoltaics (PV GAP) gegründet, um ein einheitliches Vorgehen im Hinblick auf Qualitätssicherung zu erreichen, und einen weltweit anerkannten Label für die Performance von PV Komponenten und Systemen zu schaffen. Dieser soll sicherstellen, dass die Produkte Normenkonform und mit hoher Qualität geschaffen werden und in akkreditierten und anerkannten Testlabors getestet werden muss. Damit wird ein aufwendiges und teures erneutes Testen entsprechend nationalen Unterschiedlichen Anforderungen langfristig vermieden, was den freien Warenaustausch fördert, die Qualität hebt und die schlussendlich zu den notwendigen Vergünstigungen führt, die der Kunde in tieferen Preisen wiederfinden kann.

Dazu wurde unter anderem ein Handbuch erarbeitet, das in einfacher Weise in die Anforderungen für eine Firma zur Einrichtung eines Qualitätssystems einführt. PV GAP, weltweites Zertifizierungsprogramm für Photovoltaik hat ursprünglich dieses Trainings - Handbuch mit dem Ziel erarbeitet, die ISO-Norm in einfachen Worten wiederzugeben und Unternehmen der PV-Industrie dabei zu unterstützen, selbst oder nur minimaler Beratung von außen ein eigenes, einfaches und kostengünstiges QM-System einzuführen. Das Handbuch wurde erfolgreich als Grundlage für Trainingskurse in Indien, China und anderen Schwellenländern eingeführt.

Das ursprünglich von PV-GAP mit Unterstützung der Weltbank und des UNDP ausgearbeitete Trainingshandbuch basierte auf der damals geltende Norm ISO 9000. Inzwischen wurde ISO 9000 jedoch von ISO 9001:2000 abgelöst, an dem sich nun das neu überarbeitete Handbuch und Trainingskurs konsequent orientiert. Es bietet Werkzeuge an, mit Hilfe derer Firmen völlige Übereinstimmung mit den Anforderungen von ISO 9001:2000 erreichen können. Außerdem werden die verschiedenen Elemente im Qualitätssicherungsverfahren beschrieben und die Erfordernisse definiert, die zur Qualitätskennzeichnung für PV-Produkte mit einem Qualitätslabel notwendig sind, einem Label wie ihn PV GAP global als Non-Profitgesellschaft bereits eingeführt hat.

Die Qualitätssicherung erfordert, dass Produkte normgerecht hergestellt und getestet werden und dass der Herstellungsprozess kontinuierlich überprüft und verbessert wird. Das Handbuch beschreibt die verschiedenen Elemente eines QM-Systems und führt zudem eine Produktkennzeichnung ein, anhand derer Kunden hochwertige PV-Produkte leicht erkennen können. Zudem verbessert diese Kennzeichnung die globale Marktposition derjenigen PV-Anbieter, die sie lizenzieren.

Im Bereich der PV Komponentenherstellung und der Systemintegration gibt es bis heute (noch) wenige Firmen, die ISO 9001:2000 zertifiziert sind. Für viele PV Marktteilnehmer scheint die Einführung eines Qualitätsmanagements zu teuer, zu bürokratisch oder zu unproduktiv. Oder alles zusammen. Oft wird der added value wesentlich unterschätzt, obwohl Branchenvergleiche zeigen, dass sich die Implementation eines Qualitätsmanagement schon nach ein bis drei Jahren auszahlt.

Jeder Betrieb wird von der Installation eines Qualitätsmanagement profitieren, ob PV Komponentenproduzent, PV System Planer oder PV Generalunternehmer. Viele Beispiele in den Kursunterlagen entstammen der Praxis von PV Modulherstellung, aber der Kursinhalt ist anwendbar für Komponentenhersteller, Wiederverkäufer oder PV Anlagebauer. Dabei ist der letzte Schritt, die Zertifizierung, natürlich nicht Gegenstand des Kurses, aber der Kurs gibt auch wertvolle Impulse für Betriebe.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Manager jedes Unternehmens definieren dessen Ziele. Hierzu gehören typischerweise Verkaufszahlen, Gewinnspannen, Produkte, Kundenservice, Finanzierung, Personal, strategische Planung, usw. Ziele für die Qualität von Produkten oder Dienstleistungen eines Unternehmens festzulegen, ist von entscheidender Bedeutung, um die Zukunft eines Unternehmens zu garantieren. Produkte und Dienstleistungen sind das Bindeglied Ihres Unternehmens zu dessen Kunden und daher

letztlich der einzige Grund seiner Existenz. Ohne Kunden – zufriedene Kunden – wird eine Firma nicht überleben können.

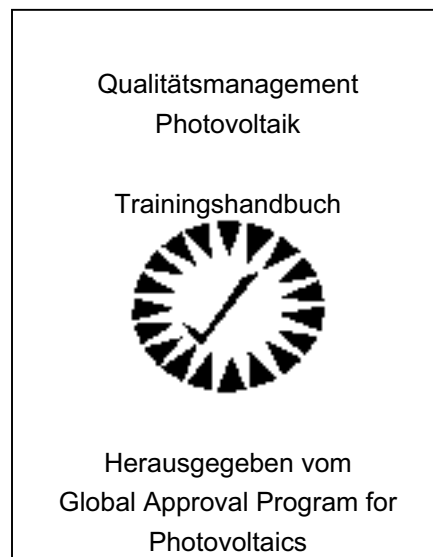
Um dieses Wissen in einfacher Weise zu vermitteln, wurde ein Kurs, ein dazugehöriger Set von Overhead Folien und das notwendige (Kurs-) Handbuch für ein Drei- oder Fünf-Tages-Trainingsprogramm „Qualitätsmanagement Photovoltaik“ erarbeitet. Dieser Kurs hilft Herstellern in der Photovoltaikindustrie, Methoden der Qualitätssicherung zu übernehmen, die zu beständiger Produkt- oder Servicequalität führen.

Die Methodik basiert auf einem Konzept für umfassende Qualität und erfordert deshalb, auf jeder Ebene des Unternehmens stets hochqualitative Produkte an seine Kunden zu liefern. Darüber hinaus stellt das Trainingsprogramm dar, wie die Produkte eines Photovoltaik-Unternehmens Beachtung für ihre Qualität erlangen und diese Beachtung aufrechterhalten können – durch Zertifizierung durch weltweit anerkannte Institute.

Inhalt des Kurses: In zwei Tagen wurde folgendes vermittelt: Die Erfordernisse der Norm 9001:2000, Instrumente zur Qualitätssicherung und Mitarbeiterschulung, die wichtigsten PV-Normen und die Bedeutung und Anforderungen des Qualitätslabels PV GAP.

Der Kurs wurde mittels dem im Projekt ausgearbeiteten Set von Hellraumfolien und in Gruppenarbeiten durchgeführt. Jeder Kursteilnehmer erhielt umfangreiches Kursmaterial, das ihm erlaubte die ersten Schritte zur Einführung eines Qualitätsmanagements eigenständig durchzuführen.

Für wen war (bzw ist) der Kurs: Qualität ist nicht nur Chefsache, sondern muss auf allen Stufen greifen! Angesprochen sind auch Führungskräfte von kleinen und mittleren PV Betrieben.



Neben diesem Kurs wurde eine Webseite geschaffen, in der alle wesentlichen Elemente und Resultate des Projektes aufgelistet sind:

- (i) Was bedeutet die Implementation eines QM für ein Unternehmen
- (ii) Welche Normen existieren, wobei zum ersten Mal auch eine Sammlung nationaler Normen in ausgesuchten Ländern zusammengestellt wurde (welche zeigt dass bereits global eine sehr hohe Zahl von nationalen Normen im PV Bereich bestehen, die schlussendlich soweit als möglich harmonisiert werden müssen).

- (iii) Eine Auflistung aller Testlabors, gegliedert nach ihrem „Grad“ der Zertifizierung, und der damit einhergehenden Frage der gegenseitigen Anerkennung der Resultate und Prüfzertifikate
- (iv) Training Kurs und Spezifikationen für die Schulung im PV Bereich
- (v) Eine Fülle von Links und allgemeiner Datenbasis

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die General Direktion für Energie und Transport der Europäischen Kommission hat im Rahmen des SAVE/ALTENER-Programms die Entwicklung dieses Handbuchs sowie die Verbreitung zur Einführung von PV Qualitätsmanagement Systemen in Organisation und Firmen in Europa finanziell unterstützt.

Das *Qualitätsmanagement Photovoltaik Trainingshandbuch* wurde erarbeitet unter Federführung von Dr. Peter F. Varadi (Vorsitzender PV GAP, Genf, Schweiz), Ramón Domínguez (Domínguez and Associates, Rockville, USA) und Loretta Schaeffer (Vorstandsmitglied von PV GAP, Washington D.C., USA) und Beiträgen von: Richard Kay (Sekretariat des IECQ), Heinz Marti (Kalkfabrik Netstal AG), Rolf Oldach (IT Power), Dr. Markus G. Real (Alpha Real AG), Hidenori Shimizu (JQAO) und Ingrid Weiss (WIP).

Das Qualitätsmanagement Photovoltaik Trainingshandbuch basiert auf zwei vorangegangenen Handbüchern:

- (i) *Quality Management in Photovoltaics – Quality Control Training Manual for Manufacturers*, das unter der Leitung der Weltbank-Arbeitsgruppe für ländliche Entwicklungsfragen und erneuerbare Energien zusammen mit PV GAP erstellt worden war, und in Indien, China, Südafrika zur Schulung von interessierten Firmen und Interessierten eingesetzt wurde. Zudem basierte die Arbeit im vorliegenden Altener Projekt auf der Vorarbeit des
- (ii) *Qualitätshandbuch für Hersteller*, das PV GAP für das Programm für Energie und Klimaschutz der Vereinten Nationen erarbeitet hatte und das für das vorliegende Handbuch nach Genehmigung durch PV GAP genutzt wurde.

Das Altener Projekt wurde durch folgende Parteien bearbeitet:

- Ä WIP, Deutschland (Projektkoordination)
- Ä Alpha Real, Schweiz
- Ä ADEME, Frankreich
- Ä EC, DG JRC, Italy
- Ä EPIA, Belgien
- Ä IT Power, Großbritannien
- Ä PV GAP, Schweiz

Kurse zur Einführung für die interessierte PV Industrie wurden durchgeführt in Deutschland, Frankreich, der Schweiz und Spanien. Die Kurse waren gut besucht und weckten das weitere Interesse und Verständnis für die Belange der Qualitätssicherung. Der Kurs in der Schweiz wurde in Zusammenarbeit mit Qualicon AG durchgeführt. Qualicon mit Sitz in Kriegstetten ist im Bereich der Einführung von QM in der Schweiz spezialisiert.

Das Interesse am Kurs war überall gross, aber doch in Deutschland und Spanien am ausgeprägtesten, weil es dort auch die grösste industrielle Aktivität im PV Bereich gibt. Ausserhalb der Projektvorgabe wurde als Abschluss im Juni ein weiterer „Workshop on Quality in the PV Sector“ in Madrid durchgeführt, und das Interesse war so gross und der Workshop so ausgebucht, dass späte

Anmeldungen nicht mehr berücksichtigt werden konnten, was doch zeigt, dass (ein Teil) der PV Industrie sich nun für diese Belange ernsthaft zu interessieren beginnt.

Bewertung 2003, mögliche Bedeutung für Schweizer PV Branche

Das Projekt konnte im Herbst 2003 erfolgreich abgeschlossen werden. Die Resultate sind zum Teil auf CD verfügbar, aber noch wesentlicher ist, dass dazu eine entsprechende Webseite geschaffen werden konnte, auf der alle erarbeiteten Resultate abrufbar sind: www.pv-quality.org.

Die Schweiz gehörte zweifellos zu den Pionieren in der Entwicklung von PV Systemen und deren notwendigen Komponenten. Zu diesen Aktivitäten gehörten unter Anderem: Entwicklung der Systemtechnik, Normen, Netzanbindung, Wechselrichter, Steckverbindungen und Lösungen zur Gebäudeintegration, sowohl im Dachbereich als auch in der Fassade. In der Anfangszeit wurden sogar Module in der Schweiz gefertigt, wobei die erste Operation bereits 1985 erfolgte.

Trotz dem stagnierendem Markt existiert eine eigenständige Industrie, die zum Teil massiv exportorientiert ist. In der Anfangsphase dürften die Labels „Made in Switzerland“, das zweifellos ein starkes Label ist, genügen für eine starke Marktsituation, zusammen natürlich mit hervorragenden Produkten und Dienstleistungen wie Beratung für den Einsatz dieser Produkte. Trotzdem ist es absehbar, dass mit stärker werdenden Konkurrenz die Frage eines Nachweises für die Fertigung und Lieferung von Qualitätsprodukten und der entsprechenden Leistung mittels Prüfsertifikate und Label zunehmen.

Die erarbeiteten Unterlagen bieten dazu einen kostengünstigen und effizienten Einstieg. Dadurch das als Kurspartner die in der Schweiz tätige Qualicon mitwirkte, wird sich unter Umständen die Arbeit für später interessierte Unternehmen in der Schweiz vereinfachen.

Dabei kann man sich auch weitere Kollektivkurse mit einer kleinen Anzahl von zertifizierungswilligen Firmen vorstellen, was nochmals die Kosten senken wird. In dem Sinne ist mit dem Abschluss ein Aufruf an die interessierte PV Industrie und an die BfE Projektleitung im Bereich PV verbunden, diese Fragen der Implementation eines QMS stärker zu Gewichten und eine entsprechende Zertifizierung des Unternehmens und der Produkte zu prüfen.

Referenzen / Publikationen

CD Rom: „Quality is the key to the PV Market „ und „European PV Training Accreditation and Certification“

Die eigens im Projekt entstandene Webseite www.pv-quality.org

Die Webseite von PV GAP: www.pvgap.org

Die Webseite der IEC Normenorganisation: www.iec.ch

Annual Report 2003

IEC Normenarbeit für PV Systeme

Author	Dr. Markus Real
Institution / company	Alpha Real AG
Address	Feldeggstrasse 89, CH-8008 Zürich
Telephone, Fax	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract -Number	DIS 17967/57555
Duration of the Project (from – to)	2002-2003

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.

Present work: TC 82 has seven working groups developing standards for the photovoltaic industry. Some of the topics these various groups are working on include: solar simulator requirements, design qualification and type approval of Solar Home Systems, safety of inverters and charge controllers, islanding prevention measures for grid connected PV Systems, and design qualification and type approval for concentrator photovoltaic receivers. An eighth group 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 10 new standards dealing with various aspects of renewable energy system integration and project management.

Future work: In the future, TC 82 expects to address several system and component safety issues including grid-connected systems on buildings and utility-connected inverters. Also, a new working group is planned which will deal with various aspects of environmental protection; i.e. safeguarding the natural environment from such things as RF and electromagnetic pollution, disposal of toxic PV materials, atmospheric contamination from PV manufacturing processes, etc.

Swiss interest and contribution: Switzerland, once a leading pioneer in grid connected PV systems, has in spite of shrinking federal budgets the on-going programme "Energie Schweiz". The market, however, is mainly driven by green pricing, which provides a limited market volume of about 1 to 1.5MW/a. There are several Suisse mfg for plugs, grid connected inverters, stand-alone inverters, installation alu-profiles to facilitate mounting of PV modules and laminates, and turn key operators as well as many consulting and engineering companies, active both in Switzerland and abroad. 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.

Einleitung / Projektziele

Normenarbeit

Normenarbeit ist Konsensfindung unter Experten. 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 FDIS. Die Arbeiten im Photovoltaikbereich wird durch das Technical Committee 82 (TC82) koordiniert und überprüft. Die eigentliche Normenarbeit wird je nach Bereich in einem der sieben Working Groups durchgeführt, wobei jeweils jede Norm-in-Arbeit als Projekt mit einem verantwortlichen Projektleiter 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. 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.

Erschwerend beim Verfolgen des Status eines Dokumentes ist, dass diese im Laufe der "Reife" ihre Nummern in einer fortlaufenden Nummerierung ändern. 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.

Die Normenarbeit im Bereich der Photovoltaischen Systeme sind in die 7 folgenden Working Groups aufgeteilt:

WG 1: Glossary

WG 2: Modules, non-concentrating

WG 3: Systems

WG 4: PV energy storage systems

WG 5: Quality and certification

WG 6: Balance-of-system components

WG 7: Concentrator modules

Tabelle 1 zeigt die Gliederung des TC 82 in 7 Arbeitsgruppen, welche verschiedene Aspekte wie Module, Batterien, Komponenten, Systeme etc. bearbeiten. Innerhalb der Gruppe sind die einzelnen Normenarbeiten als Projekte organisiert.

Warum Normen, warum internationale IEC Normen?

Normen sind in jeder Technik wesentlicher Bestandteile der Produktentwicklung, des Tests und der Qualitätsüberprüfung. Der sich rasch entwickelnde PV Industrie fehlen nun eine ganze Reihe von wichtigen, international anerkannte Normen. Während den letzten Jahre konzentrierte sich die PV Entwicklung im wesentlichen auf Pilot- und Demonstration der Technik. Deshalb galt die Normenarbeit vorab der Festlegung der Begriffe und der Definition der Performance der Komponenten, insbesondere den Modulen, den Invertern und dem Monitoring.

Im Bereich Sicherheit zeigt sich nun ein dringender Bedarf an Normen einerseits weil die Fragen der

Sicherheit und 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 beginnt die Lücke für noch fehlende Normen spürbar zu werden.

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 oder UNDP haben in vielen Ländern wie z.B. Uganda, Indien, China, Pakistan etc die Normenarbeit mitfinanziert, um die Grundlagen für ihre Projekte zu schaffen.

Diese 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, meist bessere Lösungen auf den (lokalen) Markt kamen.

Es ist in den letzten Jahren ein sehr starkes Interesse und ein Wille erkennbar, dass nun diese nationalen Normen im Rahmen der internationalen IEC harmonisiert werden sollen, weil:

- (i) Der Markt nun sehr stark wächst, und vermehrt grössere industrielle Serien sowohl auf der Komponenten- wie auf der Systemebene hergestellt werden. Griffige Normen würden den Marktteilnehmern die Arbeit erleichtern und Sicherheit bezüglich dem Verantwortungsbereich schaffen.
- (ii) Das Interesse an Qualität ist stark gewachsen, nicht zuletzt auch durch die von PV GAP initiierten Bestrebungen zur Markteinführung eines Qualitätslabels. Qualität ist aber ohne Normen nicht oder nur schlecht objektiv messbar, und eine Positionierung via Qualität ist auf dem Markt dadurch schlechter kommunizierbar.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen Regeln, welche die Performance betreffen und solche, welche die Sicherheit der Anlagen bzw. der Benutzer betreffen. Letztere sind traditionell sehr national ausgerichtete Themen, und es ist auch anderen Normenkomitees mit 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. 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 nur nach UL-Kriterien getestete Geräte und Systeme.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Untenstehende Tabelle gibt einen Überblick über die wesentlichen Normen, die entweder unmittelbar nun publiziert werden oder mit Priorität behandelt werden. Die gesamte Liste kann mit diesem [short-Link](#) bei der IEC Webseite aufgerufen werden.

IEC 61215 Ed. 2.0	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval	ADIS
IEC 61730-2 Ed. 1.0	Photovoltaic module safety qualification - Part 2: Requirements for testing	ADIS
IEC 61730-1 Ed. 1.0	Photovoltaic module safety qualification - Part 1: Requirements for construction	ADIS
IEC 61727 Ed. 2.0	Characteristics of the utility interface for photovoltaic (pv) systems	ADIS
IEC 61836 TR Ed. 2.0	Solar photovoltaic energy systems - Terms and symbols	PWI
IEC 61853 Ed. 1.0	Performance testing and energy rating of terrestrial photovoltaic (PV) modules	ANW
IEC 62093 Ed. 1.0	Balance-of-system components for photovoltaic systems - Design qualification natural environments	CCDV
IEC 62109-1 Ed. 1.0 IEC 62109-2 Ed. 1.0 IEC 62109-3 Ed. 1.0	Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in photovoltaic (PV) power systems - Part 1: General	ANW
IEC 62116 Ed. 1.0	Testing procedure - Islanding prevention measures for power conditioners used in grid connected photovoltaic (PV) power generation systems	ANW
IEC 62124 Ed. 1.0	Photovoltaic (PV) stand alone systems - Design verification	ADIS
IEC 62145 Ed. 1.0	Crystalline silicon PV modules - Blank detail specification	ANW
IEC 62234 Ed. 1.0	Safety guidelines for grid connected photovoltaic (PV) systems mounted on buildings	PWI
IEC 62257-2 TS Ed. 1.0 IEC 62257-3 TS Ed. 1.0 IEC 62257-4 TS Ed. 1.0	Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 2: From requirements to a range of electrification systems	APUB

Die Tabelle 2 zeigt die aus Sicht des Berichterstatters für die Schweiz wichtigen Normen, die kurz vor der Publikation sind oder mit hoher Priorität bearbeitet werden, weil diese Normen in der PV Branche dringend benötigt werden, wie etwa Sicherheitsvorschriften für WR.

Bei der Norm „Safety guidelines for grid connected photovoltaic (PV) systems mounted on buildings“ wartet man nun zunächst darauf, wie in den vereinzelt Ländern die IEC Norm 64.712 umgesetzt wird. Da beim Cenelec Parallel-voting die Norm auf europäischer Ebene ebenfalls angenommen wurde, sind die einzelnen Länder gezwungen, ihr nationale Normen durch die Neue IEC64 712 zu ersetzen. In der Schweiz fand dazu in den letzten 12 Monaten unter Leitung von Electrosuisse und dem ESTI eine entsprechende Vertiefung statt, um die NIN um diese Norm und mit „Beispielen und Erläuterungen“ verständlicher zu machen und mit noch fehlenden Elementen wie Fragen zum Potentialausgleich zu ergänzen. Auch wird die von der Schweiz vergeblich monierte Weglassung von DC Trennschaltern für kleine Leistungen in String Wechselrichtern liberaler gehandhabt als in der ursprünglichen IEC Norm.

Ein wichtiger Vorentscheid wurde auch bezüglich der Installationsberechtigung von PV Systemen gefunden, indem die nicht ans Netz angeschlossene PV Anlage als Ortsfest gesteckt behandelt wird, was gewisse Erleichterungen für die Installationsfirmen bedeutet.

Im Bereich "Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in PV power systems" wurde die Diskussion über lange Zeit von den UL Experten dominiert, die eine in USA bereits

etablierte Norm einbringen wollten. Als Resultat der Diskussionen werden nun doch wesentliche Vereinfachungen eingebracht. Insbesondere wird die Norm durch mehr Querbezüge auf bestehende IEC Normen vereinfacht. Wie etwa bereits in der bestehenden Schweizerischen provisorische Vorschrift über die Zulassungsprüfung von Solarwechselrichtern erfolgt, wo vorwiegend die Besonderheiten des solaren Teils festgehalten sind.

An der letzten Sitzung in Frankfurt konnte der Berichterstatter auch durch Abstimmung erwirken, dass die viel einfacheren Laderegler aus diesem doch sehr umfangreichen Regelwerk für die Sicherheit von netzverbundenen Invertoren herausgenommen wurden und diese nun später in einer eigenständiger Norm behandelt werden. Dieses Vorgehen wird auf jeden Fall eher den Bedürfnissen des Marktes gerecht.

Im Bereich "PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval" wurde ein wichtiges Dokument zu Ende geführt und in den nächsten Monaten als Norm publiziert. In der Vernehmlassung wurden rund 250 Kommentare eingebracht, und diese wurden von der Arbeitsgruppe in den Entwurf eingebettet. Es geht um ein Testverfahren, wo die Funktionalität und die Performance von Solar Home Systems relativ einfach, kostengünstig und zuverlässig ausgemessen werden können. Dies ist notwendig, da dieser Markt in den nächsten Jahren, gemäss den Absichten einiger grosser Finanzinstitute und nationalen Regierungen, stark wachsen soll.

Dabei können durchaus 10'000nde vom gleichen Typus eines Systems eingesetzt werden, was die Verifikation in einem rund vierwöchigen Test durchaus rechtfertigt. Diese Norm wurde in den letzten drei Jahren entwickelt. Die Normenarbeit wurde unterstützt von Experten von NREL, FSEC, ISPRA und CENEC, wo die Testverfahren jeweils im Sinne eines Round Robin Tests verifiziert wurden.

Dabei wurden jeweils drei industrielle Kits von vier grösseren Anbietern bei allen Testinstituten nach den neuesten Normenvorschriften getestet, und allfällige Unstimmigkeiten wurden in der nächsten überarbeiteten Norm wieder berücksichtigt. Das vorliegende Verfahren hat nun alle Vernehmlassungen passiert und wird in den nächsten Monaten als Norm erscheinen. Damit wird eine wichtige Lücke für den SHS Markt geschlossen.

Maintenance (Unterhalt) oder Verbesserungen von bereits publizierten Normen

Die Wartung von bestehenden Dokumenten ist eine wichtige Sache, da die Technik sich sehr schnell ändert, und die Normen dieser Entwicklung auch angepasst werden müssen.

(i) On site measurement of I-V characteristics, IEC 61829.

Diese Norm besteht, hat aber zwei Punkte, die einer Überarbeitung bedürfen. Einmal ist das Hochrechnen auf STC der I-V Messwerte von aktuellen Messwerten nach neuen Erkenntnissen durch einen verbesserten Algorithmus zu machen. Und dann ist auch ein zweites Messverfahren in die Norm eingeflossen, um die Temperatur der Module zu bestimmen.

Die Messung von verschiedenen Modultemperaturen und Mittelung ist zwar machbar, aber wird nicht praktiziert. Die Temperatur wird normalerweise aus der Leerlaufspannung ermittelt. Diese Verfahren ist genau, und sehr einfach. Die Temperaturmessung macht die Norm komplizierter und schwerer verständlich. Leider kann die Überarbeitung erst in Angriff genommen werden, wenn die WG2 ihre I-V Korrekturalgorithmen veröffentlicht hat. Das dürfte noch mindestens zwei Jahre dauern, da für die Hochrechnung dazu noch kein Konsens besteht.

(ii) IEC 61724 PV System performance monitoring.

Diese Norm basierte auf den ursprünglichen Erfahrungen von Ispra, und der Arbeiten an den Pilotanlagen in Europa. Es ergaben sich aber Verwirrung in der Auslegung der Systemgrenzen, welche Energieflüsse für die Bewertung zu zählen sind. Eine Überarbeitung wird in den nächsten 12 Monaten erfolgen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

IEC Normenarbeit ist per Definition internationale Zusammenarbeit.

Bewertung 2003, Bedeutung für die Schweiz

Seit dem letzten TC82 Meeting in Sydney im April 2002 ist mit Moneer Azam ein neuer Sekretär im Amt, und die Arbeiten gehen nun zielgerichteter und effizienter voran. Die Arbeitsstimmung in den Arbeitsgruppen ist gut, wie man auch am letzten TC82 Meeting in Frankfurt feststellen konnte. Eine Reihe von Normen wurde fertiggestellt, und die Publikation wird in den nächsten Monaten erfolgen.

Auf TC 82 Ebene kann der Fortschritt wie folgt zusammengefasst werden:

(i) Highlights

- Two published standards
- Several advanced standards
- Increased "Systems" related standards
- Hand full of standards with dates extended
- A Couple standards revived as NWIP
- IECEE PV
- PVGap Liaison
- Photon Outreach
- Ted Spooner – Interim Chairman (neuer Chairman in Evaluation. Der Berichterstatter reichte seine Bewerbung nicht wie vorgesehen ein, als Bekannt wurde, dass sich Dr. Heinz Ossenbrink für das Amt zur Verfügung stellte, dies um die europäischen Chancen nicht zu schmälern)

(ii) Lowlights

- One standard sent back to preliminary (inverter safety)
- Dick DeBlasio Resignation as chairman
- 62234 needs new project leader

Für WG3 war das Jahr 2003 ein besonderer Erfolg, wurden doch im Systembereich zwei wichtige Normen nach Jahren intensiver Zusammenarbeit auch mit Testlabors in den USA und Europa fertig gestellt, und beide haben die letzte Hürde der verschiedenen Phasen der Vernehmlassung überstanden. Es handelt sich um ein Testverfahren für Solar Home Systems, eine Norm die dringend für Projekte in Entwicklungsländer gebraucht wird und eine Definition der Netzinterfaceparameter.

Letzterer dürfte vor allem in Europa zu wesentlichen Vereinfachungen führen, indem z.B. festgelegt wird, in welchem Frequenz- und Spannungs/Zeitfenster die WR arbeiten bzw. abschalten müssen. Eine Vereinheitlichung wird der Branche sehr viel nützen, sind doch selbst in der Schweiz diese Parameter zum Teil von Kanton zu Kanton verschieden. Dass die Normung nicht einfach war, ist klar wenn man die verschiedenen Strategien und Philosophien in den verschiedenen (EU) Ländern betrachtet, die zu ganz unterschiedlichen Netzparametern geführt haben. Man darf nun gespannt sein, ob die europäischen Ländern die Chance nutzen werden um eine einheitliche Cenelec Norm daraus zu machen, oder ob die nationalen Besonderheiten diesen so wichtigen Harmonisierungsschritt wieder verzögern.

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 zum Teil entfallen.

Allerdings ist es wichtig, dass sich die Schweizer Hersteller noch besser in die Normengestaltung einbinden, da nur so sichergestellt ist, dass sie Einfluss nehmen können. Dieser Einfluss kann entweder durch Mitarbeit im nationalen Komitee erfolgen, wo alle Normentwürfe entsprechend ihrer Relevanz für die Schweiz detailliert diskutiert werden und die Interessen durch Abstimmungen und Kommentare wahrgenommen werden. Noch effektiver ist eine aktive Mitarbeit im entsprechenden Projekt, wobei diese sogar rein elektronisch erfolgen kann.

Neben der direkten Möglichkeiten den eigenen Stand der Technik mit in die Norm einfließen zu lassen, sind die Marktteilnehmer in der Schweiz damit besser auf die zukünftigen Tendenzen vorbereitet und können ihre Produktgestaltung und Strategien schon frühzeitig darauf einstellen. Die Zeiten, wo die Branche nur nationalen Gepflogenheiten entsprechen musste, dürfte langsam zu Ende gehen und eine Ausrichtung auf die internationale Normen ist angesagt: sie wird erfolgen, mit oder ohne Mitwirkung der Schweizer Branchenteilnehmer.

Die Anmeldung zur Teilnahme sowohl im nationalen Komitee wie auch in den Projekten der IEC ist äusserst einfach: ein Telefonanruf an Herrn Josef Schmucki bei Electrosuisse, Sekretär des TK 82 (01 956 11 74) oder bei Markus Real genügt. Die einzige Voraussetzung: der Wille zu Kontinuität. Experten, die nur sporadisch ihre Beiträge leisten und die Entwicklung nicht während der ganzen Entstehungsgeschichte einer Norm mitverfolgen, können in der Regel keinen wesentlichen Beitrag zur Erarbeitung einer Norm beitragen.

Referenzen / Publikationen

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.

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

S. Nowak, M. Schmied, S. Gnos

Swiss Photovoltaic Internet Portal - www.photovoltaic.ch - 39490 / 79286 **267**

Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei, W. Blum

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2002 **275**

E. Linder, S. Frauenfelder

Solarstrom vom EW **279**

Annual Report 2003

Swiss Photovoltaic Internet Portal

www.photovoltaic.ch

Author and Co-Authors	Stefan Nowak, Manuela Schmied, Stephan Gnos
Institution / Company	NET Nowak Energie & Technologie AG
Address	Waldweg 8, CH-1717 St. Ursen
Telephone, Fax	+41 (0) 26 494 00 30, +41 (0) 26 494 00 34
E-mail, Homepage	info@netenergy.ch , www.netenergy.ch
Project- / Contract Number	39490 / 79286
Duration of the Project (from – to)	1.9.2000 – 31.3.2004

ABSTRACT

The main goal of the new Swiss photovoltaic website www.photovoltaic.ch is to provide comprehensive information about national and international PV activities to a target audience with specific interest in this matter.

The site delivers detailed information about photovoltaics in Switzerland from a public authority perspective, namely the Swiss photovoltaic programme (including all annual and final reports of individual projects), the IEA PVPS Programme, information concerning the market development of PV, activities of public institutions, as well as of many national and international organisations, including the corresponding links etc.

The whole website is designed to be user-friendly and features pictures, graphs and diagrams, making the content easy to understand.

Since autumn 2003, the German version of the site is fully operational. In the next few months, an English and a French version will follow.

Einleitung / Projektziele

Das Schweizer Internetportal www.photovoltai.ch hat zum Ziel, einen möglichst umfassenden Überblick zu den aktuellen nationalen und internationalen Photovoltaik Aktivitäten zu geben. Dabei werden detaillierte Informationen zu allen Aspekten der Schweizer Photovoltaik aus Sicht der öffentlichen Hand, insbesondere zum Schweizer Photovoltaik Programm, angefangen beim Konzept dieses Programms bis hin zu den einzelnen Projekten inkl. den Projektberichten, verfügbar gemacht. Weitere wichtige Informationen z.B. zur Marktentwicklung, den wichtigsten Ansprechstellen der öffentlichen Hand, zu Fachverbänden und Organisationen, aber auch zur Entwicklungszusammenarbeit dürfen hier nicht fehlen. Wichtigstes Ziel ist es, den interessierten Besuchern zu den verschiedenen Themen möglichst umfassend Wissen zu vermitteln und dazu breit abgestützt entsprechende Texte, Berichte und Links anzubieten.

Kurzbeschreibung

Das Portal zur Schweizer Photovoltaik Website ist übersichtlich gestaltet und erlaubt einen einfachen Zugang zu gesuchten Informationen.

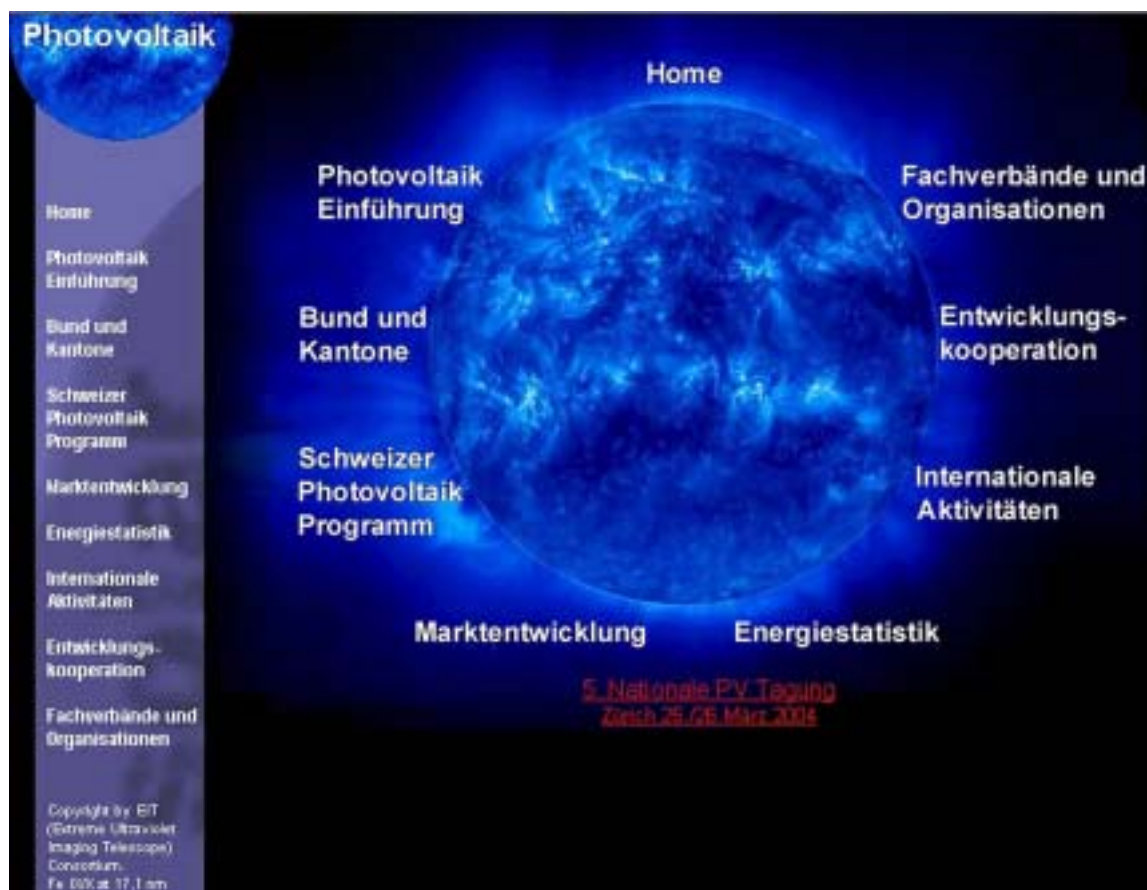


Bild 1: Zugang zum Schweizer Photovoltaik Portal

Bei den weitergehenden Texten wurde allgemein viel Wert auf eine übersichtliche und mit Bildern, Grafiken und Schemata gut verständliche Darstellung gelegt.

Übersicht

Menü „Home“

Unter 'Home' findet man die aktuellen Schlussberichte von neu abgeschlossenen Projekten aus dem Schweizer Photovoltaik Programm, neue nationale und internationale Publikationen, Hinweise auf anstehende PV relevante Veranstaltungen sowie diverse Informationen wie Konferenzberichte, Tagungsdokumentationen etc. zu kürzlich durchgeführten Veranstaltungen. Weiter sind unter 'Administratives' jeweils neu aufdatierte Dokumente und administrative Instrumente wie z.B. Gesuchsformulare für die Förderung von PV Projekten zum Download bereitgestellt. Bei den 'externen Links' ist eine grosse Anzahl von Links zu nationalen und internationalen öffentlichen Stellen, Forschungsinstituten, Verbänden und PV Firmen verfügbar.

Menü „Photovoltaik Einführung“

Die Photovoltaik Einführung bietet in konzentrierter Form kurz abgefasst Basiswissen zur Solarstromgewinnung, wie z.B. zu Solarzellen, Modulen und Anlagen. Die Texte und die erläuternden Bilder sind gut verständlich abgefasst und dargestellt. Als Beispiel ist hier auszugsweise ein einfaches Schema zu einer kleinen Inselanlage abgebildet.

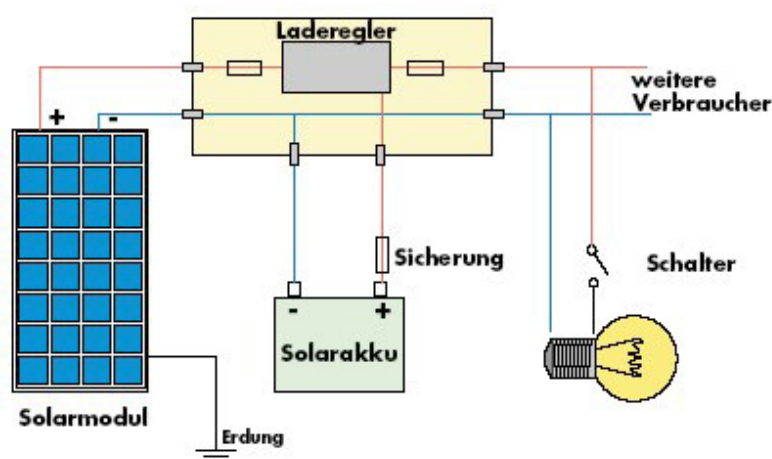


Bild 2: Schema einer einfachen PV Inselanlage, Quelle: Solar Power Box

Menü „Bund und Kantone“

Unter der Rubrik **Bund und Kantone** werden die Photovoltaik-Zuständigkeiten und Aktivitäten von Bund, Kantonen und Gemeinden inklusive den entsprechenden Links erläutert und aufgeführt. Neben den Verantwortlichkeiten und Informationen zu verschiedenen Förderprogrammen des Bundes sind Erläuterungen zur direkten Förderung zu finden, die in der Kompetenz der Kantone liegt. Für den interessierten Besucher dieser Seiten sind u.a. die Links zu den kantonalen Energiefach- und -beratungsstellen wertvoll. Auf Gemeindeebene wird in erster Linie kurz auf das Label Energiestadt eingegangen. Auszugsweise ist im folgenden eine Übersicht zur kantonalen Fördersituation von Solarstrom und Solarwärme dargestellt.

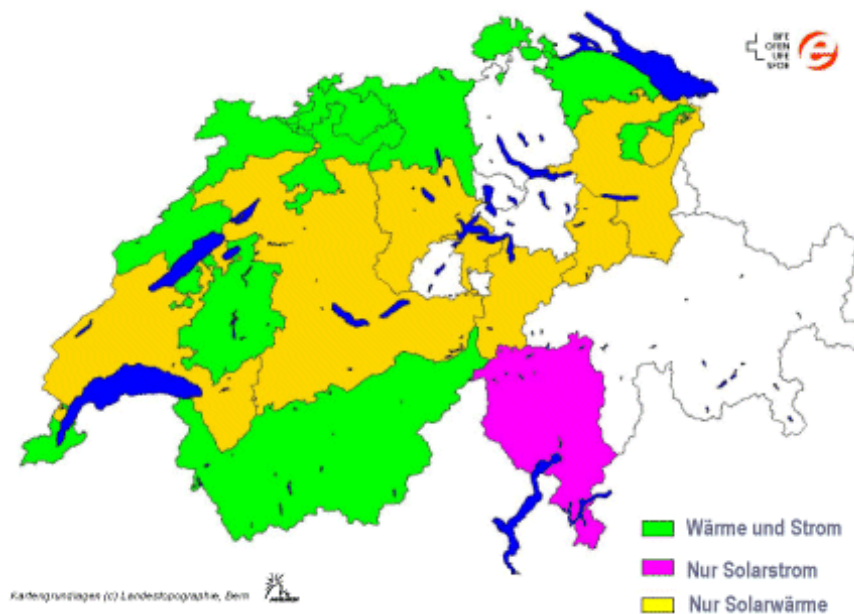


Bild 3: Übersicht zur Fördersituation der aktiven Sonnenenergie in den Kantonen, Quelle: BFE

Menü „Schweizer Photovoltaik Programm“

Die Angaben zum Schweizer Photovoltaik Programm umfassen allgemein Wissenswertes zu den Aktivitäten in Forschung, Entwicklung und Umsetzung der Photovoltaik in ihren verschiedenen Komponenten und zu den verschiedenen eingebundenen Akteuren von der Grundlagenforschung bis zum Markt. Dazu finden sich auch die Hinweise zu den übergeordneten Zielsetzungen des Energie-forschungskonzepts der Eidgenössischen Energieforschungskommission CORE. Im speziellen sind auch die Eckwerte zu den einzelnen Projekte inklusive den entsprechenden zum Download vorbereiteten Jahres- und Schlussberichte verfügbar. In der Projektliste können die einzelnen Projekte anhand der Suchkriterien 'Projektbereich, Institutionen und Projektleiter' aussortiert werden.



Bild 4: Ins Photovoltaik Programm eingebundene Akteure, Quelle: NET

Menü „Marktentwicklung“

Hier finden sich in erster Linie aktuelle Statistiken zur nationalen und internationalen PV Marktentwicklung sowie Links und Downloads von verschiedenen aktuellen Berichten.

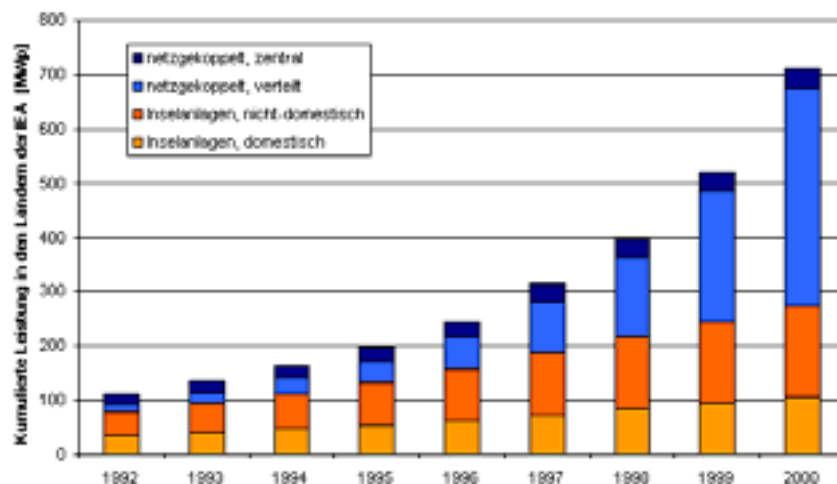


Bild 5: Kumulierte PV Leistung in den Ländern der IEA, Quelle: IEA PVPS

Menü „Energiestatistik“

Mit Unterstützung des Bundesamtes für Energie (BFE) und des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) wird jährlich die Schweizer Solarstromstatistik erstellt. Diese Statistik umschreibt den Zuwachs an netzgekoppelten Photovoltaik Anlagen und ermittelt die jährliche Energieproduktion durch die Photovoltaik. Aufgrund der langjährigen Erhebungen ab 1990 ist eine einmalige statistische Grundlage der solaren Stromproduktion gegeben. Neben den Grafiken zur Leistung der schweizerischen Solarstromanlagen können die aktuellen jährlichen Berichte heruntergeladen werden.

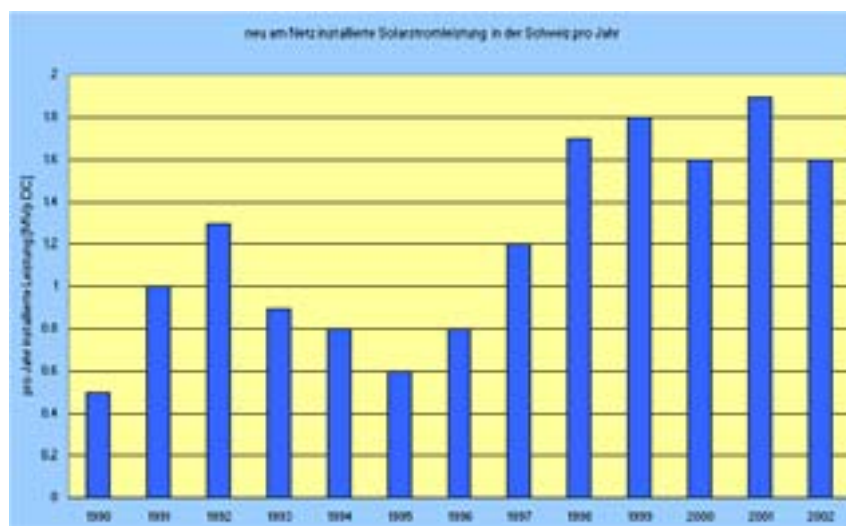


Bild 6: Zuwachs der Solarstromanlagenleistung bis 2002, Quelle: VSE Solarstromstatistik © energiebüro zürich

Menü „Internationale Aktivitäten“

Im Bereich der Internationalen Aktivitäten wird auf folgende Programme näher eingegangen:

- ## Rahmenforschungsprogramme der Europäischen Union
- ## Programm Altener / Intelligent Energy for Europe der Europäischen Union
- ## Programm Eureka
- ## Programm der IEA - Photovoltaic Power Systems - IEA PVPS
- ## Drehscheibe für die Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit

Dabei findet man neben detaillierten Informationen zu den verschiedenen Programmen alle nötigen Links zu den entsprechenden Organisationen und Downloads von diversen Publikationen und Formularen.

Menü „Entwicklungskooperation“

Die Seiten zur Entwicklungskooperation geben umfassende Erklärungen zur der Plattform 'PV EZA' (Photovoltaik in der Entwicklungszusammenarbeit), deren übergeordnetes Ziel es ist, ein Netzwerk von privaten und öffentlichen Organisationen zu bilden, welches einen Informations- und Erfahrungsaustausch erlaubt und erfolgreiche PV EZA Projekte mit Schweizer Beteiligung zu stimulieren sucht. Gleichzeitig werden innerhalb dieser Plattform durch die Vertretung verschiedener Bundesstellen (Staatssekretariat für Wirtschaft seco, Direktion Entwicklung und Zusammenarbeit DEZA, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft BUWAL, Bundesamt für Energie BFE) Aktivitäten rund um die erneuerbaren Energien in der Entwicklungszusammenarbeit koordiniert. Dadurch soll auch einer Verzettlung der Kräfte entgegen gewirkt werden. Dabei sind Ziele, Akteure, Aktionen, Instrumente etc. ausführlich behandelt.

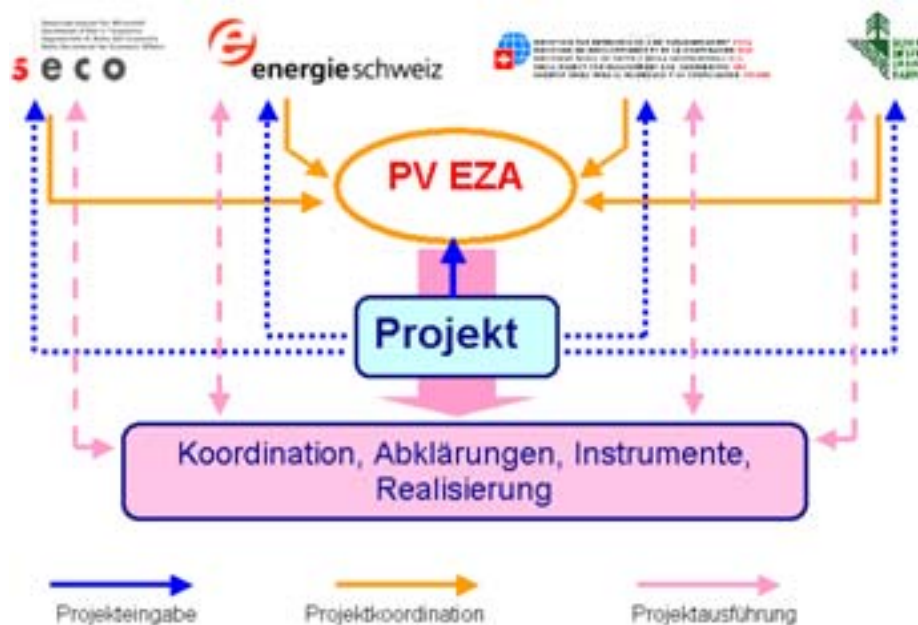


Bild 7: Organisation der Plattform PV EZA, Quelle: NET

Menü „Fachverbände und Organisationen“

Die Seiten zu den Fachverbänden und Organisationen geben umfassende Infos zu den einzelnen Akteuren inkl. den entsprechenden Links und sind wie folgt aufgebaut:

1. Fachverbände, Vereinigungen und Agenturen
2. Öffentliche Stellen
3. Forschungskoordination
3. Forschungskoordination
4. Unterstützende Stellen
5. Forschungsinstitute in der Schweiz
6. Internationale Organisationen

Dabei ist neben Kontaktperson und Link zu jedem Verband oder jeder Organisation ein entsprechender Kurzbeschreibung vorhanden.

Durchgeführte Arbeiten und Ausblick 2004

Die Website ist seit Herbst 2003 in der deutschen Version voll operativ. In den nächsten Monaten stehen neben dem laufenden Aktualisieren aller Seiten das Aufschalten einer englischen und einer französischen Version im Vordergrund.

Annual Report 2003

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2002

Author and co-authors	Christian Meier, Marion Engeler, Roland Frei, Wilfried Blum
Institution / company	energiebüro®
Address	Limmatstr. 230, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	++41 (0)1 242 80 60, ++41(0)1 242 80 86
E-mail, homepage	info@energieburo.ch , www.energieburo.ch
Project- / Contract -Number	
Duration of the Project (from – to)	

ABSTRACT

The project reported on in this paper is the follow up work of the PV Energy Statistics and Quality Assurance Project mutually funded by the Swiss Federal Office of Energy and the Swiss Electricity Producer and Distribution Union of Switzerland. The work carried out has revealed key figures for both PV performance and overall electric energy contribution of PV in Switzerland.

In the year 2002 in Switzerland were only 75 new grid-connected PV plants connected to the grid, as few as since seven years no more. Although the plants feature larger power from year to year, the Swiss PV Market stagnates further. This in contrast to the world-wide development, where the market of this future technology grows irresistible.

It was shown, that the annual average yield of all PV installations in Switzerland is just under 800 kWh/kWp, changing slightly from year to year due to changing irradiation and other effects. The systems overall reliability and operational availability is with around 98 % still considered very good for technical systems.

Solarstromstatistik 2002 mit erfreulichen und ernüchternden Zahlen

Gute Ergebnisse der Schweizer Solarstromanlagen – aber weiterhin stagnierender Markt

Im Jahre 2002 wurden in der Schweiz nur noch 75 neue Solarstrom-Netzverbundanlagen an das Elektrizitätsnetz angeschlossen, so wenig wie seit sieben Jahren nicht mehr. Obwohl die Anlagen von Jahr zu Jahr grössere Leistungen aufweisen, stagniert der Schweizer Markt weiterhin. Dies im Gegensatz zur weltweiten Entwicklung, wo der Markt dieser Zukunftstechnologie unaufhaltsam wächst.

■ Christian Meier, Marion Engeler, Roland Frei und Wilfried Blum

Einmal mehr: Weltmarkt wächst, Schweiz stagniert

Nur gerade im Krisenjahr 1995 wurden in der Schweiz weniger Solarstromanlagen gebaut als im Jahr 2002. Damals gingen 60 neue Anlagen ans Netz, letztes Jahr waren es 75, halb so viele wie beispielsweise 1998. Allein deren Anzahl genügt nicht, um die Marktsituation zu beurteilen, da in den letzten Jahren Anlagen mit zunehmend grösseren Leistungen gebaut wurden. Der Blick auf die pro Jahr in der Schweiz installierte Leistung zeigt aber ein ähnlich ernüchterndes Bild: seit vier Jahren stagniert der Schweizer Solarstrommarkt. Dies ist umso betrüblicher, als weltweit der Solarstrommarkt dank günstigen politischen Rahmenbedingungen weiter wächst. In Deutschland oder Japan hat die politische Willensbildung zudem für

Rahmenbedingungen gesorgt, welche den eigenen Industrien für die Zukunft Führungsstellung und Arbeitsplätze garantieren.

Solarstrom für 4000 Haushaltungen

Seit Ende 2002 speisen schweizweit über 1500 Solarstromanlagen mit einer Solarleistung von gesamthaft rund 17 Megawatt Spitzenleistung (MW_p) in das Schweizer Stromnetz ein. Der mittlere Ertrag aller Solarstromanlagen am Netz betrug im Jahr 2002 rund 800 Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt Spitzenleistung. Somit wurden im Jahre 2002 rund 12 000 MWh Solarstrom produziert; genug, um den jährlichen Strombedarf von mehr als 4000 Haushaltungen zu decken.

Leicht unterdurchschnittlicher Sonnenschein

Das Jahresmittel der Sonneneinstrahlung 2002 lag rund 1% unter dem 20-jährigen Mittel. Dieser Wert wurde nach den effektiven Standorten der Solarstromanlagen gewichtet, sodass vor allem die Wetterstationen mit sehr vielen Solarstromanlagen in ihrer näheren Umgebung, wie zum Beispiel die SMA-Stationen Zürich-SMA, Basel-Binningen und Bern-Liebelfeld das Resultat stark prägen.

Gute Verfügbarkeit der Wechselrichter

Die Wechselrichter liefen auch im Jahr 2002 nach wie vor sehr gut. Auswertungen von rund 250 AnlagebetreiberInnen zeigen, dass die Wechselrichter zum grössten Teil gute Verfügbarkeiten aufwiesen. Der gemittelte Wert lag bei rund 98%.

Statistisch hervorragende Signifikanz

In die vorliegende Statistik fliessen inzwischen Daten von über 600 ausgewerteten Anlagen ein, also rund 40% aller

Adressen der Autoren

Christian Meier, Marion Engeler, Roland Frei
energiebüro® – Die Solarplaner
Linnstr. 230
8005 Zürich
info@energiebuero.ch
www.energiebuero.ch

Wilfried Blum
VSE Verband Schweiz. Elektrizitätsunternehmen
Postfach
Hintere Bahnhofstrasse 10
3001 Aarau
vse@strom.ch
www.strom.ch



Bild 1 Jährlicher Zuwachs der installierten Solarstromanlagen-Leistung im Netzverbund. Der Markt stagniert in der Schweiz seit vier Jahren, während er weltweit weiter wächst.

betrieblenen Anlagen in der Schweiz. Dieser Wert dürfte weltweit einmalig hoch liegen und ist nur durch die freundliche Kooperation aller Beteiligten möglich. Die AutorInnen danken deshalb an dieser Stelle allen Personen und Stellen für die Unterstützung zur Bereitstellung der Daten, insbesondere den BetreiberInnen der Solarstromanlagen und allen Solarstrom-Installateuren. Ein besonderer Dank geht auch an die im Solarbereich aktiven Elektrizitätswerke, welche die Ertragsdaten aller Solarstromanlagen in ihrem Einzugsgebiet zur Verfügung stellen.

Dieser Beitrag ist durch die Unterstützung des Bundesamtes für Energie (BFE) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) für das Projekt «Energistatistik und Qualitätssicherung von Solarstromanlagen» entstanden.

Jahr	Anzahl neuer Anlagen pro Jahr	Anzahl Anlagen pro Ende Jahr kumuliert	Zuwachs Nennleistung pro Jahr (ca.)	ca.Nennleistung pro Ende Jahr kumuliert	Solarstromproduktion pro Jahr	Mittlere Leistung pro Anlage	Änderung der pro Jahr installierten Anlagenleistung
			(MW _p DC)	(MW _p DC)	(MWh)	(kW _p)	(MW _p DC)
1989	60	60	0.3	0.3	-	5	
1990	110	170	0.5	0.8	400	5	0.2
1991	210	380	1.0	1.8	1100	5	0.5
1992	110	490	1.3	3.1	1800	12	0.3
1993	110	600	0.9	4.0	3000	8	-0.4
1994	80	680	0.8	4.8	3500	10	-0.1
1995	60	740	0.6	5.4	4000	10	-0.2
1996	80	820	0.8	6.2	4700	10	0.2
1997	130	950	1.2	7.4	6000	9	0.4
1998	150	1100	1.7	9.2	7000	11	0.5
1999	125	1225	1.8	11	8000	14	0.1
2000	100	1325	1.6	13	10000	16	-0.2
2001	125	1450	1.9	15	11000	15	0.3
2002	75	1525	1.6	17	12000	21	-0.3

Tabelle 1 Im Jahr 2002 wurden rund 75 neue Anlagen mit einer Gesamtsitzenleistung von 1,6 Megawatt (MW_p) in Betrieb genommen. Die installierte Solarstrom-Gesamtleistung in der Schweiz stieg damit auf rund 17 MW_p. Die Jahres-Solarstromproduktion überstieg 12 000 MWh.



Bild 2 Fluktuationen im Solarstrommarkt der Schweiz der letzten 13 Jahre. Diese ungesunde Entwicklung ist in anderen Industrieländern, vorab Deutschland und Japan, durch entsprechende politische Rahmenbedingungen in den letzten Jahren verhindert worden.

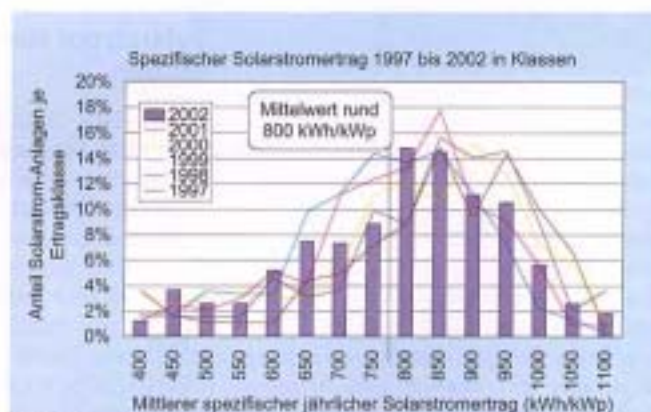


Bild 3 Die spezifischen Jahreserträge der Solarstromanlagen im Jahre 2002 (Balkendiagramm) in Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt (kWh/kW_p), aufgeteilt in 50-kWh/kW_p-Klassen. Im Vergleich dazu die Werte der Vorjahre. Der Mittelwert liegt wieder ähnlich bei rund 800 kWh/kW_p.



Bild 4 Verlauf der mittleren Einstrahlung in der Schweiz der letzten 20 Jahre. Die Sonneneinstrahlung lag im Jahr 2002 im Verhältnis zum langjährigen Mittel seit 1983 etwa 1% unter dem Durchschnitt. Lokal können grössere Abweichungen nicht ausgeschlossen werden.

Statistique sur l'énergie solaire 2002: des chiffres à la fois réjouissants et décevants

Les installations solaires fonctionnent bien, mais l'évolution du marché suisse stagne

En 2002, 75 nouvelles installations solaires seulement ont été intégrées dans le réseau électrique suisse, un nombre qui n'a plus été aussi bas depuis sept ans. Bien que les installations affichent une puissance plus élevée d'année en année, le marché suisse stagne depuis une demi-décennie déjà. Et ce, contrairement à l'évolution mondiale où la croissance du marché de ces technologies du futur n'est plus à arrêter.

Annual Report 2003

Solarstrom vom EW

Author and Co-Authors	Erika Linder, Sven Frauenfelder
Institution / Company	Linder Kommunikation AG
Address	Gemeindestrasse 48, 8030 Zürich
Telephone, Fax	01 252 60 01 / 01 252 60 02
E-mail, Homepage	zuerich@linder-kom.ch
Project- / Contract Number	17067 / 73481
Duration of the Project (from – to)	Seit 1996

ABSTRACT

“Solar electricity from the utility” is the name of an action within the Swiss National Action Programme SwissEnergy, aimed at providing customers of utilities with the service of solar electricity. The action is supported by SwissEnergy since 1996. The fundamentals of the action can be described as a marketing approach towards both utilities and their customers in order to deploy the market for solar electricity for customers willing to buy this product at generation costs. After seven years of operation, this action has achieved remarkable results: More than 130 utilities participate in the action as of end of 2003, more than half of the Swiss population now has access to this service, more than 6 MWp of photovoltaic power systems have been installed within this concept and more than 5.5 GWh of electricity are subscribed annually. The growth in the market has declined, as other products (power out of water, wind or a mix of renewables), have been launched.

Einleitung / Projektziele

„Solarstrom vom EW“ ist ein Teil des Programms EnergieSchweiz. Das Dachmarketing für Solarstrom will einerseits Elektrizitätsunternehmen motivieren, Solarstrom als Produkt anzubieten. Andererseits soll der hohe ökologische Wert von Solarstrom in der Öffentlichkeit bewusster gemacht und StromkonsumentInnen zum Kauf von Solarstrom motiviert werden.

Kurzbeschreibung des Projekts

Das Splitting der Mittel erfolgte auf drei Bereiche:

- ## Solarstrommarketing
- ## Courant-vert-Aktion in der Romandie (zusammenarbeit mit Dachmarketing für Windstrom)
- ## Dachmarketing Ökostrom der AEE (Dachmarketing für alle erneuerbaren Stromprodukte)

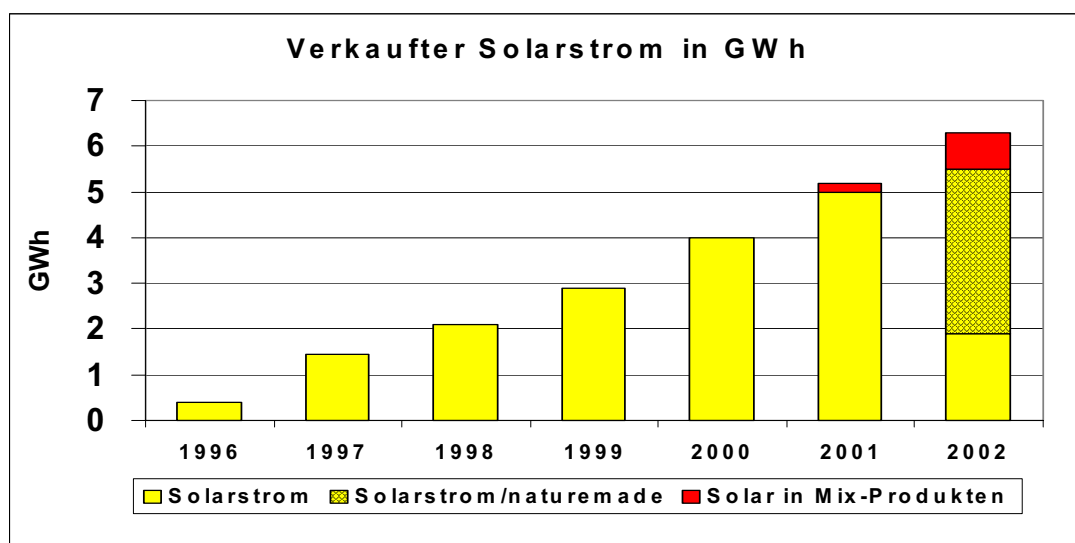
Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Medienarbeit und Inserate in ausgewählten Medien. Ergebnisse aus Marktumfrage in VSE –Bulletin und anderen Medien. Vorgehensberatung für EVU. Auskunftsstelle.

Seit 1996 fördert die Aktion "Solarstrom vom EW" die Einführung der Solarstromangebote bei den schweizerischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Im Programm EnergieSchweiz, wird das Programm "Solarstrom vom EW" seit anfangs 2001 kontinuierlich weiterverfolgt. Ende 2003 bieten mehr als 130 schweizerische Elektrizitätsunternehmen (EVU) Solarstrom an - mit unterschiedlichem Erfolg. Ende 2002 hatten 31'500 Haushalte und Firmen insgesamt 5.5 GWh Solarstrom abonniert. Davon sind rund 2/3 naturemade star-zertifiziert.

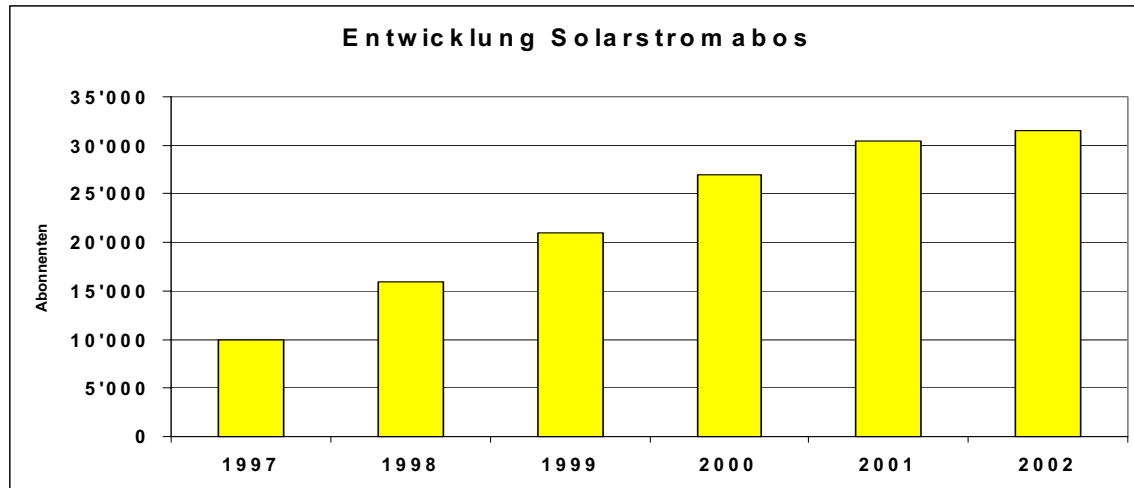
Zudem sind in den verschiedenen Mixprodukten ca. 0.7 GWh Solarstrom enthalten.

Grafik 1: Entwicklung Solarstrom-Verkauf 1996 - 2002



Die Bezugsmenge für Solarstrom liegt im Durchschnitt bei 180 kWh je Bezüger mit einer Bandbreite von 50 bis über 200 kWh. Vor allem städtische EVU's sind im Marketing sehr aktiv, was sich in Teilnahmequoten bis zu 5 % auswirkt.

Grafik 2: Entwicklung Anzahl Solarstrom-Abos 1996 – 2002



Nationale Zusammenarbeit

Im Rahmen des Dachmarketings Ökostrom mit der Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

Bewertung 2003 und Ausblick 2004

Die finanziellen Mittel sind beschränkt. Ein breites und wirkungsvolles Dachmarketing für Solarstrom ist damit nicht möglich. Die Aktion beschränkt sich auf punktuelle Massnahmen und versucht v.a. über die Medienarbeit im Publikum Wirkung zu erzielen.

Referenzen / Publikationen

- [1] Linder Kommunikation AG: ***Der Markt für Ökostrom und weitere Stromprodukte aus erneuerbaren Energien in der Schweiz im Jahr 2002, Ergebnisse einer Umfrage bei Schweizer Energieversorgungsunternehmen***, .Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Juni 2003 (download unter www.erneuerbar.ch)

