

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte, April 2002

Programm Photovoltaik Ausgabe 2002

Überblicksbericht, Liste der Projekte

Jahresberichte der Beauftragten 2001

ausgearbeitet durch:
NET Nowak Energie & Technologie AG



Titelbild:

Sunny Woods

(Bildquelle: Architekturbüro Beat Kämpfen)

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 mail.net@bluewin.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 2002

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

Inhalt

S. Nowak, S. Gnos

Überblicksbericht des Programmleiters

Seite 7

Jahresberichte der Beauftragten

Seite

Band 1: Forschung

Komponentenentwicklung

Ch. Meier, R. Frei

New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System Especially for Use on Roofs with Extreme Low Static Structure Reserves - 27703 / 69120

27

O. Meichsner, P. Toggweiler, J. Rasmussen, F. Schaller

SOLGREEN- Optimisation of the System - 37527 / 77266

33

M. Real, R. Cscheschka, J. Hanoka, W. Müller

Solar roof shingle SUNPLICITY™ - 37528 / 77267

41

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

J. Audergon	
Système hybride simple PV/T 7 kWp à Domdidier - Centre d'entretien N1 - 14556 / 54108	51
R. Tschärner	
Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant, IMT Neuchâtel - 17862 / 57447	55
F. Bigler	
PV- roofs in the old town of Unterseen - 33046 / 73003	59
U. Bühler	
Slopedroof- and façade- mounting system AluTec / AluVer - 35715 / 75454	63
H. Kessler, R. Hächler	
PV Eurodach amorph - 37526 / 77265	71
Ch. von Bergen	
LonWorks as Fieldbus for PV- Installations - 32443 / 72340	77
A. Haller	
10 Roof Integrated PV Small Scale Systems - 37546 / 77283	85
B. Kämpfen	
Fotovoltaikanlage Sunny Woods Zürich - Höngg - 42203 / 82131	91

Anlagen: Flachdachanlagen

R. Hächler	
Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN" - 23703 / 68140	101
J. Rasmussen, P. Toggweiler	
Solgreen Kraftwerk 1, Zürich - 42920 / 82869	105

Anlagen: Schallschutzanlagen

Th. Nordmann, L. Clavadetscher	
Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields - 17225 / 59391	115
R. Hottiger-Reck, A. C. Hawkins	
PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil - 37146 / 76903	127

Anlagen: Andere PV-Anlagen

G. Jean-Richard	
Héliotrope EICN - 17482 / 57068	139
P. Favre, T. Dewarrat, J. Pahud	
Amburnex Solar Farm (3 kWp) - 32405 / 72282	149
Th. Nordmann, M. Dürr, A. Frölich	
27 kWp PV-Installation High School Zürich - Stadelhofen - Plant Monitoring - 32990 / 72908	157
R. Minder	
SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship - 36407 / 77803	167
R. Schmid, K. Lutz	
Miet Solarboot auf dem Zürichsee - 41241 / 81227	175
N. Cereghetti, D. Chianese	
Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz - 41239 / 81207	181
M. Hubbuch, Th. Gautschi	
Photovoltaikanlage Dock Midfield, Zürich Flughafen - 37006 / 81193	187
Sunwatt Bio Energie SA	
151 small grid connected PV stations for a total of 200 kWp, of which 30 kWp in Switzerland - BBW 97.0393-1	193

Sunwatt Bio Energie SA HELIOTRAM: 800 kWp PV Power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks - OFES 96.0344-1, 2	201
---	------------

Windwatt SA PV GRID CONNECTED SYSTEMS PHOTOCAMPA - BBW 99.0688-1, 2 ,3 ,4	207
---	------------

Messkampagnen

M. Schalcher Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1 kWp PV- Power Plant Rothorn - 14578 / 63527	219
--	------------

S. Roth 1 MW-Solarkette der NOK, Normierte Daten 1997 - 2001 - 26746 / 66583	221
--	------------

L. Clavadetscher, Th. Nordmann 100 kWp PV- Netzverbundanlagen A13 - Messkampagne, Periode 1999 – 2001 - 32046 / 71920	227
---	------------

A. Schlegel Beschichtung von PV-Modulen - 35527 / 75305	233
---	------------

Ch. Renken, H. Häberlin Newtech Vergleich 3x1kWp Dünnschichtanlagen - 43849 / 83893	241
---	------------

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

M. Real Normenarbeit für PV-Systeme - 17967 / 57555	251
---	------------

Ch. Meier, R. Frei Guarantee of Solar Results for Grid- Connected- Photovoltaic- Systems "GRS-PV" - 29946 / 69842	257
---	------------

R. Frei, Ch. Meier	
HORIZsolar II – Validating, improvement and accommodation of the horizon-take-up product to practical fitness - 35547 / 75306	261
Th. Hostettler	
Feasibility Study PV installation football stadium Wankdorf - 38268 / 78044	265
S. Kropf	
Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen - 55 300010 / 80 065	269
S. Nowak, M. Gutschner	
PV City Guide - Solar Photovoltaic Power in European Cities - BBW 99.0569	275
S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro	
REMAC 2000: Renewable energy market accelerator 2000 - NNE5-2000-00012, BBW 00.0088	281
M. Real, J. Keller	
Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification - 42838 / 82767 17967 / 57555	289

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

Th. Nordmann	
PV on Vocational Colleges in Switzerland, 9 Years Experience in Training and Education - 10230 / 50191	295
Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei, W. Blum, M. Huber	
Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2000	301
E. Linder	
Solar electricity from the utility	305

PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht Ausgabe 2002

zum Programm Pilot- und Demonstrationsprojekte 2001

(ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm im Band 1)

Programmleiter: Stefan Nowak - stefan.nowak.net@bluewin.ch

Bearbeitung: Stephan Gnos - stephan.gnos.net@bluewin.ch



Mehrfamilien Passivhaus Sunny Woods Zürich

Das Passivhaus Sunny Woods in Zürich wurde mit einem 16 kWp Photovoltaikdach mit amorphen Tripelzellen realisiert. Neu entwickelte Halteklammern vermeiden Dachdurchdringungen vollständig. Architekt: Architekturbüro Kämpfen, Energieplaner: Naef Energietechnik, Photovoltaik: Fabrisolar

Bildquelle: Architekturbüro Beat Kämpfen

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 gewohnt 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

Im Berichtsjahr verlagerten sich die Aktivitäten bei den aktiven Projekten im Vergleich zum Vorjahr weiter in Richtung gebäudeintegrierte Anlagen, was einem der Schwerpunkte des Photovoltaik P+D Programms des Bundesamts für Energie (BFE) entspricht und die **Anwendungsorientierung** dieses Programms unterstreicht. Die Internetadressen der beteiligten Firmen und teilweise zu den Projekten selbst finden Sie auf den Titelseiten der jeweiligen Jahresberichte. Eine Liste der PV P+D Projekte mit den entsprechenden Internetadressen ist in diesem Überblicksbericht im Kapitel 5 angeführt.

2. Einleitung

Insgesamt waren im Jahr 2001 im Photovoltaik P+D Bereich rund 45 Projekte aktiv. Dazu befanden sich anfangs 2002 im PV P+D Programm wie gewohnt diverse Projekte in der näheren Abklärung. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Bereiche Pilotanlagen, Studien und Hilfsmittel, Komponentenentwicklung und Messkampagnen. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 wurde im Vergleich zum letzten Jahr nochmals gestärkt und bildete einen klaren Schwerpunkt. Zuwachs war vor allem im Bereich der **gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen** zu verzeichnen. Thematisch behandelten im Berichtsjahr neu rund 2/3 aller Projekte den Bereich der **Photovoltaik Gebäudeintegration**. Die andern Projekte verteilten sich auf die Bereiche Wechselrichtertechnologie, Schallschutz, frei aufgestellte Anlagen, Messungen zu diversen Anlagen, Qualitätssicherung und PV Planungshilfsmittel.

Weiterhin konnten sich diverse Schweizer Produkte mit Wurzeln in verschiedenen P+D Projekten auch im europäischen Raum vor allem in den Bereichen Wechselrichter (Bild 1) und Modulintegrations- und -befestigungssysteme ihren Marktanteil sichern. Der sich bereits zu Beginn des letzten Jahres abzeichnende Erfolg der beiden Montagesysteme SOLRIF [82] und AluTec / AluVer [48] hat sich bei beiden Systemen klar bestätigt. Bis Ende 2001 wurden europaweit SOLRIF Profile (Bild 2) für PV Module mit einer Leistung von rund 2 MWp ausgeliefert, das AluTec / Aluver System (Bild 3) kam sogar auf über 3 MWp. Anhand der beobachteten Marktentwicklung dieser beiden Systeme ist auch fürs laufende Jahr mit gleichbleibenden oder steigenden Umsätzen zu rechnen. Damit reihen sich diese beiden Systeme bei den erfolgreichsten P+D Entwicklungen der letzten Jahre ein.



Bild 1: In den letzten Jahren wurden auf dem Europäischen Markt Wechselrichter der Firma Sputnik Engineering mit Erfolg verkauft (Bildquelle: NET AG)



Bild 2: Vollflächige Dachintegration mit SOLRIF
(Bildquelle: Enecolo AG)



Bild 3: Dachintegrationen mit Alutec / AluVer in Holland
(Bildquelle: NET AG)

3. P+D Projekte

NEUE P+D PROJEKTE

Im Jahr 2001 wurden im PV P+D Programm 11 neue Projekte begonnen. Ein grosser Teil davon sind verschiedene Photovoltaik Gebäudeintegrationen, vor allem im Dachbereich. Besonderes Interesse könnte allgemein die Realisierung des Mehrfamilien Passivhauses Sunny Woods [52] (Bild 4) in Zürich, mit einer vollflächig dachintegrierten 16 kWp PV Anlage mit amorphen Zellen hervorrufen. Die detaillierten Messungen zu diesem Projekt begannen im März 2002, erste genauere Betriebsergebnisse sind auf Ende 2002 zu erwarten. Gespannt darf man sein auf die Reaktionen zur Photovoltaik Dachintegration in der geschützten Dorfkernzone in Wettingen [83] (Bild 5) und die weitere Entwicklung von gründachintegrierten Photovoltaik Anlagen, im P+D Bereich u.a. vertreten durch die Anlage Solgreen Kraftwerk 1, Zürich [54] (Bild 6).



Bild 4: PV Dachintegration mit amorphen Tripelzellen 'Sunny Woods',
(Bildquelle: Architekturbüro Beat Kämpfen)



Bild 5: Dachintegration mit SOLRIF Wettingen
(Bildquelle: NET AG)



Bild 6: Solgreen Kraftwerk 1, Zürich
(Bildquelle: Enecolo AG)

Bei den im Jahre 2001 neu angefangenen Projekten handelt es sich um:

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. Koepfel und Energiebüro) [83], Bild 5
- ◆ Newtech, Vergleich dreier 1 kWp Anlagen (Direkter Vergleich von drei Anlagen mit verschiedenen Dünnschichtzellen - a-Tandemzellen, a-Tripelzellen, CIS Zellen; Leitung: HTA Burgdorf) [71]
- ◆ 25 kWp Gründachintegration Solgreen Kraftwerk 1, Zürich (Piloteinsatz einer neu entwickelten Modul - Haltekonstruktion für den Gründachbereich; Leitung: Enecolo AG) [54], Bild 6
- ◆ 16 kWp Dachintegration Sunny Woods (Dachintegrierte PV Pilotanlage mit amorphen Tripelzellen in einem Mehrfamilien - Passivhaus; Leitung: Architekturbüro Kämpfen, Naef Energietechnik) [52], Bild 4, Titelbild
- ◆ Miet Solarboot Zholar auf dem Zürichsee (6 -plätziger Elektrokatamaran mit einer integrierten autonomen 730 Wp Photovoltaik Anlage für die elektrische Energieversorgung des Antriebs; Leitung: SSES Regionalgruppe Zürich) [61], Bild 8
- ◆ 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 AG, Leitung Teil Messungen: SUPSI-DCT, TISO) [62], Bild 7
- ◆ 275 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) [63]
- ◆ Photocampa: Multifunktionale PV Beschattungsanlagen (Parking de l'étoile, école de cirque, école de Lullier, Zürich Flughafen Dock Midfield; Leitung: Windwatt SA) [66]



Bild 7: Anlage in St. Moritz mit CIS Modulen
(Bildquelle: TISO)



Bild 8: Miet Solarboot auf dem Zürichsee
(Bildquelle: NET AG)

Komponentenentwicklung

- ◆ Kostengünstige Photovoltaik-Anlagenüberwachung (Entwicklung einer einfachen und kostengünstigen Überwachungseinheit für Solaranlagen mit kabelloser Datenübertragung; Leitung: NewLink Anderegg) [84]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ Quality in the Key of PV Market - accreditation / certification (Erarbeiten von Qualitätssicherungsprogrammen für den PV Bereich, siehe auch Normenarbeit [72], Leitung Alpha Real) [79]
- ◆ REMAC Renewable Energy Market Accelerator (Massnahmen zur Beschleunigung des Marktes im Bereich des erneuerbaren Stroms: Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [78]

LAUFENDE P+D PROJEKTE

Im Juli 2001 wurde der Solar-Katamaran Mobicat [60], Bild 9, ein Passagierschiff mit Platz für 150 Personen, offiziell eingeweiht und in Betrieb genommen. Die ersten Betriebserfahrungen belegen den angestrebten sparsamen Energieverbrauch, was auch bei schlechtem Wetter oder in der Nacht einen autonomen Betrieb von mehreren Stunden zulässt. Die Passagiere waren allgemein vom neuen Schifffahrtserlebnis des fast geräuschlosen Dahingleitens auf dem Wasser beeindruckt.

Bei den netzgekoppelten Anlagen belegen die Messwerte der Anlage PV Eurodach amorph [49], Bild 10, die erwartete geringe Temperaturabhängigkeit der Spannung und damit des Energieertrags.



Bild 9: Einweihung des Mobicat
(Bildquelle: NET AG)



Bild 10: PV Eurodach amorph Flumroc
(Bildquelle: NET AG)

Bei der 10 kWp Solgreen Anlage in Chur [53], Bild 11, entwickelt sich der Pflanzenwuchs wie gewünscht. Gründach und PV Anlage harmonieren bestens, Beschattungen durch zu hohe Pflanzen traten nicht auf. Die bei der Montage des Systems gesammelten Erfahrungen flossen direkt in die Weiterentwicklung des Solgreen Systems ein.

Die 80 kWp Schallschutzanlage entlang der A1 in Safenwil [56], Bild 12, ging Ende 2000 ans Netz und wurde im Frühling 2001 offiziell eingeweiht. Ein grosser Teil der produzierten Energie konnte erfolgreich als Solarstrom platziert und verkauft werden, was den erheblichen Anstrengungen der IG SOLAR Safenwil zu verdanken ist.

Das erste Betriebsjahr des LonWorks Überwachungssystems, installiert bei der 260 kWp Anlage Felsenau [50], Bild 13, belegt die gute Stabilität und Funktionalität dieses Systems. Eine abschliessende Auswertung der Betriebsdaten und Beurteilung dieses Projekts erfolgt nach Abschluss der Messphase gegen Mitte 2002.



Bild 11: Solgreen Anlage Chur
(Bildquelle: ars solaris hächler)



Bild 12: Schallschutzanlage A1 Safenwil
(Bildquelle: BFE)

Die laufenden Projekte umfassen:

Anlagen

- ◆ Héliotrope, 3 x 2 kWp PV Anlagen Le Locle (direkter Vergleich identischer, aber unterschiedlich montierter (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt) Anlagen; Leitung: EICN, Le Locle) [57]
- ◆ 10 kWp Anlage 'SolGreen' integriert in ein Gründach (neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [53], Bild 11
- ◆ Héliotram, 800 kWp PV Anlagen Lausanne/Genf mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz (Leitung: Sunwatt Bio Energie SA) [65]
- ◆ 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (mobile Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [58], Bild 14
- ◆ 3 kWp PV Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Tripelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [49], Bild 10

- ◆ 80 kWp PV Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Ekotech AG) [56], Bild 12
- ◆ 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp), meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau AG) [51]
- ◆ 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) [60], Bild 9
- ◆ 260 kWp PV Anlage ausgerüstet mit LonWorks Feldbus-Wechselrichtern (pilotmässiger Einsatz von 68 PV Wechselrichter mit LON Knoten für den Datenaustausch und die Überwachung der Anlage; Leitung: Sputnik Engineering AG) [50], Bild 13



Bild 13: Anlage Felsenau mit LON Überwachung
(Bildquelle: NET AG)



Bild 14: Autonome Anlage Alp Amburnex
(Unterstand)
(Bildquelle: Services industriels Lausanne)

Komponentenentwicklung

- ◆ Solardachschiefer Sunplicity (Entwicklung eines PV Dachschiefers unter Berücksichtigung von hoher Robustheit, Alterungsbeständigkeit, einfacher Montage und einfacher Verkabelung, Gebäudeintegration; Leitung: Alpha Real AG) [44], Bild 15

Messkampagnen

- ◆ Visualisierung und Auswertung der PV Anlage auf dem Rothorn; (Leitung: HTA Chur) [67]
- ◆ 1 Megawatt Solarkette der NOK (normierte Daten 1997 - 2001; Leitung Axpo) [68]
- ◆ Messkampagne Mark I (100 kWp Anlage A 13; Leitung: TNC Consulting AG) [69]
- ◆ 47,5 kWp Anlage IBM (schmutzabweidende Oberflächenbeschichtung der Module, Flachdachanlage; Leitung: awtec AG, Zürich) [70], Bild 16



Bild 15: Teststand mit Sunplicity Dachschiefeln
(Bildquelle: TISO)



Bild 16: Flachdachanlage IBM Zürich
(Bildquelle: NET AG)

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [72]
- ◆ Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen (Leitung: S. Kropf, ETH Zürich) [76]
- ◆ PV Programm Elektro-Berufsschulhäuser 2001 (Leitung: TNC Consulting) [A]
- ◆ Photovoltaikstatistik der Schweiz 2000 (Leitung: Energiebüro) [B]
- ◆ Solarstrom vom EW 2000 / 2001 (Leitung: Linder Kommunikation AG) [C]

IM JAHR 2001 ABGESCHLOSSENE PROJEKTE

Bei den in diesem Jahr abgeschlossenen Projekten fiel die dachintegrierte 6,4 kWp Anlage mit amorphen Zellen des IMT Neuenburg [46] durch die regelmässig hohen Erträge um 1000 kWh/kWp pro Jahr und den unterbrochslosen Betrieb während der letzten 5 Jahre auf. Aufsehen, insbesondere im Bereich Architektur erregten die Anlagen Kantonsschule Stadelhofen [59], Bild 17, und die PV Dächer Altstadt Unterseen [47], Bild 18. Insbesondere bei den abgeschlossenen Projekten in den Bereichen Studien und Hilfsmittel steht nun die praktische Umsetzung an, eines der Hauptziele des anwendungsorientierten P+D Programms.

Im Jahr 2001 wurden die folgenden P+D Projekte abgeschlossen:

Anlagen

- ◆ Hybride 7 kWp PV Anlage Domdidier, (hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration; Leitung: GEIMESA) [45]
- ◆ 6,4 kWp Anlage integriert ins Dach des Instituts de Microtechnique in Neuenburg (PV Elemente mit amorphen Zellen, Gebäudeintegration; Leitung: IMT) [46]
- ◆ Drei 10 kWp Photovoltaik Schallschutzanlagen entlang der Autobahn (Kombination Photovoltaik - Schallschutz, 3 Prototyp-Anlagen; Leitung: TNC Consulting) [55]
- ◆ 3 kWp Dachintegration mit Sunslates (autonome Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Solar Systeme AG) [80]

- ◆ 23,5 kWp PV Anlagen Kantonsschule Stadelhofen (PV Isolierglas- und Beschattungsanlagen, Gebäudeintegration; Leitung: TNC Consulting) [59], Bild 17
- ◆ 6 kWp PV Dächer Altstadt Unterseen (PV Integration in Altbauhäuser, Gebäudeintegration; Leitung: Industrielle Betriebe Interlaken) [47], Bild 18
- ◆ PV Anlage Strafanstalt Wauwilermoos (PV Demonstrationsanlage; Leitung: Kantonale Fachstelle für Energiefragen Luzern) [81]
- ◆ 32 kWp Anlage EG Hünenberg (PV Anlage mit neuer, kostengünstiger Unterkonstruktion für Standardmodule; Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [48]
- ◆ 151 kleine, netzgekoppelte PV Anlagen (Kleinanlagen mit Strangwechselrichtern, Gesamtleistung 200 kWp, davon 30 kWp in der Schweiz; Leitung Schweizer Beitrag: Phébus Suisse) [64]



Bild 17: Kanti Stadelhofen, Zürich
(Bildquelle: NET AG)



Bild 18: PV Dächer Altstadt Unterseen
(Bildquelle: NET AG)

Komponentenentwicklung

- ◆ Modulaufständigung SOLight (leichte Unterkonstruktion für Flachdachanlagen; Leitung: Energiebüro) [42]
- ◆ Optimierung System Solgreen (Systemoptimierung in Bezug auf Kosten, Montagefreundlichkeit und Material, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [43]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ GRS Garantierte Resultate bei PV Systemen (EU Altener Projekt, Qualitätssicherung; Leitung Schweizer Beitrag: Energiebüro) [73]
- ◆ Machbarkeitsstudie Photovoltaik Anlage Stadion Wankdorf (Grundlagen für die Realisierung einer grossen PV Anlage mit Dünnschichttechnologie, Studie; Leitung: Ingenieurbüro Hostettler) [75]
- ◆ HORIZsolar Phase II (Exakte digitale Erfassung und Verarbeitung des Horizonts für Sonnenenergie Anlagen, Umsetzung, PV-Hilfsmittel; Leitung: Energiebüro) [74]
- ◆ PV City Guide, Phase 1: internationale Arbeiten, allgemeiner Schlussbericht (Realisierungen von PV Anlagen im städtischen Raum; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [77]

4. Bewertung 2001 und Ausblick für 2002

Das Jahr 2001 – das Jahr nach den Abstimmungen vom 24. September 2000 – erfordert eine differenzierte Betrachtung. Der Schweizer Photovoltaik-Markt dürfte ungefähr bei den Werten des Vorjahres stagnieren und wird in erster Linie durch die Solarstrombörsen getrieben. Solarstrombörsen stützen zwar die anhaltende Marktentwicklung aber sie tragen nicht im selben Mass zur Produktinnovation bei, da der Kostendruck häufig – aber nicht immer – zu den einfachsten Lösungen zwingt. Durch die zu den Kantonen verlagerte Verantwortung für die Photovoltaik Förderung ergibt sich ein regional sehr unterschiedliches Bild. Vor diesem Hintergrund ergeben sich aufgrund firmeninterner Beurteilungen erwartungsgemäss Verschiebungen bei den Akteuren: während einzelne die Entwicklung kritisch beurteilen und es auch zu einem Betriebskonkurs gekommen ist, suchen andere eine mehr nach vorwärts und vor allem mehr international ausgerichtete Strategie. Dabei sind einzelne Unternehmen bzw. Produkte sehr erfolgreich. **Die Situation kann generell unter dem Stichwort Konsolidierung subsummiert werden.**

Die finanziellen Mittel für Forschung, Entwicklung und Umsetzung konnten insgesamt in derselben Grössenordnung wie bisher gehalten werden. **Angesichts einer weiterhin angespannten Finanzlage ist eine breite Programmabstützung jedoch unabdingbar.** Diese konnte im Jahr 2001 ausgebaut werden. Aus technologischer Sicht, aus der Perspektive der Umsetzung und der internationalen Zusammenarbeit kann – wie die aufgeführten Beispiele belegen – auch das Jahr 2001 als Erfolg gewertet werden. Eine grosse Präsenz der Schweizer Photovoltaik war an der 17. Europäischen Photovoltaikkonferenz in München zu verzeichnen.

Aufgrund der laufenden und zur Zeit neu initiierten Projekte fällt der **Ausblick für 2002 grundsätzlich positiv** aus. Die angespannte Finanzlage zwingt jedoch zu einer konsequenten Marktorientierung und einer Fokussierung. Gemeinsame Ziele und Visionen der verschiedenen Akteure können die Schweizer Photovoltaik weiter stärken. Im P+D-Bereich sollten neue grössere Projekte initiiert werden, welche eine starke Demonstrationswirkung ausüben. Der Informationsaustausch wird in spezialisierten Workshops und besonders anlässlich der nationalen Photovoltaiktagung in Lugano gepflegt. Die Schweizer Photovoltaik website www.photovoltai.ch wird im Jahr 2002 voll betriebsbereit sein.

5. Liste der P+D Projekte und Internetseiten

Ausführlicher Überblicksbericht zum gesamten Schweizer Photovoltaikprogramm inklusive den **Forschungsprojekten** [1-41], siehe Band 1.

(JB) Jahresbericht 2001 vorhanden

(SB) Schlussbericht vorhanden

ENET: Bestellnummer des Berichts bei ENET

- [42] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich: **New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System** (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [43] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLGREEN- Optimierung des Systems Solgreen** (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [44] M. Real, (alphareal@smile.ch), Alpha Real AG, Zürich: **Solardachschiefer Sunplicity** (JB)
- [45] J. Audergon, (jacques.audergon@geimesa.ch), GEIMESA, Fribourg: **Système hybride photovoltaïque et thermique de 7 kWp, Domdidier** (JB) / <http://www.geimesa.ch>
- [46] R. Tschanner, (Reto.Tschanner@imt.unine.ch), IMT, Université de Neuchâtel: **Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant IMT Neuchâtel** (JB, SB) / <http://www-micromorph.unine.ch>
- [47] F. Bigler, (fritz.bigler@ibi-interlaken.ch), Industrielle Betriebe Interlaken: **PV roofs in the old town of Unterseen** (JB, SB) / <http://www.ibi-interlaken.ch>, ENET: 210035
- [48] U. Bühler, (u.bue_cham@bluewin.ch), Urs Bühler Energy Systems and Engineering, Cham: **Slopedroof- and façade – mounting-system AluTec / AluVer** (JB, SB)
- [49] H. Kessler, (hke.pamag@flumroc.ch), PAMAG AG, Flums: **3 kWp PV Eurodach amorph**, (JB) / <http://www.flumroc.ch>
- [50] Ch. von Bergen, (sputnik@solarmax.com), Sputnik Engineering AG, Nidau: **LonWorks as Fieldbus for PV-Installations** (JB, Zwischenbericht) / <http://www.solarmax.com>
- [51] A. Haller, (andreas.haller@schweizer-metallbau.ch), Ernst Schweizer AG, Hedingen: **10 Roof Integrated PV Small Scale Systems** (JB) / <http://www.schweizer-metallbau.ch>
- [52] B. Kämpfen, Architekturbüro Kämpfen (kaempfen.arch@gmx.ch) R. Naef, (naef@igjzh.com), Naef Energietechnik, Zürich: **Sunny Woods** (JB)
- [53] R. Hächler, (ars_solaris@freesurf.ch), Ars Solaris Hächler, Chur: **Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN"** (JB)
- [54] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), Enecolo; Mönchaltorf: **Solgreen Kraftwerk 1** (JB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [55] Th. Nordmann, (info@enecolo.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields** (JB, SB) / <http://www.tnc.ch>
- [56] R. Hottiger, (ig-solar@bluewin.ch), IG Solar Safenwil: **PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil** (JB) / <http://www.ekotech.ch>
- [57] G. Jean-Richard, (jeanrichard@eicn.ch), EICN, Le Locle: **PV Anlage Héliotrope EICN** (JB) / <http://www.eicn.ch>
- [58] P. Favre, (pierre-pascal.favre@lausanne.ch), Services Industriels Lausanne: **Amburnex Solar Farm (3 kWp)** (JB) / <http://www.lausanne.ch/energie>
- [59] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen** (JB, SB) / <http://www.tnc.ch>

- [60] R. Minder, (rudolf.minder@bluewin.ch), Minder Energy Consulting, Oberlunkhofen: **SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship** (JB) / <http://www.minder-energy.ch>
- [61] R. Schmid, (roli.schmid@gmx.ch), SSES Regionalgruppe Zürich: **Zholar, Mietsolarboot auf dem Zürichsee** (JB, SB)
- [62] N Cereghetti, (nerio.cereghetti@dct.supsi.ch), TISO, Canobbio, F. Stöckli, Rätia Energie, Poschiavo: **PV Anlage St. Moritz mit CIS Zellen** (JB) / http://leee.dct.supsi.ch/PV/Welcome_TISO.htm
- [63] M. Hubuch, (m.hubbuch@hswzfh.ch), Hochschule Wädenswil, Th. Gautschi, ARGE Zayetta, Zürich: **PV Anlage Dock Midfield Zürich Flughafen** (JB)
- [64] R. Diamond, (phebus.suisse@swissonline.ch), Phébus Suisse, Genève: **151 small grid connected PV stations for a total of 200 kWp, of which 30 kWp in Switzerland** (JB) / <http://www.ecotourisme.ch>.
- [65] M. Schneider, (schneider-m@bluewin.ch), Sunwatt Bio Energie SA, Chêne Bourg: **HELIOTRAM : 800 kWp PV power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks** (JB) / <http://www.sunwatt.ch>
- [66] A. Main, (parkingsolaire@windwatt.ch) Windwatt SA, Genève: **PV Anlagen Photocampa** (JB) / (<http://www.windwatt.ch>)
- [67] M. Schalcher, (Max.Schalcher@fh-htwchur.ch), Ingenieurschule HTA, Chur: **Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn** (JB) / <http://www.fh-htachur.ch>
- [68] S. Roth, (stefan.roth@axpo.ch), Axpo, Zürich: **NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001** (JB) / <http://www.axpo.ch>
- [69] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **Messkampagne Mark I** (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [70] A. Schlegel, (andreas.schlegel@awtec.ch), awtec AG, Zürich: **Coating of PV-Modules** (JB) / <http://www.awtec.ch>
- [71] Ch. Renken, (CHRISTIAN.RENKEN@isburg.ch), ADEV Burgdorf: **Newtech, Vergleich von 3 verschiedenen 1 kWp Dünnschichtanlagen** (JB)
- [72] M. Real, (alphareal@smile.ch), Alpha Real, Zürich, **Normenarbeit für PV Systeme** (JB) / <http://www.iec.ch>
- [73] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich: **Guarantee of Solar Results for Grid-Connected-Photovoltaic-Systems 'GRS-PV'** (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [74] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich: **HORIZsolar** (JB; SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [75] Th. Hostettler, (hostettler_engineering@compuserve.com), Ingenieurbüro Hostettler, Bern: **Feasibility Study "PV installations with Thin-film Cells integrated into football stadiums"** (JB, SB)
- [76] S. Kropf, (sven.kropf@freesurf.ch), ETH Zürich: **Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen** (JB, SB Phase1) / <http://www.airflow.ethz.ch>
- [77] S. Nowak, (stefan.nowak.net@bluewin.ch), NET AG, St. Ursen: **PV City Guide** (JB, SB) / <http://pvcityguide.energyprojects.net>
- [78] S. Nowak, (stefan.nowak.net@bluewin.ch), NET AG, St. Ursen: **REMAC Renewable Market energy accelerator** (JB)

- [79] M. Real, (alphareal@smile.ch), Alpha Real, Zürich: **Quality in the Key of the PV Market - PV Training, Accreditation & Certification** (JB)
- [80] B. Bezençon, SGI, Lausanne: **3 kW_p stand-alone hybrid (PV-Diesel) installation in Sohyères (JU)**
- [81] R. Durot, (r.durot@tic.ch), ZAGSOLAR; Kriens: **PV-installation Wauwilermoos** (JB 2000)
- [82] P. Toggweiler, (info@enecolo.ch), Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLRIF (Solar Roof Integration Frame)** (SB) / <http://www.solarstrom.ch>, ENET: 200160
- [83] H.-D. Koeppel, (hans-dietmar.koeppel@skk.ch), Eigentümergemeinschaft P.P. Stöckli / H.-D. Koeppel, Wettingen: **PV Dachintegration Dorfkernzone Wettingen**
- [84] E. Anderegg, (ean@newlink.ch), Newlink Anderegg, Füllinsdorf: **Einfach und kostengünstige Überwachungseinheit für Solaranlagen** / (<http://www.newlink.ch>)

- [A] Th. Nordmann, (nordmann@tnc.ch), TNC Consulting, Erlenbach: **PV on vocational Colleges in Switzerland, 9 Years Experience in Training and Education** (JB) / <http://www.pv-berufsschule.ch>
- [B] Ch. Meier, (christian.meier@energieburo.ch), Energiebüro, Zürich, **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2000** (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [C] E. Linder, (linder@linder-kom.ch), Linder Kommunikation AG, Zürich, **Solar electricity from the utility** (JB) / <http://www.linder-kom.ch> / <http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp>

6. Allgemeine Referenzen

- ◆ **Forschungskonzept Photovoltaik 2000 – 2003**, Bundesamt für Energie, 2001, <http://www.photovoltai.ch>
- ◆ **LEEE-News, Newsletter of the Laboratory of Energy, Ecology and Economy**, zu beziehen bei TISO, Fax 091 935 13 49, Email: lee@det.supsi.ch
- ◆ **Meteonorm 4.1, Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Meteorology**, <http://www.meteotest.ch>
- ◆ **Satellite, The European Database of Daylight and Solar Radiation**, <http://satellite.entpe.fr>
- ◆ **Swiss national report on PV power applications 2000**, P. Hüsler, (pius.huesser@novaenergie.ch), Nova Energie, 2001
- ◆ **Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2000**, IEA PVPS Task 1 – 10: 200, <http://www.iea-pvps.org>
- ◆ **IEA PVPS Newsletter**, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23
- ◆ **Added values of Photovoltaic Power Systems**, IEA PVPS Task 1 – 09: 200, <http://www.iea-pvps.org>
- ◆ **Performance Database**, IEA PVPS Task 2, Version 1.19, July 2001, <http://www.task2.org>
- ◆ **Workshop Operational Performance, Reliability and Sizing of Photovoltaic Power Systems**, IEA PVPS Task 2, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, October 2001
- ◆ **Workshop Impacts of PV Penetration in Distribution Networks – Network Aspects on High Penetration Level of PV Systems and Islanding Analysis**, IEA PVPS Task 5, January 2002
- ◆ **PV in Non Building Structures – a design guide**, IEA PVPS Task 7 - 02: 2000, <http://www.iea-pvps.org>
- ◆ **Building with Solar Power**, IEA PVPS Task 7, to be published by Images Australia
- ◆ **17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition in München** – aus Schweizer Sicht, BFE, 2002, <http://www.photovoltai.ch>

7. 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.net@bluewin.ch

Bearbeitung der Berichte: Stephan Gnos, Manuela Schmied,
NET Nowak Energie & Technologie AG, mail.net@bluewin.ch

8. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

HES	Haute Ecole Spécialisée	
HTA	Hochschule für Technik und Architektur (Fachhochschule)	
PV EZA	Photovoltaik Entwicklungszusammenarbeit	http://www.photovoltaic.ch

Finanzierende Institutionen

FOGA	Forschungs-, Entwicklungs- und Förderfonds der schweizerischen Gasindustrie	
PSEL	Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft	http://www.psel.ch

Nationale Institutionen

ATAL	Amt für technische Anlagen und Lufthygiene des Kantons Zürich	
BBT	Bundesamt für Berufsbildung und Technologie	http://www.admin.ch/bbt
BBW	Bundesamt für Bildung und Wissenschaft	http://www.admin.ch/bbw
BFE	Bundesamt für Energie	http://www.admin.ch/bfe
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft	http://www.umwelt-schweiz.ch/buwal/de/
CORE	Eidgenössische Energieforschungskommission	http://www.energie-schweiz.ch/bfe/de/forschung/core/
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
EAWAG	Eidgenössische Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz	http://www.eawag.ch
EICN	Ecole d'Ingénieurs du Canton de Neuchâtel	http://www.eicn.ch
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt	http://www.empa.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
HTA Burgdorf	Fachhochschule Burgdorf	http://www.hta-bu.bfh.ch
HTA Chur	Fachhochschule Chur	http://www.fh-htachur.ch
ICP	Institut de Chimie Physique EPFL	http://dcwww.epfl.ch/icp/ICP-2/icp-2.html
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.admin.ch/bbt/d/index.htm
LEEE - TISO	Laboratorio di Energia, Ecologia ed Economia - Ticino Solare	http://leee.dct.supsi.ch
LESO	Laboratoire d'Energie Solaire EPFL	http://www.lesomail.epfl.com
PSI	Paul Scherer Institut	http://www.psi.ch
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft	http://www.seco-admin.ch
SI Lausanne	Services Industriels Lausanne	http://www.lausanne.ch/energie/epsilon/default.htm
SUPSI	Scuola universitaria professionale della Svizzera Italiana	http://www.supsi.ch/
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	http://www.strom.ch

Internationale Organisationen

EU (RTD)	Europäische Union (RTD-Programme)	http://www.cordis.lu
	Forschungs- und Entwicklungsinformationsdienst der Europäischen Gemeinschaft	
EESD	Energy, Environment and Sustainable Development	http://www.cordis.lu/eesd/
IST	Information society technologies	http://www.cordis.lu/ist/
ESA	European Space Agency	http://www.esa.int
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
SDG	Solar Development Group	http://www.solardevelopment.org/
UNDP	United Nations Development Programme	http://www.undp.org

Private Institutionen und Unternehmen

ESU	Environmental consultancy for business and authorities	http://www.esu-services.ch
EWE	Elektrowatt Engineering	http://www.ewe.ch
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke	http://www.nok.ch

9. 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 Academic and Research Network Switch	http://www.switch.ch
Swissolar	Arbeitsgemeinschaft Swissolar	http://www.swissolar.ch
SOFAS	Sonnenenergie Fachverband Schweiz	http://www.sofas.ch
PROMES	Association des professionnels romands de l'énergie solaire	http://www.promes.ch
SSES	Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie	http://www.sses.ch
	Photovoltaik Webseite des US Department of Energy	http://www.eren.doe.gov/pv/
ISES	International Solar Energy Society	http://www.ises.org
ESRA	European Solar Radiation Atlas	http://www.helioclim.net/esra/

Komponentenentwicklung

Ch. Meier, R. Frei

New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System Especially for Use on Roofs with Extreme Low Static Structure Reserves - 27703 / 69120 27

O. Meichsner, P. Toggweiler, J. Rasmussen, F. Schaller

SOLGREEN- Optimisation of the System - 37527 / 77266 33

M. Real, R. Cscheschka, J. Hanoka, W. Müller

Solar roof shingle SUNPLICITY™- 37528 / 77267 41

Annual Report 2001

New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System

Especially for Use on Roofs with Extreme Low Static Structure Reserve

Author and co-authors	Christian Meier, Roland Frei
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, http://www.energieburo.ch
Project- / Contract -Number	27703 / 69120
Duration of the Project (from – to)	January 1999 - July 2001

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 labor 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 time 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 Uvprotection and wind load proofing of the watertight foil below it.

The main goal of the project was to find a way of incorporating the weight of the already-there gravel into a holding structure for PV-modules. At the same time, this PV-module holding structure itself should have almost no weight, so the additional weight brought onto the roof would remain minimal. It was found, that some technical approaches not yet investigate are possible. As a last step in the project, some prototypes will be tested for verification purposes.

1 Projektziele 2001

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

Ziel des vorliegenden Projektes ist es, die Möglichkeit der Nutzung von Flachdächern mit geringen statischen Reserven als Standorte für PV-Anlagen zu sichern. Die Hauptinnovation bei der Entwicklung des neuen Aufständersystems SOLight besteht darin, die zur Garantierung der Windfestigkeit (nach SIA-Norm 160/1) nötige Schwerlastfundation durch die bereits vorhandene Eigenlast des Daches möglichst vollständig zu kompensieren. Somit kann eine Minimierung der zusätzlich auf das Dach aufgetragenen Lasten um Faktor 3 bis 5 erreicht werden.

Ziel der abschliessenden Projektphase war es, die Entwicklung und die Anwendung der Grundlagen des SOLight-Prinzipes in einer praxistauglichen Form aufzuzeigen.

2 2001 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Grundlagen

Ziel der abschliessenden Projektphase war es, die Entwicklung und die Anwendung der Grundlagen des SOLight-Prinzipes in einer zukunftsweisenden Form aufzuzeigen.

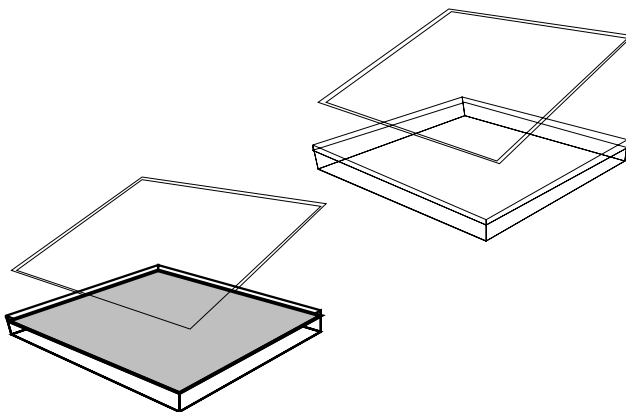


Bild 1. Prinzipielle Darstellung des SOLight-Prinzipes auf Basis Lösung der Schwerlastfundation mit auf dem Dach bereits vorhandenem Kies, festgehalten mit einem leichten, steifen Blech in der Form eines Kuchenbleches.

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

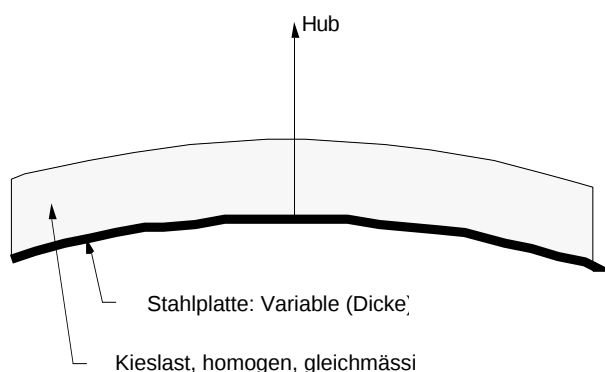


Bild 2. Darstellung des SOLight-Prinzipes: die zur Verfügung stehende Kiesmenge auf einem Flachdach soll als Schwerlastfundation für Solarmodule benutzt werden.

2.2 Varianten

In der Projektarbeit wurden verschiedene prinzipielle Varianten der Umsetzung des SOLight-Prinzipes mit Fachleuten besprochen und deren Machbarkeit, Dauerhaftigkeit und Kosteneinsparungsmöglichkeit abgeschätzt.

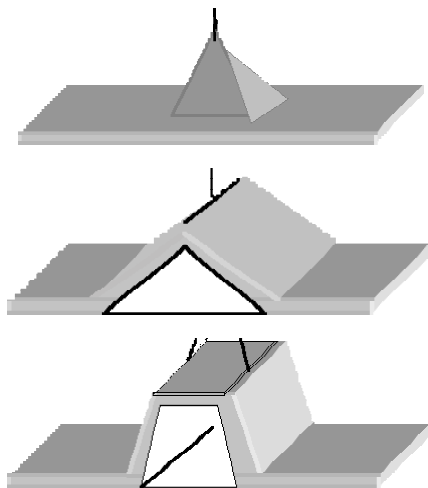


Bild 3. Verschiedene prinzipielle Varianten Umsetzung des SOLight-Prinzipes mit (von oben nach unten) punktförmiger, linienförmiger und flächiger Einführung der Windzöge auf die Testfolie (vereinfachend nur nach oben wirkend dargestellt).

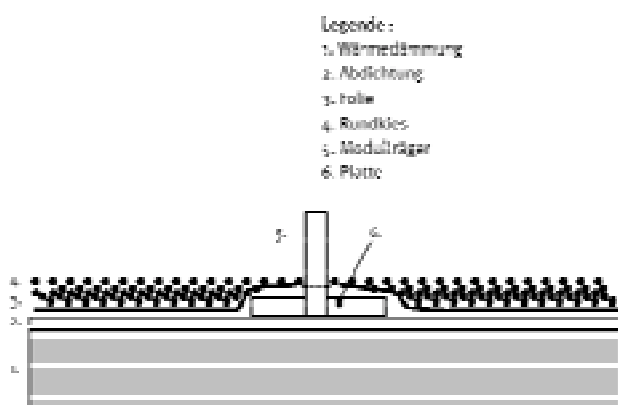


Bild 4. Umgesetzter Ansatz des Solightprinzipes mit Aufständerteil, Kraftausbreitungsfolie und Kiesverteilung als Basis für die theoretischen Berechnungen und die Experimente.

2.3 Umsetzung

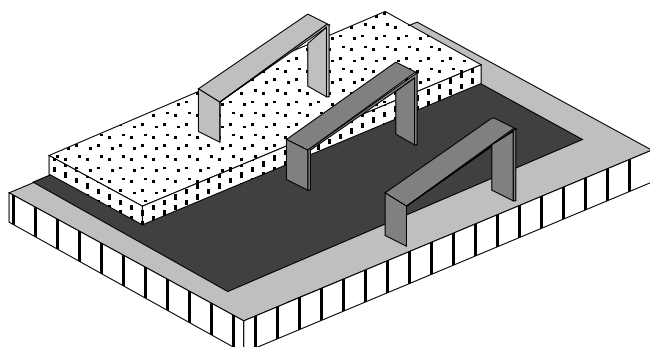


Bild 5. Detaillierte Umsetzung des SOLight-Prinzipes mit (von oben nach unten) punktförmiger, linienförmiger und flächiger Einführung der Windzöge auf die Testfolie (vereinfachend nur nach oben wirkend dargestellt).

2.4 Potential

Zudem wurde auch das photovoltaische Flachdach-Flächenpotential nach Grössenkategorien am Beispiel der Stadt Zürich abgeschätzt. Es zeigt sich, dass (leider mehr-

heitlich nur in der Schweiz) die mit Kies ausgeführten Dächer den grossen Teil der Dachtypen ausmachen. Das Prinzip SOLight liegt diesbezüglich also richtig.

Dachtyp	Anteil an Total
Kiesdächer	70 - 80 %
Begrünte Dächer	20 – 30 %
Nacktdächer	2 – 4 %

Tabelle 6. Abschätzung der prozentuale Verteilung der Flachdachtypen am Beispiel der Stadt Zürich

2.5 SOLight-ähnlicher Aufbau der Schwerlastfundation

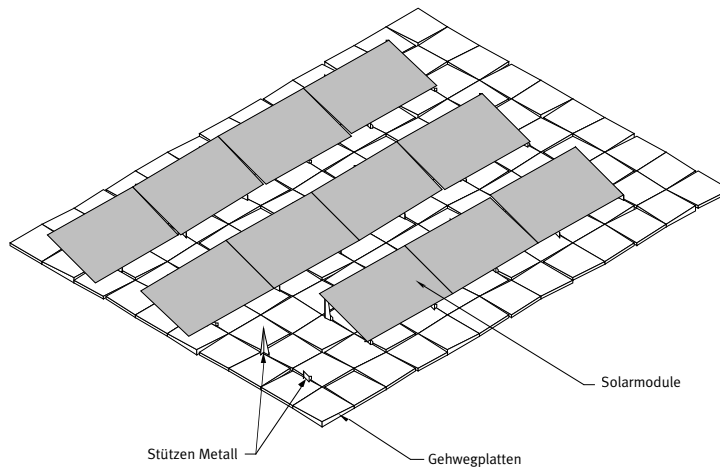


Bild 7. Prinzipielle Darstellung einer SOLight-Lösung, welche an Stelle von Kies die bei Dacheindeckungen ebenfalls oft verwendeten Gehwegplatten benutzt. Die Funktion der Gehwegplatten, insbesondere UV- und Witterungsschutz der dichtenden Dachhaut und Beschwerung und Abnutzungsschutz derselben wurde ohne Zusatzgewicht um die Beschwerung der Solarmodule erweitert.

Aufgrund von baulichen Situationen an einem Pilotprojekt wurde ein SOLight-ähnlicher Aufbau der Schwerlastfundation zum ersten Mal getestet. An Stelle von Kies wurden Gehwegplatten eingesetzt, welche bei Dacheindeckungen ebenfalls auf dem Bau verwendet werden. Dabei erfüllen die Gehwegplatten dieselbe Funktion wie Kies und wirken als Beschwerung, Abnutzungs-, UV- und Witterungsschutz der dichtenden Dachhaut.



Bild 8. Fotoaufnahme des ersten SOLight-ähnlichen Anlage auf dem Dach des KV Zug.

Der Vorteil dieser Lösung besteht darin, dass Gehwegplatten in sich selber stabil sind und nicht wie Kies lose geschüttet werden, eine Haltefolie oder Tragstruktur wie für Kies muss also nicht separat konstruiert werden. Nachteilig wirkt sich aus, dass die fertige Verlegung von Gehwegplatten spürbar teurer ist als das Ausbringen von Kies. Dies gilt insbesondere auch für grössere Flächen. Zudem kann dieses Prinzip nicht zur Anwendung kommen

bzw. keine Kostenvorteile aufweisen, wenn das Dach bereits mit Kies eingedeckt ist und keine Sanierung ansteht. Flachdachbauten in der Schweiz vorkommen.

Die Ziele wurde erreicht, der Test an einem weiteren Prototypen durchgeführt. Die Grundlagen für die Anwendung des SOLight-Prinzipes bleiben breit gefächert.

3 Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen (insbesondere der Industrie), internationale Kontakte und 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 Kompaktfachdächer
- städtische Liegenschaftsverwaltung
- Personen verantwortlich für Gebäudeunterhalt
- Statiker, Architekten, Produktdesigner
- Metallbaufirma, Solarmodulhersteller

4 Allfälliger Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Die bis zum Zeitpunkt gemachten Erfahrungen konnten bei der Projektbearbeitung der ersten SOLight-ähnlichen Anlage auf dem Dach eines kantonalen Ausbildungsgebäudes eingebracht werden. Es kam ein SOLight-ähnliches Flachdachmontagesystem zur Anwendung, welches höchsten ästhetischen Anforderungen genügt und die Dachlasten durch die Benutzung des Dacheindeckungsmaterials Gehwegplatten minimal hielt.

5 Perspektive für 2002

Das Projekt wurde erfolgreich abgeschlossen. Es ist vorgesehen, zur Vertiefung der Erfahrungen und zur Validierung des Systemes im Jahre 2002 mit Unterstützung des Bundesamts für Energie ein Pilot- und Demonstrationsprojekt zu realisieren.

6 Publikationen

- Schlussbericht SOLight
- wissenschaftlicher Beitrag EU-PV-Konferenz München/DE
- Jahresbericht 2001; Bundesamt für Energie und ewz

Dieses Projekt wird unterstützt durch:



Bundesamte für Energie

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

Zürich, im Dezember 2001



Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Christian Meier

Roland Frei



Annual Report 2001

SOLGREEN

Optimisation of the System

Project Team	EPFL-LESO, Enecolo AG, Ernst Schweizer Metallbau AG, Solstis Sàrl
Author and co-authors	Oliver Meichsner, Peter Toggweiler, Jochen Rasmussen, François Schaller
Institution / company	Enecolo AG
Address	Lindhofstrasse 52, 8617 Mönchaltorf
Telephone, Fax	01 994 90 01, 01 994 90 05
E-mail, homepage	info@enecolo.ch , http://www.solarstrom.ch
Project- / Contract -Number	37527 / 77266
Duration of the Project (from – to)	April 1 st 2000 – November 30 th 2001

ABSTRACT

Solgreen represents a new trend using flat roofs covered with vegetation for PV installations. If it is done in a proper way, benefits for the roof, the PV and the ecology are possible. EPFL-LESO, Enecolo, Ernst Schweizer and Solstis have jointly developed a number of suitable mounting systems. The aim was to offer a high quality, low cost mounting system for all sorts of PV modules. 4 test- and 3 demonstration-installations have been realised up to now. The construction experience and the first operation time show very positive and promising results. Most of the targets are achieved. Some further improvements and optimisations are under way. Solgreen roofs in Zurich and Basel will be observed and monitored over a five year period in order to know also the long term behaviour. In that context the vegetation, the fauna and the effects related to the electricity production are of special interest. Composition of soil material and seeds may be different compared to green roofs without PV.

More than 5 systems have been installed up to now. The results and the response from the persons involved are very positive. The combination of PV with roof vegetation works well. Several improvements and adjustments are still to be done in order to optimise the application in term of investment cost and operational results. The composition of the soil substrate and the seeds on the roof has to be selected carefully. Slow and low growing plants may be preferred. Another important point is about the fertilising components: If there are too many of them the plants will grow too intensive and too high. However, also under these circumstances, the cutting of the plants twice a year is usually sufficient to avoid significant energy losses.

As mentioned before, the system is subjected to improvements. Some earlier designs are on the market and work well. Main focus of the current activities are the cost reductions while keeping the high quality level. Installations done in Zurich and Basel will be monitored over a period of five years. This allows the detailed analysis of the changes over the time and the



Fig. 1: „C-Shape installation“

micro effects of plants, animals and the soil. Another issue is the corrosion of the structure due to the more aggressive humidity. In general the system is ready to be used and further demonstration systems are required in order to promote the promising application.

Einleitung / Projektziele

Ziel ist es, die im Jahr 2000 angefangenen Arbeiten weiterzuführen und am Ende eine oder mehrere, möglichst in allen Belangen überzeugende, Lösungen bei der Kombination von Photovoltaikanlagen mit Gründächern zu erhalten.

Dazu ist es wichtig, alle relevanten Informationen zu sammeln und zu analysieren. Die bisherigen Lösungen aus dem Projekt Solgreen stehen dabei weiterhin auf dem Prüfstand. Sie werden in Bezug auf Material, Kosten, Transport, Montage und Betrieb weiterentwickelt.

Bei der Auslegung und Montage der Anlage hat man besondere Spezifikationen, Lastvorgaben und Randbedingungen vom Gründach zu erfüllen. Die Wind- und Schneelasten werden nach Schweizer Normen und Eurovornormen berechnet und umgesetzt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Von den in 2000 erarbeiteten Aufständervarianten werden die Vorschläge „Haie“ aus 3 Deltatec-Platten und „Ständer“ aus verschweissten U-Profilen in den Anlagen Lausanne und Mönchaltorf erstellt. Sie dienen dazu, die Praktikabilität der Konzepte für gerahmte und ungerahmte Module auszutesten.

Die Vorschläge „C-Shape“ aus gebogenen Chrom-Nickel-Stahlrohren und „X-Shape“, einem Scherengestell aus verzinktem Winkleisen, werden in zwei Demonstrationsanlagen auf dem Dach der EPFL in Lausanne und in der Anlage „Kraftwerk 1“ in Zürich realisiert. Letztere hat eine Grösse von 25 kW und besteht aus ungerahmten PV-Modulen. Erfahrungen aus diesem Projekt wurden durch einen Zugversuch verifiziert und führten zu einem neuen Profilsystem und weiteren Verbesserungen. Erreichte Ergebnisse waren die Lösungen „C-Shape“ für gerahmte Module und Scherengestell („X-Shape“) mit Profilsystem für ungerahmte PV-Module. Im weiteren folgen Zusammenfassungen der einzelnen Arbeiten:

Testanlage Lindhof

Bei dieser Demonstrationsanlage wurden im Mai 2001 insgesamt 6 Gestelle der aus U-Profilen geschweissten einbeinigen Version (Typ „Ständer“) zusammen mit 3 Deltatec-Platten in die Erde vor dem Büro der Enecolo AG eingesetzt. Dabei wurden zwei Bereiche von Fragestellungen untersucht. Erstens stand das verwendete Substrat im Mittelpunkt und zweitens sollten Erfahrungen in der Montage des Solface-Profils gemacht werden.



Dazu wurde eine ca. 8-10 cm tiefe Grube ausgehoben (ca. 90 cm breit und 4 m lang) und 3 Deltatec-Platten hineingelegt. Davon wurde eine mit Kies **und** Humus bedeckt jeweils in einer Schichtdicke von ca. 4 cm. Die anderen beiden Platten wurden **nur** mit Humus in einer Schichtdicke von ca. 8 cm bedeckt.

Drei Fragestellungen sollen erörtert werden:

1. Wächst das Gras/die Bepflanzung in beiden Fällen gleich oder gibt es Unterschiede?
2. Gibt es Unterschiede in der Festigkeit, mit der die Platten im Boden verankert sind?
3. Gibt es Unterschiede in der Ästhetik, in der Erscheinung für den Betrachter?

Dabei kann man feststellen:

1. Beide Stellen am Boden sind nach einem halben Jahr (Stand 27.11.01) gleich dicht mit Gras überwachsen.
2. An beiden Stellen lässt sich das Gestell ein wenig hin- und herwackeln. Man spürt, wie die Bodenplatte der Stahlstütze die Deltatec-Platte in ihrer direkten Umgebung ein wenig anhebt (ca. 2-3 cm).
3. Ein Beobachter stellt keinen optischen Unterschied fest.

Zum Zweiten sollen mit einer probeweisen Montage von Solface-Profilen und 3 Glasplatten als Laminatersatz Erfahrungen im Umgang mit diesem Befestigungssystem gesammelt werden. Ausserdem werden zur Befestigung der Glasscheiben auch die Edelstahlklammern ausprobiert, die mit Gummistreifen unterfüttert werden.

Schlussfolgerungen sind:

1. Man muss mehr Möglichkeiten der Ausrichtung während der Montage haben.
2. Die reine Schraub-Verbindung zwischen Stütze und Solface-Profil ist zu unflexibel.
3. Die Edelstahlklammern erfüllen ihren Zweck hinreichend, wenn sie sich bei der Testanlage auch mit der Zeit sehr stark lockern. Das liegt aber daran, dass die Klammern nicht mit einer Zange nachgebogen wurden. Bei der Anlage „Kraftwerk 1“ wurde dies gemacht und dort ist alles in Ordnung.

Test installation in Lausanne

By the team EPFL-SOLSTIS there is a new product developed, called „C-Shape“. It is based on the product „Solgreen small“. There is a 3 PV module prototype built on the Demosite, the IEA site located at the EPFL.

The basic idea is to keep the good points of the old concept and to add slight innovations in order to improve the product. The good attributes are that only few pieces are needed and mounting is therefore simple, quick and reliable and that the system is modular. So it's the same if you want one or several modules. You can enlarge the construction in future without problems. The principal aim in improvement is to make it cheaper, another point is to avoid a direct contact between the steelbent and the skin of the roof, thus avoiding possible damage.

Based on these considerations a new „C-shape“ system has been developed with 2 individual feet shaped in C instead of the old larger piece. 2 bends are avoided here and transportation is therefore much easier. The custom made polyethylene plates have been changed for standard ground panels made of recycled material and commonly used in the building market. This product is cheap, easy to stack and to transport. The feet are bolted to the ground panels, which provides a good assembly and avoids extra forces on the roof layer. The fastening system of the PV module is made with a simple Z bracket at the top and the craft bracket already developed for Solgreen 1 at the bottom.

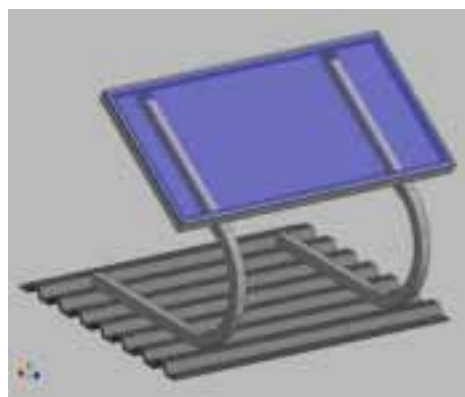


Fig. 2: „C-Shape“

points of experience/to obey:

- It would be convenient, if the holes were pre-drilled in the factory.
- The alignment of the support is easy to achieve because each piece is completely independent.

- The PV modules should be longer than the support (118 cm); otherwise the ground plates should be cut to the right PV module length or overlapped.
- The fastening of the modules is easy and provides a very good mechanical hold.



Fig. 3: The module can be hung into the bracket Fig. 4: Craft brackets are pushed in at the bottom

Proposals and conclusions

The « C-shape » concept is an innovative design solution, which certainly will significantly contribute to improve the market acceptance of PV integration on green roofs. The product has specifications of substantial interest:

- High quality system at low cost.
- Adjustable to any PV module size.
- Good mechanical resistance to strong wind forces.
- Easy and reliable mounting.
- Very nice appearance, easy maintenance.

The concept can be adapted for laminates. In this case, the PV panels should be glued on the C bars. A strengthening piece glued behind the panel between the C bars is also necessary for longitudinal consolidation.

P+D-Anlage Kraftwerk 1

Diese Anlage wurde im Rahmen des SOLGREEN-Projektes als Pilot- und Demonstrationsanlage im Juni 2001 in Zürich erstellt. Sie besteht aus einer 16 kW- und einer 9 kW-Anlage auf zwei benachbarten Dächern. Installiert wurden 186 140-W-Module von BP. Insgesamt wurden 342 Deltatec-Platten ausgelegt und 340 Scherengestelle der Firma Schweizer Metallbau AG montiert. Die Arbeitsabfolge im Einzelnen:

1. Befestigen der Haltebleche auf den Deltatec-Platten, Verteilen und Ausrichten der Deltatec-Platten auf dem Dach
2. Ausbringen von Kies und des Humusgranulat auf der Dachfläche (Zeit wird nicht zur Installation gerechnet, weil dieses zur Herstellung des Gründaches zählt!)
3. Freigraben der Haltebleche; dabei muss darauf geachtet werden, dass auch im Zwischenraum unter dem Blech kein Granulat ist, damit das Gestell eingesteckt werden kann
4. Einstecken der Gestellbeine
5. Durchbohren von mit Verzinkung verstopfter Löcher (ungeplant)
6. Zusammenschrauben der zwei Gestellbeine
7. Zweimaliges Verschrauben der Querstrebe



Fig. 5:
Auslegen
und
Ausrichten
der Platten



Fig. 6:
Finden der Bleche
mit Schablone und
Ausgraben



Fig. 7:
Nach dem
Einstecken
Zusammen-
schrauben
der Stützen



Fig. 8:
Einsetzen der
Querstrebe,
Verschrauben an
den Enden der
Stützen

8. Montieren der Solface-Profile an die Querstrebe mit Schraube und Nutenstein, Abstand der Solface-Profil-Reihen über Holzmassstab, untere Reihe schwieriger zu befestigen, da Schrauben sich wegdrehten und verkanteten. Schwieriges Ausrichten, da die Gestelle sich immer zur Seite neigten.



Fig. 9:
Anschraben
des oberen
Solface-Profils



Fig. 10:
Saubere Flucht
nach einiger
Einstellarbeit



Fig. 11: Windverband

9. Windverband durch diagonal verschraubte flache Bleche (ungeplant); diese wurden in einer Gestellreihe an bestimmten Stellen angebracht, so dass die ganze Reihe stabilisiert wurde, das erleichterte die Montage der Solface-Profile, da die Gestelle jetzt nicht mehr hin- und herschwankten.

10. Einziehen des Gummis in die vorgesehene Nut in der Solface-Profil-Auflagefläche
11. Platzieren der Module



Fig. 12:
12. Aufstecken von U-
Profilen an den
Seitenrändern verhindert
wirkungsvoll ein
Durchbiegen



Fig. 13:
13. Aufstecken der
Edelstahlhalteklammern
als Befestigung der
Laminare an den
Solface-Profilen

Insgesamt brauchte man nur für die Installation der Gestelle und dem montieren der Module ca. 152 Mannstunden, d.h. bei einem angenommenen Lohn von 75,- SFr. macht das für die Lohnkosten ca. 0,44 SFr./W installierter Leistung
Die Materialkosten belaufen sich auf ca. 0,91 SFr./W, somit liegen die Gesamtaufwendungen für die Montage bei ca. 1,35 SFr./W.

Fig. 14: fertige Anlage Kraftwerk 1 (Ausschnitt)



Anhand dieser Anlage machte man die Erfahrung, dass:

1. Schraublöcher auch nach der Verzinkung gross genug sein müssen,
2. eine seitliche Stabilität der Stützen gegeben sein muss zur besseren Montage,
3. ein einfaches und genaues Ausrichten ermöglicht werden muss, da die Dächer immer uneben sind und damit die weiteren Arbeitsschritte optimal durchgeführt werden können,
4. die Verbindungen stabiler sein müssen (zwischen Platte und Gestell, zwischen den Profilen, zwischen Profil und Laminat).

Im Rahmen eines Zugversuches hat man die Scherengestelle bestimmten Belastungen ausgesetzt und sie auf ihre Stabilität hin untersucht. Die an sich einfache Montage der Gestellbeine durch das Hineinstecken und Verhaken an einer Blechplatte auf der Deltatec-Platte, stand dabei im Mittelpunkt. Gewählt hatte man diese Verbindungsart, weil dadurch die Gestelle schnell **nach** dem Ausbringen des Kieses aufgebaut werden können. Erstellt man die Stützen vorher, gibt es einen Mehraufwand bei der Kiesverteilung und Probleme mit verrutschenden Deltatec-Platten. Durch den Test fand man heraus, dass sich die Haltelaschen ab einer Kraft von ca. 300 N um wenige Millimeter verbiegen. Bei einer

Belastung von ca. 500 N verformen sie sich um ca. 5-10 mm und bei einer Belastung von 1000 N um ca. 10-20 mm.



Fig. 15:
Die vordere Lasche wird stark verbogen. Das liegt an dem grösseren Drehmoment, dass dort wirkt.



Fig. 16:
Die hintere Lasche wird nicht so stark verbogen. Bei Belastung mit 1 kN und mehr kann man das Gestell um mehrere cm hin- und herbewegen.

Man muss bei der Übertragung der Versuchswerte auf die erstellte Anlage jedoch berücksichtigen, dass die fertige Installation ein höheres Eigengewicht hat und durch den Verband der Gestelle wesentlich stabiler ist.

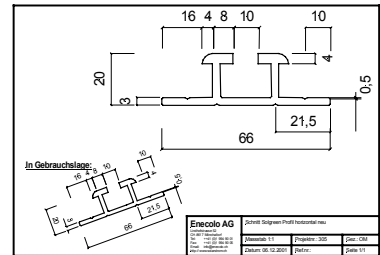
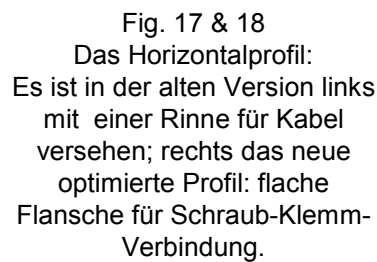
Generell steht mit dem Scherengestell eine kostengünstige Lösung zur Verfügung, die aber im Detail noch weiter verbessert werden muss und kann.

Profilsystem für Lamine

Aufgrund der Erfahrungen, die aus den bisher erstellten Anlagen, besonders der Anlage „Kraftwerk 1“ gemacht wurden und einer näheren Betrachtung des Scherengestells wurden sich Modifizierungen beim Gestell sowie neue Formen von Profilen und Verbindungsarten überlegt.

Grundlegende Ziele hierbei waren Einfachheit der Montage und die Dauerhaftigkeit zu verbessern, möglichst flexibles Ausrichten und Verschieben der Komponenten untereinander zu ermöglichen und jede Komponente auf ihren Zweck hin zu optimieren, d.h. klare Aufgabentrennung der Komponenten herzustellen. Diese gliedern sich wie folgt:

- Es hat Gummilippen in der Auflagefläche der Lamine.
- Es hat einen Gewindekanal, so dass an beliebiger Stelle schrauben eingedreht werden können, die über Kunststoffplättchen die Lamine an das Profil drücken.
- Es hat stirnseitig vorbereitete Schraublöcher, so dass zusätzliche Halteleisten angeschraubt werden können, die die Lamine festhalten.



3. Das Prinzip der Schraub-Klemm-Verbindung ermöglicht eine frei einstellbare und flächige feste Verbindung zweier Bauteile. Hierbei sollen möglichst standardisierte Bauteile verwendet werden.

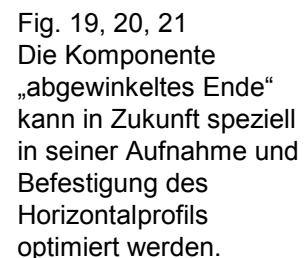


Fig. 19, 20, 21
Die Komponente
„abgewinkeltes Ende“
kann in Zukunft speziell
in seiner Aufnahme und
Befestigung des
Horizontalprofils
optimiert werden.

4. Das Scherengestell soll an den Enden „umgebogen“ werden, so dass die Enden wieder einen Winkel von 20° zur Horizontalen bilden. Diese abgewinkelten Enden sind eigene Bauteile, die an das Winkeleisen des Scherenbeines mit einer Schraube befestigt werden. Eine Lösung sieht z.Zt. vor, dass in das Ende eine Lasche und ein Langloch gestanzt wird. Das Profil wird von schräg oben in die Lasche eingeschoben. Eine Schraube mit Druck- und Gegenplatte im Langloch befestigt das Profil auf der anderen Seite.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Das Projektteam mit den Firmen Enecolo AG, Ernst Schweizer AG, Solstis Sarl und der Eidg. Hochschule EPFL- LESO bringen wertvolles Know-how und wichtige Referenzen in das Projekt ein. Weitere Firmen mit zusätzlichem Know-how wurden im Verlauf des Projektes miteinbezogen. Dazu gehören Firmen im Bereich Flachdachausführungen (Gründach), Modullieferanten, Dachdecker, Planungsbüros und Materiallieferanten (Metall- und Plastikkonstruktionen).

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Als Zusammenfassung der Auswirkungen der Entwicklungsarbeit an Solgreen sollen hier die erreichten Montagekosten pro Watt installierter Leistung aufgeführt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Preise von grösseren Demonstrationsanlagen belegt sind, während sie bei kleineren Anlagen

hochgerechnet wurden. Weiterhin gilt, dass bei Massenproduktion die Preise noch um bis zu 20% in absehbarer Zeit sinken werden.

Anlagenname	Laminat/ gerahmte Module	Anlagengrösse in Wp	Montagekosten pro Wp	Materialkosten pro Wp	Gesamtkosten pro Wp
Solgreen Small (Wasgenring)	L	17,4 kW	0,93 SFr.	2,41 SFr.	3,34 SFr.
System Haie (EPFL)	G	0,77 kW (Test)	0,24 SFr.	0,82 SFr.	1,06 SFr.
“C-Shape” (EPFL)	G	10,0 kW (Test)	0,13 SFr.	0,94 SFr.	1,07 SFr.
System Schere (Kraftwerk 1)	L	25 kW	0,44 SFr.	0,91 SFr.	1,35 SFr.
System Schere mit neuem Profilsystem (Schätzung)	L	--	0,25 SFr.	0,80 SFr.	1,05 SFr.

Tab. 1: Kostenauflistung für die verschiedenen Unterkonstruktionen

Mit Solgreen Small und C-Shape stehen gute Produkte für gerahmte Module zur Verfügung und mit Solgreen Schere hat man ein kostengünstiges Produkt für ungerahmte PV-Module entwickelt, das sich schon am Markt behauptet.

Das Projekt wird Ende November 2001 abgeschlossen. In der Folge wird weiter an der Verbesserung gearbeitet, um die Herstellungskosten weiter zu vermindern. Das Ziel, die Kosten auf 0,75 SFr./W zu drücken, bedarf noch einiger Optimierungen, ist aber in absehbarer Zeit auch durch Anfertigung in hohen Stückzahlen bei Markteinführung zu schaffen.

Referenzen / Publikationen

1. M. Benner Diplomarbeit Zuhanden Fachhochschule Köln, Oktober 2000
2. D. Ruoss, Jahresbericht Zuhanden BfE, Dez. 2000
P. Toggweiler,
J. Bonvin
3. D. Ruoss, Veröffentlichung zur Solgreen – PV on green roofs: Technology,
P. Toggweiler, PV-Messe in Experiences and system improvements,
Christian Roecker, München Oktober 2001
Francois Schaller
Andres Haller
Peter Weber,
Jaques Bonvin
4. interne Berichte der
Projektteams
Weitere Informationen unter www.solarstrom.ch

Annual Report 2001

Solar roof shingle Sunplicity™

Author and co-authors	Dr. Markus Real, Ralf Cscheschka, Dr. Jack Hanoka, Werner Müller
Institution / company	Alpha Real AG, Glas Trösch Solar AG, Evergreen Solar Inc, Gebr. Müller
Address	Feldeggstrasse 89
Telephone, Fax	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract -Number	37528/77267
Duration of the Project (from – to)	1999-2001

ABSTRACT

The goal of the project SUNPLICITY is to develop a new solar building element for tilted roofs which fits exactly in every conventional roof built from fibre cement shingles, being widely used in northern Europe. It is a combined effort of the partners Glas Trösch Solar, Alpha Real AG, Gebrüder Müller AG and Evergreen Solar Inc. The design is based on European shingle standards, the lamination based on Evergreen's unique encapsulant design.

The objective is to design a shingle which geometrically fits in every dimensions exactly to the conventional shingle, not only both in length and width, but also in thickness. The new solar roof shingle is absolutely plane and flat, as is a normal fibre cement shingle. The integration into existing roofs is therefore straightforward: wherever the roofer wants solar shingles, he replaces conventional shingles with the new solar shingles. Even the electrical connections are in the same plane. The integrated connecting cable eliminates the roofer's design and installation obstacles and permits the roofer to do the electrician's job for interconnection on the roof also.

Shingles on sloped roofs have a large area of overlap. In fact, the overlap is more than 2,16. The unique polymer used in this design allows the tempered glass to be the structural substrate for the entire shingle while protecting the glass in this large overlap region. Cost and market acceptance influenced the design size of the solar shingle. Several sizes of conventional shingles are used in the market, but the most common ones are 40*60 cm. However, in order to become more competitive with clay tiles, somewhat larger shingles of 40*72 are used for almost all new roofs, except for windy areas. This larger size was selected for SUNPLICITY because larger size reduces production cost and the larger conventional shingle is gaining in market penetration. While even larger shingles would further reduce fabrication cost, this would likely be more than offset by higher installation costs due to special instruction, handling and mounting procedures for any non-standard sizes.

Three pilot test stands have been erected in 2001, in order to verify the concept under different conditions with different roofers and different shingles. The final test stand was mounted in September at LEEE, a highly qualified Lab in Lugano, in the south of Switzerland. Since Temperature measurements are of major importance for further decision to market the product, the final report of the project had been postponed until after summer 2002, and will be due in November 2002. This allows to include one full year of temperature readings.

Introduction

The technology for the PV cladding of facades and roofs is well demonstrated. However, much work remains to be done on improving designs for simpler installations, improved aesthetics and reduced costs. The initial reason to use PV in buildings is to generate electricity, and the main driver is the use of renewable solar energy to achieve a sustainable, environmental benign energy supply. However, there exists special design criteria for PV roofing material.

The roof of a building offers the best options for large scale application of PV module integration in buildings: roofs are mostly exposed to sun, not competing with other usage's, and have the largest solar density from all building surfaces. In Switzerland, for example, PV modules mounted on roofs are generating roughly 40% more energy than when mounted on vertical facades. Further south, the difference is even larger and favours the integration in roofs. However, cost effective integration of PV modules in roofs seems much more difficult than in facades.

The building sector has, for many years, been rather conservative, and new designs or materials had large difficulties in finding their ways into the building industry. It is only in the last years, that pace of Innovation have accelerated. This is especially true for building facades, where almost on every building material show new systems are presented. On the roof, real innovations are rare. Large scale introduction of steel metal in industrial buildings had probably been the greatest move in the roofing industry in the last century. Why are there so many innovations in the facades, where the systems on the roof hardly change from decade to decade? Are roofing systems highly optimised, while facades are not?

In terms of costs, this may to some degree be true. Table 1 summarise some of the costs for roofing and facade system. Cost figures are estimates, and given in Swiss Francs per m² of installed "skin" - material, including labour to install it, but excluding any structure of the building.

Roof	Normal tile	40	Range for comparison
	Fibre cement	50 - 70	
	metal sheet	30 - 40	
	Copper	50 - 70	
	Well Eternit	40	
	Average		30 - 100
Facade	Normal brick wall	50	
	bonding plates and plaster	80 - 100	
	Eternit fibre cement	100 - 130	
	Glass	300	
	Ceramic, Stone, marble	250 - 1000	
	Average		100 - 1000

Table 1 shows estimates for roofing and facade costs for different materials. Roofs are, on an average, roughly 10 times cheaper than facades per m².

Table 1 shows that roofing material is about tenfold cheaper than for facades and this suggests several possible interpretation:

- It seems, that the room for costs savings through Innovation is much smaller on the roof than in the facade. In fact, the market for facades is about three times as large than for roofing materials, which makes it more attractive to make innovations in this market.
- Architects pay more attention to facades, because they are more visual. Especially when considering that 1/3 is flat and another third is in buildings which are not sensitive to visual aesthetics, such as industrial buildings.
- The roofing systems are highly optimised, and the facades are not.

- It may eventually be cheaper to install PV systems on the roof, once they have reached the same degree of optimisation as conventional roofing systems.

Whatever the reason may be, it is important for the young PV industry who wants to explore the potential on roofs, that there is a field which is conservative, and innovations in this market have been rare.

This is also very often reflected by the official authorities, which have to judge the aesthetic appearance. Especially in older towns, this is a sensitive issue. Roofs are well protected, although in most medieval cities in Europe, the old substance on first floor level - where it is most visible for all visitors - has long been replaced by very modern materials, mostly to fulfil the needs for modern shops. It will, however, take a long time before the need for a sustainable energy supply will be strong enough to replace the old roofing material by systems which generate environmental benign energy. There is a whole set of specifications for PV roofing systems which should be fulfilled in order to meet cost, building and aesthetic requirements.

It is therefore that the project SUNPLICITY had as a major design goal, that it would orientates itself exactly to existing roofing system, and definitely wants to avoid any new "innovations" or changes in the roofing concept. Sunplicity is designed to be identical to an existing roofing concept, in Switzerland renown under the trade name Eternit, which stand for a roof, covered with fibre reinforced shingles.

Requirements for PV roof tiles: A roof is an important and complex element of a building, and its requirements are very severe. Figure 1 shows an overview of the elements which may impact the design of a future PV roofing design.

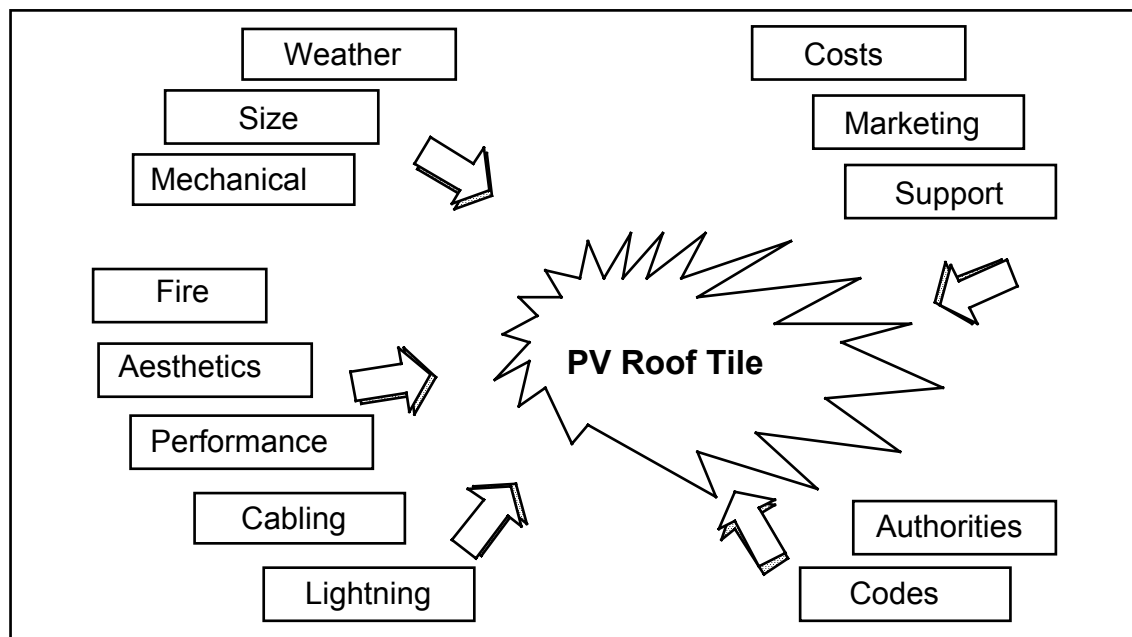


Figure 1 shows the basic elements which are influencing optimised PV Roof designs

In the following, this requirements are listed in a generic manner:

Weather requirements.

- Waterproof, protection against rain
- Inclination, water quantity and velocity
- damming up water
- Snow, Ice, hail

- heat
- Thermal cycling
- Frost and moisture
- Wind
- UV resistance
- sunlight reflection
- avoid wind noise
- noise barrier
- allow for vented cooling effects

Fire requirements.

- Fire resistance
- local codes
- national codes
- International codes?

lightning protection requirements.

- earthing
- grounding
- lightning protection
- frameless/metal framed modules
- local codes
- national codes
- International codes, IEC

Cabling requirements.

- Number of contacts
- cumulative serial resistance
- diodeing
- easy installation
- fail proof
- easy replacement

Mechanical, Structural requirements.

- Integration
- new building/retrofit
- replacement of modules
- interfaces to other parts of roof
- easy handling, size, weight of each unit
- Structural stability
- resist internal and external loads
- be durable, low but easy maintenance
vandal proof

Plastic material.

- optimal for processing/manufacturing
- injection mould, casting, etc.
- Weather resistance, UV
- mechanical strength
- potential to apply colouring agent, dye
- fire resistance
- long-term stability

Performance requirements.

- Shading
- temperature
- cable losses
- mismatch, number of elements

Support requirements.

- Manuals
- tests
- training of installers

Marketing and pricing policy requirements.

- Who is going to install (roofer, specialist etc.?)
- selling channels (PV experts, normal building material?)
- architects
- other market forces
- Costs, prices

Visual requirements.

- aesthetics
- colours
- size
- sunlight reflection
- optical appearance

Cost requirements.

- generic roof tile design versus individual solutions
- standard design versus costs for individual engineering
- labour costs
- low interfaces costs with other roofing material

Description of the Roof Shingle Sunplicity™

Within the project, a solar shingle has been developed as a new solar building element for tilted roofs, which is absolutely identical to conventional roof shingles, except for the colour, given by the solar cells itself and the encapsulant material. A new cabling system has also been evaluated, tested and a patent had been filed for the intercabling design, since intercabling presents one of the major obstacles for easy mounting on tilted roofs.

SUNPLICITY fits in every conventional roof built from fibre cement shingles, which are widely used in northern Europe. Its dimensions are exactly identical to a conventional tile, not only both in length and width, but also in thickness. The new solar roof shingle is absolutely plane and flat, as is a normal fibre cement shingle. The integration into existing roofs is therefore very straightforward: wherever the roofer wants solar shingles, he replaces conventional tiles with the new solar tile. Even the electrical connections are in the same plane. The integrated connecting cable eliminates the roofer's design and installation obstacles and permits the roofer to do the electrician's job also.

Because the new solar roof shingle is as flat and as stable as a normal shingle, and fulfils exactly the same functions, it is very attractive. The test stand Photo illustrates a set up at LEEE in Lugano, known also under the name TISO and its pioneering work in PV.

Architects and roofers invited to comment were excited about the new possibilities that would enable them to promote PV without or minor special training. In general, comments were very favourable, although the difference in colour provoked some controversy. While some thought it would be nicer to match the colour of traditional fibre cement roofs (which lately also come in different colours), others argued that PV should be visible to highlight the distinctive PV. After all, most purchasers of PV roofs are particularly proud and might be disappointed if neighbours could not detect the PV.

Fibre cement roof shingles are very common in northern Europe and represent a huge market potential. In fact, the nearly optimal angle of a tilted roof represents the best part of a building for PV integration, if properly done, because of the high energy generation. This higher energy more than offsets the lower promotional value of PV roofs, due their lower visibility, compared to facades.



The photo shows the test stand of the latest generation of developed roof shingles Sunplicity at LEEE in Lugano (Photo LEEE).

Conventional fibre cement roof tiles are attached by only very simple hooks, in the form of a curved nail, and the identical hook/nail is used to attach the solar shingle. Because the traditional method is used for the solar shingle, the roofer need no special materials or training.

The solar roof shingle SUNPLICTY exactly matches traditional fibre cement shingles in dimensions and installation practice. The nice feature of this new solar shingle is that it can cover the entire roof, and needs no additional, expensive interfaces to combine with the rest of the roof. Conventional roof tiles made from fibre cement are widely used in northern Europe. They are simple to install, and very durable. The price is slightly higher than conventional clay tiles, so their market share on tilted roofs is around 20%.

Shingles on sloped roofs have a large area of overlap. In fact, the overlap is more than 2,16. The unique polymer used in this design allows the tempered glass to be the structural substrate for the entire shingle while protecting the glass in this large overlap region. Cost and market acceptance influenced the design size of the solar shingle. Several sizes of conventional shingles are used in the market, but the most common ones are 40*60 cm. However, in order to become more competitive with clay tiles, somewhat larger shingles of 40*72 are used for almost all new roofs. This larger size was selected for SUNPLICTY because larger size reduces production cost and the larger conventional shingle is gaining in market penetration. While even larger shingles would further reduce fabrication

cost, this would likely be more than offset by higher installation costs due to special instruction, handling and mounting procedures for any non-standard sizes.

On various test set-up, all mechanical aspects as well as the feasibility and ease of intercabling have been verified. The actual set-up allowed verification of the following points:

- Handling and installation are consistent with standard practice for normal fibre cement shingles. In preliminary tests, solar roof shingles were purposely dropped on the (cement) floor to simulate a rough construction site environment. Where the normal fibre cement shingle suffered, the solar shingle did not show any signs of damage. Of course, such tests are not conclusive, but they are indicative.
- It is absolutely possible to walk on the roof, as on a conventional roof. Of course, when stepping on the actual glass surface, shoes have to be clear of any gravel stones.
- Water tightness is identical to conventional roofs.
- The optical appearance is identical, except for the colour. Architects, to whom the set-up was shown to provoke first reactions, have been very positive.
- The temperature rise on the black surface is still a large concern, and temperature are monitored on the LEEE set up. Unfortunately, no hot summer period is yet been monitored, since the final test set up with the monitoring devices was delayed until September. Glass is an reasonable conductor of heat, but how much this will cool the cells can only be verified with real tests on a larger set-up during summer time. Compensating for the higher temperature, the black polymer is extremely resistant to UV degradation and therefore is expected to have good product lifetime.

Roof layout and integration of conventional fibre cement shingles with PV shingles is flexible and easy. The new solar shingle will profit from the roofers' extensive know-how with this kind of roof, as well as from existing documentation and training programs. From experience of three mounting runs on different test stands it seems that there will be no or just minor special training or engineering required to allow roofers to use the new solar shingle: it is SUNPLICITY itself.

As shown in the Photo, only the part exposed to the sun is covered with solar cells. The other part, which on the roof will be covered by the shingle above to provide the necessary water tightness, is covered with the same plastic material as is used for the backskin to protect the glass. Based on the new, unique framing procedure, which protects the edges of the glass, the new solar shingle becomes mechanically very robust, as demonstrated in the drop test described earlier. The polymer edge has also been shown in preliminary accelerated tests to provide excellent edge sealing required for the harsh, damp environment of the roof.

The electrical outlet of the cables is done by a "pigtail" design, which is as flat as the module itself. The connection is made on top of the module, which is protected against environmental impacts, especially rain and humidity.

The front cover is made of hardened glass. Cost evaluations have been done between white and normal glass, and it seems, that in spite of small losses in energy production, the normal glass offers the least cost option. Glass is only visible where solar cells are laminated (and represents the part of the shingle which is exposed to the sun), but the glass actually goes all the way up and gives – in combination with the laminated plastic material - stability to the shingle. In the overlap area, the glass is sandwiched between two plastic layers of identical material. This protects the glass in a very effective way.

Preliminary economic analyses have been conducted, which demonstrate that costs per Watt will remain comparable with conventional, aluminium framed modules when the shingle is manufactured in large volumes.

Shingle Type	Fibre Cement	Solar Shingle	Solar Sh. small	Solar sh. large
Dimensions	40*72	40*72	40*60	80*72
Numbers/m2	8.2	8.2	9.7	4.8
Cost/shingle	2.4	55	50	105
Watt/shingle	0	14	12	28
Numbers/kW	0	71	83	36
Cost/kW	0	3930	4170	3750

The table shows the specification for conventional fibre cement and the new solar roof shingle. The cost have been estimated for today's small scale production. Cell price has been assumed to be 2.5\$/W, efficiency 13%. Cost figures in US\$.

The cost calculation has been based on experience with the actual prototypes and projected lamination costs. It is assumed that the new solar shingle will be manufactured within an existing module fabrication environment, so overheads are split with other module manufacturing operations.

When installing a new roof with solar instead of conventional shingles, the cost savings are limited. Today, they are less than 5%. (The comparison is not actually correct, because market prices are compared with manufacturing costs). Solar cells amount to about 50% of the total cost for the new solar shingle, the plug for almost 10%. Future cost reduction in solar cells and plug interconnecting system will reduce the cost for the solar shingle.

Work performed and results achieved

Three test stand had been developed, and various test runs had been performed with different roofers to learn eventually weak elements of the concept. Final design seems to be very satisfactory, especially with regard to handling, support tooling and intercabling the shingles.

National / international cooperation

The project was developed in partnership of Swiss and American Company. Unfortunately, no international standards exists which would facilitate eventually market entrance in various countries.

Assessment for 2001 / perspectives for 2002

The project goals have been met, but unfortunately, final modified prototypes only where finished late August, and a full summer data record should be monitored in order to establish a histogram on temperatures over duration hours. This would provide information on ageing stress and potential energy losses due to elevated temperatures. That's the reason why final reporting was delayed until November 2002.

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

J. Audergon Système hybride simple PV/T 7 kWp à Domdidier - Centre d'entretien N1 - 14556 / 54108	51
R. Tschärner Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant, IMT Neuchâtel - 17862 / 57447	55
F. Bigler PV- roofs in the old town of Unterseen - 33046 / 73003	59
U. Bühler Slopedroof- and façade- mounting system AluTec / AluVer - 35715 / 75454	63
H. Kessler, R. Hächler PV Eurodach amorph - 37526 / 77265	71
Ch. von Bergen LonWorks as Fieldbus for PV- Installations - 32443 / 72340	77
A. Haller 10 Roof Integrated PV Small Scale Systems - 37546 / 77283	85
B. Kämpfen Fotovoltaikanlage Sunny Woods Zürich-Höngg - 42203 / 82131	91

Annual Report 2001

Système hybride simple PV/T 7 kWp à Domdidier - Centre d'entretien N1

Author and co-authors	Mr. Jacques Audergon, ing dipl EPFL
Institution / company	GEIMESA et Partenaires SA
Address	Avenue du Midi 13, CH 1700 FRIBOURG
Telephone, Fax	Téléphone : +41(0) 26 425 85 30 Fax : + 41 (0) 26 425 85 39
E-mail, homepage	Jacques.audergon@geimesa.ch Homepage : http://www.geimesa.ch
Project- / Contract -Number	Project Number : 14'556 Contact Number : 54'108
Duration of the Project (from – to)	October 1995 to December 2001

ABSTRACT

Simple Hybrid System (PV/T) 7 kWp at N1 Motorway Maintenance Center, Domdidier/FR (PV/T = simple hybrid system Photovoltaic/thermic)

The project of the system PV/T 7 kWp consist to put a set of photovoltaics cells on a strip of the building. It is constituted of 33 simple window panels and each carry 144 photovoltaics cells ASE Alzenau, as a replacement for the normal garage's skylight of the " Motorway Maintenance Center " in Domdidier/FR. The installation's power is 6'700 Wp.

The heat produced by the PV elements is recuperated by 2 ventilators, which blow the warm air down (on the garage floor) in order to avoid frost of hall during winter. When the temperature is too high, the warm air is directly expelled outside of the building. This is a simple hybrid system PV/T.

The result of measures shows that the simple hybrid system brings a plus to the heating of the garage. But it is very difficult to quantify this contribution. In conclusion, such a system can be only compared with an opaque wall on the side of skylight exposed to the sun. A significant improvement could be the addition of a air conduit behind the inside face of PV.

Introduction / Buts du projet

L'installation photovoltaïque installée au centre d'entretien autoroutier de Domdidier a été conçue comme un système totalement intégré au bâtiment. La solution a été de remplacer le pan sud (sud-ouest) de l'un des 2 sheds installés sur le garage à véhicules d'entretien par des panneaux PV partiellement translucides. L'idée est de tirer partie de la chaleur émise par les cellules photovoltaïques coté intrados du panneau pour contribuer au chauffage du garage, à très basse température (7°C en dehors des heures d'utilisation). A cet effet, deux ventilateurs reprennent l'air ainsi chauffé au sommet du shed pour le pulser grâce à des buses au sol du garage.

L'objectif de l'année 2001 est de tenter de mettre en évidence ce caractère hybride de production d'électricité photovoltaïque et de récupération de chaleur pour contribuer au chauffage de la halle, sur la base des résultats de la campagne de mesures achevée fin 2000.

Brève description du projet / de l'installation

L'installation photovoltaïque présente la particularité d'être constitué directement du verre porteur dans lequel sont intégrés les cellules solaires, sans double vitrage supplémentaire. Elle est constituée de 33 panneaux d'environ 2.5 m² (surface totale environ 81.6 m²), portant chacun 144 cellules ASE Alzenau de 1.41W_p / 0.489V, soit 203 W_p au total par panneau. Les panneaux sont équipés chacun de deux champs de 72 cellules (2 x 72 = 144 cellules). La puissance totale installée est de 6'700 W_p. Les panneaux sont répartis en groupes de 4 ou 5 panneaux chacun et raccordés sur 7 onduleurs SMA Sunny Boy. Nous avons donc 5 groupes de 5 panneaux (I_{MPP STC} = 5.78 A ; U_{MPP STC} = 140 V ; P_{PEAK} = 812 W). L'installation est raccordée au réseau des EEF et refoule son énergie sur le réseau publique.

Les onduleurs transmettent leurs informations au module de contrôle SMA Sunny Boy Control par modem via le réseau 230 V. Une liste détaillée des informations transmises est décrite dans le chapitre n° 3. Les informations stockées dans la mémoire du Sunny Boy Control peuvent être lues par un PC via une liaison RS 232 C. Le logiciel développé par SMA utilise le système d'exploitation « Window 9x » et crée des fichiers « Excel ».

Travaux effectués et résultats acquis

Après avoir eu différents ennuis avec les onduleurs puis avec la mise en place du nouveau système SUNNY BOY, nous pouvons considérer que les résultats des mesures exécutées en 1999 et 2000 sont fiables et que le système PV fonctionne normalement. Les principaux résultats se présentent comme suit, du point de vue du bilan annuel :

Année 1999

Production d'électricité mesurée sortie onduleurs

Rayonnement global horizontal mesuré sur site	4'890 kWh 299'337 MJ
Soit par m2 de surface brute de capteurs PV	3'668 MJ/m2
Production spécifique d'électricité par m2 de capteur PV et par an	59,9 kWh/m2xa
Nombre d'heures de production à la puissance PIC	730 heures
Pour indication : valeur annuelle du rayonnement global – station météo de Payerne	4'020 MJ/m2

Année 2000 (incomplète pour les mesures de rayonnement solaire)

Production d'électricité mesurée sortie onduleurs

Production spécifique d'électricité par m2 de capteur PV et par an	5'395 kWh 66,1 kWh/m2xa
Nombre d'heures de production à la puissance PIC	805 heures
Valeur annuelle du rayonnement global mesuré à la station météo de Payerne	4'292 MJ/m2

Le tableau no 1 ci-après donne les résultats détaillés du bilan électrique, par mois pour 1999 et 2000.

Tableau No 1 Résultats détaillés par mois

Mois	1999					2000				
	Rayonnement global		Production électrique		Nbre jours mesure	Rayonnement global		Production électrique		Nbre jours mesure
	mesuré MJ	spécif MJ/m2	total kWh	spécifique kWh/m2		mesuré MJ	spécif MJ/m2	total kWh	spécifique kWh/m2	
surface photovoltaïque :				81.6 m2					81.6 m2	
Janvier	8'920.69	109.32	204.82	2.51	31	7328.34	89.81	164.37	2.01	18
Février	7'628.40	93.49	276.79	3.39	28	12678.23	155.37	348.02	4.26	29
Mars	21'086.86	258.42	532.64	6.53	31	24024.67	294.42	594.31	7.28	31
avril	29'686.36	363.80	575.08	7.05	30	30750.19	376.84	629.99	7.72	30
Mai	40'297.25	493.84	527.85	6.47	31	6926.4	84.88	716.50	8.78	31
Juin	48'666.78	596.41	406.55	4.98	19	0	0.00	801.43	9.82	30
Juillet	52'213.28	639.87	549.73	6.74	31	0	0.00	550.76	6.75	31
Août	38'086.63	466.75	595.32	7.30	31	0	0.00	495.57	6.07	31
Septembre	27'915.34	342.10	504.47	6.18	30	0	0.00	567.79	6.96	30
Octobre	13'645.91	167.23	328.34	4.02	31	0	0.00	185.35	2.27	31
Novembre	4'230.43	51.84	195.95	2.40	30	0	0.00	182.25	2.23	30
Décembre	6'958.84	85.28	192.16	2.35	26	0	0.00	158.44	1.94	31
TOTAL	299'336.76	3'668.34	4889.7	59.92	349	81707.83	1'001.32	5'394.78	66.11	353

Nous observons que le système fonctionne correctement, que sa production s'est améliorée. Le détail est présenté dans le rapport final.

La mise en évidence du fonctionnement hybride du système n'a pas été facile à réaliser. Il faut rappeler les hypothèses de travail :

1. Le système véritablement hybride suppose la réalisation d'un confinement coté intrados des cellules permettant à l'air (ou l'eau) de circuler en récupérant efficacement la chaleur émise par les cellules PV. Nous avons admis un système simplifié, sans confinement, en récupérant directement l'air dans la partie supérieure du shed. Il s'agit donc d'un système ouvert, beaucoup plus difficile à maîtriser du point de vue de la mesure.
2. Le système hybride devrait être comparé à un pan de shed non équipé, ayant le même degré de transmission énergétique que le pan équipé des cellules PV. Dans notre cas, nous comparons le pan équipé des cellules PV avec un pan vitré. Il est évident que dans la comparaison complète, le bilan thermique est nettement plus favorable pour le shed – pan sud-ouest non équipé, si l'on tient compte du rayonnement direct sur le radier du garage.
3. Les mesures de base pour apprécier la contribution thermique du système sont celles des températures sur l'intrados du shed équipé et du shed non équipé (symétriquement disposé en toiture de la halle) servant de référence, ainsi que les températures de l'air dans ces 2 sheds, au niveau inférieur et supérieur .

Le dépouillement de nombreux graphiques mettant en relation la température extérieure, la température de l'intrados des cellules PV (au milieu du champ) et les températures au point bas et au point haut des 2 sheds a permis de constater que pendant la période froide, un écart systématique de température de 1 à 2 °C apparaissait sur ces graphiques, la température la plus élevée étant mesurée sur le pan de shed équipé des cellules PV. Nous avons également observé que la température au niveau supérieur des sheds, en période diurne oscillait en hiver entre 20 et 40 °C. D'autre part, l'analyse du bilan thermique de chauffage du garage pour la même période 1999 – 2000

a fait apparaître une économie d'énergie importante, de l'ordre de 35 % du bilan planifié, attribuable en grande partie aux apports solaires. Il est malheureusement impossible de quantifier de manière crédible l'apport de la récupération de chaleur solaire due à la récupération sur l'intrados des cellules PV.

Nous tirons les conclusions suivantes :

1. Le refroidissement des cellules photovoltaïques par circulation d'air sur l'intrados permet d'améliorer le bilan thermique de chauffage, dans le cas d'une température de consigne de chauffage de la halle concernée, très basse (7 °C dans notre cas). Nous ne sommes par contre pas en mesure de quantifier le gain énergétique et donc de chiffrer l'apport thermique du capteur hybride.
2. Le shed à capteurs PV/T intégrés sur le pan soumis au soleil ne peut entrer en concurrence qu'avec un shed classique dont le pan correspondant est opaque. Dans le cas contraire, il y a probablement diminution des gains solaires globaux, compte tenu de l'échauffement du sol sous l'effet de l'insolation.
3. Même si l'idée du capteur PV/T simple est séduisante, il nous semble préférable de réaliser un véritable système hybride à air avec un caisson permettant de confiner l'air circulant derrière l'intrados des cellules PV.
4. Le système PV en place à Domdidier pourrait le cas échéant être adapté pour réaliser le véritable système hybride à air selon pt 3. Pour assurer la comparaison avec un shed de comparaison, il faudrait rendre opaque le pan correspondant du 2^{ième} shed.

Collaboration nationale et internationale

Nous avons prévu de collaborer avec la section électricité de l'Ecole d'Ingénieurs de Fribourg, qui dispose d'une installation PV de 3 kWp sur le toit de l'un des bâtiment de l'école, l'idée étant d'échanger nos expériences et nos fichiers de mesures et de permettre à des étudiants, dans le cadre de projets de semestre de tirer partie des capacités de mesure des 2 systèmes. Malheureusement, en raison du décalage de leur programme, cette collaboration n'a pas encore porté ses fruits. Nous espérons cependant que cela puisse se réaliser dans un proche avenir.

Une collaboration avec d'autres HES ou d'autres institutions reste ouverte.

Évaluation de l'année 2001 et perspectives pour 2002

L'année 2001 a été mise à profit pour tenter de déterminer le fonctionnement hybride des capteurs PV/T installés à Domdidier. Le résultat est un peu décevant, mais pas trop étonnant compte tenu de la complexité des paramètres entrants en ligne de compte pour cette évaluation. Le rapport final sera déposé prochainement. Le présent contrat arrive à son terme. Une poursuite d'expérimentation sur le caractère hybride du système n'est souhaitable que si une adaptation du système selon pt 4 ci dessus est réalisable.

GEIMESA et Partenaires SA

Jacques Audergon, ing dipl EPFL

Annual Report 2001

Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant IMT Neuchâtel

Author and co-authors	Reto Tscharner
Institution / company	Institute of Microtechnology, University of Neuchâtel
Address	Rue A.-L. Breguet 2, CH-2000 Neuchâtel
Telephone, Fax	+41 32 718 33 55, +41 32 718 32 01
E-mail, homepage	reto.tscharner@unine.ch , www-micromorph.unine.ch
Project- / Contract -Number	17862 / 57447
Duration of the Project (from – to)	01.08.1996 – 31.12.2001

ABSTRACT

The grid-connected PV plant of 6.4 kWp at the Institute of Microtechnology Neuchâtel was the first of its kind in Switzerland : Here, large-area amorphous silicon panels are aesthetically integrated into the roof of a sixty years old building. The plant was implemented and commissioned in autumn 1996. A data logger monitors energy production and system performance with regard to irradiation, temperature and light-induced degradation.

The plant showed excellent reliability and performance during the five years of operation:

- availability since start-up of 100%
- cumulated energy production of 32 MWh
- annual production yield around 1'000 kWh/kWp
- performance ratio of 0.76

During the summer period the panels operate at relatively high temperatures resulting from the roof integration without rear side ventilation. Amorphous silicon modules have, thus, proven to be particularly suitable for building integration: At higher operation temperatures they show production yields that are 15 to 20 % superior to those of crystalline silicon modules of identical nominal power rating.

Introduction / Buts du projet

Il s'agit de la première installation photovoltaïque couplée au réseau en Suisse où sont mis en application des modules à couches minces en silicium amorphe de grande surface. De tels modules permettent:

- une intégration esthétique dans la toiture du bâtiment, remplissant en même temps la fonction de couverture étanche;
- un éclairage naturel de fond dans certains locaux (bibliothèque, laboratoire d'étudiants) grâce à des modules semi-transparents;
- de déterminer le comportement typique d'un système en silicium amorphe (qui est différent par rapport au silicium cristallin) dans un environnement réel, par la mesure et l'analyse du rendement énergétique en fonction de l'ensoleillement, de la température et de l'effet de dégradation par l'intensité lumineuse (effet de Staebler-Wronski);
- une utilisation à des fins d'enseignement et de recherche.

Brève description du projet / de l'installation



Figure 1 : Installation photovoltaïque intégrée IMT Neuchâtel

Données techniques de l'installation

Surface photovoltaïque totale	122.4 m ²
Partie semi-transparente	16 m ²
Puissance électrique (DC)	6.44 kW _p

L'installation est composée de 207 modules ASE-Phototronics PM 6008 A (dont 26 semi-transparents) et divisée en trois champs photovoltaïques d'une puissance de 2 à 2.2 kW_p, chacun relié à un onduleur Topclass Grid TCG 2500/4.

Travaux effectués et résultats acquis

Le système d'acquisition de données a permis de suivre le bon fonctionnement de l'installation. La production et la performance du système sont représentées sur la figure 2. Le tableau 1 montre les valeurs annuelles de 1997 à 2001 de l'installation selon la terminologie standard de l'IEA.

Year	1997	1998	1999	2000	2001 ¹⁾	97-01		
Availability of monitored data	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	AMD	
Calculated months	12	12	12	12	11	59		
Meteorology								
Glob. Irradiation, horizontal	1'144	1'133	1'096	1'155	1'076	5'603	H sum	[kWh/m ²]
Irradiation, in array plane	1'355	1'341	1'239	1'331	1'210	6'476	HI sum	[kWh/m ²]
Ambient air temperature	10.4	10.4	10.3	11.0		10.5	Tam avr	[°C]
System Energies								
Energy to utility grid	6'949	6'590	6'030	6'396	5'671	31'636	EIO sum	[kWh]
Energy yield	1'079	1'020	936	993	881			[kWh/kW _p]
Normalized energy yield ²⁾	1'079	1'031	1'024	1'011	987	1'026		[kWh/kW _p]
		-4.4%	-5.1%	-6.3%	-8.5%			
System Performance Indices								
Reference yield	3.71	3.68	3.39	3.64	3.31	3.55	Yr avr	[h/d]
Final yield	2.96	2.80	2.57	2.71	2.41	2.69	Yf avr	[h/d]
Performance Ratio	0.80	0.76	0.76	0.75	0.73	0.76	PR	[]
Overall plant efficiency	4.20	4.03	3.99	3.94	3.83	4.00	eta tot	[%]
System availability	100	100	100	100	100	100		[%]

1) Jan. to Nov. 2001

2) normalized to irradiation 1997

Tableau 1 : Météorologie, production d'énergie et performance du système de 1997 à 2001

Le rendement spécifique ne dépend pas seulement de la performance de l'installation proprement dite mais aussi du lieu et du rayonnement solaire. Pour pouvoir comparer les rendements d'une année à l'autre, on a normalisé les rendements de 1998 à 2001 par rapport à l'ensoleillement de 1997. On constate que le rendement spécifique normalisé se situe toujours autour de 1000 kWh/kW_p, et ceci après cinq ans de service. C'est une valeur excellente pour une installation située sur le plateau suisse et pour des panneaux fonctionnant à des températures élevées.

L'indice de performance et le rendement énergétique total ont baissé de 4.4 % en 1998 par rapport à 1997, ceci étant dû à la dégradation initiale des panneaux par la lumière (effet Staebler-Wronski) pendant la première année de service. De 1999 à 2001, on n'observe cependant qu'une très légère diminution de ces valeurs d'environ 1.3 % par an, ce qui est également normal pour la plupart des installations photovoltaïques en silicium cristallin. On remarque une légère augmentation de ces valeurs (comportement caractéristique des panneaux en silicium amorphe) pendant les mois chauds d'été (juillet à septembre) par rapport aux valeurs mesurées au printemps, à rayonnement égal. De plus, on ne remarque aucune baisse en été et ceci malgré la température élevée des panneaux entre 60 et 70°C pendant plusieurs heures de la journée.

L'installation se distingue par une **très haute fiabilité**: aucune panne ne s'est produite depuis la mise en service en octobre 1996.

L'expérience de 5 ans de service de l'installation confirme que les panneaux en silicium amorphe offrent des avantages particuliers pour l'intégration architecturale (toitures, façades) où la ventilation arrière est souvent limitée, voir absente. En effet, une ventilation arrière est indispensable pour les panneaux en silicium cristallin à cause de la forte diminution de leur rendement dû à la température (env. 0.45 %/°C). Pour les panneaux amorphes cette diminution est très faible. Il en résulte un rendement énergétique de 15 à 20 % supérieur à celui d'une installation en silicium cristallin de puissance nominale égale.

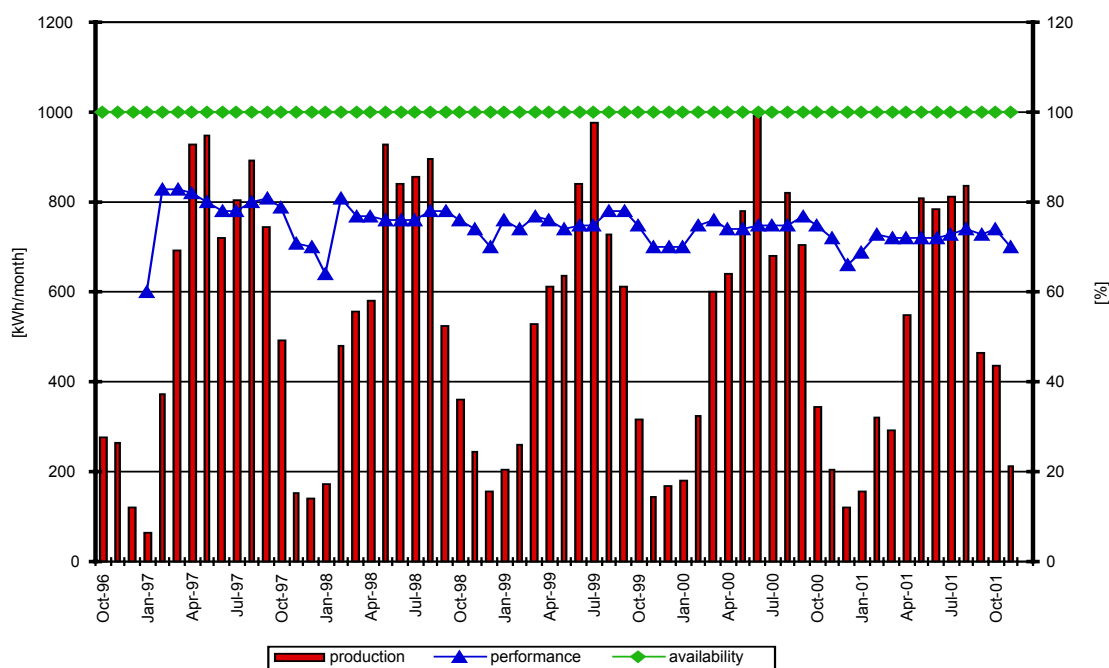


Figure 2 : Production mensuelle et performance de l'installation photovoltaïque IMT de 1996 à 2001

Collaboration nationale et internationale

Depuis 2001, l'installation photovoltaïque IMT fait partie des installations de référence IEA-PV Task II (No. 167).

Un échange des données avec le Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST) de l'Université de Loughborough (GB) est prévu pour analyser et comparer le fonctionnement d'installations en Angleterre, au Brésil et en Suisse, utilisant le même type de module en silicium amorphe.

Évaluation de l'année 2001 et perspectives pour 2002

Le projet se terminera le 31.12.2001, mais le suivi du système sera continué.

Références et publications

- [1] R. Tscharnier, A. Shah: **Performance of the roof integrated amorphous silicon plant IMT Neuchâtel**, Proc. 17th EPSEC, Munich (2001)

Annual Report 2001

PV-roofs in the old town of Unterseen (Interlaken)

Author and co-authors	Fritz Bigler
Institution / company	Industrielle Betriebe Interlaken IBI
Address	Fabrikstrasse 8, Postfach 536, CH-3800 Interlaken
Telephone, Fax	Tel.: 033 826 30 00; Fax: 033 826 30 10
E-mail, homepage	fritz.bigler@ibi-interlaken.ch ; http://www.ibi-interlaken.ch
Project- / Contract -Number	33046 / 73003
Duration of the Project (from – to)	1997 - 2001

ABSTRACT

Unterseen, a part of the city of Interlaken, located on the river Aare between the two lakes of Thun and Brienz, has a historical centre, which is marked by an old town house and other historical monuments. The integration of photovoltaic modules into the roof of a newly designed building in an old town, taking historical aspects into account, represented a special challenge in terms of a combination of modern technology and a traditional townscape. A clever module design and lot of convincing was necessary in order to have the photovoltaic project approved by the local townscape authority, the cantonal as well as the national preservation of historical monuments.

The installed power is 6 kWp and the energy production so far meets the expected output. The results of the monitoring campaign, which was running until summer 2001, are available as a final report.



Ausgangslage / Ziele

Die oberste Stadt am Lauf der Aare deren Altstadt ein Schutzobjekt von nationaler Bedeutung ist, hat einen historischen Kern, der geprägt wird durch das Stadthaus mit dem Stadthausplatz und den Abschlüssen Nord- und Ost mit sehr schönen historischen Bauten. Der Ostabschluss wird auf Grund von teilweise belegten historischen Daten saniert und Teile neu aufgebaut. Die Bauherrschaft hat mit Unterstützung des Stararchitekten Campi die Verbindung von moderner Technik mit historischen Bauten sichtbar gemacht. Mit viel Überzeugungsarbeit konnte die Ortsbildschutzkommission der Altstadt, die kantonale- und schweizerische Denkmalpflege zum Einbau einer PV-Anlage auf den Dächern bewegt werden. Das Projektziel konnte erreicht werden. Es wird aufgezeigt, dass moderne, alternative Technik in historisch schützenswerten Bauten und Stadtteilen anlässlich Erneuerungen integriert werden können.



Anlagebeschreibung

Auf dem Dach des Domes, welches als Nebeneffekt als Schattenspender des Dachgartens dient, werden PV-Panels mit einer Leistung von 6,1 kWp eingebaut. Die Forderung an eine Lichtdurchlässigkeit wurde hoch gestellt, musste einerseits eine bestimmte Lichtmenge durchdringen und durfte auf der anderen Seite keine Musterung der Schatten sichtbar werden.

Die Abmessungen der Dächer sind verschieden. Trotz der unterschiedlichen Dachbreiten kann für die 4 Dächer mit nur 2 Paneltypen mit 42 bzw. 49 Zellen gearbeitet werden. Elektrisch werden die Dächer symmetrisch in je zwei Stränge aufgeteilt. Die sich ergebenden Zellenzahlen passen perfekt auf den Fronius-Wechselrichter „MIDI Plus“ – ein Gerät, welches sich in vielen Einsatzfällen bestens bewährt hat. Zwischen Panelfeld und Wechselrichter kommt je ein Feldverteiler Typ FVK1, für 2 Stränge (mit Strangtrennern, Sicherungen, Leistungsschalter mit 4 Funkenstrecken sowie Überspannungsableiter) zu liegen.

Die Wechselrichter konnten dicht unter dem Dach an der Dachgartenbrüstung platziert werden. Dadurch konnte mit sehr kurzen Gleichstromleitungen gearbeitet werden. Die Wechselstrom einspeisung erfolgt in die Hauptverteilung des Gebäudekomplexes.



Hauptergebnisse

Produktion im vergangenem Betriebsjahr 2000-2001

Juni	714kWh	Juli	718kWh	Aug.	679kWh
Sept.	464kWh	Okt.	443kWh	Nov.	208kWh
Dez.	147kWh	Jan.	268kWh	Febr.	407kWh
März	520kWh	April	595kWh	Mai	681kWh

Total 12 Monate = 5'844 kWh.

Alle Anlageteile sind während der ersten Betriebsjahre ohne Störung gelaufen. Die Produktionswerte entsprechen den Erwartungen. Technisch ist diese Anlage ein Erfolg. Die Lichtdurchlässigkeit der Panels findet grosse Beachtung, denn der Schattenwurf ist konstant und bildet keine Musterung. Als Überdachung und Schattenspender von Teilen der Dachgarten ist die Anwendung wegen den hohen Temperaturen, die im Sommer darunter herrschen nicht ideal.



Schlussfolgerungen

Mit Befriedigung kann festgestellt werden, dass in historischen Bauten auch bereits die vorhandene saubere Umweltenergie genutzt wurde und dies auch mit modernster Technologie weiter angewendet werden kann. Diese PV-Anlage zeigte auch neue Wege, die in der Denkmalpflege gegangen werden könnte, auf.



Publikationen

- [1] Fritz Bigler: ***PV roofs in the old town of Unterseen, Annual Report 2001***, Programm Photovoltaik Ausgabe 2001, Bericht Nr. 53, 2000.

- [2] Margrit de Lainseq: ***PV Integration findet Applaus der Denkmalpflege***, aus – *Haus Tech* 6/2001, Seiten 49 – 51, 2001.

In der örtlichen Presse hat die Integration einer PV-Anlage in einem historisch wertvollem Bau, allgemein grosse Beachtung gefunden.

Bildquelle: NET Nowak Energie und Technologie AG

Annual Report 2001

Slopedroof- and façade – Mounting-system AluTec / AluVer

Author and co-authors	Urs Bühler
Institution / company	Urs Bühler Energy Systems and Engineering
Address	Seemattstrasse 21 B, CH-6330 Cham
Telephone, Fax	041 780 07 36 / 041 780 07 36
E-mail, homepage	u.bue_cham@bluewin.ch
Project- / Contract -Number	35715 / 75454
Duration of the Project (from – to)	December 1999 until June 2002

ABSTRACT

Projekt targets:

- Realisation of a potovoltaic power plant with an installed power of 32,56 kWp with the new developed mounting system AluTec / AluVer
- Verification of the saving of working time with the application of the AluTec / AluVer – system
- Testing of the resistance against wind power
- What about the liability of dirt deposition on the generator during operation
- Keep the modules lying save in the profiles
- Effectivness of the demonstrations on the visiting public

The potovoltaic power plant was connected to the grid on April 19, 2000. It is working as expected except of two moduls whose circuit have broken within the connection-box.

Based on these two moduls it was possible to show the simple exchange of moduls without the need of any tools and without removal of other moduls.

Wind resistance: The maximum registrated wind speed during 2001 was 99 km /h and the calculated wind resistance has been fullfilled in practice.

P&D Project Completion For further information please refer to the detailed final project-report, which is published.

Einleitung / Projektziele 2001

Die Hauptmerkmale der Projektes waren die folgenden Punkte:

- Anlagenrealisation mit dem neu entwickelten Schrägdachaufständerungs-System AluTec / AluVer zur äusserst effizienten und damit kostengünstigen Modulmontage.
- Verifikation des effektiven Montageeinsparpotenziales für Standardanlagen
- Stabilitätstest am System bei hoher Windbelastung
- Vergleich der Modulverschmutzungstendenz gegenüber gängigen Modulaufständerungen
- Beurteilen der Arbeitssicherheit während der Modulmontage
- Vorzeigen als Test- und Demonstrationsanlage als Beispiel von kostengünstig erstellten Solaranlagen

Die Anlage ging am 19. April 2000 ans Netz. Im Laufe des Jahres 2001 wurden die Betriebserfahrungen erfasst und die gesamten Ergebnisse ausgewertet. Mit der Erstellung des Schlussberichtes konnte das Projekt per Ende 2001 abgeschlossen werden.

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Anlage ist auf den zwei südostlich orientierten Scheunendachteilen der Familie Schuler, Drälikon in Hünenberg installiert. Bauherrschaft ist die Elektrizitätsgenossenschaft Hünenberg EGH, welche die Anlage am Standort aufgrund des errichteten Dienstbarkeitsvertrages betreibt.

Solargenerator:

Dieser ist aufgebaut aus 296 Modulen des Typs Isofoton I-110

Anzahl Strings 8

Anzahl Module pro String 37

Systemspannung nominell 644 V_(Mpp)

Gesamtleistung 32,56 kWp (STC)

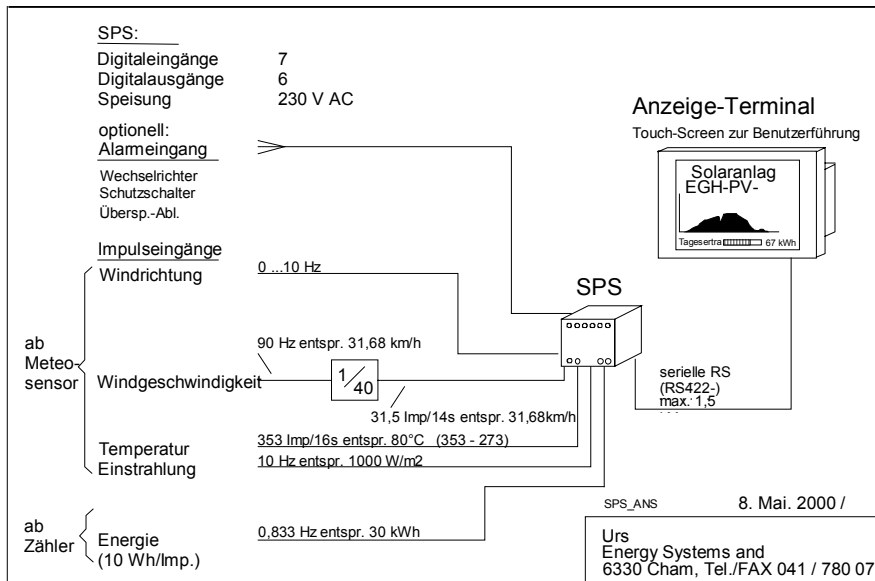
Der Generator wurde mittels des **AluTec – Montagesystemes** auf den bestehenden zwei Well eternitdach-Teilen installiert. Für Details des neu entwickelten Montagesystemes sei hier auf dessen Kurzbeschreibung im Anhang verwiesen.



Messkonzept:

Der Energieertrag wird direkt aus dem Impulsausgang des Hausanschlusszählers angeleitet. Die Meteodaten werden vom neuentwickelten Sensor erfasst und an die speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) als Frequenzsignale übermittelt. Diese Erfassung hat den Vorteil, dass alle Messgrößen SPS konform übermittelt werden, wodurch die Messgenauigkeiten unabhängig von den Kabellängen werden und eine grosse Störimmunität der Messgrößen erreicht wird.

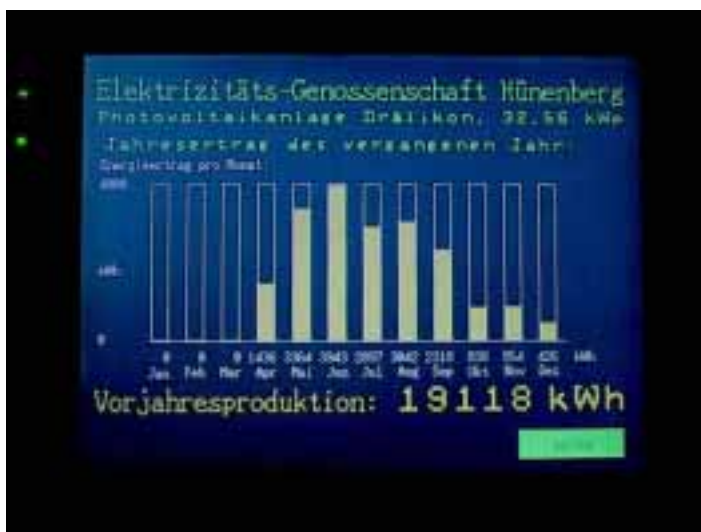
In der SPS werden diese Größen ausgewertet und für die Darstellung auf dem TouchScreen-Terminal aufbereitet. Weitere Details sind dem folgenden Prinzipschema zu entnehmen:



Anzeigesystem:

Das schon bei der Solaranlage Hotel Rigi Kulm seit drei Jahren erfolgreich eingesetzte TouchScreen-Terminal wurde für diese Anlage neu konfiguriert und funktionell durch einige Bildschirmseiten erweitert. Diese Erweiterungen umfassen im Wesentlichen die folgenden Funktionen:

- Jahresertrags – Balkendiagramm
- Darstellung der Meteodaten durch Momentanwert-Anzeige und Tagesverläufe



Screen des Jahresenergieertrages

Ersichtlich sind die monatlichen Erträge als numerische Werte wie auch in der Balkendiagrammdarstellung, um den jahreszeitliche Verlauf in leicht verständlicher Art darzustellen.



Screen der Meteodaten

Dieser Screen ist Ausgangspunkt zur Auswahl weiterer Seiten mit Tages- und Vortagesgangdarstellungen.

Die bisherig (2000) maximal erreichte Windgeschwindigkeit betrug 85 km/h. Im Frühjahr 2001 wurde eine solche von 99 km/h registriert.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse 2001

Im Laufe des Berichtsjahres trat erneut ein Defekt innerhalb einer Modulanschlussdose mit Unterbruch des entsprechenden Stranges auf. Leider konnten wir vom Modulhersteller keine vernünftige Stellungnahme zu den insgesamt zwei Modulausfällen erhalten obwohl die Ausfälle eindeutig Lötstellenprobleme in der Anschlussbox betrafen. Für das Projekt selber ist das kaum von Bedeutung, da es sich nicht um ein grundsätzliches Problem handelt und der Modulhersteller zumindest darauf aufmerksam gemacht werden konnte, seine Qualitätssicherung zu verbessern.

Um die Einfachheit der Modulmontage mit dem AluTec / AluVer - System breiteren potentiellen Anwenderkreisen näher zu bringen, wurde eine PowerPoint – Präsentation erstellt, welche auf Anfrage angefordert werden kann.

Das System wurde an der **Intersolar 2001** vom Juli in Freiburg i. Br. anhand von PP – Präsentation, und Montageprofilmustern am Stand des Solarmarktes vorgestellt.

Des weiteren wurde das System samt Touchscreen – Monitor in den folgenden Publikationen einem breiten Publikum nähergebracht:

- **ENET – New [1]**
- **Bulletin des SEV / VSE [2]**

Zusammenfassend kann gesagt werden, mit der Einführung dieses Montagesystems offensichtlich ein grosses Bedürfnis der Solarinstallationsfirmen abdecken zu können. Das grosse Interesse daran ist ersichtlich aus dem Ergebnis von Anlageninstallationen in den verschiedensten Ländern (Schweiz, Deutschland, Österreich, Holland, Italien und England) mit einer Gesamtleistung von über 3 MWp.

Die ausführlichen Erkenntnisse und Antworten auf die Projektfragestellungen sind im **Projekt – Schlussbericht** zusammengefasst.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Auf den verschiedensten Arbeitsgebieten wurde mit folgenden Firmen zusammengearbeitet:

- | | |
|----------------------------------|--|
| • Kottmann energie ag, Luzern | Anlageninstallation, Systemvertrieb Schweiz |
| • Solarmarkt Schöffland | Marketing, Vertrieb international |
| • Solarmarkt Freiburg i. Br. | Vertrieb Deutschland |
| • Alu Laufen | Profilwerkzeugherstellung, Profillieferung |
| • VEBO, Breitenbach | |
| Werkstätte für Behinderte | Herstellung von Montagezubehörbauteilen |
| • EAG, Ingenieurbüro Steinhausen | Berechnungsüberlegungen zur Windlastfestigkeit |

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Projekt wurde per Ende 2001 abgeschlossen. Für die Bewertung sei nochmals auf den umfassenden **Schlussbericht** verwiesen, welcher diese in Bezug auf die Projektfragestellungen detailliert abhandelt.

Die Arbeiten am Montagesystem selbst werden im Jahr 2002 auf den folgenden Gebieten intensiv weiter vorangetrieben:

- **Technik**
Entwicklung weiterer Zubehörteile und Fertigung weiterer Profiltypen, sodass solche für alle gängigen gerahmten Modulfabrikate verfügbar sind.
Systemergänzungen, welche weitere Vereinfachungen beim Montageablauf zulassen.
Erweiterung der Systemanwendung für Flachdachanlagen mit dem Ziel, als Systemanbieter für die gängigen Montagevarianten auftreten zu können.
- **Anlagenprojektierung**
Entwicklung von einfachen Projektierungswerkzeugen , welche den Installationsfirmen bei der Projektierung zur Unterstützen dienen sollen.
- **Marktbearbeitung**
Aufbau eines Vertriebsnetzes mit Partnerfirmen schwergewichtig in den Ländern des EU – Raumes.
Erreichung eines grösseren Produktionsvolumens mit dem Ziel, das System zu attraktiven Bedingungen anbieten zu können.

Referenzen / Publikationen

- [1] **Module clever montiert, Kapitel: Module ins Profil - AluTec eingehäng** sowie **Energy-Monitor macht Infos greifbar** aus *ENET –News*, März 2001, Seiten 9 – 10.
- [2] **Solarmodule einfach ins Profil einhängen / Energy – Monitor für Photovoltaik - Solaranlagen**, *Bulletin 10/2001* des SEV / VSE, Seite 58.

Anhang

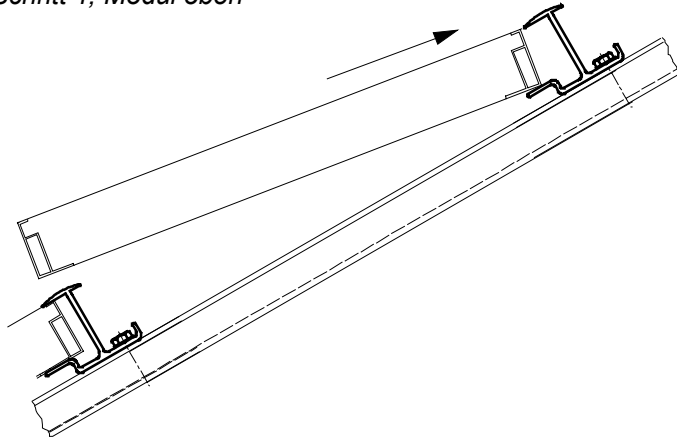
Kurzbeschreibung des AluTec – Systems auszugsweise:

Die besondere Vorteile des AluTec - Montagesystems

- Die Profilgestaltung ergibt eine **ästhetisch einwandfreie Generatoroberfläche**. Dank der speziellen Ausbildung des obenliegenden Steges liegt dieser symmetrisch zu den Modulrahmen. Zugleich liegt der Steg sehr flach über der Moduloberfläche und verhindert dadurch eine weitergehende Generatorverschmutzung.
- Sehr **kurze Montagezeiten** auf dem Dach zum Einlegen der Module ergeben Kostenersparnis für die Installation. Dadurch lassen sich auch kurze Schönwetterperioden zur Montage grösserer Anlagen nützen. Zugleich reduziert sich die Gefährdung des Montagepersonals dank kürzerer Arbeitszeit auf dem Dach.
- Die **Unterkonstruktion** lässt sich auch von nicht speziell ausgebildeten **Dachdeckern** einfach bewerkstelligen, da nur der Profilabstand ein genaues Arbeiten erfordert und dies durch den Einsatz einfacher Abstandslehren zur Verbohrungen gewährleistet ist.
- Dank robustem **AluTec XX**– Profil kann bei den vertikal verlaufenden **AluVer 40** - Schienen der **Rasterabstand 1,5 bis 2 m** betragen. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Dachhaltepunkte nicht übermässig belastet werden dürfen.
- Die horizontal verlaufende **Strangverkabelung** kann direkt mittels Clips am Profil befestigt und parallel geführt werden.
- Die Einbindung in den äusseren **Blitzschutz** respektive Potentialausgleich ist sehr einfach, da die gesamte Dachkonstruktion idealerweise an mindestens jeder äusseren Ecke mit diesem verbunden wird.
- Die **Gefahr von Modulbrüchen** bei den Montagearbeiten wird stark reduziert, da an den Modulen weder gebohrt noch geschraubt werden muss.
- Es sind **keine Vormontagearbeiten an den Modulen** notwendig. Die Module können direkt ab Fabrik auf das Dach geliefert und sofort eingelegt werden. Es sind keine Löcher in den Modulrahmen erforderlich.
- Bei Bedarf lassen sich später einzelne **Module** ohne Demontageaufwand **einfach auswechseln**.
- Ästhetisch ergeben sich mindestens ebenbürtige klare Lösungen, da der sichtbare Alusteg sehr schmal gehalten ist und zu den oberen und unteren Modulrändern einen symmetrischen Abstand hat.
- Die **Modulverschmutzung** wird durch das Montagesystem nicht merkbar verschlechtert, da der zusätzliche Rand mit einer Höhe von < 0.6 mm nicht ins Gewicht fällt.
- Die **Modulhinterlüftung** ist optimal, da keine querliegenden Konstruktionsteile die freie Konvektion behindern.

Die Montageschritte zum Einlegen der Module

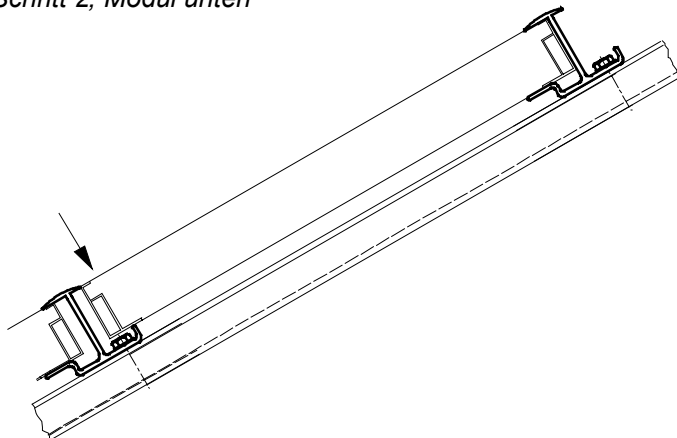
Schritt 1, Modul oben



Vorgängig wurde die AluTec-Unterkonstruktion mittels Stockschrauben auf das Welleternitdach geschraubt.

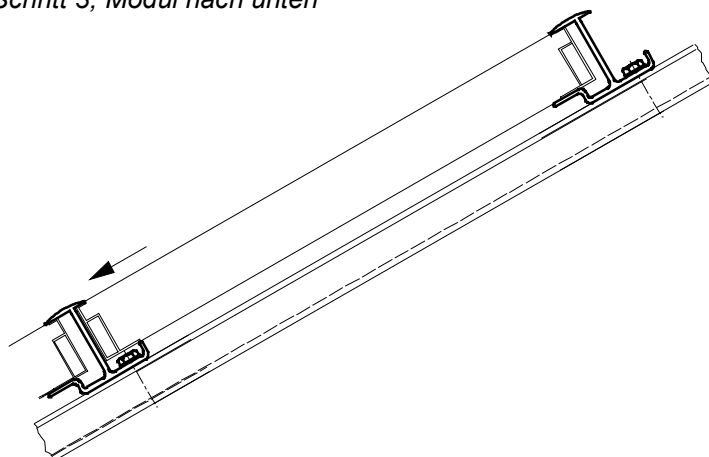
Zuerst werden die Module in das obenliegende AluTec-Profil eingeführt.

Schritt 2, Modul unten



Die Module werden flach auf das untere AluTec-Profil gelegt.

Schritt 3, Modul nach unten



Abschliessend werden die Module nach unten eingeschoben und sind damit mechanisch fertig montiert.

Die Verkabelung der Modulanschlüsse erfolgt vorteilhafterweise mittels MC – Steckverbindern.

Annual Report 2001

PV Eurodach amorph

Author and co-authors	Hugo Kessler, Raimund Hächler
Institution / company	PAMAG engineering
Address	Industriestrasse 8
Telephone, Fax	081 734 1511, 081 734 1506
E-mail, homepage	hke.pamag@flumroc.ch / www.flumroc.ch
Project- / Contract -Number	37526 / 77265
Duration of the Project (from – to)	July 1999 – December 2001

ABSTRACT

EURODACH is the effective combination of a folded metal roof and full-area thermal insulation with rock wool. The combination with PV solar elements is a new development of FLUMROC Inc. and SCHNEIDER mounting systems.

The goals of this project are to get a multifunctional roof as weather protection, thermal insulation, and electricity production, to get experience with the mechanically connected materials having different temperature coefficients, and to learn about the energy yield of the PV installation with amorphous triple cell modules.

The development of the system is now going on to optimize the module sizes, the fastening of the modules on the roof, and to reduce shadowing due to the folds of the roof

Einleitung / Projektziele

Entwicklung des multifunktionalen Dachelementes PV-EURODACH als Wetterschutz, Wärmedämmung und neu zusätzlich als Energielieferant. Systementwicklung, Evaluation PV-Element, Projektierung, Realisierung und Inbetriebnahme Pilotprojekt 3kW auf dem Dach des Neubaus FLUMEC, Planung, Realisierung und Inbetriebnahme Messsystem, Visualisierung und Internetanschluss, Durchführung und Abschluss Messphase. Insbesondere sollen die projektspezifischen Besonderheiten wie Temperaturverhalten, Beschattung und Verschmutzung untersucht werden.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die FLUMROC AG in Flums erstellte eine neue Montagehalle für die Tochterfirma FLUMEC. Auf dessen Dach wurde eine 3kW Photovoltaikanlage integriert. Das Metallfalzdach ist 3° geneigt und nach SW orientiert. Als Solargenerator wurde das amorphe 128-Watt-Modul mit Tripelzellen von UNISOLAR eingesetzt. An die im Netzverbund betriebene Anlage ist ein Messsystem angeschlossen, welches folgende Werte erfasst: Solarstrahlung, Umgebungs- und Zelltemperatur, Gleichspannung, Gleichstrom, Wechselstrom, AC-Leistung und eingespiessene Energie. Die Daten werden auch aufs Internet aufgeschaltet (<http://www.flumroc.ch/photovoltaik/Photovoltaik.htm>). Dach und Solargenerator bilden beim EURODACH-solar eine Einheit. Das System ist geeignet für Steil-, Tonnen- oder leicht geneigte Dächer. Die Wahl amorpher Tripelzellen hat die Vorteile, dass aufgrund der optischen Erscheinung und der Biegsamkeit der Module die Integration bei Gebäuden begünstigt wird. Ausserdem weisen die Module einen gegenüber kristallinen Modulen etwa zehnmal geringeren negativen Temperaturkoeffizienten auf, was bei hohen Oberflächentemperaturen eine rund 10% höhere Leistung ergibt.

Bild 1: Gesamtansicht Pilotanlage EURODACH solar



Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Allgemeines

Die Anlage war während des ganzen Jahres störungsfrei in Betrieb und spies die erwartete Energie ins Netz ein. Der schneearme Winter brachte kaum Ertragseinbussen. Der Witterungsverlauf (trüber Herbst/Winter, heisser Sommer) liess klare Schlüsse ziehen.

Anlagekonstruktion/optische Erscheinung

Die Anlagekonstruktion liess keine Mängel erscheinen. Die sehr flache Neigung der Solargeneratoren und die Montage in „Nischen“ (zwischen den Blechfälzen) liess starke Verschmutzung erwarten. Bei kristallinen Anlagen hätte dies erhebliche Ertragseinbussen zur Folge. Es zeigte sich, dass die Niederschläge den Schmutz immer wieder abwischten. Nur an den Zellenrändern ist etwas Staub sichtbar. Schmutz und Schatten hatten keine nennenswerten Ertragseinbussen zur Folge.

Messkampagne

Die 1-jährige Messkampagne dauerte von Oktober 2000 bis September 2001 und konnte erfolgreich abgeschlossen werden.

Das Messjahr begann mit dem strahlungsmässig schlechten Oktober 2000 und endete mit dem ebenso schlechten September 2001. Dazwischen herrschten jedoch sehr gute Bedingungen, die Strahlungswerte sind leicht überdurchschnittlich mit vielen schönen und heissen, aber auch einigen recht kalten Tagen. Sogar Schnee bedeckte die Anlage zweimal. Die Messwerte bestätigen die in die Anlage gesetzten Erwartungen denn auch voll und ganz.

Temperaturen und Temperaturabhängigkeiten

Typisch für amorphe Solargeneratoren ist die geringe Temperaturabhängigkeit der MPP-Spannung. Auch wenn keine Laborwerte gemessen werden konnten, so lässt sich anhand der Messresultate ein deutlich geringerer Spannungs-Temperaturkoeffizient ersehen, als bei kristalliner Technologie üblich (-0.4 – $-0.5\%/K$). Der gemessene Spannungs-Temperaturkoeffizient beträgt on site -0.035 – $-0.19\%/K$ (Bild 2). Daraus resultiert im Sommer bei hohen Modultemperaturen eine um mindestens 10 Prozentpunkte höhere Performance Ratio als im Winter (bei kristalliner Technologie gerade umgekehrt), und die fehlende Hinterlüftung ist kein Nachteil. Ausserdem wurden auch bei hoher Einstrahlung im Sommer selten Modultemperaturen über 60°C gemessen.

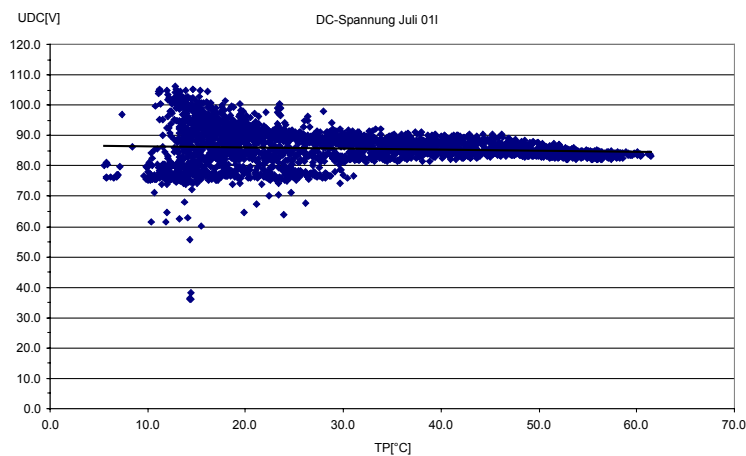


Bild 2: Spannungs-Temperaturkoeffizient Juli 2001

Erträge und Wirkungsgrade

Bei einer Jahreseinstrahlung von 1120 kWh/m^2 (von Okt.00 bis Sept. 01; 97% des horizontbereinigten Erwartungswertes) wurde ein Ertrag von 2660 kWh oder von 866 kWh/kWp erreicht. Dies entspricht sehr genau dem prognostizierten Ertrag von 2670 kWh für ein Normjahr (Meteonorm 95). Performance Ratio und Modulwirkungsgrad waren im Sommer deutlich höher als im Winter, was auf die oben beschriebenen Temperatureffekte sowie auf die niedrige Einstrahlung im Winter zurückzuführen ist. Einen geringen Einfluss hat der Schnee. Während maximal 8 Tagen war die Anlage mit Schnee bedeckt und lieferte keinen oder reduzierten Ertrag. Schattenwurf von den Blechfälden auf die Module vor- und nachmittags hatte keine nennenswerten Verluste zur Folge, dies wegen der Bauart und spektralen Charakteristik der eingesetzten Solarmodule. Tabelle 1 und Bild 3 zeigen die Kennwerte über die gesamte Messperiode.

2000/2001 volles Jahr	Kalender- Tage	Global- strahlung h_i kWh/m ²	Energie Solargenerator e_a kWh	Energie Inverter e_{io} kWh	Referenz Ertrag Y_r kWh/m ² *d	Generator Ertrag Y_a kWh/kWp*d	Anlagen Ertrag Y_f kWh/kWp*d	Performance Ratio pr	Modul- wirkungs- grad
	d	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh/m ² *d	kWh/kWp*d	kWh/kWp*d		
Okt	31	51.7	138.7	129.1	1.67	1.46	1.36	81.2%	5.17%
Nov	30	41.4	107.1	97.4	1.38	1.16	1.06	76.6%	4.99%
Dez	31	31.3	67.0	58.8	1.01	0.70	0.62	61.1%	4.13%
Jan	31	38.3	84.3	75.8	1.24	0.89	0.80	64.4%	4.25%
Feb	28	58.6	127.9	117.6	2.09	1.49	1.37	65.4%	4.21%
Mar	31	82.2	207.6	192.2	2.65	2.18	2.02	76.2%	4.87%
Apr	30	115.6	294.6	273.2	3.85	3.20	2.96	76.9%	4.92%
Mai	31	158.3	413.7	383.1	5.11	4.34	4.02	78.8%	5.04%
Jun	30	157.9	414.9	383.4	5.26	4.50	4.16	79.0%	5.07%
Jul	31	159.7	425.6	392.7	5.15	4.47	4.12	80.0%	5.14%
Aug	31	144.0	390.8	362.1	4.64	4.10	3.80	81.9%	5.24%
Sep	30	81.2	210.6	194.2	2.71	2.29	2.11	77.8%	5.00%
Summe	365	1120.3	2882.9	2659.7	—	—	—	—	—
Durchschnitt					3.07	2.57	2.37	77.3%	4.96%

Tabelle 1: Anlage-Messwerte 2000/01

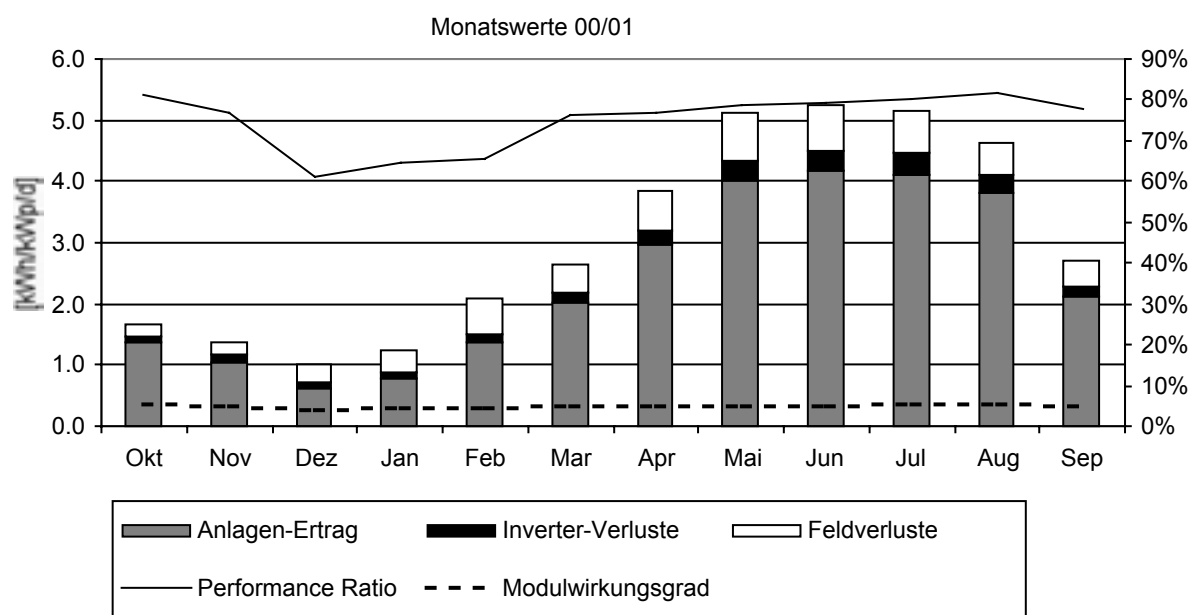


Bild 3: Wirkungsgrade, Performance

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Produktevaluation und -weiterentwicklung in Zusammenarbeit mit Fabrisolar/CH und Unisolar/USA.
Messwerterfassung und Aufbereitung für Internet-Präsentation durch FH NTB Buchs.

Schweizerischer und Europäischer Solarpreis 2000.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Sämtliche Projektziele wurden vollumfänglich erreicht.

- Die integratorische Montagestruktur, die für das EUODACH solar entwickelt wurde, hat sich bestens bewährt und zeigt keine Mängel.
- Die spezifischen Vorteile amorpher Solarmodule (geringere Anfälligkeit auf Schmutz, Schatten, hohe Temperaturen) wurden durch das Pilotprojekt bestätigt.
- Die Weiterentwicklung des EUODACH solar kann aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse optimiert werden.

Referenzen / Publikationen

Laufende Publikationen in Firmenschriften der FLUMROC.

Broschüre Schweizer Solarpreis 2000/2001.

Internetseite www.flumroc.ch

Annual Report 2001

LonWorks as Fieldbus for PV-Installations

Author and co-authors	Christoph von Bergen
Institution / company	Sputnik Engineering AG
Address	Hauptstrasse 135, CH-2560 Nidau
Telephone, Fax	+41 (0)32 332 20 60, +41 (0)32 332 20 69
E-mail, homepage	sputnik@solarmax.com , www.solarmax.com
Project- / Contract -Number	32 443 / 72 340
Duration of the Project (from – to)	01.06.99 – 31.03.02

ABSTRACT

The growing market for photovoltaics increasingly requires suitable quality controls covering plant operators, planners and installers, as well as the electric utilities. Additionally, the interest of the general public in the behaviour of PV plants is growing. This includes information from everyday practice. Alongside data retrieval, other themes such as the operative management of the unit and energy management become increasingly important for grid connected PV systems. Today's measuring systems are not compatible with each other. Data communication between different PV plants with computer aided analysis- and visualisation programmes is very complicated.

The goal of this project is to introduce the very popular LonWorks-technology as a new standard for PV-applications. The first objective was to develop a LonWorks-interface for our Convert inverters and to connect them into a small network. In a second step we installed a lonworks-system at the 260 kWp pv-plant Felsenau in Berne. All 68 inverters are controlled over power line with LonWorks. The on-site PC acts as LonWorks-DataServer and making remote information monitoring and data gathering possible. As soon as a functional error occurs, an alarm will be transmitted via modem to the SMSC (Short Message Service Centre). After one year of operation we can say that all request were fulfilled by our new system.

LonWorks was introduced by Motorola and Toshiba in 1991. Today it leads the world market for field bus systems. With plug&play, components by several manufacturers can easily be incorporated into a LonWorks network. Today more than 3'500 companies use LonWorks technology.

Einleitung / Projektziele

Für dieses Jahr wurden folgende Ziele festgelegt:

- Installation und Inbetriebnahme der Hardware an der PV-Anlage Felsenau
- Tests und Modifikationen zum Erlangen des vollautomatischen Messbetriebes

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Der Wachstumsmarkt Photovoltaik verlangt zunehmend geeignete Qualitätskontrollen bei Anlagenbetreibern, Planern und Installateuren sowie Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Zusätzlich steigt das Interesse in der Bevölkerung, sich über das Verhalten von PV-Anlagen zu informieren. Dazu gehören Informationen aus der Praxis. Neben der Datenerfassung werden die Themen Betriebsführung der Anlage und Energiemanagement auch im PV-Netzverbund immer wichtiger. Die heutigen Messsysteme sind untereinander nicht kompatibel. Der Datenaustausch der verschiedenen PV-Anlagen mit computergestützten Analyse- und Visualisierungsprogrammen wird sehr umständlich. LonWorks ist ein offenes Feldbussystem und wird in den Bereichen Gebäudeautomation, Prozessautomation, Heim-, Consumerbereich, Energieverteilung, usw. eingesetzt. Im plug&play-Verfahren lassen sich Komponenten unterschiedlichster Hersteller problemlos in ein LonWorks-Netzwerk integrieren.

Bei diesem P&D-Projekt soll gezeigt werden, dass LonWorks auch in der Photovoltaik das optimale Feldbussystem darstellt. Mit LonWorks als Feldbus wird ein Standard vorgegeben, der von allen Interessierten genutzt werden kann. Die Einführung von LonWorks in der PV-Branche schafft die wichtige Voraussetzung, dass alle Beteiligten unter den gleichen Bedingungen von diesem System profitieren können. Hersteller von Solarkomponenten können selber entscheiden, ob sie ihr Produkt mit einem LonWorks-Interface ausstatten wollen oder nicht. Mit der Zeit sollte eine vielfältige LonWorks-Produktpalette von PV-Komponenten vorhanden sein.

In der ersten Projektphase wurde ein Netzwerkinterface für die Convert-Wechselrichter entwickelt. Das Interface ermöglicht die Datenkommunikation über das 230Vac-Netz (PLT: PowerLineTransmission). Der neue Inverterknoten wurde zuerst im Labor einem eingehenden Kommunikationstest unterzogen. Es zeigte sich, dass sich LonWorks bestens für den Einsatz in der Photovoltaik eignet.

Im Anschluss an das erste Projekt soll das System an einer grossen P&D-Anlage auf seine Leistungsfähigkeit und die Grenzen untersucht werden. Die PV-Anlage Gewerbepark Felsenau in Bern wird nach dem Ausbau im Herbst 2000 mit 260 kWp die grösste dachmontierte PV-Anlage in der Schweiz sein. Diese Anlage ist als P&D-Objekt für unseren Zweck bestens geeignet, da sie mit 68 Convert-Wechselrichtern (Sputnik-Fabrikat) bestückt ist. Dadurch können bei dieser Anlage die Wechselrichter einfach mit unseren Inverter-Knoten PLT (PowerLineTransmission) nachgerüstet werden.

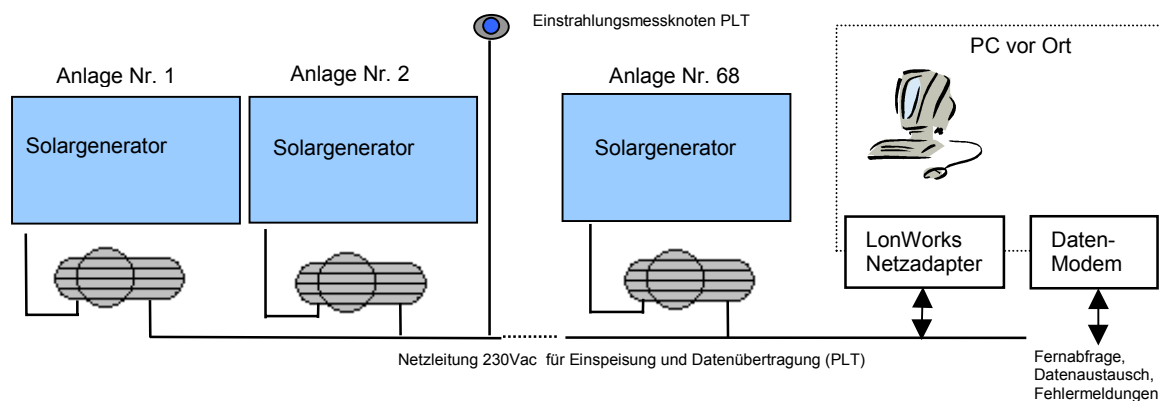


Abb. 1: Aufbau der Gesamtanlage

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Überwachungssystem LonWorks für PV-Anlage GWP Felsenau Bern

1. Wechselrichter

Jeder Inverter verfügt über einen LonWorks-Knoten. Dabei befinden sich alle Knoten auf dem gleichen 230Vac-Bus. Mit einem Router (230Vac zu 2 Drahtleitung) und dem LonWorks-Interface (SLTA-10) findet die Kommunikation mit dem zentralen Computer (Host) statt.

2. Messknoten

Es wurde ein Messknoten entwickelt, der Einstrahlung und Siliziumtemperatur vom externen Meteosensor erfasst. Zusätzlich wertet er die Impulse des EW-Bern kWh-Zähler aus und berechnet die entsprechende AC-Leistung und die total gelieferte Energie. Damit bei einem Netzunterbruch der kumulierte AC-Energiebetrag nicht verloren geht, befindet sich ein Stützakkumulator im Messknoten.

3. Programm beim Computer vor Ort (Host)

Der PC, welcher unter Windows 2000 Professional arbeitet, hat folgende Aufgaben zu erledigen:

- LonWorks: Netzwerkmanagement (Installation, Update, Wartung)
- LonWorks: Kommunikation mit Knoten
- Schnittstelle LonWorks-Windows: Datenserver
- Windows-Programm: Datenarchivierung (Datenbank)
- Windows-Programm: Diagnose mit Ausgabe Monitor
- Kommunikation: Datenübertragung via Modem zu Fernrechner
- Kommunikation: Fehlermeldung SMS mit TAPI-Treiber

Um diese Aufgaben zu lösen, wurde unter der Programmiersprache Visual Basic ein Programm entwickelt.

4. Programm beim Fernrechner (Remote)

Das Programm beim Fernrechner, welches ebenfalls unter Visual Basic entwickelt wurde, hat folgende Dienste zu erledigen:

- Kommunikation: Datenübertragung via Modem zu PC vor Ort
- Windows-Programm: Datenarchivierung (Datenbank)
- Windows-Programm: Aufbereitung der Daten für Auswertung in MS-Excel
- MS-Excel: Grafische Datenvisualisierung (Leistungen, Energieerträge, usw.)

Das Programm Remote besteht aus den folgenden Hauptmodulen:

4.1 Remote

Übernimmt die Datenabfrage über das Modem (TAPI-Treiber) zum Host für ein Datenbank-Update oder die Abfrage der Online-Daten.

Beim Datenbank-Update wird der DB-Inhalt von Host und Remote verglichen. Danach wird nur der fehlende Teil übertragen. Nach einem Update sind beide Datenbanken identisch.

4.2 Online

Visualisierung der momentanen Anlagewerte, dabei kann von jedem Wechselrichter die Eingangsspannung, die Leistung, die normierte Leistung (Leistung pro installierte Solarzellenleistung), Energie und Kühlkörpertemperatur abgefragt werden.

Online Messwerte (04.01.2002 12:07:20)

Messensensor

Einstrahlung 228 W/m2

Si-Temperatur 8 °C

Zähler E/WB

AC-Leistung 55.2 kW

Energie geliefert 234593.0 kWh

Bedeutung der Farben

Zustand Convert

Am Netz

Standby

Startup

Fehler

Keine Verbindung zum

Convert

Knoten

Nr.	Udc	Pac	Pspez.	Eac	Temp	Nr.	Udc	Pac	Pspez.	Eac	Temp	Nr.	Udc	Pac	Pspez.	Eac	Temp			
1.1	527	847	217	110	34	?	12.2	595	784	202	4024	40	?	23.1	591	819	205	4055	40	?
1.2	632	966	240	3888	34	?	13.1	593	826	211	9703	40	?	23.2	548	833	213	1602	36	?
2.1	584	875	224	9676	34	?	13.2	634	784	196	4200	41	?	23.3	573	798	204	3292	41	?
2.2	590	910	226	4173	36	?	14.1	585	749	204	8740	32	?	24.1	571	812	208	3918	40	?
3.1	566	819	209	9406	34	?	14.2	562	833	213	4276	38	?	24.2	578	806	206	3994	40	?
3.2	606	812	202	3963	36	?	17.1	515	728	204	3596	38	?	24.3	568	791	202	1570	36	?
4.1	602	819	209	9391	36	?	17.2	558	796	204	3981	41	?	25.1	562	812	208	3862	36	?
4.2	612	812	202	3965	36	?	17.3	557	791	202	3663	42	?	25.2	---	---	---	---	---	?
5.1	583	847	217	9173	36	?	18.1	614	756	193	3908	40	?	25.3	256	310	155	1811	25	?
5.2	623	840	209	3715	36	?	18.2	565	812	208	4023	42	?	25.4	407	525	134	3512	36	?
6.1	605	847	217	9618	33	?	18.3	616	735	188	3630	40	?	26	558	777	205	3792	36	?
6.2	595	868	216	336	34	?	19.1	578	805	206	3987	40	?	27	580	777	205	46784	36	?
7.1	608	1127	288	9394	34	?	19.2	573	770	197	3820	41	?	28	542	784	202	3829	36	?
7.2	611	1059	412	4249	36	?	19.3	588	805	206	3944	40	?	29.1	557	791	202	3905	36	?
8.1	601	1153	392	9762	33	?	20.1	534	756	205	3736	32	?	29.2	572	770	197	3854	36	?
8.2	605	11610	400	4161	36	?	20.2	512	700	196	3577	36	?	29.3	581	756	193	3806	37	?
9.1	575	959	245	9532	32	?	20.3	492	651	189	3296	35	?	30.1	572	812	208	4030	36	?
9.2	650	868	216	4209	37	?	21.1	532	675	190	3587	32	?	30.2	572	806	206	3935	40	?
10.1	608	11337	342	9560	34	?	21.2	573	749	192	3878	39	?	30.3	561	784	201	3829	37	?
10.2	612	11351	336	4045	36	?	21.3	590	763	196	3878	40	?	31.1	568	819	209	668	34	?
11.1	580	1022	261	8248	33	?	22.1	542	700	194	3636	36	?	31.2	537	784	201	3981	36	?
11.2	300	396	173	2136	24	?	22.2	---	---	---	---	---	?	31.3	574	826	211	3942	36	?
12.1	514	1092	317	8320	32	?	22.3	531	796	204	3091	36	?							

Abb. 2 Darstellung Online-Messwerte

Abbildung 2 zeigt, dass momentan die Anlage Nr. 22.2 abgefragt wird und bei den Anlagen Nr. 25.2 eine Störung (keine Verbindung zum Convert) anliegt.

Beim Drücken des Infoknopfes (?) kann der detaillierte Betriebszustand des entsprechenden Wechselrichters angezeigt werden:



Abb. 3 Wechselrichterstatus

4.3 Auswertung

Mit dieser Funktion können die in der Datenbank abgelegten Daten ausgewertet werden. Mit einem Start- und Stopdatum kann die Periode für die Auswertung bestimmt werden.

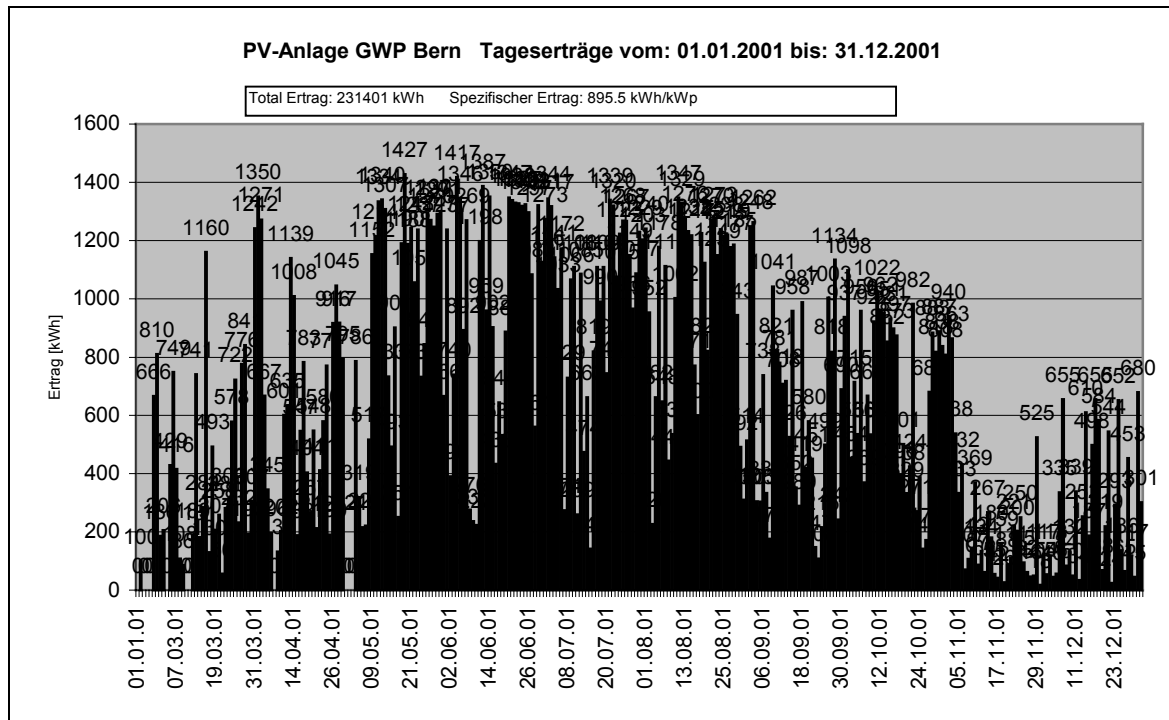


Abb. 4 Automatische Tagesauswertung in MS-Excel

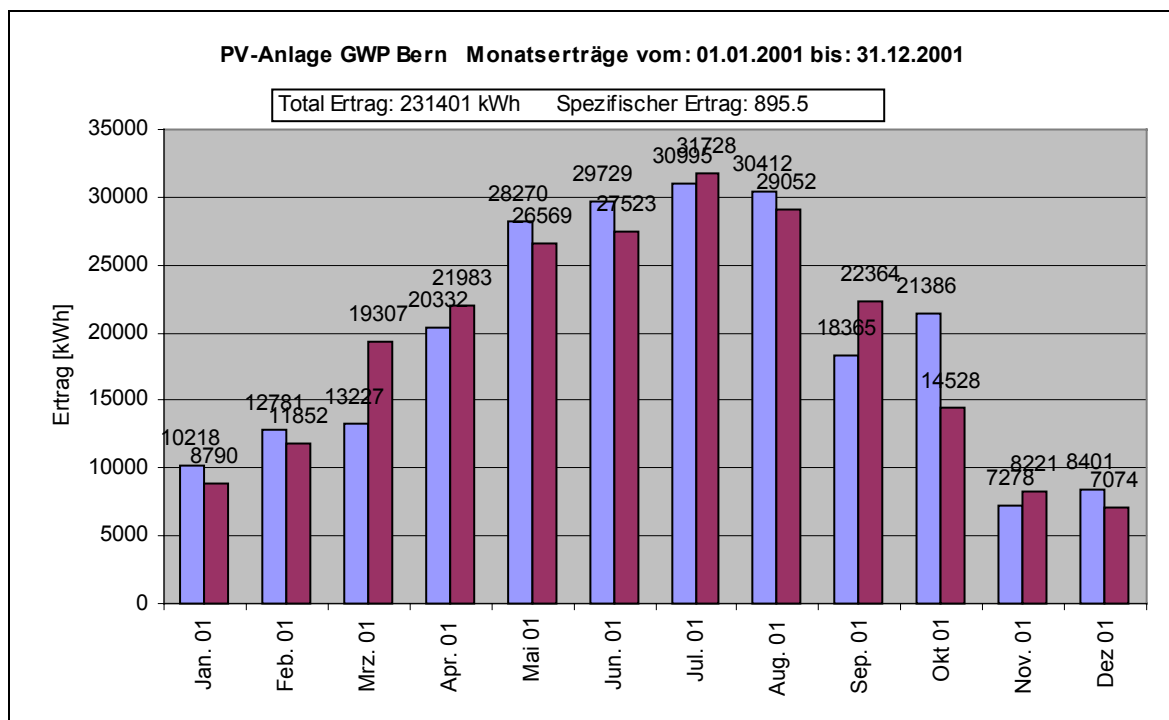


Abb. 5 Automatische Monatsauswertung in MS-Excel,
Ist-Ertrag (linker Balken) im Vergleich zum Soll-Ertrag (rechter Balken)

5. Alarmierung

Die Alarmierung setzt eine SMS-Meldung bei einer Anlagestörung ab. Es wird nur eine Störung pro Tag abgesetzt.

Grundsätzlich wird bei der Alarmierung in Wechselrichter-Fehler oder Minderertrag unterschieden.

5.1 Wechselrichter-Fehler

Nach jedem Abfragezyklus aller Knoten werden die Wechselrichter anhand ihrer Betriebszustandsregister auf Störungen untersucht. Liegt bei einem Gerät eine Störung während 30 Minuten an, wird die SMS-Meldung abgesetzt.

Die SMS-Meldung hat folgenden Aufbau:

	Beispiel
GWP Felsenau	GWP Felsenau
WR-Fehler	WR-Fehler
AnNr. Störung1	26 Kein Netz
....	29.1 Tmax LT
AnNr. Störung5	

AnNr. : Anlage-Nummer nach Schema AS-Engineering

Es werden im Maximum fünf Störungen angezeigt, danach erfolgt die Meldung: Sammelalarm.

Folgende Störungen können auftreten:

Störungstext	Grund
Knoten ?	Keine Verbindung zu diesem Knoten möglich
Convert ?	Obschon Einstrahlung > 100W/m ² keine Antwort von Convert
Udc Hoch	Eingangsspannung zu hoch
Netz tief	Netzspannung zu tief
Netz hoch	Netzspannung zu hoch
Kein Netz	Keine Netzsynchronisierung möglich, bzw. Netzausfall
HW DC-ENS	Hardwarefehler bei DC-ENS Schaltung
Iso-Fehler	Isolationsfehler Solargenerator
Ifail DC	DC-Fehlerstrom
AC-ENS	Netzimpedanzfehler (AC-ENS)
Imax LT	Überstrom im Leistungsteil
Umax LT	Überspannung im Leistungsteil
Tmax LT	Übertemperatur im Leistungsteil
Sammelalarm	Mehr als 5 Wechselrichter haben eine Störung

5.2 Minderertrag

Die Minderertragskontrolle wird nach Ende der Tagesmessperiode gestartet (22 Uhr). Damit diese Kontrolle durchgeführt wird, muss pro Tag ein Gesamtertrag von mindestens 259 kW (entspricht 1 kWh/kWp für Gesamtanlage) erreicht werden.

Wenn dies der Fall ist, werden alle normierten Wechselrichtererträge (kWh/kWp pro Tag) mit dem normierten Gesamtanlageertrag verglichen und wenn die Abweichung grösser als 50% ist, wird eine SMS-Meldung abgesetzt.

Die SMS-Meldung hat folgenden Aufbau:

	Beispiel:
GWP Felsenau	GWP Felsenau
Minderertrag	Minderertrag
AnNr. E1 EM	17.1 1 3
...	25.2 0 2
AnNr. E5 EM	

AnNr. : Anlage-Nummer nach Schema AS-Engineering
 E1 : Normierter Ertrag dieser Anlage in kWh/kWp
 EM : Minimaler normierter Tagesertrag für diese Anlage in kWh/kWp

5.3 Das Wort zum Sonntag

Wenn am Sonntag keine Fehlermeldung abgesetzt wurde (WR-Fehler oder Minderertrag) meldet die Anlage den aktuellen EWB-Zählerstand.

Die SMS-Meldung hat folgenden Aufbau:

GWP Felsenau
 Anlage OK!
 EWB-Zaehler:
 123456 kWh

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Alle für dieses Jahr gefassten Projektziele konnten erreicht werden. Das LonWorks-Überwachungssystem an der PV-Anlage GWP Felsenau Bern wurde im Dezember 2000 in Betrieb genommen. Nach der Einführung (Tests und Modifikationen) wurde der Messbetrieb im Januar 2001 gestartet. Die Betriebserfahrungen über das vergangene Jahr haben gezeigt, dass das System über die gewünschte Stabilität verfügt und sich bestens bewährt hat.

Referenzen / Publikationen

Definition der Begriffe

Feldbus:	Kommunikationsplattform dezentraler Systeme (Netzwerk)
Knoten:	Intelligente Sensor-/Aktoreinheit, welche per Feldbus im Gesamtsystem integriert wird
Interoperabilität:	Kommunikationmöglichkeit unterschiedlicher Produkte (Funktion, Anwendung oder Hersteller), z. Bsp. Solarwechselrichter kommuniziert mit Aircondition.
LON:	Produktebezeichnung des Feldbussystems (Local Operating Network)
LonWorks:	Produktebezeichnung für diese Technologie
LonTalk:	Produktebezeichnung für das Netzwerk-Kommunikationsprotokoll
Neuron-Chip:	Produktebezeichnung für den Steuer- und Kommunikationsprozessor im Knoten
LonMark:	Organisation, welche die Produkte nach den Interoperability-Guidelines kontrolliert
Echelon:	Firma, welche für die Entwicklung der Kernprodukte (Neuron-Chip, Entwicklungstools, Transceiver, usw.) zuständig ist

Internet Adressen zu diesem Thema

Firma Echelon:	www.echelon.com
LonMark Interoperability Association:	www.lonmark.org
LonTech-Genossenschaft:	www.lontech.ch
Toshiba:	www.toshiba.com/taec/nonflash/indexlon.html
Cypress:	www.cypress.com/lonworks/index.html

Annual Report 2001

10 Roof Integrated PV Small Scale Systems

Author and co-authors	Andreas Haller
Institution / company	Ernst Schweizer AG
Address	Bahnhofplatz 11
Telephone, Fax	+41 1 763 61 11, +41 1 761 88 51
E-mail, homepage	Info@schweizer-metallbau.ch , www.schweizer-metallbau.ch
Project- / Contract -Number	37546 / 77283
Duration of the Project (from – to)	Sep 2000 – May 2002

ABSTRACT

Roof integrated small scale PV systems were recognised as potential niche market [1]. The use of an adapted roof integration system designed for thermal collectors enables detached but visually combined PV/thermal installation.

The proposed and evaluated small scale PV system has a modular design. Each PV module consists of a large area PV laminate (2.25 m²) and a dedicated DC/AC converter with 240 W maximum power output.

Besides the PV laminate the proposed system uses commercially available components. All used components are ready made for plug-and-play installation by non-electricians. The focus of this project is on the evaluation of system aspects.

During the first month (September 2000 – March 2001) of the project, the aim was to sell and install 10 systems and to set up the performance monitoring scheme. Unfortunately, market response was low and only two systems were sold in this period suitable for performance evaluation.

For these two installed systems performance was monitored on a monthly base and compared with the energy gains predicted by the PVSAT [2] prediction programme.

In general, the evaluated small scale PV systems did not show any problems and operate according to specification. However, the deviation in energy gains between the different systems are significant. Several factors may be responsible for this:

- Cell and module performance
- AC/DC converter performance
- Different operating temperatures influenced by the surroundings of the modules

The comparison between the measured and the predicted solar energy gains show a significant deviation, too. The reason(s) for this effect are not known, yet.

Einleitung / Projektziele

Die durchschnittliche Bezugsmenge der Kunden von Solarstrombörsen und die Erfolge von lokalen Verkaufsaktionen für PV-Kleinsysteme in den letzten Jahren liessen erwarten, dass für PV-Systeme mit Anlagenleistung im Bereich einiger 100 Wp eine namhafte Nachfrage besteht. Andererseits sind solche Systeme relativ teuer [3]. Insbesondere wenn dabei Ansprüche an eine echte Gebäudeintegration gestellt werden. Eine Möglichkeit der Kosteneinsparung ergibt sich bei Kunden, die sowohl Solarstrom als auch Solarwärme nachfragen. Die Kombination mit thermischen Kollektorsystemen, insbesondere mit den standardisierten Kompaktsystemen für Warmwasser, ergibt eine ganze Reihe kostenwirksamer Synergien.

Ziel des vorliegenden Projektes war das Sammeln von Praxiserfahrungen mit dachintegrierten photovoltaischen Kleinsystemen. Neben der Ertragsüberwachung sollten auch konzeptspezifische Erfahrungen zur Installation und Zuverlässigkeit gesammelt werden.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Im Laufe von 2001 konnten nur die beiden im Sommer/Herbst 2000 installierten Anlagen beobachtet werden. Beide Anlagen umfassen eine thermische Kollektoreinheit bestehend aus zwei dachintegrierten Flachkollektoren. Bei der Anlage "Zobrist" ist diese Basiseinheit mit zwei PV-Einheiten von je 240 Wp, bei der Anlage "Voramwald" einer PV-Einheit kombiniert worden. Figur 1 zeigt das System dachintegrierte Kleinanlage schematisch.

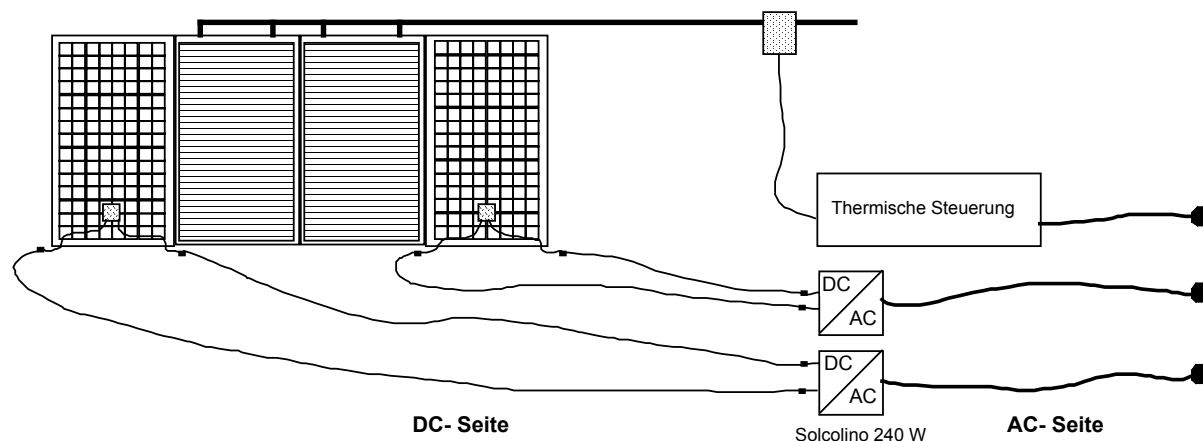


Fig. 1: Schematische Darstellung der dachintegrierten Kleinanlage, Variante 2 + 2 (Anlage "Zobrist"). Bei der Anlage Variante 2 + 1 entfällt eine PV-Einheit (Anlage "Voramwald").

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Bei beiden Anlagen wurden jeweils per Ende Monat der Zählerstand des Energiezählers abgelesen. Weiter wurden die Anzahl Tage mit Ausfall und die Tage mit schneebedeckten Modulen dokumentiert. Per Postkarte, resp. per e-mail wurden diese Daten an den Projektleiter übermittelt. Parallel dazu erhielt der Projektleiter die entsprechenden Leistungsprognosen für diese Anlagen am jeweiligen Standort aus dem Projekt "PVSAT".

Messergebnisse

- Die drei untersuchten Systemeinheiten ergaben einen Jahresertrag zwischen 190 und 204 kWh
- Mit der nominellen Modulleistung von 240Wp ergibt sich daraus ein spezifischer Systemertrag zwischen 790 und 840 kWh pro kWp.

- Bemerkenswert ist, dass die beiden Extreme bei der Doppelanlage "Zobrist" beobachtet werden konnten.
- Die Streuung liegt damit im Bereich von $\pm 4\%$, was innerhalb der spezifizierten Toleranz der Modulleistung liegt ($\pm 10\%$).
- Der Systemwirkungsgrad bezogen auf die Bruttofläche der Module (2.25 m^2) liegt zwischen 6.7% und 7.3% .

Monatlicher Ertrag pro Anlageneinheit

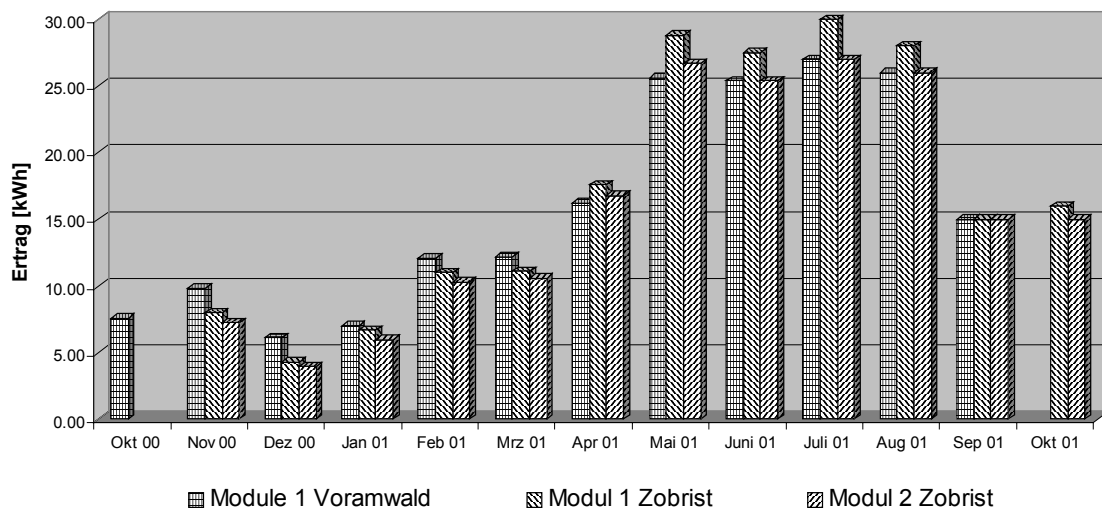


Fig. 2: Monatssummen der Energieerträge aus den dachintegrierten PV-Kleinanlagen.

Vergleich mit den Prognosen von PVSAT

Aus der Testphase des Projektes PVSAT stehen im Moment die Ertragsprognosen für die beiden Anlagen von Oktober 2002 bis Juni 2001 zur Verfügung. Der Vergleich zwischen den gemessenen Ertragswerten und den Prognosen von September 2000 bis Juni 2001 zeigen folgende Ergebnisse:

- Die Prognosen für die Anlage "Voramwald" liegen im Durchschnitt 3% zu hoch (Fig. 3).
- Die Prognosen für die Anlage "Zobrist" liegen im Durchschnitt 14% zu tief (Fig. 4).
- Damit sind die PVSAT Ertragsprognosen ausreichend, um private Eigentümer auf gravierende Ausfälle und Probleme mit der Anlage aufmerksam zu machen. Für eine seriöse Überwachung dürfte die Übereinstimmung (noch) zu wenig genau sein.

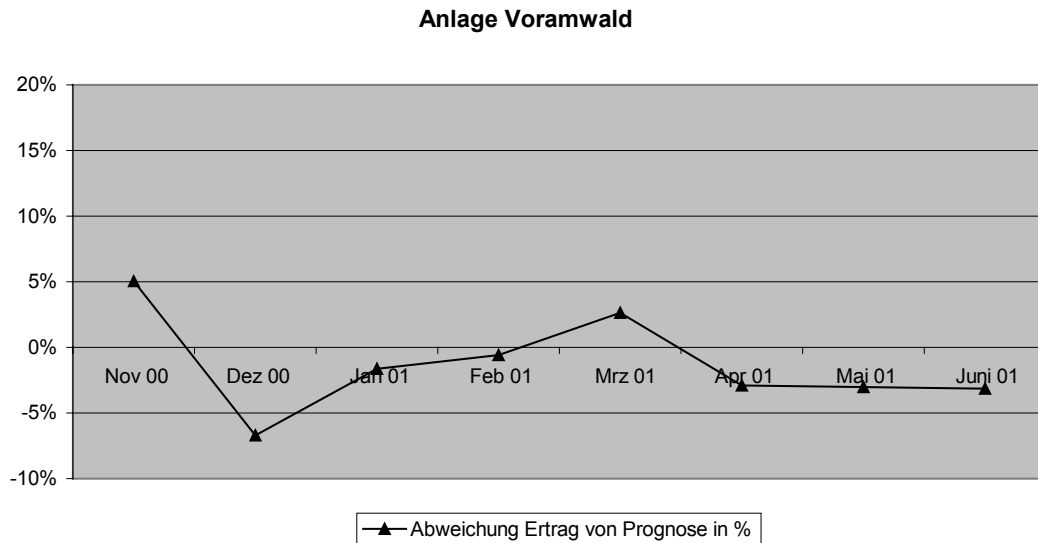


Fig. 3: Abweichung der gemessenen monatlichen Erträge von der Prognose bei der Anlage "Voramwald".

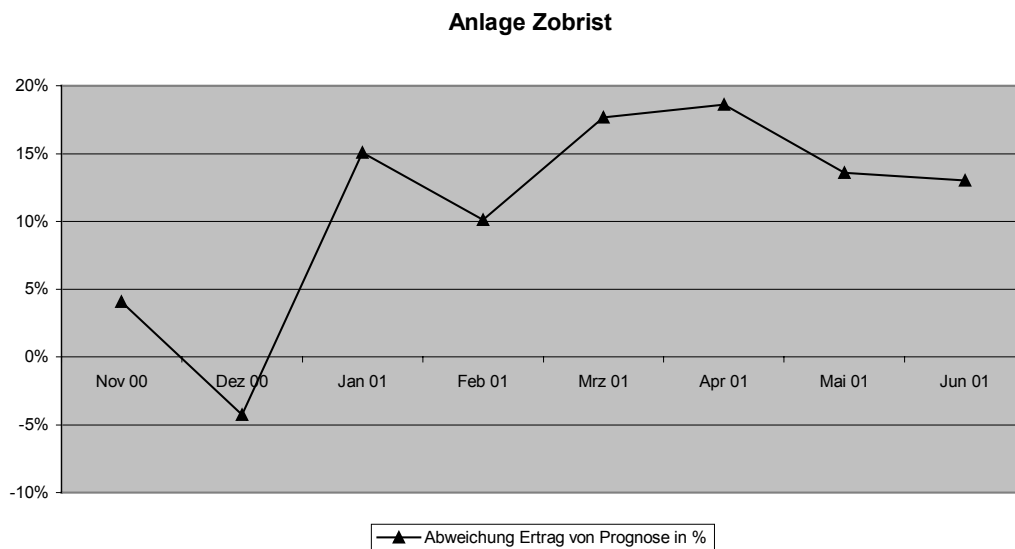


Fig. 4: Abweichung der gemessenen monatlichen Erträge von der Prognose bei der Anlage "Zobrist".

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Misserfolge

Leider ist es nicht gelungen, die geplante Anzahl Kleinsysteme zu Vertreiben und in Betrieb zu nehmen. Die Ursache dazu ist nicht eindeutig festzumachen. Folgende Faktoren könnten dazu beigetragen haben:

- Unzureichende Kompetenz des Verkaufspersonals, resp. der Absatzmittler (HLK-Installateure)
- Hemmnisse durch mangelnde Information der lokalen Netzbetreiber (eine Anlage wurde storniert wegen Bedenken der Netzbetreiber bezüglich Qualität des Wechselrichters).
- Deutlich geringere Nachfrage in der Schweiz als auf Grund von Marktbeobachtungen angenommen wurde.

Interessant ist die Tatsache, dass in Deutschland nun bereits mehrere grosse Firmen kombinierte thermische und photovoltaische Solaranlagen in ihrem Angebot führen [4].

Erfolge

Die beiden evaluierten Anlagen hatten nun während 12 Monaten keinerlei Probleme oder technische Ausfälle. Die Erträge sind im Rahmen der Erwartungen.

Ausblick

Seit zwei Monaten ist eine weitere Anlage mit einem Modul leihweise in Betrieb. Die Erträge dieser Anlage werden zurückgemeldet. Eine weitere Anlage wird vor Ende 2001 installiert werden. Allerdings handelt es sich dabei um eine reine Solarstomanlage mit 4 Modulen und einem zentralen Wechselrichter. Diese Daten stehen ab Inbetriebnahme ebenfalls zur Verfügung und könnten einen interessanten Vergleich bieten.

Die momentan noch fehlenden Prognosedaten von PVSAT für die Sommermonate werden möglicherweise noch weitere Auswertungen und Schlussfolgerungen bis zum Projektende zulassen.

Je nach Verfügbarkeit von weiteren Installationen wird das Projekt auf das geplante Projektende per Mai 2002 mit den verfügbaren Daten abgeschlossen oder ein Antrag auf eine Verlängerung der Laufzeit gestellt werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] Joint IEA SHCP & PVPS Workshop on PV/Thermal Systems, 17./18.9.1999, Amersfoort, NL
- [2] Informationen zum Projekt PVSAT: <http://www.pvsat.de/home.html> (Stand 1.12.2001)
- [3] Artikelbeitrag "Dachintegrierte Solarstromanlagen", in PHOTON 7-2001.
- [4] Artikelbeitrag "Photovoltaik vom Heizungs-Experten", in PHOTON 7-2001.

Annual Report 2001

Fotovoltaikanlage Sunny Woods Zürich-Höngg

Author and co-authors	Beat Kämpfen
Institution / company	Beat Kämpfen, Büro für Architektur
Address	Regensdorferstrasse 15, CH-8049 Zürich
Telephone, Fax	+41 1 342 40 20, +41 1 342 40 24
E-mail, homepage	kaempfen.arch@gmx.ch
Project- / Contract -Number	42203 / 82131
Duration of the Project (from – to)	07/2001 - 03/2002

ABSTRACT

The condominium "Sunny Woods" is located on a south-facing hill in Zurich. It contains six apartments and is designed for a zero-energy-concept.

The special solar-architectural design is combined with different technical features to reduce the consumption of energy of the whole building. The energy needed for heating and warm water is as low as 15kWh/m²a, it matches the "Passivhausstandard". This small amount of energy is produced by the photovoltaic modules on the roof.

The whole roof is covered with 504 amorphous triple cell modules of Unisolar. The roof is a multifunctional part of the house, it not only protects the inhabitants against the rain and the cold, but also supplies the building with electrical power. To guarantee the supply of electricity also in periods of bad weather, the system is connected to the grid of the local power company. The photovoltaic system is an integral and important part of the skin of the building.

Einleitung / Projektziele

Am Rand der Stadt Zürich – am sonnigen Waldrand - ist ein ökologisch und energetisch mustergültiges Mehrfamilienhaus mit hoher Wohnqualität erstellt worden. Der Bau ist im Dezember 2001 bezogen worden und ist in mehrerer Hinsicht innovativ:

Sunny Woods ist eines der ersten Mehrfamilienhäuser der Schweiz in einer viergeschossigen, reinen Holzbauweise.

Sunny Woods erreicht den Passivhausstandard. Der gesamte Energiebedarf für Heizung, Lüftung und Warmwasser beträgt 15 kWh/m²a.

Sunny Woods hat auf dem Dach eine Netzverbund-Fotovoltaikanlage integriert. Diese erzeugt den Strom, der für Heizung, Lüftung und Warmwasser benötigt wird. Sunny Woods kann somit als bilanziertes Nullheizenergiehaus bezeichnet werden.

Sunny Woods versucht Architektur, Konstruktion und Gebäudetechnik zu einem integralen Gebäudekonzept mit hoher Nachhaltigkeit und vorbildlicher ökologischer Bilanz zu verbinden.



Architektonisches Konzept

Das Mehrfamilienhaus besteht aus sechs grossen Maisonette-Wohnungen. Diese weisen die Charakteristik von Einfamilienhäusern auf:

- Die Wohnungen lassen vielfältige Nutzungen zu (Grossfamilie, Wohnen / Arbeiten).
- Die Wohnungen verfügen über einen eigenen Hauszugang.
- Jede Wohnung hat einen privaten Aussenraum (Garten oder Dachterrasse).
- Die Schalldämmung erfüllt hohe Anforderungen.
- Jede Wohnung hat ein autonomes Energiesystem.



Solar-energetisches Gebäudekonzept

Das Gebäudekonzept von Sunny Woods ist solar-energetisch optimiert. Der Entwurf dieses Gebäudes wird geprägt durch:

Minimierung der Wärmeverluste:

- Optimiertes Verhältnis von Oberfläche zu Volumen.
- Klare Trennung des beheizten Volumens von den Nebenräumen.
- Sehr gute Wärmedämmung mit möglichst wenig Schwachstellen.

Passiv-solare Architektur:

- Ausrichtung der Haupträume nach Süden.
- Orientierung der Verglasungen mit speziellem Solarglas.
- Natursteinböden als Wärmespeicher.

Aktiv-solare Energienutzung:

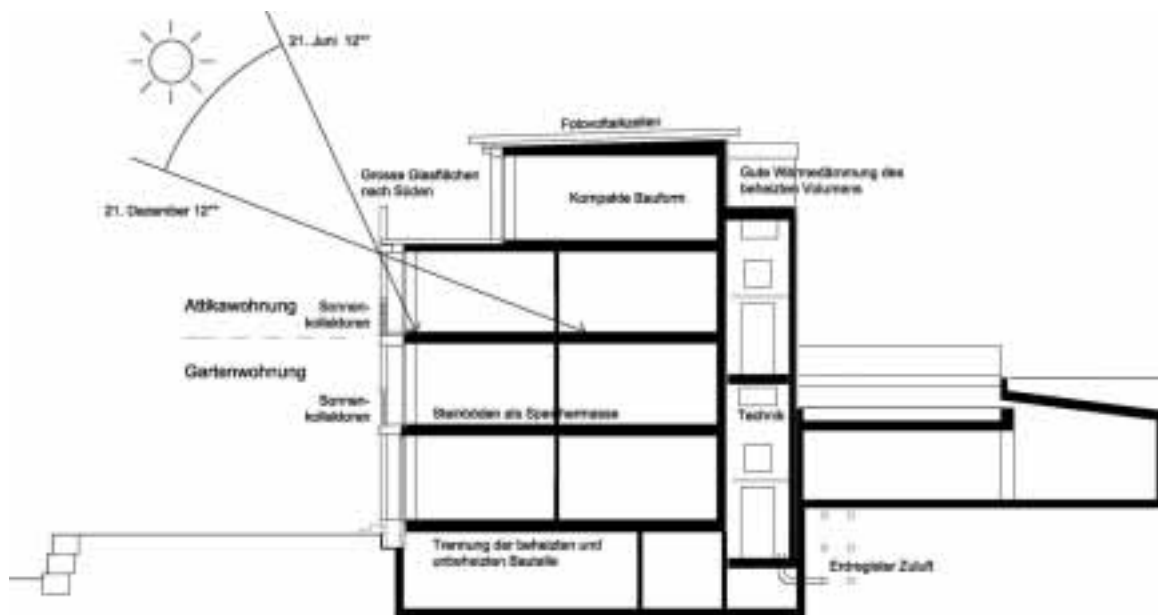
- Röhren-Sonnenkollektoren in der Südfassade für Warmwasser und Heizung.
- Fotovoltaikanlage auf dem Dach für elektrischen Strom.

Autonomes, einfaches Energiesystem pro Wohnung:

- Luft-Wasser-Kleinwärmepumpe.
- Solarspeicher für Heizung und Warmwasser.
- Luftheizsystem mit Wärmerückgewinnung.

Projektziel

Integration einer Fotovoltaikanlage in eine ganzheitliche, architektonische Gestaltung.



Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Zielformulierung

Der kleine verbleibende Energiebedarf für Heizung, Warmwasser und Lüftung jeder einzelnen Wohnung beträgt 2'500 kWh/a und wird mit einer Fotovoltaikanlage auf dem Dach gedeckt. Alle sechs Wohnungen sind in energetischer Hinsicht vollkommen autonom und haben in etwa den gleichen Energiebedarf. Die sechs Fotovoltaikanlagen sind einzeln als Netzverbundanlagen konzipiert und können deshalb für eine maximale Jahresproduktion optimiert werden. Der Jahresertrag der Fotovoltaikanlage soll eine energetische Jahresbilanz des Hauses für Heizung und Warmwasser von Null ermöglichen.



Integration der Fotovoltaik in die Architektur

Sowohl die fothermischen Sonnenkollektoren als auch fotovoltaischen Solargeneratoren sind in die architektonische Gestaltung integriert.

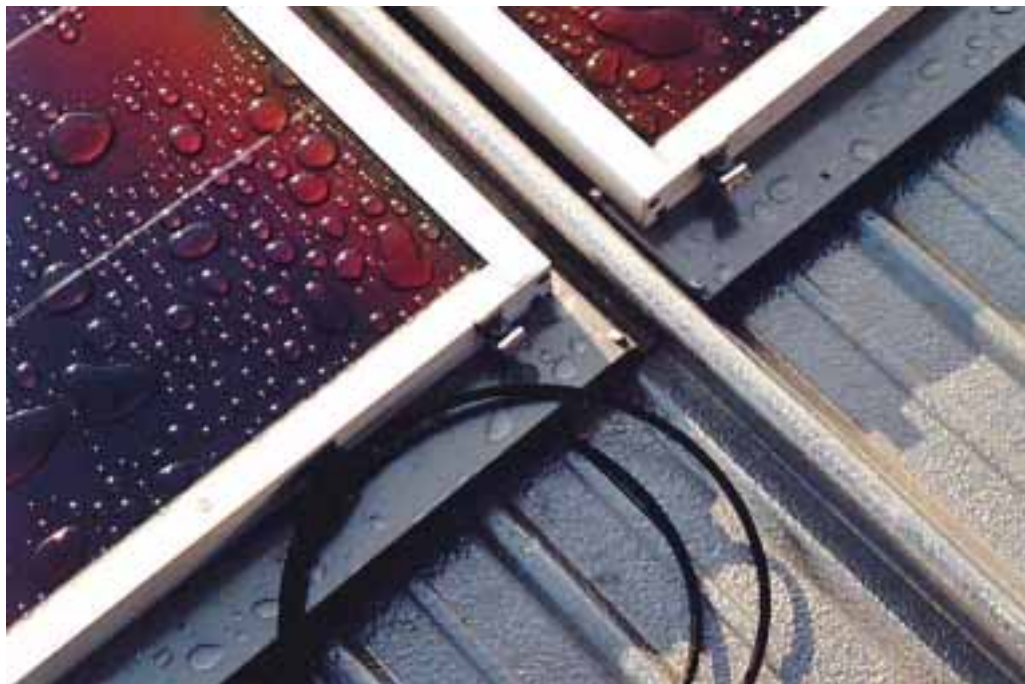
Die Fotovoltaikanlage bedeckt das 300 m² grosse Flachdach vollständig, sie ist aber nur aus der Luft sichtbar. Das Dach ist als "fünfte Fassade" sorgfältig gestaltet. Aus baurechtlichen Gründen konnte es nur um 3° nach Süden geneigt werden. Es bleibt aber das ganze Jahr unbeschattet. Mit der horizontalen Verlegung der Fotovoltaikpaneele kann eine perfekte architektonische Integration erreicht werden. Zugleich ist der Jahresertrag maximiert, da die vorhandene Fläche vollständig ausgenützt werden kann.

Konstruktion und Ausführung

Die Dachkonstruktion ist als hinterlüftetes, höchstwärmegeprägtes Flachdach in Holz mit einem durchschnittlichen U-Wert von 0.1 W/m²K ausgeführt. Es konnte absolut wärmebrückenfrei konstruiert werden.

Die Dachhaut besteht aus einem einfachen Aluminium-Industriedach (Eurodach der Firma Schneider, Andwil). Die Blechbahnen und die PV-Normpaneele sind masslich genau aufeinander abgestimmt. Die Paneele sind mit einer speziell entwickelten Chromstahlklammer in die Blechfalze eingeklipst. Die Paneele sind einige Zentimeter von der Dachfläche abgehoben. Die Konstruktion hat einige Vorteile:

- Die Dachhaut weist nirgends Durchdringungen auf.
- Das Wasser kann ungehindert unter den Paneelen durchfließen.
- Die Metallfalze verschatten die Solarzellen nicht.
- Die elektrischen Verbindungen sind nur gesteckt.
- Ein Ersatz einzelner Paneele ist jederzeit möglich.
- Die Paneele sind unterlüftet, die Temperatur der Zellen steigt weniger hoch an.



Produkte- und Leistungsdaten

Die Dachfläche ist in sechs genau gleich grosse Teilflächen aufgeteilt. Jede der sechs Wohnungen verfügt über eine eigenständige Fotovoltaikanlage mit folgenden Merkmalen:

- 84 Stück Unisolar-Baekert Standard-Paneele à 32 Wp. (Amorphe Trippel- Dünnschichtzellen, 1/1000 mm dick, auf Chromstahlblech beschichtet).
- Gegenüber polykristallinen Zellen wird wesentlich weniger Rohmaterial gebraucht, die Ökobilanz ist deshalb vorteilhaft.
- Der Feldverteiler FVK 10, ist wettergeschützt unter dem Vordach in kürzester Distanz zu den Paneelen montiert.
- Der Wechselrichter Sunrise maxi ist im Kellergeschoss beim Elektrotabelleau platziert.
- Die installierte Leistung beträgt pro Wohnung 2'688 W.
- Der Wirkungsgrad der amorphen Zellen liegt unter 10%. Durch die vollflächige Verlegung der Paneele ist der Jahresertrag aber höher als mit aufgeständerten, polykristallinen Zellen.
- Erwartete Energieproduktion: 930 kWh / 1000 Wp, also circa 2'500 kWh/a.

Die totale Stromproduktion der sechs Anlagen auf dem Dach von Sunny Woods beträgt voraussichtlich 15'0000 kWh/a.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Komplexität des Mehrfamilienhauses Sunny Woods hat zu Bauverzögerungen geführt. Die Montage der Fotovoltaikanlage musste deshalb um ein paar Monate zurückgestellt werden. Die Module sind im Dezember 2001 aus den USA geliefert worden. Aufgrund der kalten Witterung konnte die Montage erst im Februar 2002 erfolgen.

Die Anlage ist fertig montiert, sie ist aber noch nicht elektrisch verdrahtet. Die Montage ist äusserst einfach und rationell. Sie konnte weitgehend von Laien ausgeführt werden. Die Befestigungstechnik mit den speziell entwickelten Chromstahlklammern hat sich bewährt und ermöglicht eine sehr genaue Ausrichtung der Paneele. Die Integration in die Architektur ist gelungen.

Ausblick 2002

Die Anlage wird anfangs April 2002 ans Netz des Elektrizitätswerkes angeschlossen. Jede einzelne Anlage erhält eine Funktionsanzeige in der Wohnung. So kann die Funktionstüchtigkeit jederzeit überwacht werden und die Identifikation der Eigentümer mit ihrer Fotovoltaikanlage wird unterstützt. Mit dem Mess- und Auswertungsprojekt wird nach der Inbetriebnahme im Frühjahr 2002 begonnen.

Referenzen / Publikationen

- [1] F. Schmid: **Das Passivhaus wird schick**, aus *Schweizer Energiefachbuch* 2001.
- [2] F. Schmid: **Das Passivhaus wird schick**, aus *Gebäudetechnik*, Heft 1, 2002.
- [3] W. Bogusch: **Ein Holzbau: urban, mehrgeschossig, energieautark**, aus *Schweizer Holzbau*, Heft 1, 2002.
- [4] B. Kämpfen: **Mehrfamilienhaus Sunny Woods**, aus *Tagungsband zur 6. europäischen Passivhaustagung vom 25. und 26. Januar 2002 in Basel*.
- [5] B. Kämpfen: **Mehrfamilienhaus Sunny Woods**, aus *modernes bauen*, Heft 1, 2002.

- [6] B. Kämpfen: **Mit Solarhäusern in die Zukunft**, aus *Bausteine*, Heft 7, 2001.
- [7] W. Maag: **In Sunny Woods kommt der Strom vom Dach**, aus *Nova Kundenzeitung der Firma Flumroc*, Heft 1, 2002.
- [8] W. Maag: **Sunny Woods: Ein Name, der hält, was er verspricht**, aus *Schweizer Baublatt*, Heft 1, 2002.

Projektbeteiligte

Architekt	Beat Kämpfen, Büro für Architektur Regensdorferstrasse 15, 8049 Zürich
Bauherr	Kämpfen Bau GmbH, Generalunternehmung Regensdorferstrasse 15, 8049 Zürich
Energieplaner	René Naef, Naef Energietechnik Jupiterstrasse 26, 8032 Zürich
PV-Anlage	Willi Maag, Fabrisolar AG Untere Heslibachstrasse 39, 8700 Küsnacht

Anlagen: Flachdachanlagen

R. Hächler

Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN" - 23703 / 68140 **101**

J. Rasmussen, P. Toggweiler

Solgreen Kraftwerk 1, Zürich - 42920 / 82869 **105**

Annual Report 2001

Pilot Installation 10kWp Flat Roof System “SOLGREEN”

Author and co-authors	Raimund Hächler
Institution / company	ars solaris hächler
Address	Masanserstrasse 62 7000 Chur
Telephone, Fax	xx41 (0)81 353 3223 xx41 (0)81 353 3213
E-mail, homepage	ars_solaris@freesurf.ch
Project- / Contract -Number	23703/68140
Duration of the Project (from – to)	October 1998 – May 2002

ABSTRACT

Green flat roofs as water retention reservoirs usually do not allow to install PV on the same place. The SolGreen flat roof mounting system has been developed by LESO-EPFL in co-operation with Enecolo AG.

The development of the system is now going on to reduce the material costs.

Due to optimal exposition (tilt angle, no shadowing by plants etc, snow gliding and wind cooling), an excellent performance ratio could be registered (May-Nov 2001, >83%).

Einleitung / Projektziele

Das Pilotprojekt SOLGREEN auf dem Firmenneubau der Josias Gasser Baumaterialien AG hat zum Ziel, Dachbegrünung und Photovoltaik optimal zu kombinieren, die Dachlasten zu reduzieren, die Transportvolumina zu reduzieren, die Montage zu vereinfachen und die Systemkosten zu senken.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

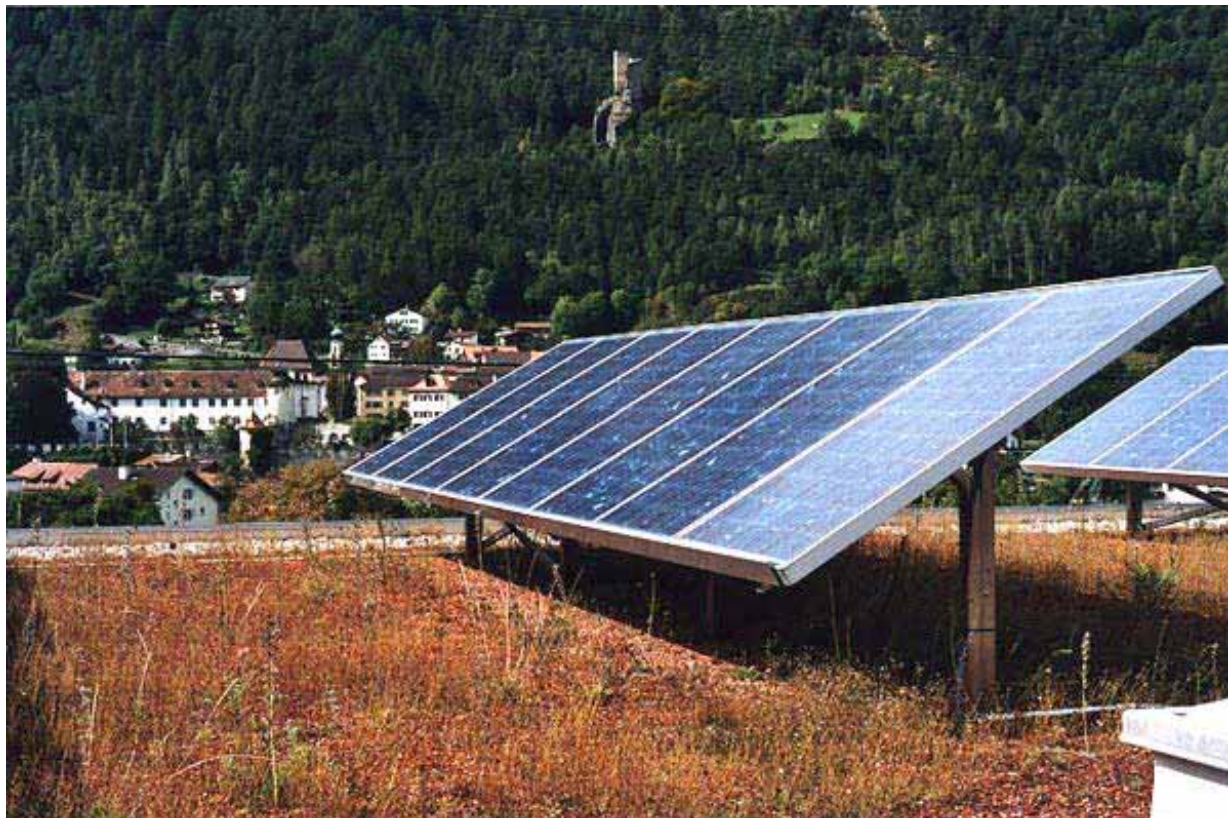


Bild 1: Zustand der Anlage und des Gründaches im Herbst 2001

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die **Messeinrichtung** konnte im April 2001 definitiv in Betrieb genommen werden. Es liegen folgende Zwischenresultate vor:

- spezifischer Ertrag Mai – Nov 2001 (7 Monate): 808kWh/kWp
- Performance Ratio für diese Zeit: 83.3%
- Modultemperatur während der Betriebszeiten ca. 1K niedriger als bei Vergleichsanlage SOFREL (Durchschnittswerte Juli 2001). Bei Einstrahlungswerten $>800\text{W/m}^2$ beträgt die Differenz ca. 2.2K.
- keine Windgeschwindigkeiten $>11\text{m/s}$ (10 min.-Mittelwerte) gemessen.

Der **Pflanzenwuchs** entwickelte sich im Berichtsjahr erwartungsgemäss. Es gab keine Beschattung der Solargeneratoren durch zu hoch gewachsene Pflanzen. (Bodenfreiheit ca. 0.45m).

An der **Tragkonstruktion** konnten keine mechanischen Verschiebungen, ausserordentlichen Alterungen oder andere Mängel festgestellt werden.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Das Projekt SOLGREEN wird in verschiedenen Varianten weiterentwickelt, u.a. in einer Version mit einer Bodenfreiheit von ca. 0.9m, damit genügend Raum ist für abrutschenden Schnee in grossen Höhenlagen. Eine 36kWp-Anlage in dieser speziellen Ausführung wurde im Sommer 2001 in Davos realisiert.

Die Entwicklung von SOLGREEN wird insbesondere von der Firma ZINCO als Systemanbieter von Gründächern mitverfolgt.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die Resultate 2001 entsprechen den Erwartungen. SOLGREEN wird in verschiedenen Folgeprojekten weiterentwickelt und hat bereits eine grosse Eigendynamik entwickelt, ganz im Sinne der eingangs formulierten Projektziele.

Referenzen / Publikationen

Jahresberichte 1998 – 2000

Paper „PV-Anlagen auf Gründächern“ anlässlich der nationalen PV-Tagung
10./11.Nov. 99

Referat „Solartechnik im Einklang mit der Dachbegrünung“ anlässlich des „Internationalen Gründach Symposiums“ in Altenrhein/Schweiz, ZinCo, 2001

Annual Report 2001

Solgreen Kraftwerk 1 Zürich

Author and co-authors	Jochen Rasmussen, Peter Toggweiler
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)	1 st July 2001 – Summer 2006

ABSTRACT

The Research and Demonstration plant `Solgreen Kraftwerk 1, Zürich, was built in June 2001 and realised the experiences 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 optimised assembling and material cost at the same time. Furthermore the interacting influences of roof vegetation and photovoltaic modules should be examined scientifically during a long period by external expert starting in spring 2002.

Purposes of the Project are to test and to demonstrate the new system Sogreen; the optimisation of construction details as a result of measurements and operation experiences; documentation of influences between the system and the roof vegetation and further influencing factors , collecting of experiences during building and operation of the system, as well as analysing specific operation data in comparison to other installations in Zürich, Basel and Lausanne.

First results were made under construction and operation of the new plant. To the construction process it can be said that the work flow did not result in negative results. Only the fixing of the Deltatec plates had to be coordinated with the spreading of gravel and substrate.

An important subject of observation is the metal parts of the construction with direct contact to the soil, but no corrosion was detected up to now.

In order to able to make a qualitative predication about the produced power in comparison to other plants more data are necessary.

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 eine Umsetzung der im P+D Entwicklungsprojekt 'Optimierung des Systems Solgreen'[1] gewonnenen Erkenntnisse. Mit dieser Pilotanlage sollen Hauptziele des Entwicklungsprojektes wie Qualität und Dauerhaftigkeit der Konstruktion bei gleichzeitig optimierten Montage- und Materialkosten verifiziert werden. Weiterhin werden fortlaufend ab Frühjahr 2002, erstmals die Einflüsse eines PV Gründachsystems auf die Dachvegetation wissenschaftlich über einen längeren Zeitraum untersucht.

Projektziel ist die Erprobung und Demonstration des neuen Systems Solgreen; die Optimierung von Details aufgrund von Messungen und Betriebserfahrungen; die Erfassung und Dokumentation über den Einfluss des Systems auf die Vegetation und Kleinlebewesen; das Sammeln von Erfahrungen bei Bau und Betrieb der Anlage, sowie das Analysieren von spezifischen Betriebswerten durch den Quervergleich zu anderen Anlagen in Zürich, Basel und Lausanne.

Im Berichtsjahr 2001 wurden erste Erfahrungen beim Bau und Betrieb der Anlage gemacht. Während dem Bau der Anlage waren nur die Aspekte zur Montage der Module in Zusammenhang mit dem Gründach von Bedeutung. Durch visuelle Kontrollen wurde der Betrieb der Anlage überwacht. Der Energieertrag wird seit Inbetriebnahme mit anderen Anlagen verglichen.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Auf den Gebäuden von KraftWerk1 sind folgende Leistungen mit den entsprechenden Montagesystemen installiert worden.

Gebäude	Leistung	Montagesystem
Haus A	9.18 kWp	Solgreen
Haus B2	15 kWp	SOFREL
Haus B3	15.93 kWp	Solgreen

Tabelle 1: PV-Anlage KraftWerk1

Die Hauptuntersuchungen, wie sie in der Einleitung angesprochen wurden, werden an den Anlagen auf den Gebäuden A und B3 durchgeführt. Das auf Haus B2 installierte SOFREL System ermöglicht den direkten Vergleich zu einem weiteren Gründachsystem.



Abb. 1: Solgreen Anlage auf Haus B3



Abb. 2: SOFREL Anlage auf Haus B2

Beim Solgreen System werden PE-Platten von Deltatec direkt auf die Dachhaut gelegt (Abb. 3), welche ausschliesslich durch die Last von Kies und Substrat fixiert werden (Abb. 4). Darauf befestigt werden die neu entwickelten Metallständer vom Typ "Scherengestell" (Abb. 5). Auf die mit speziellen Alu-Profilen verbundenen Scherengestelle werden die Rahmenlosen Module mit Metallclips befestigt. (Abb. 6).



Abb. 3 Deltatec-Platten werden auf dem Dach verlegt und dienen als Anker der Konstruktion



Abb. 4 Die gelegten Deltatec-Platten werden anschliessend mit Bodensubstrat beschwert.



Abb. 5 Die Unterkonstruktion wird auf den Deltatec-Platten verankert.



Abb. 6 fertiggestellte Anlage

Die SOLGREEN Unterkonstruktion zeichnet sich durch ein geringes Zusatzgewicht aus, da als Ballast das Dachsubstrat verwendet wird. Zudem wirken die Anlagen durch das Fehlen von Ballaststeinen eleganter. Ein spezielles Alu-Profil erlaubt die Verwendung rahmenloser Module (Lamine), was deren Selbstreinigungseffekt durch Regen unterstützt und somit mögliche Ertragsverluste durch Verunreinigungen verhindert.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Berichtsjahr 2001 wurden erste Erfahrungen beim Bau und Betrieb der Anlage gemacht.

Bau der Anlage

Die Bauphase ist die Schnittstelle zu dem vorangegangenen Entwicklungsprojekt 'Optimierung des Systems Solgreen' [1], daher sind die gesammelten Erkenntnisse zum Bau der Anlage für beide Projekte relevant. Als Abgrenzung wurden für das Projekt 'Solgreen Kraftwerk 1' nur Aspekte berücksichtigt, die unmittelbar mit dem Gründach im Zusammenhang stehen oder den langfristigen Betrieb der Gründachanlage beeinflussen.

Durch die spezielle Art der Befestigung auf dem Dach, muss der Bau der Anlage mit in den regulären Bauablauf eingebunden werden. Nachdem die Deltatec Platten als Verankerung für die Scherengestelle verlegt wurden, konnte Kies und anschliessend das Substrat aufgetragen werden. Da die Deltatec Platten nicht mit der Dachhaut verankert werden, muss das Fixieren der Platten durch das Kiesgewicht noch am selben Tag erfolgen, um ein Herunterwehen durch Wind zu verhindern.



Abb. 7: verlegte Deltatec Platten



Abb. 8: Kies wird auf die Platten aufgetragen

Da die Deltatec Platten mit den montierten Edelstahlplatten flach und stabil sind, waren diese beim auftragen des Kiesbetts gut begehbar und stellten kein Hindernis und keine Stolpergefahr für die Monteure dar.



Auf das Kiesbett wurde anschliessend das Bodensubstrat aufgetragen. Zur Montage der Scherengestelle mussten die Edelstahlplatten freigelegt werden. Diese Arbeit erfolgte unter Einsatz eines Meters zur Lokalisierung der Platten nach Lageplan, sowie einer Maurerkelle zum abnehmen von Kies und Substrat. Hierbei musste darauf geachtet werden, Kies und Substrat zu trennen, da nach dem einhaken der Scherengestelle die Löcher wieder erst mit Kies und dann mit Substrat zu bedecken waren. Um die Gestelle sauber einhaken zu können, wurden die Edelstahlplatten sehr sorgfältig vom Kies befreit, was bei trockenen Bedingungen unkritisch ist.

Abb. 9: freilegen der Edelstahlplatten

Zum Bauablauf lässt sich abschliessend sagen, dass das beschriebene Vorgehen keine negativen Erfahrungen erzeugt hat. Lediglich das Verlegen der Deltatec Platten ist mit dem Ausbreiten von Kies und Substrat zu koordinieren.

Installiert wurden 186 140-W-Module von BP, 342 Deltatec-Platten ausgelegt und 340 Scherengestelle der Firma Schweizer Metallbau AG montiert.

Insgesamt brauchte man für die Installation der Gestelle und dem montieren der Module ca. 152 Mannstunden, d.h. bei einem angenommenen Lohn von CHF 75.- macht das für die Lohnkosten ca. 0,44 CHF/W installierter Leistung.

Die Materialkosten belaufen sich auf ca. 0,91 CHF/W, somit liegen die Gesamtaufwendungen für die Montage bei ca. 1,35 CHF/W.

Saatgut

Am 2. November 2001 wurde durch die Firma Burlet das Saatgut auf der Überbauung ausgebracht. Bei der Saatzusammensetzung handelt es sich um eine pflegearme Sedum-Kräuter-Mischung für extrem trockene Dachstandorte.

Visuelle Kontrolle der Aufständering

Mittels regelmässigen Beobachtungen der Pilotanlage sollen noch unbekannte Betriebserfahrungen gesammelt werden. Ein speziell zu beobachtender Aspekt ist die mögliche Humusabschwemmung durch den Regenwasseraufprall unterhalb der Modulkante. Hier konnten bis zum jetzigen Zeitpunkt keine Besonderheiten festgestellt werden.

Wichtige Beobachtungspunkte sind die Metallteile beim Übergang in den Boden und die Befestigungspunkte innerhalb des Bodensubstrates bezüglich Korrosion. Beim freilegen einiger der sich im Substrat befindlichen Metallteile, zuletzt am 28. Nov. 2001, konnte keine Korrosionen festgestellt werden.

Energieertrag

Der Energieertrag der Solgreen Anlage wird seit Inbetriebnahme überwacht und mit anderen Anlagen verglichen.

Um eine qualitative Aussage über den Energieertrag der Anlage, verglichen mit anderen Anlagen machen zu können, sind mindestens ein Jahressatz an Daten erforderlich. Deshalb wird an dieser Stelle auf den Jahresbericht 2002 verwiesen.

Ausblick 2002

Vegetation und Boden

Die Pflanzendecke von extensiv begrünten Flachdächern unterliegt zahlreichen Einflussfaktoren, welche in Verbindung mit Solaranlagen erst wenig untersucht wurden. Das zu erwartende komplexe und zeitlich dynamische Vegetationsmosaik soll mit möglichst einfachen Mitteln erfasst werden. Dadurch sollen Rückschlüsse auf den Einfluss der Solaranlage (Beschattung, Regenwasseraufprall, Beeinflussung des Mikroklimas) wie auch andere lokale Faktoren (Windtrichter, Senken, Klima-Anlagen) ermöglicht werden. Die Entwicklung der Vegetation braucht einige Jahre, weshalb der Beobachtungszeitraum auf mehrere Jahre ausgedehnt ist. Die Vegetationsstruktur wird einerseits in grober Auflösung auf der Gesamtfläche erfasst, andererseits auf ausgewählten Dauerflächen im Bereich der Solarstromanlage, um auch kleinräumige Veränderungen beobachten zu können. Zusätzlich wird die Entwicklung der pH-Werte des Substrates sowie der Diversität (Arbeitsliste) verfolgt.

Nach dem Austragen der Saat im November 2001 werden die Forschungsarbeiten im Frühjahr 2002 aufgenommen. Beobachtung und Dokumentation werden von Herrn Markus Maier und Stefan Brenneisen durchgeführt.

Windlastmessung

Um Aufschluss über die durch Windlast erzeugten Kräfte zu erhalten, die vom Modul auf das Stützensystem übertragen werden, wurde ein entsprechender Messaufbau konstruiert. Dieser Messaufbau basiert auf der Kraftmessung in den Streben der Unterkonstruktion mittels Dehnungsmessstreifen (DMS). Da einzelne DMS nur Zug- und Druckkraft aufnehmen können und Biegemomente ausgeschlossen werden müssen, war es erforderlich die Unterkonstruktion abzuwandeln ohne dabei die äussere Form des Systems zu verändern.



Abb. 10: original Unterkonstruktion

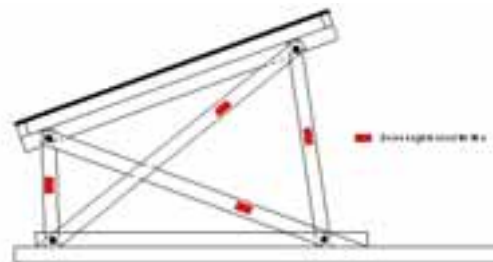


Abb. 11: zur Messung abgeänderte Unterkonstruktion mit Dehnungsmessstreifen

Die aus den Dehnungsmessstreifen gewonnenen dynamischen Messwerte werden in einem Datenlogger verarbeitet und gespeichert. Als Referenz werden zusätzlich Windgeschwindigkeit und Windrichtung aufgezeichnet. Der Messaufbau geht Februar 2002 in Betrieb.

Temperatur

Infrarotaufnahmen sollen Informationen über spezielle thermische Effekte liefern, die im Zusammenhang mit dem Gründach und der Unterkonstruktion auftreten. Zur bestehenden Aufständering mit dem Querprofil soll ein Muster ohne Querprofil zur Messung beigestellt werden, um thermische Unterschiede zu untersuchen. Die Infrarotaufnahmen werden voraussichtlich im April und August 2002, vom TISO aufgenommen.

Wartungsaufwand

Seit Inbetriebnahme der Anlage werden Wartungsarbeiten und die dadurch entstandenen Kosten dokumentiert. Die Sammlung von Daten bezieht sich auch auf weitere Anlagen, um einen Vergleich zu ermöglichen. Da die Anlage noch nicht lange in Betrieb ist, macht eine Auswertung der bis jetzt gesammelten Daten wenig Sinn. Daher verweisen wir an dieser Stelle auf nachfolgende Jahresberichte.

Referenzen / Publikationen

- [1] P. Toggweiler, O. Meichsner: ***Solgreen, ein System zur Verbindung von Gründächern mit Photovoltaikanlagen***, Schlussbericht PV P+D, DIS 37527 / 77266, Dezember 2001

Anlagen: Schallschutzanlagen

Th. Nordmann, L. Clavadetscher

Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields - 17225 / 59391

115

R. Hottiger-Reck, A. C. Hawkins

PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil - 37146 / 76903

127

Annual Report 2001

Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields

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, http://www.tnc.ch
Project- / Contract -Number	17225 / 59391
Duration of the Project (from – to)	1. January 1997 - 31. December 2001

ABSTRACT

After an ideas competition in 1996, six companies were given the opportunity to construct a prototype of their newly developed integrated PV-soundbarrier concepts. The main goal was to develop highly integrated concepts, allowing the reduction of PV soundbarrier systems costs, as well as the demonstration of specific concepts for different noise situations.

This project is strongly correlated with a German project. Three of the concepts of the competition are demonstrated along a highway near Munich, constructed in 1997. The three Swiss installations had to be constructed at different locations, reflecting three typical situations for soundbarriers.

The first Swiss installation was the world first Bi-facial PV-Soundbarrier. It was built on a highway bridge at Wallisellen-Aubugg in 1997. The operational experience of the installation is positive. But due to the different efficiencies of the two cell sides, its specific yield lies somewhat behind a conventional PV installation.

The second Swiss plant was finished in autumn 1998. The zig-zag construction is situated along the railway line in Wallisellen in a densely inhabited area with some local shadowing. Its performance and its specific yield is comparatively low due to a combination of several reasons (geometry of the concept, inverter, high module temperature, local shadows).

The 3rd installation was constructed along the A1 at Brüttisellen in 1999. Its vertical panels are equipped with amorphous modules. First findings show, that the performance of the systems is quite high, but the mechanical construction has to be improved strongly. A small trial field with cells directly laminated onto the steel panel, also installed at Brüttisellen, could be the key development for this concept.

This annual report focuses on the evaluation and comparison of the monitored data of the last 12 months of operation.

This project was financed by the Swiss Federal Office of Energy, the Swiss Federal Office of Motorways and the special electricity saving fund by the city of Zurich (EWZ).

Einleitung / Projektziele

In einem Ideen-Wettbewerb sind 6 PV Schallschutz Konzepte prämiert worden. Diese Konzepte wurden in je 3 Standorten in Deutschland und in der Schweiz realisiert. Die drei deutschen Anlagen wurden von der deutschen TNC Energie Consulting GmbH geplant und im Juni 1997 fertiggestellt. Die drei schweizer Anlagen wurden von TNC Consulting AG geplant und im Zeitraum vom 1997 bis 1999 an Autobahnabschnitten in Aubrugg und Brüttisellen, und entlang der Eisenbahnlinie bei Wallisellen erstellt. Dieser Bericht ist eine Übersicht der durchgeführten Messungen vom Jan. 1998 bis Dez. 2001 an den Schweizer PV-Schallschutz Anlagen und soll Aufschluss über das Verhalten und die Performance dieser drei innovativen Schweizer Projekte geben.

Kurzbeschreibung der Anlagen

Drei integrierte Photovoltaik Schallschutz Versuchsanlagen

Die drei Anlagen sind: ASE Bi-facial, das Zick-Zack-Kassetten-Konzept der Arbeitsgemeinschaft Borra/ Atlantis und das Vertikalkassette-Konzept der Firma AET.

Tabelle 1, Die Konzepte und ihre Eigenschaften der schweizer PV-Schallschutz Anlagen.

Anlage	Aubrugg	Wallisellen	Brüttisellen
Hersteller	ASE GmbH Kohlhauer GmbH	Borra SA Atlantis AG	AET GmbH Hoesch GmbH
Konzept	Bifacial	Zick-Zack	Vertikal-Kassetten
Schallschutzeigenschaften			
Modulseite	reflektierend	teilabsorbierend	reflektierend
Hinterseite	reflektierend	hochabsorbierend	hochabsorbierend
Einsatzgebiet *	1,3	1,2,3	1,2,3
Integration	voll	mittel	mittel
* Die Schallreflexion der PV-Modulflächen reduziert deren Einsatzgebiet. Gegenüberliegende Wohngebiete können dadurch mehr Lärmimmissionen erhalten. Situationstypen: 1) Verkehrswege mit einseitiger Besiedlung 2) Verkehrswege mit beidseitiger Besiedlung 3) Brücken mit beidseitigem Schallschutz			

Aubrugg

Als erste der 3 Anlagen konnte die Bi-facial Anlage am Autobahnkreuz Aubrugg im Dezember 1997 in Betrieb genommen werden. Diese Anwendung bedeutet eine Weltneuheit, wurde doch die beidseitig aktive Solarzelle schon vor einiger Zeit erfunden, jedoch bis heute noch nie in grösseren Mengen produziert. Hergestellt wurden sowohl Zellen wie Module von der deutschen Firma ASE GmbH. Sie hat die Anlage ab den definierten Schnittstellen errichtet.

Die Bi-facial Anlage ist Ost-West ausgerichtet, das heisst, die Vorderseite der Module wird von der Morgensonne und die Rückseite von der Nachmittagsonne bestrahlt. Beide Seiten sind schallreflektierend.

Wallisellen

Als zweite Schweizer Anlage konnte im Herbst 1998 die Zick-Zack-Anlage der Firmengemeinschaft Borra SA / Atlantis Energie AG entlang der Eisenbahnlinie in der Nähe des Bahnhofes Wallisellen in Betrieb genommen werden.

Eingesetzt sind 45 modulnahe Kleinwechselrichter und das Konzept eignet sich deshalb für den von zeitweiser Abschattung betroffenen Standort an der SBB Linie Wallisellen- Dübendorf gut.

Die Schallschutzelemente sind auf der Bahnseite schallabsorbierend, auf der Strassenseite reflektierend. Durch Verwendung von doppelseitig absorbierenden Kassetten kann auch auf der Modulseite eine Teilabsorption erreicht werden.

Brüttisellen

Für die dritte Anlage bot sich eine projektierte Lärmschutzwand an der A1 in Brüttisellen. Als Vertragspartner konnte die Firma AET GmbH verpflichtet werden. Sie setzt erstmals Standardkassetten mit amorphen Tripple Junction Zellen der Firma UniSolar ein.

Das System AET reflektiert den Schall auf der Modulseite. Es kann also nur in Teilbereichen der Wand (Streifen), oder besser verkehrsabgewandt eingesetzt werden.

Die Anlage wurde im Winter 99/2000 erstellt und Ende Februar 2000 in Betrieb genommen.

Anlage	Firma	Aubruigg	Wallisellen	Brüttisellen
	Typ	ASE GmbH	Borra SA / Atlantis AG	AET GmbH
	Ort	Bifacial	Zick-Zack	Vertikal-Kassetten
		Wallisellen-Aubruigg	Wallisellen	Brüttisellen
Planung		Frühling 97-Nov. 97	Frühling 97-Juni 98	Frühling 98-Jan. 99
Bewilligungen		Okt./Nov. 97	Mai/Juni 98	Juni 98
Bau		Nov./Dez. 97	Juli-Okt. 98	Dez. 99
Inbetriebnahme		17.12.97	24.09.98	24.02.00
Aufbau Messeinrichtung		Jan. 98	Okt. 98	Dez. 99-Feb. 00
Detail-Messung		Jan. 98 - Dez. 99	Nov. 98 - Dez. 00	seit März 00

Tabelle 2, Projektablauf der schweizer PV-Schallschutz Anlagen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Messungen

Die Messeinrichtungen aller drei Anlagen sind in Anlehnung an die EU-Guidelines aufgebaut, bei allen Anlagen werden noch zusätzliche Parameter erfasst. Generell wurden Stundenmittelwerte oder Summen aller Parameter während der gesamten Messperiode erfasst.

Bi-facial PV-Schallschutzanlage Aubruigg

Die Einstrahlung wird mit 4 Referenzzellen, 2 Richtung Ost und 2 Richtung West erfasst. Zusätzlich werden die Modultemperatur und alle 5 Stringströme aufgezeichnet.

Bei der Auswertung der Ertragsdaten und der Berechnung der Performance (PR) stellt sich bald die Frage, mit welcher Nominalleistung der Zelle gerechnet werden soll: der Wirkungsgrad der Frontseite liegt nominal deutlich über demjenigen der Rückseite. Da die Zelle in Nord-Süd-Richtung aufgestellt ist und sie deshalb etwa gleichviel Strahlung auf beiden Seiten sieht, wurde als Nennleistung der Mittelwert der beiden Seiten genommen. In diesem Sinne wird hier also ein aufstellungsabhängiger Wirkungsgrad einer Zelle postuliert. Würde die Zelle gegen Süden gerichtet müsste also mit einer höheren Nennleistung der Anlage gerechnet werden.

Nach einigen kurzen Anfangsschwierigkeiten des Wechselrichters lief die Anlage in der Folge mit grosser Zuverlässigkeit. Es zeigte sich, dass die neuartige Bi-facial Zelle den Wirkungsgrad als Gesamtheit nicht ganz erfüllt. Während die bessere Frontseite (gegen Osten gerichtet, „Morgenseite“) den Erwartungen entspricht, ist am Abend ein zu tiefer Wirkungsgrad festzustellen. Der gute Morgenwirkungsgrad wird zudem nur während kurzer Zeit erreicht.

PV-Schallschutzanlage SBB Wallisellen

Die Einstrahlung wird mit 3 auf der gesamtem Länge der Anlage platzierten Referenzzellen erfasst. Zusätzlich werden die Modultemperatur an drei Orten, alle 45 Stringströme sowie DC und AC Leistung von 3 Strings aufgezeichnet. Da die Anlage aus 45 Kleinwechselrichtern besteht wurde auf eine Aufzeichnung der gesamten DC Leistung verzichtet.

Die Nähe der schalltechnisch zu schützenden Häuser führt dazu, dass die Anlage in den Wintermonaten teilweise von Abschattung betroffen ist. Die messtechnische Erfassung der Strahlungssituation gestaltet sich dementsprechend als schwierig.

PV-Schallschutzanlage A1 Brüttisellen

Die Einstrahlung wird mit 3 auf der gesamten Länge der Anlage platzierten Referenzzellen erfasst. Zusätzlich werden die Modultemperatur an vier Orten, alle 8 Stringströme aufgezeichnet. Die Daten der 550 Wp Anlage mit den Sonderlaminaten wurden ebenfalls registriert.

Die vom Vertragspartner vorgenommene Modulverschaltung erwies sich als sehr problematisch. Aufgrund der teilweise abgedeckten Zellen wurde trotz der Bypassdioden eine viel tiefere Leistung festgestellt als angeboten. Um die für den Inverter notwendige Systemspannung trotzdem zu erreichen, mussten mehr Kassetten als geplant in Serie geschaltet werden. Damit entsteht eine sehr hohe Leerlaufspannung, was vor allem bei tiefen Temperaturen den Wechselrichter gefährden könnte. Wegen der teilweisen Abdeckung von einigen Modulen wurde die Nennleistung der Hauptanlage nach unten korrigiert.

Ort	Aubrugg	Aubrugg	Wallisellen	Brüttisellen	Brüttisellen
Hersteller PV-Schallschutz		ASE	Borra SA / Atlantis	Hauptfeld AET	Sonder- lamine

Hersteller Zelle	Vorderseite	Rückseite	Anlage		UniSolar	UniSolar
Hersteller Modul / Kassette			ASE		AET	AET
Typ			ASE	Atlantis	Kassette	Kassette
Zellen			spezial	spezial		
			m-Si	p-Si	UniSolar Tripple Junction	UniSolar Tripple Junction
PV Modul / Kassette	Bifacial	Bifacial	Bifacial		Standard Kassetten	Sonder- laminierung
Modulleistung	W	179 (*)	145 (*)	165	71.5	48.7 (**)
Modulspannung	V	54	58.4	56.2	17	25.5
Modulfläche	m ²			2.05	0.61	1.29
Zellen-Wirkungsgrad	%	14	11.3	12.4		1.29
Modul-Wirkungsgrad	%			8.05	11.74	3.79

Gesamtanlage

		ost	west	Anlage			
Leistung	P ₀ kWp	8.95	7.25	8.3	9.7	8.2	0.55
Systemspannung	V	540	584		51	536	34
Fläche	A ₀ m ²			102.5	82.2	216.0	12.9
Feld-Wirkungsgrad (STC)	%	8.73	7.07	8.05	11.74	3.79	4.27
Anzahl Module / String	-			10	3	21	2
Anzahl Strings	-			5	45	8	5
Anzahl Module / Kassetten	-			50	135	168	10
Neigung	°			90	45	90	90
Ausrichtung	°	83	263		197	142	142
Gesamtlänge	m			120	72	120	8
Leistungsdichte DC (***)	W/m	90	73	82	143	73.2	82.5

Inverter

Marke			Atlantis		
Hersteller		Sputnik	Sputnik	Sputnik	Würth
Typ		SolarMax 10	MINISINE 200	SolarMax 10	WE 500 NWR
Nennleistung AC	kW	10	0.18	10	0.65
Anzahl Geräte	-	1	45	1	1
Nennleistung AC gesamt	kW	10	8.1	10	0.65

(* Herstellerangaben

(** korrigierter Wert, da einzelne Module zum Teil abgedeckt sind

(*** ohne Berücksichtigung von Blindelementen etc.

Tabelle 3, Technische Daten der drei schweizer PV-Schallschutz Anlagen.

Auswertungen

Die Monatsauswertungen auf den folgenden Seiten repräsentieren die Messresultate der drei Schweizer Anlagen während den letzten 12 Betriebsmonaten (Jan. 2001 bis Dez. 2001). Ausgewertet wurden die Hauptmessungen der drei Anlagen.

Anlage Aubrugg

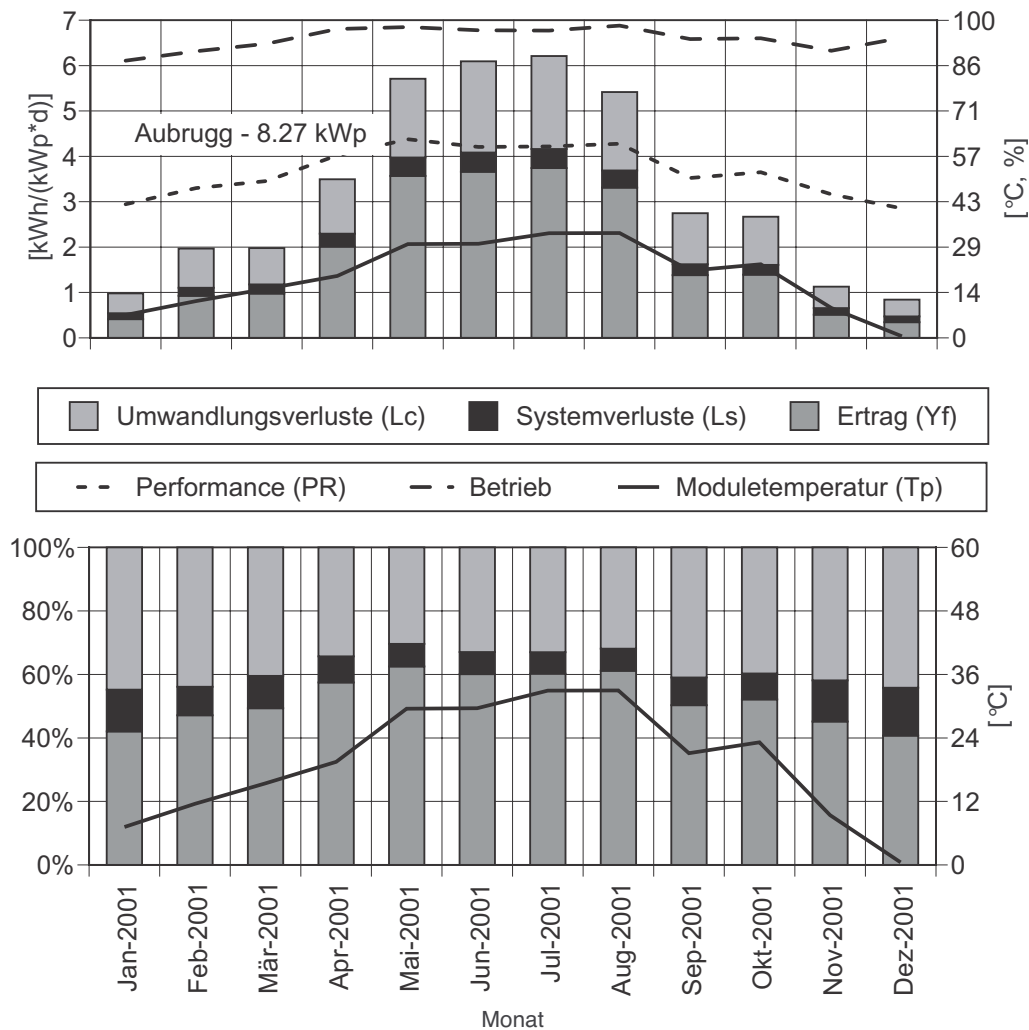
AUBRUGG	t M	M	O	Betr. Inv	H	H I	T am	E A	E IO+	E IO-	E IO
8.27	[h]	---	---	[h]	[kWh/m ²]		[°C]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
[kWp]											
1998	8'592	0.98	0.05	4'193	1'105	1'239	10.4	7'126	6'254	23.8	6'230
1999	8'760	1.00	0.05	4'256	1'008	1'163	10.1	6'498	5'754	23.2	5'731
2000	8'784	1.00	0.07	4'215	1'062	1'236	11.0	6'264	5'530	25.5	5'505
2001	8'760	1.00	0.05	4'263	1'030	1'197	10.3	6'407	5'642	27.9	5'614
98...01	total			16'926	4'206	4'835		26'296	23'181	100.5	23'080
Mittel	8'724	1.00	0.05	4'231	1'051	1'209	10.5	6'574	5'795	25.1	5'770
Jan. 01	744	1.00	0.13	251	23	30	1.6	139	109	3.0	106
Feb. 01	672	1.00	0.10	272	43	55	3.8	255	216	1.9	215
Mär. 01	744	1.00	0.07	346	54	61	7.3	302	253	2.9	250
Apr. 01	720	1.00	0.03	393	94	105	7.7	570	500	2.0	498
Mai. 01	744	1.00	0.02	456	158	177	16.6	1'019	918	2.4	915
Jun. 01	720	1.00	0.03	462	163	183	16.5	1'013	911	2.4	908
Jul. 01	744	1.00	0.03	464	171	193	20.1	1'067	961	2.1	959
Aug. 01	744	1.00	0.02	431	145	168	20.3	946	851	1.8	849
Sept. 01	720	1.00	0.06	358	72	82	12.4	402	345	2.5	343
Okt. 01	744	1.00	0.06	325	63	83	13.5	412	358	1.5	356
Nov. 01	720	1.00	0.10	260	25	34	3.1	162	129	2.7	126
Dez. 01	744	1.00	0.06	244	19	26	0.3	121	91	2.7	88
2001	8'760	1.00	0.05	4'263	1'030	1'197	10.3	6'407	5'642	27.9	5'614

Tabelle 4, Anlage Aubrugg: Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 1998 ... 2001 und die Monatswerte 2001.

AUBRUGG	Y r,g	Y r	Y a	Y f	L s	L c	PR	n Feld	n Inv	n tot	Betr	Tp b	spez. Ertr.
8.27	[kWh/(kWp*d)]						---	---	---	---	[%]	[°C]	[kWh/kWp]
[kWp]													
1998	3.06	3.43	2.38	2.08	0.30	1.05	0.61	0.081	0.874	0.071	95	30.7	753
1999	2.77	3.20	2.16	1.90	0.25	1.04	0.60	0.078	0.882	0.069	95	30.9	693
2000	2.90	3.38	2.07	1.82	0.25	1.31	0.54	0.071	0.879	0.063	93	28.4	666
2001	2.82	3.28	2.12	1.86	0.26	1.16	0.57	0.075	0.876	0.066	95	25.8	679
Mittel	2.89	3.32	2.18	1.92	0.27	1.14	0.58	0.076	0.878	0.067	95	28.9	698
Jan. 01	0.75	0.98	0.54	0.41	0.13	0.44	0.42	0.064	0.762	0.049	87	7.2	
Feb. 01	1.53	1.97	1.10	0.93	0.18	0.86	0.47	0.065	0.840	0.055	90	11.6	
Mär. 01	1.75	1.98	1.18	0.98	0.20	0.80	0.49	0.069	0.829	0.057	93	15.4	
Apr. 01	3.14	3.50	2.30	2.01	0.29	1.20	0.57	0.076	0.875	0.067	97	19.5	
Mai. 01	5.09	5.71	3.97	3.57	0.40	1.74	0.63	0.081	0.898	0.073	98	29.5	
Jun. 01	5.44	6.09	4.08	3.66	0.42	2.01	0.60	0.078	0.896	0.070	97	29.6	
Jul. 01	5.52	6.21	4.16	3.74	0.42	2.05	0.60	0.078	0.899	0.070	97	32.9	
Aug. 01	4.66	5.42	3.69	3.31	0.38	1.73	0.61	0.079	0.898	0.071	98	33.0	
Sept. 01	2.39	2.75	1.62	1.38	0.24	1.13	0.50	0.069	0.853	0.058	94	21.1	
Okt. 01	2.02	2.67	1.61	1.39	0.22	1.06	0.52	0.070	0.865	0.061	94	23.2	
Nov. 01	0.84	1.13	0.65	0.51	0.15	0.47	0.45	0.067	0.777	0.052	90	9.4	
Dez. 01	0.62	0.84	0.47	0.34	0.13	0.37	0.41	0.065	0.730	0.047	94	0.5	
2001	2.82	3.28	2.12	1.86	0.26	1.16	0.57	0.075	0.876	0.066	95	25.8	

Tabelle 5, Anlage Aubrugg: Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 1998 ... 2001 und die Monatswerte 2001.

Grafiken Anlage Aubrugg



Figur 1, Anlage Aubrugg: Ertrag und Verluste der letzten 12 Monate, in [kWh/kWp*d] und in [%].

Die Bi-Facial Anlage Aubrugg zeigt für die letzten 12 Betriebsmonate eine Performance von 58 % und einen spezifischen Jahresertrag von 698 kWh/kWp bei einer Verfügbarkeit von 95 %. Bedingt durch den tiefer als erwarteten Modulwirkungsgrad und die geographische Lage mit relativ niedriger Einstrahlung in den Wintermonaten (Morgennebel), erreichte die Anlage Aubrugg eher die Performance und Ertrag einer Fassaden-Anlage und nicht wie erwartet, einer optimal nach Süden ausgerichteten Anlage. Der mittlere Feldwirkungsgrad (STC) der bi-facialen monokristallinen Module ist 8.1 % und der gemessene Feldwirkungsgrad beim Betrieb der Anlage ist 7.8 %.

Anlage Wallisellen

WALL 9.65 [kWp]	t M [h]	M —	O —	Betr. Inv [h]	H [kWh/m ²]	H I [°C]	T am [°C]	E IO+ [kWh]	E IO- [kWh]	E IO [kWh]
1999	8'758	1.00	0.07	3'756	1'002	924	7.8	5'377	34.0	5'343
2000	8'784	1.00	0.22	2'922	1'064	948	8.6	4'575	104.9	4'470
2001	8'760	1.00	0.07	3'391	1'019	862	7.9	4'926	115.9	4'811
99...01	total			10'068	3'085	2'734		14'878	254.8	14'623
Mittel	8'767	1.00	0.12	3'356	1'028	911	8.1	4'959	84.9	4'874

Jan. 01	744	1.00	0.02	189	24	31	-0.6	158	14.3	144
Feb. 01	672	1.00	0.01	238	43	47	1.4	296	12.7	283
Mär. 01	744	1.00	0.06	269	55	49	5.0	295	13.4	282
Apr. 01	720	1.00	0.00	344	93	76	5.2	513	11.4	502
Mai. 01	744	1.00	0.02	384	156	115	14.0	733	11.9	721
Jun. 01	720	1.00	0.03	387	159	110	13.9	681	11.5	670
Jul. 01	744	1.00	0.30	295	168	124	17.6	522	9.8	512
Aug. 01	744	1.00	0.07	333	142	119	17.8	635	9.5	626
Sept. 01	720	1.00	0.02	296	71	65	9.9	404	2.0	402
Okt. 01	744	1.00	0.02	279	64	72	11.0	434	3.3	430
Nov. 01	720	1.00	0.07	200	25	29	0.9	146	7.5	138
Dez. 01	744	1.00	0.17	176	20	25	-1.8	109	8.6	101
2001	8'760	1.00	0.07	3'391	1'019	862	7.9	4'926	115.9	4'811

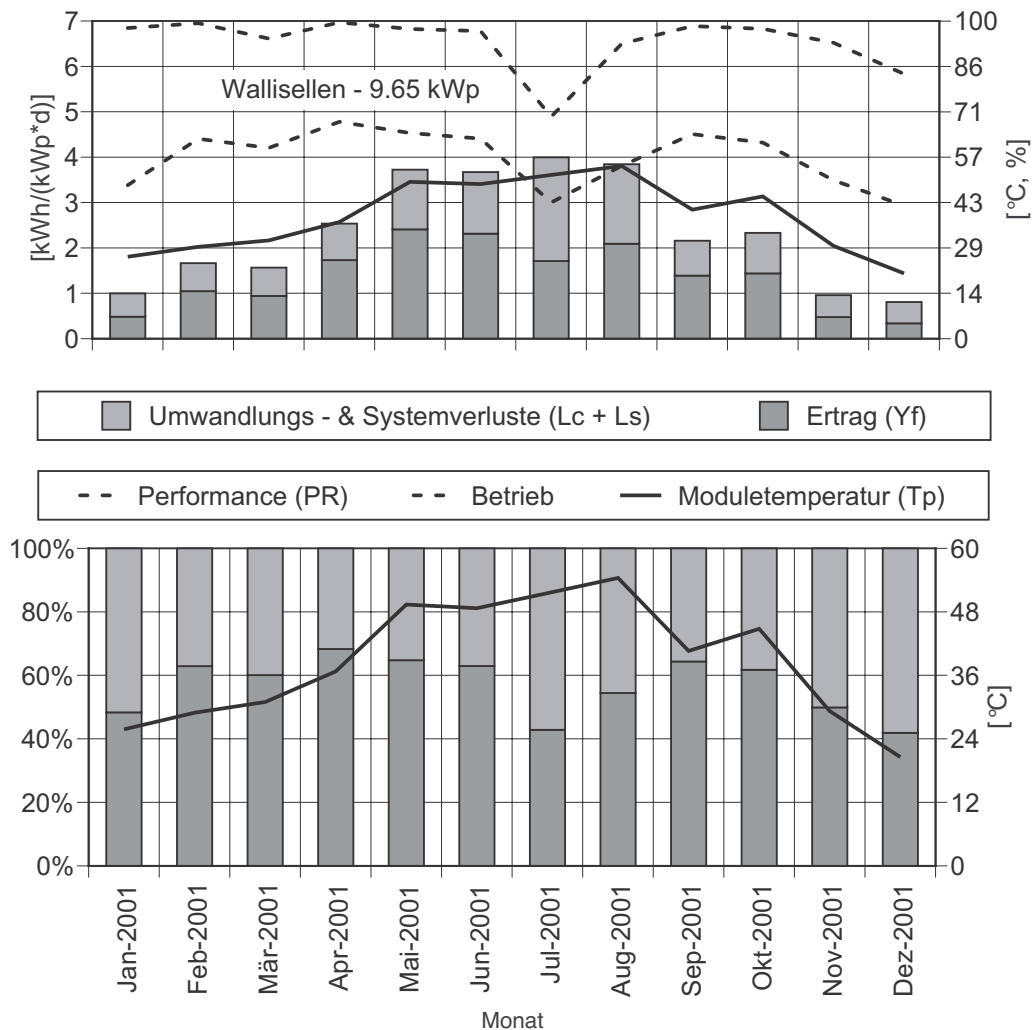
Tabelle 6, Anlage Wallisellen: Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 1999 ... 2001 und die Monatswerte 2001.

WALL 9.65 [kWp]	Y r,g [kWh/(kWp*d)]	Y r [kWh/(kWp*d)]	Y f [kWh/(kWp*d)]	L s [kWh/(kWp*d)]	PR —	n tot —	Betr [%]	Tp b [°C]	spez. Ertr. [kWh/kWp]
1999	2.74	2.53	1.52	1.02	0.60	0.070	93	43.8	554
2000	2.91	2.59	1.27	1.32	0.49	0.057	78	46.5	463
2001	2.79	2.36	1.37	0.99	0.58	0.068	93	44.0	499
Mittel	2.81	2.49	1.38	1.11	0.56	0.065	88	44.7	505

Jan. 01	0.78	1.00	0.48	0.51	0.48	0.057	98	25.8	
Feb. 01	1.53	1.67	1.05	0.62	0.63	0.074	99	28.9	
Mär. 01	1.76	1.57	0.94	0.63	0.60	0.071	94	31.0	
Apr. 01	3.09	2.54	1.73	0.81	0.68	0.080	100	36.7	
Mai. 01	5.03	3.72	2.41	1.31	0.65	0.076	98	49.4	
Jun. 01	5.29	3.67	2.31	1.36	0.63	0.074	97	48.7	
Jul. 01	5.40	3.99	1.71	2.28	0.43	0.050	70	51.5	
Aug. 01	4.57	3.84	2.09	1.75	0.54	0.064	93	54.4	
Sept. 01	2.38	2.16	1.39	0.77	0.64	0.076	98	40.6	
Okt. 01	2.08	2.33	1.44	0.89	0.62	0.073	98	44.8	
Nov. 01	0.82	0.96	0.48	0.48	0.50	0.059	93	29.2	
Dez. 01	0.65	0.81	0.34	0.47	0.42	0.049	83	20.6	
2001	2.79	2.36	1.37	0.99	0.58	0.068	93	44.0	

Tabelle 7, Anlage Wallisellen: Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 1999 ... 2001 und die Monatswerte 2001.

Grafiken Anlage Wallisellen



Figur 2, Anlage Wallisellen: Ertrag und Verluste der letzten 12 Monate, in [kWh/kWp*d] und in [%].

Die Anlage SBB Wallisellen zeigt für die letzten 12 Betriebsmonate eine Performance von 56 % und einen spezifischen Jahresertrag von 505 kWh/kWp bei einer Verfügbarkeit von 88 %. Konzeptbedingt wurde die DC Leistung nicht erfasst. Die Umwandlungs- und die Systemverluste (Lc, Ls) sind in den Darstellungen der Tabelle 7 und in der Figur 2 zusammengefasst. Die detaillierten Messungen an den 3 von 45 Invertern zeigen einen mittleren Inverterbetriebswirkungsgrad von 86 %. Wie in der Tabelle 6, unter EIO- ersichtlich ist, sind die Stillstandverluste der Inverter relativ hoch. Im August 2001 wurde bei der Anlage eine Schaltuhr eingebaut, welche alle 45 Inverter nachts vom Netz trennt. Dadurch konnten die Stillstandverluste wesentlich verringert werden. Da die Module nicht genügend hinterlüftet sind, ist die mittlere jährliche Modultemperatur mit 45 °C relativ hoch. Der Feldwirkungsgrad (STC) der polykristallinen Module ist 11.7 % und der gemessene Feldwirkungsgrad der detaillierten Messungen an 3 von 45 Strings beim Betrieb der Anlage ist 10 %. Der tiefere Ertrag gegenüber der Voraussage ist auf das tiefere Strahlungsangebot (- 6 %), Beschattung durch Bäume und Häuser (- 8 %), Beschattung der untersten Modulreihe (- 5 %), erhöhte Modultemperatur (- 5 %) tiefer Inverterwirkungsgrad (- 5 %) und keine Nachtabschaltung der Inverter (-2.5 %) zurückzuführen.

Anlage Brüttisellen

BRUETTI 8.20 [kWp]	t M	M	O	Betr. Inv	H	H I	T am	E A	E IO+	E IO-	E IO
	[h]	—	—	[h]	[kWh/m²]		[°C]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
2000	7'211	0.82	0.26	3'866	1'042	671	10.7	2'895	2'555	37.1	2'518
2001	8'760	1.00	0.05	4'484	1'098	721	8.3	3'978	3'573	53.5	3'520
00...01	total			8'350	2'141	1'392		6'872	6'128	90.5	6'037
Mittel	7'986	0.91	0.16	4'175	1'070	696	9.5	3'436	3'064	45.3	3'019

Jan. 01	744	1.00	0.04	280	29	38	-0.3	228	201	5.0	196
Feb. 01	672	1.00	0.01	293	48	48	1.8	300	270	3.3	267
Mär. 01	744	1.00	0.01	369	59	41	5.5	267	231	4.7	226
Apr. 01	720	1.00	0.00	411	99	58	5.7	367	326	3.9	322
Mai. 01	744	1.00	0.03	472	168	90	14.6	518	479	4.4	475
Jun. 01	720	1.00	0.09	477	167	80	14.2	435	397	4.8	392
Jul. 01	744	1.00	0.07	483	177	87	17.9	462	431	4.7	427
Aug. 01	744	1.00	0.04	444	153	93	18.1	491	458	4.8	454
Sept. 01	720	1.00	0.04	379	75	52	10.2	272	232	5.1	227
Okt. 01	744	1.00	0.03	345	73	73	11.4	361	323	3.3	319
Nov. 01	720	1.00	0.30	263	28	31	1.4	123	96	4.8	92
Dez. 01	744	1.00	0.10	269	23	30	-1.4	153	128	4.7	123
2001	8'760	1.00	0.05	4'484	1'098	721	8.3	3'978	3'573	53.5	3'520

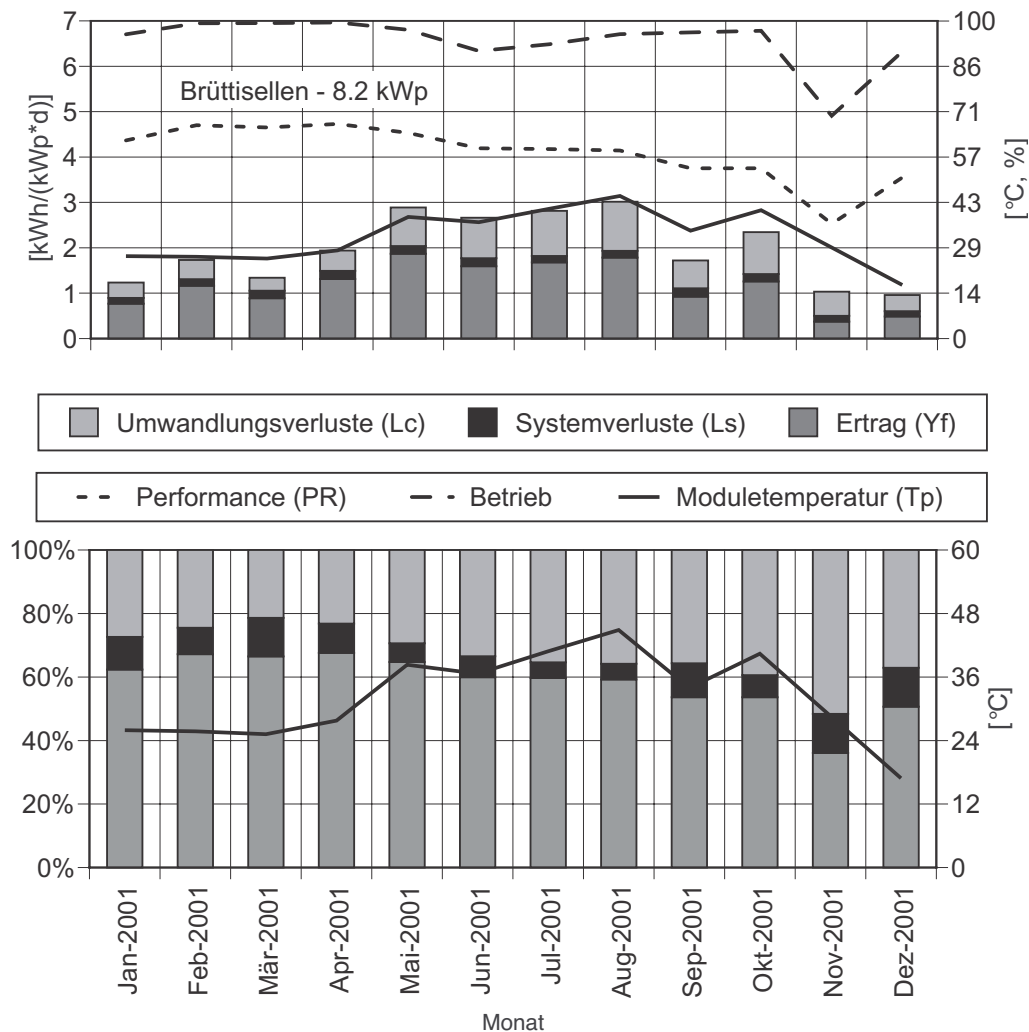
Tabelle 8, Anlage Brüttisellen: Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 2000 und 2001 und die Monatswerte 2001.

BRUETTI 8.198 [kWp]	Y r,g	Y r	Y a	Y f	L s	L c	PR	n Feld	n Inv	n tot	Betr	Tp b	spez. Ertr.
	[kWh/(kWp*d)]						—	—	—	—	[%]	[°C]	[kWh/kWp]
2000	3.47	2.24	1.18	1.02	0.15	1.06	0.46	0.020	0.870	0.017	74	36.6	307
2001	3.01	1.98	1.33	1.18	0.15	0.65	0.60	0.026	0.885	0.023	95	35.1	429
Mittel	3.24	2.11	1.25	1.10	0.15	0.85	0.53	0.023	0.877	0.020	84	35.8	368

Jan. 01	0.93	1.23	0.90	0.77	0.13	0.34	0.62	0.028	0.859	0.024	96	26.0	
Feb. 01	1.70	1.73	1.31	1.16	0.14	0.42	0.67	0.029	0.889	0.026	99	25.7	
Mär. 01	1.89	1.34	1.05	0.89	0.16	0.29	0.66	0.030	0.845	0.025	99	25.2	
Apr. 01	3.28	1.94	1.49	1.31	0.18	0.45	0.68	0.029	0.880	0.026	100	27.8	
Mai. 01	5.42	2.89	2.04	1.87	0.17	0.85	0.65	0.027	0.916	0.025	97	38.3	
Jun. 01	5.58	2.66	1.77	1.59	0.18	0.89	0.60	0.025	0.901	0.023	91	36.6	
Jul. 01	5.70	2.81	1.82	1.68	0.14	1.00	0.60	0.025	0.924	0.023	93	40.9	
Aug. 01	4.95	3.01	1.93	1.79	0.15	1.08	0.59	0.024	0.923	0.023	96	44.9	
Sept. 01	2.50	1.72	1.11	0.92	0.18	0.61	0.54	0.024	0.834	0.020	96	33.9	
Okt. 01	2.35	2.34	1.42	1.26	0.16	0.92	0.54	0.023	0.885	0.020	97	40.4	
Nov. 01	0.93	1.03	0.50	0.37	0.13	0.53	0.36	0.018	0.747	0.014	70	28.6	
Dez. 01	0.75	0.96	0.60	0.49	0.12	0.36	0.51	0.024	0.805	0.019	90	16.9	
2001	3.01	1.98	1.33	1.18	0.15	0.65	0.60	0.026	0.885	0.023	95	35.1	

Tabelle 9, Anlage Brüttisellen: Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 2000 und 2001 und die Monatswerte 2001.

Grafiken Anlage Brüttisellen



Figur 3, Anlage Brüttisellen: Ertrag und Verluste der letzten 12 Monate, in [kWh/kWp*d] und in [%].

Die Anlage A1 Brüttisellen zeigt für die letzten 12 Betriebsmonate eine Performance von 53 % und einen spezifischen Jahresertrag von 368 kWh/kWp bei einer Verfügbarkeit von 84 %. Wegen der teilweisen Überlappung der Module an einzelnen Kassetten musste die Nennleistung der Anlage von 10 kWp auf 8.2 kWp korrigiert werden. Der Feldwirkungsgrad (STC) der amorphen Tripple Junction Module ist somit 3.8 % und der gemessene Feldwirkungsgrad beim Betrieb der Anlage ist 2.5 %. Die genaue Ursache für den relativ tiefen Feldwirkungsgrad kann nur mittels gezielten zusätzlichen Messungen an den Modulfeldern ermittelt werden. Konstruktionsbedingt liegt auch bei dieser Anlage die mittlere Modultemperatur besonders in den Sommermonaten relativ hoch.

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	mittl. 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	mittl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
			spez. Ertrag	spezifischer Jahrsertrag	[kWh/(kWp*a)]

Tabelle 10, Verwendete Symbole und Einheiten.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen dieses Projektes und des PV-Schallschutzprojektes in Deutschland entstand eine Zusammenarbeit mit den Vorlieferanten und Projektträgern der 6 PV-Schallschutz Anlagen. Die Anlagen- und Messdaten der drei Schweizer Projekte sind in der internationalen IEA PVPS Datenbank enthalten.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Um die Messresultate der drei Anlagen besser zu vergleichen zu können, sind die Messungen an allen Anlagen bis Ende 2001 durchgeführt worden. Das Projekt ist abgeschlossen und der Schlussbericht wird im Frühjahr 2002 erscheinen.

Referenzen / Publikationen

Referenzen

- [1] G. Blässer: Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document A, Photovoltaic System Monitoring, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data, JRC, ESTI Labor, Ispra, Italien 1991/92.
- [2] International Electrotechnical Commission (IEC): Standard IEC 61724, Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.
- [3] Operational performance, maintenance and sizing of photovoltaic power systems and subsystems; IEA PVPS Performance Database Programme, Version 1.19, Database 06/2001 - IEA task 2 PVPS: CD-ROM, <http://www.task2.org/database/> oder ENET.

Publikationen

- [4] Th. Nordmann, M. Dürr, A. Frölich, Adolf Goetzberger: First experience with a bifacial PV noise barrier, (Plenary Presentation), 16th European Photovoltaic Energy Conference, Glasgow, Mai 2000.
- [5] TNC Consulting AG: Erprobung von drei integrierten Photovoltaik-Schallschutz-Versuchsanlagen, Schlussbericht zu Handen des Bundesamtes für Strassen (ASTRA), November 2000.
- [6] K. Reiche, A. Goetzberger, A. Frölich, Th. Nordmann: Integrated PV-Soundbarriers: Results from the International Competition and Realisation of Six 10 kWp Testing Facilities, 14 th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 30 June - 4 July 1997.
- [7] Jahresberichte BFE-Programm Photovoltaik, 1997 bis 2000, Bundesamt für Energie, Bern.

Annual Report 2001

PV / Noise Barrier Installation „Alpha A1“ in Safenwil

Author and co-authors	Ruedi Hottiger-Reck, Safenwil / Alan C. Hawkins, Erlinsbach
Institution / company	IG Solar Safenwil
Address	Höliweg 3, CH-5745 Safenwil
Telephone, Fax	+41 (0)62 797 70 03 / +41 (0)62 798 00 15
E-mail, homepage	ig-solar@bluewin.ch / info@ekotech.ch / http://www.alpha-a1.ch
Project- / Contract -Number	Project-Number 37146 / Contract-Number 76903
Duration of the Project (from – to)	2001 - 2003

ABSTRACT

Annual report on a combined PV / Noise Barrier installation with a capacity of 80 kWp which has been installed in Safenwil on the motorway Zürich – Berne. The Installation is the first privately owned PV power installation on a motorway noise barrier in Switzerland. The project was initiated by IG SOLAR Safenwil, a local co-operative for the promotion of solar energy. The installation is operated by the Ekotech AG company, whose shares are held by IG SOLAR and a (growing) number of companies and private persons. The power produced is being sold to persons, utilities and institutions interested in buying „green“ power.

The main events in 2001 were:

- Initial commissioning of a data-collection system in January
- Addition of a GSM-data connection in March, temperature and irradiance measurements in April
- Intensive testing and trouble-shooting in March and April
- Observation and assessment of shadowing effects in the summer months
- Comparison of energy production with the theoretical values calculated using irradiance data from a local weather station and own measurements
- Comparison of the installation's power as measured by an independent body and confirmed using the monitoring system with the values originally planned

1. Einleitung / Projektziele

Als Initiantin dieses Projekt zeichnet die IG SOLAR Safenwil, welche sich seit ihrer Gründung im April '98 für die Förderung erneuerbarer Energien engagiert. Mit dem Bau der PV-Schallschutzanlage „Alpha A1“ ist es der IG SOLAR gelungen, mit entsprechender Hartnäckigkeit und der Überzeugung sich für eine gute Sache einzusetzen, gleich ihr erstes und zugleich auch grösseres Energieprojekt in die Realität umzusetzen. Alpha A1 speist nun seit etwas mehr als einem Jahr sauberen Solarstrom ins öffentliche Netz ein.

Projektziele

Nachdem die Anlage „Alpha A1“ nun seit etwas mehr als einem Jahr im Betrieb steht und während diesem Zeitraum auch erfasste Messdaten liefert, stand als Projektziel für 2001 eine entsprechende Messdatenaufbereitung im Vordergrund.

Da sich die Anlage in einem zu gewissen Jahreszeiten eher nebelreicheren Gebiet befindet und sich die nächstgelegene Wetter-Messstation in Buchs/AG in ca. 20 Km Entfernung befindet, entschloss man sich bei der IG SOLAR, die Anlage zusätzlich mit entsprechenden Instrumenten zur eigenen Meteodatenerfassung auszurüsten. Dadurch sollte es der Betriebsgesellschaft auch in Zukunft möglich sein, mit standort-verbindlichen Meteodaten die erbrachten Anlageleistungen so genau wie möglich auszuwerten und mit Lieferantenangaben zu vergleichen und für mögliche Differenzen entsprechende Unterlagen zur Verfügung zu haben.

- Montage und Inbetriebnahme von zusätzlichen Meteo-Messinstrumenten.
- Betrieb der Anlage.
- Inbetriebnahme Datenerfassung und Auswertung.
- Neutrale Messung einzelner Anlagebereiche durch TISO vor Ort.
- Zusätzliche Sicherheitsschrauben als Paneelen-Diebstahlschutz anbringen.



Fig. 1: Ansicht der fertig erstellten Anlage an der Autobahn A1 in Safenwil, Fahrspur Zürich - Bern.

2. Anlagebeschreibung

Die Projekt- resp. Anlagebeschreibung ist im BFE – Jahresbericht Ausgabe 2001 enthalten. Damit Sie bezüglich der weiteren Anlagedokumentation und Messdatenauswertungen die technischen Daten zur Verfügung haben, sind diese hier nochmals aufgeführt und mit zusätzlichen Anlageskizzen vervollständigt.

Technische Daten zur Anlage:

Installierte Leistung	80 kWp
erwartete Leistung p.Jahr	ca. 68'000 kWh
Anlagelänge total	368 m
Nationalstrasse A1	km 66.105 – 66473
Anzahl 4 m – Wandelemente	91 Stk.
davon 2.5 m hoch	19 Stk.
übrige 2.0 m hoch	72 Stk.

Photovoltaik-Komponenten:

Monokristalline Solarmodule ISOFOTON		
obere Reihe	Typ 1 – 165 / 12	365 Stk.
unt. Reihe / West	Typ 1 – 110 / 24	90 Stk.
unt. Reihe / Ost	Typ 1 – 65 / 12	183 Stk.
Klein-Wechselrichter String orientiert:		
Produkt: SMA Sunny Boy 2500		24 Stk.
davon Wand Ost 12 Stk. / Wand West		12 Stk.

Fig. 2
**Profil-Querschnitt
Schallschutzwand mit
PV-Komponenten.**

Die Zeichnung dokumentiert, in welchen Abmessungslimiten die Anlage realisiert werden musste und wie sich im Verlauf des ersten Betriebsjahres herausstellt, als Folge dadurch eine teilweise Eigenbeschattung der unteren Modulreihe auftritt.

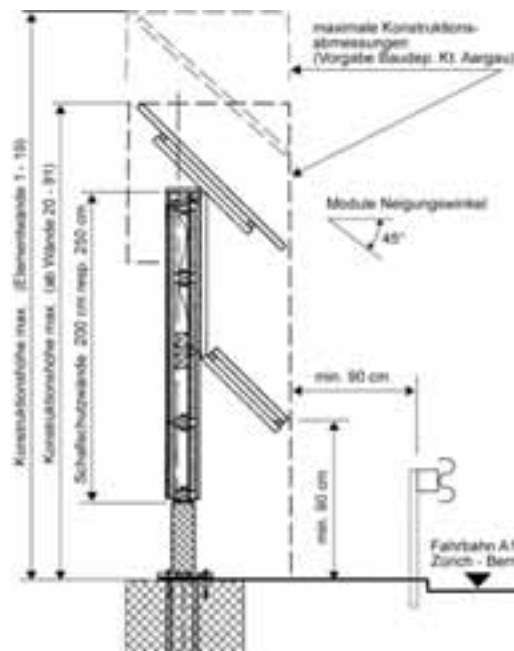


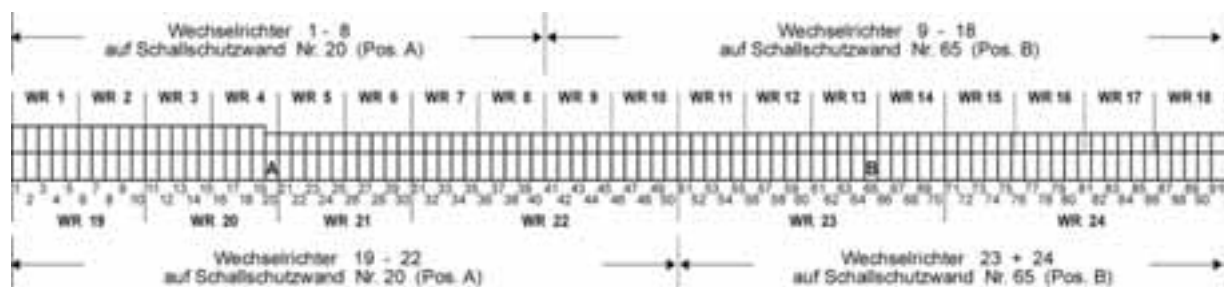
Fig. 3 Anlage – Gesamtansicht mit allen 91 Wandelementen

Übersicht Verschaltung der 24 Wechselrichter

A = Schallschutzwand „West“ Nr. 20 mit 12 Wechselrichter
B = Schallschutzwand „Ost“ Nr. 65 mit 12 Wechselrichter

PV-Module Verteilung auf Wechselrichter

Wechselrichter 1 - 18 Modul Isofoton 1 - 165
Wechselrichter 19 - 21 Modul Isofoton 1 - 110
Wechselrichter 22 - 24 Modul Isofoton 1 - 55



Messdatenerfassung:

Die Messdatenerfassung erfolgt über ein im Schaltschrank fest installiertes Daten-Erfassungsgerät. Produkt: SMA Typ: Sunny Boy Control plus (auch für Meteodatenerfassung). Mittels eines zusätzlich eingebauten Netzanalysators lassen sich mögliche Messdatenausfälle nachweisen. Die effektive kWh-Einspeismenge wird über zwei geeichte und vom AEW (Netzbetreiber)eingebaute Zähler (Hoch- und Niedertarifeinspeisung) von uns zwecks Ertragskontrolle monatlich abgelesen. Ebenfalls darin untergebracht ist auch ein Modem, worüber die Anlagedaten auch fern abgefragt und allenfalls erforderliche Anlage-Parameter vom Büro aus überprüft und falls nötig auch direkt geändert werden können. Der besagte Schaltschrank, wo auch die eigentliche Netzeinspeisung stattfindet, ist ca. 150 m vom Ende der Anlage in westlicher Richtung am Stützpfeiler der über die Autobahn führenden Brücke (s. Situation) platziert.



Fig. 4 : Situationsplan mit eingezeichneter PV-Schallschutzwand an der Autobahn A1 im östlichen Dorfteil von Safenwil. Ersichtlich ist auch die ca. 150 m vom Ende der Anlage entfernt über die A1 führende Brücke mit eingezeichnetem Schaltschrank-Standort.



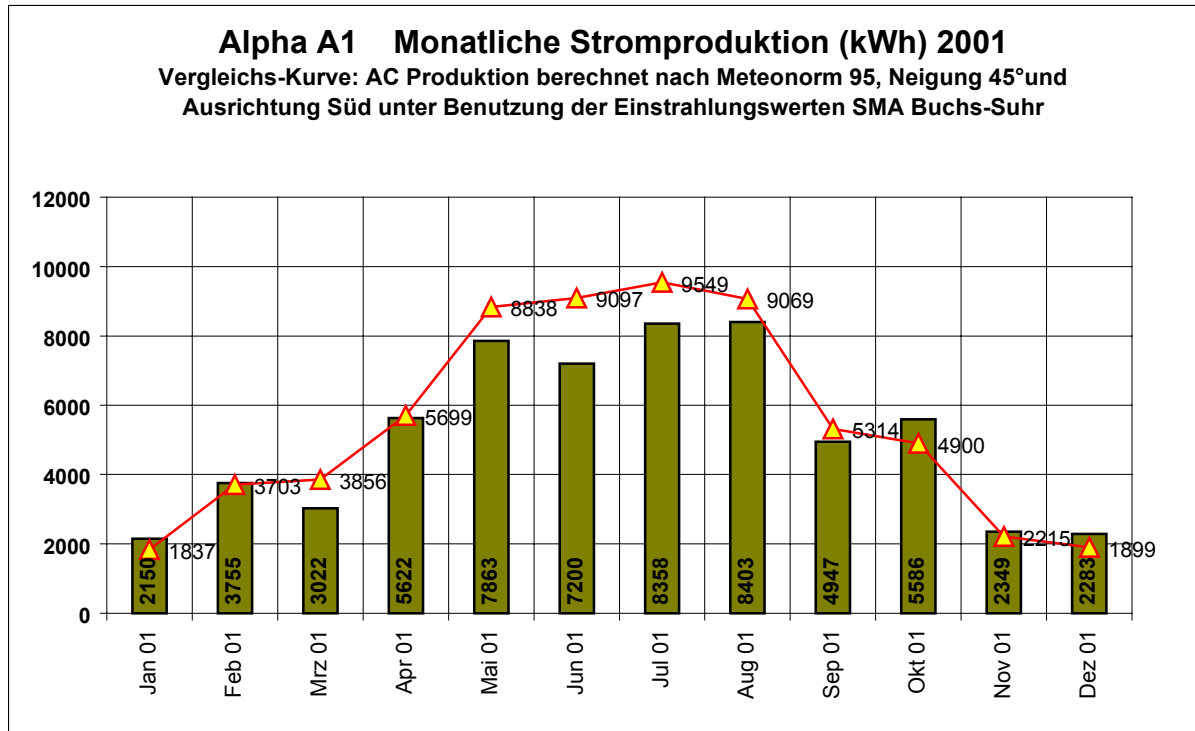
Fig. 5 : Einblick in den übersichtlich gegliederten Schaltschrank, wo auch die eigentliche Netzeinspeisung stattfindet.

- > Links oben im offenen Teil ist der Bereich Messdatenerfassung angeordnet.
- > Darunter recht sind die beiden geeichten AEW-Zähler (1x Einspeisung und 1x Strombezug)
- > Im unteren Teil sind die beiden Hauptsicherungselemente angebracht.

3. Messdaten – Produktion, Erfassung und Auswertung

3.1 Produktion 2001

Fig. 6 Produktion (AEW Zähler) und kalkulierter Ertrag (Meteonorm 95, Neigung 45°, Ausrichtung Süd, Messwerte SMA Buchs-Suhr)



3.1-1 Zur Anlagen -Teilbeschattung

Wie sich im Verlauf des Sommers 2001 gezeigt hat, werden die unteren PV-Module von Anfang Juni bis ca. Mitte August durch die obere Modulreihe teilweise beschattet. Da wir uns beim Bau der Anlage an die Begrenzungslimiten des kant. Baudepartements zu halten hatten, war es unmöglich, die obere Modulreihe einfach um ca. 30 cm nach oben oder die untere dementsprechend nach unten zu setzen.



Fig. 7: Dieses Bild zeigt deutlich die Teil-Beschattung auf der unteren Modulreihe. Aufnahme vom 21. Juni 2001 um 13.00 Uhr (Einstrahlwinkel gem. Sonnen-Höchststand)



Fig. 8: Einige Wochen später liegt die Schatten-grenze deutlich über der Modulreihe. Aufnahme vom 18. Sept. 2001 um 12.30 Uhr ebenfalls bei ungefähr Sonnen-Höchststand

3.2 Erfassung

3.2-1 Obere - untere Reihen, Schatteneffekte

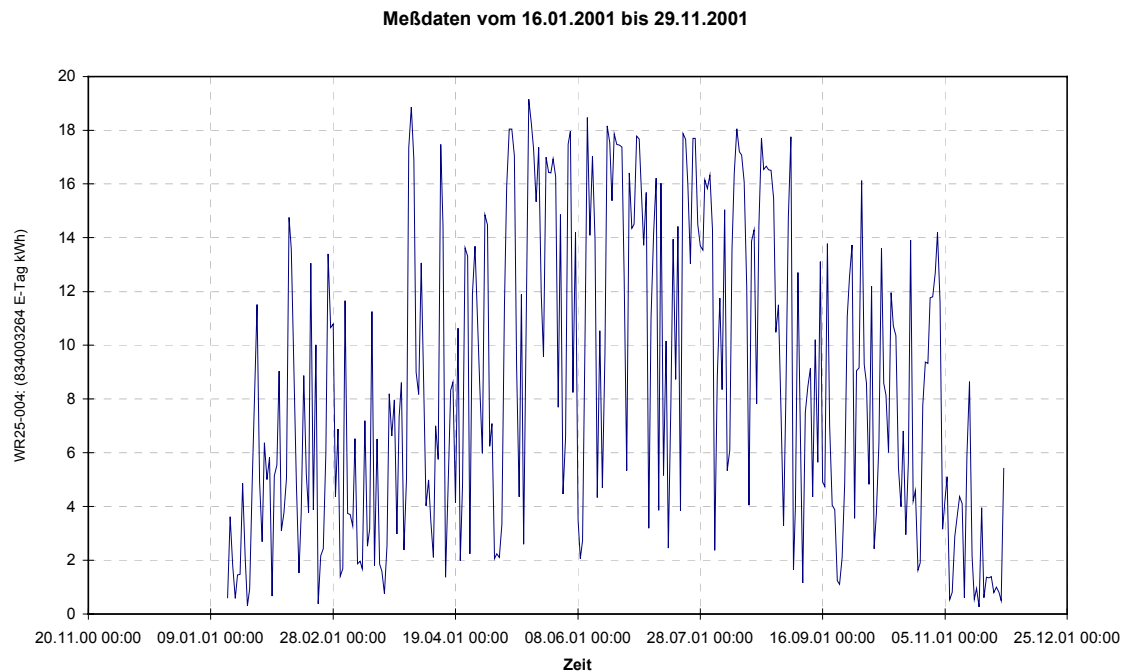


Fig. 9: WR 5, (...264) Obere Reihe – Wände 21 - 25.

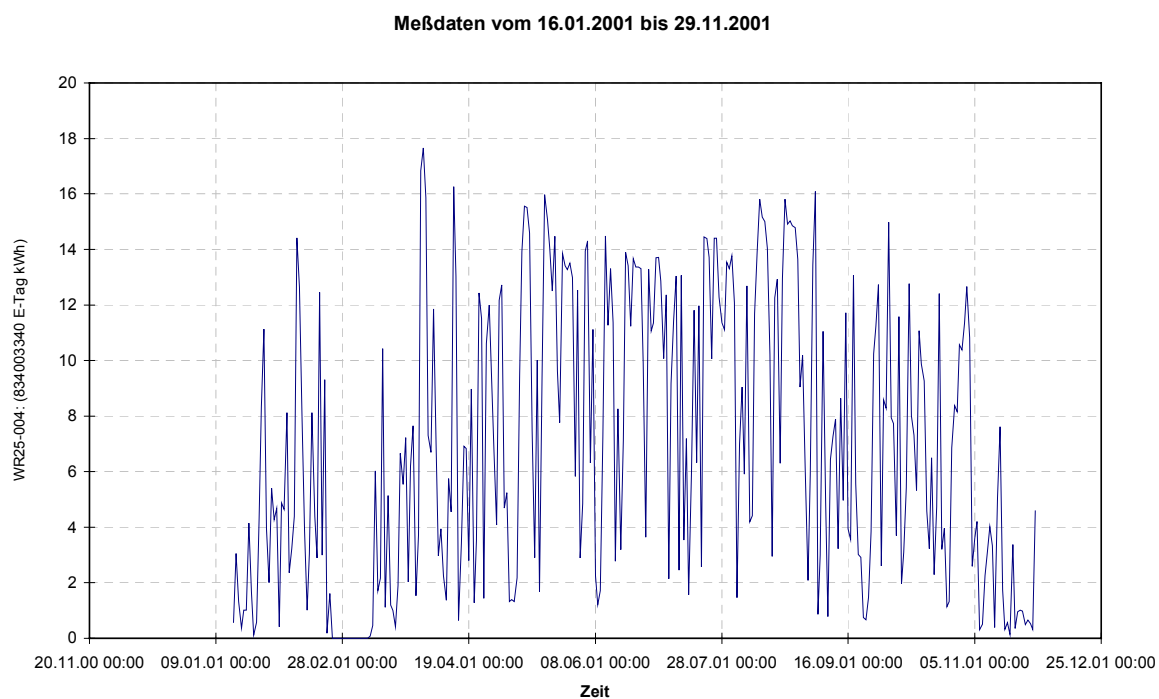


Fig. 10: WR 23, (...340) Untere Reihe – Wände 51 - 70.

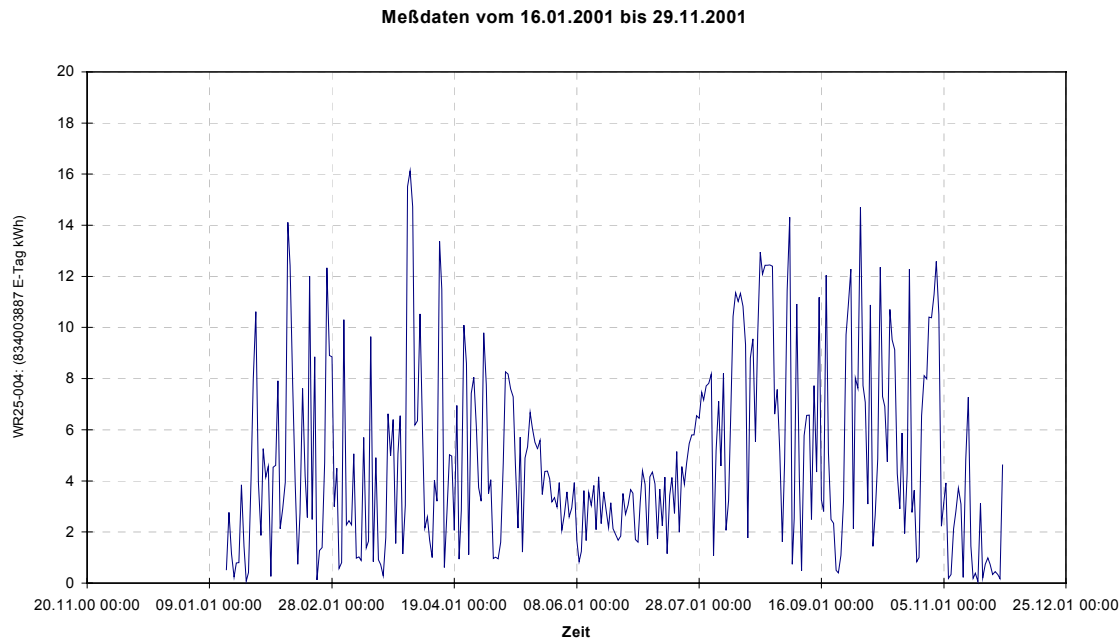


Fig. 11: WR 21 (...887) Untere Reihe – Wände 21 - 30.

Kommentar:

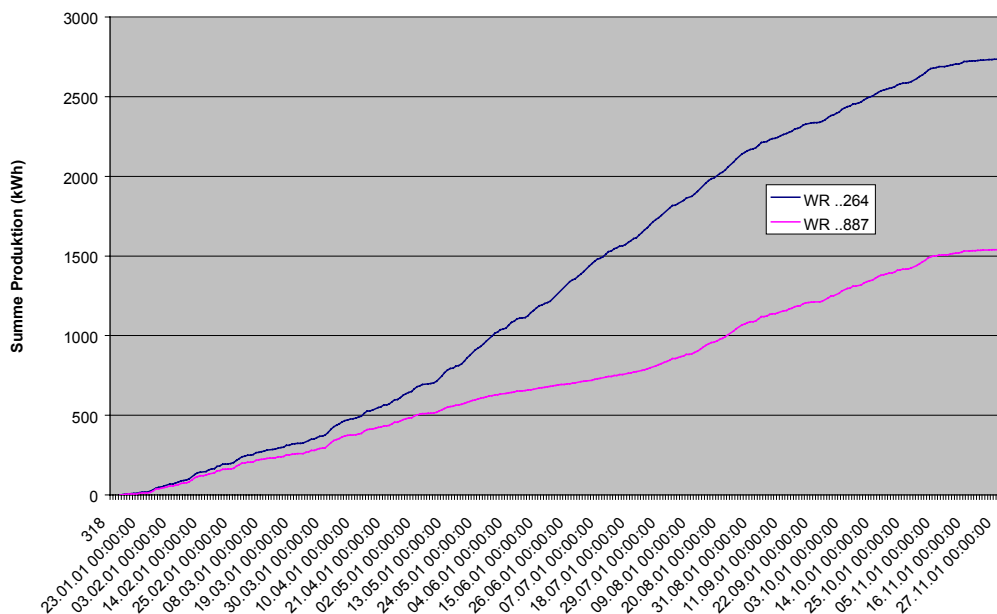
- Differenz durch Abschattung Globalstrahlungsanteil durch obere Reihe. Gut sichtbar bei WR 23, auch im Frühling / Herbst bei WR 21.
- Grosse Differenz WR 21 Mai – Sept. durch Direktbeschattung.
- Am längsten Tag: Untere Reihe 87,5% niedriger als obere Reihe, 85% als unbeschattete untere Reihe.

niedriger

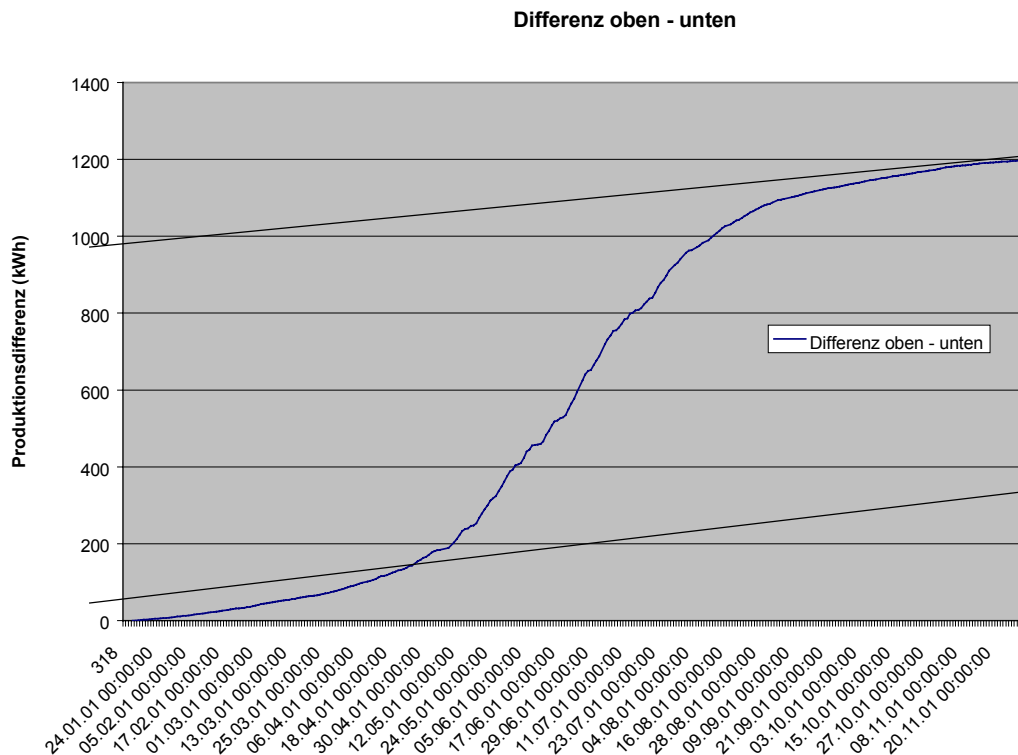
3.3 Auswertung

3.3-1 Produktion – Vergleiche

Produktion WR ..264 (obere Reihe) und WR ..887 (untere Reihe)



Summe Produktion WR 5 und 21.



Differenz Summe Produktion WR 5 und 21.

Kommentar:

- „Grund-Differenz“ ca. 5-10% (Frühling, Herbst) bzw. 20-25% (Hochsommer)
- „Sommer-Differenz“ für beschattete Strings ca. 35% im Schnitt.
- vgl. TISO (August 2001) ca. 15%.

3.4 Allgem. Bemerkungen:

3.4-1 Produktion Soll – Ist-Vergleich

Die „Sollproduktion“ kalkuliert anhand der Meteodaten Buchs-Suhr mit ca. 66'000 kWh ist ca. 7.5% tiefer als die Produktion eines „Standart“-Jahres (71'500 kWh gem. Kalkulation Alan Hawkins, Meteonorm 95, Neigung 45°, Südausrichtung) aber knapp etwas höher als die Kalkulation von Solar Markt Schöffland (Standartjahr, 65 470 kWh).

Die Strahlungssumme von Buchs-Suhr ist ca. 7% tiefer als der Durchschnitt.
 Vertraglich gesichert sind $72,371 \times 850 = 61'515$ kWh/a resp. $80,0 \times 850 = 68'000$ kWh/a (je nach Interpretation der $\pm 10\%$ Modul-Leistungsdifferenzen des Herstellers) bei Durchschnittsbedingungen.
 Für 2001 wären dementsprechend ca. 57'200 kWh bzw. 63'200 zu erwarten gewesen.

Produziert wurden – trotz einigen Produktionsausfällen während der ersten drei Testphasenmonate - 61'838 kWh (gem. AEW - Einspeisähler). Also ca. 2.5 % weniger als zu erwarten gewesen wäre.

Somit liegt der Ertrag für das erste Betriebsjahr nur knapp innerhalb des untersten garantierten Wertes von 61'515 kWh.

Die neutralen Messungen des TISO (vom August 2001) ergeben eine Minderleistung der Anlage (inkl. Globalstrahlungsbeschattungseffekte) von 6,9%.

3.4-2 Betrieb

- Fokus auf möglichst hohe Produktion - nicht technische Details.
- Da die Anlage an der Autobahn A1 einem permanenten Dauerverkehr ausgesetzt ist, wurde auch der Faktor „Verschmutzung – Reinigung“ in unsere Datenauswertung miteinbezogen. So wurden nach Ende der Salzperiode (im April 2001) alle Panels im Bereich WR 5 + 6 sowie WR 21 durch die IG Solar Safenwil gereinigt und anschliessend die Leistung mit nicht gereinigten Bereichen verglichen.
- Fazit: Es konnte keine messbare Leistungsdifferenz festgestellt werden. Um einen möglichen Reinigungs-Intervall als leistungsverbessernd festlegen zu können, werden weitere Versuche an anderen Anlageabschnitten durchgeführt und allenfalls messbare Differenzen in entsprechenden Datenvergleichsdiagrammen zur Verfügung gestellt.

3.4-3 Probleme

- Anlageleistung jetzt schon nur knapp innerhalb des garantierten Wertes. Sollte unserer Meinung nach in den ersten Jahren eher am oberen garantierten Wert liegen.
- Verzögerung beim Einsatz des Messsystems.
- Verspätete Lieferung und Einbau der zusätzlichen Meteodaten-Messinstrumente.
- String-Verdrahtungsfehler – rasch entdeckt nach Inbetriebnahme der Messsystems.
- z.T. langsame Reaktionszeit bezgl. Reparatur od. Störungsbehebung.
- Datenübertragungsfehler bei SunnyBoy – SunnyBoyControlPlus bei hohen Netzspannungen (an schönen Tagen, über Mittag)
- 2 WR Ausfälle – Firmware-Umrüstung aller übrigen SunnyBoy 2500 durch Hersteller.
- Softwareprobleme mit SunnyBoyControlPlus (Analogeingänge, Fax-Übermittlung, Datenspeicherung, Summierung).
- Langsame Datenübermittlung - verursacht zusätzl. Kosten, bzw. führt zu Einschränkung der erfassten Anlage-Parameter.

3.4-4 Öffentlichkeit

- Bericht 2000 BFE
- Poster-Präsentation an der nationalen PV Konferenz in Neuchâtel
- Poster-Präsentation an der Europäischen PV Konferenz in München
- Website www.alpha-a1.ch
- Div. Publikationen Tagespresse
- Publikationen Fachpresse (z.B. Schweiz. Holzzeitung, Heizung-Klima)
- CD-ROM Lehrmittelverlag kt. Aargau
- IG Solar Safenwil – Gewinner Solarpreis 2001

4 Ziele und Ausblick 2002

- Weitere Solarstrom-Zuschlagbeteiligungen akquirieren. (Beteiligungen bisher für ca. 48'000 kWh mit unterschiedlichen Laufzeiten)
- Anlageeffizienz optimieren - eventl. Nachrüstung durch Vertragspartner erwirken.
- Bereinigung SW-Probleme SunnyBoyControlPlus
- Konsolidierung Datenerfassung
- Um eine weitere Jahresproduktion mit verbindlichen Messdaten belegen zu können, wird die Anlage auch das laufende Jahr 2002 durchgehend ausgemessen und mit einem Messdatenvergleich 2001 zu 2002 und entsprechendem Bericht auch an BFE abgeschlossen.
- Beachtung Leistungsdifferenzen bzgl. „Verschmutzung – Reinigung“ (siehe Pos. 3.4-2)
- Daten für IEA PV Datenbank zur Verfügung stellen.

Bericht-Verfasser:

Bericht allgem.	IG Solar Safenwil - Ruedi Hottiger-Reck, Safenwil
Messdaten u. Auswertung:	Alan C. Hawkins, Energie Consulting, Erlinsbach

Anlagen: Andere PV-Anlagen

G. Jean-Richard Héliotrope EICN - 17482 / 57068	139
P. Favre, T. Dewarrat, J. Pahud Amburnex Solar Farm (3 kWp) - 32405 / 72282	149
Th. Nordmann, M. Dürr, A. Frölich 27 kWp PV-Installation High School Zürich - Stadelhofen - Plant Monitoring - 32990 / 72908	157
R. Minder SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship - 36407 / 77803	167
R. Schmid, K. Lutz Miet Solarboot auf dem Zürichsee - 41241 / 81227	175
N. Cereghetti, D. Chianese Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz - 41239 / 81207	181
M. Hubbuch Th. Gautschi Photovoltaikanlage Dock Midfield, Zürich Flughafen - 37006 / 81193	187
Sunwatt Bio Energie SA 151 small grid connected PV stations for a total of 200 kWp, of which 30 kWp in Switzerland - BBW 97.0393-1	193
Sunwatt Bio Energie SA HELIOTRAM: 800 kWp PV Power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks - OFES 96.0344-1, 2	201
Windwatt SA PV GRID CONNECTED SYSTEMS PHOTOCAMPA - BBW 99.0688-1, 2 ,3 ,4	207

Annual Report 2001

Projet Héliotrope EICN

Author and co-authors	G. Jean-Richard
Institution / company	EICN
Address	7, av. de l'Hôtel-de-Ville, CH-2400 Le Locle
Telephone, Fax	Tél. +41 (0)32 930 30 30 / Fax. +41 (0)32 930 30 50
E-mail, homepage	www.eicn.ch
Project- / Contract -Number	DIS 17482 / 57068
Duration of the Project (from – to)	1997 - 2002

ABSTRACT

As previously foreseen at the onset of this first project, we have installed two solar trees in August 1997. One is a fixed model, the other follows the sun on one axis and both are located at the Le Locle Community Center. However, the "Hélotrope EICN" project is comprised of a third sector which is centered on incorporating this technology in the Le Locle's athletic complex's infrastructure. We finally started up the third sector in October 2001.

Since then, these three installations are delivering clean energy to the Le Locle electricity network. These three production units are also supplemented by a weather station.

This complex includes the teaching and development laboratory of the canton of Neuchatel's School of Engineering.

This is a multidisciplinary project. There are students from several branches such as: mechanics, electrical engineering, electronics, computer sciences and telecommunications. Highly motivated students participate in the framework of semester projects, studies for their degrees and development achievements. Scientific and development assistants have equally contributed to the project. All have gained invaluable experience for their education and future work.

This achievement is the fruit of collaboration between the Engineering School and the Le Locle Industrial Service Division. Financial support is offered by the ENSOL club, Neuchatel's Energy Service and the Swiss Federal Office of Energy.

INTRODUCTION

Comme prévu au début du projet nous avons installé en août 1997 deux arbres solaires, l'un fixe, l'autre mobile, sur le site du Communal de la ville du Locle. Mais le projet « Héliotrope EICN » comprenait également un troisième volet axé sur l'incorporation dans l'infrastructure du complexe sportif de la ville du Locle. En octobre 2001 nous avons enfin mis en service la troisième partie.

Dès cette date les trois installations injectent de l'énergie dans le réseau électrique du Locle. Ces trois unités de production sont complétées par une station météorologique.

Les installations constituent un laboratoire d'enseignement et de développement de l'Ecole d'Ingénieurs du canton de Neuchâtel

Il s'agit d'un projet multidisciplinaire. Les étudiants de plusieurs domaines : mécanique, électrotechnique, électronique, informatique et télécommunications ont participé avec une grande motivation dans le cadre de projets semestriels et de diplôme à l'étude et à la réalisation de ce développement. Des collaborateurs scientifiques, assistants de développement, ont également contribué à cette réalisation. Tous en ont tiré de riches expériences pour leur formation et leur travail futur.

Cette réalisation est le fruit d'une collaboration de l'Ecole d'Ingénieurs avec les Services industriels de la ville du Locle et le soutien financier du club ENSOL, du Service de l'Energie du canton de Neuchâtel et de l'Office fédéral de l'Energie.

DESCRIPTION DES INSTALLATIONS

Le site d'implantation de ces installations photovoltaïques a été choisi de prime abord pour son ensoleillement et la proximité d'installations électriques appartenant aux Service Industriels pour l'injection d'énergie. Le terrain appartient à la commune du Locle et a été mis gracieusement à disposition de l'Ecole d'Ingénieurs pour un temps indéterminé. De plus, incorporé dans un lieu public très fréquenté, tel que le centre sportif d'une ville de 11'000 habitants comprenant piscine, patinoire, halle de gymnastique, stades, etc, le site est bien visible pour un grand nombre de personnes et contribue ainsi à la promotion de l'énergie solaire photovoltaïque dans les Montagnes neuchâteloises et les régions limitrophes.

Chaque unité de production est composée de 40 panneaux de 50 Wp chacun, soit au total 2000 Wp pour une surface de 18m². Les panneaux sont fixés sur des arbres par une infrastructure en acier zingué. Les panneaux de la troisième unité sont montés sur l'infrastructure formée de 3 pylônes supportant l'éclairage de la patinoire à ciel ouvert.

Les 40 panneaux de chaque unité de 2 kWp sont connectés en série-parallèle. Quatre chaînes de 10 panneaux en série pour une tension totale proche de 200 V sont mises en parallèle. Chaque unité injecte son énergie électrique dans le réseau par l'intermédiaire d'un onduleur monophasé de 2000 W.

L'infrastructure supportant les 40 panneaux solaires de l'arbre mobile est montée sur un roulement à galets cylindriques croisés de diamètre 500 mm environ. L'extérieur de ce roulement est denté, il est entraîné par un pignon de 39 dents d'un module de 4,5cm. Ce pignon est placé à la sortie d'une ligne formée du moteur et de deux étages planétaires de réduction. La puissance du moteur est faible vu le très grand rapport de réduction. Le couple sur le pignon est largement suffisant pour orienter les panneaux solaires. De plus un frein électromagnétique permet d'immobiliser l'arbre pendant les périodes sans mouvement.

L'arbre est mobile seulement pour l'axe horizontal. Nous avons renoncé à réaliser un système avec deux axes mobiles. Pour une surface de 18 m² un tel système aurait été par trop compliqué à réaliser. Ceci d'autant plus que le suivi de la trajectoire en vertical n'apporte pas un gain aussi important que celui en horizontal.

La station météorologique indique la vitesse et la direction du vent, la température de l'air et la pression atmosphérique.

Les valeurs concernant la production d'énergie et les caractéristiques atmosphériques sont transmises et traitées dans l'école.

La transmission des données est réalisée depuis le site des installations jusqu'à l'Ecole d'Ingénieurs (distance à vol d'oiseau : 1200 mètres) par onde radio, à la fréquence de 433 MHz. Une antenne émettrice est disposée sur le mât météorologique. L'antenne réceptrice, elle, est disposée sur le toit du bâtiment de l'école. Les données des capteurs sont transmises jusqu'au système d'émission en partie par fil de cuivre, pour les deux arbres et par rayons infrarouges pour la troisième unité. Depuis le toit de l'école jusqu'à l'ordinateur de traitement, ces mêmes données transitent par le réseau informatique de l'école.

La commande de l'arbre mobile est réalisée par une carte à microprocesseur programmable. La trajectoire est mémorisée. Le déplacement des panneaux est effectué toutes les 5 minutes. Après le coucher du soleil, les panneaux se remettent à la position de départ pour le lendemain matin.

Le traitement des données est effectué par un logiciel développé sous « Labview » (National Instruments) dans l'école.

RESULTATS

Les valeurs mesurées peuvent être consultées sur le site Internet de l'école <http://www.eicn.ch>

Des comparaisons intéressantes entre arbre mobile et arbre fixe ont été effectuées. Nous pouvons en déduire que sur une année, l'arbre mobile apporte un gain de plus de 20%, consommation propre déduite, valeur qui correspond assez bien à celle déterminée lors de l'étude préalable.

Depuis le 24 mars 1998 jusqu'à la fin de l'année écoulée plus de 14'000 kWh sont passés dans le réseau des Services industriels de la ville du Locle. La consommation propre des systèmes auxiliaires, commande mobile de l'arbre et autres, est déjà déduite. A noter que l'arbre mobile a fonctionné comme fixe plus de la moitié du temps.

L'arbre mobile consomme en moyenne moins de 0,2 kWh.

Les deux arbres ont résisté sans dégât aucun à la tempête « Lothar » avec des vents de plus de 120 km/h.

Les trois systèmes n'ont pas occasionné de problème dû à la foudre pendant toutes les années de fonctionnement. Nous avons voué un soin particulier à la mise à la terre, prise de terre et connexions.

Les installations ont également résisté aux très basses températures , - 25°C, d'une région de montagne.

PROBLEMES RENCONTRES

Mécaniquement nous n'avons rencontré que très peu de problèmes. En début d'hiver, lors des premiers froids, de l'eau infiltrée dans le mécanisme d'accouplement de l'arbre mobile a gelé, bloquant ainsi le système de déplacement.

Nous avons dû renvoyer par 3 fois un onduleur en réparation. Les causes des défauts ne sont à ce jour pas connues.

Le système qui nous a donné le plus de problème est le circuit électronique de commande. Le système initial a fait l'objet de profondes modifications mais actuellement, dans sa nouvelle version, il donne entière satisfaction.

Un des barreaux de l'antenne réceptrice a été plié, probablement par un oiseau, ce qui a provoqué l'interruption des transmissions. Les modems de transmission des arbres après 4 ans de service ont dû faire l'objet d'une révision.

CONCLUSIONS

Les 3 unités de production sont installées et fournissent de l'énergie électrique à la Ville du Locle. Elles donnent entière satisfaction et rempliront encore leur rôle pendant de nombreuses années.

Grâce à son esthétique réussie, cet équipement s'insère harmonieusement dans l'environnement naturel du centre sportif loclois.

Le système en qualité de laboratoire d'essais, est à disposition des étudiants et des professeurs pour l'enseignement et le développement de nouvelles technologies. Il remplit également son rôle publicitaire auprès du grand public.

Actuellement il est prévu de transmettre les valeurs de la production d'énergie et les données météorologiques sur la place du marché du Locle où elles seront affichées en permanence. Une étude va débuter sous peu.



Figure1: Vue d'ensemble du site de production



Figure 2: Vue de l'arbre fixe



Figure 3: Arbre mobile en position plein Sud



Figure 4: Arbre mobile en position plein OUEST



Figure 5: Dispositif d'orientation de l'arbre mobile

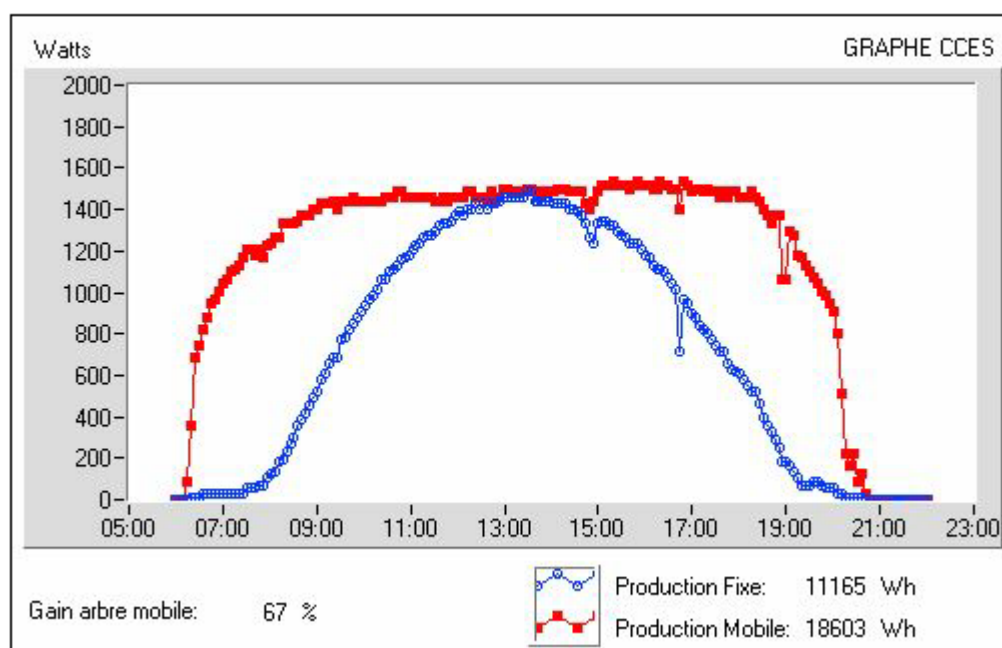


Figure 6: Structure de l'arbre fixe



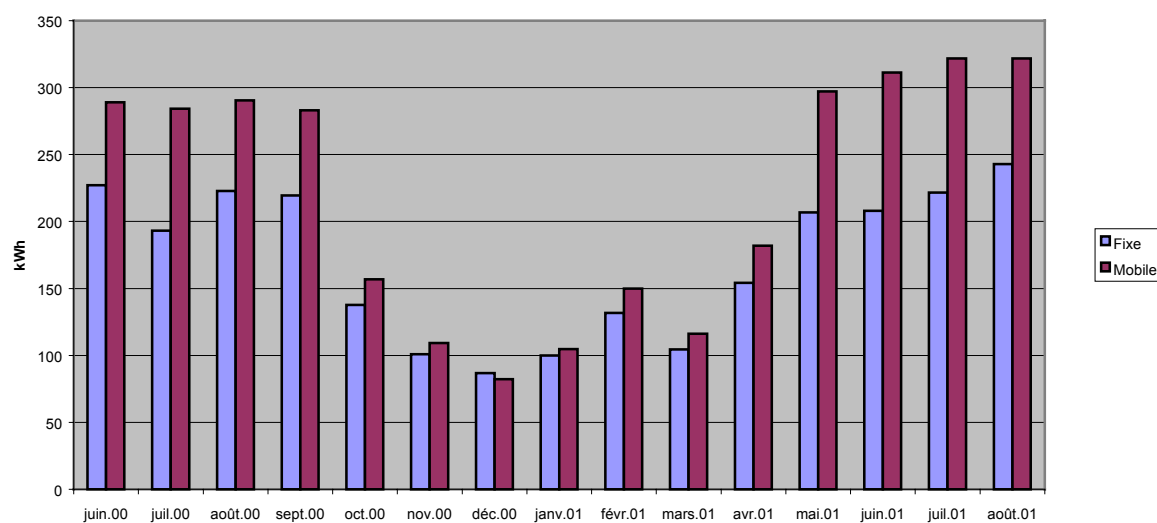
Figure 7: Montage de la 3^{ème} unité de production (octobre 2001)

Mesures journalières: Emplacement: **Site CLL**, Mesures faites le: **12-06-2001**



Graphe 1: Courbe de production journalière avec suivi du soleil

Centrale photovoltaïque "Communal Le Locle" (ENSOL 2)
Comparaison production arbre fixe et arbre mobile de juin 2000 à août 2001



Graphe 2: Comparaison de la production sur 15 mois

Annual Report 2001

Amburnex Solar Farm (3 kWp)

Author and co-authors	FAVRE Pascal, DEWARRAT Thierry, PAHUD José	
Institution / company	Services Industriels de Lausanne	
	Service marketing industriel	
Address	Route de Genève 52	
	1004 Lausanne	
Telephone, Fax	021 / 315 87 12	021 / 315 80 15
E-mail, homepage	pierre-pascal.favre@lausanne.ch	
Project- / Contract -Number	32405 / 72282	
Duration of the Project (from – to)	1999 - 2002	

ABSTRACT

This off-grid installation (PV panels – batteries – inverters – charger – diesel generator – control unit) has been run throughout the 2001 summer, with all the components activated. However, it turns out rapidly that in order to fulfill the new requirements from the more powerful electrical equipment recently installed by the farmer the resizing of both the inverters and the diesel generator was to be done.

As to the controlling strategy, mainly based on the real-time variation of the voltage of the batteries pack, it appeared not to be well adapted. Therefore an energy balance method (computed from the measured loads and gains (solar + diesel generator)) was developped, tested and finally adopted.

It's efficiency will be demonstrated next year.



View from above



view from below

Photovoltaic roofing over the batteries-van, on the left of the farm.

Ferme solaire des Amburnex

Introduction

L'année 2001 a permis de pouvoir enfin tester l'intégralité de l'installation photovoltaïque autonome à savoir :

- le champ de captage photovoltaïque de 3,3 kW nominal;
- le stockage d'énergie dans les batteries d'au maximum 60 kWh;
- le fonctionnement des trois onduleurs monophasés SI 2348;
- les consommations électriques de la ferme de 15 kWh/jour;
- l'utilisation d'un automate programmable pour la régulation.

Travaux effectués en 2001

1) Edification de la toiture photovoltaïque pour l'abri de la remorque (voir photos annexées) :

Les travaux de génie-civil entrepris au début de l'année ont consistés en un terrassement préliminaire de l'emplacement choisi puis en l'exécution de socles en béton pour les supports métalliques de la toiture constituée par les panneaux photovoltaïques.

Le montage des cadres formant la toiture a alors pu être effectué puis, la remorque étant en place, les raccordements électriques ont été achevés :

- 16 panneaux photovoltaïques formant une plaque (voir schéma);
- 4 plaques formant la toiture (voir schéma);
- la connection de la toiture à la remorque (chargeur, batteries, onduleur).

2) Remplacement des onduleurs initialement prévus

Dès les premiers jours d'utilisation de fréquents déclenchements de l'installation ont été observés. Après analyse il en est ressorti que l'exploitant agricole avait procédé récemment à des changements d'équipements.

Notamment une nouvelle machine de traite a été installée, plus performante mais malheureusement aussi plus gourmande en énergie (4 kW au lieu de 1,1 kW !).

De même la puissance de la centrifugeuse a été doublée (4,5 kW au lieu de 2,2 kW !) et celle du compresseur même triplée (3 kW au lieu de 1 kW !)

Au vu de cet accroissement considérable de la puissance électrique consommée, il a été impérativement nécessaire de procéder au remplacement des onduleurs. L'acquisition et la mise en place de ces trois nouveaux onduleurs SI3548 a malheureusement occasionné plusieurs semaines de retard dans le déroulement du projet.

3) Remplacement de la génératrice

Pour des raisons identiques à celle développées au point 2 la puissance de la génératrice diesel a dû être réévaluée. Notre choix s'est alors porté sur un modèle de marque GenSet, type MG10 de 10 kW avec démarrage et arrêt automatique.

4) Automatisation de l'installation

L'adéquation entre les panneaux photovoltaïque, les batteries, la génératrice et les consommateurs de la ferme a été réalisée à l'aide d'un automate programmable.

De plus cet équipement permet via un modem et une ligne téléphonique le contrôle à distance du fonctionnement réel de l'installation.

Tests effectués en 2001

La période de l'été 2001 s'est déroulée quelque peu en dents de scie : des semaines de fonctionnements sans anicroches ont régulièrement alternées avec des semaines à problèmes.

Tous ces incidents ont permis petit à petit d'affiner la précision du programme de régulation et de mieux adopter les valeurs des différents paramètres utilisés : les deux ultimes semaines de la saison d'alpage ont été déclarées comme pleinement satisfaisantes par les exploitants de la ferme.

A ce stade il faut relever deux facteurs qui ont considérablement ralenti la mise en place définitive de la gestion optimale de cette installation :

1) L'éloignement. La moindre intervention nécessite une demi-journée à deux personnes.

2) La communication. Les attentes et les intérêts réciproques des SIL et des fermiers n'ont pas suffisamment été mis en évidence au départ.

Le principal problème rencontré est qu'il a été impossible d'arrêter automatiquement la génératrice diesel : ceci sera résolu pour 2002 par l'adjonction d'une électronique de commande.

De plus, la tension des batteries ne s'est pas révélée être un indicateur fiable pour déterminer l'énergie stockée dans les batteries. En effet, les fortes variations de tension observées lors des apports consécutifs à l'enclenchement de la génératrice ou des soutirages élevés lors de la traite matinale sont mal interprétées par le programme de gestion mis en place.

En 2002, cette situation sera assainie par l'établissement en temps réel d'un bilan énergétique des apports et des consommations qui seul permettra de déterminer univoquement l'état du stock d'énergie disponible dans les batteries. La tension des batteries ne sera plus alors utilisée que comme paramètre de sécurité.

Le profil journalier de consommation présenté à la page suivante fait clairement ressortir cette particularité de la tension des batteries. De plus, on voit aussi clairement que les 23 kWh consommés par jour sont bien supérieurs aux 15 kWh qui prévalaient en 1999 (voir rapport annuel correspondant) avant l'acquisition par le fermier de nouveaux équipements électriques.

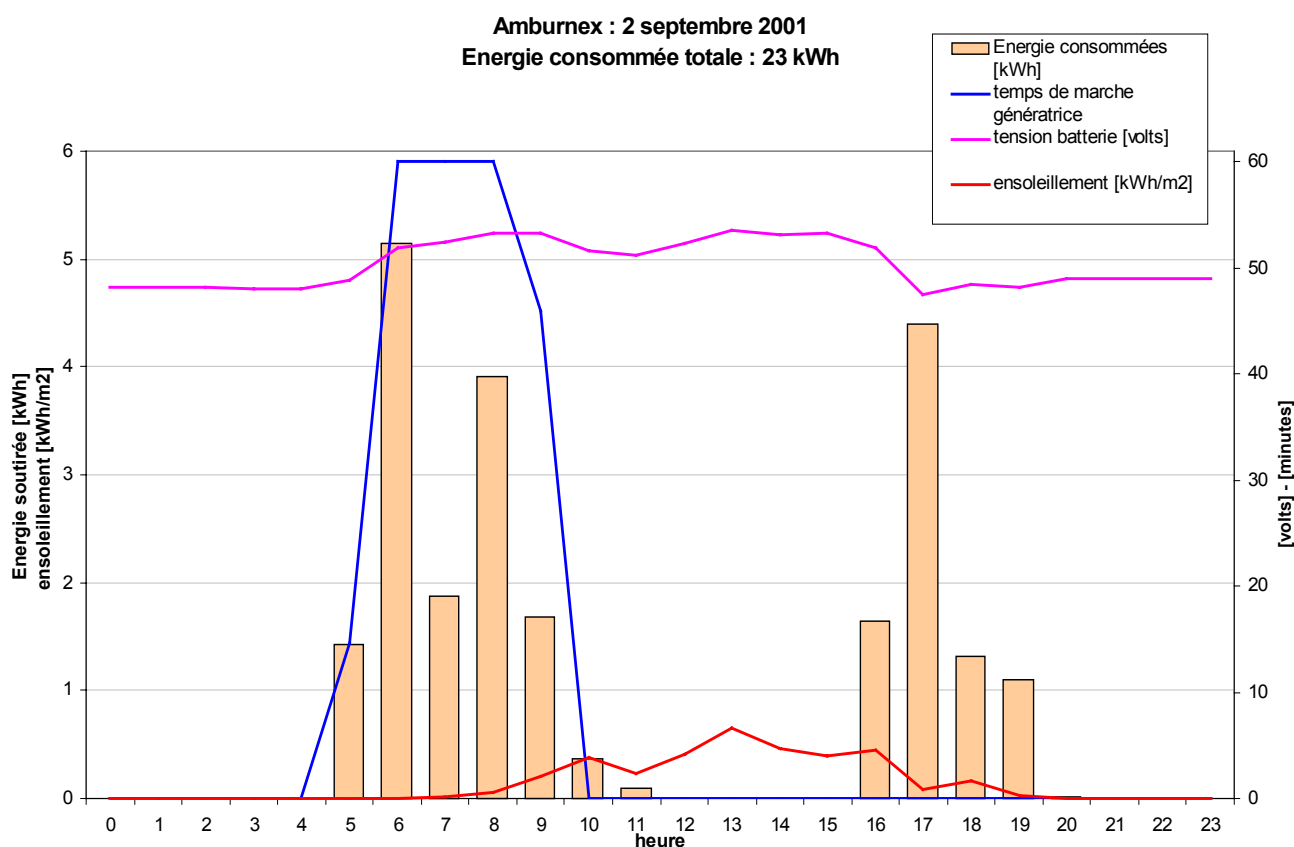
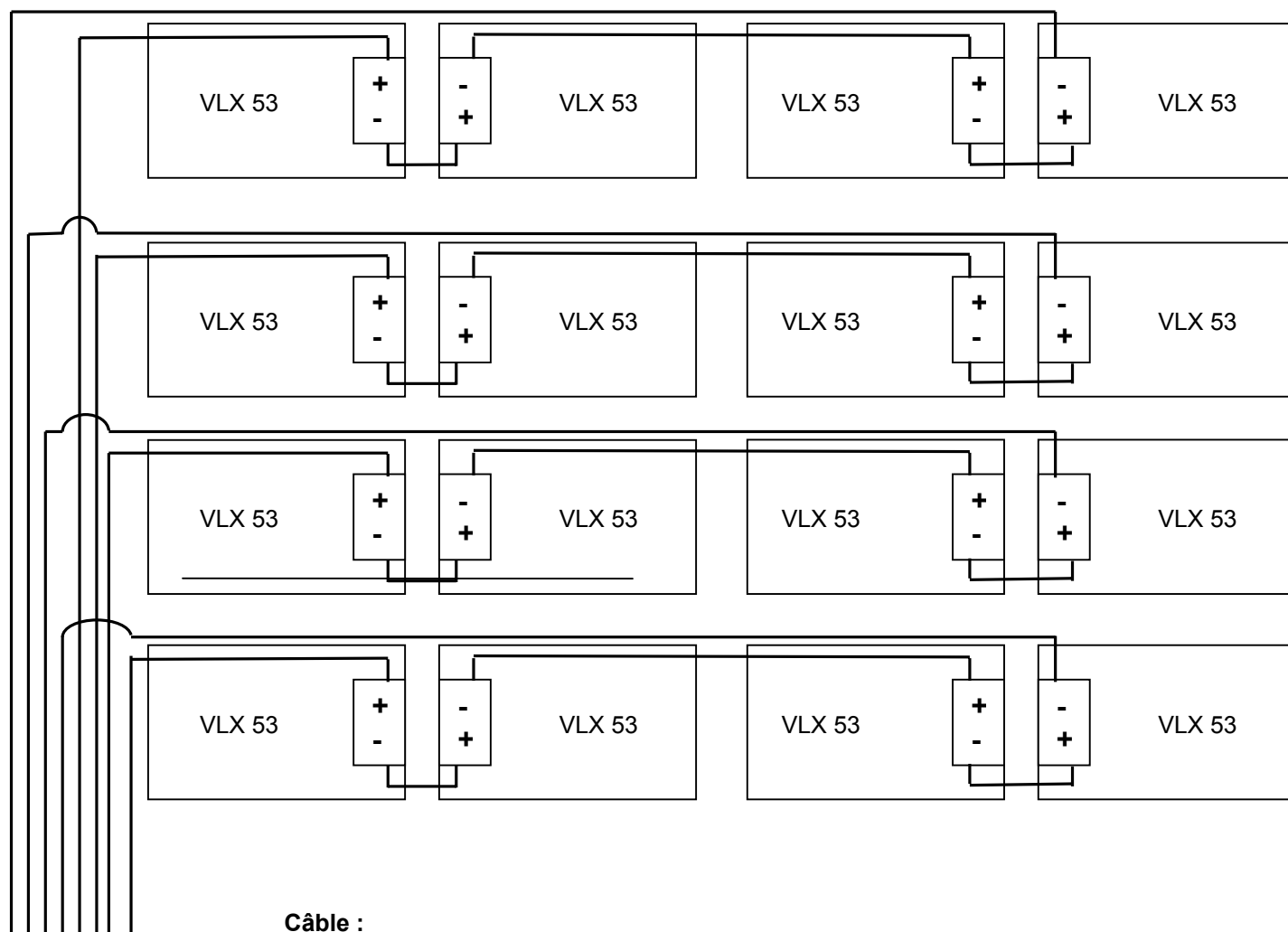


Schéma de câblage d'une plaque métallique de 16 modules



Câble :

RADOX 2,5 mm², double isolation (Huber & Suhner)

String = 4 modules en série :

Tension MPP = $17.0 \times 4 = 68$ Volts

Courant MPP = $3.08 \times 1 = 3.08$ Amp

Plaque = 4 strings en parallèle :

Tension MPP = $17.0 \times 4 = 68$ Volts

Courant MPP = $3.08 \times 4 = 12.32$ Amp

Puissance MPP = 838 Watts

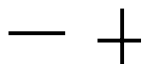
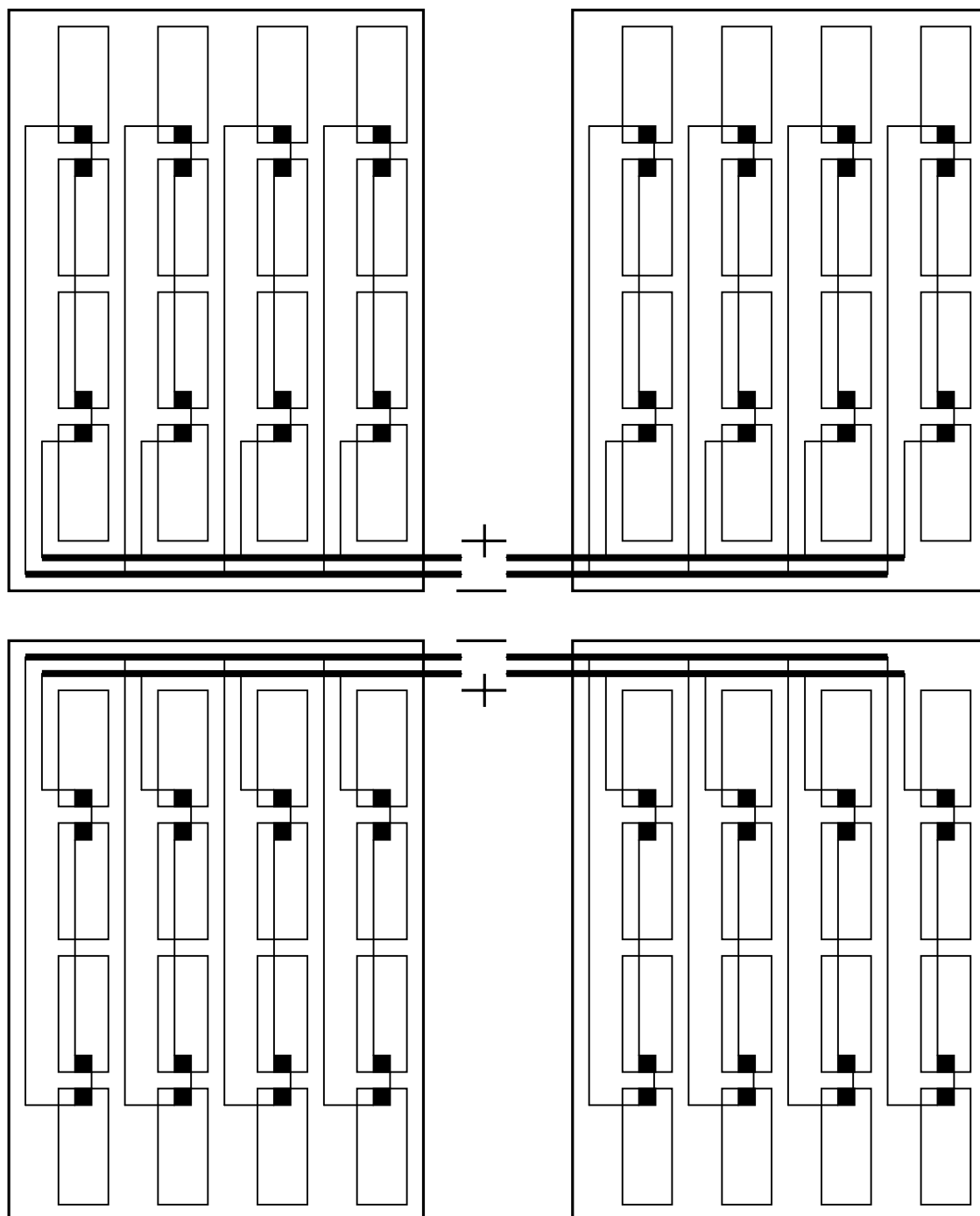


Schéma de câblage de l'abri de la remorque
composé de quatre plaques métalliques



Ferme des Amburnex Construction de l'abri de la remorque

Atelier - Vue d'ensemble
(01.02.2001)



Etat existant - Vue d'ensemble, petit côté, entrée
(02.05.2001)



Montage - Vue d'ensemble, petit côté, entrée
(13.06.2001)



Montage - Vue d'ensemble, face ouest
(13.06.2001)



Montage - Vue d'ensemble, face nord
(13.06.2001)



Montage - Vue d'ensemble, angle nord-ouest
(13.06.2001)



Annual Report 2001

27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen-Plant Monitoring

Author and co-authors	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 - http://www.tnc.ch
Project- / Contract -Number	32990 / 72908
Duration of the Project (from – to)	April 1999 - Dezember 2001

ABSTRACT

When the gymnasium hall of the high school Stadelhofen in the city of Zurich was renovated and rebuilt, a PV installation was integrated into the roof and the facade. The project was one of the winners of the Swiss solar prize in 1999, for the best integrated architectural design and the use of PV modules as multifunctional elements. The solar cells are integrated into the specially manufactured double glazed highly insulated roof windows. These roof modules have a nominal capacity of 13.7 kWp. On the south/west facade of the building special laminated solar modules with a total capacity of 12.8 kWp serve as a louvred shading device for the building.

Measurements of the electric output power of randomly selected single modules in independent laboratories have shown a difference between the nominal contracted and the delivered power of the modules. The delivered power is 23.5 kWp, that is 11.3% less than designed. The module price had to be adjusted and the expected annual yield had to be reduced from 18'500 kWh to 16'360 kWh.

The installation started operation in July 1999. In 2001 the plant monitoring was completed. In this period the installation produced on average 15'800 kWh/a, or 670 kWh/kWp/a, based on the adjusted (measured) nominal power of the modules. The cell temperatures showed high values in summer of up to 85 °C and a yearly weighted average temperature of 50 °C. This is considerably more than in a well ventilated installation, causing an additional loss of about 7 % of the yield. Despite of this, the installation operated very well. There was one interruption of 12 days in 2000, when the plant stopped after a grid fault and no trained operator was there. A partial disconnection was also recorded in 2001.

The self-cleaning capability of the little sloped roof was of some concern, as the dirt is not washed away by the rain. This effect was not observed up to now.

This annual report focuses on the evaluation of the monitored data from August 1999 to December 2001.

This project was financed by the state of Zurich, the Swiss Federal Office of Energy and the special electricity saving fund by the city of Zurich (EWZ). The monitoring campaign is fully financed by the Swiss Federal Office of Energy.

Einleitung / Projektziele

Photovoltaik Anlage Kantonschule Zürich-Stadelhofen

Bei der Sanierung und Erweiterung des Turnhallentraktes der Kantonsschule Stadelhofen in Zürich wurden mit Solarzellen bestückte Isoliergläser in einen Teil des Daches integriert. Diese Module mit einer Gesamtleistung von 13.7 kWp erfüllen gleichzeitig die Funktionen Solarstromgewinnung, Sonnenschutz, thermische und akustische Isolation, Tagesbelichtung und Witterungsschutz. An der Südwestfassade übernehmen die mit Solarzellen bestückten Lamellen der Brise-Soleil-Anlage (insgesamt 12.8 kWp) eine Beschattungsfunktion.

Für die gelungene architektonische Integration dieser wegweisenden, multifunktionellen Bauelemente wurde die Photovoltaikanlage mit dem Schweizer Solarpreis 1999 ausgezeichnet.

Es ist in der Schweiz die erste grössere Anlage, bei welcher die Solarzellen in dieser Art ins Isolierglas integriert wurden. Die Messkampagne soll neben den allgemeinen Betriebswerten wie eingespeiste Energie und Verfügbarkeit der Anlage hauptsächlich Auskunft über das Temperaturverhalten dieser Module unter realen Bedingungen geben. Mit einer Anzeigetafel im Gebäude werden die aktuellen Messwerte der PV-Anlage visualisiert.

Bei der Finanzierung der Photovoltaikanlage wurde die Bauherrschaft mit Förderbeiträgen des Bundesamtes für Energie und des Stromsparfonds der Stadt Zürich unterstützt. Die Messkampagne wird durch das Bundesamt für Energie finanziert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Solarzellen in der Überkopfverglasung

In die Verglasung des SO- und SW-Daches wurden insgesamt 64 Isoliergläser mit integrierten Solarzellen eingesetzt. Diese Module erfüllen gleichzeitig die Funktionen Solarstromgewinnung, Sonnenschutz, thermische und akustische Isolation, Tagesbelichtung und Witterungsschutz.

Der erzielte Wärmedurchgangskoeffizient der PV-Isolierglasmodule liegt bei 1.3 W/m²K, die Schalldämmung bei mindestens 35dB. In den Giessharzverbund der Glas-Glas-Module wurden monokristalline Solarzellen mit einer Nennleistung von 1.5 Watt pro Zelle eingebettet. Zwischen den Zellen besteht ein Abstand von 13mm, so dass 30% der Modulfläche transparent ist. Durch diese Transparenz und den Schlagschatten wird die Photovoltaik im Raum spürbar. Da die Solarzellen den Raum beschatten, entfällt der sonst notwendige Einbau einer Sonnenschutzanlage.

Brise Soleil

Die fixen, um 30° geneigten PV-Lamellen sind in zweimal vier Reihen an der Südwestfassade angebracht. Die 224 Lamellen sind so angeordnet, dass der Zuschauerkorridor im ersten und das Foyer im zweiten Stock während den Sommermonaten grossflächig beschattet und eine hohe Erwärmung der Innentemperatur durch starke Sonneneinstrahlung verhindert wird. In den Wintermonaten kann die Sonne zwischen den einzelnen Lamellenreihen direkt auf die Fassade scheinen und dadurch die Innenräume zusätzlich aufheizen. Da sich die PV-Module im Sommer bei der hochstehenden Mittagssonne gegenseitig beschatten, wurden bei den betroffenen Module jeweils die hintersten Zellen mit elektrisch nicht aktiven Blindzellen ausgerüstet. Der direkt an die Fassade angrenzende Sportplatz erfordert für die Lamellen eine erhöhte Bruchsicherheit. Um diesen Anforderungen zu genügen, wurden die Solarzellen in Giessharz zwischen zwei 6mm starke teilvorgespannte Scheiben eingebettet. Der Abstand der Solarzellen sowie der Zellentyp entspricht denen der PV-Isoliergläser.

Unsichtbare Verdrahtung

Die für den elektrischen Schutz der Solarzellen benötigten Freilaufdioden sind in den Randverbund der PV-Isolierglasmodule integriert, so dass keine externen, von aussen sichtbaren Anschlussboxen benötigt wurden. Die Anschlusskabel der Module wurden mit vorkonfektionierten Steckern geliefert, welche bei der Montage eine schnelle und speditive Verkabelung der Module untereinander ermöglichte. Die gesamte elektrische Verkabelung ist in die Pfosten/Riegelkonstruktion integriert. Bei der Brise-Soleil Anlage sind

die Glas/Glas-Lamine mit einer Anschlussdose ausgerüstet, an welcher die Solarkabel mit Steckern angeschlossen werden. Auch bei dieser Anlage verlaufen sämtliche Kabel direkt in den Hohlprofilen der Lamellenbefestigung und sind somit von aussen nicht sichtbar.

Wechselrichter / Energieertrag

Durch die baulich vorgegebene Ausrichtung und Anordnung der PV-Anlage konnte eine teilweise Beschattung der Solarzellenmodule nicht verhindert werden. Da ein beschattetes Modul in einer Serieschaltung eine grosse Leistungseinbusse der gesamten Modulreihe verursacht, wurden die Module in kleine, voneinander unabhängige Einheiten verschaltet. Jede dieser Einheiten wurde an einen Wechselrichter angeschlossen, der den solaren Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom umwandelt und im Erdgeschoss des Gebäudes ins Netz des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich einspeist. Insgesamt wurden 11 Wechselrichter eingesetzt. Es wird mit einem jährlichen Ertrag von 18'500 kWh Solarstrom gerechnet. Mit dieser Energie kann der Strombedarf der Mensa zu 43% oder der Gesamtverbrauch des Hallentraktes inkl. Mensa zu 13% photovoltaisch gedeckt werden. Der Solarstrom wird zu drei Vierteln während den Sommermonaten erzeugt.

		Dachanlage		PV-Beschattungs-anlage
		PV-Isoliergläser SW-Seite	PV-Isoliergläser SO-Seite	Glas/Glas-Lamine
Ausrichtung (Südabweichung)		41°	-49°	41°
Neigung		5°	5°	30°
Anzahl Module		50	14	224
Modulhersteller		Saint-Gobain Glass Solar		
Anlagenfläche (AA)	m ²	107.4	36.3	135.5
Anlagenleistung (Po)	kW	9.35	3.06	11.12
Wechselrichtertyp		Convert 4000	SunnyBoy 1500	SunnyBoy 2000
Hersteller		Solar Fabrik	SMA	SMA
Anzahl		3	2	6
Gesamtfläche	m²	279		
Gesamtleistung	kW	23.5		

Tabelle 1, Anlagedaten.

Messeinrichtung

Die Komplexität der Anlage würde eine detaillierte und kontinuierliche Erfassung aller Anlagenteile (DC und AC jedes Wechselrichters, Meteo) sehr teuer machen. Aus Kostengründen wird die SW-Dachanlage detailliert ausgemessen, bei den weiteren Teilanlagen Dach SO und Beschattungsanlage werden die AC-Erträge gemessen. Das Messkonzept sieht deshalb folgendermassen aus:

Dachanlage SW

- An allen 3 Wechselrichtern werden die DC-Spannungen und Ströme gemessen. Ein Logger/Multiplexer soll alle Ströme kontinuierlich erfassen.
- Der AC-Ertrag wird mit einem 3phasigen Netzanalysator gemessen.
- Die Einstrahlung in der Ebene der Dachmodule wird durch eine Referenzzelle erfasst.
- Kontinuierlich gemessen werden die Zellentemperaturen an 2 Isolierglasmodulen sowie in 2 Stossfugen. Zusätzlich wird an einer Stellen die Innentemperatur im Abluftkanal sowie die Aussentemperatur gemessen.

Dachanlage SO

- Der AC-Ertrag wird für jeden Anlagenteil mit einem Netzanalysator gemessen.
- Die Einstrahlung in der Ebene der Dachmodule SO wird durch eine Referenzzelle erfasst.

Beschattungsanlage

Für eine aussagekräftige Einstrahlungsmessung der Beschattungsanlage müssten aufgrund der Verschattungssituation mehrere Sensoren montiert werden. Aus Kostengründen und auch aus architektonischen Überlegungen wird daher auf eine Einstrahlungsmessung verzichtet.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

- Installation und Inbetriebnahme der Messeinrichtung
- Herstellung und Installation eines Anzeigetableaus beim Haupteingang
- Kontinuierliche Messung
- Datenauswertungen und grafische Darstellungen

Betrieb der Anlage

Für den Betrieb und den Unterhalt der Anlage ist die Schule verantwortlich. Die Anlage funktioniert seit der Inbetriebnahme einwandfrei. Am 27. April 2000 wurde die PV-Anlage wegen eines Netzausfalles automatisch durch den Kuppelschalter vom Netz getrennt. Dieser Schalter muss gemäss den EW-Vorschriften von Hand wieder eingeschaltet werden. Leider wurde die Anlage wegen Ferienabwesenheit des Unterhaltspersonals erst nach 12 Tagen wieder eingeschaltet. In dieser Zeit hätte die Anlage schätzungsweise 800 kWh produziert, was immerhin 5% der Jahresproduktion entspricht. Ein zweiter Betriebsunterbruch wurde im September 2001 registriert. Am 19.9.2001 wurde festgestellt, dass zwei der sechs Inverter der Fassadenanlage auf Störung sind. Es ist anzunehmen, dass sich die zwei Inverter sich, nach einer Fassadenreinigung, wegen einem Erdschluss vom Netz trennten.

Betrieb der Messeinrichtung

Die Messdaten sind seit August 1999 lückenlos vorhanden. Dank der Batteriepufferung der Datenerfassung verursachte der obengenannte Netzunterbruch keinen Datenausfall. Einzig die Einstrahlungswerte der Dachanlage Südwest sowie die Zelltemperatur konnten während dieser Zeit nicht erfasst werden.

Installierte Leistung

Wie im Werkvertrag vorgesehen, wurden in den Prüfinstituten des TÜV Rheinlandes in Köln und des ESTI in Ispra zwei PV-Isoliergläser und fünf PV-Lamellen ausgemessen und die so erhaltenen Leistungswerte mit den Werksmessungen des Herstellers verglichen. Auf die gesamte Modullieferung hochgerechnet ergibt sich für die Gesamtanlage eine installierte Leistung von 23.52 kWp, was 11.3% weniger als der Nennleistung entspricht. Aus diesem Grund reduziert sich auch der erwartete Jahresertrag von rund 18'500 kWh auf 16'360 kWh pro Jahr. Für die Abrechnung der Module wurde, wie im Werkvertrag vorgesehen, diese effektiv installierte Leistung verwendet.

Eingespeiste Energie

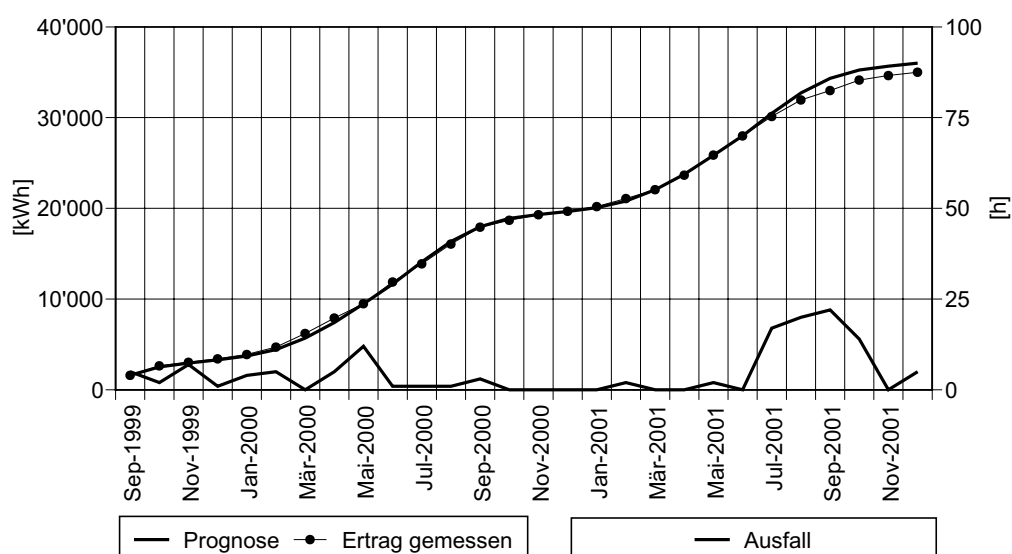
Seit anfangs August 1999 bis Ende Dezember 2001 hat die Anlage insgesamt 35'000 kWh Solarstrom ins Netz des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich eingespeist. Der durchschnittliche Jahresertrag der Jahre 2000 / 2001 ist bei einer Verfügbarkeit von 97 %, 15'800 kWh oder 670 kWh/kWp. Die Ertragswerte der Anlage entsprechen den Erwartungen (Figur 1).

Daten		Dachanlage S0		Dachanlage SW		Fassadenanlage		Gesamt		
		Ertrag kWh	Betrieb	Ertrag kWh	Betrieb	Ertrag kWh	Betrieb	Ertrag kWh	Betrieb	spez. Ertrag kWh/kWp
1999	33%	1'388	98%	455	95%	1'577	97%	3'422	97%	145
2000	100%	6'715	100%	2'252	94%	7'300	99%	16'268	99%	691
2001	100%	6'832	100%	2'287	99%	6'203	93%	15'323	96%	651
Total	99...02	14'934		4'994		15'080		35'008		
Jahresmittel	2000 / 01	6'773	100%	2'269	96%	6'751	96%	15'796	97%	671

Tabelle 2, Eingespeiste Energie und Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen.

Prognose und tatsächlicher Ertrag

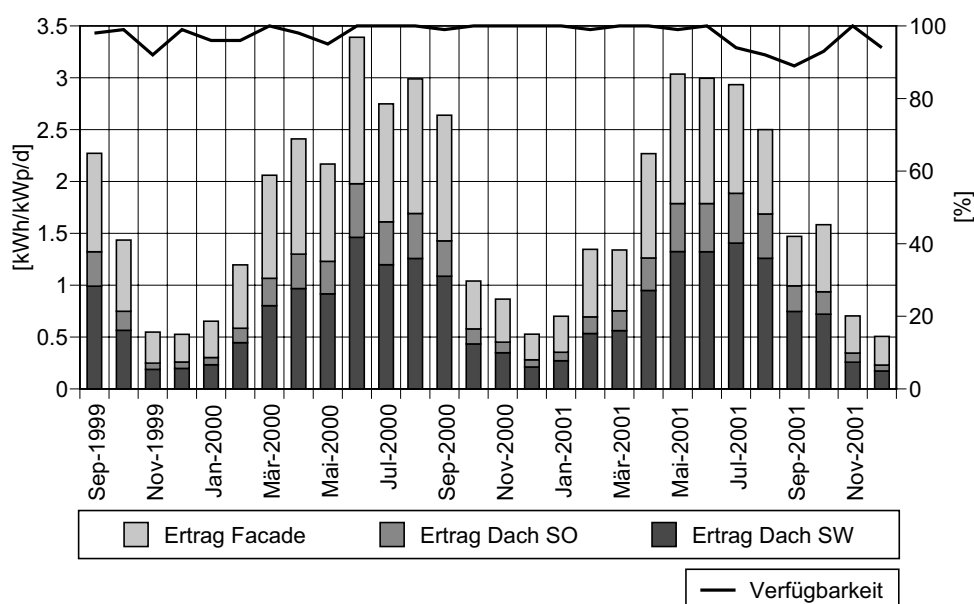
Der Ertrag der Anlage deckt sich gut mit der Voraussage. Nebst den zwei Betriebsunterbrüchen, war die Dachanlage in den Wintermonaten für kurze Zeit zum Teil mit Schnee bedeckt (Figur 1).



Figur 1, Prognose und Ertrag [kWh], kumuliert und Betriebsunterbrüche [h] seit der Inbetriebnahme der Anlage.

Erträge der einzelnen Anlagenteile

Der Anteil an der Energieproduktion der Fassadenanlage für die gesamte Messperiode ist 43 % und bewegt sich zwischen 50% im Winter und 40 % im Sommer.

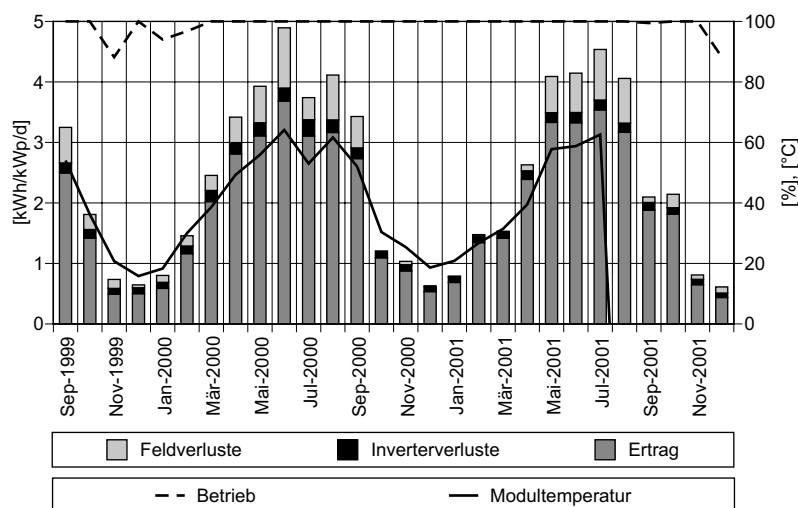


Figur 2, Normalisierter Ertrag der einzelnen Anlagen und Verfügbarkeit der gesamten Anlage.

Normalisierte Jahresauswertungen

Die Frage der Position und Anzahl der Referenzzellen ist bei mehrteiligen und inhomogenen Anlagen dieser Art zentral und kaum befriedigend zu lösen. Um eine gerechte Aussage über der Strahlung zu machen, müssten alle Felder zumindest an den Extrempunkten mit Referenzzellen ausgerüstet werden. Bei der Messeinrichtung der Anlage Stadelhofen sind nur die beiden Dachanlagen (SW und SO) mit nur je einer Referenzzelle ausgerüstet. Dadurch ergibt sich eine gewisse Unsicherheit in Bezug auf die Einstrahlung und dadurch auch auf eine konkrete Aussage betreffend Performance (PR) und den Arraywirkungsgrad. Auf eine Darstellung der Performance (PR) wurde deshalb in den folgenden Grafiken (Figur 3 und 4) verzichtet.

Dachanlage SW



Figur 3, Ertrag, Verluste und Verfügbarkeit der Dachanlage SW, Monatswerte August 1999 ... Dezember 2001.

Ref. Nr.	tM	M	O	H I	T am	E IO	Kummliert	Yr	Yf	L c	PR	n Feld	n Inv	n tot	Betr	Tp b	spez. Ertr.
166.1	[h]	—	—	[kWh/m ²]	[°C]	[kWh]	[kWh]	h/(kWp)	h/(kWp)	h/(kWp)	—	—	—	—	[%]	[°C]	[kWh/kWp]
1999	2'928	0.33	0.02	195	10.0	1'388	1'388	1.61	1.23	0.26	0.76	0.072	0.944	0.068	98	42.8	148
2000	8'782	1.00	0.00	898	12.5	6'715	8'103	2.55	2.04	0.35	0.80	0.074	0.950	0.070	100	50.7	718
2001	8'760	1.00	0.00	882	11.8	6'832	14'934	2.42	2.00	0.29	0.83	0.076	0.960	0.073	100		731
2000...2001	total					13'546											
mittel	8'771	1.00	0.00	890	12.2	6'773		2.48	2.02	0.32	0.81	0.075	0.955	0.072	100		724

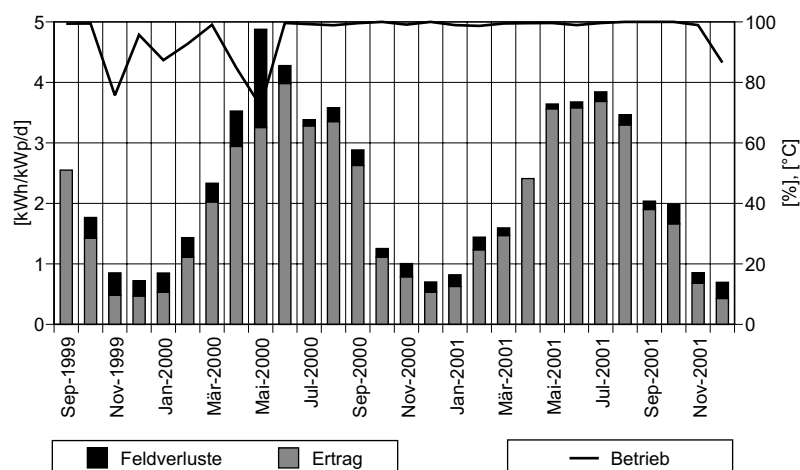
Tabelle 3, Jahreswerte Meteo, Ertrag, Verluste, Verfügbarkeit und gewichtete Zelltemperatur der Dachanlage SW.

Erträge der Dachanlage SO

Bei der Dachanlage SO wurde die DC Leistung nicht erfasst und somit konnte der Inverterwirkungsgrad und die Inverterverluste nicht bestimmt werden.

Ref. Nr.	tM	M	O	H I	T am	E IO	Kummliert	Yr	Yf	L c	PR	n tot	Betr	spez. Ertr.
166.2	[h]	—	—	[kWh/m ²]	[°C]	[kWh]	[kWh]	[kWh/(kWp*d)]	h/(kWp)	h/(kWp)	—	—	[%]	[kWh/kWp]
1999	2'928	0.33	0.05	173	10.0	455	455	1.43	1.23	0.20	0.86	0.070	95	149
2000	8'782	1.00	0.06	861	12.5	2'252	2'707	2.45	2.09	0.35	0.86	0.076	94	737
2001	8'760	1.00	0.01	807	11.8	2'287	4'994	2.21	2.05	0.16	0.93	0.078	99	748
2000...2001	total					4'538								
mittel	8'771	1.00	0.04	834	12.2	2'269		2.33	2.07	0.26	0.89	0.077	96	742

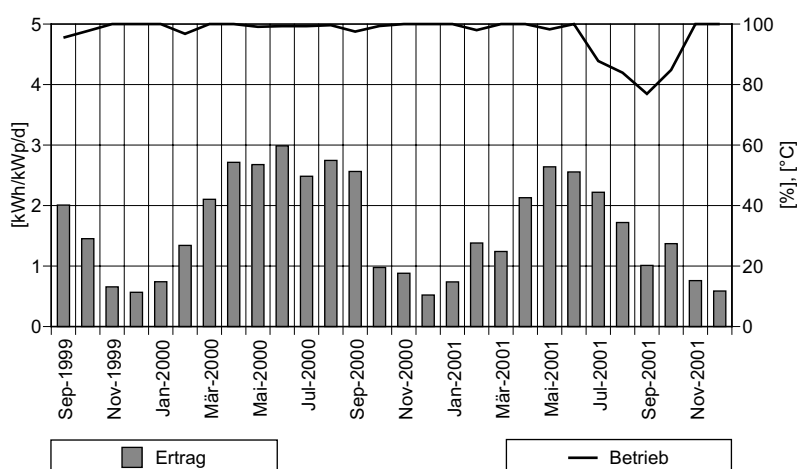
Tabelle 4, Jahreswerte Meteo, Ertrag, Verluste und Verfügbarkeit der Dachanlage SO.



Figur 4, Ertrag, Verluste und Verfügbarkeit der Dachanlage S0, Monatswerte August 1999 ... Dezember 2001.

Erträge der Fassadenanlage

Bei der Fassadenanlage wurde nur die eingespeiste Energie erfasst. In Figur 5 und Tabelle 5 sind nur der Ertrag und die Verfügbarkeit dargestellt. Die Verfügbarkeit der Fassadenanlage wurde aus den Sonnestunden der Dachanlage und den Betriebsstunden der Fassadenanlage bestimmt und ist deshalb eher ein Richtwert.



Figur 5, Ertrag und Verfügbarkeit der Fassadenanlage, Monatswerte August 1999 ... Dezember 2001.

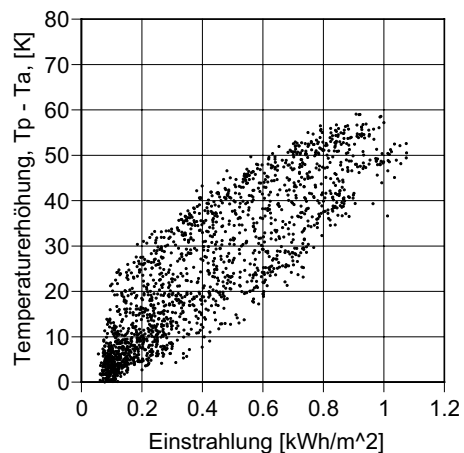
Ref. Nr.	tM	M	O	T am	E IO	Kummuliert	Yf	Betr	spez. Ertr.
166.3	[h]	—	—	[°C]	[kWh]	[kWh]	[kWh/(kWp*d)]	[%]	[kWh/kWp]
1999	2'928	0.33	0.03	10.0	1'577	1'577	1.17	97	142
2000	8'782	1.00	0.01	12.5	7'300	8'877	1.86	99	656
2001	8'760	1.00	0.07	11.8	6'203	15'080	1.53	93	558
2000...2001	total				13'503				
mittel	8'771	1.00	0.04	12.2	6'751		1.70	96	607

Tabelle 5, Jahreswerte Ertrag und Verfügbarkeit der Fassadenanlage.

Zellentemperaturen der Dachanlage SW

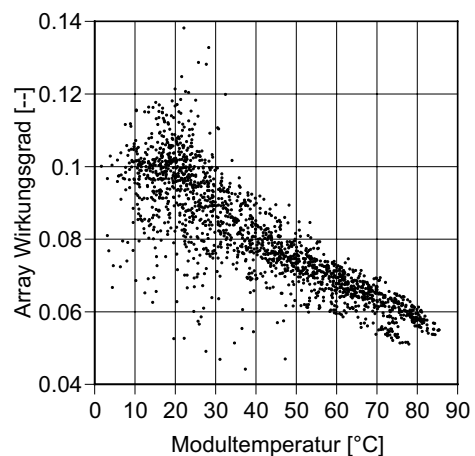
Eine wichtige Frage beim Projekt war, wie sich die Temperaturen in den Isolierglasmodulen der Dachanlage verhalten. Durch die thermische Isolation auf der Gebäudeseite tritt hier das Gegenteil von dem ein, was gewünscht wäre: die Zellen sind nicht hinterlüftet. Figur 6 zeigt die Erhöhung der Zelltemperatur. Die maximal registrierte Zelltemperatur ist 85 °C und der gewichtete Jahreswert des Jahres 2000 beträgt 50 °C, was um etwa 15 °C höher ist als bei gut hinterlüfteten Anlagen.

Figur 6, Temperaturerhöhung der Zelltemperatur vs. Einstrahlung.



Figur 7 zeigt den Einfluss der Zelltemperatur auf den gemessenen Arraywirkungsgrad der Dachanlage. Der daraus resultierende Temperaturverlust wird in der Jahressumme mit 14.5% gegenüber Standardbedingungen berechnet. Demgegenüber beträgt dieser Verlust bei einer gut hinterlüfteten Anlage nur etwa 5 bis 8%. Der Pt-100 Fühler zur Erfassung der Zelltemperatur im Verbundglas liefert seit August 2001 keine plausiblen Daten mehr.

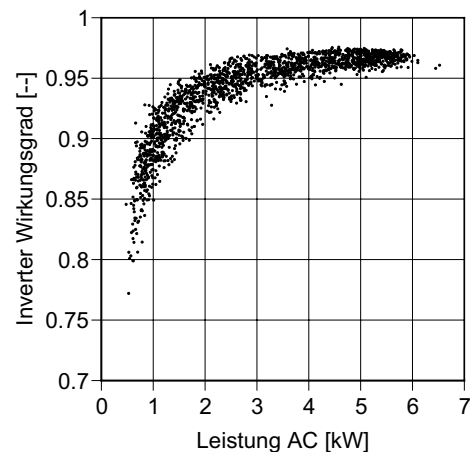
Figur 7, Arraywirkungsgrad vs. Zelltemperatur.



Inverterwirkungsgrad

Figur 8 zeigt den kombinierten Betriebswirkungsgrades der drei Inverter der Dachanlage SW.

Figur 8, Inverterwirkungsgrad der Dachanlage SW.



Verwendete Symbole und Einheiten

Tabelle 6, 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	mittl. Umgebungstemperatur	[°C]	PR	Performance Ratio	---
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]	n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	---
E IO+	Energie zum 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	mittl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
			spez. Ertrag	spezifischer Jahresertrag	[kWh/(kWp*a)]

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die Anlage erfüllt die gesetzten Ziele voll. Der Ertrag entspricht den Erwartungen weitgehend. Der spezifische Ertrag von 670 kWh/kWp liegt erwartungsgemäss unter einer optimal ausgerichteten und hinterlüfteten Anlage. Bei gebäudeintegrierten Anlagen ist dieser Umstand aber in Kauf zu nehmen.

Die Betriebserfahrungen mit der Anlage sind gut. In der gesamten Messperiode vom August 1999 bis Dezember 2001 sind zwei längere Betriebsunterbrüche aufgetreten.

Die erhöhte Temperatur der Isolierglasmodule reduzierte den Ertrag dieses Anlagenteiles gegenüber einer hinterlüfteten Anlage um ca. 6 bis 8%. Die hohen Zellentemperaturen von bis zu 85° werden den Alterungsprozess der Module möglicherweise beschleunigen.

Die Messungen wurden bis Dezember 2001 durchgeführt und ausgewertet. Der Schlussbericht wird im Frühjahr 2002 erscheinen.

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] Th. Nordmann, M. Dürr: 27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen - Plant Monitoring, Jahresberichte 1999 und 2000, Bundesamt für Energie, Bern.
- [4] M. de Lainsecq: Eine Glashaut, die Sonnenenergie erntet, Haus Tech 3/2000, S. 44-47, HandelsZeitung Fachverlag, Küsnacht.
- [5] Baudokumentation: Kantonsschule Stadelhofen Zürich, Erweiterung 1997-2000, Baudirektion Kanton Zürich, Hochbauamt.
- [6] M. de Lainsecq: Solar saniert und preisgekrönt, Architektur&Technik, 6/2000, B+L Verlag, Schlieren
- [7] Felix Stemmler, Christian Holl: Umbau und Erweiterung Kantonsschule in Zürich, bauzeitung, 10/2000, db.bauzeitung.de.
- [8] Eine Glashaut, die aktiv und passiv Sonnenenergie erntet, Fassade 2000+, Beilage Energiefachbuch Schweiz 2000.
- [9] Martin Dürr: Ein Solarkraftwerk im Isolierglas, Fassade 1/2000 (SZFF-Fachzeitschrift), S. 67-70, SZFF, Dietikon.
- [10] Th. Nordmann, M. Dürr: Posterbeitrag, Multifunktionelle PV-Anlage der Kantonsschule Stadelhofen, Nationale Photovoltaiktagung 1999, Zürich.
- [11] Martin Dürr: Schweiz. Fachzeitschrift für Fenster- und Fassadentechnik, Ausgabe 1/2000, Schweizer Solarpreis 1999: Ein Solarkraftwerk im Isolierglas.

Annual Report 2001

SolarCat

Solar-Electric Passenger Ship

Author and co-authors	Dr. Rudolf Minder
Institution / company	Minder Energy Consulting
Address	Ruchweid 22, CH-8917 Oberlunkhofen
Telephone, Fax	+41 56 6401462, +41 56 6401462
E-mail, homepage	rudolf.minder@bluewin.ch , http://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 20 kWp of photovoltaic panels and stored in two 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 over 4000 passengers and achieved a total distance of more than 1500 km. During the first months of operation the main characteristics of the ship could be evaluated by means of an onboard data collection system. In this report some first results of the measurements are presented.

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

The ultimate goal of the project is to demonstrate the feasibility of large solar-powered passenger ships and to present new solutions towards sustainable mobility on inland waterways.

Einleitung / Projektziele

Projektziele für das Gesamtprojekt

Innovativer Einsatz moderner Technologie

Durch konsequente Anwendung der heute verfügbaren Technologien und eine sorgfältige Gesamtoptimierung wird ein Solar-Katamaran realisiert, der bezüglich Nutzung, Fahrleistungen, Kosten und Sicherheit mit konventionellen Binnenseeschiffen vergleichbar ist.

Rationelle Energienutzung und erneuerbare Energie

Das Projekt soll die Nutzung der Sonnenenergie auf eindruckliche Weise einem breiten Publikum demonstrieren und damit das Bewusstsein für die rationelle Energienutzung und den Einsatz erneuerbarer Energien fördern.

Umwelt

Ein solar-elektrisches Passagierschiff produziert keine nennenswerten Luft- und Wasserschadstoffe. Ebenfalls ist der Lärmpegel viel tiefer als bei konventionellen Binnenseeschiffen. Die auf geringen Wasserwiderstand optimierte Rumpfform erzeugt minimalen Wellenschlag, was die Ufererosion weitestgehend vermeidet. Das Projekt stellt damit ein eindruckliches Beispiel nachhaltiger Mobilität auf Binnengewässern dar.

Erlebnis

Die Fahrt auf dem SolarCat soll dem Fahrgast ein völlig neues Schifffahrtserlebnis vermitteln: Die Faszination modernster Technik in Verbindung mit überzeugender Ästhetik und umweltfreundlicher Mobilität. Damit ist SolarCat ein attraktiver, sympathischer Werbeträger für die beteiligten Sponsoren.

Industrie, Gewerbe

Der Hauptanteil am Bau des SolarCat wird durch einheimische Industrie- und Gewerbebetriebe geliefert. Für die Schifffahrt auf ökologisch sensiblen Binnengewässern wird sich in naher Zukunft für die beteiligten Unternehmen ein interessanter Markt entwickeln. Die Arbeitsgemeinschaft setzt sich zum Ziel, weitere ähnliche Projekte auch im benachbarten Ausland zu realisieren.

Projektziele 2001

Zu Beginn des Jahres 2001 waren grosse Teile des Schiffs im Rohbau fertig. Die Projektziele für das Jahr 2001 waren demnach die Fertigstellung des Baus, Trockentests, die Einwasserung und erste Fahrversuche sowie die Inbetriebnahme des Schiffs und die Übergabe an die Betreibergesellschaft.

Kurzbeschreibung des Projekts

Für das allgemeine Konzept des MobiCat wird auf den Jahresbericht 2000 und die Ref. [1] und [2] verwiesen. Wir beschränken uns deshalb hier auf einige spezifische Angaben zur Elektro- und Solartechnik. Bild 1 zeigt ein Blockschema der wichtigsten elektrotechnischen Baugruppen.

Allgemeines

Bei der Auswahl der Komponenten für die Solar-, Elektro- und Antriebstechnik wurden soweit möglich erprobte, standardmässig verfügbare Geräte vorgezogen, auch wenn dies teilweise Kompromisse bezüglich Wirkungsgrad erforderte. Das Ziel war, ein zuverlässiges Gesamtsystem zu konzipieren, welches möglichst geringe Anforderungen bezüglich Wartung stellt. Im weiteren war auch der Kostenrahmen einzuhalten, was teure Spezialgeräte ausschloss.

Solargenerator

Der Solargenerator des Schiffs ist auf zwei Teilfelder à ca. 10 kWp aufgeteilt, welche je eine Batterie mit 480 V und 240 Ah speisen. Auf dem Hauptteil des Dachs sind Standard-Lamine von Typ BP 580 montiert, welche auf Aluminium-Profile verleimt sind. Die Überdachung der seitlichen Gangways dagegen besteht aus kundenspezifisch hergestellten transluziden Laminaten von Fabrisolar. In

diesem Bereich ist die Photovoltaik-Anlage auch für den Passagier direkt sichtbar. Der Solargenerator speist die erzeugte Elektrizität ohne „maximum power point tracking“ mit direkter galvanischer Kopplung in das Batteriesystem ein. Aus der Batteriespannung ergibt sich die Anzahl der in Serie zuschaltenden Module. Auf Grund der Auswertung einer früheren PV-Anlage mit Direkteinspeisung [3] ergab sich ein Optimum von 35 Modulen à 36 Zellen pro Strang. Jede Dachhälfte umfasst 4 Stränge.

Für die Regelung der Batterieladung durch die PV-Anlage konnte auf Grund der hohen Leerlaufspannung kein kommerzieller Laderegler eingesetzt werden. Auf der Basis von IGBT-Schaltelementen wurde deshalb ein Laderegler neu entwickelt. Dieser Regler ist auf eine Arbeitsspannung von 700 V und einen Strom von 25 A ausgelegt.

Batteriesystem

Auf Grund der technischen und wirtschaftlichen Anforderungen kamen nur Bleiakkumulatoren in Frage. Der gewählte Batterietyp besteht aus Industrie-Traktionselementen mit 240 Ah Nennkapazität von Accu Oerlikon. Die Batteriespannung von 480 V wurde durch die Spannungsanforderungen der Antriebsumrichter vorgegeben. Die Batterien sind mit einer Elektrolytumwälzung ausgerüstet. Diese verbessert Wirkungsgrad und Lebensdauer und reduziert die Gasentwicklung bei der Aufladung. Alle Batterieräume sind zwangsbelüftet.

Batterie-Schaltschrank, Verkabelung

Der Batterie-Schaltschrank ist im Batterieraum angeordnet und enthält die folgenden wesentlichen Elemente:

- Hauptschalter mit magnetischer und thermischer sowie Unterspannungsauslösung.
- 480 VDC – Verteiler mit verschiedenen Abgängen und zugehörigen Leitungsschutzschaltern
- DC/DC-Umrichter für die 24VDC-Bordstromversorgung
- Messwandler für die wichtigsten Ströme und Spannungen

Ladegeräte

Für jede Batterie ist ein 25 A -Ladegerät vorhanden, welches drei Funktionen erfüllt:

- Voll- oder Nachladung der Batterien ab Landstrom bei entsprechendem Energiebedarf
- Versorgung des Antriebs mit Energie vom Dieselgenerator im Notfall
- Periodische Vollladung der Batterien gemäss Vorschrift des Batterieherstellers

Motoren und Antriebsumrichter

Für die Antriebe werden Komponenten aus der industriellen Antriebstechnik verwendet. Der Motor ist ein Kompakt-Asynchronmotor von Siemens. Die Nennleistung beträgt 81 kW bei 1150 U/min. Der Motor ist im Heckbereich des Schiffs angeordnet und direkt mit der Propellerwelle gekoppelt.

Als Antriebswechselrichter wird der Typ Simovert Masterdrive Vector Control von Siemens eingesetzt, Typenleistung 90 kW. Der Wechselrichter ist im hintern Teil des Passagierraums angeordnet.

Bordstrom-Versorgung und Hilfsenergiesystem

Es sind zwei Bordstrom-Systeme vorhanden: 230/400 VAC und 24 VDC. Für die haustechnischen Installationen (ausser der Beleuchtung) sowie für einzelne Systeme, welche 230/400 VAC benötigen ist ein dreiphasiges 230/400 V Bordstromnetz vorhanden. Dieses weist drei Betriebszustände auf, welche manuell umgeschaltet werden:

- Versorgung ab Batterie über den Bordstrom-Wechselrichter
- Versorgung über den Bord-Dieselgenerator
- Versorgung über den Landanschluss

Als Bordstrom-Wechselrichter wird ein Modul DNR35 der Fa. SMA Regeltechnik GmbH verwendet. Die für den Betrieb des Schiffs notwendigen Systeme, die nautischen Instrumente sowie die Beleuchtung werden durch ein 24 VDC – Bordnetz gespeist. Dieses erhält seine Energie über redundante kurzschlussfeste und strombegrenzende DC/DC-Wandler von der Hauptbatterie. Der Dieselgenerator weist eine Leistung von ca. 60 kW / 75 kVA bei 3 x 230/400 V und 50 Hz auf.

Masse und Gewichte	Gesamtlänge	33 m
	Länge der Wasserlinie	31.3 m
	Gesamtbreite	11 m
	Max. Höhe über Wasser	5 m
	Tiefgang, max.	1.5 m
	Freibord, min.	1.2 m
	Benetzte Fläche	207 m ²
	Leergewicht, fahrbereit	115 t
	Nutzlast	15 t
Fahrleistungen, Kapazität	Reisegeschwindigkeit	10-14 km/h
	Maximale Passagierkapazität	150
	Innensitzplätze	76
	Besatzung	2
Energie- und Antriebssystem	Solarzellenfläche	180 m ²
	Leistung der Solarzellen (STC)	20 kWp
	Betriebsspannung	480 Volt
	Speicherbatterien: Nennkapazität und Typ	2 x 240 Ah
	Nutzbarer Energieinhalt der Speicherbatterien	2 x 90 kWh
	Gewicht der Batterien	2 x 4000 kg
	Motornennleistung	2 x 81 kW
	Antriebs elektronik	90 kVA
	Hilfsdieselgenerator	75 kVA

Tabelle 1: Wichtigste technische Daten des MobiCat

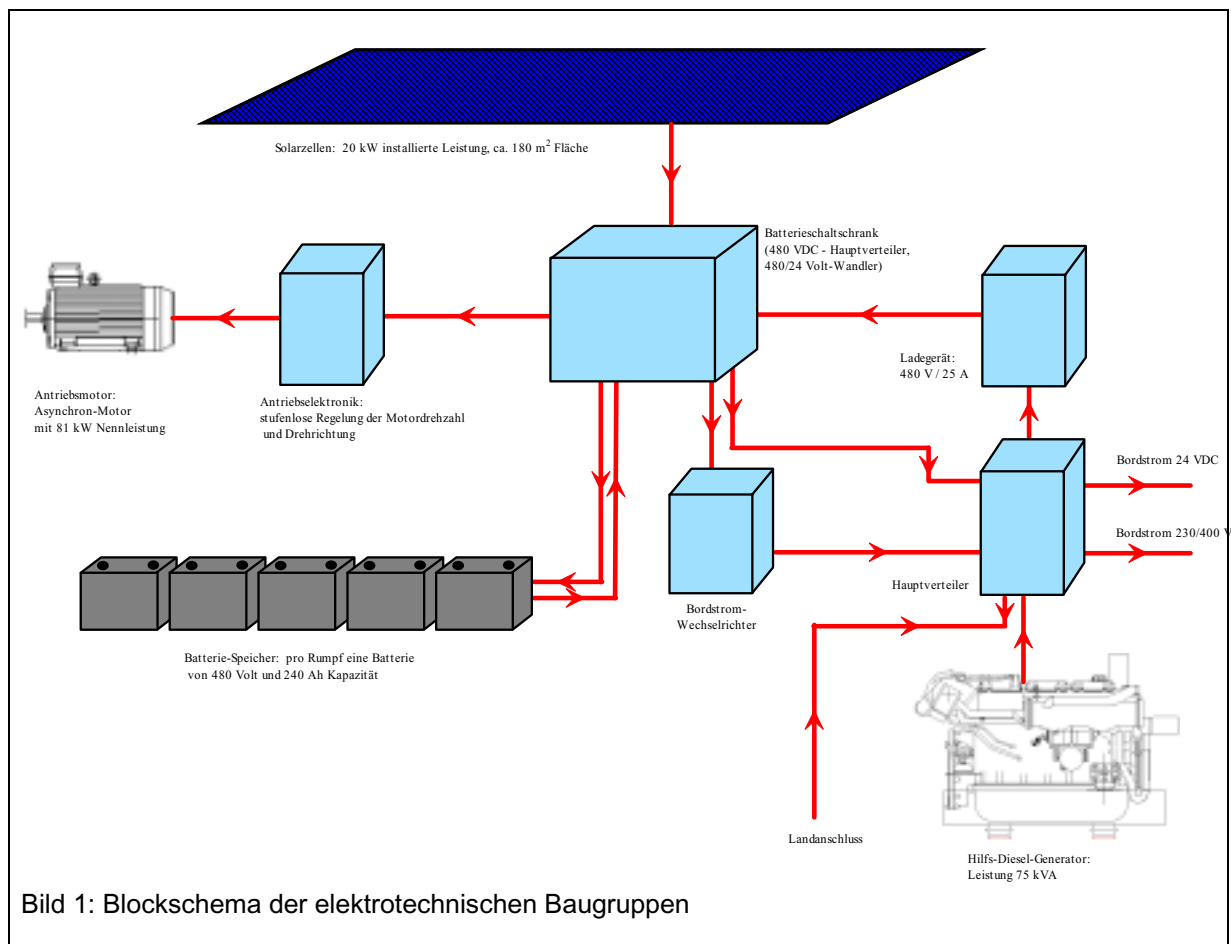


Bild 1: Blockscheema der elektrotechnischen Baugruppen

Durchgeführte Arbeiten und erste Betriebserfahrungen

Während des Jahrs 1999 und der ersten Hälfte 2000 konzentrierten sich die Arbeiten auf die Sicherung der Finanzierung sowie gewisse zeitkritische technische Planungsarbeiten. Am 12. Juli 2000 konnte das Projekt und die Trägerschaft an einer Medienkonferenz der Öffentlichkeit vorgestellt werden. Erst im August 2000 konnten die ersten Verträge mit den Lieferanten abgeschlossen und mit der Ausführung begonnen werden. Anfangs 2001 war das Schiff im Rohbau fertiggestellt und es konnte mit den Ausbauarbeiten begonnen werden. Mitte Juni 2001 wurde das Schiff eingewassert und am 5. Juli 2001 offiziell eingeweiht und in Betrieb genommen.

Die ersten Betriebserfahrungen zeigen, dass die wichtigsten Planungsvorgaben erfüllt werden. Das Schiff ist für Sonderfahrten konzipiert und verkehrt deshalb meist mit geringen Geschwindigkeiten im Bereich von 10 – 12 km/h. In diesem Bereich ist der Energiebedarf der Antriebe so tief, dass sich eine genügend hohe Autonomie auch für mehrstündige Fahrten bei schlechtem Wetter oder abends ergibt.

Das Schiff ist mit einem Datenerfassungssystem versehen, das die wichtigsten Betriebsdaten registriert und speichert. Es besteht aus einem Datenlogger, welcher mit einem GSM-Modem verbunden ist. Damit können die aktuellen Betriebsdaten via PC und Modem abgefragt und die gespeicherten Daten heruntergeladen werden. Dieses System hat sich vor allem auch während der Testphase als sehr hilfreich erwiesen.

Die Leistungscharakteristik des Schiffs, ermittelt aus ersten Messwerten, ist in Bild 2 dargestellt. Bild 3 zeigt Leistungsbedarf und Energieverbrauch auf einer Messfahrt. Bei dieser Fahrt mit 110 Passagieren an Bord wurde ein spezifischer Energieverbrauch des Antriebssystems ab Batterie von 22.8 Wattstunden pro Personen-km ermittelt. Umgerechnet auf den Energieinhalt von Dieselöl entspricht dies etwa einem Schnapsglas Diesel pro Person für die Fahrt von 10 km!

Ein weitere sehr positive Erfahrung ist die grosse Attraktivität des Schiffs beim Publikum und bei den Medien. Das nahezu geräuschlose Gleiten fasziniert die Passagiere und vermittelt ein völlig neues Schifffahrtserlebnis.

Auch aus der Sicht des Betriebspersonals sind die Reaktionen positiv. Das Energie-Management des MobiCat stellt für den Schiffsführer eine nicht ganz einfache Aufgabe dar, besonders weil zur Zeit noch nicht viel Erfahrung vorliegt. Bereits vor der geplanten Fahrt ist zu entscheiden, ob eine Batterieladung ab Landstrom erforderlich ist. Der Entscheid hängt vom Batterie-Ladezustand, dem mutmasslichen Verbrauch während des Einsatzes sowie der erwarteten Sonneneinstrahlung vor und während des Einsatzes ab.

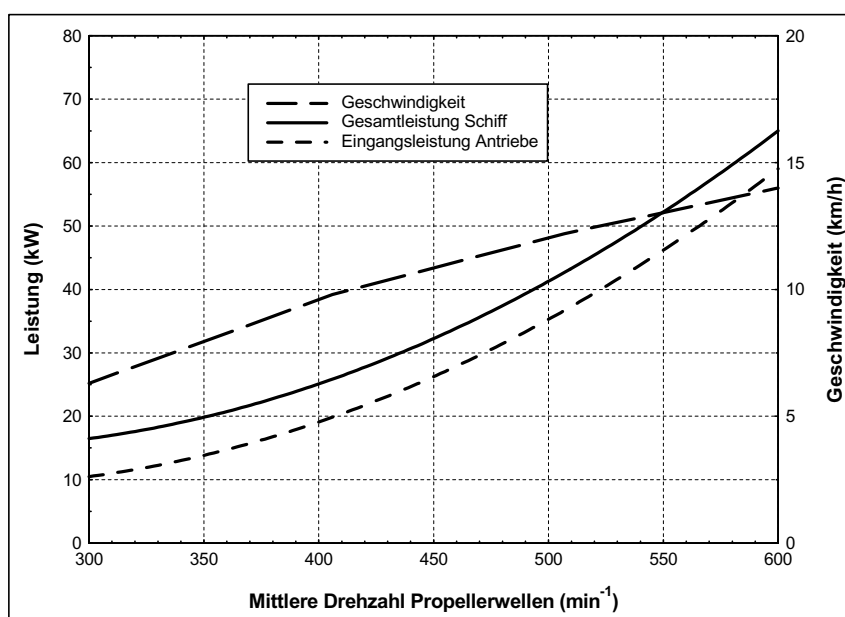
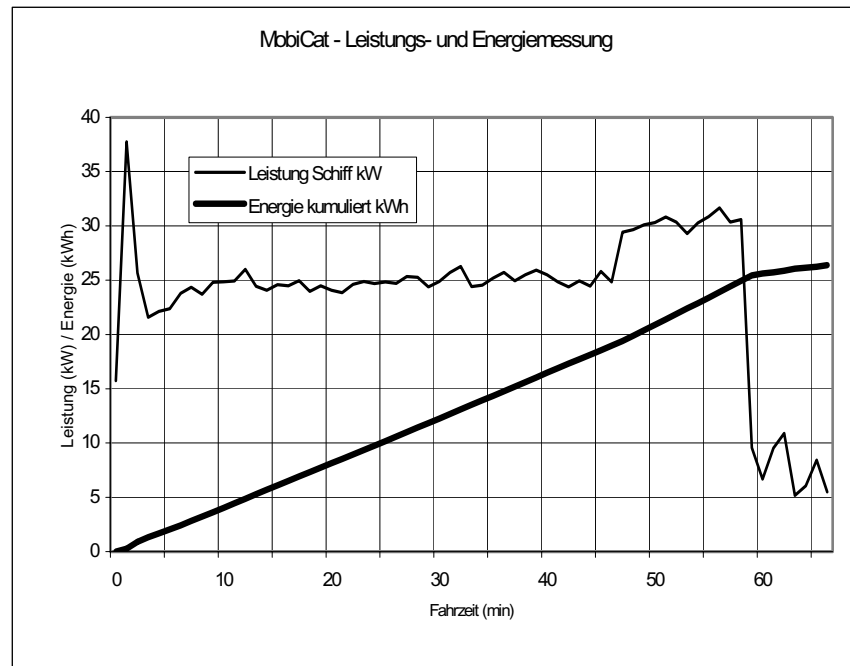


Bild 2
Leistungscharakteristik
des MobiCat

Bild 3
Leistungs- und Energie-
messung auf einer 10km-
Testfahrt



Während der Fahrt kann der Energieverbrauch durch die Fahrgeschwindigkeit stark beeinflusst werden. Bei Rundfahrten hat sich gezeigt dass eine Propellerdrehzahl von etwa 400 – 450 U/min, entsprechend einer Geschwindigkeit von rund 10 – 11 km/h meist genügt. Damit sind auch mehrstündige Fahrten problemlos möglich.

Bild 4 zeigt das Schiff auf einer der ersten Fahrten.

Projektablauf und –organisation, Kosten

Wegen des knappen Zeitraums, der für die Realisierung zur Verfügung stand, mussten die Detailplanungsarbeiten weitgehend parallel zur Ausführung abgewickelt werden. Damit konnte das Projekt auch nicht an eine Werft als Generalunternehmung übergeben werden. Die Arbeiten mussten an verschiedene Lieferanten vergeben werden, was einen hohen Koordinationsaufwand bewirkte. Die Endmontage erfolgte auf der Slipanlage der Betreibergesellschaft, welche mit einem Zelt überdeckt wurde. Die meisten Lieferanten und Unternehmer waren Firmen aus der weiteren Region. Die gesamten Baukosten des Projekts belaufen sich auf rund 3 Mio. CHF, der Anteil der Solar- und Elektrotechnik liegt bei ca. 20 %.

Die Projektträgerschaft setzt sich aus den folgenden Partnern zusammen:

Sponsoren/Investoren: Schweizerische Mobiliar, Bern BKW FMB Energie AG, Bern Certina Kurth Frères SA, Le Locle Gesellschaft Mont-Soleil, Bern Bielersee-Schiffahrtsgesellschaft AG, Biel Bundesamt für Energie Bauherrschaft, Betreiberin: Bielersee-Schiffahrtsgesellschaft AG, Biel	Ingenieure und Planer: Rudolf Minder, Minder Energy Consulting, 8917 Oberlunkhofen (Projektleitung, Solar-, Elektro- und Antriebstechnik) Christian Bolinger, Naval Arch. and Yacht Design, 6003 Luzern (Design, Schiffsbau-Engineering, Bauleitung) Clemens Dransfeld, dyne gmbh, 5702 Niederlenz (Design und Strukturberechnungen) Gschwend AG Gastrobau, 3613 Steffisburg (Innenausbau),
---	---



Bild 4: MobiCat auf dem Bielersee

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die für das Jahr 2001 gesetzten Ziele wurden im Wesentlichen erreicht. Das Schiff konnte wie geplant im Sommer in Betrieb genommen werden. Die erste Betriebsphase war gleichzeitig eine Testphase und förderte naturgemäss einige „Kinderkrankheiten“ zu Tage. Diese wurden zum grossen Teil während der ersten Betriebszeit behoben, verschiedene Arbeiten sind noch für den Winter 2001/2002 vorgesehen. Das Grundkonzept des Solarschiffs hat sich bewährt und kann eine Basis für weitere Projekte dieser Art bilden.

Referenzen / Publikationen

- [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] Solarzellenanlage mit Direktkopplung an ein Gleichstromnetz
M. Keller, R. Minder, Bulletin VSE/SEV Nr. 10/1997

Annual Report 2001

Miet-Solarboot auf dem Zürichsee

Author and co-authors	Roland Schmid, Karin Lutz
Institution / company	SSES (Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie)
Address	Breitenstrasse 17, 8134 Adliswil
Telephone, Fax	01 71052 76
E-mail, homepage	Info@lec.ch , www.sses.ch/zuerich/solarboot
Project- / Contract -Number	41241/81227
Duration of the Project (from – to)	1.6.2000 - 31.12.2001

ABSTRACT

In the year 1999 the SSES (Swiss Association for Solar Energy) could celebrate their 25th birthday. For this event a solarboat for 25 passengers has been chartered. The SSES invited their members for a trip on several Swiss lakes. It had a good success also on the lake of Zurich. Therefore the idea of a solarboat for everybody has been born in the regional group of Zurich which led to a solarboat to rent. There was no real good designed solarboat on the market that fit the idea of the project group "Solarboot Ahoi". So the project group began to make a concept, project descriptions for a complete new boat and found one partner and several sponsors for the solarboat project. The partner is the utility of Zurich (ewz) and among the sponsors are the City of Zurich, Federal office of Energy (BfE) and various private persons. The catamaran boat with inflatable hulls has been built by the members of the project group with the aid of several experts in various fields. The propulsion system has been optimised through students from the Engineering school of Rapperswil.

In the first summer ZHolar has been rent during 100 hours. The passengers emphasised the quietness, the successful design of the boat and the speed that is comparable to the one of a standard-rental fuel-powered motorboat. The handling with the steering wheel and the "gas"-lever did not cause troubles. Only one small accident and once a small energy shortage occurred when the batteries were empty. The passengers could slower but safely return to the rental station powered only by the solarcells. The energy consumption of one hour is approximately 720Wh that are about equal to the installed solarcell-power of 732Wp.

The overall energy consumption was 106.7kWh whereas 89.2kWh came from the solarcells and 17.5kWh from the solarenergy grid of the ewz.

The summary of all involved person is very encouraging and ZHolar "The first Solarboat to rent on lake of Zurich" showed its reliable operation in the first season. The project team is convinced that the season 2002 is going to be successful and everybody hopes for another nice solarboat-summer.

Einleitung / Projektziele

Aus 5 Mitgliedern des Vorstandes der SSES-Regionalgruppe Zürichs entstand die Projektgruppe „Solarboot Ahoi“. Während der Konzeptionsphase standen das Design und eine möglichst hohe Energieautonomie im Mittelpunkt. Aus zahlreichen Ideen wurde schliesslich ein Katamaran mit ausgeprägtem Bug für die Solarzellen und abgeschrägten Seitenflächen für weitere Solarzellen weiter verfolgt. Mittels einer gut gestalteten Projektmappe, einem gelungenen Modell (1:20) und viel Überzeugungskraft, konnten ein Partner und drei Sponsoren an Bord geholt werden. Der Partner erwz trug den Löwenanteil, das Gesundheits- und Umweltdepartement der Stadt Zürich, das Bundesamt für Energie (BfE), LEC Solartechnik Küsnacht neben weiteren privaten Sponsoren trugen ebenfalls massgebend dazu bei, dass dieses ungewöhnliche Projekt realisiert werden konnte. Die wichtigste Zielgruppe - die Bevölkerung in und um Zürich - auf das Projekt aufmerksam gemacht werden wollte, wurde in den Tageszeitungen ein Namenswettbewerb ausgeschrieben. Ca. 200 Namensvorschläge trafen ein. Und so trägt das erste Solarboot in Zürich, welches sozusagen allen gehört, den Namen ZHolar.

Danach wurden die Ideen vom Papier in die Werft übertragen. Die Sandwichbauweise des Aufbaus, also der Teil des Bootes welcher die Solarzellen und die Passagiere fasst, wurde einem Glasfaserspezialisten übertragen. Danach wurde der Katamaran mit aufblasbaren Schwimmern in eine Werft nach Erlenbach verlagert und dort von der Projektgruppe in 2 Monaten fertiggestellt. Der Antrieb wurde an der Fachhochschule Rapperswil durch eine Semesterarbeit optimiert und ausgewählt. Bis ZHolar vermietet werden konnte, musste das Boot zahlreiche Abnahmen über sich ergehen lassen. Das Starkstrominspektorat prüfte die elektrischen Installationen auf Herz und Nieren. Da waren die Batterien, Bootsmotor und Solarzellenverkabelung wie auch die Sicherheit von grosser Wichtigkeit. Bei der Schifffahrtskontrolle wurde die Kippstabilität (Krängung), die Manövrierbarkeit, Kurvenfahrt und Anhalten aus voller Fahrt beurteilt. ZHolar hat alle Kontrollen und Tests bestanden und allen Unkenrufe getrotzt und trägt stolz „ZH 8658“.

Die technischen Daten zu ZHolar können der Tabelle 1 in Kapitel 2 entnommen werden.

Im ersten Sommer, der am 21.6.2001 mit einer Pressekonferenz begann und Ende Oktober endete, hat ZHolar während rund 100 Stunden seine Passagiere mit grosser Zuverlässigkeit den Zürichsee in einer neuen Dimension erleben lassen. Lautlos gleitend in frischer Luft hatten gross und klein viel Spass im blauen Wasser. ZHolar wird zu 60.-/h vermietet und konnte dabei knapp die Versicherung und Wartungsarbeiten berappen. Alle Beteiligten waren rundum zufrieden und warten gespannt auf die nächste Saison, die voraussichtlich im April 2002 beginnt.



Bild 1 zeigt ZHolar auf dem Zürichsee

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

In Tabelle 1 können die technischen Daten des Solarkatamarans Zholar ersehen werden.

Die technischen Daten von ZHolar:

Bootsrumpf Typ	Aufblasbarer Camping Cat
Aufbau	3-fach laminiertes EPOXY-Harz-GFK mit AIREX-Schaumkern
Länge	6.1 m
Breite	2.7 m
Höhe (über Wasser)	1.1 m
Tiefgang	0.5 m
Leergewicht	650 kg
Zugelassenes Maximalgewicht	1100 kg
Anzahl Plätze	6
Antrieb	Optimierter Sol-Z Antrieb
Motor	2.6 kW _{el} (DC Motor)
Regelung	Stufenlos, pulsbreitenmoduliert
Steuerung	Drehbarer Motor
Geschwindigkeit	Geschwindigkeitsmessung mit GPS, max. 10km/h
Energieerzeugung	734 W _p (Bug: 370W _p , seitlich je 185 W _p) mikrokristalline Silizium-Dünnschicht-Solarzellen (APex, Astropower) in Glas Tedlar laminiert bei FabriSolar Wirkungsgrad $\eta=10\%$
Energiespeicher	24 V, 270Ah 8 Compact Power Bleibatterien, je 4 + 4 parallel

Tabelle 1 zeigt die technischen Daten von ZHolar

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Ab Juni 2001 wurden erste Erfahrungen mit der Vermietung von ZHolar gemacht.

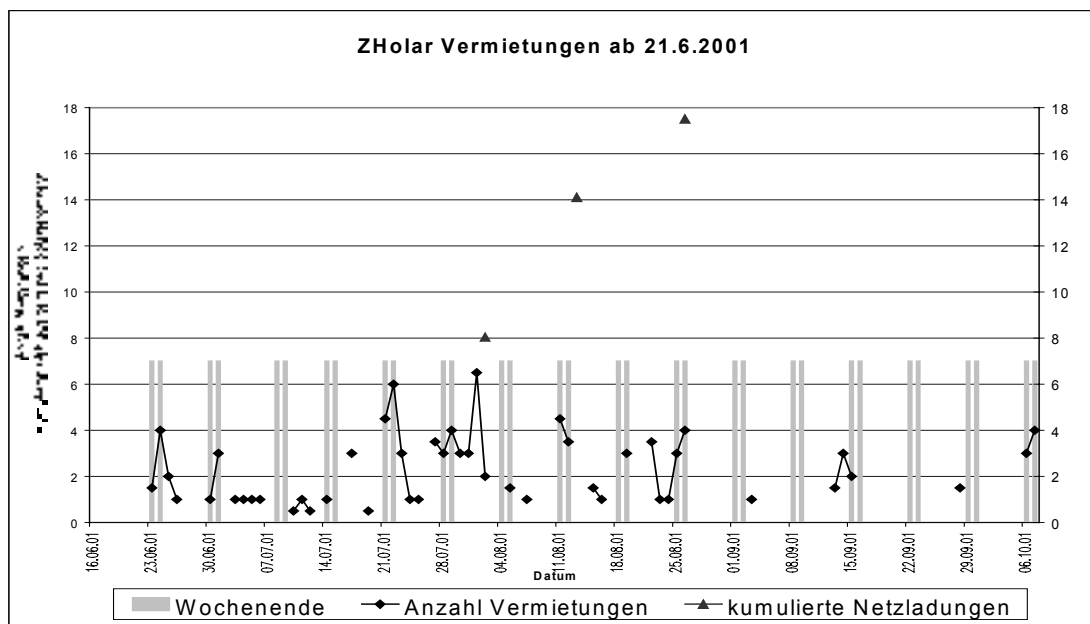
Energieverbrauch

Es wurden Energiezähler installiert, um die verschiedenen Energieflüsse ermitteln zu können. Die Energie, die von den Solarzellen in die Batterien, und jene, die von den Batterien in den Motor floss, wurde mittels Ah-Zählern von Brusa ermittelt. Um den Energiebezug vom ewz-Solarstromnetz zu messen wurde ein EMU (AC-Zähler) installiert. Das Ablesen der Zähler erfolgte sporadisch und die Werte wurden in einer Tabelle eingetragen.

Der Energie-Verbrauch ist in erster Linie geschwindigkeitsabhängig und praktisch unabhängig von der Passagieranzahl. Der Verbrauch steigt mit der dritten Potenz zur Geschwindigkeit. Das heisst, wer mit 5km/h fährt nur den achten Teil derjenigen Energie verbraucht, welche jemand benötigt, der mit 10km/h unterwegs ist. Aus diesem Grund wurde die Leistung auf 2/3 begrenzt.

Am Abend wird bei tiefem Sonnenstand pro Stunde ca. 30Ah (entspricht 720Wh=0.72kWh) verbraucht. Dies entspricht der Energie-Produktion der Solarzellen in deren Leistungsoptimum.

Die Solarzellen auf der Seite, die in einem Anstellwinkel von 70° angebracht sind, bringen am Abend bei tiefem Sonnenstand viel. Eine typische Abendleistung ist 120W, d.h. wenn eine Seite oder die Frontfläche der Sonne zugewandt ist. Am Tag erreicht die Leistung ca. 320W, falls die Frontfläche der Sonne zugewendet wird. Man kann deshalb sagen, dass es sich für ein solches Boot lohnt, die Seitenfläche ebenfalls mit Solarzellen zu bedecken, da die Sonnenenergie effizient von 3 Seiten eingefangen werden kann. Es wäre interessant, die Leistungen von ZHolar mit jenen eines Bootes zu vergleichen, dessen Zellen auf einem horizontalem Dach angeordnet sind.



Figur 1 zeigt die Statistik der gefahrenen Stunden seit dem 21.6.01. Es ist sehr gut zu erkennen, dass die Auslastung am Wochenende gut ist, während der Woche aber sehr gering ausfällt.

Die Standzeit ist so lang, dass die Batterien nach gut frequentiertem Wochenende unter der Woche mit Sonnenenergie voll nachgeladen werden können. Insgesamt wurden ca. 84kWh verbraucht. 17.5kWh wurden aus dem ewz-Solarstromnetz bezogen. Nach Abzug der Verluste (30%) sind 12.2kWh Nutzenergie aus dem Solarstromnetz in die Batterien geladen worden. Der Rest also 71.8kWh, dies ergibt 89.8kWh mit Verlusten, wurden von den Solarzellen in die Batterien gespeist.

Mietstunden

Es wurden 108 bezahlte Stunden gezählt. (siehe Figur 1). Vorwiegend wurde das Boot an den Wochenenden gemietet. Aus der Energieaufzeichnung kann geschlossen werden, dass gesamthaft 118 Stunden mit dem Solarboot gefahren wurden.

Anzeige

Die Ah-Anzeige funktionierte zufriedenstellend. Der Ah-Stand der Batterie musste im Verlauf des Sommers noch angepasst werden. Danach konnte der Vermieter bei Erreichen der 25% Marke noch den letzten Mieter auf die Fahrt schicken und danach die Batterien ans Solarstromnetz des ewz anschliessen.

Die Geschwindigkeitsanzeige mittels GPS funktioniert nicht immer zufriedenstellend. Das Gerät zeigt die Initialgeschwindigkeit erst an, wenn 5 Satelliten zu empfangen sind. Danach genügen noch 3 Satelliten um die Geschwindigkeit genau genug anzeigen zu können. Der Empfang von 5 Satelliten ist scheinbar auf dem Zürichsee schwierig zu erreichen, weshalb die Anzeige bei der Geschwindigkeit oft "OFF" anzeigt. Eine bessere Antennenposition auf einem Blech sollte die Situation verbessern.

Ob die Mieter die Möglichkeiten der Anzeigen ausnützen, d.h. das Boot optimal zur Sonne navigieren etc., kann nicht beantwortet werden. Eine Anleitung, wie dies gemacht werden kann, ist ZHolar beigelegt.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Der Antrieb wurde von der Fachhochschule Rapperswil optimiert. Im technischen Bereich wurde eng mit LEC Solartechnik Küsnacht zusammengearbeitet. Dessen Geschäftsführer Stephan Leutenegger knüpfte auch den Kontakt zu FabriSolar, die die Speziallamine für ZHolar fertigten.

Gute Zusammenarbeit im Bereich PR und Werbung kam mit dem Partner ewz zustande.

Die Stadt Zürich engagierte sich mit einem substantiellen Betrag und war dem Projekt sehr wohlwollend gesinnt, auch als es zu Verzögerungen kam.

Das BfE engagierte sich vor allem im Bereich der Messtechnik und in der Dokumentation.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Boot funktionierte sehr zuverlässig und alle Beteiligten waren sehr erfreut über die erste Halbsaison.

Im ersten Sommer wurde das Boot während 108h vermietet. Die Wochenenden waren sehr gut ausgelastet. Über 90% der Mietstunden wurden an den Wochenenden verzeichnet. Das Konzept mit einem solarbetriebenen Freizeitboot ist insofern überzeugend, da die Benützung ausschliesslich bei schönem Wetter erfolgt und an solchen Tagen auch am meisten Energie anfällt. Die Energie die am Wochenende gebraucht wurde, wurde unter der Woche am Steg in die Batterien geladen. Die Batterien mussten dreimal ab Netz gepuffert werden. Die Entscheidung, ob nachgeladen werden soll, wurde durch den Vermieter anhand der Batteriestandsanzeige gefällt. Dies hat bis auf einen Fall von Energieknappheit stets gut funktioniert. Durch den Energieabfall aufgeschreckt, hat der Vermieter dann eher präventiv die Batterien nachgeladen. Die Philosophie, dass das Elektroboot mit Batterien energiemässig ähnlich dem Benzinboot funktioniert, wo Benzin statt Strom nach einer Zeitspanne aufgefüllt werden muss, ist sehr komplex. Dies zeigen ja auch die Ergebnisse aus Nutzerbefragungen von Elektromobilen.

Ein kleiner Unfall und ein einziger Energieabfall am Abend am Ende einer sehr gut ausgelasteten Zeitperiode mussten als einzige negative Ereignisse hingenommen werden. Die Mieter konnten aber solarbetrieben, allerdings langsamer als mit vollen Batterien, sicher zur Vermietung zurückkehren.

Leider wurden die Umfragebogen von dem Vermieter nicht abgegeben, weshalb keine profunde statistische Auswertung der Benützer vorgenommen werden konnte.

Aus einzelnen Stimmen kann geschlossen werden, dass die Ruhe auf dem Boot sehr angenehm ist und die Geschwindigkeit mit vergleichbaren Mietbooten (Benzin betriebene Motorboote) identisch ist. Auf die Frage, ob solche Boote eine Zukunft haben, wurde der wahrscheinlich sehr hohe Preis genannt, der der grösseren Verbreitung von Solarbooten Grenzen setze. Dieser Punkt wird auch bei Solaranlagen ähnlich vertreten. Die Meinung "Die Energie zur Herstellung ist viel grösser als die tatsächlich erzeugte", wurde in vielen Gesprächen auch als Negativpunkte zur Photovoltaik erwähnt.

Das Design des Bootes wurde als gelungen bezeichnet, wobei der Einstieg für betagtere Passagiere nicht sehr einfach ist. Einzig die Seepolizei dachte beim Anblick aus der Ferne an ein umgekipptes Boot und kam zur Rettung hergebraust.

ZHolar wird wieder ab Anfang April 2002 auf dem Zürichsee bei der Vermietung Enge zu 60.-/Std zu mieten sein. Alle Beteiligten hoffen, dass der Sommer wieder so gut wird wie im 2001.

Referenzen / Publikationen

In diversen Zeitungen, im SSES Magazin "Erneuerbare Energien" und im Photon sind Artikel erschienen. Im Internet unter www.sses.ch/zuerich/solarboot können weitere Infos abgeholt werden

Annual Report 2001

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@dict.supsi.ch , www.lee.dict.supsi.ch
Project- / Contract -Number	41239, 81207
Duration of the Project (from – to)	1 May 2001 – 31 August 2003

ABSTRACT

This 16.8 kWp grid-connected PV plant, currently the largest in Europe using CIS (Copper Indium diselenide) modules, went into operation on the 22nd December 2000. The plant, made up of 420 ST40 modules (40 Wp) manufactured by Siemens & Shell Solar, is situated on the roof of the Ludains ice rink in St Moritz.

The aim of this project is to observe CIS module behaviour when connected to the grid and under extreme environmental conditions (at altitude).

The PV array of this plant consists of 7 sub-arrays connected to the public grid by 7 Sunrise Maxi inverters manufactured by the Fronius company. Each sub-array comprises 6 strings of 10 modules in series.

The measuring equipment for detailed monitoring, installed at the plant on the 27th July 2001, enables collection of local climate data (irradiation at two different points on the plant and ambient temperature), measurement of currents of all the strings, of voltages DC and powers AC (at inverter exit) of each sub-array and of temperature at the back (T_{bom}) of 3 plant modules

In September, apart from a thermographic analysis of the plant, outdoor measurements of the I-V characteristics of the 42 strings were carried out. Extrapolation at STC reveals that the average nominal power (after initial degradation) of the plant modules is around 40 Wp, the same as that declared by the manufacturer.

Measurement at STC of 4 reference modules using a pulsed solar simulator did not reveal values of any significance.

An analysis of plant PR values shows a similar behaviour of CIS modules to the crystalline ones and that some strings produce less due to partial shadows (near buildings).

1 OBIETTIVI DEL PROGETTO PER IL 2001

Il più grande impianto in Europa allacciato alla rete con moduli CIS è stato messo in funzione nel dicembre del 2000 a St. Moritz sul tetto del palazzetto del ghiaccio Ludains.

Con questo progetto si vuole osservare il comportamento dei moduli CIS a film sottile quando allacciati alla rete e in condizioni atmosferiche estreme; infatti le condizioni di irraggiamento in Engadina sono molto favorevoli e l'impianto sarà sottoposto anche a variazioni importanti di temperatura.

Gli obiettivi per il corrente anno erano:

- Sopralluogo per determinare le apparecchiature da installare
- Installazione delle apparecchiature per il monitoraggio di dettaglio
- Messa in funzione delle apparecchiature
- Misura della caratteristica I-V @STC indoor di 5 moduli di riferimento dell'impianto
- Misura della caratteristica I-V outdoor di tutte le serie dell'impianto
- Analisi termografica

2 LAVORI EFFETTUATI E RISULTATI OTTENUTI NEL 2001

2.1 Descrizione dell'impianto CIS di St. Moritz

L'impianto, di proprietà della Rätia Energie AG, ha quali componenti principali i moduli ST40 della ditta Siemens Solar e ondulatori SUNRISE maxi. La sua messa in servizio è avvenuta il 15 dicembre 2000.



Figura 1: Impianto CIS (fronte e retro)

Potenza nominale @STC:	16.8 kWp
Tipo di moduli:	ST40 (Siemens Solar)
Potenza moduli @STC:	40 Wp
N° di moduli:	420
N° di campi e ondulatori	7
N° serie per campo	6
N° di moduli per serie	10
Inclinazione:	60°
Orientamento	37° OVEST
Ondulatore:	SUNRISE maxi

Tabella 1: Descrizione impianto

2.1 Descrizione del sistema di misura

2.1.1 Sistema di misura già presente

Gli ondulatori della ditta Fronius sono forniti di un sistema di misura con uscita RS232; tutti i dati vengono raccolti in un datalogger e tramite modem è possibile una comunicazione a distanza. Questo sistema di misura non può essere utilizzato per un monitoraggio dettagliato in quanto non è abbastanza preciso e completo come confermato da un'indagine presso il fabbricante dell'ondatore. Ciò non toglie che il sistema possa essere utilizzato per la continuazione delle misure globali negli anni a venire. Un confronto con i dati del monitoraggio dettagliato verrà fatto nel prossimo anno.

2.1.2 Sistema di misura installato

Per poter permettere un monitoraggio dettagliato, dopo un primo sopralluogo, è stato deciso di misurare le correnti di tutte le serie (42) dell'impianto in modo da poter confrontarle tra di loro e localizzare eventuali moduli poco performanti o altri possibili problemi (ombre parziali).

Il sistema di misura installato è il seguente:

N°	Tipo di misura	Strumento di misura	Unità di misura
2	Irraggiamento solare	Solarimetro (CM11)	kWh/m ²
1	Temperatura ambiente	Resistenza (PT100)	°C
3	T _{bom}	Resistenza (PT100)	°C
7	Potenza AC	Convertitore di misura multiplo (SINEAX DME 442)	W
7	Tensione AC	Partitori di tensione	V
7	Tensione AC risp. terra	Partitori di tensione	V
42	Correnti AC	Shunt di precisione	A

Tabella 2: Descrizione nuovo sistema di misura installato

I segnali degli strumenti di misura vengono elaborati ed immagazzinati all'interno di un datalogger (HP 34970A); il quale è collegato a un PC, anch'esso installato sul luogo, che regolarmente scarica i dati. Sul computer è stato installato un programma (PC Anywhere) per la comunicazione a distanza (accesso remoto) tramite modem che permette di controllare il buon funzionamento del sistema ed esportare i dati regolarmente a Canobbio su un altro PC.

I dati vengono misurati ogni minuto dalle 05:00 alle 22:00.

La messa in servizio del sistema è avvenuta nel mese di luglio e a partire dal giorno 26.07.2001 è cominciata l'acquisizione dati.

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

Nel mese di settembre sono state effettuate le misure outdoor della caratteristica I-V delle 42 serie dell'impianto.

In considerazione del fatto che i moduli CIS presentano un comportamento analogo ai moduli cristallini [1] è stato utilizzato il metodo Blaesser [2] 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	401.3	394.6	407.3	395.7	394.8	391.3	393.1
Serie 2	404.8	405.9	414.1	398.6	394.3	389.7	403.6
Serie 3	389.8	399.8	392.6	385.0	411.8	398.4	403.5
Serie 4	408.0	410.7	403.7	397.4	401.4	410.5	398.3
Serie 5	386.4	389.8	402.5	402.5	411.0	403.7	409.5
Serie 6	390.9	402.5	421.5	409.5	412.1	409.4	382.3
Media	396.9	400.5	407.0	398.1	404.2	400.5	398.4

Tabella 3: Potenza a STC delle serie dell'impianto

L'estrapolazione a STC a permesso di rilevare che mediamente la potenza nominale (a degrado iniziale ultimato) dei moduli dell'impianto si aggira ai 40 Wp come dichiarato dal fabbricante.

2.3 Misura della caratteristica I-V @STC

La misura della caratteristica I-V a STC è avvenuta su 4 moduli dell'impianto; purtroppo come si era già osservato in precedenza [3] la misura dei film sottili con il simulatore solare ad impulso è molto problematica a causa della breve durata del flash. I risultati ottenuti non possono essere considerati validi. Questo tipo di misura, prevista ogni anno, viene quindi a cadere.

2.4 Analisi termografica

L'analisi termografica, che è stata effettuata dalla strada sotto adiacente all'edificio in quanto l'impianto è situato sul bordo del tetto, ha permesso di rilevare una buona uniformità della temperatura su tutto l'impianto.

La figura 2 riporta una delle immagini IR nella quale si riscontra una differenza di temperatura di circa 3°C (campo a sinistra 33°C mentre quello a destra 30°C); questa differenza è dovuta dal fatto che il campo a sinistra era stato scollegato in precedenza dal suo ondulatore per procedere alle misure della caratteristica I-V outdoor.

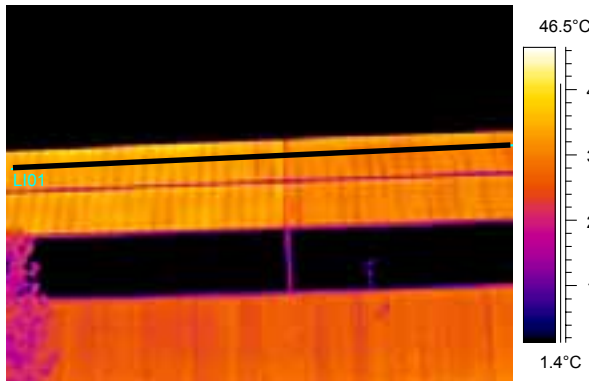


Figura 2: Analisi termografica

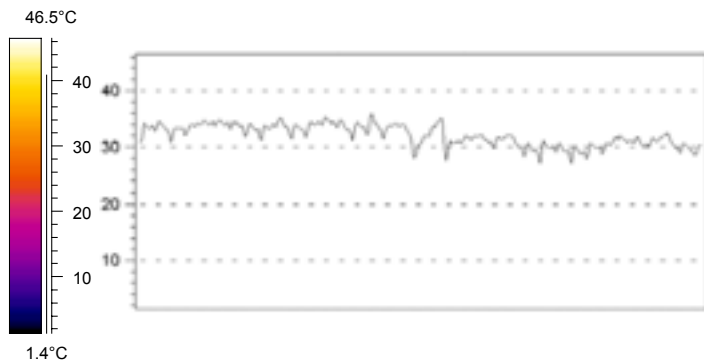


Figura 3: Profilo della temperatura della linea LI01

2.5 Performance Ratio dei primi mesi di funzionamento

Dopo i primi mesi di funzionamento (147 giorni) si sono avute 2 interruzioni del sistema di misura per un totale di 7 giorni senza dati (95% di affidabilità). La causa di uno dei guasti è stata l'interruzione di corrente e il PC non è successivamente ripartito bloccando tutto il sistema; si è provveduto a tale disguido modificando le impostazioni del PC.

Una prima veloce analisi dei dati acquisiti con il sistema di misura ha permesso di rilevare che il PR dell'impianto aumenta con la diminuzione della temperatura (caratteristica tipica dei moduli al silicio cristallino): si è passati da un valore iniziale di 0.75 (estate) a 0.85 (inverno) con una media di circa 0.8 (vedi figura 4).

Nelle vicinanze dell'impianto ci sono alcuni edifici che causano delle ombre parziali influenzando la produzione di alcune serie. (vedi figura 5). Con il prosieguo del progetto, una volta appurato il buon funzionamento del sistema di misura, si approfondirà lo studio di questa problematica e dei vari aspetti del rendimento in funzione di diverse variabili (tempo, temperatura, irraggiamento, ecc.).

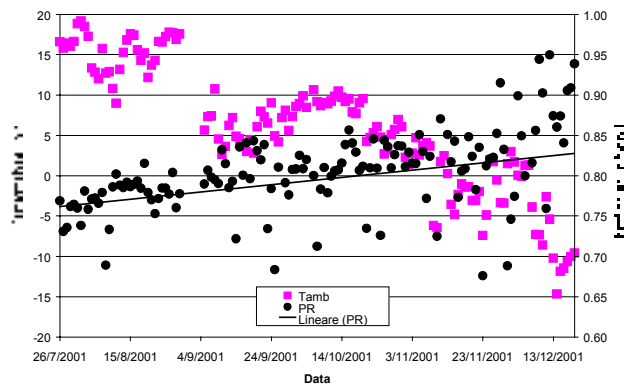


Figura 4: Performance Ratio e T ambiente

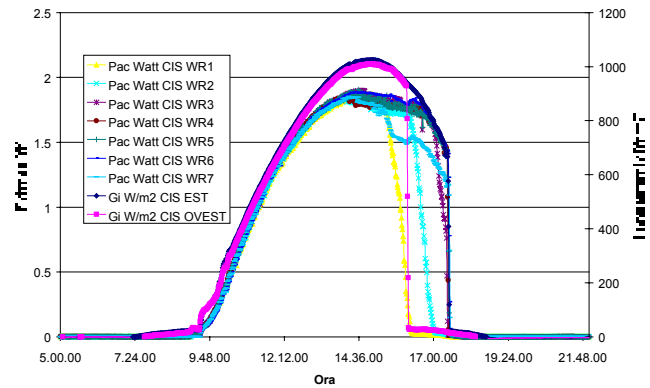


Figura 5: Potenze AC dei campi e irraggiamento del 11.10.2001

3 COLLABORAZIONI

Nazionali: PSI, Villigen, scambio di esperienze sul comportamento moduli CIS; Fabrisolar AG, Küsnacht, informazioni sulla costruzione dell'impianto; Ratia Energie, Poschiavo, proprietario dell'impianto.

Internazionali: Siemens & Shell Solar, Monaco (D), scambio di esperienze sul comportamento moduli CIS; Fachhochschule Gelsenkirchen (D), scambio di esperienze sul comportamento moduli CIS.

4 PROSPETTIVE PER IL 2002

- Verifica del buon funzionamento del sistema di misura
- Studio del comportamento di tutte le serie di moduli dell'impianto
- Studio dell'influenza delle ombre vicine sulla produzione dell'impianto
- Misura della caratteristica I-V outdoor di tutte le serie dell'impianto
- Analisi termografica
- Primo confronto dei dati dei 2 sistemi di misura (LEEE-TISO / Fronius)

5 RIFERIMENTI

- [1] F. H. Karg: **Performance of Grid Coupled PV-Arrays Based on CIS Solar Modules**, 17th EPVSEC, Munich, October 2001
- [2] G. Blaesser: **On-site power measurements on large PV array**, 10th EPVSEC, Lisbon, April 1991
- [3] N. Cereghetti et al.: **Power and Energy Production of PV Modules**, 17th EPVSEC, Munich, October 2001

6 RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia l'**Ufficio federale dell'energia** per il finanziamento del progetto.

Annual Report 2001

Photovoltaikanlage Dock Midfield Zürich Flughafen

Author and co-authors	Markus Hubbuch (Hochschule Wädenswil), Thomas Gautschi
Institution / company	ARGE ZAYETTA
Address	8058 Zürich- Flughafen
Telephone, Fax	01 789 98 32 / 01 816 32 32
E-mail, homepage	m.hubbuch@hswzfh.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 Dock Midfield is a new terminal-building at the intercontinental airport of Zurich, Switzerland. The building is nearly 500 m long and is topped of a pergola roof. The Dock Midfield was designed to be a ecological and technical most advanced building, which provides a very high comfort for the passengers.

The roof of the building is constructed with a wide pergola roof of about 5'000 m². This pergola has three functions:

1. It is a important part of the architectural design of the building and gives the building its impressive look.
2. It functions as a shading device for the attic and partly for the facades.
3. It is equipped with photovoltaic elements and is therefore a source of electric energy.

This multifunctional use and the perfect integration of the active solar cells in the lamellas of the pergola makes this project unique and gives new inputs for the production of renewable energy. The unframed solar modules are designed to stand very high wind loads. This high loads can particularly occur from turbulences caused by aeroplanes at their take off.

The costs of this photovoltaic installation could be reduced because all structural work would have been done anyway, and the solar modules replace conventional glass lamellas. Therefore the gained electricity is relatively cheep, compared to other solar installations.

The installed nominal power of the solar cells is total 290 kW. The produced direct current is transformed by 10 static inverters to alternative current, which can be delivered to the grid. The expected energy gain is about

This solar plant will be measured after it is going to be operable in spring 2002, to see the production and performance. The measured data will be published, also in the European research project "PV grid connected system in parking and roof „Photocampa“.

1. Projekt PV-Anlage Dock Midfield

Im Pergola-Dach des Docks Midfield werden in den Glaslamellen Solarzellen zur Stromproduktion integriert. Nachfolgend werden die gestalterischen, energietechnischen und wirtschaftlichen Aspekte dieser Photovoltaik-Anlage zusammengefasst.

Gestalterische Aspekte:

Das Dach mit der überkragenden Pergola bildet ein wesentliches Merkmal der Architektur des Docks Midfield. Sowohl gestalterische wie auch funktionale Aspekte werden in diesem Element zusammengeführt. Die Lamellen der Pergola beschatten die Fassaden. Die Integration von Solarzellen in den Glaslamellen trägt mit zur architektonischen Qualität des Daches bei.

Energetische Aspekte:

Im Vergleich mit konventionellen, nicht-erneuerbaren Energiequellen weist die Solarenergie ökologische Vorteile auf. Die Erstellung der Photovoltaik-Anlage mit einer Nennleistung von 290 kW und einem erwarteten Ertrag von 264'000 kWh pro Jahr leistet einen Beitrag zur Förderung regenerativer Energien.

Wirtschaftliche Aspekte:

Die Mehrinvestition für die Photovoltaik-Anlage beträgt ca. Fr. 3.0 Millionen. Das Bundesamt für Energie unterstützt eine Teilanlage als Pilot- und Demonstrationsanlage mit Fr. 175'759.-. Die Stromkosten ab Solaranlage berechnen sich bei einer Vollkostenrechnung auf ca. 86 Rp./kWh.

Diese gebäudeintegrierte PV-Anlage in der Pergolakonstruktion erfüllt somit multifunktionale Funktionen, was ihren Pilotcharakter ausmacht. Es kommen massgefertigte, rahmenlose Solarlamine zum Einsatz. Da das Pergoladach den Windkräften ungeschützt ausgesetzt ist, durch die nahen Flugzeuge zusätzliche Belastungen durch Flügellend-Wirbel auftreten können und hohe Sicherheitsanforderungen bestehen, müssen diese Lamine hohen mechanischen Kräften widerstehen können ($2,9 \text{ kN/m}^2$). Beim Hersteller wurden entsprechende Versuche und Messungen durchgeführt.

Technisches Konzept:

Die ganze Solaranlage wird von der Firma Zagsolar in Kriens, LU, geliefert und installiert.

Die installierten Solarzellen bestehen aus monokristallinem Silizium und sind unter 5 mm dickem gehärtetem, eisenarmen Glas einlamiert. Die Lamine wurden von der Firma Isophoton in Malaga, Spanien, geliefert. Diese Firma ist in der Lage, PV-Module genau nach Mass und Kundenwünschen herzustellen. Die Solarmodule sind als Hochstrommodule mit 3 parallelen Zellenreihen konzipiert und werden in Serie verschaltet. Die Anlage ist in 5 Teilanlagen aufgeteilt, welche wiederum nach Nord und Süd mit je zwei unabhängigen Wechselrichtern Typ Solarmax der Firma Sputnik Engineering AG in Nidau. Aus Gründen der Einfachheit und Betriebssicherheit wurde auf das ursprünglich erwogene Konzept Master-Slave verzichtet.

Der produzierte Strom wird in den beiden Trafostationen des Docks in das flughafeneigene Netz eingespeisen.

Die Solarlamine sind mit einer Abweichung von 10° nach Süden ausgerichtet und weisen eine Neigung von ca. 25° auf. Da ein Teil der Lamellenreihen im Schatten der Dachaufbauten liegt, werden dort leere, weisse Lamine eingesetzt, welche die selben mechanischen Eigenschaften wie die Solarlaminte aufweisen.

EU-Projekt "Photocampa":

Die Anlage wird im 5. EU-Rahmenprogramm als Teil des Forschungsprogrammes 114, Projekt: PV grid connected system in parking and roof „Photocampa“ als Beitrag aus der Schweiz aufgenommen. Das Bundesamt für Bildung und Wissenschaft BBW hat deshalb einen Beitrag an diese Anlage bewilligt. 3 Teilanlagen werden nach EU-Richtlinien ausgemessen. Dieses Projekt läuft, in Zusammenarbeit mit dem Bauherrn Unique und der ARGE ZAYETTA, unter Federführung der Firma Windwatt SA in Carouge, Genf.

2. Zielsetzung des BFE-Messprojektes

- Der Ertrag der Photovoltaikanlage Dock Midfield soll pro Teilanlage erfasst und ausgewertet werden.
- Die Solareinstrahlung und die Aussentemperatur werden erfasst.
- Die Veränderung des Ertrages infolge Verschmutzung der Lamine soll erfasst werden.
- Ebenso interessieren der Unterhaltsaufwand, Störungen und deren Ursache sowie die Verfügbarkeit der Anlage.
- Die Messwerte und Erkenntnisse sollen der Betriebsoptimierung dienen.

3. Stand der Anlage

Die PV-Anlage wurde im Sommer und Herbst 2001 erstellt. Die Lieferung der PV-Lamine erfolgte termingemäss und in der gewünschten Qualität. Eine Nachmessung nach ISPRA-Richtlinien von drei zufällig ausgewählten Laminen bei der TISO in Canobbio ergab eine sehr gute Übereinstimmung der MPP-Leistungswerte mit den Herstellerangaben. Es wurden Lamine mit einer Nennleistung von über 290 kW geliefert, was ca. 5% mehr ist als geplant.

Die Montage der Module auf die Stahlkonstruktion ergab keine nennenswerten Probleme. Dank Steckverbindungen konnte im gleichen Arbeitsgang auch die Modulverkabelung erfolgen. Dazu wurden vorkonfektionierte Solarkabel verwendet. Auch hier konnten die zwingenden Terminvorgaben des etablierten Bauablaufes eingehalten werden.

4. Weiterer Arbeitsplan

Nach der Installation der Wechselrichter anfangs 2002 und der elektrischen Verkablungen bis zu den Trafostationen kann mit der Inbetriebnahme der Anlage begonnen werden (ca. Feb. 2002). Ebenso müssen dann die Messeinrichtungen installiert werden.

Die Ertragsmessungen der fünf Teilanlagen sowie Störungsmeldungen (WR-Störung, Erdschluss und Strangüberwachung) werden über das Gebäudeleitsystem auf die zentrale Leitwarte des Flughafens übermittelt und dort abgespeichert. Der Beginn der Messkampagne ist im Oktober 2002.

Die Messungen für das EU-Projekt werden mit unabhängigen Datenloggern erfasst, welche über Modem ausgelesen werden können. Die Datenerfassung erfolgt nach der Inbetriebnahme in Zusammenarbeit mit der Firma Zagsolar und Windwatt.

5. Publikationen

Im Jahr 2001 erfolgten keine Publikationen zu diesem Projekt.



Bild 1: Südfassade Dock Midfield mit der Solarpergola. Im hinteren Teil das auskragende Gerüst für die Montage des Stahlbaues und der Solarlamellen.



Bild 2: Südliche Terrasse mit der Solarpergola und der beschatteten Lounge-Fassade



Bild 3: Solarpergola von unten. Der untere Teil der Lamellen wird durch die nächste Lamelle beschattet und ist deshalb frei von Solarzellen. Gut sichtbar sind auch die beiden Anschlussdosen pro Laminat. Auf eine Teilung von 5 Meter der Querträger sind je drei Solarlamine vorhanden. Der Anstellwinkel ist fix mit 25° , der Beschattungswinkel beträgt knapp 20° . Mit der Parallelschaltung der Zellen können die Beschattungsverluste minimiert werden.

-
- /1/ ARGE ZAYETTA: 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 + Walthert AG, Zürich
- /2/ Markus Hubbuch, Dozent Gebäudetechnik, Hochschule Wädenswil Abteilung Facility Management, Berater für ARGE ZAYETTA

Annual Report 2001

151 small grid connected pv stations for a total of 200 kwp, of which 30 kwp in switzerland

Author and co-authors	Sunwatt Bio Energie SA, Phébus (Fr), SMA, Phébus Suisse Sunwatt France
Institution / company	Phébus Suisse
Address	18, ch Colladon / case postale 28 / 1211 Genève 28
Telephone, Fax	Tel: +4122 348 73 66 / Fax: +4122 348 73 53
E-mail, homepage	schneider-m@bluewin.ch
Project- / Contract -Number	BBW 97.0393-1
Duration of the Project (from – to)	du 01/08/97 au 30/04/01

ABSTRACT

The general objective of the project is the conception of small grid connected PV stations with a total power of 200 kWp, of which 30 kWp in Switzerland

The objective is an application of integrated module solution. This solution consists in the realisation of many roofs with waterproof PV modules instead of tiles. 10.7 kWp were installed in this way in 1999, and 20.6 kWp in 2000, completing the Swiss program part.

Smalls PV plant are installed by private individuals and companies. This small PV plants can be done by the customer himself. Their peak power range from 1,08 to 11,52KWp.

Also, we have implemented monitoring systems on some of these installations, and widely used PVSYST software for production forecast.

TRAVAUX EFFECTUES ET RESULTATS ACQUIS

Tests et mise en service de l'installation Page de 2,16kWp, incl. 24°/orient.39°E, équipée d'un Sunny Boy Control pour la saisie des données. Cette installation photovoltaïque est posée en toiture intégrée en remplacement des tuiles prévues. Le montage des modules avec le cours de formation sur le kit de "Mégatuiles Sunwatt" s'est déroulé en un matin pour les couvreurs et charpentiers. Le propriétaire a participé au suivi et aux différentes phases du montage. Cette installation complète une installation thermique de 4m2 pour le préchauffage de l'eau chaude sanitaire (non incluse dans projet EU) et qui complète ainsi le concept de promotion thermique et photovoltaïque de toiture solaire.

Lors de l'approche du concept énergétique des bâtiments à équiper, nous avons à chaque fois effectué une analyse énergétique des besoins en énergie, afin de sensibiliser les propriétaires à un usage rationnel de chacune des sources à disposition. C'est ainsi que nous avons refusé plusieurs maisons ayant des chauffages électriques.

Le montage, test et mise en service de l'installation Baertschi 1,1kWp, incl. 30°/orient.50°E avec un système rapporté avec montage rapide. Cette installation comporte quelques masques et son orientation n'est pas la plus favorable, mais le propriétaire engagé politiquement dans la commune voulait allier les actes aux paroles et produire une partie de son électricité grâce à cette installation. Une preuve par l'acte qui a été reproduite une année plus tard par M. John Dupraz conseiller national qui a reçu le prix Solar 91 pour le même type d'installation. Le montage a été effectué par différents corps de métier en compagnie d'autres membres de la coopérative Phébus.

Lors de l'agrandissement de l'installation photovoltaïque de Mazzone, un système d'acquisition de données de type Sunny Boy Control a été installé. Ce système permet une surveillance plus approfondie de la centrale.

Résumé des caractéristiques des 7 installations réalisées

Installation	Mazzone	Corsaires	Hottinger	Dumalle	Mouettes	Page	Baertschi
Puissance nominale	3.08 kWp + 1.54 kWp	7.7 kWp	3.24 kWp	1.08 kWp	11.52 kWp	2.16 kWp	1.1 kWp
Module type	Sunwatt GPV110 + Isofoton 110	Sunwatt GPV 110	Sunwatt GPV 120i	Sunwatt GPV 120i	Sunwatt GPV 120i	Sunwatt GPV 120i	Isofoton I-110 (12V)
Nbre de modules	28 + 14	70	27	9	96	18	10
Modules en série / parallèle		3 x (9 x 2) 1 x (8 x 2)	9 x 3	4.5 x 2	12 x 8	9 x 2	10 x 1
Onduleur (Tous série Sunny Boy / SMA)	SWR 2500 + SWR 1500	4 x SWR 1500	SWR 2500	SWR 850	3 x SWR 2500	SWR 1500	SWR 850
Situation	Versoix (GE)	Genève	Sézenove (GE)	Meyrin (GE)	Genève	Vandoeuvre (GE)	Lancy (GE)
Inclinaison / Orientation capteurs	30° / Sud	10° / 60°O	18° / 60°O	25° / 45°E	3° / 90°O	24° / 39°E	30° / 50°E
Type de montage	Rapporté	Intégré	Intégré	Intégré	Rapporté	Intégré	Rapporté
Mise en service	janv.99 + nov. 2000	juin.98	juin.00	juin.00	juin.00	sept.00	déc.00
Production (jusqu'en oct 2001)	4593 kWh 12 mois	7399 kWh 12 mois	3211 kWh 12 mois	1055 kWh 12 mois	10051 kWh 12 mois	1854 kWh jan-oct 01	595 kWh juin-oct 01



Les Corsaires 7.7 kWp



Les Mouettes 11.52 kWp



Marc Hottinger 3.24 kWp



Philippe Page 2.16 kWp

OBJECTIF ATTEINTS ET RESULTATS EN 2001

L'impact des installations situées autour de "la Rade de Genève" reste considérable. Toutes les installations ont pu être visitées par des milliers de personnes grâce aux passerelles mises en place par la ville de Genève. Ces installations sont intégrées en toitures et sans ces passerelles les promeneurs passeraient à côté sans les voir. Ce circuit est donc un véritable circuit de démonstration des applications de l'énergie solaire photovoltaïque. Que ce soit à bord du petit train électro-solaire dont la consommation est compensée par une installation de 7,7kWp, ou du bateau électrique la Bécassine alimenté par l'installation des Mouettes et d'une autre installation supplémentaire située à Meyrin, les exploitants offrent des témoignages pratiques et concrets de l'usage de l'électricité photovoltaïque. Malgré les difficultés dues à des échanges d'une série d'onduleurs défectueux, les motivations restent intactes et les installations fonctionnent à nouveau selon les prévisions de production.

L'affichage

L'installation photovoltaïque des Corsaires va bénéficier d'un affichage public de la production, et pour permettre cette installation, le Sunny Boy Control a été remplacé par un Sunny Boy Control Plus. L'affichage sera un attrait supplémentaire pour les touristes et un nouveau support de dissémination. Un système identique doit aussi équiper l'installation des Mouettes.

L'approche exergétique : une approche globale

Lors de l'étude de faisabilité des maisons individuelles pouvant être équipées d'installations photovoltaïques, l'exergie a chaque fois été traitée par le bureau d'étude.

Nous rendons ici hommage aux Professeurs O.Guisan de l'Université de Genève et M. Borel de l'EPFL pour leurs cours et conseils pour favoriser une approche exergétique.

Grâce à cette approche et à la motivation des propriétaires, sur les 5 installations posées sur des maisons individuelles, 4 sont complétées par des installations solaires thermiques. Sur la 5^{ème}, la surface disponible sur toit n'était pas suffisante pour poser 4m² de panneaux solaires thermiques, mais le propriétaire était acquis à ce concept.

En complément du solaire thermique et photovoltaïque, un chauffage (appoint ou principal) au bois est installé sur 5 des 7 installations sur l'initiative des propriétaires.

A ceci s'ajoute le comportement des usagers et d'autres mesures techniques prises cas par cas en vue de diminuer le gaspillage énergétique par exemple :

la réflexion sur la récupération de l'eau de pluie pour la machine à laver, les WC et l'arrosage. En moyenne dans le canton de Genève 1 litre d'eau potable consomme 1Wh (entre 0,8Wh et 1kWh selon les sources), depuis son lieu de pompage, filtrage et traitement jusqu'à la sortie de la station d'épuration pour rejoindre le Rhône. Chaque M3 d'eau économisé correspond donc approximativement à 1kWh d'énergie économisée ce qui est loin d'être négligeable.

La divulgation

Toutes ces installations sont visitées régulièrement à l'occasion de journées portes-ouvertes ce qui permet de démontrer de manière simple comment vivre de manière plus responsable, de démontrer l'usage rationnel de l'énergie et l'application de l'énergie solaire. Toutes ces installations ont donc rempli leur mission de sensibilisation du public tout en produisant la quantité d'énergie prévue lors des simulations.

Notons que pour l'instant aucune n'a le label Minergie, car la plupart des bâtiments datent de quelques années. Ce ne sont donc pas des modèles sur le plan de l'isolation ou sur le plan énergétique, mais sont porteuses d'un message à même de faire évoluer les mentalités.

Les partenaires

Si ce projet a eu le succès obtenu, c'est aussi grâce à l'engagement et la coordination entre les différents partenaires à savoir :

- OFES pour le financement EU avec l'OFEN pour le suivi technique,
- l'Etat de Genève avec son service de l'énergie et notamment le Conseiller d'Etat M. Robert Cramer qui a su mettre en place une véritable politique énergétique et motiver ses services pour mettre en place un concept cantonal de l'énergie adopté par le Grand Conseil,
- la Ville de Genève et plus spécialement son Conseil administratif qui a autorisé et permis la pose d'escaliers pour les visiteurs ainsi qu'un soutien à la divulgation du concept de la rade solaire,
- les propriétaires certes bénéficiaires de subventions, mais qui se sont aussi dépensés pour mieux faire connaître l'usage des énergies renouvelables et qui se sont tous engagés à faire visiter et connaître leurs installations. Ils sont aujourd'hui les véritables porte-parole de ce projet,
- les employés de Sunwatt Bio Energies SA qui ont préparé le concept du projet, son développement et le suivi méticuleux de toutes phases depuis les études de faisabilité jusqu'à la mise en service. Un service de maintenance et d'analyse des données de production a été mis en place pour assurer la pérennité des installations.
- les membres de Phébus et son comité, qui se sont dépensés souvent sans compter leurs heures pour sensibiliser le public. Les tâches administratives au quotidien, la tenue de la comptabilité financière et l'acquisition des données sur les installations sont réalisées bénévolement.

Le véritable impact de ce projet devrait se démontrer dans les prochaines années par une sensibilité accrue des décideurs et une meilleure compréhension du grand public de l'électricité photovoltaïque couplée au réseau et une approche plus sensible des problèmes énergétiques en général. Les impacts environnementaux sont positifs et l'impact visuel est quasi nul, grâce aux intégrations réussies sur le plan architectural.

Acquisition des données

Les données des 7 installations mises en service ont été relevées manuellement par les différents exploitants, puis remis à un membre bénévole de Phébus pour les rassembler.

Sans dataogger le relevé manuel sur site, demande de la part des exploitants, une prise mesure précise et identique pour chacun, par exemple un jour précis à la fin de chaque mois et après le coucher du soleil... Ce qui rend l'exercice difficile, voir impossible tout au long de l'année. La comparaison précise mois par mois entre les différentes installations est donc sujette à quelques variations.

Des sept installations, à ce jour, cinq sont équipées d'un système d'acquisition. Une analyse de production sur douze mois est donnée dans la table suivante, les productions devraient nettement s'améliorer en 2002 et revenir au niveau de l'an 2000, car aucune intervention n'est prévue sur ces installations.

De plus plusieurs interventions ont été effectuées durant la période estivale sur les installations. L'entreprise SMA a détecté une série de Sunny Boy avec des défauts de fabrication. L'ensemble de ces produits sont échangés gratuitement sur place. Ces interventions ont naturellement une influence sur les performances des installations concernées.

Productions mensuelles

Installation:		Maz	Cor	Hot	Dum	Mou	Pag	Bae
P nominale [kWp]		4.62	7.7	3.24	1.08	11.52	2.16	1.1
	Global horizontal	Données de productions mensuelles						
	kWh/m²	kWh						
nov.00	31.8	156	200	91	33	259		
déc.00	22.9	125	139	63	27	180		
janv.01	32.5	146	184	77	27	212	49	
févr.01	59.5	295	395	176	63	486	101	
mars.01	70.4	293	466	208	64	642	118	
avr.01	118.0	476	776	316	104	1048	191	
mai.01	170.5	624	1048	430	139	1407	267	
juin.01	183.0	595	1164	506	147	1477	283	218
juil.01	178.3	574	935	430	143	1450	274	121
août.01	157.0	500	835	419	132	1301	258	115
sept.01	100.8	413	641	258	93	892	177	75
oct.01	83.7	397	616	237	83	696	136	66
Total	1208	4593	7399	3211	1055	10051	1854	595

Table 1 . – Production mensuelles

Une analyse de la production et de l'indice de performance permet de voir que les installations Maz et Cor se tiennent quant à leur performance, malgré quelques interventions techniques (voir fig.-1 'indice de performance' et fig.-2 'production brute par kWc installé), d'autres comme Pag 2,16 et Hot 3,24 ont quelques masques en hiver. Pour les Mou 11,52 l'inclinaison négative de 2° et une panne d'onduleur ont diminué les performances.

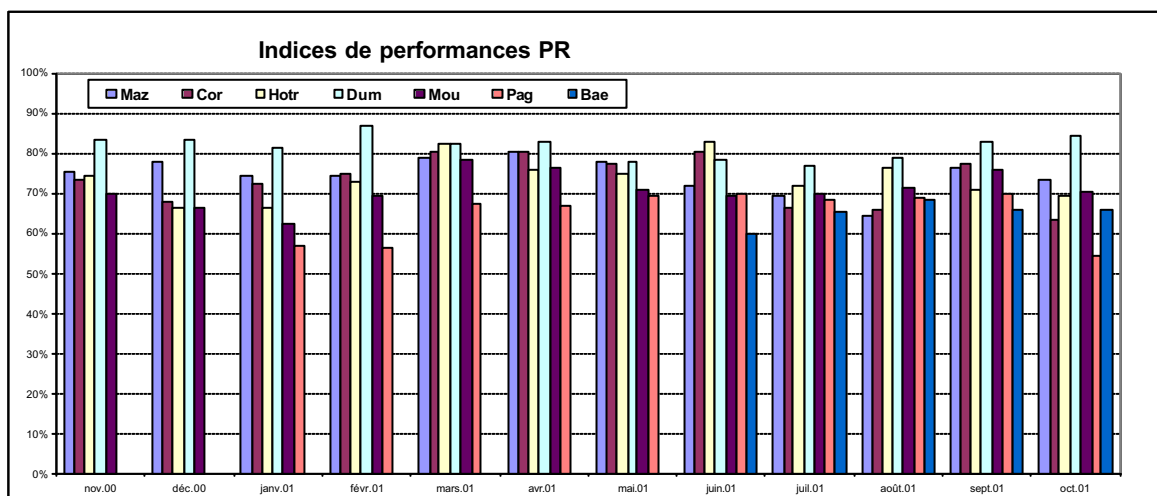


Fig 1 . – Performances comparées des sept installations

Performance ratio

Rappelons que le rapport de performance est défini comme la production mensuelle réellement mesurée, divisée par l'irradiation dans le plan des capteurs et la puissance nominale de l'installation. Cet indicateur, indépendant de la taille de l'installation ainsi que de l'irradiation ou de l'orientation des capteurs, donne une image du fonctionnement réel de l'installation par rapport aux performances attendues. Le complément à 100% représente l'ensemble des pertes du système par rapport aux spécifications du fabricant de capteurs (données pour 25°C), notamment la qualité intrinsèque des modules, l'effet de température des modules, les diverses pertes optiques et électriques, l'efficacité de l'onduleur, etc.

L'irradiation de référence est ici la mesure de l'ISM à Genève-Cointrin (Global horizontal). Ce rayonnement est transposé dans le plan des capteurs grâce à un modèle horaire calculé par le logiciel PVSYST pour chacune des installations.

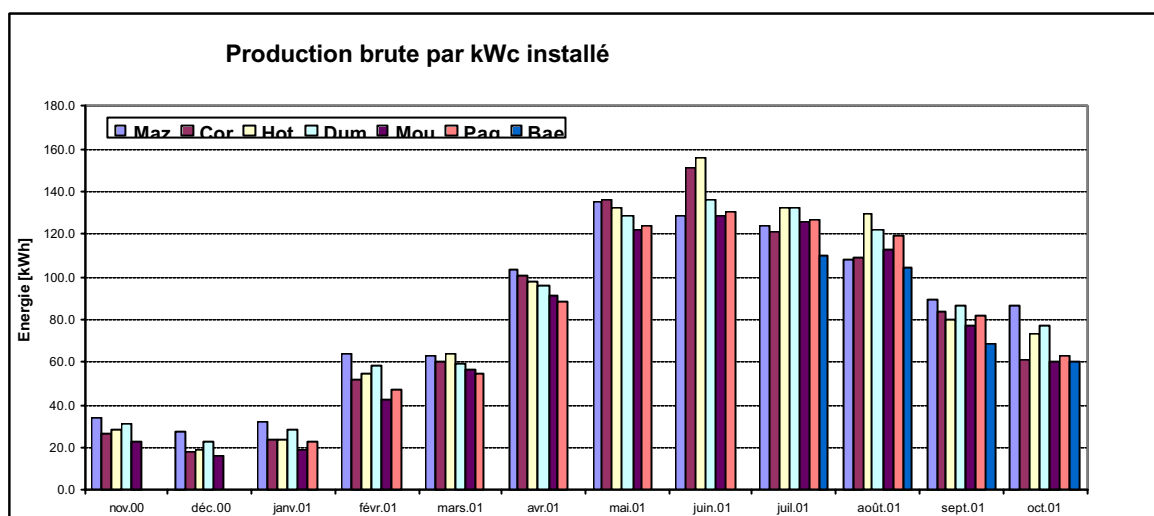


Fig 2 . – Productions brutes, dépendant d'un effet d'orientation

A noter que les productions relativement faibles s'expliquent par les interventions effectuées durant l'année 2001 sur plusieurs installations.

PERSPECTIVES POUR 2002

Il faudra élargir l'expérience pédagogique et de relation publique du circuit de la rade solaire au niveau de villes suisses et européennes. En effet le succès obtenu montre que le public genevois, mais aussi les touristes de visite à Genève ont apprécié les explications fournies par les exploitants des diverses centrales photovoltaïques et aussi des passerelles mises à disposition par la ville de Genève. Il est donc important pour nous que chacune de ces installations soit en parfait état de fonctionnement et que les résultats obtenus puissent être publiés. La production prévue pour 5 installation sur 7 devra être égale ou supérieur à 1000 kWh/kWp installé.

Site: www.ecotourisme.ch

Nous poursuivrons donc les mesures et le suivi de l'ensemble des installations et nous prévoyons une publication périodique des résultats de production qui seront communiqués sur le site internet de la rade solaire "<http://www.ecotourisme.ch>".

Affichage des données

Pose d'un affichage informant le public sur la production instantanée, l'énergie cumulée jour et année, ainsi que la quantité de CO2 économisée pour les installations Mou 11,52kWp et Cor 7,7kWp avec un affichage simplifié.

Pour les installations qui vont bénéficier d'un affichage public de la production, le Sunny Boy Control a été remplacé par un Sunny Boy Control Plus. Ces installations faisant partie du circuit de la "rade solaire de Genève", cela fera un attrait supplémentaire pour les touristes et un nouveau support didactique.

La divulgation des installations photovoltaïques

Poursuite du travail de divulgation avec la mise en œuvre de moyens plus importants auprès de la population locale et des visiteurs étrangers. Nous l'espérons aussi dans le cadre des événements décentralisés de l'expo 02. Nous mettrons tout en œuvre pour que ces installations aient un maximum d'impact, notamment en invitant les classes d'écoles à visiter le "circuit de la rade solaire" lors de leur sortie annuelle.

Nous effectuerons aussi un travail de surveillance accru sur l'ensemble de ces installations, afin d'éviter toute perte de production durant l'année.

En conclusion :

Grâce à ce projet européen, au soutien de l'OFEN, de l'Etat et de la ville de Genève, un merveilleux outil de communication technologique a été mis en place et tend à se développer avec l'arrivée de nouvelles installations toutes plus novatrices les unes que les autres et avec des particularités bien spécifiques. Le circuit de la rade solaire est né de ce projet EU., même si toutes les installations ne sont pas localisées autour du petit lac. Il a été le soutien déclencheur de bien des synergies.

Sur le plan technique, ce projet a permis de démontrer et de former des installateurs aux nouvelles techniques d'intégration en toiture et aux divers branchements autorisés par les Services Industriels. Les expériences acquises permettent de standardiser la planification du montage et certains composants, permettant ainsi de diminuer les coûts de futures installations sans pour autant porter atteinte au niveau de fiabilité des installations. Les PR obtenus dans les installations suisses sont à ce jour égaux ou supérieurs à ceux réalisés dans le cadre du projet européen.

Annual Report 2001

HELIOTRAM PARTIE LAUSANNE

800kWp Power Plant For Direct Injection In Light Train low voltage D.C. networks

Author and co-authors	Services Industriels de Lausanne
Institution / company	Sunwatt Bio Energie SA
Address	Sunwatt Bio Energie SA
Telephone, Fax	9, rue Peillonex - 1225 Chêne-Bourg
E-mail, homepage	Tél 0041 22 348.73.66 Fax 0041 22 348.73.53 schneider@bluewin.ch
Project- / Contract -Number	n° projet SE./00146/96 n° Contrat BBW 96.0344-2
Duration of the Project (from – to)	du 01/08/97 au 31/08/00

ABSTRACT

Public transportation low voltage D.C. networks are particularly well suited for direct connection of PV systems because of their electrical characteristics, since the load of the network coincides with the PV production. Very simple and therefore reliable PV power stations can be built to inject the solar production into such networks, without power conditioning.

In the framework of the Thermie 96 programme, Sunwatt Bio Energie SA presented and developed the project called Heliotram, which is aimed to the connected PV large Plants for injection in light train low voltage D.C. networks.

The purpose of this project is to manufacture and install such PV power plants in Germany (250 kWp at Hannover) and in Switzerland (150 kWp at Geneva and 100 kWp at Lausanne). This implies:

- Direct connection of series of PV modules to 600-750V DC grid, i.e. peak voltages up to 1'500V at open circuit by cold weather.
- Incite the manufacturers to certify their PV modules for a high voltage usage.
- Testing high speed circuit breakers and power contactors, for DC high voltages.

The system of TPG was developped by Sunwatt Bio Energie SA, at Geneva - 154 kWp - has started operating in July 1999. Some results on the system behaviour and performances are presented. The same concept of security is used in Hanover for 250kWp.

The Lausanne project was developped by the Service Industriels and is presently divided in three installations totalising 45,4 kWp. The first one is in operation since March 2000, the two other ones are just starting in December 2000. The partner in Lausanne didn't find convenient roofs for constructing the the last 54,6 kWp plant (without shadow and very near from the 600VDC grid and with a roof in good condition for the next 20 years).

BREVE DESCRIPTION DU PROJET

La partie lausannoise du projet Héliotram a été réalisée sous la direction de M. P. Favre des Services Industriels de Lausanne en collaboration avec des entreprises locales.

Sunwatt Bio Energie SA a participé à la recherche de sites complémentaires, aux études de masques et des simulations de productions, ainsi qu'à la rédaction des rapports. Vu les ombrages détectés et les concepts choisis, nous avons demandé l'avis de la direction du programme P+D photovoltaïque de l'OFEN, représenté par NET SA, qui a visité les installations.

Le projet de Lausanne comporte trois installations photovoltaïques, Riponne, Rhodanie et Perrelet :

La Riponne, une installation de 11.2 kWc est située en plein centre de Lausanne, à la place de La Riponne, directement sous les yeux des passants. Elle est adossée en guise de pare-soleil à un bâtiment bas, comportant des vitrines et un restaurant. Les 224 modules polycristallins sont disposés sous forme de 4 sheds, inclinés de 20°. La situation exceptionnelle de cette installation en fait une réalisation particulièrement didactique.(Fig 1).

La cellule de mesure est située à l'est de l'installation. Elle est parfois ombragée ce qui fausse les mesures.



Fig 1 - Riponne

Rhodanie est une installation de 14,4 kWc intégrée en façade d'un immeuble d'habitation orientée de 30° ouest, en bordure de route, équipée de laminés de grandes dimensions. Elle comporte 60 modules photovoltaïques polycristallins.(Photo 2).

De nombreux masques influencent l'indice de performance de cette installation.



Fig. 2 - Rhodanie

L'installation de Perrelet est constituée d'une longue bande de 396 modules polycristallins, totalisant 19.8 kWc, orientés 20° ouest et avec une inclinaison de 20°. Cette bande formant pare-soleil est "accrochée" à la façade du dépôt des Transports Lausannois, et connectée directement sur le réseau d'alimentation du dépôt. Pour une tension nominale de 660V DC, la connexion des modules est constituée de 9 chaînes de 44 modules en série.

TRAVAUX EFFECTUES EN 2001

Plusieurs problèmes administratifs ont bloqué un développement plus rapide du projet à Lausanne, notamment le refus de mettre à disposition des toitures gratuitement, ainsi que l'obtention du permis de construire. Ceci nous a fait perdre plusieurs mois de travail. Plusieurs études de faisabilité et d'études d'ombrages ont été réalisées sur différents sites.

Durant 3 ans, de nombreux projets ont été étudiés par Sunwatt Bio Energie SA, c'est à dire l'étude de site, l'étude des masques d'ombrages, le passage des canaux de câbles et les possibilités de raccordement au réseau 600VDC, l'étude des charges du réseau sur la part du réseau concerné, l'expertise des toits (statique et étanchéité). Une fois l'étude technique terminée, nous soumettions le site et le bâtiment concerné au SIL afin d'obtenir l'autorisation de construire. Hélas aucun projet n'a pu aboutir.

Les critères d'étude devaient répondre aux points suivants :

- le bâtiment devait se trouver devant une ligne de trolleybus (ou très proche pour ne pas investir dans des infrastructures de ligne très coûteuses).
- le point de raccordement devait être proche d'une sous-station ou avoir une demande en courant permanente et suffisamment élevée.
- le bâtiment devait avoir la surface disponible suffisante,
- le toit devait être de qualité afin de pouvoir maintenir l'installation durant les prochaines années, sans intervention de réparation de l'étanchéité ou de l'isolation thermique.
- Les infrastructures de raccordement ne prennent que peu de volume, cependant les canaux de câbles doivent être prévus pour relier la future installation au réseau.
- le bâtiment ne doit pas être protégé ou dans un site protégé. (Plusieurs ont été refusés par la municipalité, même sur des sites non protégés).

Malgré tous nos efforts et investissement en temps, qui n'ont pas été comptabilisés financièrement dans le projet, aucun des projets n'a abouti. Nous sommes même allés jusqu'à offrir gratuitement le courant aux Transports Lausannois en leur demandant de nous faciliter un toit, mais sans succès .

Le 5 septembre 2001 après plusieurs réunions avec le juriste des SI, Monsieur Philippe Bergier, nous sommes tombés d'accord pour clôturer la partie Lausanne.

Les trois installations lausannoises existantes et réalisées par le SEN ont fait l'objet d'une simulation détaillée de la production attendue, à l'aide du logiciel PVSYST. En 2000, nous avons simulé les pertes d'ombrage pour chacune des installations. Les mesures de monitoring durant l'année 2001 ont permis de valoriser ces différentes simulations. Pour plus de précision et par rigueur scientifique, nous avons travaillé avec les données météorologiques provenant de la station de mesure de Météo suisse située à Pully . Elle nous ont permis de vérifier les données acquises en tenant compte des facteurs de transposition de l'orientation et l'inclinaison des cellules de mesure montées dans le plans des modules PV. Dans le cadre du rapport 2000 nous avons en effet constaté des erreurs dans la calibration des cellules de mesures. (voir rapport 2000 point 5).

OBJECTIF ATTEINTS ET RESULTATS EN 2001

Durant l'année 2000 les trois installations Perrelet 19kWp, La Riponne 10,75kWp et Rhodanie 14kWp ont été mises en service avec un système de monitoring propre pour chacune d'elle. Une centrale de 60 kWc devait être réalisée durant cette année, mais le SEN (Service de l'Energie de Lausanne) s'est heurté à la difficulté de trouver in site adéquat sur une toiture proche des lignes du TL (transports publics lausannois). Un accord a été signé entre les SI et Sunwatt Bio Energie SA pour arrêter le projet à la puissance déjà installée de 45,4kWp.

Riponne :

A **La Riponne**, la disposition en sheds, espacés de 51 cm (pitch) pour des modules de largeur 45 cm. est trop rapprochée (angle limite d'ombrage de 60°). Cette configuration, imposée par des considérations architecturales occasionne des ombrages mutuels importants d'un shed sur l'autre, avec une perte annuelle calculée de l'ordre de 7% sur le global. En tenant compte des branchements électriques des cellules, cette perte sera évidemment plus élevée, mais il nous est impossible de l'estimer ici avec précision. En outre, les bâtiments environnants projettent également des ombres le matin, induisant une perte annuelle de 9%. La fig. 6 - donne une vue synthétique de l'effet de l'ensemble de ces ombrages au cours de l'année. Sans ombrages, cette installation devrait fournir 1080 kWh/kWp/an. Avec les ombrages, calculée de manière brute, la simulation estimait en compte des pertes électriques sur les cellules, 800 - 850 kWh/kWc/an, ce qui n'a pas été produit pour différentes raisons techniques.

Riponne: données mensuelles 2001												
Nominal Power		10.752 kWp										
Module Area		107.7 m ²										
Cells Area		0.0 m ²										
Périod	Available data	System breakdowns	Data acquisition losses	Plane global irradiation	Module Temperature (day)	System output energy (delivered to the DC grid)	Reference energy	System output energy	Array+System losses	Performance ratio	Global system efficiency (ref. to Module Area)	
Month	days	t _{nav} h	h	H _{inc} kWh/m ²	T _m °C	Eout kWh	Yr	Yf	La + Ls kWh/jour/kWp	PR	η _{tot}	%
Mars 01	31	83	54	57.6	10.6	445	1.86	1.34	0.52	71.8%	7.2%	
Avr 01	26	1	99	69.4	10.7	632	2.67	2.26	0.41	84.7%	8.5%	
Mai 01	17	0	392	79.9	23.7	720	4.70	3.94	0.76	83.9%	8.4%	
Juin 01	30	4	0	143.0	22.9	1293	4.77	4.01	0.76	84.0%	8.4%	
Juil 01	12	1	480	59.5	29.9	523	4.96	4.06	0.90	81.8%	8.2%	
Aou 01	3	0	693	7.7	24.4	64	2.56	1.98	0.57	77.6%	7.7%	

Fig. 3 – Tableau de production

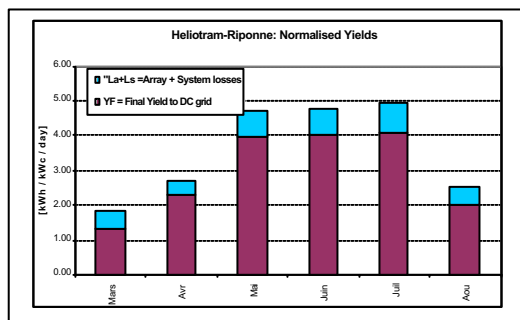


Fig. 4 – Graphique de production

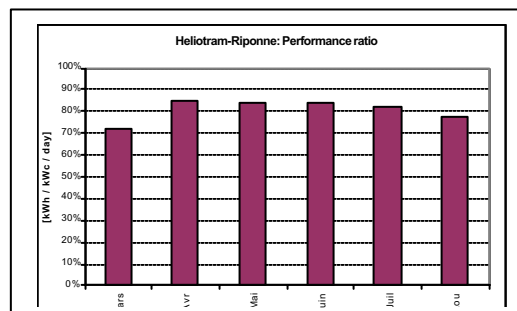


Fig. 5 – Graphique de performance

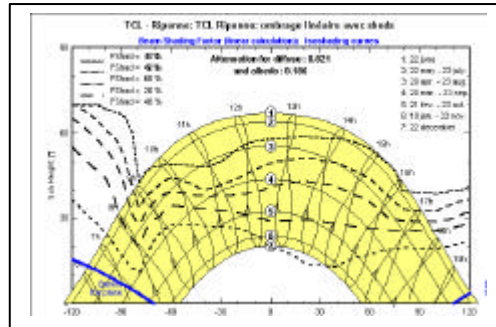


Fig. 6 – Ombrage synthétique Riponne

Rhodanie :

L'orientation de l'installation de "Rhodanie" ne permet pas une collection solaire optimale. **L'énergie incidente sur les capteurs atteint 73% de l'énergie normalement disponible dans le plan horizontal.** Sans ombrages, elle devait fournir 703 kWh/kWp/an. Cette installation subit également des ombrages significatifs, d'une part avec un rideau d'arbres situé de l'autre côté de la route, qui porte de l'ombre à partir d'une hauteur de soleil d'environ 25°, et d'autre part avec un arbre situé du côté ouest, dont l'effet sera surtout sensible à partir de 16h tout au long de l'année. Ces obstacles occasionnent une atténuation du diffus de l'ordre de 20%. De plus, on perd 75% de l'albédo, contribution particulièrement importante aux apports solaires pour une façade. Avec ces ombrages, l'apport solaire était estimé à environ 570 kWh/kWp/an, (Fig. 10) valeur nettement au-dessous de la moyenne nationale. Les nombreux déclenchements n'ont pas permis d'atteindre ces valeurs et l'asservissement devrait être revu par les SI et TL. Le toit plat des 2 bâtiments auraient permis la pose de plusieurs dizaines de kWp. La toiture aurait permis la mise en place de modules pratiquement sans ombrages et avec une faible inclinaison.

Rhodanie: données mensuelles 2001												
Nominal Power		14.4 kWp		Valeurs journalières moyennes, (pannes système ou acquisition déduites)								
Module Area		129.6 m²										
Cells Area		112.3 m²										
Period	Available data	System breakdowns	Data acquisition losses	Plane global irradiation	Module Temperature	System output energy	Reference energy	System output energy	Array+System losses	Performance ratio	Global system efficiency	(ref. to Cell Area)
Month	days	h _{av} h	h _{loss} h	H _{inc} kWh/m²	T _{am} °C	E _{out} kWh	Y _r kWh/kWp	Y _f kWh/kWp	La + Ls kWh/kWp	PR	η _{tot} %	
Jan	31	33	0	39.7	7.6	357	1.34	0.84	0.50	62.5%	8.0%	
Fév	28	61	0	63.5	11.8	460	2.50	1.25	1.24	50.2%	6.4%	
Mars	31	9	481	19.0	11.3	173	1.79	1.14	0.65	63.4%	8.1%	
Avr	30	24	0	64.1	14.3	584	2.21	1.40	0.81	63.3%	8.1%	
Mai	31	124	0	74.4	23.2	393	2.88	1.06	1.82	36.7%	4.7%	
Jui	30	61	36	69.9	23.5	480	2.69	1.28	1.41	47.7%	6.1%	
Jul	31	51	0	76.3	27.2	452	2.64	1.09	1.56	41.1%	5.3%	
Aou	31	67	0	87.7	29.2	436	3.11	1.07	2.04	34.5%	4.4%	
Sep	30	34	1	70.7	20.7	463	2.48	1.13	1.35	45.5%	5.8%	
Oct	31	2	670	11.9	24.8	78	3.96	1.80	2.16	45.4%	5.8%	
Nov	30	24	0	41.3	9.1	351	1.42	0.84	0.58	58.9%	7.6%	
Déc	31	10	1	46.9	6.4	500	1.53	1.14	0.40	74.1%	9.5%	
Global		365	500	1189	665.4	17.4	4727	2.26	1.11	1.14	49.3%	6.3%

Fig. 7 - Tableau de production

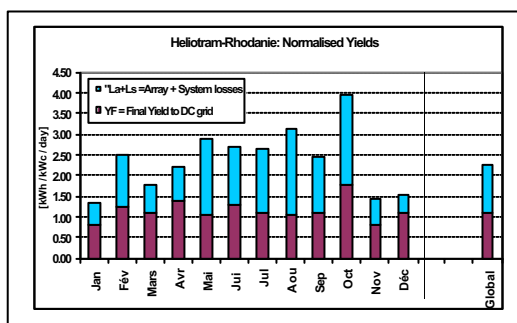


Fig. 8 - Graphique de production

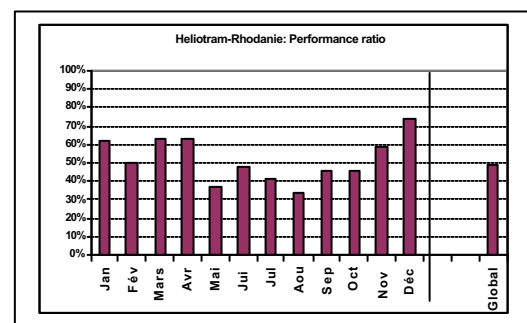


Fig. 9 - Graphique de performance

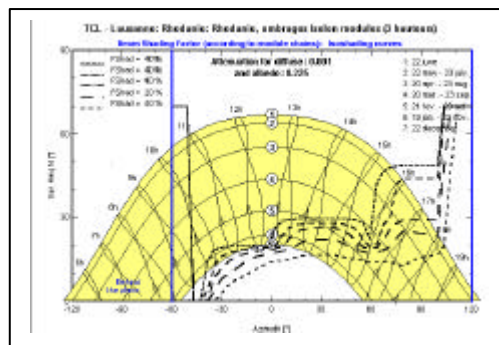


Fig. 10 – Ombrage synthétique Rhodanie

Perrelet :

A **Perrelet**, le champ étant situé légèrement au-dessous du faîte du mur (-50 cm environ), nous avons une légère occultation du rayonnement diffus arrière induisant une perte calculée de 2.6% environ sur la production de l'installation. **La simulation prévoit une production annuelle de 1032 kWh/kWp/an.**

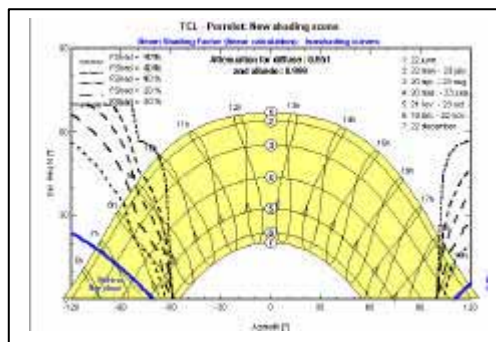


Fig. 11 – Ombrage synthétique Perrelet

Annual Report 2001

PV GRID CONNECTED SYSTEM IN PARKING AND ROOF "PHOTOCAMPA"

P+R l'Etoile de Genève, Aéroport de Zurich, Parking école de cirque de Chêne, Ecole d'ingénieur de Lullier

Author and co-authors	Isofoton SA, Biohaus PV Handels GmbH, Sunwatt France sarl, University of Nortumbria at Newcastle, Bergié y Cia SA, Institut Català d'energia, Windwatt
Institution / company	Windwatt SA -Zagsolar
Address	4, rue du Tir-au-Canon - 1227 Carouge
Telephone, Fax	Tél. 0041 22 308.48.16 Fax 0041 22 308.48.08
E-mail, homepage	http://www.windwatt.ch / parkingsolaire@windwatt.ch
Project- / Contract -Number	
Duration of the Project (from – to)	du 01.10.2000 au 31.12.2001

ABSTRACT

PHOTOCAMPA is a project of PV-grid connected systems proposed jointly by Spain and Switzerland. The aim of the project is to encourage the use of grid-connected PV systems in built environment, especially on parking structures. This type of PV integration has the advantage that no extra-area is consumed, and civil works devoted has no extra cost, contributing to reduce the required investment.

The project consists in the installation of 318 kWp grid-connected PV plants in each mentioned country. The Spanish installation is situated at Tarragona (Catalonia). The Swiss part of the project is split into four plants, also totalising 318 kWp.

The general objectives and criterions have been established jointly, and will be the same for each partner. One of the important features of the project will be a wide diffusion of information among the public, about PV installations as renewable energy production contributions. Also the "pilot" character should provide guidelines for multiplying such PV-installations on the numerous parking and other public areas in the cities.

PARKING P+R DE L'ETOILE

Le parking P+R de l'Etoile est un parking de 600 places sur 5 étages, construit aux Acacias, à l'entrée de la ville de Genève. Il est destiné au transfert du trafic automobile de la banlieue de Genève, vers les transports publics urbains.

Le principe de ce projet est d'utiliser une couverture photovoltaïque pour couvrir le dernier étage. Le champ de capteurs est monté sur une structure métallique légère, qui fera office de pare-soleil semi-étanche. Pour des raisons architecturales, cette couverture est quasiment horizontale, inclinée seulement de 3% vers l'est et vers l'ouest afin d'assurer l'écoulement des eaux de pluie et le nettoyage des capteurs par la pluie par un ruissellement suffisant.

La couverture photovoltaïque est composée de 1305 panneaux photovoltaïques à structure monocristalline départagés comme suit :

1287 panneaux de 110Wc sur l'ensemble du cinquième étage et 18 panneaux transparents de 80Wc disposés sur une cage d'escalier afin de laisser passer de la luminosité dans celle-ci.

Une deuxième cage d'escalier fait office d'observatoire et permet l'accès aux visiteurs pour visualiser le dessus de la couverture photovoltaïque.

Des onduleurs string, au nombre de quarante, sont utilisés pour réinjecter le courant dans le réseau électrique des services industriels. Ils sont disposés dans deux armoires situées, selon les désirs du maître d'ouvrage, au quatrième étage du parking.

Un système de monitoring est installé permettant de lire les données de l'installation et de contrôler son fonctionnement in situ ou par modem.

Le projet inclut une action d'information du public fréquentant le parking par des panneaux d'informations, et notamment un affichage public "on-line" des paramètres de fonctionnement de l'installation. Le parking de l'Etoile a été intégré dans le circuit touristique de "la Rade Solaire".

Windwatt SA assurera également la maintenance et la mesure détaillée des performances du système durant 2 années, et la publication des résultats, y compris sous forme normalisée pour la banque de données européenne.

L'électricité produite sera vendue aux Services Industriels de Genève (SIG), dans le cadre de la Bourse Solaire. Ce contrat est d'ores et déjà établi pour une durée de 20 ans.

HISTORIQUE DU PROJET

La structure métallique de couverture du dernier étage du parking P+R de l'Etoile est réalisée spécifiquement dans le cadre de ce projet européen PHOTOCAMPA visant à la couverture photovoltaïque de places de parkings. Le projet initial du parking ne prévoyait aucune couverture du dernier étage.

Le projet de couverture photovoltaïque initial prévoyait une puissance installée de 250 kWp mais pour des raisons architecturales, celle-ci a été ramenée à 146 kWp (Fig. 1 et Fig. 2)

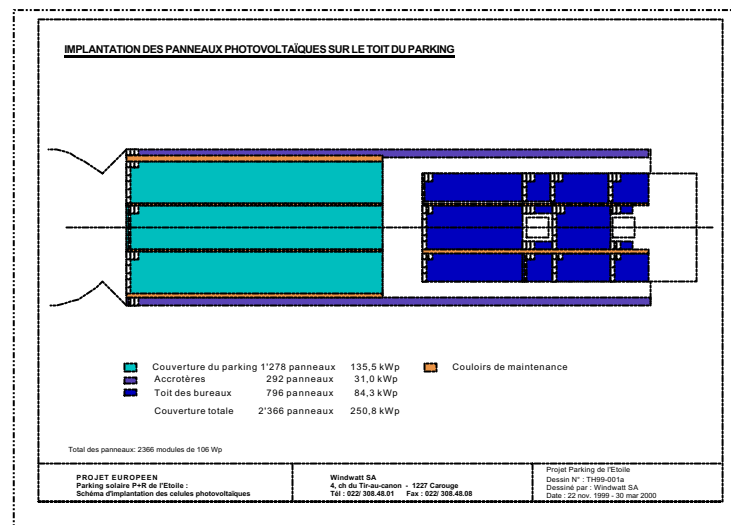


Fig. 1 - Version 250 kWp de 1999

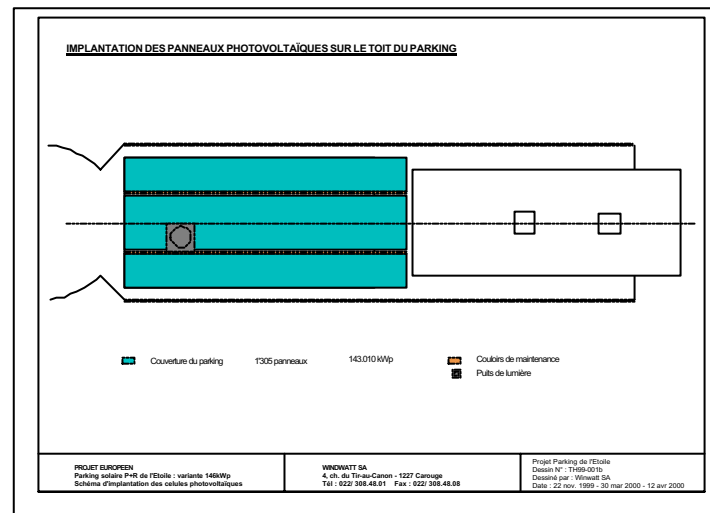


Fig. 2 – Version 146 kWp fin 2001

DONNEES TECHNIQUES

Orientation:	Est et ouest
Inclinaison des capteurs	5%
Ombres:	Observatoire de l'escalier sud
Ventilation des capteurs:	Bien assurée (montage arrière libre)
Capteurs photovoltaïques:	1305 modules photovoltaïques dont : 1287 modules Isototon I-110/24V 18 modules Isototon I-80 transparents
Puissance nominale kWp	143.1 kWp
Puissance VA	Max 120 kVA
Onduleurs	SMA "Sunny Boy 3000" de 3 kVA et 1 de 2kVA nominal Onduleurs de type "string", avec sécurités intégrées, Sorties 230V 50Hz.
Nombre d'onduleurs	40
Monitoring:	Datalogger pour l'acquisition de données par ¼ d'heures PC in situ et appareillage

TRAVAUX EFFECTUES EN 2001

Réunions de travail hebdomadaires avec les différents intervenants.

Développement et adaptation du concept de la centrale conçue par Sunwatt Bio Energie SA.

Diminution de la puissance initiale de 146kWp à 143.1 pour des demandes de l'architecte et notamment pour la création de l'observatoire destiné au public.

A chaque modification, des prévisions de production ont été calculées avec notre logiciel de simulation.

Etude de modules sans cadre de plus grande dimension afin de diminuer les effets d'ombrages au point de fixation, développement d'un module translucide pour permettre un éclairage naturel de la cage d'escalier centrale. Les modules translucides forment une couverture étanche au-dessus de la cage d'escalier.

L'ensemble des modules a été sélectionné sur le lieu de montage pour diminuer les effets de mismatch.

Mise en place d'une méthodologie de montage avec des critères de contrôles journaliers.

L'ensemble a été mis en service très rapidement grâce aux protocoles de contrôle qui avaient été respectés durant tout le câblage.

Etude d'un système de supports intégrant le passage des câbles afin de diminuer les risques de vandalisme, d'où l'absence quasi totale de câbles visibles sur cette installation.

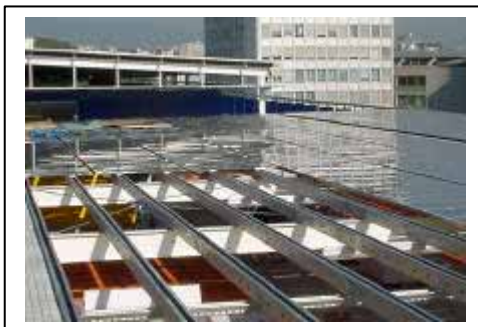
Selon le désir de l'exploitant, les onduleurs string ne devaient pas être visibles pour des raisons esthétiques et pour diminuer les risques de dégradation. Les onduleurs sont donc montés dans des armoires au 4^{ème} étage avec des systèmes de ventilation contrôlée par thermostat pour la période estivale.



Vue de l'ouest avant le montage du toit photovoltaïque



Vue du Sud-est de la structure



Détails des supports



Espace parking sous les modules



Mesures antivandalismes



Armoire onduleur sud



Observatoire pour visiteurs



Informations permanente pour le public

OBJECTIFS ATTEINTS ET RESULTATS OBTENUS

La mise en service de l'installation a été effectuée à fin novembre. L'inauguration officielle a eu lieu le 9 décembre 2001. Des mesures de productions sont effectuées en permanence et les premières analyses réalisées confirment les simulations. Des comparaisons de production entre les différents groupes de panneaux ainsi que des écarts de production entre un beau jour et un jour couvert ont été réalisés. Le graphique suivant montre quelques productions des premiers temps de fonctionnement. L'installation a été mise en service dans la journée du 22 novembre 2001.

Une simulation effectuée avec le logiciel PVSyst 3 permet de voir la production que devrait avoir la centrale du parking de l'Etoile (Fig 4 et Fig 5)

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	EOutInv kWh	ETAAnR %	ETFSysR %
January	31.1	0.89	31.3	29.3	3372	3000	9.81	8.73
February	44.1	1.50	44.4	41.9	4998	4557	10.26	9.35
March	93.3	5.53	93.4	89.2	10716	10006	10.45	9.76
April	118.2	8.86	118.2	113.8	13515	12646	10.42	9.75
May	147.0	12.90	146.7	141.4	16471	15438	10.23	9.59
June	176.8	16.65	176.4	170.6	19542	18458	10.15	9.54
July	190.4	20.14	190.1	184.0	20829	19606	9.98	9.39
August	160.7	19.12	160.7	154.8	17548	16601	10.01	9.41
September	115.5	15.64	115.8	111.0	12808	12014	10.07	9.45
October	71.0	11.11	71.2	67.5	7802	7228	9.98	9.25
November	33.2	4.99	33.4	31.3	3563	3185	9.73	8.69
December	25.4	2.56	25.4	23.7	2632	2300	9.43	8.24
Yearly sum	1206.8	10.04	1207.1	1158.5	133956	125040	10.11	9.44

Fig. 4 – Tableau de production annuelle simulée

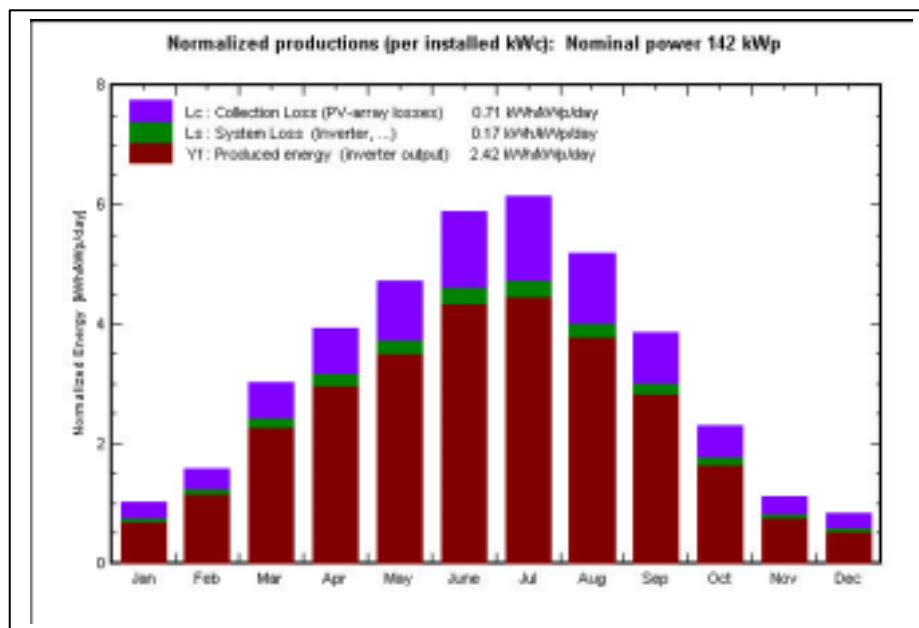


Fig. 5 – Graphique de production annuelle simulée

PERSPECTIVES POUR 2002

Pour l'an 2002, le but est le contrôle de l'évolution de la production au fil des mois avec une moyenne horaire qui sera comparée aux mesures d'ensoleillement de la sonde et des données météo de Cointrin. L'acquisition et l'analyse des données permettront d'avoir un suivi précis de cette installation dont la production est destinée à la bourse solaire de Genève.

Une plaquette sera publiée ainsi que des présentations au niveau cantonal et fédéral.

AEROPORT DER ZURICH, ECOLE DE CIRQUE, ECOLE DE LULLIER

Une installation de 290kWp a été installée sur la pergola du nouveau terminal en construction de **l'aéroport de Zurich**. Malgré son intérêt certain pour la dissémination à l'intention du public, seule une partie, 73kWp, de cet ensemble a été incluse dans le projet EU pour des raisons de financement limité. L'ensemble est très bien intégré à la construction et l'importance de l'installation donne une vue en perspective très intéressante pour le visiteur. Les détails de montage sont réalisés très proprement donnant une très bonne image de l'installation aux futurs visiteurs. Les câbles entre les laminés et les onduleurs ne sont pratiquement pas visibles, ils passent par dessus les supports et ensuite sous les planchers modulaires. Les onduleurs, l'armoires des sécurités et du monitoring sont situés à l'intérieur du bâtiment dans un local technique ad hoc situé au niveau des modules. Pour la réalisation de ce projet, des laminés spéciaux avec 4 perçages pour les fixations pour la fixation ont été étudiés par les différents partenaires. Pour certains laminés situés dans des zones ombragées, des laminés factices ont été installés. L'inclinaison des laminés est de 25° et l'orientation 10° du sud. La fixation, les supports avec les problèmes de dilatation, de vibration ont fait l'objet d'études et de contrôles importants. La résistance mécanique était aussi un facteur important vu le souffle d'air pouvant être provoqué par les avions. Plusieurs tests ont été réalisés en fabrique afin d'assurer une résistance de 2,9kN/m². La partie arrière de ces laminés a elle aussi été soumise à de nombreuses exigences de la part des architectes et MO.

L'installation devrait être terminée et mise en service dans les premiers mois de 2002. Un monitoring spécifique est prévu pour le suivi de ces 73kWp dans le cadre de ce projet européen. Un affichage des mesures est en cours d'étude avec les exploitants. La production attendue est d'approximativement 71'000kWh/an sur une production global

L'Ecole de Lullier dispose d'un vaste local avec une toiture métallique. Ce bâtiment se prête à l'installation d'une couverture photovoltaïque, directement posée sur les tôles, à l'aide de fixations extrêmement simplifiées.

Une telle configuration implique évidemment une disposition épousant la géométrie de la toiture, soit quasiment horizontale (5° orientée vers le sud). Nous avons déjà montré lors du développement de différentes installations similaires la faisabilité et l'efficacité d'une telle mise en œuvre.

Par rapport à une installation traditionnelle en sheds, ce montage présente une légère perte d'efficacité de 8% environ. Cette perte est due à l'orientation non optimale (avec un plan unique incliné à 30°sud, on obtiendrait environ 12% supplémentaires), mais est tempérée par l'ombrage mutuel inévitable des sheds (soit une perte de 4%).

Bien évidemment, la mise en œuvre mécanique est considérablement simplifiée, et l'aspect architectural est notablement amélioré par une quasi-intégration. De plus, cette disposition permet d'utiliser 100% de la surface de toiture disponible, contre 40% seulement pour un montage en sheds inclinés à 30°.

La construction s'effectuera durant l'année 2002

L'Ecole du cirque présente un projet pour le moins non conventionnel et a pour objectif de:

- réaliser une toiture semi-étanche sur le parking de l'Ecole du Cirque, à construire en bordure de propriété entre le chemin de la Mousse et la route de Jussy en restant dans le cadre du cirque.
- produire une partie de la consommation d'électricité de l'école de cirque.

- dans l'espace didactique et ludique de l'Ecole du Cirque, fréquenté par quelque 500 enfants et adolescents chaque semaine, mener une information concernant l'utilisation de l'énergie solaire. La toiture étant basse, les infrastructures sont mieux visibles que sur d'autres établissements pédagogiques présentant des installations analogues.

SIMULATIONS POUR LES DIFFERENTS PROJETS

Tous les projet ont été étudiés avec soin et une simulation effectuée pour chacun d'eux.

Ecole d'ingénieurs de Lullier

	GHI/Hr kWh/m ²	T Air °C	GHI/mc kWh/m ²	GHI/Hr kWh/m ²	Eirap kWh	EDirap kWh	EWaHr %	EWaHr %
January	31.1	0.89	32.6	38.5	2181	1980	10.10	-9.12
February	44.1	1.50	45.8	43.4	3056	2782	10.85	-9.85
March	59.3	5.53	58.4	50.1	6431	5962	10.84	-9.20
April	119.2	9.86	120.4	116.0	8012	7596	10.84	-9.58
May	147.0	12.80	145.4	142.1	9642	8875	10.21	-9.37
June	136.9	16.45	135.1	132.5	11445	10506	10.87	-9.25
July	190.4	20.14	192.2	186.1	12124	11138	9.89	-9.88
August	160.7	19.12	163.4	157.5	10096	8581	9.87	-9.17
September	115.5	15.84	119.8	114.0	7644	7041	10.86	-9.29
October	71.0	11.11	73.8	78.2	4750	4386	10.86	-9.27
November	38.2	4.89	34.7	32.6	2210	2083	9.87	-9.84
December	25.4	2.56	28.0	35.0	1683	1437	9.75	-9.75
Yearly sum	1208.9	10.84	1229.6	1183.0	79654	72909	10.13	-9.29

Fig. 1 – Tableau de production

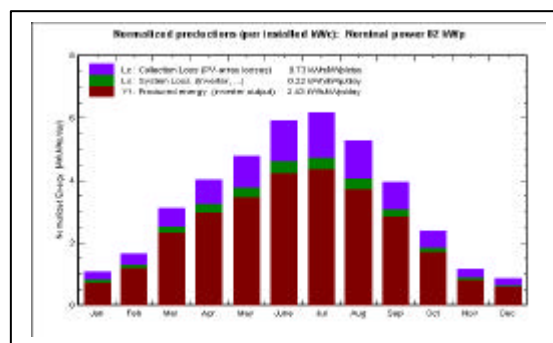


Fig. 2 – Graphique de production

Ecole du Cirque

	GHI/Hr kWh/m ²	T Air °C	GHI/mc kWh/m ²	GHI/Hr kWh/m ²	Eirap kWh	EDirap kWh	EWaHr %	EWaHr %
January	31.1	0.89	32.6	38.7	549	483	10.51	-9.46
February	44.1	1.50	45.8	43.5	789	730	10.89	-9.86
March	59.3	5.53	58.4	50.9	9432	8572	11.84	-10.25
April	119.2	9.86	119.9	115.7	2181	1956	10.87	-10.21
May	147.0	12.80	147.8	142.7	2537	2385	10.75	-10.32
June	136.9	16.45	137.2	131.7	3012	2814	10.45	-9.84
July	190.4	20.14	194.4	185.7	3286	2986	10.46	-9.40
August	160.7	19.12	162.9	157.2	2741	2540	10.53	-9.84
September	115.5	15.84	119.7	114.1	2015	1879	10.83	-9.81
October	71.0	11.11	73.6	78.1	1240	1149	10.52	-9.27
November	38.2	4.89	34.7	32.7	576	519	10.39	-9.37
December	25.4	2.56	28.6	34.9	431	382	10.15	-9.80
Yearly sum	1208.9	10.84	1227.6	1198.9	20832	19419	10.80	-9.80

Fig. 3 – Tableau de production

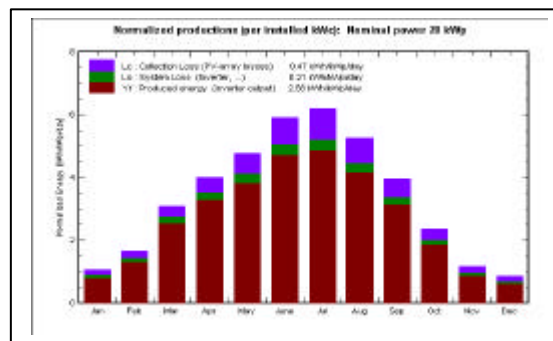


Fig. 4 – Graphique de production

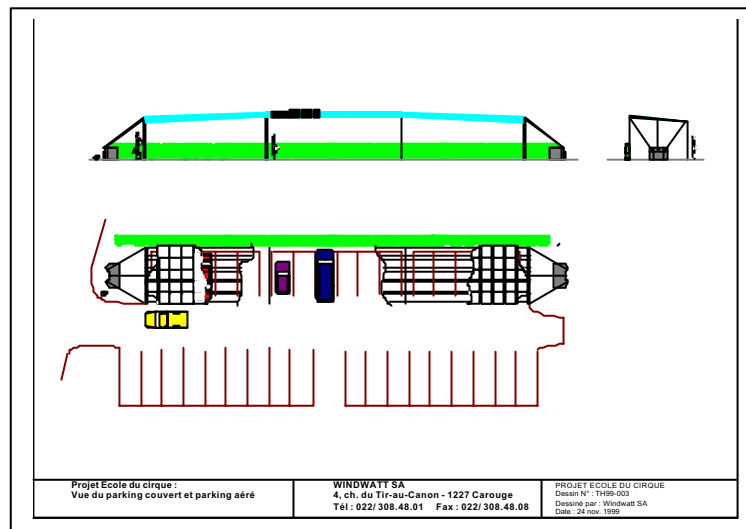


Façade sud



Façade est

Ecole du Cirque



Messkampagnen

M. Schalcher Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1 kWp PV- Power Plant Rothorn - 14578 / 63527	219
S. Roth 1 MW-Solarkette der NOK, Normierte Daten 1997 - 2001 - 26746 / 66583	221
L. Clavadetscher, Th. Nordmann 100 kWp PV- Netzverbundanlagen A13 - Messkampagne, Periode 1999 - 2001 - 32046 / 71920	227
A. Schlegel Beschichtung von PV-Modulen - 35527 / 75305	233
Ch. Renken, H. Häberlin Newtech Vergleich 3x1kWp Dünnschichtanlagen - 43849 / 83893	241

Annual Report 2001

Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn

Author and co-authors	Max Schalcher
Institution / company	Hochschule für Technik und Wirtschaft Chur
Address	Ringstrasse, 7004 Chur
Telephone, Fax	081 / 286 24 46 / 081 / 286 24 00
E-mail, homepage	max.schalcher@fh-htwchur.ch / www.fh-htwchur.ch
Project- / Contract -Number	14578 / 63527
Duration of the Project (from – to)	1997 until 2002

ABSTRACT

The 4,1kWp PV-Power Plant is part of the building on top of the Rothorn (2865 m). It is an attraction to the public because the PV-panels are situated directly in front of the visitors terrace.

The aims of the present project are:

- Provide information to the public in order to familiarize interested persons with the possibilities and the qualities of the photo-voltaic technology.
- Analyze the effects of high altitude and severe weather conditions to the production of electrical energy considering the fact that the PV-Power Plant is part of the building.

The data logging for about one year is finished and the measurement data evaluation is now being started. The final report will be finished by the end of March 2002.

1. Einleitung / Projektziele 2001

An den Projektzielen für das Jahr 2001 hat sich gegenüber dem Vorjahr nichts geändert:

- Möglichst rasche Inbetriebnahme der Schnittstelle am Rothorn-Rechner, welche durch einen Blitzschlag beschädigt worden ist
- Auswertung der gewonnenen Daten
- Verfassen des Abschlussberichtes
- Mit den Verantwortlichen der Rothornbahn AG soll eine Vereinbarung getroffen werden über die weitere Betreuung der Anlage.

2. Kurzbeschreibung des Projekts

Auf dem Gipfel des Rothorns (2865 m.ü.M.) entstand im Sommer 1994, im Rahmen eines grossen Umbau-Projektes, eine damals in mehrfacher Hinsicht einmalige photovoltaische Anlage. Sie fügt sich als Fassadenelement in optimaler Weise ein in die Architektur der Bergstation mit dem neuen Wintergarten-Restaurant. Es kamen neue grossflächige Lamine zum Einsatz, die einen Teil des Lichtes durchlassen zur Aufhellung der Seilbahn-Einfahrtshalle. Extreme Windgeschwindigkeiten und Umgebungstemperaturen sowie starke Sonneneinstrahlung infolge von Reflexionen ergeben härteste Anforderungen an die PV-Panels. Die nominale Leistung der monokristallinen, senkrecht montierten Zellen mit einer aktiven Fläche von 27,3m² beträgt 4,1kWp. Die elektrische Energie wird direkt ins Netz eingespeist und leistet somit einen willkommenen Beitrag zur Deckung des beachtlichen Energieverbrauchs des Gipfel-Restaurants. Beim vorliegenden Projekt geht es im wesentlichen um zwei Anliegen:

- Die Photovoltaik soll einer breiten Öffentlichkeit bekannt gemacht werden. Viele Besucher und Touristen zeigen Interesse für die attraktiv wirkende Anlage. Die Rothornbahn AG möchte diesem Informationsbedürfnis Rechnung tragen und gleichzeitig auch auf ihre Anlagen und ihr Angebot aufmerksam machen.
- Die grosse Höhe, die gute Ausrichtung gegen Süden, die Art der Montage und die rauen Umgebungsbedingungen sind Besonderheiten, welche eine genaue Ausmessung der Anlage rechtfertigen, da es dazu noch nicht viele Informationen gibt. Die HTW Chur hat die Messung, Visualisierung und die Auswertung der Anlage, die sich im Besitz der Rothornbahn AG befindet, durchgeführt. Die Photovoltaik ist mit einem Vorlesungsmodul eingebunden in die Ausbildung im Fachbereich Energie. Somit ergeben sich für die Ausbildung der Studenten Synergien, die im Rahmen des Technologietransfers sehr erwünscht sind.

3. Durchgeführte Arbeiten

Am vorliegenden Projekt sind im Jahr 2001 keine Arbeiten ausgeführt worden. Der Hauptgrund dafür liegt in den Umstrukturierungen an der HTW Chur. Die Zusammenlegung von Abteilungen, verbunden mit neuen Strukturen, Lehrplänen und Reglementen hat die Arbeiten am Projekt leider vorübergehend blockiert.

4. Ergebnisse und Resultate 2001

Da keine Arbeiten ausgeführt worden sind gibt es auch keine neuen Resultate. Die Messkampagne ist abgeschlossen und die Daten sind nach wie vor zur Auswertung bereit.

5. Perspektiven für 2002

Nachdem nun die Voraussetzungen geschaffen sind, im Rahmen des Technologietransfers schulintern Projekte zu definieren, wird so rasch als möglich mit der Auswertung der vorhandenen Daten begonnen. Die (gegenüber der ursprünglichen Planung verzögerte) Ablieferung des Schlussberichtes ist geplant für Ende März 2002.

6. Bisherige Publikationen

Zur Zeit sind noch keine Publikationen erfolgt. Es ist geplant, sobald gesicherte Erkenntnisse vorliegen, diese der interessierten Öffentlichkeit bekanntzugeben.

Annual Report 2001

1 MW-Solarkette der NOK

Normierte Daten 1997 - 2001

Author and co-authors	Stefan Roth
Institution / company	Axpo
Address	Weststrasse 50, P.O. Box 9880, CH-8036 Zurich
Telephone, Fax	+41 1 457 31 45, +41 1 457 31 32
E-mail, homepage	stefan.roth@axpo.ch , http://www.axpo.ch
Project- / Contract -Number	26'746 / 66'583
Duration of the Project (from – to)	January 1997 – July 2002

ABSTRACT

The aim of the project „**NOK's 1 Megawatt-Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001**“ is the calculation of the monitored operational data of all pv-installations of the **1 MW-Solar-Chain** according to the current guidelines of the ESTI at Ispra and the IEA. It is the continuation of the preceding project "NOK's 1 Megawatt-Solar Chain, Normalized Data 1992 - 1996 (PSEL-project No. 81, BFE-project No. 14'516 / 54'074).

The report "**Normalized Data 2000**" was completed and distributed to the clients by August this year. It contains detailed evaluation of 2000's data as well as summaries over the whole period from 1992 until 1997. The reported stations are: NOK-Headquarters Baden, ISOKW Brugg, Alp Findels, Church of Steckborn, Disentis-Caischavedra (Desertasol), Migros-Winterthur, Neu-Technikum Buchs and Vorderberg (Electricity Supply Company of Buchs).

All the monitored photovoltaic installations work well with no significant power loss or frequent breakdowns whatsoever. Still, first difficulties have now been encountered with spare parts supply and service for components from manufacturers no longer existing on the market anymore.

The detailed observation of the photovoltaic plants over their lifetime provides important experience concerning aging, degradation and long-term reliability of the components used.

Einleitung / Projektziele

Das Ziel für das Kalenderjahr 2001 war die Erfassung der Messdaten der Periode 1. Januar 2001 - 31. Dezember 2001 sowie die Auswertung der Anlagendaten des Jahres 2000 und die Fertigstellung des entsprechenden Jahresberichtes 2000.

Kurzbeschreibung des Projekts

Auswerten der Betriebsdaten aller Photovoltaikanlagen der 1 Megawatt-Solarkette der NOK gemäss internationalen Normen über den Zeitraum von 1997 bis 2001. Darstellung der Kenngrössen über die gesamte Messdauer von 1992 bis zum jeweiligen Kalenderjahr in einem Jahresbericht. Zusammenstellen der Erfahrungen in Betrieb und Unterhalt der Anlagen.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Die Betriebsdaten 2000 wurden mit den erstellten Auswerteroutinen analysiert und in der normierten Form dargestellt. Der entsprechende Bericht [9] wurde fertiggestellt und verteilt.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Neben dem Eingang in die IEA-Solardatenbank finden die Resultate und Erkenntnisse auch Anwendung im Unterricht an technischen Schulen, so z.B. am Neu-Technikum Buchs (SG), an der HTL Chur, an der Ingenieurschule in Burgdorf, an der FH Zürich und an der Scuola Tecnica Superiore (TI-SO) in Lugano.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Der Bericht wurde einem breiten internationalen Publikum aus Elektrizitätswirtschaft, Forschung und Lehre sowie der IEA zugänglich gemacht. Die Reaktionen waren uneingeschränkt sehr positiv. Kopien der Berichte [3], [4], [6], [7] und [9] sind gegen einen Unkostenbeitrag von Fr. 10.-- zu beziehen bei *Energie 2000 P&D Informationen, c/o Nova Energie GmbH, Schachenallee 29, 5000 Aarau*, ☎ 062 834 03 00, 📠 062 834 03 23.

Der Bericht [9] enthält die umfangreichen graphisch und tabellarisch aufgearbeiteten Betriebsdaten und Kenngrössen sowie die Erfahrungsberichte der einzelnen Photovoltaikanlagen.

Stellvertretend für die vielschichtigen Erfahrungen aus der 9 Jahre dauernden Betriebsanalyse soll nachfolgend kurz auf die [Problematik der Strahlungsmessung](#) eingegangen werden.

Die Messung der einfallenden Globalstrahlung auf die Modulebene ist für die Berechnung der energetischen Kenngrössen von ausschlaggebender Bedeutung, geht es doch um die Quantifizierung des eingesetzten "Brennstoffes".

Heute gelangen sowohl Pyranometer wie auch Siliziumzellen zur Anwendung. Aus Kostenüberlegungen werden mehr und mehr Siliziumreferenzzellen anstelle der teuren Pyranometer verwendet.

Die zwei Sensortypen weisen jedoch unterschiedliche Eigenschaften auf, die eine vergleichbare Messung erschweren. Die Hauptunterschiede sind die **spektrale Empfindlichkeit** (Pyranometer: konstanter Verlauf zwischen 0.3 μm und 2.8 μm ; Silizium: variierender Verlauf zwischen 0.4 μm und

1.1 μm), die **Trägheit** (Pyranometer: langsam; Silizium: schnell) und die **Reflexionseigenschaften** (Pyranometer: sphärisches Glas, minimale Reflexionen; Silizium: plane Abdeckung, Reflexionen bei flachen Einfallswinkeln).



Fig. 1: Anordnung von 4 Pyranometern (Kipp & Zonen CM11) sowie einer Silizium-Referenzzelle (ESTI) während einer Kalibrierung am 18. September 1996 in Disentis-Caischavedra

Vier der 1 MW-Solarkette-Anlagen sind doppelt instrumentiert worden, so dass die unterschiedlichen Messergebnisse analysiert werden können.

Wird der Tagesverlauf der beiden Sensoren an einem schönen Tag mit hohem Direktstrahlungsanteil betrachtet (Fig. 2), ist einerseits der Einfluss der spektralen Empfindlichkeit (etwa konstante Abweichung während der Zeit hohen Sonnenstandes), andererseits der Einfluss der Reflexionseigenschaften (Spitzen am Morgen und am Abend) zu beobachten.

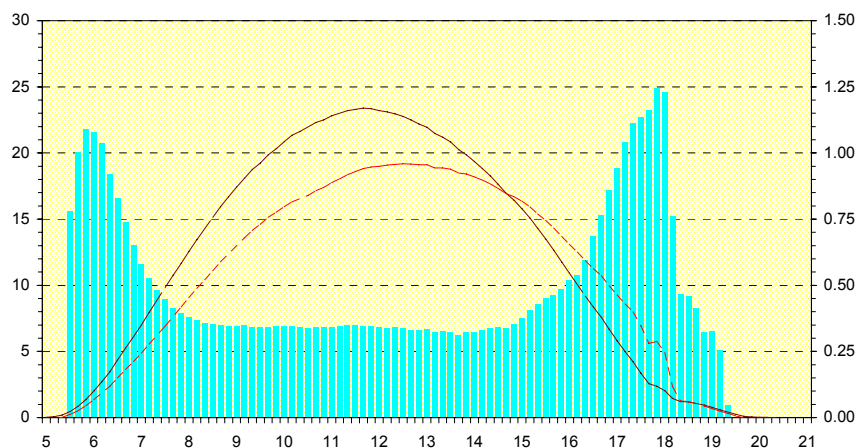


Fig. 2: Abweichung zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung in [% des Pyranometerwertes] auf der linken Skala, die Einstrahlungswerte $Y_{r,h}$ (hellrot) und Y_r (dunkelrot) in $[\text{kWh/kWp/h}]$ auf der rechten Skala

Die durchschnittlichen Abweichungen der doppelt instrumentierten Anlagen betragen: Disentis-Caischavedra 5.8%, Migros-Winterthur: 7.4%, Neu-Technikum Buchs 8.1% und Vorderberg 7.4%.

Interessanterweise sind die Unterschiede über die Jahre auch keineswegs konstant (Fig. 3). Ein Zusammenhang zwischen den auftretenden Schwankungen und äusseren Einflussfaktoren lässt sich ebenfalls kaum ausmachen. Das bedeutet, dass die Silizium-Referenzzelle nicht nur viel zu optimistische Resultate liefert, sondern dass die Resultate derselben Anlage von Jahr zu Jahr nicht einmal sauber vergleichbar sind. Die Verwendung von Silizium-Referenzzellen zur detaillierten Betriebsanalyse von Solaranlagen ist folglich in höchstem Masse problematisch.

Um die wesentlich kostengünstigeren Silizium-Referenzzellen trotzdem für die Ermittlung der energetischen Kenngrössen einer Photovoltaikanlage einsetzen zu können, sollten diese zumindest im Feld

mit einem Referenzpyranometer kalibriert und mit der daraus abgeleiteten Korrekturkurve umgerechnet werden.

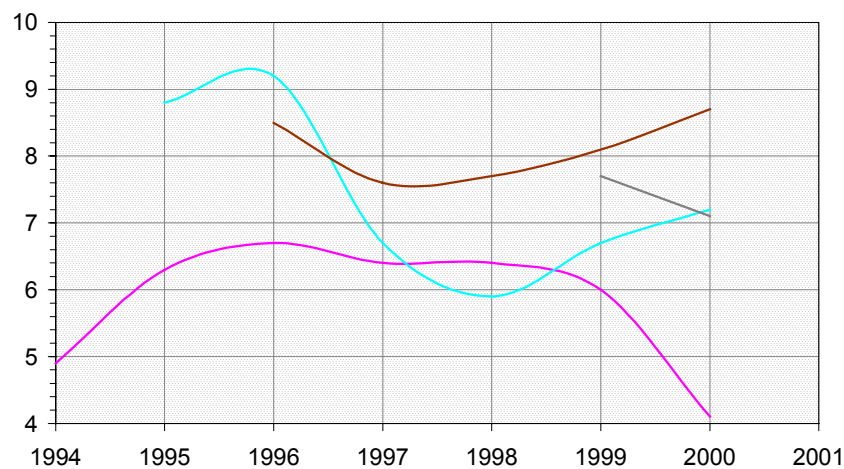


Fig. 3: Mittlere jährliche Differenz zwischen Pyranometer und c-Si-Referenzzellen in [% Pyranometer]: Disentis-Caischedra = violett, Migros-Winterthur = hellblau, Neu-Technikum Buchs = braun und EW Buchs Vorderberg = grau.

Die Arbeiten für 2002 beschränken sich auf die Analyse der Daten 2001 und die Erstellung eines Schlussberichtes. Damit geht die 10-jährige Messkampagne zu Ende. Mit den vorhandenen Einrichtungen könnte das Projekt grundsätzlich um eine weitere 5-Jahresperiode verlängert werden, unter der Voraussetzung, dass an den Resultaten weiterhin ein breites Interesse besteht und dass die dafür notwendigen finanziellen und personellen Ressourcen zur Verfügung gestellt werden können.

Finanziell Unterstützt wurden diese Arbeiten vom Bundesamt für Energie (BFE) und vom Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) und von den Nordostschweizerischen Kraftwerken (NOK). Für diese Unterstützung sein den Beteiligten an dieser Stelle vielmals gedankt.

Referenzen / Publikationen

- [1] S. Roth, E.T. Schönholzer, **20-kW-Photovoltaikanlage NTB/NOK: Auslegung, Wechselrichter, Messdaten**, VSE-Bulletin 10/1996, 23-29
- [2] E.T. Schönholzer, S. Roth, **Schnittstelle zwischen Lehre und Industrie**, Sonnenenergie 5/1996, 14-16
- [3] S. Roth, **1-Megawatt-Solarkette der NOK, Feinmessungen und Analysen zur Beurteilung des Langzeitbetriebsverhaltens von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, Normierte Daten 1992 - 1996**, 12. August 1997, 108 Seiten
- [4] S. Roth, **1-Megawatt-Solarkette der NOK, Feinmessungen und Analysen zur Beurteilung des Langzeitbetriebsverhaltens von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, Normierte Daten 1997**, 16. Juni 1998, 66 Seiten
- [5] S. Roth, **Überlegungen zur energiewirtschaftlichen Bewertung des Photovoltaikstromes**, VSE-Bulletin 10/1999
- [6] S. Roth, **1-Megawatt-Solarkette der NOK, Feinmessungen und Analysen zur Beurteilung des Langzeitbetriebsverhaltens von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, Normierte Daten 1998**, 22. Juli 1999, 66 Seiten

- [7] S. Roth, ***1-Megawatt-Solarkette der NOK, Feinmessungen und Analysen zur Beurteilung des Langzeitbetriebsverhaltens von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, Normierte Daten 1999***, 27. Juni 2000, 70 Seiten
- [8] PSEL Tätigkeitsbericht 2000, S. Roth, ***1-Megawatt-Solarkette der NOK, IEA-konforme Datenauswertung 1997 - 2001***, Seite 52/53
- [9] S. Roth, ***1-Megawatt-Solarkette der NOK, Feinmessungen und Analysen zur Beurteilung des Langzeitbetriebsverhaltens von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, Normierte Daten 2000***, 28. August 2001, 73 Seiten

Annual Report 2001

100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 Messkampagne, Periode 99-2001

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 - http://www.tnc.ch
Project- / Contract -Number	32046 / 71920
Duration of the Project (from – to)	Jan. 1999 - Dec. 2001

Abstract

12 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 gridconnected 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 110'000kWh 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 11nt year (2000) however, through a series of unfortunate events there was a mayor interruption and as a consequence one third of the annual energy production was lost.

In the 12th year of operation (2001) some additional problems with the inverter resulted in reduced operation and energy output. Almost 60% of the energy was lost. Since November 2001 the plant is in full operation.

In the year 2001 the plant produced 43'104kWh or 404kWh/kWp with a performance of 29 % and an availability of 42%.

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 41'000 Betriebsstunden hat die Anlage im Schnitt jährlich 100'000 kWh produziert.

Von den inzwischen 12 Jahren Betrieb der 100 kWp Photovoltaik Netzverbundanlage A13 werden im folgenden genormte Auswertungen der Jahre 1999 bis 2001 präsentiert.

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 105'020 Stundenwerte oder 99.84% der Daten zur Verfügung.

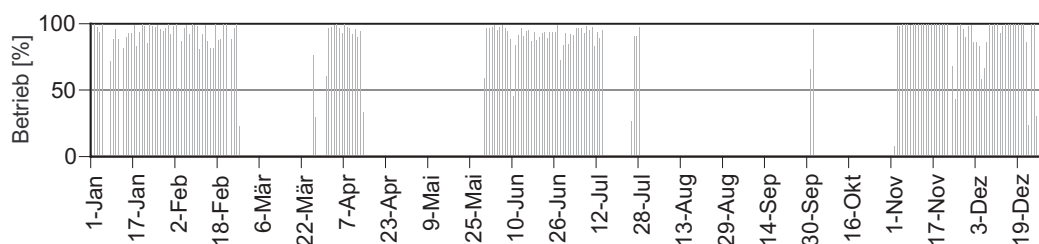
Im Jahre 2001 durchgeführte Arbeiten:

- Kontinuierliche Messungen
- Auswertung der Messdaten
- Numerische und graphische Darstellung der Resultate
- Interpretation der Resultate
- Interventionen im Zusammenhang mit den Betriebsunterbrüchen

Auswertung der Betriebsdaten 2001

Verfügbarkeit der Anlage

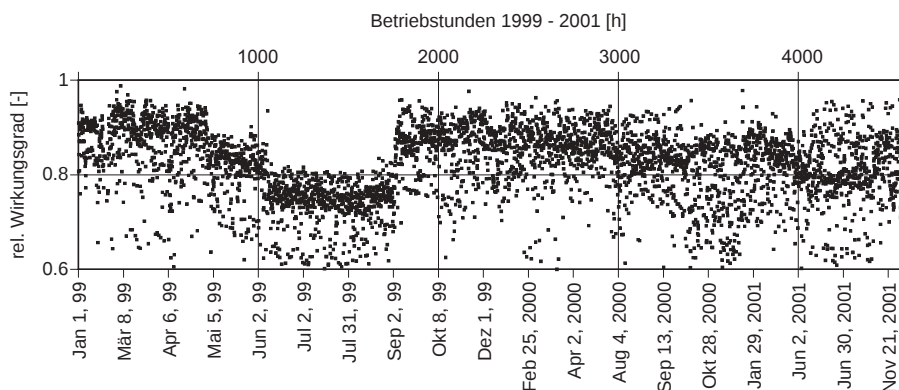
Der Inverter war im Jahre 2001 nur zu 43% verfügbar. Es wurden fünf längere Betriebsunterbrüche aufgezeichnet (Figur 1).



Figur 1, Betriebsunterbrüche (weisse Fläche) im Jahre 2001.

Feldwirkungsgrad

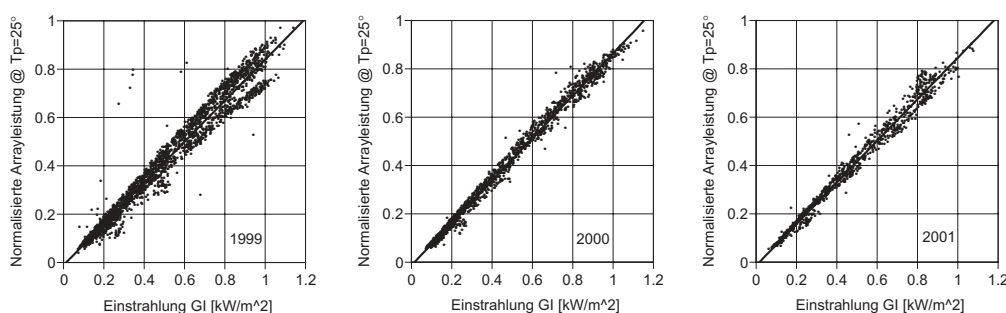
Figur 2 zeigt die Stundenwerte des normalisierten Feldwirkungsgrades umgerechnet auf 25 °C Zelltemperatur während dem Betrieb der Anlage von Jan. 99 bis Dez. 01. Im Jahre 1999 war das Array 3 vom Mai bis August wegen eines defekten Prints nicht verfügbar.



Figur 2, *Feldwirkungsgrad bei Betrieb der Anlage in den Jahren 1999 bis 2001.*

Leistung

Figur 3 zeigt die normalisierte Arrayleistung zur Einstrahlung der Jahre 1999, 2000 und 2001. Die maximale Leistung der Anlage ist in den Jahren 2000 und 2001 etwas tiefer als in 1999.



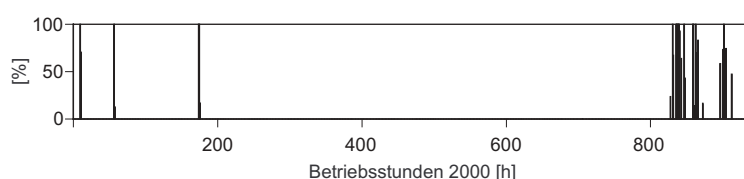
Figur 3, *Normalisierte Arrayleistung vs. Einstrahlung, (Stundenwerte 1999, 2000 und 2001).*

Eingespeiste Energie

Bedingt durch mehrere längere Betriebsunterbrüche vom März 2001 bis Oktober 2001 produzierte die Anlage im Jahre 2001 nur 43'104kWh oder 404kWh/kWp elektrische Energie bei einer Performance von 29% und einer Verfügbarkeit von 42% (Tabelle 3 und 5).

Erdschluss

Ein Erdschlusssensor registriert die Erdschlüsse der potenzialfreien DC Stromleitungen. In den Monaten Nov. und Dez. (nach der Wiederinbetriebnahme des Inverters) wurden vermehrt Erdschlüsse aufgezeichnet. Die Ursache ist noch unbekannt. Es kann sein, dass ein oder mehrere Überspannungsableiter defekt sind.



Figur 6, *Erdschlüsse im Jahre 2001.*

Betriebsjahr 2001**Ertrag, Performance und Verfügbarkeit**

Bei einer zeitlichen Verfügbarkeit von 42% erzielte die Anlage im Jahr 2001 eine Performance von 29%. Tabellen 3 und 5 zeigen die jährlichen und monatlichen Betriebswerte der Anlage.

Module	Array Feld	Inverter
Fabrikat : Kyocera Typ : LA 361J48 polykristalin	Anzahl Module : 2208 Bruttofläche : 968 m ² Nennleistung : 104 kWp Betriebsspannung : 401 V Ausrichtung : 25 ° ost Neigung : 45 °	Fabrikat : Siemens Typ : Simatic Wirkungsgrad : >95 % Nennleistung : 100 kW dc

Tabelle 2, *technische Daten der Anlage.*

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
Nov. 89...Dez. 2001				total	41'495					1'203'570	16'090	1'190'067	*Wert korrigiert (Datenverlust)
mittel	8'752	1.00	0.12	3'441	1'405	9.6	105'167	100'313	466	99'847	1'341	98'721	

Jan. 01	744	1.00		224	58	2.0	4'465	4'146	63	4'083	90	3'992	
Feb. 01	672	1.00	0.12	214	89	3.1	5'744	5'365	39	5'326	83	5'244	
Mär. 01	744	1.00	0.93	20	119	7.9	765	721	3	718	91	627	
Apr. 01	720	1.00	0.58	153	131	7.2	4'703	4'410	21	4'389	89	4'301	
Mai. 01	744	1.00	0.94	22	178	16.2	617	579	4	575	96	479	
Jun. 01	720	1.00	0.04	400	163	15.1	12'610	11'822	71	11'751	98	11'654	
Jul. 01	744	1.00	0.44	232	165	18.1	7'593	7'122	33	7'089	103	6'986	
Aug. 01	744	1.00	1.00		168	19.1		0	0	0	102	-103	
Sept. 01	720	1.00	1.00	0	107	11.4	0	0	1	0	87	-88	
Okt. 01	744	1.00	0.93	17	126	13.4	737	688	3	685	91	595	
Nov. 01	720	1.00	0.10	202	69	2.3	4'787	4'406	53	4'353	88	4'265	
Dez. 01	744	1.00	0.02	206	57	-1.7	4'549	4'192	57	4'135	90	4'044	
2001	8'760	1.00	0.58	1'690	1'431	9.6	46'570	43'452	348	43'104	1'108	41'997	

Tabelle 3, *Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 1990 ... 2001 und Monatswerte 2001.***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	mittl. 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	mittl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]	
				spez. Ertrag	spezifischer Jahresertrag	[kWh/(kWp*a)]	

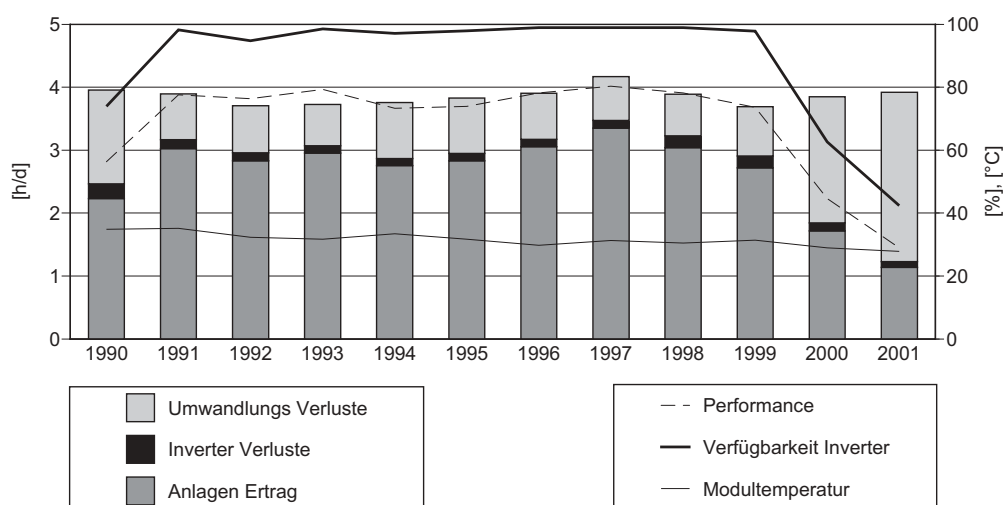
Tabelle 4, *verwendete Symbole und Einheiten.*

Die in den Tabellen 3 und 5 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 %.

DOMAT	Yr	Ya	Yf	Ls	Lc	PR	n Feld	n Inv	n tot	Betr	Feld	Tp b	spez. Ertr.
103.97	[kWh/(kWp*d)]					---	---	---	---	[%]	[%]	[°C]	[kWh/kWp]
[kWp]													
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
Nov. 89...Dez. 2001													
mittel	3.86	2.78	2.64	0.14	1.08	0.68	0.077	0.947	0.073	88	99	31.6	947

Jan. 01	1.88	1.39	1.27	0.12	0.49	0.68	0.079	0.914	0.073	100	100	15.6	
Feb. 01	3.18	1.97	1.83	0.14	1.20	0.58	0.067	0.927	0.062	88	100	20.7	
Mär. 01	3.83	0.24	0.22	0.01	3.60	0.06	0.007	0.939	0.006	7	100	26.8	
Apr. 01	4.37	1.51	1.41	0.10	2.87	0.32	0.037	0.933	0.035	42	100	26.4	
Mai. 01	5.76	0.19	0.18	0.01	5.56	0.03	0.004	0.932	0.003	6	100	40.8	
Jun. 01	5.43	4.04	3.77	0.28	1.39	0.69	0.080	0.932	0.075	96	100	35.8	
Jul. 01	5.33	2.36	2.20	0.16	2.97	0.41	0.048	0.934	0.044	56	100	38.8	
Aug. 01	5.41				5.41						100	-99.0	
Sept. 01	3.57				3.57						100	-99.0	
Okt. 01	4.08	0.23	0.21	0.02	3.85	0.05	0.006	0.930	0.006	7	100	39.4	
Nov. 01	2.30	1.53	1.40	0.14	0.77	0.61	0.072	0.909	0.065	90	100	18.7	
Dez. 01	1.85	1.41	1.28	0.13	0.44	0.69	0.082	0.909	0.075	98	100	11.2	
2001	3.92	1.23	1.14	0.09	2.69	0.29	0.034	0.926	0.031	42	100	27.8	

Tabelle 5, Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 1990 ... 2001 und Monatswerte 2001.



Figur 1, Ertrag und Verluste; Verfügbarkeit, Performance und Modultemperatur (Jahreswerte 1990 bis 2001).

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Betriebsunterbrüche im Jahr 2001, zwölftes Betriebsjahr

Vom 26. Februar 2001 bis zum 2. November 2001 wurden fünf längere Betriebsunterbrüche von 11 bis 64 Tagen aufgezeichnet. In diesem Zeitraum ist die Anlage nur an 66 von 249 Tagen gelaufen (Figur 1).

Im Jahre 2001 hat die Anlage nur etwa 40% der möglichen Energie ans Netz abgegeben.

Der Hauptgrund der langen Unterbrüche war die lange Lieferfrist der notwendigen Ersatzteile für den Inverter.

Perspektiven für 2001

Mit mehr als zehn Jahren Betrieb hat die Anlage etwa die Hälfte der voraussichtlichen Lebenserwartung erreicht. Durch die Weiterführung der Messungen soll der Betrieb der Anlage weiterhin überwacht werden. Die Betriebserfahrungen im kommenden Jahr sollen zeigen, ob der Inverter nach mehreren Reparaturen in den Jahren 2000 und 2001 wieder einwandfrei läuft oder das Ende der Laufzeit nach über 40'000 Betriebsstunden erreicht hat und eventuell ersetzt werden muss. Der Grund der reduzierten Gesamtleistung der Anlage soll auch abgeklärt werden.

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 ... 2001.

Annual Report 2001

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 2001:

Laboratory investigations:

Preparations of a full set of samples finally completed. Material problems during exposition of the original set forced to order and prepare a large new batch for exposition. Exposition, Cleaning and Measurements can now be performed as planned.

"Real term" investigations:

First full year of measurements has been collected and evaluated. The data akquisition system has proven its reliability. Since all effects investigated are longterm effects, there is not yet enough data available to come to conclusions in terms of the project purpose. Nevertheless, the data is of high quality and more detailed results are expected for 2002.

Einleitung / Projektziele

Seit einiger Zeit erscheinen auf dem Markt spezielle Beschichtungen für Gläser, 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 des ersten Jahres präsentiert und erste Erkenntnisse diskutiert.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Praxisuntersuchung

Bei diesem Teilprojekt handelt es sich um eine Messkampagne an einer "echten" PV-Anlage unter Praxisbedingungen. Der gewählte Standort (IBM, Altstetten) ist aufgrund der geringen Neigung der Module (5°) und der grossen Luftbelastung zwischen Eisenbahn und stark befahrener Einfallstrasse ideal, um das Verschmutzungsverhalten zu untersuchen.

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).

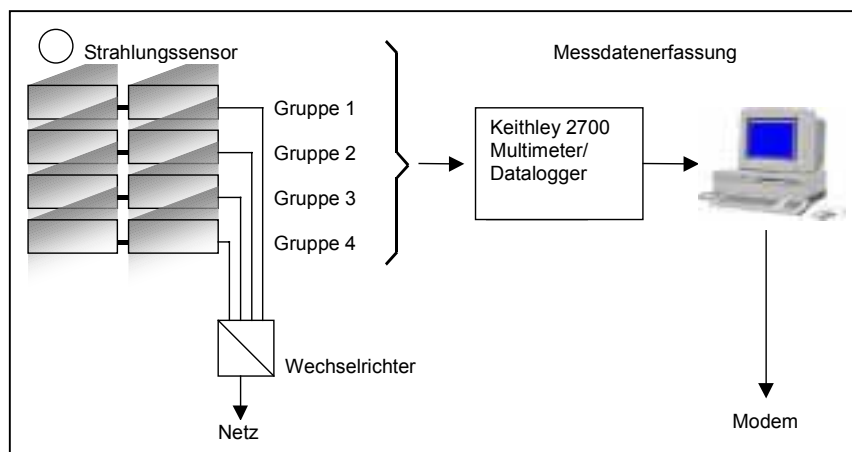


Abb. 2: Schema der Versuchsanordnung

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]. Mittlerweile wurde auch die Zuverlässigkeit der Datenakquisition mit einer USV verbessert (vgl. Datenausfall Abb. 4/5).

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.

Entsprechend der Versuchsplanung wurde Ende November 2001 zum erstenmal das jährliche Reinigungsprozedere für die beiden Gruppen 3 und 4 durchgeführt. Dabei wurde lediglich Wasser und Schwamm verwendet und die Module mit einem Lappen trockengerieben. Wie erwartet, waren die Module recht schmutzig (Eisenoxid von der Eisenbahn). Allerdings konnte von Auge kein Unterschied zwischen der Verschmutzung der beschichteten und unbeschichteten Module festgestellt werden.

Erste Resultate:

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Tageserträge für die 4 Gruppen (vgl. Tab. 1) vom 1. Dez. 2000 bis zum 1. Dez. 2001. Ein Stromausfall Ende Juli 2001 hat die Datenakquisition unbemerkt für ca. 14 Tage lahmgelegt (14 Tage ist ungefähr das Download-Intervall). In der Zwischenzeit wurde deshalb eine USV installiert.

Der Verlauf der Tageserträge entspricht dem erwarteten, saisonalen Verlauf; Es sind in dieser Darstellung keine systematischen Abweichungen der einzelnen Gruppen zu erkennen.

In Abbildung 5 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 Langlebungsveränderung 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.

Wie aus Abbildung 5 hervorgeht, sind solche längerfristigen Veränderungen durchaus zu erkennen. Allerdings können diese bis jetzt noch nicht eindeutig erklärt werden. Dazu ist die Datenmenge bzw. die Messzeit mit 1 Jahr noch zu gering. Immerhin lässt sich feststellen, dass die beiden beschichteten Gruppen 2/4 grössere Fluktuationen zeigen als das nicht beschichtete Panel 3. Dies könnte daran liegen, dass die beschichteten Panels eher verschmutzen, aber bei den regelmässigen Regengüssen auch besser gereinigt werden.

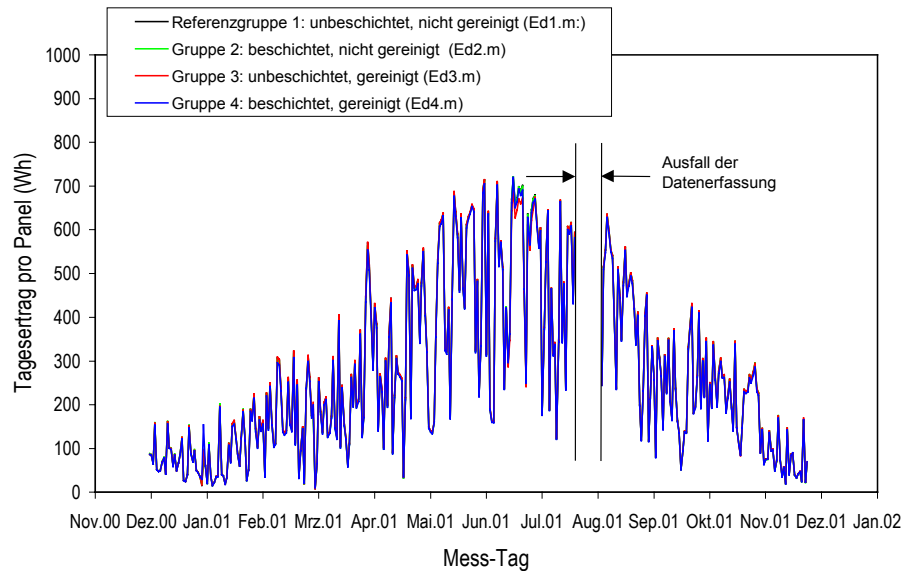


Abb. 4: Verlauf der Tageserträge der einzelnen Gruppen 1 bis 4. Eine Gruppe besteht jeweils aus zwei Panels (vgl. Tab. 1), deren Einzelerträge gemittelt werden ($Ed1.m = (Ed1.1 + Ed1.2) / 2$).

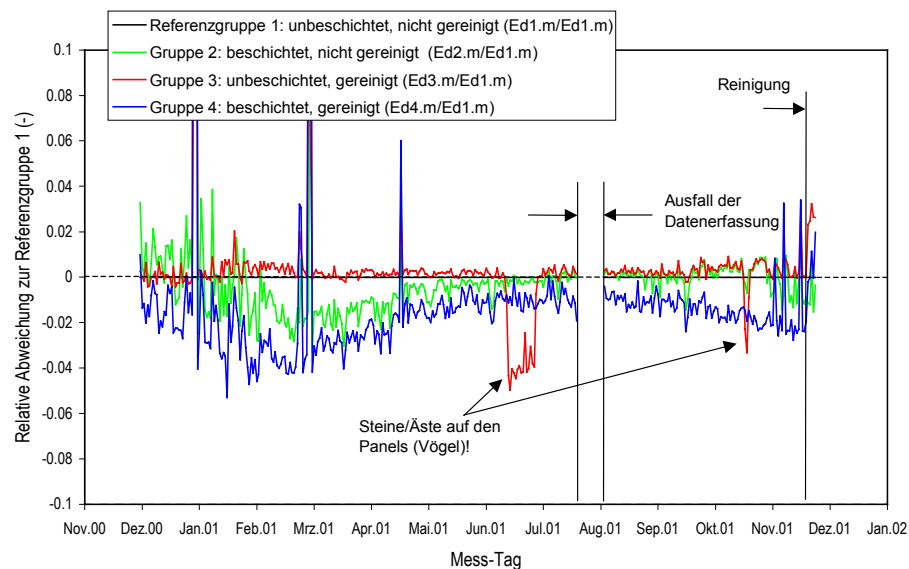


Abb. 5: Relative Abweichungen der Erträge der Gruppen 2, 3 und 4 zur Referenzgruppe 1 (unbeschichtet, nicht gereinigt). Deutlich zu erkennen: Leistungseinbruch der Gruppe 3 aufgrund von Steinen und Ästen (Vögel) sowie die erstmalige Reinigung der beiden Gruppen 3 und 4 am Ende der Messreihe. (Relative Abweichung = $(Edx.m / Ed1.m) - 1$, wobei x die Nummer der Gruppe bezeichnet.)

Aus Abbildung 5 sind zwei weitere, interessante Vorkommnisse sehr gut zu erkennen: Die Gruppe 3 (unbeschichtet, gereinigt) erlebte zweimal im Jahr 2001 einen relativ grossen Abfall der Tageserträge. Diese sind (nachgewiesenermassen) durch auf den Panels liegende Steine und Äste verursacht. Es wird vermutet, dass Vögel in Ihrem Spieltrieb diese Panels als willkommenen Ablageplatz verwendet haben. Das zweite Vorkommnis ist die Reinigung (mit Wasser&Schwamm) der Gruppen 3 und 4 ganz am Ende des Messintervalls (27. Nov. 2001): Die relativen Tageserträge verbessern sich um deutlich mehr als 2%. Es wird nun sehr interessant sein, wie sich die weiteren Messungen im folgenden Jahr entwickeln werden.

Labormessungen

Durchgeführte Arbeiten:

Im Sommer des Jahres 2000 wurden bereits 90 Gläser optisch ausgemessen und im Freien exponiert. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass einerseits ein grosser Teil der Gläser aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung vom UV-Licht der Sonne innerhalb kurzer Zeit solarisiert werden, und andererseits war einer der Beschichtungs-Lieferanten mit der Qualität seines Produktes nicht zufrieden.

Aus diesen Gründen wurde im Sommer 2001 ein komplett neuer Satz Testgläser bereitgestellt und wiederum optisch ausgemessen. Bei dieser Gelegenheit wurde sowohl die Zusammenstellung der Glas/Beschichtungs-Kombinationen (s. Tab. 2), als auch das Prozedere für Exposition / Reinigung / Messung leicht geändert (s. Tab. 3).

Glas	Beschichtung	Orientierung
AFG Solatex	- Ohne - Flabeg - PV-Guard - Sunarc	
AFG Solite	- Ohne - Flabeg - PV-Guard - Sunarc	Struktur aussen
Vegla extra light	- Ohne - PV-Guard - Sunarc	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen
Pilkington Optiwhite	- Flabeg	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen

Tab. 2: Zusammenstellung der unterschiedlichen Glas- / Beschichtungs-kombinationen der exponierten Proben.

Bezeichnung	Exponierung	Reinigung	Messung	Anzahl Proben
aa b I jj mm e ff	nie	nie	jährlich	1
aa b G jj mm e ff	ja	vor jeder Messung	jährlich	2
aa b U jj mm e ff	ja	nie	jährlich	2

Tab. 3: Behandlung der Proben (Exposition, Reinigung, Messung).

Erste Resultate:

Um den Effekt der Solarisation „auf die Schnelle“ nachzuweisen, wurde eine Glasprobe im Labor während 23 Stunden dem Licht einer künstlichen UV-Quelle ausgesetzt. Der Vergleich des Transmissionsverhaltens der Probe vor und nach der kurzen Exposition zeigt bereits eine veränderte Form des Kurvenverlaufs, sowie einen um 2% schlechteren Wert für Tau AM1.5 (siehe Abb. 6). Ein weiterer Versuch mit einer im Freien exponierten Scheibe ergab ein ähnliches Resultat.

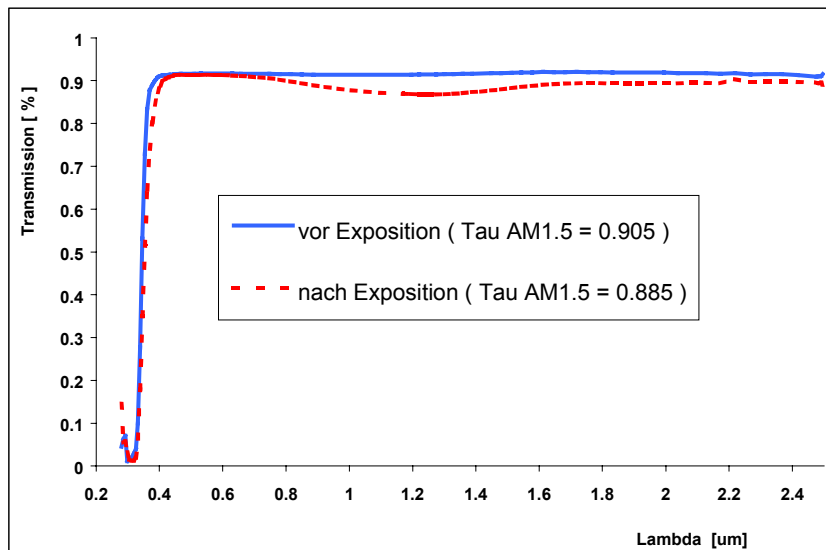


Abb. 6: Auswirkung des Solarisationseffektes vor-/nach einer UV-Exposition im Labor während 23 Stunden

Eine Degradation in diesem Umfang ist generell unerfreulich. Vor allem aber würde sie in unserem Vergleichstest die Unterschiede zwischen den verschiedenen Beschichtungen mit Sicherheit überdecken. Daher wurde der Test mit neuen, nicht solarisierenden Gläsern neu gestartet.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Praxismessungen:

Die Messungen laufen wie geplant und seit Installation einer USV auch unterbrechungsfrei; die Qualität der Daten entspricht den Erwartungen. Für konkrete Aussagen bezüglich den Untersuchungszielen (Wirksamkeit von Oberflächenbeschichtungen) liegen aber noch zu wenige Daten vor.

Die Daten werden im kommenden Jahr laufend weiter erfasst und die Anlage periodisch überprüft. Ende Jahr 2002 wird gemäss Versuchsplanung die zweite Reinigung durchgeführt. Es wird erwartet, dass am Ende des nächsten Jahres klarere Aussagen zu den Untersuchungszielen gemacht werden können.

Labormessungen:

Enorme Schwierigkeiten mit der Qualität der gelieferten Gläser und Oberflächenbeschichtungen haben dazu geführt, dass sämtliche Proben ein zweites Mal bereitgestellt werden mussten und alle bisherigen Messungen wertlos wurden. Zudem haben grosse Lieferverzögerungen von verschiedenen Herstellern dazu geführt, dass schlussendlich erst gegen Ende des Berichtsjahres alle Proben zur Verfügung standen. Entsprechend sind die Ergebnisse für diese Jahr sehr mager.

Es wird aber erwartet, dass nun alle Schwierigkeiten überwunden sind und das Jahr 2002 das erste "reguläre" Messjahr werden wird.

Referenzen / Publikationen

- [1] Validierung Messsystem, I-U-Kennlinienmessung und Messdatenauswertung PV-Anlage IBM Altstetten, Zürich. C. Renken, Labor für Photovoltaik, HTA Burgdorf, Ilcoweg 1, 3400 Burgdorf.

Annual Report 2001

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 Berner Fachhochschule, HTA Burgdorf
Address	Jlcoweg 1, CH – 3400 Burgdorf
Telephone, Fax	+41 / 34 / 426 68 11, +41 / 34 / 426 68 13
E-mail, homepage	heinrich.haeberlin@hta-bu.bfh.ch , www.pvtest.ch
Project-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).
- HTA Burgdorf has installed an analytical monitoring system for detailed analysis of the 3 PV plants.
- Initial degradation of the modules will be measured. Therefore the monitoring system and the PV plants started operating at the same time.
- Analysis of thermic capture losses of these modules compared to c-Si-modules with higher temperature-coefficient.
- Comparison of long term behaviour and energy yield of the different PV plants.
- Operation of the PV plant and the monitoring system started successfully on 17.12.2001.

Einleitung / Projektziele

Die Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung (ADEV) Burgdorf fördert seit über 10 Jahren den Bau von netzgekoppelten PV-Anlagen in Burgdorf. Mit der PV-Anlage „Newtech“ konnte sie ein weiteres auch für die Forschung auf dem Gebiet der Photovoltaik-Systemtechnik interessantes Projekt lancieren. Die Planung und Realisierung des Projekts wurde durch die HTA Burgdorf übernommen, da zwischen der ADEV Burgdorf und der HTA Burgdorf eine enge Zusammenarbeit besteht. Folgende Ziele werden mit dem Projekt verfolgt:

- Untersuchung und Vergleich von 3 netzgekoppelten 1kWp-Photovoltaikanlagen am gleichen Standort mit 3 verschiedenen neuartigen Dünnschichtzellen-Technologien (a-Si-Tripelzellen, a-Si-Tandemzellen und CuInSe_2 -Zellen) mit jeweils dem gleichen Wechselrichter (ASP Top Class Spark).
- Die PV-Anlage wurde von der HTA Burgdorf mit einer aufwendigen und präzisen Feinmesstechnik ausgestattet, damit die detaillierte und genaue Auswertung der 3 Teilanlagen ermöglicht wird.
- Der Initial-Degradation der Solarmodule soll besondere Beachtung geschenkt werden. Die Funktion des Messsystems wird daher vor Montage der Module und Inbetriebnahme der PV-Anlage sichergestellt, um das Verhalten vom 1. Betriebstag an genau zu erfassen und zu dokumentieren.
- Beurteilung der temperaturbedingten Ertragsverluste der Solargeneratoren im Vergleich zu Modultypen, die höhere Temperaturkoeffizienten besitzen.
- Vergleich des Betriebsverhaltens und Energieertrags mit PV-Anlagen mit herkömmlichen Zellentechnologien. Die „Newtech“-Anlage befindet sich in Burgdorf und kann somit mit bestehenden Anlagen gut verglichen werden.

Beschrieb der Anlage

Die Anlage „Newtech“ besteht aus 3 netzgekoppelten 1kWp-Photovoltaikanlagen mit 3 verschiedenen neuartigen Dünnschichtzellen-Technologien. Die Gesamtleistung der PV-Anlage beträgt 2844Wp. Der Modulneigungswinkel beträgt generell $\beta=30^\circ$ und die Ausrichtung $\gamma=0^\circ$ (Süd). Jeder der 3 Teilanlagen speist die Energie über einen eigenen ASP Top Class Spark Wechselrichter ins Netz.

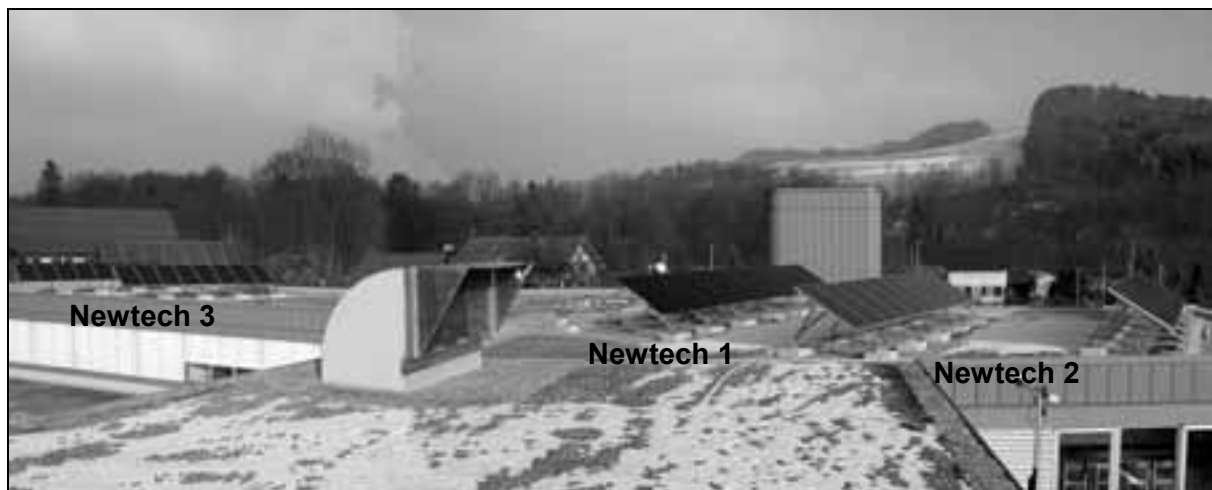


Bild 1: Ansicht des Solargenerators mit den 3 Teilanlagen Newtech 1 – 3

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

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

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

Bei den 3 Solargeneratoren handelt es sich um folgende Konzepte:

Newtech 1:**Kupfer Indium Diselenid-Zellen (CuInSe₂-Zellen)**

24 gerahmte Siemens ST 40 (40Wp)

Modulverdrahtung = 3 Stränge à 8 Module in Serie

$$P_{MPP} = 960W$$

$$U_{MPP} = 132.8V$$

$$I_{MPP} = 7.23A$$

$$U_{OC} = 177.6V$$

$$I_{SC} = 7.7A$$

Temperatur-Koeffizient bei $P_{MPP} = -0.51\%/K$ Solargeneratorfläche = $10.21m^2$

1 Aufständerungsreihe

**Newtech 2:****amorphe-Silizium-Tandemzellen****(a-Si-Tandemzellen)**

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

Modulverdrahtung = 2 Stränge à 10 Module in Serie

$$P_{MPP} = 860W$$

$$U_{MPP} = 165.0V$$

$$I_{MPP} = 5.2A$$

$$U_{OC} = 227.0V$$

$$I_{SC} = 6.6A$$

Temperatur-Koeffizient bei $P_{MPP} = -0.22\%/K$ Solargeneratorfläche = $16.37m^2$

2 Aufständerungsreihen

**Newtech 3:****amorphe-Silizium-Tripelzellen (a-Si-Tripelzellen)**

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

Modulverdrahtung = 2 Stränge à 8 Module in Serie

$$P_{MPP} = 1024W$$

$$U_{MPP} = 132.0V$$

$$I_{MPP} = 7.76A$$

$$U_{OC} = 190.4V$$

$$I_{SC} = 9.6A$$

Temperatur-Koeffizient bei $P_{MPP} = -0.21\%/K$ Solargeneratorfläche = $16.20m^2$

2 Aufständerungsreihen



Die Standort befindet sich auf einem Flachdachgebäude der Firma Disetronic Medical Systems AG in Burgdorf / Oberburg, bei dem der Horizont für die Anlage kaum durch störende Objekte beeinträchtigt

wird. Um einen fairen Vergleich der Teilanlagen zu ermöglichen, wurden die Solargeneratoren räumlich grosszügig aufgestellt, somit werden auch Verschattungen unter den Teilfeldern vermieden. Zwischen Boden und Modulunterkante wurde ein Abstand von ca. 40cm beibehalten, um Verschattungen durch die Dachbegrünung (Moosbewuchs) auszuschliessen. Sämtlich Module wurden hochkant angeordnet, um das Abrutschen von Schnee und Schmutz zu erleichtern.

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

Zu erwähnen ist, dass bei dem Blitzschutzkonzept Erfahrungen aus dem jüngst durchgeführten EU-Projekt PV-EMI (JOR3 CT98 0217) über das EMV-Verhalten von Photovoltaikanlagen [1], an dem sich die HTA Burgdorf massgeblich beteiligt hat, einfließen. Mit dieser Anlage soll auch beispielhaft gezeigt werden, welche Massnahmen zu einem optimalen Blitzschutz bei PV-Anlage und Gebäude führen.

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

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

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Bisher durchgeführte Arbeiten:

Die PV-Anlage Newtech und die Messtechnik wurde am 17.12.2001 erfolgreich in Betrieb genommen. Somit können ab dem Betriebsjahr 2002 vollständige Messdaten erwartet werden.

Erfreulicherweise wurde vor dem Bau im Frühjahr 2001 das Flachdach, auf dem sich heute die Anlage befindet, saniert. Im Zuge der Dachsanierung konnten die Betonfundamente für die Modulaufständungen vom Dachdecker verlegt werden. Die Aufständungskonstruktionen und die Kabelkanäle wurden von einem Solarmonteur gebaut. Die Modulmontage erfolgte von Assistenten des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf erst nach Erledigung sämtlicher übriger Arbeiten, um die Initial-Degradation der Module vor Start der Messungen zu vermeiden. Die Messeinrichtung wurde im Rahmen einer Semesterarbeit von 2 Studenten an der HTA Burgdorf realisiert [3]. Hierbei handelt es sich wieder um die bewährte Feinmesstechnik der HTA Burgdorf, wie sie bereits an 7 PV-Anlagen (Jungfrauoch, Mont Soleil, usw.) im Rahmen des Langzeitmessprogramms der HTA Burgdorf zum Einsatz kommt.

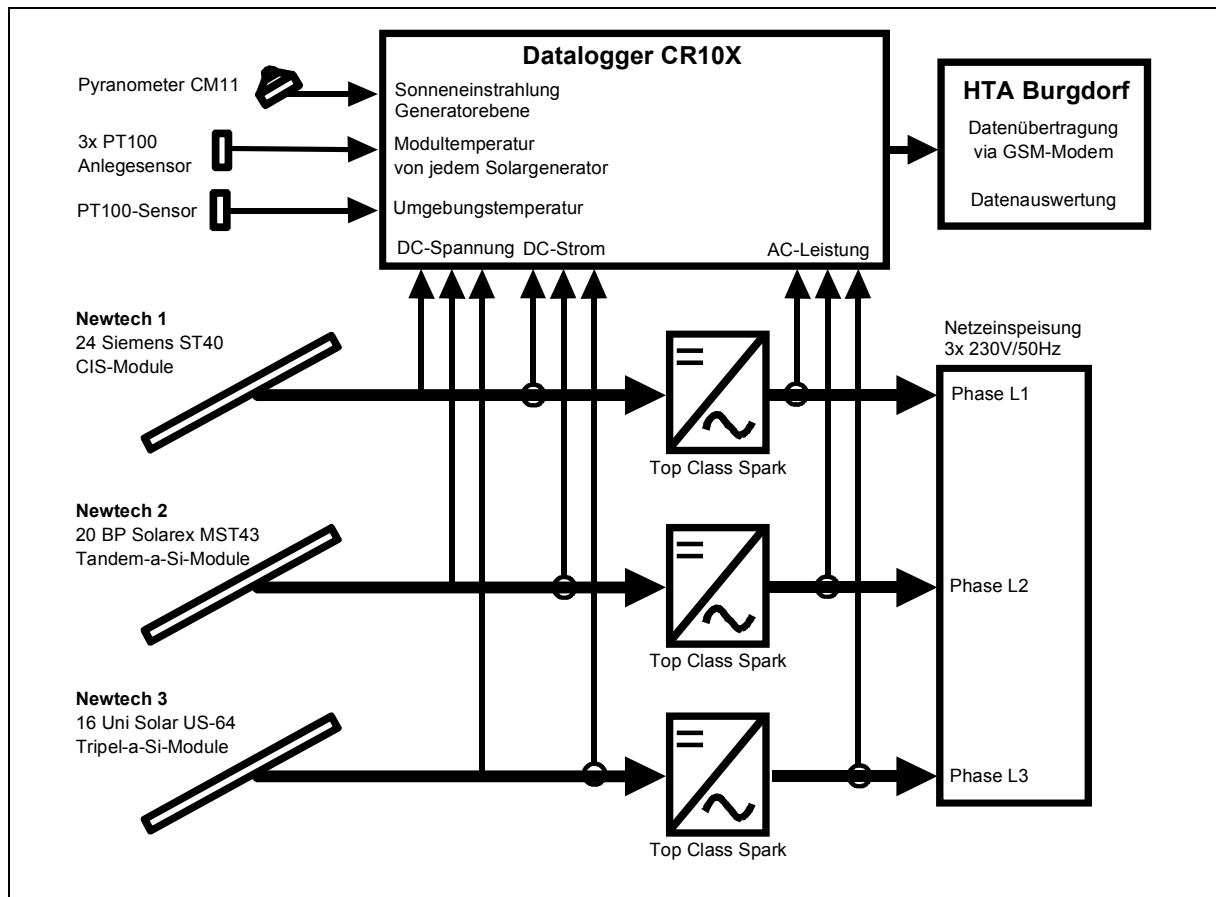


Bild 5: Blockschaltbild PV-Anlage Newtech mit Messeinrichtung

Im 2s-Takt werden folgende Messgrößen erfasst:

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

Von allen 3 Teilanlagen:

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

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

Erste Messresultate:

Die ersten Messresultate zeigen, dass deutliche Unterschiede beim Betriebsverhalten der verschiedenen Modultypen auftreten.

Die Siemens ST40-Module besitzen offensichtlich mehr Leistung, als vom Hersteller angegeben. Die effektive Solargeneratorleistung soll sobald wie möglich messtechnisch ermittelt werden.

Die beiden anderen Anlagen Newtech 2 + 3 mit den amorphen Modulen liefern im Vergleich weniger Energie bezogen auf die normierte Leistung, trotz Ihrer niedrigeren Temperatur-Koeffizienten bei MPP-Leistung. Ob bei diesen beiden Modultypen, die vom Hersteller angegebene Initialleistung vor Inbetriebnahme von bis zu 18% (BP Solarex) bzw. 15% (Uni Solar) über der Nominalleistung korrekt ist, wird noch überprüft.

In den nachfolgenden 3 Bildern werden die normierten Monatsstatistiken vom Januar 2002 der Anlagen Newtech 1, 2 und 3 gezeigt:

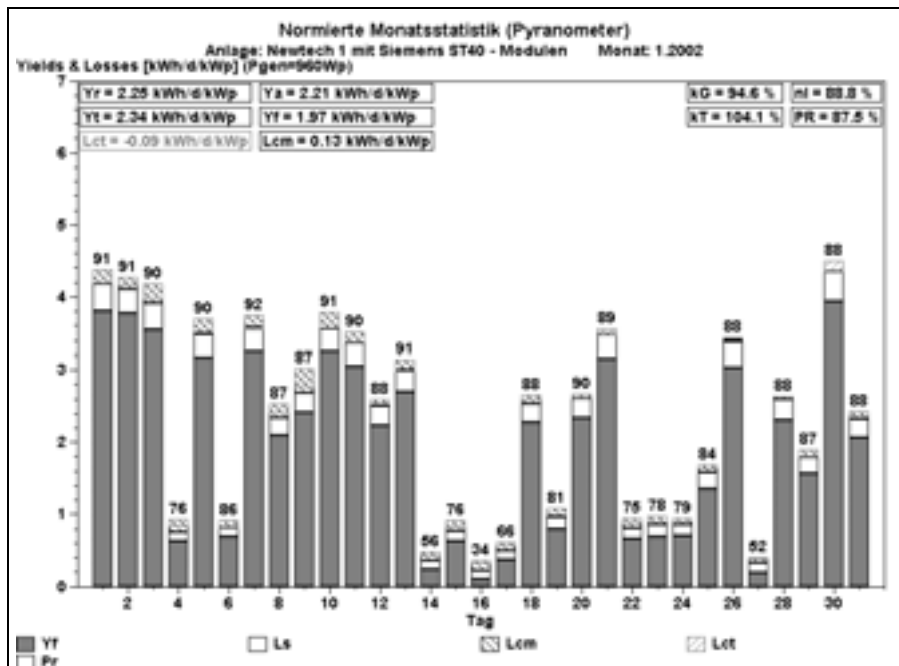


Bild 6: Die Anlage Newtech 1 mit Siemens ST40 - Modulen weist zur Zeit die höchsten Werte für den Generator-Korrekturfaktor k_G und die Performance Ratio PR auf. Dies ist damit zu erklären, dass die effektive Leistung des Solargenerators höher ist, als die vom Hersteller angegebene nominelle Leistung von 960Wp. In den normierten Tagesdiagrammen werden dadurch die Feldverluste Lcm zeitweise < 0.

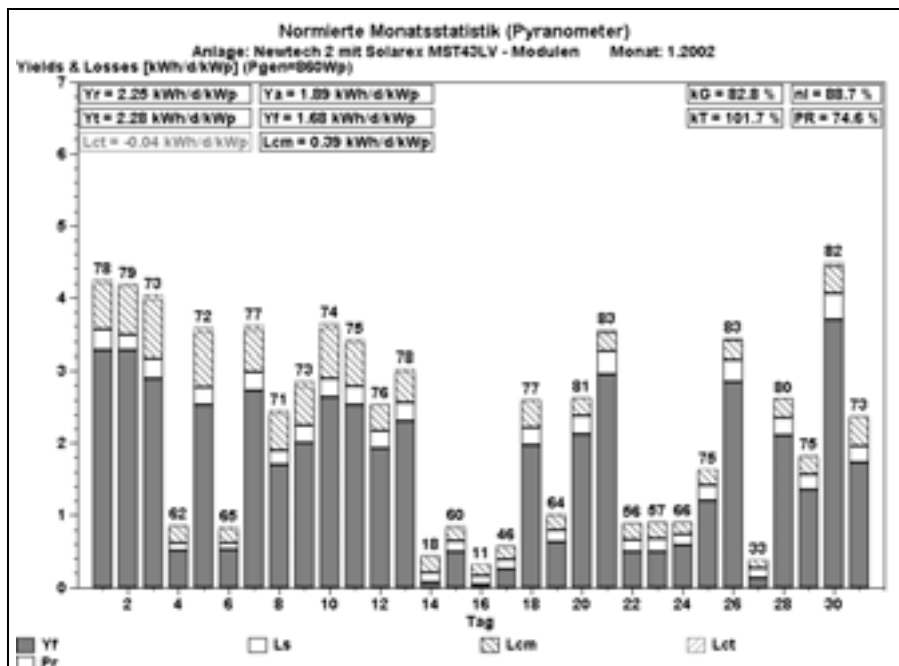


Bild 7: Die Anlage Newtech 2 mit BP Solarex MST-43-LV - Modulen liefert nicht so hohe normierte Erträge wie die Anlage Newtech 1 oder 3. In den normierten Tagesdiagrammen fällt dabei auf, dass bei starker Sonneneinstrahlung ein hohes Performance Ratio PR erreicht wird und bei niedriger Einstrahlung die Werte vergleichsweise stark abnehmen.

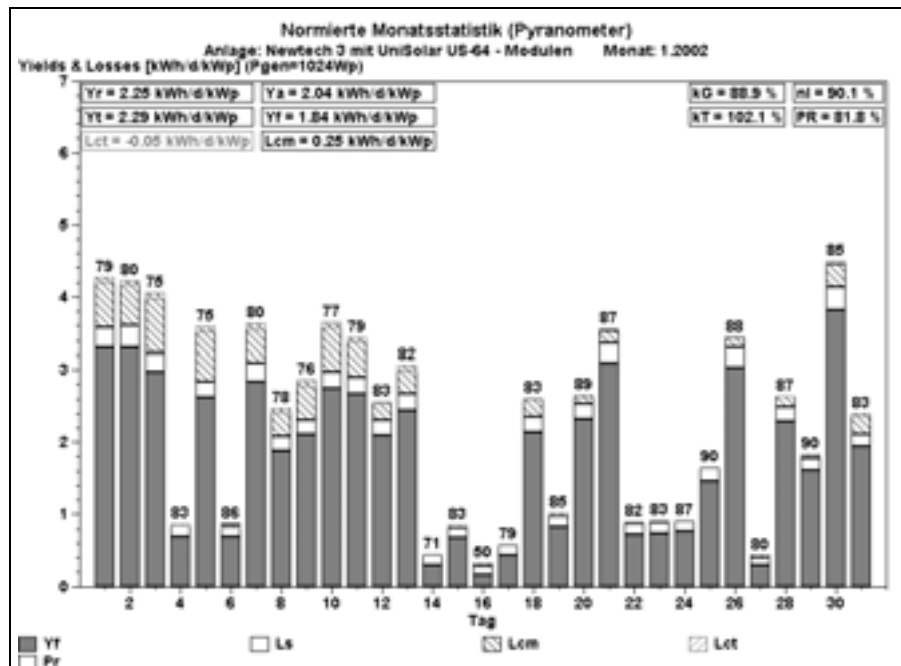


Bild 8: Die Anlage Newtech 3 mit Uni-Solar US64 - Modulen lag im Januar 2002 hinsichtlich des normierten Energieertrags in etwa im Mittelfeld der 3 Anlagen. Auch bei dieser Anlage ist die effektive Solargeneratorleistung etwas höher, als die von Hersteller angegebene nominelle Leistung.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Ziel, dass die PV-Anlage Newtech noch im Jahre 2001 in Betrieb geht, wurde erreicht.

Im Jahr 2002 sollen sobald als möglich die I-U-Kennlinien der einzelnen Solargeneratoren gemessen werden, um die initiale Solargeneratorleistung nach STC vor einer eventuell grösseren Leistungs-Degradation zu ermitteln. Allgemein soll das Betriebsverhalten mit Hilfe der normierten Analyse ermittelt werden und die Anlagen untereinander und mit Anlagen herkömmlicher Zellentechnologie verglichen werden.

Referenzen / Publikationen

- [1] H. Häberlin: "Blitzschutz von Photovoltaikanlagen - Teil 1 - 6". Elektrotechnik 4/2001 - 10/2001. AZ Fachverlage AG, Neumattstr. 1, CH-5001 Aarau, Tel. 062 836 65 65.
 - [2] C. Renken, U. Muntwyler: „OptiPV: Optimaler Systemaufbau von kostengünstigen PV Anlagen – Planungsunterlage“, ENET, erschienen im Jahre 2000.
 - [3] B. Greber, M. Hurni: „Feinmesstechnik Newtech“. HTA Burgdorf, Photovoltaiklabor, H. Häberlin, Semesterarbeit SS2001
 - [4] H. Häberlin und Ch. Beutler: "Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung". SEV-Bulletin 4/95.
- Im Internet wird unter: www.pvtest.ch die aktuelle Liste mit sämtlichen Publikationen des Photovoltaiklabors der HTA Burgdorf aufgeführt! Einige Publikationen sind zum Downloaden!

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

M. Real Normenarbeit für PV-Systeme - 17967 / 57555	251
Ch. Meier, R. Frei Guarantee of Solar Results for Grid- Connected- Photovoltaic- Systems "GRS-PV" - 29946 / 69842	257
R. Frei, Ch. Meier HORIZsolar II – Validating, improvement and accommodation of the horizon- take-up product to practical fitness - 35547 / 75306	261
Th. Hostettler Feasibility Study PV installation football stadium Wankdorf - 38268 / 78044	265
S. Kropf Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen- 55 300010 / 80 065	269
S. Nowak, M. Gutschner PV City Guide - Solar Photovoltaic Power in European Cities - BBW 99.0569	275
S. Nowak, M. Gutschner, G. Favaro REMAC 2000: Renewable energy market accelerator 2000 - NNE5-2000-00012, BBW 00.0088	281
M. Real, J. Keller Quality is the Key of the PV Market - accreditation / certification - 42838 / 82767 17967 / 57555	289

Annual Report 2001

Normenarbeit für PV Systeme

Author and co-authors	Dr. Markus Real
Institution / company	Alpha Real AG
Address	Feldeggstrasse 89
Telephone, Fax	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract -Number	17967/57555
Duration of the Project (from – to)	2000-2001

ABSTRACT

Global recognition of the quality and legitimacy of its technical work as an international standards organization is among the IEC's major strengths. But this is not yet always perceived by the PV industry management, which does not always fully appreciate what the IEC is and why its work, with that of its National Committees, makes a major contribution to the continuing rapid growth of trade in PV electrotechnical products and systems. The only globally accepted electrotechnical standardisation body is the IEC. The PV industry, which is now 28 years old, is producing a multiplicity of components and systems for terrestrial uses. It is however very unfortunate, that there are only two (2) IEC PV component International Standards issued, the latest in 1995 (6 years ago) and they both are for PV modules. There are no IEC International Standards for any other PV components or systems. TC 82 drafts exist for components and systems but are only at the CD stage.

For the Photovoltaic (PV) Industry and users, International Standards for PV products: components (e.g. modules, charge controllers, inverters, batteries, lights, connectors, switches, pumps, etc.,) and systems (small home, grid connected, water pumping, etc.) are extremely important for two reasons:

- the utilisation of PV, which was growing for 25 years at an amazing average rate of 17% per year, was growing in the past 2 years even more, about 40% per year, and it is now supply, and not demand, limited;
- PV is being used everywhere on this planet, and there are hardly limitations, although the sun belt obviously may ultimately be the largest market for those systems. It is important to stress the point, that PV components and systems are assembled and produced not only in the industrialised countries but also at least in 20 to 30 developing countries, and the number of those countries is growing fast. Standards are a key prerequisite for attaining quality.

In this environment, the lack of International Standards for PV is critical because

- it leads to uncontrolled quality products, which are causing failures,
- it creates difficulties in obtaining bank participation,
- it leads to the establishment of trade barriers, and
- instead of decreasing prices, it results in increasing prices for the user.

TC 82 is working on different standards, but unfortunately, the process is slow, and TC 82 has not yet fully succeeded in focusing on standards really needed by the market. It is planned that by 2003 several important standards concerning charge controllers, inverters, solar home systems, batteries etc. should get finalised.

Einleitung / Projektziele

Im Jahr 2001 wurde vorab an den Normentwürfen weitergearbeitet, die bereits 2000 oder früher als Projekt eingeleitet worden sind. Die genauen Titel und der Stand der Arbeiten können unter www.iec.ch eingesehen werden, wo die im Abstrakt aufgeführten Working Groups einzeln als eigene Bereich aufgeführt sind. Eine detaillierte Liste kann auch beim Autor angefordert werden. Eine Norm durchläuft verschiedene Stadien bei der Entwicklung bis zur Norm, und die Prozedere sind genormt, um ein möglichst breites Vernehmlassungsverfahren zu erwirken. Erschwerend beim Verfolgen des Status eines Dokumentes ist, dass diese im Laufe der "Reife" ihre Nummern ändern. Die verschiedenen Stufen werden durch folgende Begriffe 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 ist die Mitgliedschaft im nationalen Normenkomitee TK 82. Neumitglieder sind Willkommen, wobei eine Konstanz in der Mitarbeit angestrebt wird.

Es sind zwei Anmerkungen zu diesem Thema angebracht:

- Noch fehlen zum Teil immer noch wichtige Normen. Insbesondere ist die Einführung von messbaren Qualitätsmerkmalen, die von Kunden als Kriterium angewendet werden können, auf international harmonisierte Normen angewiesen. Der IEC Prozess zur Entwicklung von Normen ist leider sehr zeitraubend, dafür in der Regel breit auf Konsens abgestützt. Organisationen wie zum Beispiel das PV Global Approval Program (PV GAP), welche International anerkannte Qualitätslabel einführen möchten, sehen sich deshalb gezwungen, ad interim eigene Normen, sogenannte PV RS zu erarbeiten.
- Die Normen werden von der PV Industrie noch zu wenig zu Kenntnis genommen. Die in anderen Bereichen der Elektrotechnik eingebürgerte Usanz, sich nach Regelwerken und einem etablierten Qualitätsmanagement zu orientieren, wächst erst langsam.

Für die Schweizer PV Industrie dürften wie letztes Jahr vor allem die folgenden Normen von Interesse sein:

- Safety testing requirements for PV modules
 - Power and energy rating of PV modules
 - Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in PV power systems
 - PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval.
 - Safety guidelines for grid connected PV systems mounted on buildings
-
- Im Bereich "Safety guidelines for grid connected PV systems mounted on buildings" ist es insbesondere die Zusammenarbeit mit dem TC 64, welche die Arbeit forciert. In verschiedenen gemeinsamen Sitzungen mit dem Schweizer Vertreter im TC 64, Herrn Jost Keller, konnten die Anliegen von der PV Systemseite teilweise eingebracht werden.

Aus Sicht des Autors sind für die PV Branche folgende nachteilige Formulierungen eingeflossen:

- Wenn die Norm eingeführt ist, braucht für die Freischaltung von Inverter in jedem Falle sowohl auf der AC wie auf der DC Seite ein Schalter, der unter Last betätigt werden kann. Steckverbindungen gelten als Trennstelle, aber im Bereich DC dürfen diese wegen der intensiven Lichtbogenbildung nicht unter Last gezogen werden. Von WG3/TK82 Seite aus wurde der Vorschlag eingebracht, auf Lastschalter bis 3 kW zu verzichten, um das Konzept des Strangwechselrichters nicht unnötig zu belasten. Das sieht nun leider nicht so aus, und es ist damit zu rechnen, dass für jeden Wechselrichter ein Lastschalter notwendig wird. Damit könnte die Technik Richtung Grossanlagen gedrängt werden, und die für den Personenschutz möglicherweise sicheren Anlagen mit Stringwechselrichtern aus Kostengründen weniger

verbreitet. In den Sitzungen, wo wir die Möglichkeit hatten, unsere Anliegen vorzubringen, erhielten wir Unterstützung, aber in internen Arbeitssitzungen des TC 64, welches für die Hausinstallationen zuständig ist, wurde der elektrotechnisch korrekte(re) Weg mit dem Leistungsschalter eingeschlagen. Auch wenn heute schon klar sein wird, dass von den hoffentlich Tausenden von Stringwechselrichtern diese Trennschalter nie betätigt werden (persönliche Meinung des Autors).

- Die AC-Module wurde entgegen ersten Folgerungen aus gemeinsamen Sitzungen gleich mit in die Norm aufgenommen. Das erleichtert nun zwar bei in Kraft treten der Norm die Installation bereits zu einem frühen Zeitpunkt, aber es ist fraglich, ob die Besonderheiten von AC Modulen heute schon alle ausgereizt und entwickelt sind. In München jedenfalls konnte man wieder neue Entwicklungen beobachten, welche das AC Modul zu einem "moving target" machen.
- Weiter nachteilig für die PV Branche ist, dass der Zusatz unter Kapitel 7.12 in der Hausinstallationsvorschrift eingebettet ist. Eine Schulung auch für PV Insider wird damit fast unumgänglich, weil es die Auseinandersetzung mit dem gesamten Regelwerk 364 bedeutet, um die einzelnen Kapitel von 7.12 zu verstehen.

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 erfolgt in der bestehenden Schweizerischen provisorische Vorschrift über die Zulassungsprüfung von Solarwechselrichtern, wo nur die Besonderheiten des solaren Teils festgehalten sind.

Besonders wichtig ist, dass nun gegen ursprünglichen Ansätzen von den amerikanischen Projektleitern die Laderegler für Solar Home Systems in einer eigenen Norm behandelt werden, ansonsten die Anforderungen an die Laderegler zu stark durch die Sicherheitsvorschriften im Netzverbundbereich belastet wird. Insbesondere wäre eine solche Norm für Anwender in Entwicklungsländer kaum sinnvoll anwendbar, und auch sehr teuer in der Anschaffung.

Im Bereich "PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval" wurde ein wichtiges Dokument erarbeitet. In der Vernehmlassung wurden rund 250 Kommentare eingebracht, und diese wurden von der Arbeitsgruppe in den Entwurf eingebettet. Dieses Dokument könnte nach Meinung des Autors eine der wohl wertvollsten Normen, welche die WG3 erarbeitet hat, sein. Es geht um ein Testverfahren, wo die Performance von Solar Home Systemen ausgemessen werden kann. 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 Abnahme in einem rund 4 wöchigen Performance 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 durchgetestet wurden. Dabei wurden jeweils drei industrielle Kits von grösseren Anbietern bei allen Testinstituten nach den neuesten Normenvorschriften durchgemessen, und allfällige Unstimmigkeiten wurden in der nächsten überarbeiteten Norm wieder berücksichtigt. Das nun vorliegende Verfahren wurde als Normentwurf (Committee Draft, CD) den Nationalkomitees zur Vernehmlassung zugestellt. Im Besten Falle dürfte diese Norm noch im nächsten Jahr zur Schlussfassung und Veröffentlichung gelangen.

- *"Equipment and safety specifications for direct-coupled PV pumping systems. 82/239/NP and 82/246/RVN.*

Diese Norm wurde bereits weitgehend im Entwurf fertiggestellt und gelangte zur Abstimmung. Alle stimmberechtigten Mitglieder stimmten der Norm zu, unterstützen das Vorhaben aber nicht mit der

Nomination von Experten, worauf das Vorhaben nicht angenommen wurde. Nachdem nun verschiedene Länder ihre Mitarbeit an der Normenarbeit zugesichert hatten, kann die Norm nun von der Arbeitsgruppe verbessert und zur Abstimmungsreife zu bringen. Das Projekt wurde und wird besonders von Siemens gefördert. Immerhin stehen Projekt an, wo in den nächsten Jahren Tausende von PV pumping systems installiert werden sollen. Und es kann nicht Aufgabe der Weltbank sein, selber die Normen schreiben zu müssen. Allerdings urden im Jahre 2001 in dieser Norm wenig Fortschritt erzielt.

- *Planning for upcoming mandated maintenance updates for previously published WG3 documents*
 - In diesem Zusammenhang wurde die Norm Utility interface neu überarbeitet. Dort geht es um die Definition der Anforderungen, welches ein utility interface haben muss. Diese ist zur Zeit in der Abstimmung.
 - (i.e. On site measurement on I-V characteristics, IEC 61829).
Dies 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 aus 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 einfach. Die Temperaturmessung macht die Norm komplizierter und schwerer verständlich.
- *IEA Comment on IEC 61724 PV System performance monitoring.*

Auf Anregung der IEA wird dieses Verfahren nochmals kontrolliert. Dabei ergeben sich vor allem Unstimmigkeiten in der Auslegung der Systemboundaries, welche Energieanteile dazu zu zählen sind. Es wird abgeklärt, ob es sich um eine Fehlinterpretation, oder einen Fehler in der Formulierung handelt. Anzustreben ist, dass die Experten der IEA sich auf diese normierte Messverfahren abstützen.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die Ausarbeitung von IEC Normen ist per Definition auf internationale Zusammenarbeit und Konsensfindung ausgelegt. Die Normen werden durch Ihre Publikation praxisrelevant. In der EU sowie in der Schweiz werden die IEC Normen nach einer Vernehmlassung und Abstimmung in den allermeisten Fällen übernommen.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Ein wichtiges Meeting ist jeweils das alle rund 18 Monate stattfindende Technical Committee Meeting. Dort werden strategische Entscheidungen bezüglich der Arbeiten, der Projekte (welche Normen) und Diskrepanzen bei den technischen Fragen ausdiskutiert. Das auf November 2001 festgelegte Technical Committee wurde wegen den Turbulenzen nach den Attentaten in den USA auf April 2002 verschoben, womit einige wichtige Entscheidungen rund 5 Monate herausgeschossen werden.

Wie in dem einleitenden Abstrakt ausgeführt, sind Normen zusehends ein wichtiges strategisches Element im weiteren Wachstum der Branche, und die Normenarbeit kann dieser Anforderung zur Zeit leider nur ungenügend entsprechend.

Erschwerend ist Zweifellos, dass Normenarbeit beschwerlich und unentgeltlich durchgeführt wird, und die Meisten Experten in Tagesgeschäfte verwickelt sind, die einer zügigen Arbeit hinderlich ist. Fortschritte werden an den jeweiligen Arbeitssitzungen gemacht, die im Schnitt drei Tage dauern, und wo mit Konzentration an den Normen gearbeitet wird. Nach Meinung des Autors ist es zudem hinderlich, das innerhalb des TC82 eine Vielzahl von Arbeitsgruppen gebildet wurden, welche ein Verzetteln der Kräfte bewirkt, da in vielen dieser Arbeitsgruppen auch immer die gleiche Experten arbeiten. In dieser Richtung muss sich das TC82 sicher wieder besser auf wesentliche Arbeiten konzentrieren, für die im Markt zur Zeit ein Bedarf besteht. Nach Ansicht des Autors ist hier das TC82 von der Zielgeraden etwas abgekommen.

Für die Schweiz von Bedeutung ist sicher, dass die vom TC64 ausgearbeitete Norm für PV in Buidling nach in Kraftsetzung Auswirkungen haben wird, und die aus dem Jahre 1991 stammende prov. Sicherheitsvorschrift ersetzen wird. Ein genauer Fahrplan ist noch nicht bekannt, aber es dürfte wohl in den nächsten 12 Monaten erfolgen, vielleicht auch rascher. Das TK 82 wird sich dabei mit den Folgen auseinandersetzen müssen – die neue Norm wird Lücken zum Blitzschutz, zur Erdung und anderen Teilen aufweisen, die noch zusätzlich definiert werden müssen. Zudem wird eine Schulung interessierter Experten in der PV Branche sinnvoll und notwendig sein, weil die neue Norm etwas komplizierter in ein schon bestehendes Regelwerk eingebettet ist. Für eine zukünftige grossmassstäbliche Umsetzung, bei der die Elektriker einen wichtigen Beitrag werden leisten können und müssen, ist dieser Schritt allerdings nach Meinung des Autors zu begrüßen.

Referenzen / Publikationen

Relativ umfangreiche Listen von Normen die entweder publiziert oder in Arbeit sind. Aufrufbar unter www.iec.org oder erhältlich beim Autor.

Für ein besseres Verständnis sei folgende Abkürzungsliste wiedergegeben, die den Einstieg in die Datenbank erleichtert:

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
INF	
SPS	
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
n. app.	Not approved

Die Dokumente sind entsprechend ihrem Bearbeitungsstand so charakterisiert. So drückt zum Beispiel ein NP (oder oft auch noch NWIP) den Zustand einer Norm aus, wo sie offiziell von der Working Group mit Absegnung der Nationalkomitee's als Normarbeit aufgenommen wird.

Annual Report 2001

Guarantee of Solar Results for Grid-Connected-Photovoltaic-Systems 'GRS-PV'

Author and co-authors	Christian Meier, Roland Frei
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	29946 / 69842
Duration of the Project (from – to)	July 1999 – January 2001

ABSTRACT

The installation of 500.000 grid-connected PV systems needs a contractual framework that ensures high-quality, high guarantee PV systems. Once properly established the GRS-PV model can provide this framework for PV systems ranging from AC-modules to multi megawatt systems. The GRS-PV concept is easily understandable and convincing for investors. For a further utilisation mainly installers hesitate to do so as it was not clear on how to determine the costs and measures connected with certain guarantees.

The main objective of this project is the validation of the GRS-PV concept. The first step was the establishment of a mutually agreed structure on aspects impacting the quality of PV-systems. In addition, an assessment of would-be benefits for a contractual agreement between PV-installer and PV-investor was created.

In a second step the would be benefits and the possible implementation of the concept in new projects with interested companies will be addressed. Following the development of the model in previous GRS-contracts, and the first attempts to apply the model in projects, the concept shall be validated, in particular the cost effectiveness and its appropriateness for PV industry. This task will be realised in close cooperation with specialised companies and projects which want to utilise the GRS-concept. It is expected that a validated GRS-PV concept will have a positive impact on the deployment of PV systems. In the reporting period 2001, the project documents were finalized and the project determined.

1 Projektbeschreibung und Projektziele

Das technische Risiko ist, neben den Kosten, ein wesentliches Hindernis für eine verbreiterte Nutzung der Photovoltaik. Mit einer Übernahme von Garantien durch die Anbieter würde gleichzeitig die Qualität der Systeme und das Vertrauen der Käufer in die Produkte steigen. Damit könnten wesentliche Hindernisse für die Erweiterung des PV-Marktes abgebaut werden.

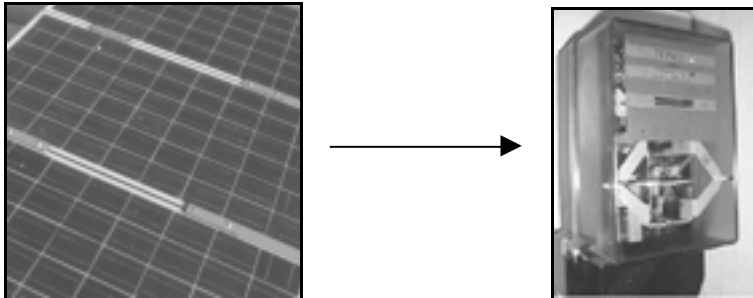


Bild 1. Stimmt der Ertrag? GRS kann helfen, diese Frage zu strukturieren.

Durch die Garantie wird das Vertrauen der Kunden in Produkte und Dienstleistungen gestärkt. Dieses Werkzeug ist besonders wirksam im Falle von teuren Produkten, welche – wie zum Beispiel Photovoltaiksysteme – mit einem hohen Anspruch an Zuverlässigkeit verknüpft sind. Um die weit verbreitete Skepsis gegenüber dem technischen Stand und der Zuverlässigkeit von Photovoltaik-Anlagen abzubauen, soll ein Ansatz untersucht werden, der über die Garantie der einzelnen Systemkomponenten hinaus die Funktion des Gesamtsystems garantieren soll.

2 2001 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Das Projekt wurde Anfang 2001 abgeschlossen. Die Abschlussarbeiten beinhalteten die definitive Erstellung des Schlussberichtes, die Präsentation in der Fachpresse und vor Fachpublikum sowie die Plazierung eines Vertragsentwurf/Mustervertrag über die Garantie des Energieertrags einer Solarstromanlage in deutsch auf dem Internet unter www.energieburo.ch als Format PDF für Acrobat Reader.

Der unverbindliche Vertragsentwurf kann von jedermann genutzt werden. Bei Nutzung ist eine anonymisierte Kopie des realisierten Vertrages bitte an energieburo® zu senden. Diese Rückkopplung soll der möglichen Weiterentwicklung des Vertragsentwurfs dienen. Die Verfasser und die Auftraggeber haften in keiner Weise für die Folgen aus der Verwendung dieses Vertragsentwurfes. Da im Einzelfall die persönlichen Umstände sehr variieren können, empfehlen wir u. U. die Hinzuziehung einer Fachperson.

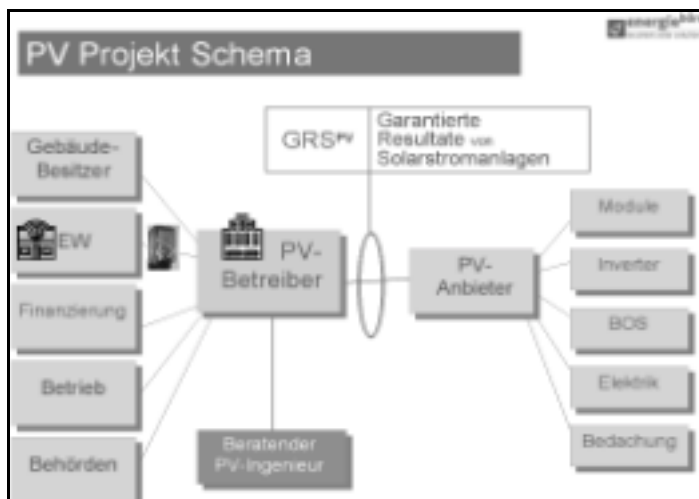


Bild 2. Darstellung des definitiven Projekt-schemas für die Umsetzung von GRS-Verträgen zwischen PV-Betreiber und PV-Anbieter.



Bild 3. Vertragsentwurf/ Mustervertrag über die Garantie des Energieertrags einer Solarstromanlage in deutsch. Dieser kann via Internet auf www.energieburo.ch werden im Format PDF für Acrobat Reader heruntergeladen. Dieser unverbindliche Vertragsentwurf kann von jedermann genutzt werden.

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

Es wurden mit folgenden Firmen/Organisationen Kontakte gepflegt:

- Anlageinstallateure und Planungsbüros
- Solar-Finanzierungsgesellschaften und -genossenschaften
- Verbände im Bereich Solarenergie und öffentliche Hand
- Solarfirmen in Deutschland, Holland und Frankreich

4 Allfälliger Transfer von Ergebnissen 2001 in die Praxis

GRS wurde im Rahmen von Realisierungen von Solarstromanlagen in der Schweiz intensiv diskutiert und mehrfach angewendet, u.a. auch mit dem Mutterhaus eines international tätigen Modulherstellers.

5 Perspektive für 2002

Die Projektarbeiten wurden per 2001 abgeschlossen.

6 Publikationen 2001

- Schlussbericht GRS
- wissenschaftlicher Beitrag EU-PV-Konferenz München
- Jahresbericht 2001
- ERFA-Tagung SOFAS mit Publikation Kurzfassung des Prinzipes GRS

Dieses Projekt wurde unterstützt durch:

Bundesamte für Energie Kanton Basel-Stadt

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

Zürich, Dezember 2001

Christian Meier

Annual Report 2001

HORIZsolar II – Validating, improvement and accommodation of the horizon-take-up product to practical fitness

Author and co-authors	Roland Frei, Christian Meier
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	35547 / 75306
Duration of the Project (from – to)	September 2000 – December 2001

ABSTRACT

HORIZsolar II is the advancement of the new 360°-panorama-tool and the picture-handling software (for the photometric determination of the horizon $\hat{C}$ com. HORIZsolar I) to the practice fitness.

Starting from the winter 2000/01 the software horiZON was revised completely and was improved. The final version horiZON v2.0 is available on the market since middle of November 2001. In the 2nd Half-year of 2000 the prototype III was developed and a first small series of 30 copies (panoramaMASTER) were produced in 2001.

The market-suited product satisfy the request at the functionality and customer friendliness. In accordance with evaluation the basic usefulness of the tool is recognised and appreciated by solar engineers and some architects.

The new work tool set horiZON software and panoramaMASTER camera tool has been found popular and helpful to improve accuracy in planning and analysis, to visualise presentations and work as a sales argument for potential customers.

1 Projektziele 2001

Nachdem 2000 bereits neue Ideenskizzen für einen Prototyp III des Horizontaufnahmegerätes panoramaMASTER entwickelt worden sind, und die bestehende Software v1.0 im Rahmen einer ersten Diplomarbeit mit der kompletten Überarbeitung, unter Miteinbezug von interner und externer Validierungen, begonnen worden ist, wurden die Ziele für das Jahr 2001 wie folgt gesteckt:

- Herstellung Prototyp III des Horizontaufnahmegerätes (panoramaMASTER), Verfeinerung und Produktion einer ersten Klein-Serie, inkl. Funktionalitäts- und Design-Verbesserungen hin zur Praxistauglichkeit
- Weiterentwicklung der Prototyp-Software horizON v1.0 zu einer praxistauglichen Bildbearbeitungs-Software, beinhaltend eine Modularisierung und nutzerspezifische Unterteilung der Software, die Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit und die Sicherstellung der Funktionalität.

Beide Ziele wurden erreicht. Der Status der Entwicklung des Produktes hat das Stadium der Marktauglichkeit erreicht.

2 Ausgangslage

Die Entwicklung eines Gerätes zur zeitgemässen und exakten Aufnahme des Horizontes, gemäss Antrag HORIZsolar I vom 21. Oktober 1998 bzw. Nachtrag HORIZsolar I vom 28. September 1999, war erfolgsversprechend geglückt (Cf. vgl. Jahres- bzw. Schlussbericht HORIZsolar I des Jahres 2000).

Erste Feedbacks der Beta-Version der entwickelten Software horizON zeigten die grundsätzliche Nützlichkeit des Tools und liessen qualitative Verbesserung gegenüber den bisherigen Methoden vermuten. Der Status der Entwicklung zeigte aber die für einen Prototypen der ersten Generation typischen Lücken auf.

Ziel von HORIZsolar II war es, das umfangreich erarbeitete Potential auszunützen und umzusetzen, damit ein praxistaugliches und professionelles Produkt entwickelt werden konnte, welches die noch bestehenden Defizite ausschliessen konnten.

Damit sollten die bereits getätigten Investitionen Früchte tragen: Anstatt auf einer erfolgsversprechender Basis stehen zu bleiben, sollte mit diesem Folgeprojekt der Solarbranche ein professioneller Nutzen bereitgestellt werden. Dadurch sollte sich die manuelle Horizontbestimmung – ein Unsicherheitsfaktor der Solarplanung in Bezug auf die Abgabe von Ertragsgarantien – ersetzen lassen.

3 Projektstand

HORIZsolar II wurde im Dezember 2001 abgeschlossen. Bis zum heutigen Zeitpunkt wurden bereits mehr als die erste Klein-Serie von 30 panoramaMASTER inkl Software (horizON v1.0 & v2.0) vertrieben. Die neue Software horizON v2.0 ist Mitte November 2001 auf den Markt gekommen und wird neuerdings ebenfalls durch einen deutschen Partner vertrieben.

4 2001 geleistete Arbeiten und die daraus resultierenden Resultate

4.1.1 Entwicklung und Umsetzung Prototyp III

Der Prototyp III wurde aus dem Prototyp II mit einem Produkte-Designer weiterentwickelt. Aus 3 verschiedenen Lösungsvorschlägen wurde einer aufgrund Funktionalität und Design mit einem Feinmechaniker weiterentwickelt und in einer ersten Kleinserie von 30 Stück umgesetzt.

Der Prototyp III besteht wie der Prototyp II aus einem drehbaren (Vierkantrohr) und einem fixierbaren Teil (Rundstange), mit integrierter Rasterung mittels eines federnden Druckstückes. Der fixierbare Teil der Drehvorrichtung wird auf das Stativ befestigt. An den drehbaren Teil wird die Kamera horizontal

bzw. vertikal befestigt. Mittels einer integrierten Libelle wird die Drehvorrichtung horizontal ausgerichtet. Die Kamera wird nun im Kreis von einem Einrasterungspunkt zum nächsten Einrasterungspunkt um die eigene Achse gedreht, wobei bei jedem Einrasterungspunkt eine Photographie gemacht werden kann.



Foto 1 Weiterentwickelter Prototyp Nr. III (panoramaMASTER)

Die Rasterung sieht Winkelabstände von 20° vor.

Validierung:

Der Prototyp III erfüllt die geforderte Funktionsfähigkeit für horizontal wie vertikal ausgerichtete Aufnahmen. Der Prototyp III ist im Vergleich zum Prototypen II leicht grösser, wobei er jedoch immer noch sehr handlich ist und in jede Fotoausrüstung passt. Geneigte Aufnahmen sind bewusst ausgeschlossen worden, da geneigte Verzerrungen im entwickelten Computerprogramm horizON v2.0 nicht berücksichtigt werden können. Die technische Umsetzung und das Design wurde so überarbeitet, dass der Prototyp III als das Produkt panoramaMASTER den Funktions- und Anwendungsansprüchen vollauf genügt.

4.2 Weiterentwicklung der Software horizON – von v1.0 zu v2.0

Die Software horizON v1.0 wurde aufgrund der internen und externen Validierung in einem fließenden Dialog zwischen Studenten, Fachkräften und den Projektverantwortlichen zu der Version horizON v2.0 weiterentwickelt. Die Zielvorgaben wurden zum grössten Teil im Rahmen einer Diplomarbeit erfüllt. Zur Lösung spezifischer Probleme wurden externe Fachkräfte hinzugezogen. Eine kostenlose Demo-Version der Software horizON v2.0 ist unter http://www.energieburo.ch/fr_produkte.htm erhältlich. Eine komplette Anleitung auf deutsch oder englisch – je nach Spracheinstellung des installierten Betriebssystems – ist unter dem Help-File im Programm horizON v2.0 zu finden. Die Kurzanleitung und das Handbuch ist unter http://www.energieburo.ch/fr_produkte.htm downloadbar.

Charakteristika & Möglichkeiten der Software horizON v2.0:

- Einladen von digital vorliegenden Fotografien

- Definition der eingeladenen Bilder (Grösse, Objektiv udgl.)
- Drehmöglichkeit der eingeladenen Bilder (90°-Drehungen)
- Manuelle Überlappung der synonymen Bildausschnitte
- Schneiden und Zusammenfügen der überlappenden Bildausschnitte bis zu einem 360°-Panorama
- Automatische Horizont-Kalkulation unter Berücksichtigung verschiedener Parameter
- Jahres-Sonnenbahnen für jeden Standort auf der Welt, inkl. Stundenanzeige
- Möglichkeit, den Horizont als Export-File abzuspeichern und in folgender Software zu importieren: METEONORM, POLYSUN, PV-SYST, T-SOL, PV-SOL, SUNORB und SOLARPATH
- Exaktere Berechnungsgrundlagen und automatischen Teilentzerrungen
- Einfachere & benutzerfreundlichere Programmführung
- Exportfunktion für alle Bilder, Sonnenbahnen, Horizonte udgl.
- Druckfunktion für Panorama-Bilder, Sonnenbahnen und Horizont
- Deutsche Version erhältlich

Validierung:

Ausserhalb der Diplomarbeit wurde eine erste Rohversion von horizON v2.0 weiterentwickelt und verbessert, damit die definitive Version möglichst fehlerfrei arbeitet. Die Version horizON v2.0 ist marktauglich und eignet sich für Solarplaner wie für Architekten.

Folgende Punkte wurden betr. Funktionalität & Kundenfreundlichkeit gegenüber horizON v1.0 deutlich verbessert bzw. behoben:

- Spektrum der Exportformate
- Vereinfachte Benutzer-Ebene
- Berechnungsgrundlagen
- Entzerrung allfälliger Vertikalverschiebungen
- Allgemeine Print-Option
- Sonnenbahnen inkl. Stundenanzeige
- Deutsche Version

Folgende Punkte wurden bewusst nicht umgesetzt:

- Modularisierung von horizON v1.0 in panoramaSTITCHER v2.0 und horizON v2.0
- Teilautomatisches Zusammenfügen der Einzelbilder.
- Entzerrung geneigt aufgenommener Bilder.

5 Perspektiven für die Zukunft

Aufgrund den geführten Gesprächen mit Fachkräften und Vertriebspartnern liegt die Zukunft von horizON v2.0 langfristig im ‚Bundlen‘ diverser Software. Benutzer von Simulations-Software sind in der Regel daran interessiert möglichst viele Funktionen und Anwendungen in einer einzigen Software vorzufinden – einerseits aus finanziellen Gründen, andererseits infolge der Schnittstellen-Problematik.

6 Publikationen / Veröffentlichungen

6.1 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition in Munich, 2001

Das Projekt HORIZsolar wurde in der Postersession der Konferenz vorgestellt. Das Interesse am Thema war gross und es konnten nützliche Erkenntnisse bezüglich neuen Vertriebskanälen gewonnen werden.

6.2 Deutsche PV-Konferenz in Staffelstein, 2001 / Nationale PV-Konferenz in Neuenburg, 2000

Das Arbeits-Tool HORIZsolar wurde im Rahmen der Ausstellungs-Plattform an der Deutschen Photovoltaik-Konferenz in Staffelstein, 2001 und an der Nationalen Photovoltaik-Konferenz in Neuenburg (CH), mittels Laptop-Animation (Power-Point-Präsentation) dem Fach-Publikum präsentiert.

Annual Report 2001

Feasibility Study PV installation football stadium Wankdorf

Author and co-authors	Thomas Hostettler
Institution / company	Ingenieurbüro Hostettler
Address	Hochfeldstrasse 113, Postfach 30, CH-3000 Bern 26
Telephone, Fax	++4131 302 62 26 / ++4131 302 62 27
E-mail, homepage	Hostettler_Engineering@Compuserve.com
Project- / Contract -Number	38268 / 78044
Duration of the Project (from – to)	July 2000 – December 2001

ABSTRACT

The dimensioning of big photovoltaic installations ($P > 100$ kWp), based on cristalline silicon and the rules for a good integration into the skin of the buildings are well-known today and used successfully. But in one field, experiences are still not made: The electrical and mechanical dimensioning of big PV installations based on Thin-Film-Cells, for example amorphous silicon odr CIS (Copper-Indium-Diselenide).

The goals of this feasibility study are as follow:

- Clarification the feasibility of big PV installations based on amorphous silicon
- Starting-help for negotiations with Investor, Energy-distributor and Building-owner
- Collect experience by Up-Sizing PV installations based on Thin-Film-Cells
- Demonstrate this new technologies at many people

The next table shows the results of the electrical and mechanical dimensioning for 5 different variants:

Nr.	Variant	Technology	Installed power [kWp]	Yield [MWh/a]	Costs [kFr.]	Energy-price [Fr./kWh]
1	REFERENZ	c-Si (mono)	1'220	1'073	16'300	1,40
2	MILLENIA	a-Si (Tandem)	510	454	6'600	1,40
3	MODULVERBUND	a-Si (Tandem)	460	411	9'500	2,20
4	SCHINDEL	a-Si (Triple)	570	514	9'500	1,75
5	MIKROMORPH	a-Si / μ c-Si (hybrid)	830	748	13'400	1,65

Two questions are still open at the moment: One of them is the behavior of the temperature in the wing-profile, the other is the elctrical behavior of the Thin-Film-Cells in backward. This questions will be answered in the detail-dimensioning.

With the results of this feasibility study the discussions with Investor, Energy-distributor and Building-owner can start with a new round to reach contracts for energy-selling and roof-using. To realize a big PV-installation with Thin-Film-Cells would be a signal, that demonstrate the big potential of these kind of technology.

Einleitung

Die Dimensionierung von grossen Photovoltaik-Anlagen ($P > 100 \text{ kWp}$) auf der Basis von kristallinem Silizium ist heute gut bekannt. Ebenso sind die Regeln für eine gute Integration in die Gebäudehülle bekannt und werden erfolgreich angewendet. Was fehlt, sind Erfahrungen in der elektrischen und mechanischen Dimensionierung von grossen Photovoltaik-Anlagen auf der Basis von Dünnschichtzellen, also zum Beispiel amorphes Silizium oder CIS.

In der Schweiz werden in den nächsten Jahren etliche Fussballstadien neu gebaut. Als erstes davon wurde in diesem Jahr das St. Jakobsstadion in Basel eröffnet. Diese Stadien weisen alle grosse Dachflächen auf, die photovoltaisch genutzt werden können. Es bietet sich hier eine gute Chance, solche Erfahrungen zu sammeln. An einem konkreten Beispiel sollen diese Fragen geklärt werden.

Projektziele

Mit den Arbeiten sollen vor allem die folgenden Ziele erreicht werden:

- Abklärung der Machbarkeit grosser PV-Anlagen mit amorphem Silizium (a-Si)
- Anschubhilfe für die Vertragsverhandlungen zwischen Investor, Energieverkäufer und Bauherrschaft
- Erfahrungsgewinn für das Up-Sizing von Anlagen mit Dünnschichttechnologien
- Demonstrationswirkung der neuen Technologien an prominenter Stelle

Kurzbeschreibung des Projekts

In der Berner Allmend entsteht bis im Jahre 2004 das Wankdorfstadion III. Das erste Stadion entstand 1925 und überlebte „nur“ ein Vierteljahrhundert, denn im Herbst 1949 wurde das Stadion II an der gleiche Stelle eingeweiht. In diesem Stadion wurden legendäre Fussballspiele wie der WM-Match Deutschland gegen Ungarn 1954 ausgetragen (Er endete mit einem 3:2 Sieg Deutschlands).

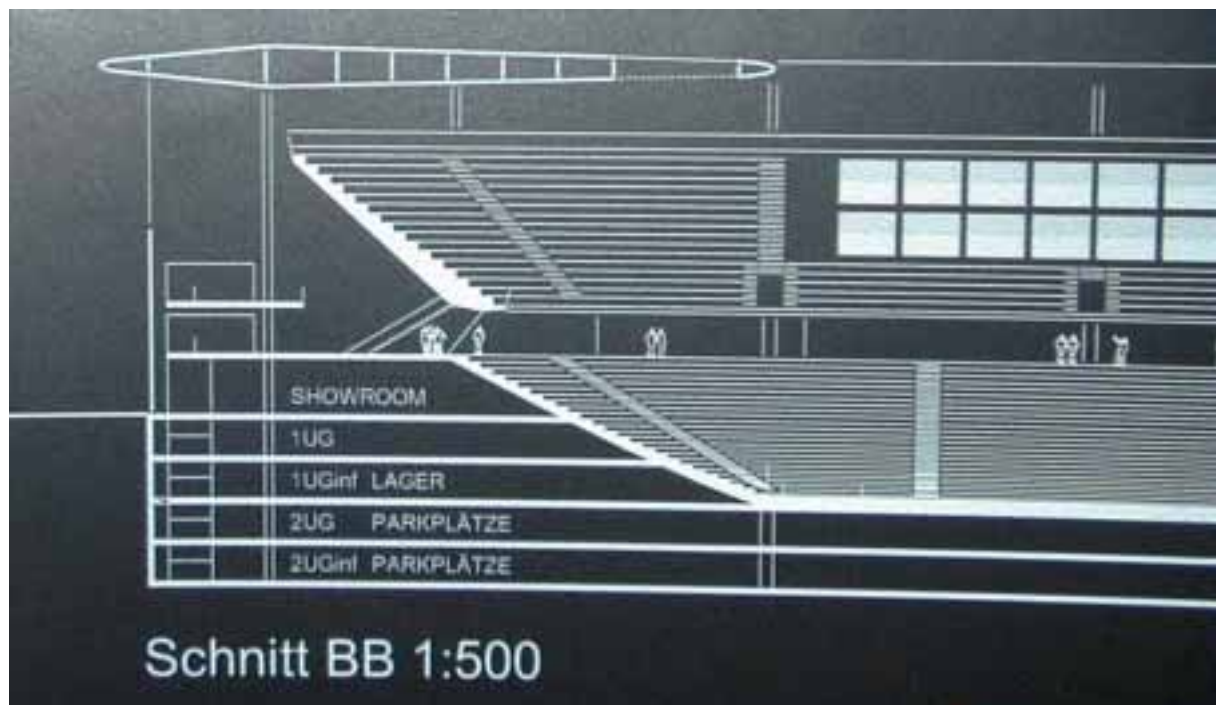
Die ersten Planungen für den Neubau Stadion III erfolgten in den Jahren 1977 und 1986. Das heutige Projekt ging aus einem Architekturwettbewerb hervor, der im Juni 1998 startete und als Siegerprojekt „Wankdorf Mitte“ erklärte.

Die fast gleichzeitige Bekanntgabe der Lancierung der Ökostrombörse für die Stadt Bern und die Bekanntgabe eines Architekturwettbewerbes für den Neubau des Fussballstadions bewogen die Autoren schon 1997 dazu, das Gespräch mit dem Generalunternehmer zu suchen, um eine photovoltaische Nutzung zu ermöglichen.

Unabhängig davon lancierte die Umweltorganisation Greenpeace im Frühling 2000 die Idee der solaren Sportstadien. In einer Potentialstudie schätzten sie die Möglichkeiten für die Stadion St. Jakob und Wankdorf etwas genauer ab.

In der Projektüberarbeitung im Verlaufe des Jahres 2000 konnten die Autoren erreichen, dass eine Fläche von gut $11'500 \text{ m}^2$ für die Nutzung von Sonnenenergie ausgeschieden wurde.

Das neue Stadion W-Dream 2 umfasst in den Untergeschossen ein Einkaufszentrum mit Parkhaus, im Erdgeschoss das eigentliche Stadion sowie weitere Räumlichkeiten. In einem parallel liegenden Trakt sind Büros untergebracht. Das Dach ist sehr prägnant als Flügelprofil ausgebildet, wie die nachstehende Abbildung zeigt.



Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Alle im Projektgesuch aufgeführten Fragestellungen wurden bearbeitet und abgeschlossen. Dabei wurden Fragen zu den folgenden Bereichen untersucht:

- Evaluationen von Produkten und Herstellern
- Elektrische und mechanische Grobdimensionierung
- Projektabwicklung, Qualitätssicherung und Wirtschaftlichkeit

Erfreulicherweise konnte mit diesen Arbeiten gezeigt werden, dass eine Erstellung von grossen Photovoltaik-Anlagen auf der Basis von Dünnschichtzellen in einem breiten Spektrum möglich und heute wirtschaftlich realisierbar ist. Für vier verschiedene Produkte auf der Basis von amorphem Silizium (eines davon kombiniert mit mikrokristallinem Silizium) wurde eine mechanische und eine elektrische Grobdimensionierung vorgenommen. Als Vergleich wurde eine Referenzvariante auf der Basis von monokristallinem Silizium gegenübergestellt.

Die wichtigsten Grössen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Nr.	Variante	Technologie	Installierte Leistung [kWp]	Ertrag [MWh/a]	Kosten [kFr.]	Strom-Preis [Fr./kWh]
1	REFERENZ	c-Si (mono)	1'220	1'073	16'300	1,40
2	MILLENNIA	a-Si (Tandem)	510	454	6'600	1,40
3	MODULVERBUND	a-Si (Tandem)	460	411	9'500	2,20
4	SCHINDEL	a-Si (Triple)	570	514	9'500	1,75
5	MIKROMORPH	a-Si / μ c-Si (hybrid)	830	748	13'400	1,65

Alle Angaben basieren auf Richtpreisen und enthalten weder Mehrwertsteuer noch Förderbeiträge.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Alle Arbeiten gemäss Projektgesuch konnten im Jahre 2001 abgeschlossen und die gesteckten Ziele erreicht werden. Im Verlauf der Arbeiten sind wie zu erwarten war, weitere Fragestellungen aufgetaucht, die im Rahmen einer Detailprojektierung detaillierter untersucht werden müssen.

Die offenen Fragen stellen sich in zwei Bereichen: Es handelt sich einerseits um das Temperaturverhalten im Flügelprofil, das aufgrund der bisherigen Untersuchungen erst unbefriedigend erklärt werden kann. Andererseits bestehen noch Informationslücken im elektrischen Verhalten von Solarmodulen auf der Basis von amorphem Silizium. Im Speziellen betrifft dies das Verhalten, wenn das Modul rückwärts betrieben wird (Betrieb in Sperrichtung mit Durchbruchverhalten).

Mit den erarbeiteten Grundlagen kann nun wieder das Gespräch mit Investor, Energieverkäufer und Bauherrschaft gesucht werden. Diese Abklärungen können als Basis für Vorverträge im Bereich Energieabnahme und Dachnutzung dienen. Einer Realisierung käme grosse Signalwirkung zu, weil damit eindrucksvoll gezeigt werden kann, dass auch grosse Photovoltaik-Anlagen auf der Basis von Dünnschichtzellen heute realisierbar sind. Einen Eindruck vermittelt die folgende Fotomontage:



(© Greenpeace)

Referenzen / Publikationen

Es wurden noch keine Arbeiten publiziert.

Annual Report 2001

Integration von kombinierten PV- und thermischen Kollektoren in Gebäudesystemen

Author and co-authors	Sven Kropf
Institution / company	ETH Zürich
Address	ETH Zentrum, LOW C4, 8092 Zürich
Telephone, Fax	Tel. 01 632 54 46
E-mail, homepage	kropf@hbt.arch.ethz.ch , www.airflow.ethz.ch
Project- / Contract -Number	55 300010 / 80 065
Duration of the Project (from – to)	1.1.2001 - 31.3. 2003

ABSTRACT

The project's main target is to optimise the ventilation of PV shingle roofs and façades for co-generation of electrical and thermal energy (warm air). Studies concerning the accurate use of the produced energy are a part of this project.

In 2001, measurements on a 1:1 model mounted on the roof of the Technical School of Engineering and Architecture, in Luzern, Switzerland, confirmed previous measurements carried out in the laboratory. The measurements in progress will be completed in Spring 2002.

The first small project, based on the measurements mentioned above, will be realised in 2002. It is a multifunctional PV roof (13 m²) for the combined generation of electrical and thermal energy, integrated in the roof of a summer house. The thermal energy is used to supply an air/air heat pump which produces hot water.

On the basis of different simulations and tests, the combination of building integrated, ventilated PV systems and air/air heat pumps seems promising. In collaboration with national and international institutes, some reference systems will soon be defined to determine the maximal attainable performance.

Projektziele

Die Integration der Photovoltaik Elemente in die Gebäudehülle ist notwendig für die grossmassstäbliche Solarstromproduktion. Die dabei anfallende Wärme soll aus technischen Gründen abgeführt werden, was günstige Synergien mit der Wärmenutzung für das Gebäude ermöglicht.

Aufgrund der Charakteristik der anfallenden Wärmegewinne sollen geeignete Nutzungsarten für den Wärmehaushalt des Gebäudes definiert werden. Die als günstig erkannten Nutzungsarten können Rückwirkungen auf die Optimierung des PV/T-Gebäudehüllenteils haben. Generell gilt es, das Gebäudesystem bezüglich des Wärmeübergangs durch Hinterlüftung (effiziente Kühlung der Photovoltaik), des Energieaufwandes zur Hinterlüftung (Ventilatorleistung) und der für den Wärmebedarf des Gebäudes nutzbaren Wärme unter Berücksichtigung der entstehenden Kosten zu optimieren.

Ziele für das Berichtsjahr:

- 1.: Mindestens 3 Referenzsysteme für die **Gebäudesimulationen** definiert und die Art der Warmluft-Nutzung bestimmt.
- 2.: Alle wesentlichen Teile der Gebäudetechnik dimensioniert und ein Referenzsystem ohne PV/T-System mit denselben Komfortansprüchen definiert (Grundlage für die **Kosten-Nutzen-Berechnung**).
- 3.: **Luftströmungssimulationen** begonnen.
- 4.: **Feldversuch** läuft.

Zu 1.:

Es werden Referenzsysteme von anderen Projekten übernommen:

IEA Solar Task 28 definiert 3 Systeme (Einfamilienhaus, Reihenhaushaus und Mehrfamilienhaus) für "Solar Sustainable Housings" und 3 charakteristische Klimaregionen (Stockholm, Zürich und Milano), welche durch eine alpine Station (Davos) ergänzt werden soll.

Das BFE-Projekt "Optimisation d'un stockage de chaleur en dalle active dans un immeuble d'habitation" (DIS 29789) definiert ein Mehrfamilienhaus mit 5 Wohnungen für ein System mit thermoaktiven Bauteilen, Solarkollektoren und Erdwärmespeicher.

Zu 2.:

Dieses Ziel ist auf Ende Dezember terminiert und kann voraussichtlich grösstenteils erreicht werden.

Zu 3. und 4.:

Die Aktivitäten sind im Gang und werden fortgesetzt.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse



Fig. 1: Feldversuch

Vom **Feldversuch** (Fig. 1) liegen erste Resultate vor. Der Wärmegewinn hängt stark vom Luftvolumenstrom der Hinterlüftung ab, welcher flächenspezifisch in m^3 pro Stunde und m^2 PV-Fläche angegeben wird. Zusammen mit der Lufterwärmung (Differenz zwischen Kollektor-Austrittstemperatur und Umgebungstemperatur) erhält man damit den thermischen Ertrag der Komponente.

Auf dem Einstrahlungs-Lufterwärmungs-Diagramm eines sonnigen Tages (Fig. 2) erkennt man eine Hysterese auf Grund der thermischen Trägheit des Systems: Bei Sonnenaufgang sinkt vorerst die Temperaturerhöhung auf negative Werte (weil die Module kurzzeitig kälter sind als die Aussenluft).. Fig. 2 zeigt auch, wie anhand der Messung die Temperaturerhöhung bei $1'000 \text{ W/m}^2$ für einen bestimmten Luftvolumenstrom (einen Tag lang konstant gehalten) bestimmt wird.

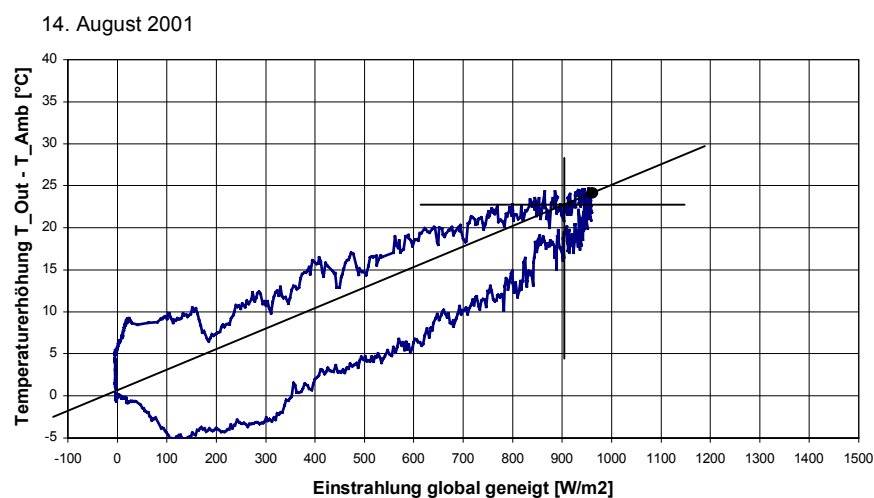


Fig. 2: Messung von Globalstrahlung auf die PV-Fläche und Temperaturerhöhung $T_{\text{out}} - T_{\text{Amb}}$

Die Lufterwärmung nimmt mit zunehmendem Luftvolumenstrom ab:

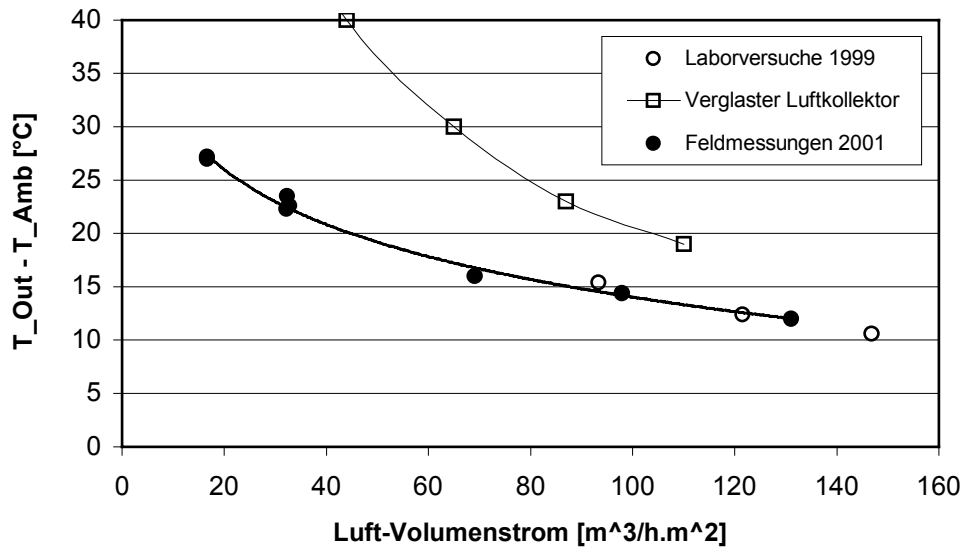


Fig. 3: Messresultate für $1'000 \text{ W/m}^2$ Einstrahlung

In der Grafik in Fig. 3 entsprechen die Resultate aus den Laborversuchen stationären Zuständen. Diejenige aus den aktuellen Feldmessungen wurden wie oben beschrieben (gemäss Fig. 2) bestimmt. Die Werte des verglasten Luftkollektors sind dem *IEA Solar Task 19 "Solar Air Systems"* entnommen.

Nationale Zusammenarbeit

Viele verschiedene Institute werden für das Projekt zu Rate gezogen:

Luftströmungssimulationen: Air&Climate, Intitut für Hochbautechnik, ETH Zürich.

Feldversuch: Prüfstelle HLK (Heizung, Lüftung, Klima), HTA Luzern.

Gebäudesimulationen: Zentrum für interdisziplinäre Gebäudetechnik, HTA Luzern.

Referenzsysteme: Erdwärmespeicher: LEEE-TISO, SUPSI Canobbio.

Wärmepumpen: Institut für Energie, FHBB MuttENZ.

Referenzhäuser: AEU GmbH, Robert Hastings, Wallisellen.

Geplant sind ausserdem neue Kontakte mit Industriepartnern.

Internationale Zusammenarbeit

Referenzsysteme: IEA Solar Task 28 "Sustainable Solar Housing"

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Die Messungen bestätigen die Praxistauglichkeit des Systems. Mit den Feldversuchen und den Luftströmungssimulationen wurde eine Grundlage für eine weitere Optimierung geschaffen. Diese soll in einen engen Zusammenhang mit einer geplanten Nutzung der Warmluft gebracht werden.

Referenzen

- [1] S. Kropf: **Multifunktionale Gebäudehülle: Wetterschutz, PV und Luftkollektor**, Schlussbericht BFE Projekt-Nr. 29943, September 1999.

Annual and Final Report 2001

PV City Guide - Solar Photovoltaic Power in European Cities

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.net@bluewin.ch , http://www.netenergy.ch
Project- / Contract -Number	BBW 99.0569
Duration of the Project (from – to)	01.01.2000 - 31.12.2001

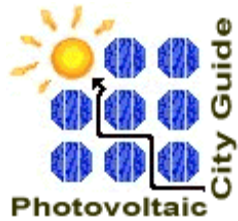
ABSTRACT

Purpose of the work: The objective of the project PV City 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.

Approach: The PV City Guide is being designed for practical use by the target groups in order to facilitate the implementation of future PV projects. Draft guides have been produced after consulting local experts and actors regarding local need. These drafts are being improved through feedback from local and national target groups and consultation in relation to ongoing BIPV projects. The PV City Guide will achieve objectives in terms of contribution to European Union (EU) policies regarding renewable energy systems (RES) and also to community social objectives by attention to local involvement and replicability. PV City Guide partner cities are Barcelona, Basel, Bristol, Brussels, Florence, Gothenburg, Malmö, The Hague and Zurich. By concentrating on the needs of and strong interaction with the defined target audience, the PV City Guide is providing a new approach towards future activities in this field.

Results: An international workshop on Solar Photovoltaic Power in European Cities was successfully held in Basel, Switzerland. The Solar ElectriCity Guide comprises most relevant information, checklists, etc. for the integration of photovoltaics in the urban environment and planning. All this information and more can also be viewed on the project website <http://pvcityguide.energyprojects.net>.

Einleitung / Projektziele



Ziel des Projektes PV City Guide ist es, Akteuren in lokalen und regionalen Behörden und verwandten Berufskategorien (Städte- und Raumplaner, Projektentwickler, Baufachleute) die für sie notwendigen Informationen und Instrumente zur Definition, Evaluation, Planung und Umsetzung von Photovoltaik Projekten in urbanen Zonen in konzentrierter Form bereitzustellen. Das Projekt soll möglichst praxisnahe und bedarfsgerechte Informationen zusammenstellen und diese in Wechselwirkung mit den Zielgruppen erarbeiten.

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 vorliegende Projekt will sowohl die Unterschiede wie die Gemeinsamkeiten für künftige Photovoltaik – Stadtprojekte 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 offiziell per Ende 2001 abgeschlossen. In der Schweiz wurde das Projekt durch das Bundesamt für Bildung und Wissenschaft unterstützt.

Projekthinhalt

Projekthinhalt Inhaltlich konzentriert sich das Projekt auf die folgenden Arbeitsthemen:

1. Technologie, Markt, Potential und Energiebeitrag
2. Stadtdesign, Gebäudedesign und gesetzliche Rahmenbedingungen
3. Finanzierung
4. Projektumsetzung und Qualitätssicherung

Zielgruppen

Die hauptsächlichen Zielgruppen für dieses Projekt sind, in der Reihenfolge ihrer Priorität:

- Akteure in lokalen und regionalen öffentlichen Behörden
- Stadtdesigner, Stadt- und Raumplaner
- Architekten und Projektentwickler
- Private und institutionelle Bauherren

Projektstruktur und -ablauf

Das Projekt wurde in 4 Arbeitsphasen durchgeführt:

1. Endnutzer Diskussion
2. Erarbeitung des Entwurfs zum PV City Guide
3. Testphase und nationaler Feedback
4. Schlusspublikation und internationaler Workshop

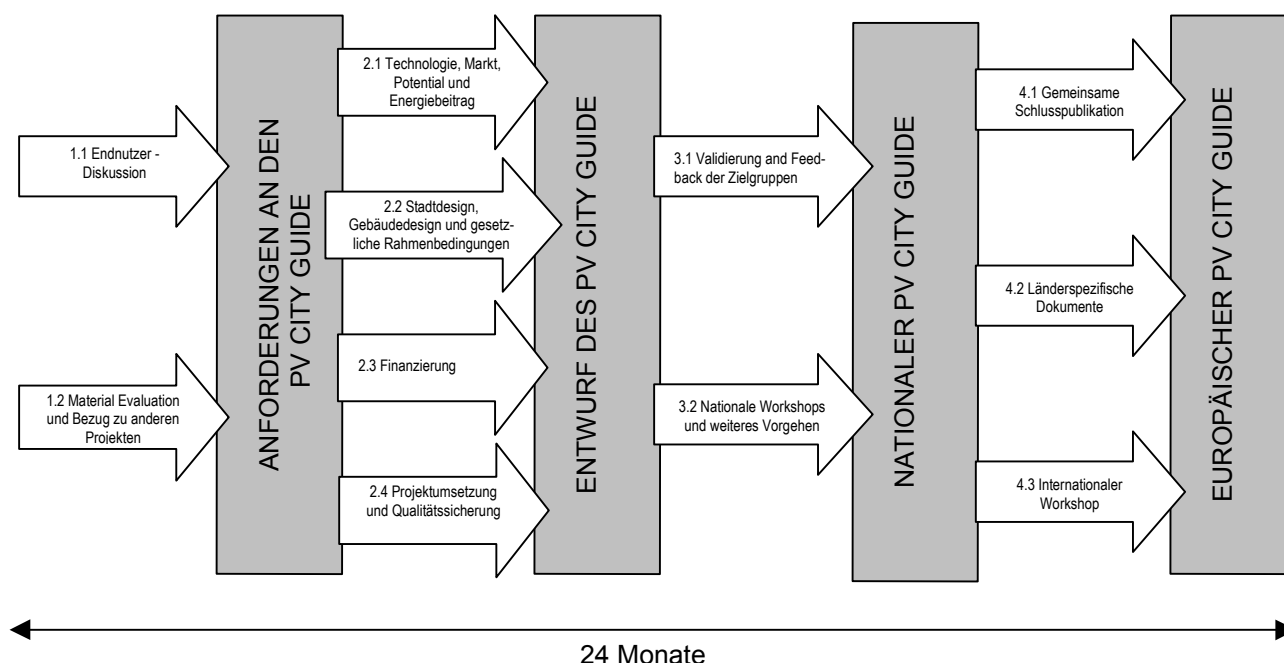


Abbildung 1: Projektstruktur und -ablauf gemäss Projekteingabe Mitte 1999

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Im Mittelpunkt der Projektarbeiten standen der internationale Workshop in Basel vom 21. September 2001 sowie der Abschluss des Solar ElectriCity Guide (Publikation per Ende Januar 2002).

Nach der Ortung relevanter Dokumente und Gesprächen mit Akteuren aus dem Zielpublikum galt es guide-relevante Inhalte zu definieren, strukturieren, konzentrieren und mit Beispielen und Bildern zu illustrieren. VertreterInnen aus dem Zielpublikum haben durch die Projektphasen hindurch die Entwürfe des Solar ElectriCity Guide geprüft und Rückmeldungen gegeben. Schliesslich wurde der Stoff des in acht thematische Kapitel gegliedert:

1. Anwendungsmöglichkeiten der Photovoltaik im urbanen Gebiet
2. Projektmanagement und -beispiele
3. Urbane Strategien und Programme zur photovoltaischen Integration
4. Potenzial des Solarstroms in Städten
5. Städtebau und -entwicklung
6. Solararchitektur im Gebäude
7. Finanzierungsmechanismen
8. Rechtliche Rahmenbedingungen

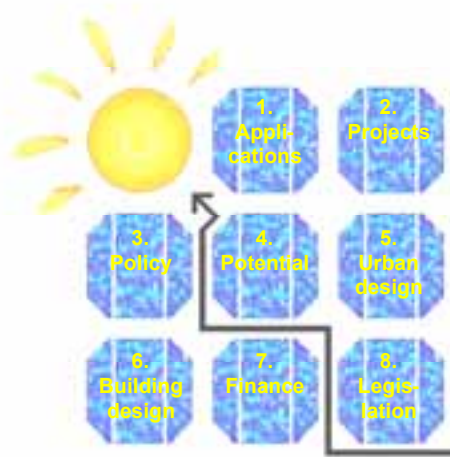


Abbildung: Logo Design und die acht Kapitel des Solar ElectriCity Guide

Der internationale Workshop „Photovoltaic Solar Power in European Cities - European workshop on guidance and practice for photovoltaic implementation in urban areas“ in Basel vom 21. September 2001 stellte einen wichtigen Meilenstein des Projekts dar. Er bot projektbezogen die Möglichkeit, den Solar ElectriCity Guide einem versammelten internationalen Publikum zu präsentieren und ihn an der laufenden Praxis aus der photovoltaischen Umsetzung in urbanen Gebieten zu testen und zu messen. Ein gewichtigeres Ziel des Anlasses war es jedoch, den direkten Erfahrungsaustausch unter den Teilnehmenden aus Europa zu ermöglichen.

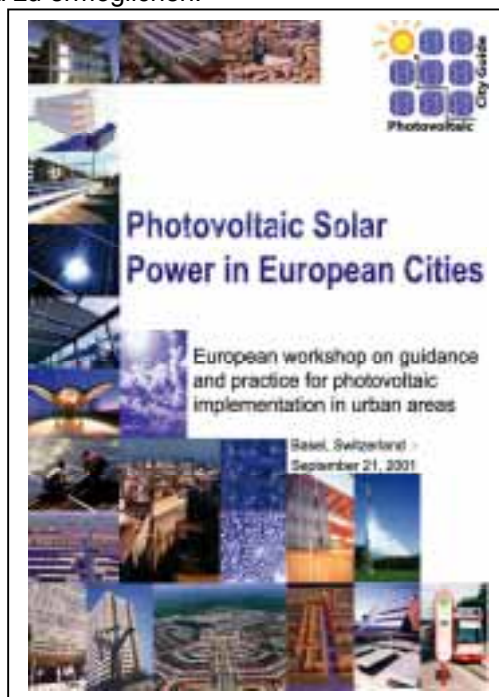


Abbildung: Der internationale Workshop in Basel vom 21. September 2001 im Rahmen der sun21 bot hohe Qualität: rund 20 ReferentInnen aus verschiedenen geografischen und beruflichen Gebieten präsentierten einem internationalen Publikum Ihre Sicht und Erfahrung im Bereich der photovoltaischen Umsetzung im städtischen Bereich dar. Die Beiträge wurden gleichfalls in drei Workshop-Gruppen diskutiert und weiter entwickelt.

Auf der materiellen Ebene stellt das Schlussdokument „Solar ElectriCity Guide“ das Hauptergebnis dar. Der Guide fokussiert auf wesentliche Informationen und anschauliche Beispiele. Er ist absichtlich prägnant gefasst und enthält viele Illustrationen, damit er ein breiteres Publikum ansprechen kann.

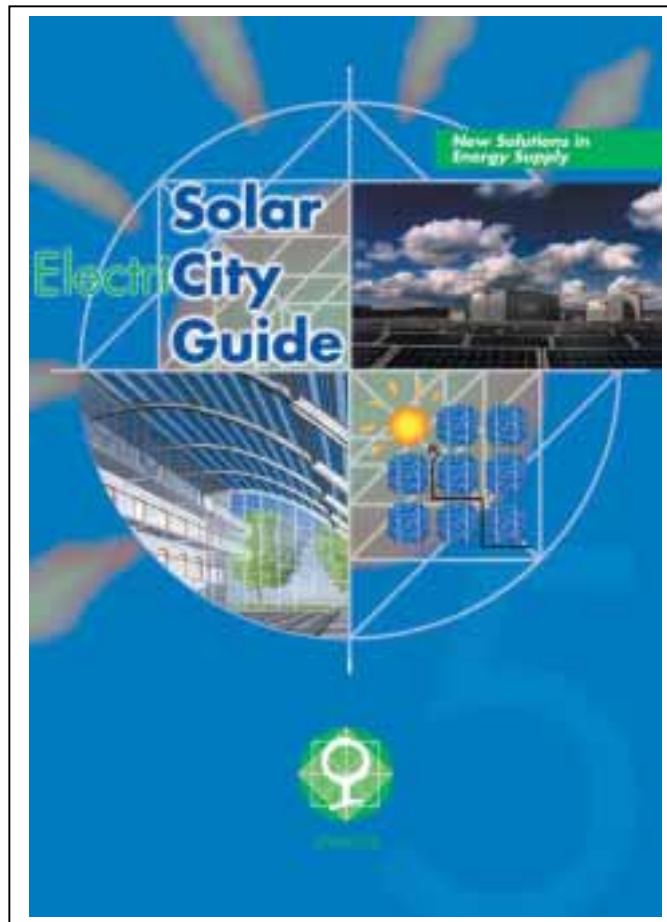


Abbildung: Die 52-seitige Broschüre Solar ElectriCity Guide ist das materielle Hauptergebnis des EU Projekts PV City Guide

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Die nationale 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 betont 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 ergeben einen grossen Gewinn an vielfältigen Erfahrungen und Kompetenzen. Dies leistet einen wesentlichen Beitrag dazu, sowohl allgemeingültige wie auch spezifische Kernerfolgskriterien beim Zusammenführen von städtebaulicher Entwicklung und nachhaltiger Energieerzeugung zu identifizieren.



Abbildung: Projektteam des PV City Guide

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Projekt konnte 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 Publikation hat das Projekt überdurchschnittlich viel Aufmerksamkeit erhalten. Das Echo war sehr positiv und es sind länderspezifische Solar ElectriCity Guides in Planung oder teilweise bereits gedruckt: Frankreich, Grossbritannien, Italien, Niederlande, Österreich, Schweden, Schweiz und Spanien.

Für die Schweiz wird dank des Interesses und der Mitwirkung verschiedener Institutionen ein nationaler PV City Guide entwickelt. Die gewinnbringende internationale Dimension (Projekte, Erfahrungen, Netzwerk, etc.) wird durch die Übersetzung des Solar ElectriCity Guide beibehalten, zusätzlich werden Schweiz spezifische / relevante Themen aufgegriffen und ausgebaut. Die Publikation ist für Mitte 2002 vorgesehen.

Diese und weitere Aktivitäten deuten darauf hin, dass die Thematik in Europa an Bedeutung und Beachtung gewonnen hat und dass die Einsicht wächst, dass die Photovoltaik gerade in der gebauten Umwelt einiges zur urbanen Nachhaltigkeit beitragen kann.

Dank

Das Projekt wurde von der Europäischen Kommission und vom Bundesamt für Bildung und Wissenschaft finanziell unterstützt. Der internationale Workshop wurde zusätzlich durch Sponsorenbeiträge des Amtes für Umweltschutz und Energie des Kantons Basel-Landschaft und der IWB mitgetragen.



Bau- und Umweltschutzdirektion
Kanton Basel-Landschaft
Amt für Umweltschutz und Energie



Referenzen / Publikationen

Solar ElectriCity Guide (available from February 2002 on)

Website mit Workshop Beiträgen und weiteren Informationen: <http://pvcityguide.energyprojects.net>

Annual Report 2001

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.net@bluewin.ch
Project- / Contract -Number	NNE5-2000-00012, BBW 00.0088
Duration of the Project (from – to)	01.11.2000 - 31.10.2002

ABSTRACT

The purpose of the REMAC 2000 project is 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 is being pursued through a co-ordinated series of activities, which will also engage senior decision makers from public administrations and the RE industry in exploring new market stimulation initiatives.

The project is carried out by a team of experts from CESI (Italy – co-ordinator), 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 can therefore also be 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.

The project is also reviewing the extent to which all these changes and mechanisms have been taken into account in the existing models for forecasting future RE markets. Gaps or uncertainties will be identified, and recommendations made for how to address these aspects in the future.

Lastly, the project will develop a Roadmap, namely a list of priority policies and actions needed to accelerate the market growth in order to attain the targets deemed as feasible over the next 20 years.

Introduction and objectives

General purpose

The purpose of the REMAC 2000 project is 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 is being pursued through a co-ordinated series of activities, which will also engage senior decision makers from public administrations and the RE industry in exploring new market stimulation initiatives.

Project team and context

The project is carried out by a team of experts from CESI (Italy – co-ordinator), 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 can therefore also be 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.

Reviews and forecasts on RE markets

The project is also reviewing the extent to which all these changes and mechanisms have been taken into account in the existing models for forecasting future RE markets. Gaps or uncertainties will be identified, and recommendations made for how to address these aspects in the future.

Roadmap

Lastly, the project will develop a Roadmap, namely a list of priority policies and actions needed to accelerate the market growth in order to attain the targets deemed as feasible over the next 20 years.

Brief technical description of the project

The project is managed through five Work Packages:

1. Impact of Technology Developments and Cost Reductions on RE Market Growth (Leader NET)
2. Impact of Industry Developments on RE Market Growth (Leader CESI)
3. Impact of Market Developments on RE Market Growth (Leader ECN)
4. Market Acceleration Policies, Business Strategies and Roadmap (Leader CESI)
5. Project Co-ordination (CESI)

The results of the first three WP's will be presented as scenarios in various years up to 2020 for commercially available and potential future RE technologies (solar thermal, solar PV, wind, biomass, small hydropower, geothermal).

Besides drawing conclusions from the reports by WP 1, 2 and 3, WP 4 will arrange for two Stakeholder Working Meetings (mid April and end of September 2002) with senior decision makers from both the public sector and industry, to facilitate sharing of experience and information. These meetings, together with follow-up dialogue within the project team, are expected to make a valuable contribution to the most important outcome of the project: the above-mentioned "Roadmap".

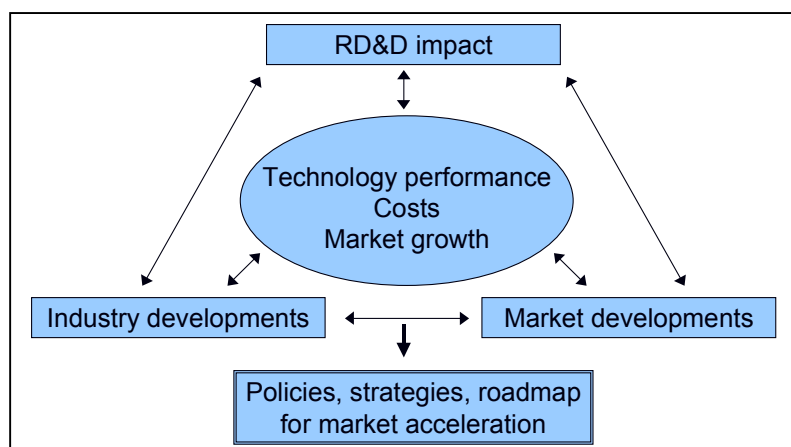


Figure 1: Relationships and process within the REMAC project

All information provided to and disseminated through the project will be put into the public domain, so there will be no issues associated with intellectual property rights. Industrial participants in working meetings will be invited to provide only public domain information which they are willing to share with others who wish to accelerate global RE markets.

Work done and intermediary results achieved

There are three main issues in the first project year. They essentially to the first three workpackages:

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

Impact of Technology Developments and Cost Reductions on RE Market Growth

To assess the development of RE technologies in a concise and coherent way, a number of “key factors” and “relevant subjects” have been defined. The collation of data according to the relevant subjects and key factors allows for characterisation and comparison of the different RE technologies analysed. They do not only take into account purely technical issues but also applications and markets in order to draw a clear picture. Furthermore, the output document will include historical issues in order to better present and understand the dynamics of each technology.

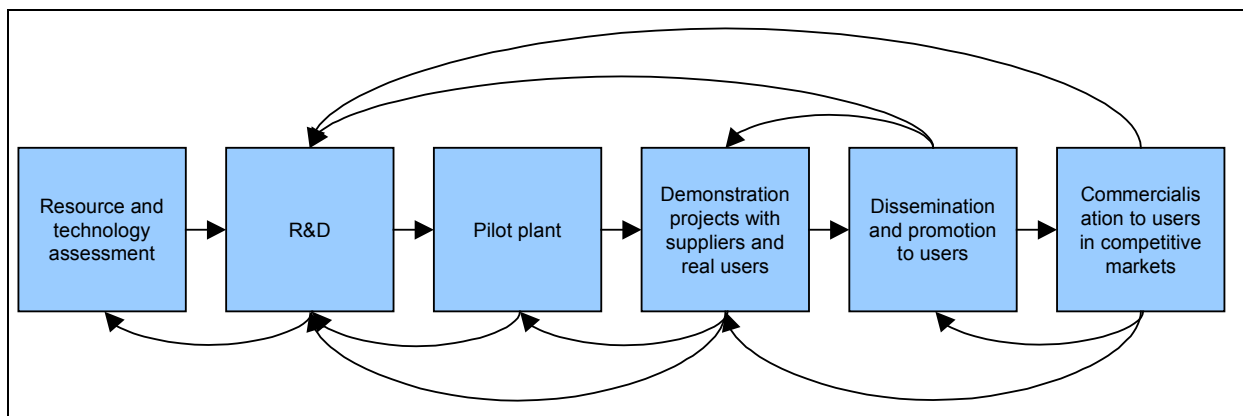


Figure 2: RTD process assessed and analysed from feedstock to competitive markets. Source: ATLAS

Key factors mainly comprise key figures for each technology and allow for direct assessment and comparison of the technological status and prospects. *Relevant subjects* give an insight into the development of each technology and therefore complete the document with fundamental information.

Key factors can be subdivided in economic and technical factors, that is, related, respectively, to costs or to technological characteristics. The key factors considered are:

- Investment costs / costs per unit plant capacity (kW)
- Operation & Maintenance (O&M) costs
- Efficiency
- Lifetime
- Costs per kWh of energy production
- System components and products
- Aspects and constraints (e.g. availability, specific energy production, etc.)
- Relationships (important technology-market relationships)

The assessment of the (sub)technologies should be as much as possible in parallel coherent patterns, but the differences between the renewable energies are considerable and indicative. Furthermore, a technology is inherently related to applications and markets and a wide range of renewable energies

have site specific qualities. These must be taken into account for the RE technology assessment. These features cannot only be assessed by key factors. In order to draw a holistic and concise map, some important features have to be described by relevant subjects.

Relevant subjects have been collated for each RE technology and presented in the context of applications, markets and development in time and space. They have been subdivided into six sections. These help structure the information and make it similarly organised for every RE (sub)technology. The six relevant subjects are:

- Technology and market note on the status: it describes what the RE sub-technology looks like today, hence allows for an overview of significant technical and market figures and facts.
- Historical development: it gives a deeper understanding of the fundamental ideas, visions and strategies, of the major technological steps and progresses, of the main applications, and of success stories, and therefore briefly presents technology and market drivers.
- Trends: they are given for technical-economic features, mainly evolution of the technology and market, progress of critical technical-economic factors, experience curve (learning curve, progress ratio, growth rate).
- Potential: a) it describes what can be expected on the ground of scenarios based on trends; b) it shows what promising markets/applications there are according to important RE stakeholders.
- Technology needs for market acceleration: they are identified, i.e. critical features and activities allowing for market acceleration are described.
- Measures: the measures are identified that should be taken to a) exploit the potential and b) reach the goals set for the short, medium and long term.

A synthesis of key factors and relevant subjects has then to be made. Each technology is to be analysed in the past, present and future with respect to cost reduction and market growth. (Sub) technologies considered are listed in table 1.

Table 1: Renewable electricity technologies assessed and analysed in the REMAC project

RE technology (module)	Proposed RE sub-technology (sub-module)
1. Energy from biomass (electricity use)	• combustion • fermentation / digestion • gasification • liquefaction
2. Geothermal energy (electricity use)	• duplex bore-hole exchanger • coax bore-hole exchanger • hydro-thermal systems • hot dry rock or deep heat mining
3. Solar photovoltaic power generation	• concentrator systems • crystalline technology • thin film technology
4. Solar thermal electricity	• solar pond • parabolic trough • dish / stirling engine • central receiver
5. Small hydro	• micro-hydro • mini-hydro • small-hydro
6. Wind energy	• on-shore wind turbines • off-shore wind turbines

Impact of Industry Developments on RE Market Growth

According to the analysis scheme devised by Ecobilancio (subcontractor of CESI), the research has been progressing under two parallel directive lines:

1. A literature review, on the basis of public documentation, internal drafts, the Internet and direct contacts. The review has been focusing on two major issues that affect the development of RE sources: the liberalisation of energy markets and government interventions in favour of renewable energy source exploitation. The results will be collected in a report, with a critical review of common trends and a specific section for each country taken into account. This work will depict the operational environment in which the energy utilities are now acting, the current degree of market penetration of RE in various areas, the stated rate of RE utilisation for the future, the different attitudes of policy makers and the entity and quality of existing barriers to RE diffusion.
2. A survey and an assessment of the energy industry, based on the results of case-studies (at least 10) and on the elaboration of the results of a questionnaire sent to a hundred utilities world-wide, mainly electricity utilities, regardless of their position in the supply chain. The information so gathered will permit to understand the decision making process and the key parameters which influence the adoption and diffusion of RE within a firm. The survey is conducted on a large scale, in order to obtain a comprehensive picture of, at least, the European market and guarantee statistical significance.

The structure of these interviews consists of five sections in order to provide a complete description of:

- Company profile;
- Business attributes;
- Renewable energy;
- Strategy and management;
- Organisational structure, organisational culture and knowledge management.

The results of the first tests have allowed to identify the key issues for outlining the questionnaire, too. The latter has been generated, in fact, from the interview scheme, but in a shorter format. Like the interview, it is composed of five independent sections, for a total amount of 68 questions. Their distribution depends on the relevance of the theme discussed; for instance, approximately 35% of the questions are about renewable energy sources.

The questionnaire is naturally addressed to a general manager; however, Ecobilancio has tried to make a clear distinction among the proposed themes, in order to allow different company functions to answer specific questions related to their own field of activity.

The findings that will result from the processing of questionnaires and interviews, together with the outcome of literature review (see above), will contribute to the drawing-up of the draft technical report of WP 2 (Deliverable 2), which will also be used as a discussion paper for the first Stakeholder Working Meeting of the project.

Impact of Market Developments on RE Market Growth

RE promotion schemes, e.g. temporary subsidy schemes and "green" financing mechanisms, as well as new guidelines, codes and regulations were analysed in discussion rounds. The following drivers have been identified:

- Environment (success of instruments depends on CO₂ agreements, but to what degree?);
- Energy supply security;
- Employment / local industry support;
- Energy supply in areas with difficult access or to small, off-grid energy users;
- Some forms of renewable energy that can provide a decentralised energy supply which can decrease the need for, or the extension of, the electricity grid.

Review and analysis of promotional schemes has been in progress by the ECN Policy Studies Department and ECN sub-contractor Ecofys. New market drivers influencing RE markets are being identified. The results of recent research are evaluated and reviewed for this study. The findings will

feed into the draft of the technical report of WP 3 (Deliverable 3), which will also be used as a discussion paper for the first Stakeholder Working Meeting of the project.

The WP 3 report will also include the results of the review and analysis of current market models. The ECN Policy Studies Department in co-operation with the REMAC partner IEPE will draw conclusions about the models in general and their added value for this study. The objective is to analyse the capability of the existing market studies and energy models to reflect the evolving policy framework and the new performances of RE technologies.

Different market studies and energy models have already been reviewed by IEPE including RE market studies (Atlas or Ecofys), sector market studies (European PV Industry Assessment, European Wind Energy Assessment) and energy models (Safire/Teres, Poles, Primes, Markal).

IEPE has mainly focused on the different methodologies used to forecast the development of RE technologies. The interest of market studies is in the possibility to analyse in great detail the evolution of RE technologies on specific markets. Their drawback lays in the methodologies that are used to forecast these evolutions: extension of past trends or realisation of achievable potentials (under the hypothesis that technical, economic and social barriers are removed).

As such, market studies show a limited interest for assessing the impacts of specific policies such as R&D public policies, fiscal incentives etc. on RE development. Conversely, energy models allow to simulate the evolution of energy supply and demand under different assumptions, parameters and constraints. With energy models, it is theoretically possible to take into account the existence of new incentive frameworks and policy instruments intended to stimulate the development of RE technologies.

The integration of technological change in energy models has been investigated in order to assess their capacity to reflect the expected growth of RE sources with varying incentive policies. Basically, technological change operates in energy models as an autonomous trend (yearly improvement in energy efficiency for example) and/or as a given set of characteristics reflecting expected evolution of key technologies. But these assumptions are exogenous to the model (expert views) and the characteristics of the technologies do not respond to changing conditions.

Recent developments in energy modelling are addressing this problem. The challenge is to simulate, in energy models, the different sources of technological change: innovations, improvement of existing technologies due to technological learning, progress of existing technologies or development of new ones stimulated by modifications in energy prices.

An important progress has been made recently with the integration of learning curves in most of the technology-explicit energy models. The consequence is that the characteristics of technologies are now evolving in response to more favourable conditions, which was not possible before: if incentive policies are implemented to stimulate the diffusion of renewable technologies, their characteristics (costs) will improve as a consequence of learning and the diffusion will accelerate because of better performance.

As a result, the impact of incentive policies will be greater with technological learning than without. The ability of energy models to simulate the dissemination of RE technologies should not however be overestimated, as a number of limitations have to be stressed.

National and international co-operation

By means of stake holder meetings and interviews / questionnaires, the project is very interactive and links key players in the field of technology, industry and market. As outlined, the project can also be 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.

Evaluation 2001 and outlook 2002

Evaluation 2001

As extensively expounded in the section “Work done and results achieved”, essential data has been gathered and key issues identified. This is the very base to assess and present the impact through development in technology, industry and markets on market growth and cost reductions. Three separate internal technical reports will be the fruit of this work.

A lot of emphasis is put on the ultimate goal of the project: how to accelerate markets for renewable energy technologies? This is actually the core question work package 4 deals with. Input will be taken from the technical reports of the three other work packages. As the question cannot be answered by a single and / or purely technical approach, a wide range of stake holders is invited and interested in contributing to answer this question. Hence, the two stakeholders meeting foreseen in 2002 will considerably help shape the road map for renewable electricity.

The project progressed well despite of the unexpected withdrawal of a partner shortly before the kick-off meeting held in Milan (Italy) on 11th-12th December 2000, and the subsequent lengthy process to re-shape the work programme and negotiate the Contract Amendment with the Commission. The whole process of signing the Contract Amendment actually ended only in mid-April 2001.

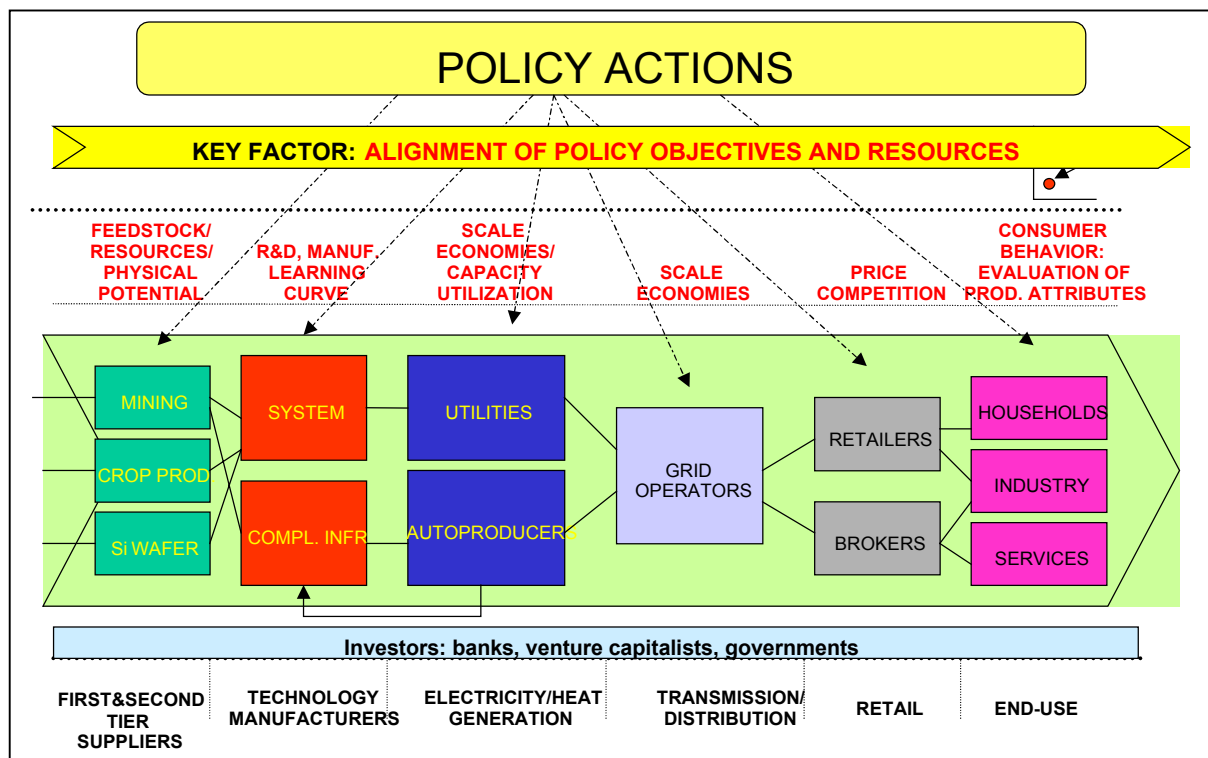


Figure 3: Process view of the ecosystem of renewable electricity. Source: ecobilancio

Outlook 2002

Work Package 4 “Market Acceleration Policies, Business Strategies and Roadmap” will review and analyse the outcome of WP 1, 2 and 3, and will also include two stakeholder working meetings which, as said above, will bring together senior decision makers to facilitate sharing of experience and information. The stakeholders involved will be senior executives and decision-makers from the energy sector (utilities and other energy supply companies), other industry sectors (e.g. the building sector, equipment suppliers, developers), the RE industries (manufacturers and distributors), financial institutions (banks, national and regional aid sources) and government organisations (at regional, national and international level). A common understanding of the business environment of the RE markets (see also figure 3) will thus be achieved.

These meetings, together with follow-up dialogue between the project team and co-operating organisations, are expected to lead to the most important outcome of WP 4 and of the whole project: the drawing-up of a "Roadmap" pointing the way to priority actions which could be taken by public authorities and industries in partnership, and which could lead to sustainable RE market growth on an accelerated basis in the EU and other IEA countries.

The project will thus provide the European Commission with up-to-date overviews and assessments of the RE technology and industry, its business structure and its rapid evolution, the markets and their segments as well as the key drivers for future market development.

Based on these assessments, new options for international actions can be identified, which could strengthen the implementation of existing policies. This could then enable the Commission to embark on further creative dialogue with senior decision makers, and develop an action agenda concerning the steps they should take to achieve an accelerated, sustainable growth of the RE markets throughout the European Union and other countries.

References

Poster presented at the European Conference on "Integration of renewable energy sources and distributed generation in energy systems", Brussels, 25-26 September 2001;
http://www.cordis.lu/eesd/src/ev260901_poster.htm

Venue at the first "European Conference on Green Power Marketing" held in St. Moritz on June 28-29, 2001
<http://www.greenpowermarketing.org>

ATLAS - Summary findings from the ATLAS project, 1997
<http://www.cordis.lu/opet/src/atlas.htm>

Figure 4: Project poster presented at the European Conference on "Integration of renewable energy sources and distributed generation in energy systems", Brussels, 25-26 September 2001



Annual Report 2001

Quality is the Key of the PV Market- accreditation / certification

Author and co-authors	Dr. Markus Real, Jost Keller
Institution / company	Alpha Real AG, SEV/ESTI
Address	Feldeggstrasse 89
Telephone, Fax	01 383 02 08
E-mail, homepage	alphareal@access.ch
Project- / Contract -Number	17967/57555
Duration of the Project (from – to)	2000-2001

ABSTRACT

Both projects target at a development and large scale dissemination of knowledge about PV system quality standards and about PV system design and implementation skills competency. The Project "European PV Training Accreditation and Certification" addresses the industry organisations and programmes which develop courses for electricians and engineers to design, install and maintain quality PV systems in Europe. The Project "Quality is the key to the PV Market" addresses the industry and manufacturers in order to become aware about and to make use of PV System Quality Control Standards and Manuals which are developed in the framework of this project in four languages and which are made visible in several training courses in Europe.

Accreditation of Training Programs: Developing a community of qualified practitioners requires both supervised training and on-the-job practical experience. To ensure that the available training meets the needs of the industry and its customers, it is important to have a means to provide an objective, third-party assessment of a training program's resources and capabilities. This provides potential certification candidates with a means to assess the competencies of the available training programs; it provides customers and employers with a tool to evaluate program graduates; and, it provides the training programs with a set of metrics against which to develop and deliver their training programs.

Certification of Practitioners: While engineers and electricians have valuable and useful skills that may be transferred to working on PV systems, there are significant differences between working with conventional electrical systems and working with PV systems. And, these differences can mean the difference between a safe system and a dangerously deficient one. Certification of practitioners to consensus standards of knowledge and skills competencies, through testing and documentation of experience, provides assurances that the practitioner is qualified to perform the work to the appropriate standards, codes, and practices. Recognising the importance of practitioner certification standards, the ISO and IEC have drafted a document, Draft 17024, specifically to address the quality framework necessary for the Certification of Persons.

Einleitung / Projektziele

Das Ziel ist, die Qualität von PV Anlagen zu verbessern. Damit eine PV Anlage qualitativ einwandfrei funktioniert, und die Erwartungen des Kunden erfüllt, müssen mindestens die beiden folgenden Anforderungen erfüllt sein:

Die Komponenten müssen qualitativ einwandfrei sein und
Die Anlage muss von fähigen Leuten geplant und installiert werden.

Das eine betrifft vor allem die Hersteller und Lieferanten, das andere eher die Planer und Installateure. Zu beiden wurden im Rahmen einer EU Ausschreibungen Projektarbeiten definiert, und die Europäische Kommission hat die beiden Projekte zu einem Cluster zusammengelegt. Das bedeutet, weil die Projekte beide etwa gleiche Ziele verfolgen, dass die intensive Zusammenarbeit und Koordination angestrebt werden soll. Trotzdem werden die Projekte einzeln bearbeitet, da sie in der Sache doch in sich geschlossene sind, und sich im Zielpublikum wesentlich unterscheiden.

Das Projekt hat eben erst begonnen, und Ziel des Projektes ist es, die Verfahren und Prozedere zu definieren und in Politiken und Untersuchungen im europäischen Umfeld auszuloten. Die beiden Projekte laufen Parallel und dauern 30 Monate.

Kurzbeschreibung des Projekts / der Anlage

Die beiden Projekte "European PV Training Accreditation and Certification" und "Quality is the key to the PV Market" haben beide zum Ziel, die Qualität von PV Anlagen nachhaltig zu steigern.

Beim Projekt "European PV Training Accreditation and Certification" werden die Anforderungen definiert, die zu einer akkreditierung eines Kurses bzw. eines Kursveranstalters und anschliessend zur Zertifizierung von Kursabgänger führen können. Damit soll ein für den Markt sichtbare Qualität erreicht werden, welche das Vertrauen stärkt und die Anlagequalität erhöht. Dieses Projekt orientiert sich an den Vorleistungen, welche vom Institut for Sustainable Power ISP geleistet wurde, und welches bereits weltweit die akkreditierung von PV Schulungskursen nach einem einheitlichen Anforderungsprofil anstrebt. Innerhalb des Projektes soll versucht werden, ein Anforderungsprofil für Kurse von den Projektländern zu erarbeiten, und möglichen Mehrwert zu definieren. Dabei sind zum Teil die Voraussetzungen sehr unterschiedlich: in Deutschland etwa wurde durch die starke und beschleunigte Marktausbreitung ein breites Kursangebot von einer Vielzahl von Kursanbietern bereits entwickelt. In der Schweiz wurde vor rund 6 Jahren im Rahmen von Pacer solche Kurse im grossen Stile durchgeführt, aber die fehlende Marktentwicklung hat das Bedürfniss nach Schulung beinahe lahmgelegt. Entsprechend ist in der Schweiz die Definition eines einheitlichen Kurses mit definierten Kursanforderung und einer möglichen Zertifizierung nach einem einheitlichen Bild noch relativ einfach. In Deutschland, wo sich mindestens 20 Kursanbieter bereits konkurrieren, ist die Einführung eines einheitlichen Zertifikates bereits mit einer breiteren Konsensfindung verbunden, welche naturgeäss schwieriger erreichbar ist, wenn die Akteure ihre eigenen Identitäten bereits selber definiert haben.

Beim Projekt "Quality is the key to the PV Market" soll untersucht werden, ob ein zu PV GAP ähnliches Vorgehen zu einer Leistungssteigerung bei den Herstellern führen kann. Dazu wird das von PV GAP entwickelte Vorgehen weitgehend als Basis übernommen, und es soll versucht werden, die Anforderungen in den Partnerländern zu prüfen und durch Entwicklung eines Kursangebotes und durchführen eines Pilotkurses die Möglichkeiten zur Stärkung der Qualität durch Einführung eines Qualitätsmanagement zu fördern.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Beim Projekt "Quality is the key to the PV Market" wurden die Arbeiten begonnen, um den von PV GAP entwickelten bestehenden Kurs zur Schulung von Kleinfirmen zur Einführung eines Qualitätsmanagements auf die neuen ISO Normen anzupassen. Diese Arbeiten sollen im Januar 2002 abgeschlossen sein. Danach werden Pilotkurse lanciert. Auch in der Schweiz ist ein entsprechender Pilotkurs für Mai/Juni 2002 vorgesehen.

Beim Projekt "European PV Training Accreditation and Certification" wurde in einem Kick Off Meeting die Anforderungen und Ziele genauer definiert. Der Autor organisierte danach ein Treffen in der Schweiz, um mit Branchenvertretern die Möglichkeiten zur Akkreditierung von im Entstehen begriffenen PV Kursen zu diskutieren. Dabei muss der zusätzliche Nutzen, der ein zertifizierter PV Installateur haben könnte, vom Markt auch wahrgenommen werden können, was natürlich auch ein entsprechendes Marketing bedingen wird.

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Durch die gemeinsame Sitzung mit Vertretern aus der Schulung und PV Branche konnte in dem ohnehin international ausgelegte Projekt die ersten Synergien geschaffen und die nationale Einbettung dieser wichtigen Projekte verbessert werden.

Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Das Projekt startete leider mit rund 3 Monaten Verspätung, weil die Sicherstellung der Finanzierung verspätet erfolgte. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass – obwohl die ursprünglich eingeplante Zeitreserve nun bereits am Anfang aufgebraucht wurde - das Projekt auf Ende 2003 abgeschlossen werden kann.

Geplant ist für Ende Mai ein Pilotkurs in der Schweiz zur Einführung des Qualitätsmanagement nach den neuen ISO Vorschriften. Die Einrichtung eines zertifizierbaren Qualitätsmanagement wie insbesondere nach ISO ist eine der Voraussetzungen zur Erlangung eines Gütesiegels für Produkte und Systeme, wie sie etwa in PV GAP geschaffen sind oder im neuen Projekt für den europäischen Raum untersucht werden soll.

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

Th. Nordmann	
PV on Vocational Colleges in Switzerland, 9 Years Experience in Training and Education - 10230 / 50191	295
Ch. Meier, M. Engeler, R. Frei, W. Blum, M. Huber	
Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2000	301
E. Linder	
Solar electricity from the utility	305

Annual Report 2001

PV on Vocational Colleges in Switzerland, 9 Years Experience in Training and Education

Author and co-authors	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	10230 / 50191
Duration of the Project (from – to)	August 1992 - December 2001

ABSTRACT

Within the framework of the Swiss Photovoltaic Programme for Vocational Colleges, 21 of the 60 vocational school centres in Switzerland have been equipped with photovoltaic installations. A total capacity of 215.8 kW PV has been reached. There is a broad range of individual installations between 1.8 kW (school of Dietikon) and 50.2 kW (school of Lucerne). Approximately 40 % of all electricians being educated attend schools in one of these vocational colleges.

Because there are no new photovoltaic installations on vocational school centers, the main area of the programme has shifted its focus in the development and application of educational tools in the area of Photovoltaics.

The ERFA group and the internet homepage has been continued. The data acquisition campaign, ongoing since 9 years, has been finished and terminated end of 2001.

The data being collected in these data acquisition campaign has also been used as part of the Swiss Cooperation in the IEA PVPS Task II. The data is incorporated in the international database.

Before 2002 the activity of the Swiss Photovoltaic Programme for vocational colleges will be made part of the activity portfolio of Swissolar, the national body of solar organisation. This will allow more synergy and positive interaction with other ongoing activities in the field of solar energy promotion.

1. Einleitung / Projektziele

Im Rahmen des seit 9 Jahren angelaufenen Photovoltaik Elektro- Berufsschulprogramms wurden 21 der 60 Berufsschulzentren in der Schweiz, die Elektrikerberufe ausbilden, mit einer Photovoltaik-Anlage ausgerüstet. Die Gesamtleistung der 25 Solarstromanlagen erreicht 215.8 kW. Die installierte Leistung liegt in einem breiten Spektrum zwischen 1.8 kW (Berufsschule Dietikon) und 52.5 kW (Berufsschulzentrum Luzern). Rund 40 % aller Elektrolehrlinge der Schweiz besuchen ein Berufsschulzentrum mit eigener Solarstromanlage.

Nachdem das Projektpotential für schuleigene Anlagen weitgehend ausgeschöpft ist, verlagert sich der Schwerpunkt des Elektro-Berufsschulprogrammes in die Entwicklung und Anwendung von Unterrichts- und Didaktikhilfsmittel für die mit PV Anlagen ausgerüsteten und auch für weitere (Elektro-) berufsschulzentren in der Schweiz. Die Erfahrungsaustauschgruppe [1] und die Internet Homepage www.pv-berufsschule.ch werden weitergeführt.

2. Projektziele und durchgeführte Arbeiten 2001

2001 hat sich der Schwerpunkt des Projektes PV-Berufsschulen noch stärker in den Bereich Unterricht/ Ausbildung verlagert. Die Messkampagne an den Solarstromanlagen wurde Ende 2001 abgeschlossen. Ein Schlussbericht über die gesamte Messkampagne befindet sich in Ausarbeitung.

- a) Abschluss der Entwicklung und Herstellung der 0 Serie des multimedialen Lehrmittels Solar Powerbox, Folien und Begleitdokumentation für den Unterricht Photovoltaik in Elektroberufsschulen in deutscher Sprache
- b) Einsatz von 32 Solartrainer Junior an mehreren Berufsschulen in der deutschen und welschen Schweiz.
- c) Durchführung der 9. Erfahrungsaustausch-Tagung am 15.1.2001 bei Swissolar Zürich [2]
- d) Weiterer Betrieb der Internet Homepage www.berufsschule.ch
- e) Betrieb, Auswertung und Abschluss der Messkampagne an den 24 PV-Berufsschulanlagen

3. Nationale und internationale Zusammenarbeit

Die Entwicklung der Didaktikunterlagen wurde von der Projektleitung (TNC) und einer Begleitgruppe von fünf Elektroberufsschullehrern sowie einzelnen Autoren vorangetrieben. Die Messresultate an den Solarstromanlagen wurden 2001 in die Datenbank IEA PV PS Task 2 integriert und so einem weiteren interessierten Publikum zugänglich gemacht [3].

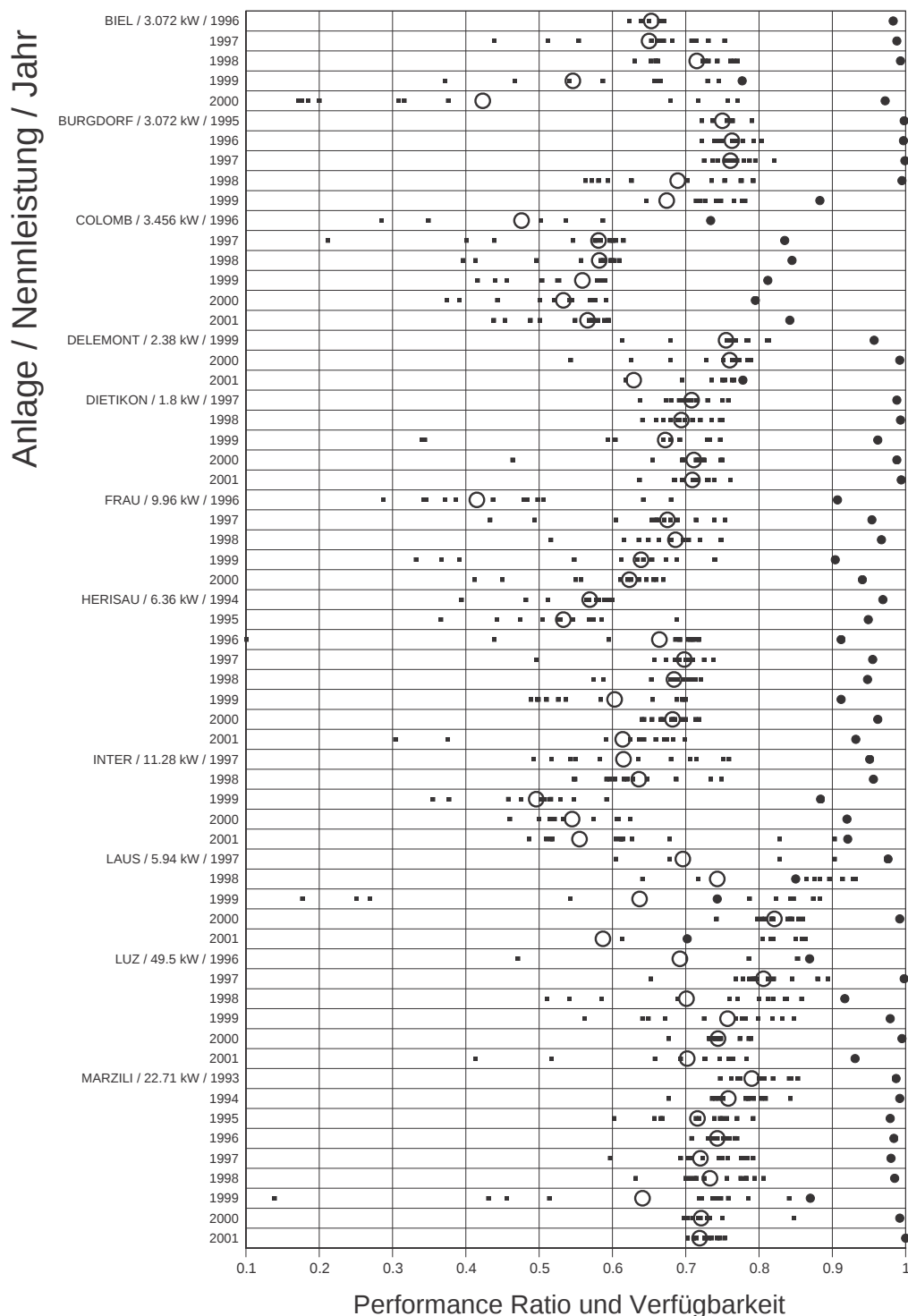
4. Bewertung 2001 und Ausblick 2002

Weil 2001 keine neuen Solarstromanlagen auf Berufsschulen gebaut wurden, müssen weitere Massnahmen getroffen werden, um die Attraktivität und das Interesse der Berufsschullehrer und Lehrlinge am Thema Photovoltaik aufrecht zu erhalten. Das Didaktikhilfsmittel Solar Powerbox ermöglicht den bestehenden und neuen Anwenderkreisen einen wesentlich günstigeren Zugang zum Thema Photovoltaik. Die vorhandenen Lehrpläne ermöglichen es, engagierten Lehrern die Themen um die Photovoltaik in den bestehenden Unterricht oder auch in die Projektarbeit in den Berufsschulen zu integrieren. Für 2002 ist die Überführung der Aktivitäten des Elektro-Berufsschulprogrammes ins Projektportfolio von Swissolar geplant. Damit kann die Reichweite vergrössert und Synergien mit den übrigen Tätigkeiten von Swissolar etabliert werden.



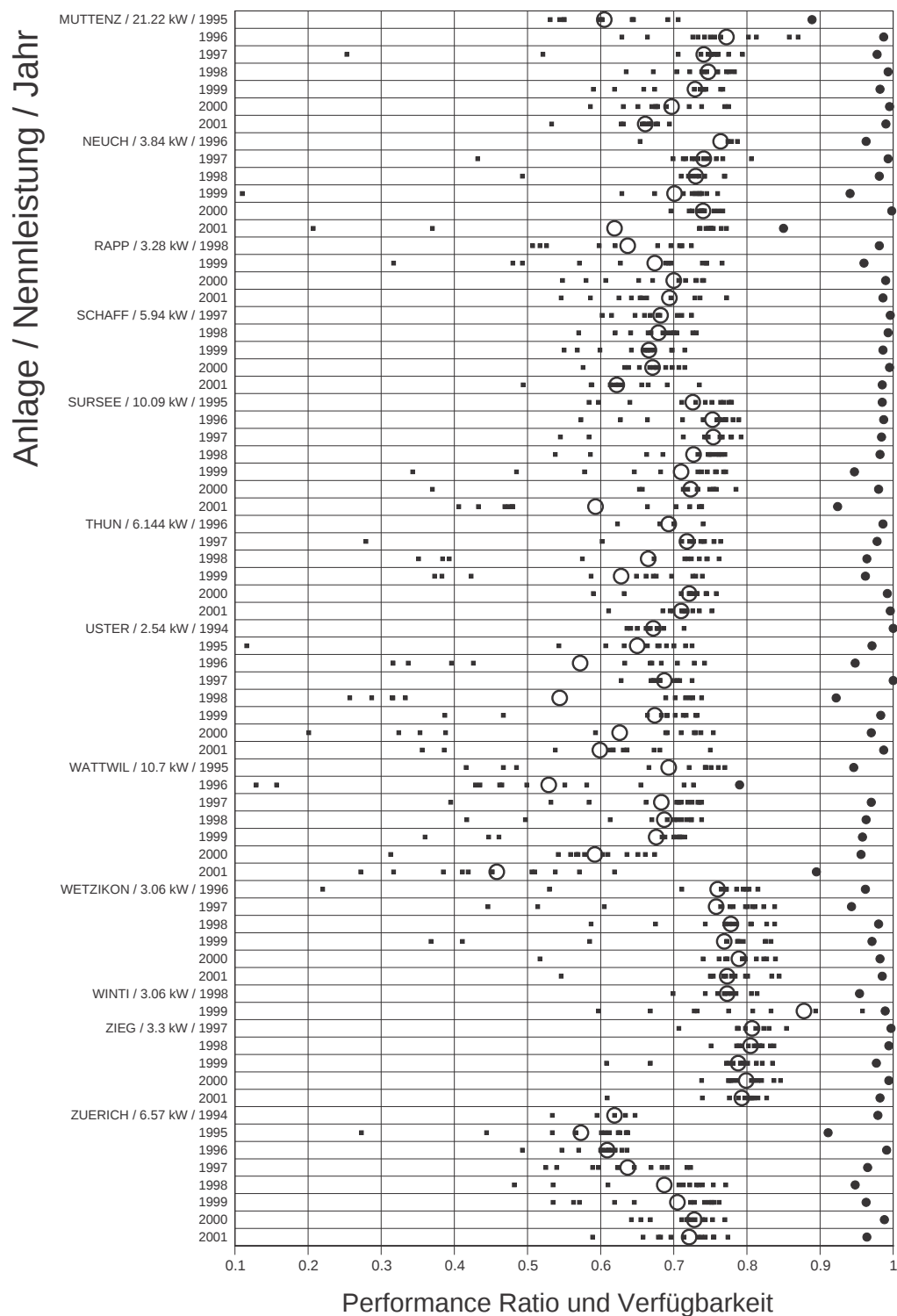
5. Messkampagne

Im Rahmen des Programmes PV in Berufsschulen wurden im Zeitraum von 1994 bis 1999 insgesamt 24 PV-Anlagen instrumentiert und die Daten ausgewertet. In Figur 1 und 2 sind 134 Jahresdatensätze von 23 Anlagen zusammenfassend dargestellt.



Figur 1, Auswertungen aller Berufsschulanlagen erster Teil, Jahresperformance O, Monatsperformance ■ und Jahresverfügbarkeit der Anlage ●.[4], [5].

Auswertung Messkampagne



Figur 2, Auswertungen aller Berufsschulanlagen zweiter Teil, Jahresperformance ○, Monatsperformance ■ und Jahresverfügbarkeit der Anlage ●.

Alle Monatsdaten dieses Programmes sind in der internationalen IEA PVPS Datenbank integriert. Das Messprogramm wurde Ende 2001 abgeschlossen und der Schlussbericht wird im Frühjahr 2002 erscheinen [6].



6. Gliederung der Solar Powerbox

64 Farb-Folien (PDF Files CD-ROM) mit 11 A3 Faltblätter.

"Titelblatt"	
	Logo + Inhaltsverzeichnis
	Vorwort H.L. Schmid
	EnergieSchweiz, Ziele
	Impressum, Herausgeber, Autoren
	Internetadressen, Kontaktadressen, Literaturverzeichnis
	Platz für Werbung, Logos
1	Warum Solarstrom?
1.1	Weltenergiesituation
1.2	Entwicklung der Solarzelle
1.3	Solarstrom in der Schweiz
1.4	Potential der Sonne
1.5	Energiebilanz für 1 Person
1.6	Solarstrom - Marketing
1.7	Solarstrom - Erntefaktor
2	Meteorologische Grundlagen
2.1	Sonnendaten
2.2	Solarstrahlung
2.3	Einstrahlungen auf die Erde
2.4	Strahlungsenergie, ein Vergleich
2.5	Sonnenbahnen und Horizont
2.6	Optimale Neigung und Ausrichtung
2.7	Standardbedingungen
3	Solarzellentechnologie
3.1	Funktionsweise einer Solarzelle
3.2	Silizium - vom Rohstoff bis zum Solarmodul
3.3	Zellentechnologien
3.4	Monokristalline Zellen
3.5	Polykristalline Zellen
3.6	Dünnschicht - Zellen
3.7	Solarzellen - Typen
4	Vom Solarmodul zum Modulfeld
4.1	Zellenverschaltung
4.2	Aufbau von Standardmodulen
4.3	Anschlussbox
4.4	Photovoltaik - Steckverbindungen
4.5	Photovoltaik - Kabel
4.6	Klemmenkasten
4.7	Modultypen

5	Tipps für eine gute Solarstromanlage
5.1	Serie- und Parallelschaltung von Modulen
5.2	Vorsicht bei Teilbeschattung
5.3	Bypassdioden in Solarmodulen
5.4	Mehrfachnutzung
5.5	Hinterlüftung
5.6	Elektrochemische Korrosion
5.7	Feldverkabelung
5.8	Gleichstrom: Gefahr von Lichtbogen
6	Inselanlage
6.1	Inselanlagen
6.2	Batterie als Speicher
6.3	Laderegler
6.4	Inselanlagen - Gleichstrom
6.5	Inselanlagen - Wechselstrom
6.6	Dimensionierung und Berechnung
6.7	Aufgabe und Lösung
7	Netzverbundanlage
7.1	Netzverbundanlagen 1
7.2	Netzverbundanlagen 2
7.3	Das öffentliche Netz als Speicher
7.4	Aufbau einer Netzverbundanlage
7.5	Prinzipschema Netzverbundanlage
7.6	Anlagenbestitzer und Investoren
7.6	Tagesgang mit Solarstromanlage
8	Wechselrichter
8.1	Wechselrichter für Netzverbundanlagen
8.2	Wechselrichter für Netzverbundanlagen
8.3	Wechselrichter für Inselanlagen
8.4	Funktionsprinzip
8.5	Wichtige Kenngrößen
8.5	Sicherheit, Überwachung, Service
9	Montagesysteme und Sicherheit
9.1	Montagesysteme: Schrägdach "Aufbau"
9.2	Montagesysteme: Schrägdach "Einbau"
9.3	Montagesystem: Flachdach
9.4	Montagesysteme: Fassaden
9.5	Spezialanwendungen
9.6	Sicherheitsvorschriften und Qualitätsnormen
9.7	Blitzschutz
10	Planung und Realisierung
10.1	Ablauf, Schnittstellen, Inbetriebnahme
10.2	Bauvorschriften und Versicherungen
10.3	Förderung
10.4	Kosten und Wirtschaftlichkeit
10.5	Anwendungskonzepte
10.6	Ertragsberechnung
10.7	Messung und Visualisierung

7. Referenzen:

- [1] 8. Erfahrungsaustausch-Tagung Photovoltaik an Elektro-Berufsschulen, 15.1.2000 in Burgdorf
- [2] 9. Erfahrungsaustausch-Tagung Photovoltaik an Elektro-Berufsschulen, 29. Januar 2002 in Zürich
- [3] IEA Task 2: Operational Performance, Reliability and Sizing of Photovoltaic Systems, Task 2 Workshop at the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Oct. 2001 in Munich, Germany.
- [4] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document A, Photovoltaic System Monitoring, Issue 4.2, June 1993, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data, Issue 4.1, June 1993, JRC, E.S.A.S. I-21020 Ispra Italien.
- [5] International Electrotechnical Commission (IEC): Standard IEC 61724, Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.

IEA PVPS Datenbank

- [6] IEA PVPS Task 2: Performance Database, Version 1.19, Juli 2001, auf CD-ROM erhältlich bei: ENET oder als Download (47 MB) von der Task 2 Homepage: <http://www.task2.org/>

Annual Report 2001

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 2000

Author and co-authors	Christian Meier, Marion Engeler, Roland Frei, Wilfried Blum, Martina Huber
Institution / company	Energiebüro
Address	Limmatstrasse 230, CH-8005 Zürich
Telephone, Fax	01 / 242 80 60 01 / 242 80 86
E-mail, homepage	info@energieburo.ch / http://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.

It was shown, that the annual average yield of all PV installations in Switzerland is at above 840 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 % considered very good for technical systems.

Solarstromstatistik 2000

Solarstrom für 4000 Haushaltungen

Mit rund 1,6 Megawatt peak (MW_p) installierter Leistung aus rund 100 neuen Solarstromanlagen ist der letztjährige Zuwachs gegenüber den beiden Vorjahren leicht zurückgegangen. Per Ende 2000 speisen in der Schweiz über 1300 gebäudeintegrierte Solarstromanlagen mit einer Gesamtspitzenleistung von rund 13 MW_p ökologischen Solarstrom in das öffentliche Netz ein. Dabei wurde die 10-Gigawattstunden-Marke beinahe erreicht: In der Schweiz produzierten im Jahr 2000 alle Anlagen zusammen Solarstrom für rund 4000 Haushaltungen (Bilder 1 bis 3, Tabelle I).

■ Christian Meier, Marion Engeler,
Roland Frei, Wilfried Blum und
Martina Huber

Ziel von «Energie 2000» um Faktor 4 verpasst

War die Schweiz in den letzten zehn Jahren bei der pro Kopf installierten Leistung weltweit unangefochten an der Spitze, hat sie nun ihre Leaderrolle abgeben müssen. Deutschland konnte gestützt durch entsprechende Rahmenbedingungen grosse Zuwachsraten verzeichnen. Ähnliches gilt für Japan. Das Anfang der neunziger Jahre in der Schweiz im Rahmen des Programmes «Energie 2000» festgesetzte Ziel, bis zum Jahr 2000 rund

50 Megawatt Solarstromleistung zu installieren, wurde um den Faktor 4 verpasst.

Kantonale Unterschiede

Auf Basis der vorhandenen Daten wurde wiederum ein Vergleich der solar installierten Leistungen in den Kantonen vorgenommen. Wie Bild 4 zeigt, liegt der Kanton Baselland mit rund 5,2 Watt pro Kopf an der Spitze, gefolgt von Obwalden und Basel-Stadt. Die mittlere installierte Leistung pro Kopf in der Schweiz liegt bei rund 1,8 Watt. Schlusslicht bildet der Kanton Freiburg mit gerade 0,1 Watt pro Kopf, rund 50-mal weniger als die Spitzenreiter. Es gilt zu bemerken, dass diese Untersuchung auf Basis der Anlage erfolgte. Verschiedene grössere Anlagen, wie die heute zehnjährige Anlage an der Autobahn in Felsberg/GR, schlagen demnach für den Kanton Graubünden zu Buche, sind aber im Besitze der Eidgenossenschaft.

Trend zu grösseren Anlagen

Wurden 1991 noch rund 200 Anlagen mit einer mittleren Leistung von etwa 4 Kilowatt installiert, so sind es heute nur



Photovoltaikanlage am Limmatplatz in Zürich
(Photos energiebüro).



Photovoltaikanlage auf dem Dach der Messe Basel.

Adressen der Autoren

Christian Meier, Marion Engeler, Roland Frei
energiebüro – Ihr Solarplaner
Limmatstrasse 230
8005 Zürich
info@energiebuero.ch
www.energiebuero.ch

Wilfried Blum, Martina Huber
Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen VSE
Gerbergasse 5
Postfach 6140
8023 Zürich
vse@strom.ch
www.strom.ch

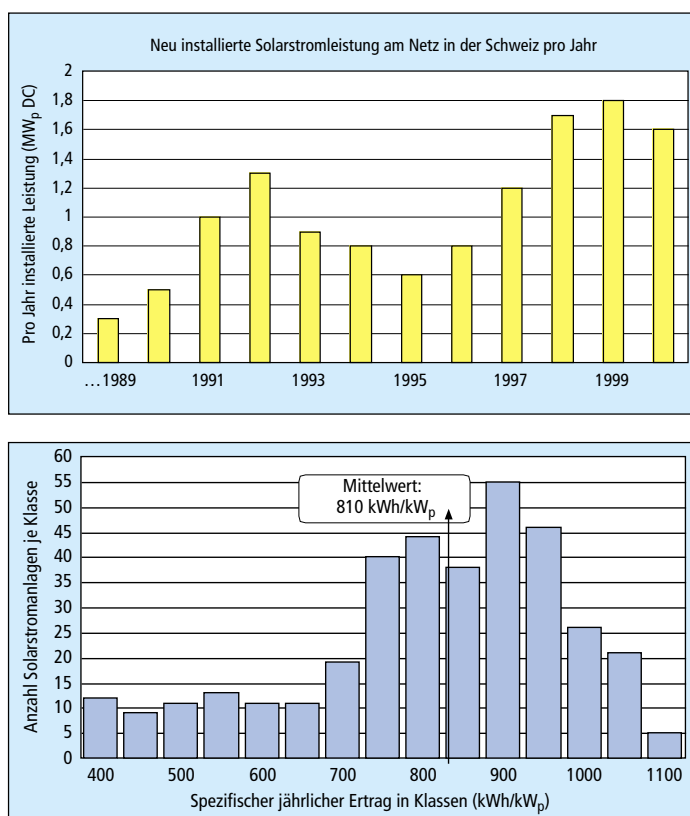


Bild 1 Zuwachs der Solarstromanlagenleistung im Netzverbund pro Jahr. Ende 2000 waren über 1300 Anlagen mit rund 13 MW_p Gesamtleistung am Netz. Der positive Wachstumstrend der letzten fünf Jahre konnte nicht fortgesetzt werden. Das Ziel von «Energie 2000» (50 MW_p installierte Leistung) wurde nur zu einem Viertel erreicht.

Bild 2 Die spezifischen Erträge der Solarstromanlagen 2000 in Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt (kWh/kW_p), aufgeteilt in 50-kWh/kW_p-Klassen. Der Mittelwert liegt bei rund 810 kWh/kW_p.

noch die Hälfte. Dafür hat sich die mittlere Anlageleistung mehr als vervierfacht und liegt heute bei rund 16 Kilowatt pro Anlage (Bild 5).

Die grössten im Jahr 2000 erstellten Anlagen sind: Messehalle Basel (237 kW_p), ETH Höggerberg Zürich (130 kW_p), Expo Thun (2 Anlagen: 83 kW_p und 76 kW_p), Autobahn-Schallschutzwand Safenwil (80 kW_p), Hochhausfassade Bern (80 kW_p), Stadtsptial Waid Zürich (56 kW_p)

Guter solarer Ertrag

Der effektive mittlere Ertrag aller Anlagen betrug im Jahr 2000 rund 810 Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt Spitzenleistung. Dieser Durchschnittswert setzt sich aus allen Anlagen zusammen, also auch aus nicht ertragsmässig optimierten Anlagen wie zum Beispiel solche mit starker Beschattung oder Fassadenanlagen. Dadurch wird der Durchschnitt nach unten verschoben.

Jahr	Anzahl neue Anlagen pro Jahr	Anzahl Anlagen per Ende Jahr kumuliert	ca. Zuwachs Nennleistung pro Jahr	ca. Nennleistung per Ende Jahr	Solarstrom- mittlere Produktion pro Anlage
			(MW _p DC)	(MW _p DC)	(MWh) (kW _p)
1989	60	60	0,3	0,3	– 5
1990	110	170	0,5	0,8	4 00 5
1991	210	380	1,0	1,8	1100 5
1992	110	490	1,3	3,1	1800 12
1993	110	600	0,9	4,0	3000 8
1994	80	680	0,8	4,8	3500 10
1995	60	740	0,6	5,4	4000 10
1996	80	820	0,8	6,2	4700 10
1997	130	950	1,2	7,4	6000 9
1998	150	1100	1,7	9,2	7100 11
1999	125	1225	1,8	11,0	7700 14
2000	100	1325	1,6	12,7	9700 16

Tabelle I Im Jahr 2000 wurden rund 100 neue Anlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 1,6 Megawatt Spitzenleistung (MW_p) in Betrieb genommen. Die installierte Gesamtleistung stieg auf rund 13 MW_p. Bei der Berechnung der Stromproduktion 2000 ist der reduzierte Beitrag der erst im Verlauf des Jahres erstellten Anlagen berücksichtigt.

Durchschnittliche Strahlung

Strahlungsmässig war das Jahresmittel 2000 ähnlich wie das 18-jährige Jahresmittel, wobei sich die Monate Mai und Juni als besonders gute Monate, der Monat Juli jedoch als sehr schlechten Monat herausstellte (Bild 6).

Gute Wechselrichter

Für den Ertrag von Solarstromanlagen spielt neben dem Wirkungsgrad der Module und ihre Orientierung (Ausrichtung, Beschattung, Anstellwinkel) vor allem die Verfügbarkeit des Wechselrichters (Bild 7) eine entscheidende Rolle. Ein Ausfall des Wechselrichters kann die gesamte Stromproduktion stoppen. Die Wechselrichterverfügbarkeit lag im Jahr 2000 wiederum bei sehr guten 98%. Von den mehr als 220 erfassten Anlagen wiesen weniger als 50 Anlagen einen oder mehrere kürzere Ausfälle auf. Vermutlich sind dabei in dieser Untersuchung gewisse Ausfälle nicht erfasst worden, da die Werte aus Befragungen stammen und nicht auf exakten Messungen beruhen. Der Anteil der von Ausfällen betroffenen Anlagen und die mittlere Ausfalldauer blieb aber in den letzten Jahren relativ konstant auf einem erfreulich tiefen Niveau. Daraus kann geschlossen werden, dass die heute eingesetzten Wechselrichter von guter Qualität sind und zuverlässig arbeiten.

Solarstrom-Anlagebetreiber/-innen gesucht

Um eine möglichst aussagekräftige und representative Statistik erstellen zu können, sind wir auf Anlagenbetreiber/-innen angewiesen. Falls Sie die Daten Ihrer Anlage zur Verfügung stellen möchten, schreiben Sie an folgende Adresse: VSE, Martina Huber, Postfach 6140, 8023 Zürich, martina.huber@strom.ch. Selbstverständlich werden Ihre Daten vertraulich behandelt. Am Ende jeden Jahres werden Sie ein Erfassungsformular erhalten, auf dem Sie die Ertragsdaten Ihrer Anlage eintragen können. Schon jetzt besten Dank für Ihre Mitarbeit!

Dank

Die Autoren danken allen Personen und Stellen für die Unterstützung zur Bereitstellung der Daten, insbesondere den



Bild 3 Pro Einwohner in der Schweiz sind per Ende 2000 rund 1,8 Watt solare Spitzenleistung installiert. Pro Kopf entspricht dies in etwa der Fläche einer Schweizer Zwanzigfrankennote, was gleichzeitig dem Investitionsbetrag für diese Anlagenleistung entspricht. Damit kann theoretisch jeder Einwohner täglich eine 5-Watt-Kompaktleuchtstofflampe (Lichtausbeute entspricht einer 25-Watt-Glühlampe) während rund einer Stunde betreiben.



Bild 4 Unterschiede in der kantonalen Aufteilung. Die leistungsstärksten Kantone haben rund 50-mal mehr solare Leistung am Netz als die Schlusslichter. Das Schweizer Mittel beträgt rund 1,8 Watt installierte Leistung pro Kopf der Bevölkerung.

über 200 BetreiberInnen von Solarstromanlagen und allen Solarstrominstallateuren. Ein besonderer Dank gebührt auch den im Solarbereich besonders aktiven Elektrizitätswerken, die auch in diesem Jahr die Ertragsdaten aller Solarstromanlagen in ihrem Einzugsgebiet zur Verfügung stellten. Durch die erfreuliche Kooperation mit diesen Betrieben konnte die Datengrundlage zur Ermittlung des Solarstromertrages in der Schweiz weiter ausgebaut werden.

Schlussbemerkung

Dieser Beitrag ist durch die Unterstützung des Bundesamtes für Energie (BFE) und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) für das Pro-

jekt «Energiestatistik und Qualitätssicherung von Solarstromanlagen» entstanden. Für die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren verantwortlich.

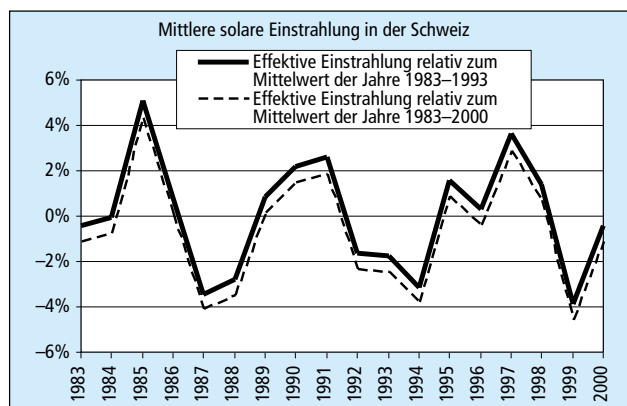


Bild 5 Die durchschnittliche Verfügbarkeit der Wechselrichter betrug im Jahr 2000 rund 98% und scheint sich auf einem erfreulich hohen Niveau zu stabilisieren.

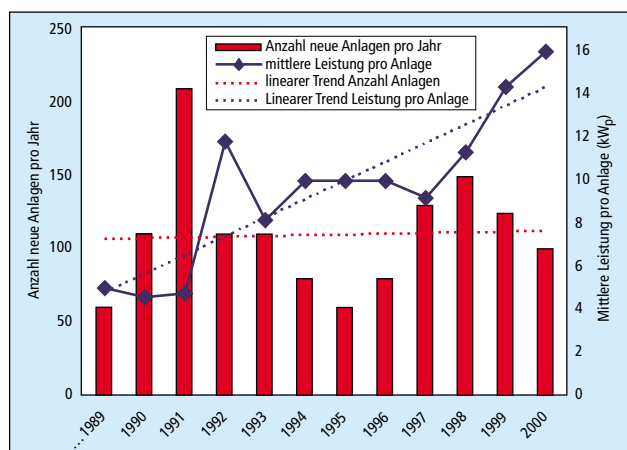


Bild 6 Verlauf der über die Schweiz gemittelten Einstrahlung der letzten 18 Jahre. Die Einstrahlung 2000 im Verhältnis zu den Vorjahren durchschnittlich.

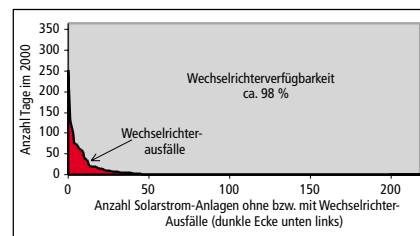


Bild 7 In den letzten zwölf Jahren wurden im Durchschnitt in der Schweiz rund 100 Anlagen pro Jahr erstellt, allerdings mit einer relativ grossen jährlichen Abweichung. In den letzten drei Jahren ging dabei der Trend deutlich Richtung weniger, dafür grösseren Anlagen.

Statistique suisse de l'énergie solaire 2000

De l'électricité solaire pour 4000 ménages

Une centaine de nouvelles installations photovoltaïques d'une puissance nominale totale de 1,6 mégawatt peak (MW_p) ont été raccordées au réseau en 2000. L'augmentation est légèrement moindre que lors des deux années précédentes. A la fin de 2000, plus de 1300 installations photovoltaïques intégrées dans des bâtiments et disposant d'une puissance de pointe d'environ 13 MW_p ont injecté de l'électricité écologique dans le réseau. Le seuil des 10 gigawattheures a presque été atteint. En 2000, les installations photovoltaïques ont, toutes ensemble, produit de l'électricité pour quelque 4000 ménages.

Annual Report 2001

Solar electricity from the utility

Author and co-authors	Erika Linder
Institution / company	Linder Kommunikation AG
Address	Gemeindestr. 48, 8030 Zürich
Telephone, Fax	01 252 60 01 / 01 252 60 02
E-mail, homepage	Linder@linder-kom.ch / www.linder-kom.ch http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp
Project- / Contract -Number	
Duration of the Project (from – to)	Since 1996

ABSTRACT

“Solar electricity from the utility” is the name of an action within the Swiss National Action Programme Energy 2000, aimed at providing customers of utilities with the service of solar electricity. The action is supported by Energy 2000 and the Swiss Electricity Supply Association (SESA) since 1996. As from 2001, the Swiss National Programme SwissEnergy, which followed the Programme Energy 2000, is supporting the action “Solar electricity from the utility” continuously. 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 five years of operation, this action has achieved remarkable results: About 130 utilities participate in the action as of end of 2001, more than half of the Swiss population now has access to this service, 5 MWp of photovoltaic power systems have been installed within this concept and 4 GWh of electricity are subscribed annually. A marketing survey has shown that the market potential for this service is by far not yet saturated and highlights successful marketing strategies.

1. Erfolgsrezepte zum Solarstrom- Marketing

Seit 1996 fördert die von Energie 2000 und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE getragene Aktion "Solarstrom vom EW" die Einführung der Solarstromangebote bei den schweizerischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Im Nachfolgeprogramm von Energie 2000, dem Programm EnergieSchweiz, wird das Programm "Solarstrom vom EW" seit anfang 2001 kontinuierlich weiterverfolgt. Ende 2001 bieten rund 130 schweizerische Elektrizitätsunternehmen (EVU) Solarstrom an - mit unterschiedlichem Erfolg. Der Anteil der SolarstrombezügerInnen am Total der EVU-Kundschaft schwankt zwischen unter einem Prozent bis gegen fünf Prozent. Die Bezugsmenge für Solarstrom liegt im Durchschnitt bei 180 kWh je Bezüger mit einer Bandbreite je nach Elektrizitätswerk von 50 bis über 200 kWh. Die grössten EVU's sind bei der Aktion dabei. Diese sind auch relativ aktiv im Marketing. Vor allem mittlere und kleinere Werke müssen noch überzeugt werden.

Eine Analyse des bisherigen Solarstrommarketings bei 10 Elektrizitätsversorgungsunternehmen erforschte die Beurteilung des Marketings aus Sicht der Solarstromkunden und Nichtkunden und machte Vorschläge für eine Optimierung des Marketingansatzes.

2. Aktuelles

Seit dem Start des schweizweiten Projektes im Jahre 1996 ist auch die Zahl der SolarstromkundInnen stark gewachsen. Rund 30'000 fördern auf diesem einfachen Weg die umweltschonende Produktion von Elektrizität.

Solarstrom wird immer beliebter. Was zu Beginn der 90er Jahre bei den industriellen Werken Interlaken, den Elektras Baselland und Birseck-Münchenstein begann, hat sich in kurzer Zeit bei immer mehr Unternehmen durchgesetzt. Einen wichtigen Markstein setzte das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich 1996 mit der Lancierung der ersten Solarstrombörse. Neu war, dass die Solarstromanlagen nicht selbst erstellt, sondern der Solarstrom von Drittlieferanten eingekauft wurde. Basis sind langjährige Abnahmeverträge. Verkauft wird der Solarstrom an interessierte Kundinnen und Kunden zu kostendeckenden Preisen.

3. Die Zielsetzungen

a) Angebot erhöhen

Bisherige Angebote stützen

b) Nachfragequote steigern

Neue KundInnen gewinnen

Bisherige KundInnen zur Erhöhung der abonnierten Menge motivieren

4. Die Zielgruppen

- a) EVU's ohne Solarstromangebot
EVU's mit Solarstromangebot
- b) Bisherige SolarstromkundInnen
Potentielle SolarstromkundInnen: umweltsensibilisierte Private, ökologisch orientierte
Gewerbe-/Industrie-/Dienstleistungsunternehmen

5. Das Vorgehen

- a) Direktansprache der EVU's. Aufzeigen der Marktsituation, Marktentwicklung und Profilierungschancen. Vorgehensberatung bei der Einführung eines Solarstromangebotes. Aufzeigen geeigneter und kontinuierlicher Marketingmassnahmen. Präsentation von Beispielen. Aufzeigen, dass immer mehr EVU's auf diese Karte setzen.

Die Massnahmen:

- Individuelle Direktberatung (persönlich, telefonisch, schriftlich)
- Informationsdossier
- Standardisierte Publikation für erste Interessensabklärung bei KundInnen
- Web-Präsenz mit den wichtigsten Unterlagen sowie mit Liste Solar-EVU's
- Herausgabe Publikation Solar-Mail (2x/Jahr) für Solarstrom-KundInnen (Streuung via EVU's).
- Umfrage über Stand/Struktur Solarstromangebot (Erhebung bei rund 100 aktuellen und potentiellen Anbietern) und publizistische Auswertung in Branchenmedien

- b) Überdachende Information über bestehende Angebote. Konzentration der beschränkten Mittel auf Spezialaktion für ausgewählte Nachfragegruppen, d.h. generieren von Interessensmeldungen zur Weiterleitung an entsprechende EVU's.

Die Massnahmen

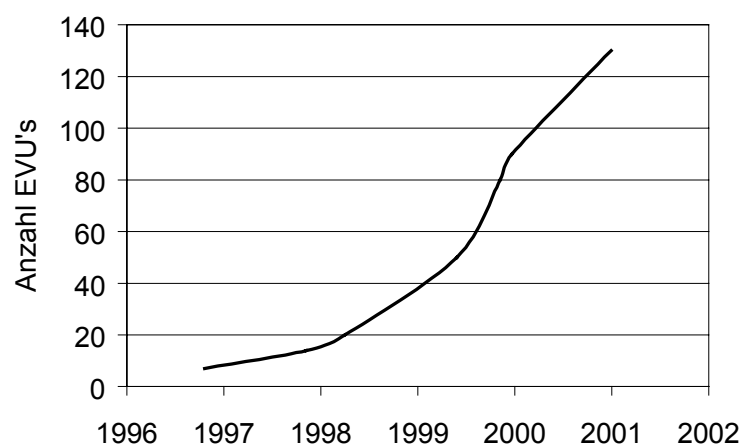
- Redaktionelle Medienarbeit (Breitenpresse, Umwelt-/Konsumenten-medien, Special Interest Magazinen).
- Wettbewerb Solarstars. Abgabe von rund 100'000 Wettbewerbskarten, rund 1500 Wettbewerbsteilnehmer.

6. Die Resultate

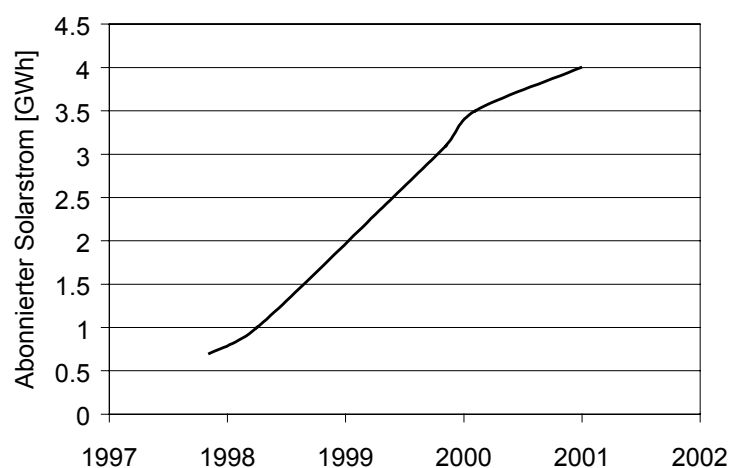
Ende 2001 bieten über 130 EVU's Solarstrom resp. Ökostrom an.

Das Thema wird von den Medien gut aufgenommen, vor allem, wenn Fakten und Daten geliefert werden.

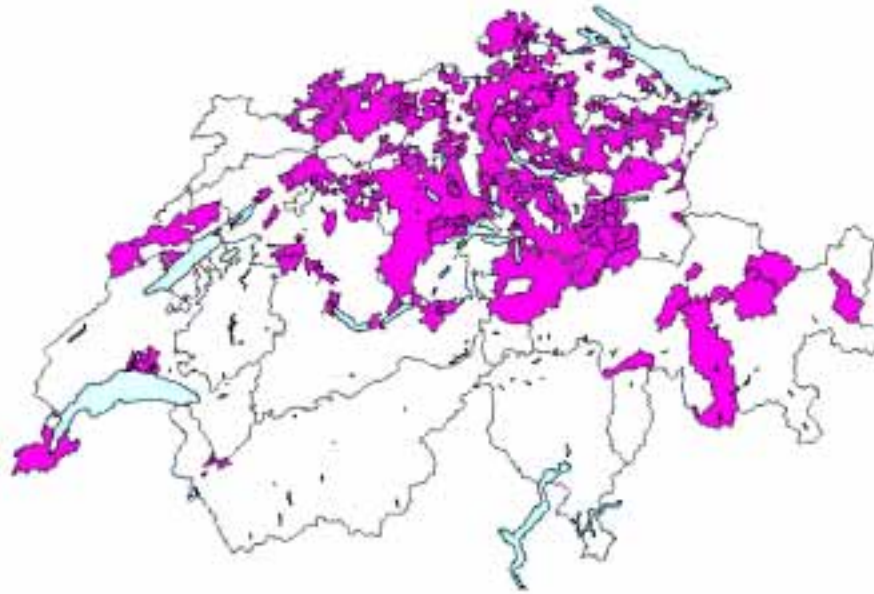
Figuren 1 und 2 zeigen den Verlauf der Aktion seit Beginn der Aktion.



Figur 1: Verlauf der an der Aktion beteiligten EVU's
Ende 2001 ca. 130 EVU's !



Figur 2: Entwicklung der bezogenen Solarstrommenge
Ende 2001 ca. 4 GWh



Figur 3: Solarstromangebot in der Schweiz (eingefärbte Flächen)

7. Ausblick

Die Marketingunterstützung verlagert sich auf das Dachmarketing für Oekostrom. Darin enthalten ist natürlich auch der Solarstrom. Spezifisch für Solarstrom sind folgende Massnahmen vorgesehen:

- Vorgehensberatung
- Medienarbeit
- Posterwettbewerb

8. Publikationen

- E. Linder, *Solarstrom vom EW – eine Idee macht Karriere*, Nationale Photovoltaiktagung Zürich, BFE, VSE und Swissolar, 1999
- S. Frauenfelder, *Erfolgsrezepte für das Solarstrom – Marketing*, BFE, 1999
- E. Linder, S. Nowak, M. Gutschner, *Solar Electricity from the utility” in Switzerland – Successful marketing for customer oriented PV deployment*, Proceedings 16th EU PV Conference, Glasgow, 2000
- S. Nowak, Vortrag ‘The Swiss Solar Stock Exchange’, Finance Forum, 17. EU PV Konferenz München