

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte, Mai 2001

Programm Photovoltaik Ausgabe 2001

Übersichtsbericht, Liste der Projekte

Jahresbericht der Beauftragten 2000



Programm Photovoltaik Ausgabe 2001

Band 2: Pilot- und Demonstrationsprojekte

Inhalt

S. Nowak, S. Gnos

Überblicksbericht des Programmleiters

Jahresberichte der Beauftragten	Nr.
--	------------

Band 1: Forschung	1 - 38
-------------------	--------

Komponentenentwicklung

V. Crastan

Pilotanlage 2 kWp für modulintegrierte Wechselrichter - 17222 / 56790	40
---	----

P. Toggweiler, D. Ruoss

SOLRIF Solar Roof Integration Frame - 29909 / 69804	41
---	----

R. Durot

PV-insulation-modules - 28023 / 68221	42
---------------------------------------	----

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	43
---	----

Ch. von Bergen, M. Rotellini

LonWorks as Fieldbus for PV-Installations - 32443 / 72340	44
---	----

J. Bonvin

SOLMAX, flat roof mounting system made of recycling material - 32991 / 72909	45
--	----

P. Toggweiler , D. Ruoss	
SOLGREEN- Optimierung des Systems Solgreen - 37527 / 77266	46

M. Real	
Solardachschiefer SUNPLICITY - 37528 / 77267	47

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

J. Audergon	
Système hybride simple photovoltaïque et thermique de 7 kWp à Domdidier au Centre d' Entretien autoroutier de la N1 - 14556 / 54108	48

R. Tschärner	
Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant, IMT Neuchâtel - 17862 / 57447	49

B. Stucki, A. Eckmanns	
PV-roof integration with module integrated inverters - 20735 / 60338	50

B. Bezençon	
Stand-alone hybrid (PV-Diesel) installation with 3,1 kWp PV-roof integrated solar slates (SunslatesTM) in Soyhières JU - 29910 / 69805	51

P. Toggweiler	
4,8 kWp P & D Anlage SOLRIF, Lindenmatt - 32403 / 72280	52

F. Bigler, R. Hofer	
PV- roofs in the old town of Unterseen - 33046 / 73003	53

U. Bühler	
Slopedroof- and façade- mounting system AluTec / AluVer - 35715 / 75454	54

H. Kessler, R. Hächler	
PV Eurodach amorph - 37526 / 77265	55

A. Haller	
10 Roof Integrated PV Small Scale Systems - 37546 / 77283	56

Anlagen: Flachdachanlagen

R. Hächler	
Pilot installation 10 kWp Flat Roof System "SOLGREEN" - 23703 / 68140	57

Schallschutz

Th. Nordmann, A. Frölich	
Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields - 17225 / 59391	58
R. Hottiger-Reck	
PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil - 37146 / 76903	59
Th. Nordmann, L. Clavadetscher	
Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam - BBW 97.0205 / SE/00068/97NL/DE/CH	60

Anlagen: Andere PV-Anlagen

G. Jean-Richard	
Héliotrope EICN - 17482 / 57068	61
S. Kormann	
SOLARSAIL Münsingen - 32404 / 72281	62
P. Favre	
Amburnex Solar Farm 3 kWp - 32405 / 72282	63
Th. Nordmann, M. Dürr, A. Frölich	
27 kWp PV-Installation High School Zürich - Stadelhofen - Plant Monitoring - 32990 / 72908	64
R. Durot	
PV-Installation penal institution Wauwilermoos - 33643 / 73545	65
R. Minder	
SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship - 36407 / 77803	66

R. Diamond	
151 small grid connected PV stations for a total of 200 kWp, of which 30 kWp in Switzerland - BBW 97.0393-1 / OFES 97.0393-1	67

M. Schneider	
HELIOTRAM: 800 kWp PV Power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks - BBW 96.0344-1, 2 / OFES 96.0344-1, 2	68

Messkampagnen

M. Schalcher	
Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1 kWp PV- Power Plant Rothorn - 14578 / 63527	69

S. Roth	
NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001 - 26746 / 66583	70

R. Kröni, E. Burà	
Monitoring of the 180 kWp PV-Power Plant of UBS Suglio / Lugano - 23844 / 63884	71

L. Clavadetscher, Th. Nordmann	
100 kWp PV- Netzverbundanlagen A13 - Messkampagne, Periode 1999 - 2001 - 32046 / 71920	72

A. Schlegel	
Coating of PV- Modules - 35527 / 75305	73

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

M. Real	
Normenarbeit für PV-Systeme - 17967 / 57555	74

Ch. Roecker	
PVSYST 3.0, Ergonomie et fonctionnalité - 21280 / 65847	75

Ch. Meier, P. Eichenberger	
Guarantee of Solar Results for Grid- Connected- Photovoltaic- Systems "GRS-PV" - 29946 / 69842	76

R. Frei, Ch. Meier	
HORIZsolar - Development of a new and cost- effective instrument for a up- to-date and accurate pick-up of the horizon - 35547 / 75306	77
Th. Hostettler	
Feasibility Study "PV installations with Thin-film Cells integrated into football stadiums" - 38268 / 78044	78
S. Nowak, M. Gutschner, M. Barker	
PV City Guide	79

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

Th. Nordmann, A. Frölich	
PV on vocational Colleges in Switzerland, 7 Years Experience in Training and Education - 10230 / 50191	A
Ch. Meier	
Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 1999	B
E. Linder	
Solar electricity from the utility	C

PHOTOVOLTAIK

Überblicksbericht Ausgabe 2001
zum Programm Pilot- und Demonstrationsprojekte 2000

Programmleiter: S. Nowak - stefan.nowak.net@bluewin.ch
Bearbeitung: S. Gnos - stephan.gnos.net@bluewin.ch



Symbiose von Architektur und Photovoltaik in historischem Stadtkern

6 kWp Anlage mit halbdurchsichtigen Modulen, Unterseen; Projektleitung: Industrielle Betriebe Interlaken; Architekt: Mario Campi; Planung Photovoltaik: Fabrisolar
Fotos: NET AG

1. Zu diesem Sammelband

Für den hier vorliegenden Sammelband wurden wiederum Jahresberichte von möglichst vielen Photovoltaik Projekten mit P+D Charakter, unabhängig von deren Finanzierung, angefragt. Damit entstand insgesamt 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 Vergleich zum letzten Jahr hat sich die Verteilung der Projekte auf die verschiedenen Bereiche nur geringfügig verschoben. Die Internetadressen der beteiligten Firmen und teilweise zu den Projekten selbst finden Sie auf den Titelseiten der jeweiligen Jahresberichte. Eine Liste der PV Forschungs- und P+D Projekte mit den entsprechenden Internetadressen ist in diesem Überblicksbericht im Kapitel 5 angeführt.

2. Einleitung

Insgesamt waren im Jahr 2000 im Photovoltaik P+D Bereich 43 Projekte aktiv. Dazu befanden sich anfangs 2001 im PV P+D Programm des Bundesamts für Energie nochmals rund 10 Projekte in der näheren Abklärung. Die P+D Aktivitäten verteilten sich auf die Bereiche Pilotanlagen, Komponentenentwicklung, Messkampagnen und auf Studien und Hilfsmittel. Die pilotmässige Erprobung neuer Komponenten bei P+D Anlagen im Massstab 1:1 bildeten einen klaren Schwerpunkt. Thematisch behandelten mehr als die Hälfte der Projekte den Bereich der **Photovoltaik Gebäudeintegration**. Die andern Projekte verteilten sich auf die Bereiche Wechselrichter-technologie, Schallschutz, frei aufgestellt Anlagen, Messungen zu diversen Anlagen, Qualitätssicherung und PV Planungshilfsmittel.

Die insgesamt hohe Qualität der Schweizer P+D Projekte zeigt sich im wachsenden Markterfolg dieser Produkte im In- und Ausland. Regelmässig finden Schweizer P+D Projekte auch international Anerkennung, was für die Qualität dieser Projekte spricht. Beispiele dafür sind unter anderem:

- SOLRIF **SOLar Roof Integration Frame** [41] (Bild 1)
- LonWorks als Feldbus für PV-Anlagen [44] (Bild 3)
- Sonnensegel Münsingen [62]



Bild 1:

PV Dachintegration
mit 'SOLRIF Modulen',

Foto: Enecolo AG

3. P+D Projekte

Neue P+D Projekte

Im Jahr 2000 wurden im PV P+D Programm 10 neue Projekte begonnen. Schwerpunkt blieb der Sektor Anlagen mit der Hälfte der neuen Projekte. Vom Standpunkt der Gebäudeintegration her interessant ist das thermisch isolierte Metallfalzdach kombiniert mit amorphen Trippelzellen [55] (Bild 2). Die gewonnenen Erfahrungen flossen direkt in die Weiterentwicklung dieses Konzepts ein. Die erste Realisierung einer Anlage der neuesten Generation ist für Sommer 2001 geplant. Nach den positiven Erfahrungen im Labor und dem erfolgreichen Einsatz von 3 Wechselrichtern mit LonWorks als Kommunikationsplattform in einer PV Anlage (Phase 1), wurde am 19. Februar 2001 eine 250 kWp Anlage (Phase 2) mit 68 Wechselrichtern dieses Typs in Betrieb genommen [44] (Bild 3). Erwähnenswert ist die Tatsache, dass bei der Schlusszusammenfassung des 15. PV Symposiums 2000 in Staffelstein der Wechselrichter mit LON Kommunikationsplattform als eines der Highlights der Ausstellung explizit erwähnt worden ist. Die Testfahrten eines Passagierschiffes für 200 Personen (Bild 4), das seine Antriebsenergie vom 20 kWp Photovoltaik Schiffsdach (autonome Anlage) bezieht, werden im Sommer 2001 beginnen [66].



Bild 2: PV Metallfalzdach, thermisch isoliert, Foto: NET AG



Bild 3 oben: Ausschnitt der 250 kWp
Anlage mit LON Wechselrichtern,
rechts: Prototypen im Labor
Fotos: NET AG



Bild 4: 3D Darstellung des Solarschiffs (C. Dransfeld; design engineering GmbH)

Bei den im Jahre 2000 neu angefangenen Projekten handelt es sich um:

Anlagen

- ◆ 3 kWp PV Eurodach amorph (Thermisch isoliertes PV Metallfalzdach mit amorphen Trippelzellen, Gebäudeintegration; Leitung: PAMAG Engineering) [55], Bild 2
- ◆ 80 kWp PV Schallschutzanlage A1 Safenwil (Kombination einer Photovoltaik - Holzschallschutzwand, modular aufgebaut aus teilweise vormontierten Elementen; Leitung: Ekotech AG) [59], Bild 5
- ◆ 10 dachintegrierte PV Kleinsysteme (Integrierte PV Kleinanlage (240 Wp), meist in Kombination mit einer thermischen Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Ernst Schweizer Metallbau AG) [56]
- ◆ PV gestütztes, elektrisch angetriebenes Passagierschiff (Katamaran mit einer Kapazität für 200 Passagiere mit einer autonomen 20 kWp Anlage für die Versorgung des elektrischen Antriebs; Leitung: Minder Energy Consulting) [66], Bild 4
- ◆ 250 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) [44], Bild 3



Bild 5: Montage der
80 kWp PV Schall-
schutzanlage Safenwil
Foto: IG Solar Safenwil

Komponentenentwicklung

- ◆ Optimierung System Solgreen (Systemoptimierung in Bezug auf Kosten, Montagefreundlichkeit und Material, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [46]
- ◆ Solardachschiefer Sunplicity (Entwicklung eines PV Dachschiefers unter Berücksichtigung von hoher Robustheit, Alterungsbeständigkeit, einfacher Montage und einfacher Verkabelung, Gebäudeintegration; Leitung: Alpha Real AG) [47]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ HORIZsolar Phase II (Exakte digitale Erfassung und Verarbeitung des Horizonts für Sonnenenergie Anlagen, Umsetzung, PV-Hilfsmittel; Leitung: Energiebüro) [77]
- ◆ Machbarkeitsstudie Photovoltaik Anlage Stadion Wankdorf (Grundlagen für die Realisierung einer grossen PV Anlage mit Dünnschichttechnologie, Studie; Leitung: Ingenieurbüro Hostettler) [78]
- ◆ PV City Guide (Realisierungen von PV Anlagen im städtischen Raum; Leitung Schweizer Beitrag: NET AG) [79]

Laufende P+D Projekte

Von den laufenden P+D Projekten im Anlagenbereich sind aus architektonischer Sicht Anlagen mit transparenten, zum Teil als Isoliergläser ausgebildeten Modulen besonders hervorzuheben, wie z.B. die Kantonsschule Stadelhofen [64] (Bild 6), die PV Dächer Altstadt Unterseen [53] (Titelbild), oder die Sheddachintegration Domdidier [48].



Bild 6: PV Anlage
Kantonsschule
Stadelhofen mit
Photovoltaik
Isolierglasmodulen,

Foto: NET AG

Gerade die Photovoltaik-Isoliergläser enthalten durch Nutzung bestehender Haltekonstruktionen und durch den Ersatz von konventionellen Isoliergläsern (ev. in Kombination mit Beschattungsvorrichtungen) ein erhebliches Kostenreduktionspotential, was neuere Anlagen dieser Art realisiert ohne P+D Unterstützung belegen. Im Bereich Unterkonstruktion für die Modulbefestigung besteht allgemein eine Nachfrage nach preiswerten Produkten, die nach Möglichkeit durch einfachste Montage der Module weitere Kosteneinsparungen mit sich bringen, wie das 32 kWp Schrägdach in Hünenberg zeigt [54], Bild 7.



Bild 7: 32 kWp Anlage Hünenberg, Modulmontage mit der AluTec / AluVer Unterkonstruktion

Foto: Urs Bühler Energy Systems and Engineering

Im Bereich Anlagen fallen besonders viele Projekte mit zeitlichen Verzögerungen auf. Offensichtlich bestehen beim Bau von Anlagen eine grosse Anzahl von Verzögerungsmöglichkeiten, was bei der Erstellung von zukünftigen Terminplanungen verstärkt berücksichtigt werden muss.

Aus den übrigen Bereichen sind u.a. interessante Ergebnisse in Bezug auf die Ertragssteigerung von Modulen mit speziell beschichteten Gläsern [73], Bild 10, und die Umsetzung verbesserter Qualitätssicherungsmassnahmen [76] zu erwarten.

Die laufenden Projekte umfassen:

Anlagen

- ◆ Hybride 7 kWp PV Anlage Domdidier, (hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration; Leitung: GEIMESA) [48]
- ◆ 6.4 kWp Anlage integriert ins Dach des Instituts de Microtechnique in Neuenburg (PV Elemente mit amorphen Zellen, Gebäudeintegration; Leitung: IMT) [49]
- ◆ Drei 10 kWp Photovoltaik Schallschutzanlagen entlang der Autobahn (Kombination Photovoltaik - Schallschutz, 3 Prototyp-Anlagen; Leitung: TNC Consulting) [58]
- ◆ Héliotrope, 3 x 2 kWp PV Anlagen Le Locle (direkter Vergleich identischer, aber unterschiedlich montierter (gebäudeintegriert, frei, nachgeführt) Anlagen; Leitung: EICN, Le Locle) [61]
- ◆ 10 kWp Anlage 'SolGreen' integriert in ein Gründach (neu entwickelte Unterkonstruktion für Gründächer, Flachdachintegration; Leitung: ars solaris hächler) [57], Bild 8
- ◆ 3 kWp Dachintegration mit Sunslates (autonome Anlage, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Solar Systeme AG) [51]
- ◆ Héliotram, 800 kWp PV Anlagen Lausanne/Genf mit DC-Direkteinspeisung ins Tramnetz (Leitung: Sunwatt Bio Energie SA) [68], Bild 9
- ◆ 151 kleine, netzgekoppelte PV Anlagen (Kleinanlagen mit Strangwechselrichtern, Gesamtleistung 200 kWp, davon 30 kWp in der Schweiz; Leitung Schweizer Beitrag: Phébus Suisse) [67]
- ◆ 3 kWp Anlage Ferme Amburnex (mobile Inselanlage mit Hilfs-Dieselaggregat zur elektrischen Versorgung einer Alp, autonome Anlage; Leitung: Services Industriels Lausanne) [63]
- ◆ 23.5 kWp PV Anlagen Kantonsschule Stadelhofen (PV Isolierglas- und Beschattungsanlagen, Gebäudeintegration; Leitung: TNC Consulting) [64], Bild 6
- ◆ 6 kWp PV Dächer Altstadt Unterseen (PV Integration in Altstadthäuser, Gebäudeintegration; Leitung: Industrielle Betriebe Interlaken) [53], Titelbild
- ◆ PV Anlage Strafanstalt Wauwilermoos (PV Demonstrationsanlage; Leitung: Kantonale Fachstelle für Energiefragen Luzern) [65]
- ◆ 32 kWp Anlage EG Hünenberg (PV Anlage mit neuer, kostengünstiger Unterkonstruktion für Standardmodule; Leitung: Urs Bühler Energy Systems and Engineering) [54], Bild 7



Bild 8; Sogreen Chur, Foto: NET AG



Bild 9: Projekt Heliotram, Fassaden Rhodanie, Foto: Sunwatt Bio SA

Komponentenentwicklung

- ◆ Modulaufständigung SOLight (leichte Unterkonstruktion für Flachdachanlagen; Leitung: Energiebüro) [43]

Messkampagnen

- ◆ Visualisierung und Auswertung der PV Anlage auf dem Rothorn; (Leitung: HTA Chur) [69]
- ◆ 1 Megawatt Solarkette der NOK (normierte Daten 1997 - 2001; Leitung Axpo) [70]
- ◆ Messkampagne Mark I (100 kWp Anlage A 13; Leitung: TNC Consulting AG) [72]
- ◆ 47.5 kWp Anlage IBM (schmutzabweidende Oberflächenbeschichtung der Module, Flachdachanlage; Leitung: awtec AG, Zürich) [73], Bild 10



Bild 10: 47 kWp Anlage IBM Zürich, Foto: NET AG

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ Normenarbeit PV Systeme (Leitung: Alpha Real) [74]
- ◆ GRS Garantierte Resultate bei PV Systemen (EU Altener Projekt, Qualitätssicherung; Leitung Schweizer Beitrag: Energiebüro) [76]
- ◆ PV Programm Elektro-Berufsschulhäuser 1998 - 2000 (Leitung: TNC Consulting) [A]
- ◆ Photovoltaikstatistik der Schweiz 1999 (Leitung: Energiebüro) [B]
- ◆ Solarstrom vom EW 1999 / 2000 (Leitung: Linder Kommunikation AG) [C]

Im Jahr 2000 abgeschlossene Projekte

Bei den in diesem Jahr abgeschlossenen Projekten fiel das Projekt Sonnensegel Münsingen [62] besonders durch die hohe Medienpräsenz auf, was die Anstrengungen der Projektmitarbeiter in diesem Gebiet widerspiegelt. Hervorzuheben ist auch der neu entwickelte Dachintegrationsrahmen SOLRIF (Bild 1) für Standardmodule [41], der im In- und Ausland bis Ende 2000 bei Dachintegrationen mit einer Leistung von rund 250 kWp eingesetzt wurde. Abgeschlossen wurde auch die Überarbeitung der PV Software PVSYST [75]. Dieses Auslegungs- und Simulationsprogramm wurde in der Ausgabe Photon 1-2000 als eines der leistungsfähigsten Programme dieser Art bezeichnet. Gut die Hälfte der hier abgeschlossenen P+D Projekte haben die Marktumsetzung noch vor sich oder stehen ganz am Anfang davon. Die nächsten Jahre werden zeigen, welche Prototypen sich zu marktfähigen Produkten weiterentwickeln und sich im Markt etablieren können.

Im Jahr 2000 wurden Projekte in allen P+D Bereichen abgeschlossen:

Anlagen

- ◆ 4.8 kWp Anlage mit SOLRIF Modulen (neu entwickelter Modulrahmen für die Dachintegration von Standardmodulen, Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo AG) [52]
- ◆ 8 kWp Sonnensegel Münsingen (PV Anlage mit besonderer Erscheinungsform, Demonstrationsanlage; Leitung: Verein Sonnensegel Münsingen) [62]
- ◆ 16.3 kWp Anlage mit PV AC-Modulen integriert ins Dach eines Bauernhauses in Iffwil (PV Elemente mit integrierten Wechselrichtern, hybride Anlage Strom - Warmluft, Gebäudeintegration; Leitung: Atlantis Energie) [50]
- ◆ AC-Schallschutzanlage Amsterdam (Kombination Wechselstrom-Module und Schallschutz; Leitung Schweizer Beitrag: TNC Consulting) [60]

Komponentenentwicklung

- ◆ LonWorks als Feldbus für PV Anlagen Phase 1 (Entwicklung eines Wechselrichters mit LonWorks Inverter-Knoten, standardisierter Datentransfer bei PV Anlagen; Leitung: Sputnik Engineering AG) [44]
- ◆ SOLRIF: Rahmen für Standardmodule zur Dachintegration (Gebäudeintegration; Leitung: Enecolo) [41]
- ◆ SOLMAX (Schalenförmige Unterkonstruktion aus recyceltem Kunststoff für grosse PV Module im Bereich Flachdachanlagen; Leitung Solstis Sàrl) [45]
- ◆ Photovoltaik-Aussenisolationselemente für Dach und Fassade (Gebäudeintegration; Leitung: ZAGSOLAR) [42]
- ◆ 2 kWp Anlage mit Modulwechselrichtern (Anlage mit neu entwickelten Wechselstrom PV Modulen; Leitung: Ingenieurschule HTA Biel) [40]

Messkampagnen

- ◆ 180 kWp Anlagen der UBS Suglio (Vergleich verschiedener Anlagekonzepte; Leitung: Enecolo AG) [71]

Studien - Hilfsmittel - diverse Projekte

- ◆ HORIZsolar Phase I (Exakte digitale Erfassung und Verarbeitung des Horizonts für Sonnenenergie Anlagen, PV Hilfsmittel; Leitung: Energiebüro) [77]
- ◆ PVSYST V3; ergonomie et fonctionnalité (Folgeprojekt von PVSYST 2.0; Leitung: EPFL) [75]



Bild 11: Solmax Unterkonstruktion, Foto: Solstis Sàrl

4. Bewertung 2000 und Ausblick für 2001

Das Jahr 2000 stand zweifellos im Zeichen der eidgenössischen Abstimmungen vom 24. September 2000, geprägt von grossen Hoffnungen vor der Abstimmung und entsprechender Enttäuschung nach dem negativen Ausgang. Für die im vorliegenden Bericht diskutierten Pilot- und Demonstrationsprojekte hat der Ausgang dieser Abstimmungen keinen unmittelbaren Einfluss; an der Notwendigkeit einer anhaltenden Forschung und Entwicklung bestanden grundsätzlich von keiner Seite Zweifel. Die finanziellen Mittel sollten demzufolge in derselben Grössenordnung vorliegen oder zu mobilisieren sein wie bisher. Angesichts einer weiterhin angespannten Finanzlage ist eine breite Programmabstützung jedoch unabdingbar.

Aus technologischer Sicht wie auch aus der Perspektive der Umsetzung kann – wie die aufgeführten Beispiele belegen – das Jahr 2000 als Erfolg gewertet werden. Die Diskussionen und Medienberichte rund um die Abstimmungen sowie ein wachsendes Bewusstsein für das weltweite Marktwachstum der Photovoltaik hatten in vielen Kreisen eine erhöhte Beachtung zur Folge. Konkretes Interesse konnte aus Industrie und Finanzkreisen verzeichnet werden. Diese Feststellung gilt unabhängig vom Ausgang der Abstimmungen vom 24. September und belegt die internationale Dimension der Photovoltaik auch in der Schweiz.

Eine hohe Präsenz der Schweizer Photovoltaik erfolgte an der 16. Europäischen Photovoltaikkonferenz in Glasgow [86]. Die Nationale Photovoltaiktagung, welche im Berichtsjahr in Neuchâtel [87] stattfand, konnte ihrerseits die vielfältigen Aspekte rund um die Photovoltaik aus Schweizer Sicht belegen und wird als Treffpunkt allgemein sehr geschätzt.

Als Ausblick für 2001 kann aufgrund all dieser Feststellungen erwartet werden, dass die Schweizer Photovoltaik nicht stehen bleibt: Interessante Entwicklungen sind seitens der Industrie zu erwarten, die internationale Ausrichtung wird noch weiter ausgeprägt werden und der Markt dürfte aufgrund der weiteren Verbreitung der Solarstrombörsen im bisherigen Umfang bleiben. Die Entwicklung wird damit insgesamt nicht so schnell vor sich gehen wie erhofft aber sie geht zweifellos in die gewünschte Richtung. Der Informationsaustausch soll mit thematischen Workshops vertieft werden. Um dem zunehmenden Informationsbedürfnis gerecht zu werden, wird zudem eine der Photovoltaik gewidmete, umfassende Website www.photovoltai.ch aufgeschaltet.

5. Liste der P+D Projekte und Internetseiten

[1-38] **Forschungsprojekte**, siehe Band 1

[40] V. Crastan, HTA Biel: **Pilotanlage 2 kWp für modulintegrierte Wechselrichter**. (JB, SB)

[41] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLRIF (Solar Roof Integration Frame)**. (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>

[42] R. Durot, Zagsolar, Kriens: **PV-insulation-modules**. (JB, SB)

[43] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System**. (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>

[44] Ch. von Bergen, Sputnik Engineering AG, Nidau: **LonWorks as Fieldbus for PV-Installations**. (JB, Zwischenbericht) / <http://www.solarmax.com>

[45] J. Bonvin, Solstis Sàrl, Lausanne: **SOLMAX, flat roof mounting system made of recycling material**. (JB, SB) / <http://www.solstis.ch>

[46] P. Toggweiler, Enecolo AG, Mönchaltorf: **SOLGREEN- Optimierung des Systems Solgreen**. (JB) / <http://www.solarstrom.ch>

[47] M. Real, Alpha Real AG, Zürich: **Solardachschiefer Sunplicity**. (JB)

[48] J. Audergon, GEIMESA, Fribourg: **Système hybride photovoltaïque et thermique de 7 kWp, Domdidier**. (JB) / <http://www.geimesa.ch>

[49] R. Tschanner, IMT, Université de Neuchâtel: **Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant IMT Neuchâtel**. (JB) / <http://www-micromorph.unine.ch>

[50] B. Stucki, Atlantis Energie AG, Bern: **PV-roof integration with module integrated inverters**. (JB, SB) / <http://atlantisenergy.ch>

[51] B. Bezençon, Atlantis Solar Systeme AG, Bern: **3,1 kW_p stand-alone hybrid (PV-Diesel) installation in Sohières (JU)**. (JB) / <http://www.atlantisenergy.com>

[52] P. Toggweiler, Enecolo AG; Mönchaltorf: **4.8 kWp P+D Anlage SOLRIF, Lindenmatt**. (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>

[53] F. Bigler, Industrielle Betriebe Interlaken: **PV roofs in the old town of Unterseen**. (JB) / <http://www.ibi-interlaken.ch>

[54] U. Bühler, Urs Bühler Energy Systems and Engineering, Cham: **Slopedroof- and façade – mounting-system AluTec / AluVer**. (JB)

[55] H. Kessler, PAMAG AG, Flums: **3 kWp PV Eurodach amorph**, (JB) / <http://www.flumroc.ch>

[56] A. Haller; Ernst Schweizer AG, Hedingen: **10 Roof Integrated PV Small Scale Systems**, (JB) / <http://www.schweizer-metallbau.ch>

[57] R. Hächler, Ars Solaris Hächler, Chur: **Pilot installation 10kWp Flat Roof System "SOL-GREEN"** (JB)

[58] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields**. (JB) / <http://www.tnc.ch>

[59] R. Hottiger, IG Solar Safenwil: **PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil**. (JB) / <http://www.ekotech.ch>

[60] Th. Nordmann, TNC Consulting AG, Erlenbach: **Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam**. (JB) / <http://www.tnc.ch>

[61] G. Jean-Richard, EICN, Le Locle: **PV Anlage Héliotrope EICN**. (JB) / <http://www.eicn.ch>

[62] S. Kormann, Verein Sonnensegel, Münsingen: **SOLARSAIL Münsingen**. (JB, SB) / <http://www.solarsail.ch>

- [63] P. Favre, Services Industriels Lausanne: **Amburnex Solar Farm (3 kWp)**. (JB) / <http://www.lausanne.ch/energie>
- [64] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen**. (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [65] R. Durot, ZAGSOLAR; Kriens: **PV-installation Wauwilermoos**. (JB, SB)
- [66] R. Minder, Minder Energy Consulting, Oberlunkhofen: **SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship**. (JB) / <http://www.minder-energy.ch>
- [67] R. Diamond, 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>
- [68] M. Schneider, 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>
- [69] M. Schalcher, Ingenieurschule HTA, Chur: **Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn**. (JB) / <http://www.fh-htachur.ch>
- [70] S. Roth, Axpo, Zürich: **NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001**. (JB) / <http://www.axpo.ch>
- [71] R. Kröni, Enecolo AG, Mönchaltorf: **Monitoring of the 180 kWp PV-Power Plant of UBS Suglio/Lugano**. (JB, SB) / <http://www.solarstrom.ch>
- [72] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **Messkampagne Mark I**. (JB) / <http://www.tnc.ch>
- [73] A. Schlegel, awtec AG, Zürich: **Coating of PV-Modules**. (JB) / <http://www.awtec.ch>
- [74] M. Real, Alpha Real, Zürich, **Normenarbeit für PV Systeme**. (JB) / <http://www.iec.ch>
- [75] Ch. Roecker, LESO - EPF Lausanne: **PVSYST 3.0**. (JB, SB) / <http://www.pvsyst.com/>
- [76] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **Guarantee of Solar Results for Grid-Connected-Photovoltaic-Systems 'GRS-PV'**. (JB, SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [77] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich: **HORIZsolar**. (JB; SB) / <http://www.energieburo.ch>
- [78] Th. Hostettler, Ingenieurbüro Hostettler, Bern: **Feasibility Study "PV installations with Thin-film Cells integrated into football stadiums"**. (JB)
- [79] S. Nowak, NET AG, St. Ursen, **PV City Guide**. (JB) / <http://pvcityguide.energyprojects.net>
- [A] Th. Nordmann, TNC Consulting, Erlenbach: **PV on vocational Colleges in Switzerland, 7 Years Experience in Training and Education**. (JB) / <http://www.pv-berufsschule.ch>
- [B] Ch. Meier, Energiebüro, Zürich, **Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 1999**. (JB) / <http://www.energieburo.ch>
- [C] E. Linder, 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>

(JB) Jahresbericht 2000 vorhanden
 (SB) Schlussbericht vorhanden

Referenzen

- [80] Swiss national report on PV power applications 1999, P. Hüsler, Nova Energie, 2000
- [81] Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 1999, IEA PVPS Task I – 08: 2000
- [82] IEA PVPS Newsletter, zu beziehen bei Nova Energie, Schachenallee 29, 5000 Aarau, Fax 062 834 03 23
- [83] Lead-Acid Battery Guide for Stand-Alone Photovoltaic Systems, IEA Task III, Report IEA-PVPS 3 - 06: 1999
- [84] Survey of National and International Standards, Guidelines & QA Procedures for Stand-alone PV Systems, IEA PVPS T3 - 07: 2000
- [85] Literature survey and analysis of non-technical problems for the introduction of building integrated photovoltaic systems, IEA PVPS Task7-01: 1999
- [86] 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition in Glasgow – aus Schweizer Sicht, BFE, 2000
- [87] Nationale PV-Tagung 2000, Unterlagen zu beziehen beim VSE, Gerbergasse 5, 8023 Zürich, Fax 01 221 04 42

6. Für weitere Informationen

Weitere Informationen erhalten Sie von der Programmleitung:

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

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

7. Verwendete Abkürzungen (inkl. Internetlinks)

Allgemeine Begriffe

HES	Haute Ecole Spécialisée
HTA	Hochschule für Technik und Architektur (Fachhochschule)

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/
CRPP	Centre de Recherche en Physique des Plasmas EPFL	http://crppwww.epfl.ch
DEZA	Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit	http://www.admin.ch/deza
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 - Ticono 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.suspi.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	
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
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

8. 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

Komponentenentwicklung

V. Crastan	
Pilotanlage 2 kWp für modulintegrierte Wechselrichter - 17222 / 56790	40
P. Toggweiler, D. Ruoss	
SOLRIF Solar Roof Integration Frame - 29909 / 69804	41
R. Durot	
PV-insulation-modules - 28023 / 68221	42
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	43
Ch. von Bergen, M. Rotellini	
LonWorks as Fieldbus for PV-Installations - 32443 / 72340	44
J. Bonvin	
SOLMAX, flat roof mounting system made of recycling material - 32991 / 72909	45
P. Toggweiler , D. Ruoss	
SOLGREEN- Optimierung des Systems Solgreen - 37527 / 77266	46
M. Real	
Solardachschiefer SUNPLICITY - 37528 / 77267	47

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 17222
Contract Number : 56790

Project Title : Pilotanlage 2kWp für modulintegrierte Wechselrichter

Abstract :

Pilot Plant 2 kWp for module-integrated inverters

The aim of the project has been to test the new 200 W module-integrated inverter for direct grid-coupling developed by the Hochschule für Technik und Architektur Biel / Sputnik Engineering Nidau / Atlantis Energy Bern (final report DIS 2754).

10 modules (2 kWp) have been coupled March 1998 with the network of the Energy Services of the city of Biel. The main goals of the test were to check the reliability of the inverter, the performance of the system and to recognize possible disfunctions of the inverter and get information in order to optimize construction data.

The operation of the integrated system has been observed by a powerful monitoring system from november 1998 to march 2000.

The system and the inverter have shown a very good reliability and worked without any perturbation during the whole test period of more than one year. A detailed analysis of test results can be found in the end report of november 2000.

Duration of the Project : October 1996 - March 2000

Responsible for the project : Hochschule für Technik und Architektur Biel

Reporting on the project : Prof. Dr. V. Crastan

Address : Quellgasse 21, Postfach 1180, 2501 BIEL

Telephone : 032 / 341 09 93

Fax : 032 / 3216 500

<http://www.hta-bi.bfh.ch/E/energietechnik>

Email : valentin.crastan@bluewin.ch

1. Projektziele

Ziel des Projektes war der Bau einer PV-Anlage für 2 kWp mit 10 modulintegrierten, direkt mit dem Netz (230 V) gekoppelten Wechselrichtern, die Durchführung von Messungen und deren Auswertung während ca. 2 Jahren. Darüber hinaus war der Wechselrichter auch auf mögliche Fehlfunktionen zu prüfen und die Wahl des Elektrolytkondensators in Zusammenhang mit der Inverter-Konstruktion bezüglich Lebensdauer zu optimieren

2. Kurzbeschreibung des Projektes

Ein Interesse an modulintegrierten Solarwechselrichtern für direkten Netzanschluss 230 V ist sowohl für fassadenintegrierte Anlagen als auch für Do it yourself-Anwendungen vorhanden. Die gemeinsame Entwicklung von Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Biel / Sputnik Engineering / Atlantis Energie ist in einer Pilotanlage zu erproben (BEW Projekt DIS 2754). Die Anlage besteht aus 10 Solarpanels (Lamine der Firma Solution, 206 Wp) mit integriertem Wechselrichter (Entwicklung HTA Biel/ Sputnik Engineering AG). Die Solarmodule werden auf einer Betonfundamentreihe im Gelände des Solarlabors HTA/EW Biel montiert (Schaltanlage Mett).

Das Betriebsverhalten des integrierten Systems wird mit einem leistungsfähigen Messsystem dauernd überwacht. Dieses Messsystem liefert Daten mit einem Mess- und Speicherintervall von 3 s. Die im Datalogger gespeicherten Daten werden von einem PC in einem Intervall von 1 h übernommen und mit einem Analyseprogramm untersucht. Mit dieser Analyse können auch die Ursachen eventueller Inverter-Fehlfunktionen festgestellt werden. Mit einem Komprimierungsprogramm werden die 3-Sekunden-Werte für die Langzeitauswertung (Tag, Monat und Jahr) gemittelt.

3 Projektstand

Die Messungen wurden im Frühjahr 2000 nach einem Ausfall der PC-Festplatte vorzeitig abgebrochen. Zusatzmessungen an Panel 10 wurden im Sommer 2000 vorgenommen. Das Projekt ist somit abgeschlossen. Der Schlussbericht wurde in November 2000 verfasst und eingereicht.

4 Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

Im Jahre 2000 durchgeführte Arbeiten und Ereignisse:

- Die Anlage (Panel + Wechselrichter) funktionierte und funktioniert immer noch einwandfrei. Während der ganzen Betriebszeit seit Herbst 1998 sind keine Ausfälle von Wechselrichtern zu verzeichnen. Insofern kann von einer ausgezeichneten Zuverlässigkeit gesprochen werden.
- Im März 2000 lieferte das Universalwattmeter UPM 3000, welches die Wirkleistungen der drei Wechselrichter Nr. 1 ... 3 erfasste, z.T. falsche Werte und musste ersetzt werden (April 2000).
- Es war vorgesehen, die Messungen bis zum 30.06.00 weiterzuführen. Im April 2000 begann leider die Festplatte, welche die Messdaten des Dataloggers aufzeichnete, nicht mehr richtig zu arbeiten. Im Mai 2000 erfuhren wir vom Datenrettungsspezialisten, dass wegen der schweren physikalischen Beschädigung der Oberfläche keine Daten gerettet werden können. Die systematischen Messungen wurden abgebrochen, nachdem neue mit Zusatzkosten verbundenen Messungen während einiger weiterer Monate von der Programmleitung nicht bewilligt wurden.
- Um vernichtete Daten teilweise zu kompensieren wurden im Sommer 2000 noch verschiedene Kennlinienmessungen an Panel 10 durchgeführt, die als Zusatzinformation für eine Computersimulation dienen.
- Die Resultate der Auswertung der Messungen sind im Schlussbericht zu finden.

5. Perspektiven für 2000

Projekt abgeschlossen.

6. Publikationen 2000

Schlussbericht November 2000.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 29909
Contract Number: 69804

Project Title: SOLRIF (Solar Roof Integration Frame)

Abstract:

Building integration technologies for photovoltaic systems are, beside cell & module improvements, one of the most important aspects to reduce the price of solar electricity. But beside costs, there are other relevant requirements such as the architectural and esthetical appearance of the building itself.

SOLRIF is a new photovoltaic (PV) system for inclined roofs, which meets the aspects described above. Combined with any solar panel SOLRIF forms a sealed roofing layer, like standard roofs with tiles, while generating electricity at the same time and offering a sustainable solution without greenhouse gases at zero operating costs. This new system is suitable for almost any type of inclined roofs in existing or new buildings and meets high esthetical demands too. The innovative design is optimised in view of economical, ecological and functional aspects. The SOLRIF system consists of any type of PV laminate and four specially designed aluminium profiles, which replace the conventional framing of standard PV laminates. SOLRIF is independent of the size and makes of the PV laminates and is therefore suited to different products.

During the two years project time 6 installations with a total amount of over 100 kW nominal power have been realised in Switzerland. Further approx. 150 kWp have been installed in Germany since beginning 2000. In advance two test installations, one in Switzerland and one in the Netherlands were built. Collaboration has been established between Enecolo and ECN (The Netherlands Energy Research Foundation). Main goal was the further improvement of the system, the test under severe weather conditions and approval testing. Several tests were done with both test installations in order to gain experiences at different locations. Further testing was done in another test installation at ISPRA. Target was to implement the product in the certification process (IEC, CE marking, etc.).

Some improvement could be incorporated. Special attention was given to standard solutions for roofing edges in connection with other roofing materials and on the profiles to reduce the material. In parallel negotiations were taking place with module manufacturers about production and introduction of SOLRIF in their manufacturing line.

The experiences with the installation and operation of SOLRIF- elements are very positive. The system has proved its excellent performance in all relevant terms such as aesthetics, mounting speed, roofing function, flexibility and cost effectiveness.

Duration of the Project: Dec. 1st 1998- Dec. 15th 2000

Responsible for the project : Peter Toggweiler

Reporting on the Project: Daniel Ruoss

Address: Enecolo AG
Lindhofstr. 52
8617 Mönchaltorf

Telephone: 01 / 994 90 01

Fax: 01 / 994 90 05

<http://www.solarstrom.ch>

Email: info@enecolo.ch

1. Projektziele 2000

Eines der Ziele im Jahre 2000 ist die SOLRIF- Profile aus Phase 1 (1999) weiterzuentwickeln. Die überarbeiteten Profile haben in verschiedenen Installationen und Tests Ihre Funktionalität zu beweisen. Ziel ist ein einfaches und kostengünstiges Dachintegrationssystem für Schrägdächer auf dem Markte zu etablieren. Neu soll auch der Markt Deutschland bearbeitet werden. Bei der Umsetzung und Entwicklung von SOLRIF soll besonders auf die Modularität bzw. die Unabhängigkeit von bestimmten Modulgrößen geachtet werden. Ferner sind die ästhetische Erscheinung und die architektonische Vielfalt des Systems durch verschiedene Werkstoffe (Alu und Kunststoff), Farben und Oberflächen zu berücksichtigen.

Ein weiteres wichtiges Ziel, neben der Systementwicklung, ist die Suche nach gewillten und interessierten Partnern unter den Modulherstellern, welche in Zusammenarbeit mit dem Projektteam das ausgearbeitete System in ihre Produktion eingliedern. Hauptaspekt dabei ist der Ersatz des bisherigen Standardrahmens welcher nur Schutz- aber keine Integrationsfunktion hat.

Im Rahmen des Marktausbaus muss die Möglichkeit zur Systemzertifizierung untersucht und angestrebt werden. In diesem Zusammenhang werden auch weitere Test notwendig sein.

Zusammenfassend die Ziele für das Jahr 2000:

- Weiterentwicklung der Spezialprofile und des Systemaufbaus
- Test und Abklärungen zur Zertifizierung des neuen Systems
- Bilaterale Zusammenarbeit mit ECN in Holland, Kooperation mit den Modulherstellern
- Marktauftritte in Deutschland, Schweiz, Holland, Frankreich und evtl. Dänemark
- Umsatzzahlen steigern

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1. Überarbeitung Profile

Basierend auf den vorgegebenen Projektzielen, wie ein einfaches und kostengünstiges Dachintegrationssystem, Prinzipis eines normalen Dachziegels, Verwendung von Standardlaminaten, Modularität, Strangpressprofile die fortlaufend und günstig zu produzieren sind und ästhetische Erscheinung, wurden zahlreiche Konzepte betreffend den Profilen und dem Material evaluiert. Es zeigte sich im Projektteam schnell, dass die SOLRIF- Profile aus Aluminium hergestellt werden. Einige Ideen zu der Verwendung von Kunststoff wurden aufgenommen, sind aber nie detaillierter ausgearbeitet worden. In Zusammenarbeit mit Ernst Schweizer Metallbau AG ist der Werkstoff Aluminium für die vorgeschlagene Anwendung als optimaler und kostengünstiger beurteilt worden. Zahlreiche Konzepte und Zeichnungen von Profilen und Lösungsansätzen wurden untersucht und weiter verfolgt. In diesem Kapitel werden nur die wichtigsten 'Meilensteine' in der Entwicklung des SOLRIF- Profils wiedergegeben. Detailliertere Informationen werden im Schlussbericht SOLRIF abgedruckt.

Zu Beginn des Projektes (Phase 1) wurde prioritär auf die Funktionalität, das Konzept (Schutzfunktion aber nur mit einem 3/4 Rahmen) und die Konstruktion geachtet. Die Auswertung nach der ersten Installation zeigte, dass bei den Profildimensionen optimiert werden musste. Die Funktionalität und das restliche Konzept überzeugte bei der Rahmung und dem Einbau, sodass nur mittlere Anpassungen hierzu nötig waren. Die Änderungen von der Phase 2 der Profilentwicklung im Vergleich zu der Phase 1 zeigen die nachfolgenden Bilder sehr deutlich.



Bild 1: Seitenprofil rechts (Phase 1 – Phase 2)



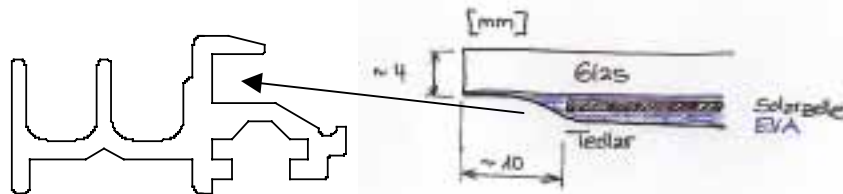
Bild 2: Seitenprofil links (Phase 1 – Phase 2)



Bild 3: Profil oben (Phase 1 – Phase 2)

Die Profile der Phase 2 sind in Bezug auf weniger Material total überarbeitet worden und auch das Konzept wurde versucht zu optimieren. Die Grundform ist gleich geblieben mit dem Ziel jegliches extensive Material zu reduzieren. Die Profildicken wurden um einen Faktor von rund 30% reduziert. Das gleiche bei den Aussendimensionen, die Profile sind ca. 20% schlanker gestaltet. Gesamthaft resultierte eine Materialeinsparung von rund 40%! Dies bedeutet auch, dass bei grossen Quantitäten die Profile rund 40% günstiger werden als die Version aus Phase 1, dies weil die Kosten hauptsächlich per kg Material berechnet werden. Die Form zum Strangpressen spielt eine untergeordnete Kostenrolle bei grossen Produktionsmengen.

Eine wesentliche Änderung in der Funktionalität ist die Anchrägung innerhalb des Profils, welches eine einfachere Rahmung mit den Laminaten ermöglicht. Die Einpassung ist einfacher möglich, da die Kanten konisch zulaufen. Zudem wurde beobachtet, dass verschiedene Laminathersteller an den Rand abfallend laminieren. Nachfolgende Zeichnungen verdeutlichen das einfachere Einpassen der Lamine.



Dadurch konnten auch geringfügig dickere Lamine eingesetzt werden. Die maximale einzusetzende Laminatdicke ist 5 mm.

Weiter wurde beim Profil oben der hintere Anschlag entfernt, da die Erfahrung bei Installationen zeigte, dass die SOLRIF- Elemente flexibel verlegt werden müssen. Der Anschlag diente während der Montage zur Fixierung der SOLRIF Elemente auf der Ziegellattung. Es zeigte sich schnell, dass diese Funktion eher hinderlich als begünstigend ist. Bei der Montage sind die Elemente der Dachgeometrie (verzogenes Dach) anzupassen und sollten nicht auf die Ziegellattung orientiert werden. Weitere Änderungen, wie bei der Nutsteinführung sind durch Materialreduktionen hervorgegangen. Die neuen SOLRIF- Profile überzeugen durch ihre schlankes und materialsparendes Design. Der Rahmenezusammenbau hat sich aufgrund der Überarbeitung nicht verändert, das Prinzip bleibt das gleiche. Auch die einzelnen Profulfunktionen, wie Regenrinne, Überlappung, etc. bleiben erhalten.

2.2. Design Randabschlüsse

Der Randabschluss, wie auch der First- und Traufabschluss stellte keinen involvierten Spengler vor eine schwierige Aufgabe. Die Lösungen wurden schnell und einfach erarbeitet. Die nachfolgenden Beispiele zeigen aber die individuellen Lösungen und Verbindung zu den Ziegeln.



Bild 4, 5: Beispiel DEMOSITE mit Uschinox



Bild 6: Beispiel ABZ mit Stahlblech



Bild 7: Beispiel Wohlen mit Kupferblech

Diese Situation, dass kein Plug- und Play System bei der Anbindung an die Ziegel vorhanden ist, wurde seitens der Kunden bemängelt. Das System SOLRIF überzeugt durch seine einfache Handhabung, so dass auch nicht gelernte Dacharbeiter mit dem System ohne Probleme umgehen können. Für den Anschluss der SOLRIF- Elemente an die Ziegel ist aber eine spezialisierte Fachperson nötig. Dies führt oftmals zu höheren Kosten, welche mit einem Standardsystem unterbunden werden könnten. Ab April wurde seitens der Projektgruppe versucht den Randabschluss als Standardprodukt zu entwickeln. Es sollte eine einfache Verbindung von den SOLRIF- Elementen zu den Seitenblechen oder direkt unter die Ziegel möglich sein. Die Kriterien für eine Weiterentwicklung waren somit eine Standardlösung zu finden, kostengünstig in der Produktion, ansprechend in Form und Farbe, einfache Handhabung auf der Baustelle und Funktionalität (Regen und Wind abweisen, Dichtheit).

Das Ziel war dem Kunden einen Randabschluss für verschiedene Dacheindeckungen (Ziegel und SOLRIF) anbieten zu können. Ausgangslage war ein Aluminiumprofil, ähnlich zu dem SOLRIF- Profil, welches einfach in Kombination mit den SOLRIF- Elementen zu verwenden wäre und auch eingefärbt werden kann. Zu Beginn wurde ein spezielles Randprofil, ein Blech direkt an das Randprofil angeschweisst. Elementar war ein Stehfalz, welcher das seitliche Eindringen von Wasser verhindert, zu berücksichtigen.

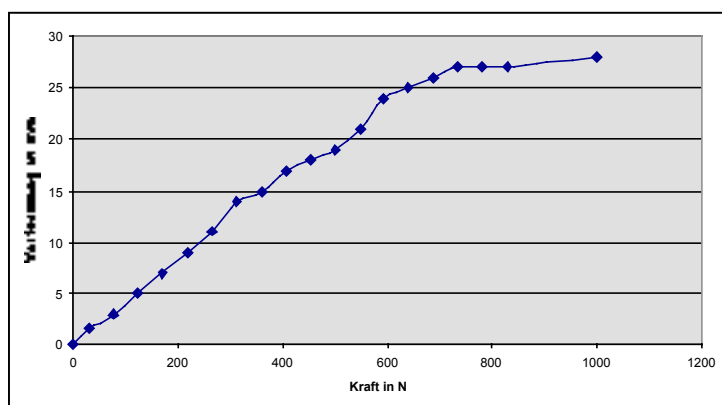


Im Verlaufe der Entwicklung zeigte sich eine einfachere Variante. Ein L- förmiges Anschlussblech, mit Falz gegen das Eindringen von Wasser, verbindet das SOLRIF- Feld mit den Ziegeln. Das Seitenprofil wird speziell angefertigt und weist einen Stehfalz vor. Der Vorteil liegt in der einfachen Herstellung des Bleches, der einfachen Montage der Seitenprofile und des Anschlussbleches und der sehr universellen Einsatzmöglichkeiten. Dieser Prototyp wurde weiter entwickelt und wird heute als fertiges Seitenprofil hergestellt und optional zu den anderen SOLRIF- Profilen angeboten.

Bild 8: Frontansicht des linken und rechten Profils

2.3. Untersuchungen / Tests

Während der verschiedenen Überarbeitungen der Profile und der Bügel waren auch diverse Tests notwendig. Einige Tests wurden direkt in der Praxis durchgeführt und auch beobachtet. Es wird auf die Schlussberichte SOLRIF und P&D Installation Lindenmatt verwiesen. In der P&D Installation wurde detaillierter das Eindringen von Schlagregen ohne Unterdach beobachtet. Des weiteren wurden im Rahmen der Zertifizierung in Ispra durch Herrn Rasmussen verschiedene Tests an dem System und dem Aufbau durchgeführt. Nachfolgend die zusammenfassenden Resultate des Belastungstest, welcher über den Einfluss von starken Winden Aufschluss geben sollte.



Die Kurve steigt bis ca. 600 N linear an, wird danach flacher und stabilisiert sich dann auf 27 mm. Nach Entlasten der Befestigung federten die Metallbügel wieder auf den Wert von 10 mm zurück. Daraus kann gefolgert werden, dass sich diese Art der Befestigung bis ca. 450 N elastisch verhält und danach die ersten Verformungen eintreten.

Graphik 1: Kurvenverlauf der Verformung in Abhängigkeit zur Belastung

Ein Metallbügel dürfte also maximal mit 225N belastet werden, damit keine bleibenden Deformationen eintreten.

BP 85 Wp Module haben eine Fläche von 0.62 m^2 (mit Rahmen, verlegt), wiegen ca. 7 kg und werden je von einem Metallbügel gehalten. Wenn wir mit einer möglichen Maximalkraft von 22.5 kg pro Bügel rechnen erhalten wir pro m^2 Dachfläche einen Wert von: $(7 \text{ kg} + 22.5 \text{ kg}) / 0.62 \text{ m}^2 = 47.6 \text{ kg} / \text{m}^2$
 Ein Dach aus Tonziegeln hat ein Gewicht von ca. $45 \text{ kg} / \text{m}^2$. Somit ist ein Dach mit SOLRIF noch etwas stärker als ein Ziegeldach und sollte auch einen Sturm unbeschadet überstehen.

2.4. Zertifizierung

Zertifizierungen von Systemen sind äusserst zeitaufwendige und kostenintensive Arbeiten. Dies zeigte sich auch in der Phase III, welche Möglichkeiten zur Zertifizierung des SOLRIF- Systems untersuchte. In Zusammenarbeit mit verschiedenen Personen und Instituten wurde versucht anwendbare Normen für das System zu finden. Betreffend Dachnormen, beinhaltend Montage und Systemfunktionen, konnten schnell Richtlinien evaluiert werden, welche aber nur bedingt auf ganz Europa anwendbar sind. Diese Arbeiten werden auch nach dem Projektende weiter verfolgt. Betreffend den elektrischen und mechanischen Eigenschaften kann das SOLRIF- Element nach der IEC 1215 in ISPRa getestet werden. Ein wichtiger Aspekt ist der Blitz- und Potentialausgleich, wo diverse Abklärungen notwendig waren. Eine ausführlichere Berichterstattung wird in dem Schlussbericht SOLRIF gegeben.

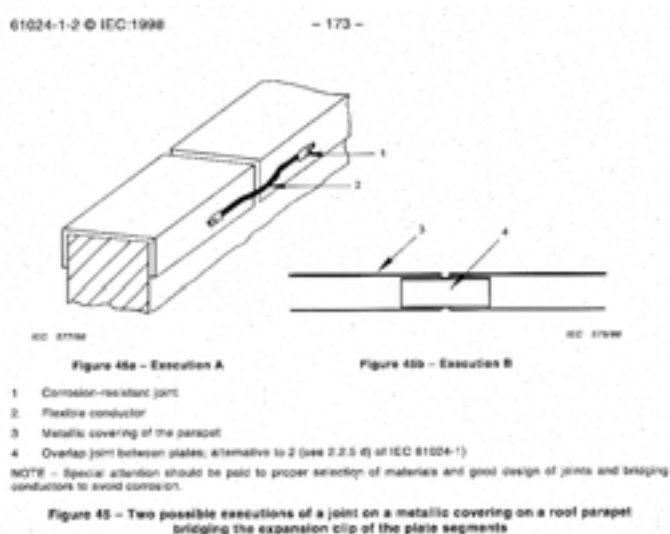


Bild 9: Anforderungen an mechanische Verbindungen

In der IEC 61024- 1 (1990) muss die elektrische Verbindung in der vertikalen Richtung gewährleistet sein über Verbindungen, welche hart gelötet, geschweißt, gekrimpt, geschraubt oder genietet sind. Oder die Distanz zwischen den Metallteilen ist nicht grösser als 1 mm und die Überlappungszone zwischen den Elementen ist mind. 100 cm^2 . Gemäss 2.2.5 d) in der IEC 61024- 1 wird eine Überlappung ohne Verschraubung der Verbindung akzeptiert, wenn die Überlappungsfläche grösser ist als 100 cm^2 ! Die restlichen minimalen Anforderungen sind gemäss 2.5.2 in der IEC 61024- 1 Durchmesser von 70 mm^2 für einen direkten Blitzfänger und 25 mm^2 für einen äusseren Blitzschutz. In der Funktion von SOLRIF müssten somit 25 mm^2 vorhanden sein. Diese Normen gelten für das System SOLRIF roh!

Für das lackierte SOLRIF System konnten keine spezifischen Werte gefunden werden. Gesucht wird der tolerierbare Übergangswiderstand! Nach Rücksprache mit Herrn Bruhin, ESTI zeigte sich, dass auch das lackierte System gemäss den ESTI- Vorschriften die Blitzschutzbestimmungen erfüllt. Begründet wird dies damit, dass die Schutzschicht (eloxiert oder lackiert) auf dem Aluminium aus Korrosionsgründen aufgebracht ist und bei einem allfälligen Blitzeinschlag diese Schicht durchschlagen wird. Es gibt keinen geforderten maximalen Übergangswiderstand bei metallischen Verbindungen. Im Erdreich ist es max. ca. 10 Ohm. Bei einer metallischen Überlappung ist aber kein elektr. Widerstand spezifisch gefordert. Die Verbindung muss einfach nach der IEC 61024- 1 (1990) Norm erfolgen (Beschreibung s.h. oben). Dies wird beim SOLRIF- System erreicht ob roh oder lackiert. Würde dieser Überlappungsbereich nicht eingehalten (kleiner sein) müsste mit einer zusätzlichen mechanischen Verbindung montiert werden (aufgeschweisste Mutter am Rahmen). Beim lackierten System muss nur beachtet werden, dass die Montage nicht in einem explosionsgefährdeten Gebäude erfolgt. Auch bei einem leicht brennbaren Dachstock muss eventuell eine zusätzliche Verbindung erfolgen, dies aufgrund des Funkenschlages bei einem Blitzeinschlag zwischen den Profilen und einem allfälligen Übergreifen auf die Lattung oder das Unterdach. Ansonsten wird das lackierte System durch das ESTI akzeptiert (Achtung: Dies gilt nur in der Schweiz!)

SOLRIF, ob roh oder lackiert, erfüllt gemäss IEC 61024- 1 (weltweit) und ESTI (Schweiz) die Blitzschutzbedingungen. Die minimale Grösse des Moduls muss ca. ein A4 sein um der Bedingung von mind. 100 cm^2 Überlappung zu entsprechen.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen, Firmen

Das Projektteam bestand aus den Partnern Enecolo AG und Ernst Schweizer AG. Es wurde für die Vermarktung in Europa mit Ernst Schweizer AG in Hedingen ein Lizenzvertrag abgeschlossen. Dies aufgrund der Basis, da Enecolo AG das System SOLRIF entwickelte und diverse Schutzrechte schon angemeldet hat, sowie Ernst Schweizer AG bei der Endentwicklung des Produktes Unterstützung leistete.

Weitere Zusammenarbeit wurde mit der Fachhochschule Burgdorf aufgebaut. Im Rahmen eines Burgdorfer EU- Projektes ist ein SOLRIF- Element einer Blitzsimulation ausgesetzt worden. Als Resultat zeigte sich, dass der neuentwickelte Rahmen die gleichen Funktionen und Messresultate erzielt wie ein Standardrahmen (z.B. beim Kyocera- Modul).

Durch die Weiterentwicklung und Testphasen sind verschiedene Dachdecker und Spengler in den Prozess eingebunden worden. Dies resultierte in einer interaktiven Projektentwicklung mit unterschiedlichen Ansätzen und Vorstellungen.

Kontakte zu den PV- Herstellern wurden betreffend der Eingliederung von SOLRIF in den Produktionsprozess aufgebaut. Es ist das Ziel der Projektgruppe, dass SOLRIF die eigentliche Rahmung ersetzt. Seit rund 2 Jahren bestehen gute Kontakte zu BP Solar, in Folge der Neuorganisation mit Solarex, ist aber erneut wieder Aufbauarbeit notwendig. BP Solar war interessiert SOLRIF in ihre Produktion einzugliedern, dies war aber stark abhängig von der Bestellmenge. Weiter sind zu einigen Deutschen Herstellern und Grosshändlern intensive Kontakte vorhanden, wobei zwei Modulimporteure Produktvarianten mit SOLRIF in ihr Angebot aufgenommen haben.

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

SOLRIF ist seit rund 1.5 Jahren auf dem Markt erhältlich und hat sich sehr gut positioniert. Das System überzeugt durch seine Funktionalität und der einfachen Handhabung. Es wird mit Hintergrund auf Transfer von Ergebnissen in die Praxis, in diesem Kapitel darum eher die Marktsituation kurz beschrieben.

Spätestens seit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Einspeisevergütung hat in Deutschland eine starke Marktdynamik eingesetzt und teilweise zu unerwarteten Situationen geführt. Die Lieferengpässe der Modulhersteller absorbierten fast überall personelle Kapazitäten, wodurch sich bei verschiedenen interessierten Importeuren und Modulherstellern die Evaluation von SOLRIF um mindestens 6 Monate bis in den Spätherbst 2000 verzögerte. Damit erhielt die direkte Lieferungen an Installateure und unabhängige Händler während den letzten Monaten eine relativ grosse Bedeutung. Trotzdem haben bis heute bereits zwei Modulimporteure Produktvarianten mit SOLRIF in ihr Angebot aufgenommen (Biohaus PV- Handels GmbH mit Isofoton- Modulen, Krannich Solartechnik mit Atersa- Modulen). Zudem werden zur Zeit bei weiteren Grosshändlern Musterinstallationen von SOLRIF evaluiert. Von den deutschen Modulherstellern haben bisher drei Firmen kleine Musterinstallationen zur Evaluation (Solar Fabrik, Solarwatt für ASE- Module und IBC) angefordert.

18 Monate nach dem Start der Markteinführung in der Schweiz mit dem Projekt ABZ in Zürich Wollishofen gibt es bereits einige etablierte Vertriebskanäle sowie verschiedene verbindliche Kontakte, jedoch noch wenig Umsatz. Vertrieb sowohl direkt an Installateure (Kottmann), Planer (Enecolo AG) als auch via Modulhändler (Holinger Solar AG, Solarmarkt Schöffland). Wegen der politischen Situation konnten in 2000 nur Anlagen mittlerer Grösse (10 – 15 kW) mit SOLRIF realisiert werden. Damit konnte in 2000 nur 60 % der Menge von 1999 abgesetzt werden.

Die geplanten Pilotprojekte in Dänemark und den Niederlanden wurden bisher nicht realisiert. Allerdings ist für die Niederlande für das erste Quartal 2001 eine kleine Anlage in Planung. In Frankreich wird bis Ende 2000 ein 10 kW Projekt mit EU Unterstützung in Savoyen erstellt sein. Übersee; kein Absatz bis Ende 2000.

Vertraglich konnten bisher folgende Vertriebskanäle gesichert werden:

Frankreich: Exklusivvertretung durch Sunwatt Bio, Chêne- Bourg, CH.

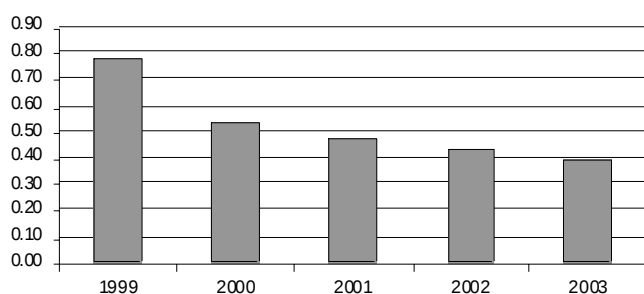
Australien: Exklusivvertretung durch Hr. Ch. Studer, Sydney.

Die Marktbearbeitung konzentrierte sich bisher auf die Schweiz und speziell auch auf Deutschland. Folgende Marketinginstrumente gelangten bisher zum Einsatz:

- Produktinformation: professioneller 2-seitiger Produktprospekt in vierfarbigem Offsetdruck (in dt. und engl.); bisherige Auflage total ca. 15'000 Stück .
- Produktdokumentation: halb professionelle 12- seitige Informationsbroschüre in Laserdruck.
- Direktversand Produktinformation an einschlägige Adressen (ca. 700 Stück) mit hohem Rücklauf (12 %) für zusätzliche Informationen
- Inserat in Zeitschrift Photon mit relativ enttäuschendem Rücklauf
- Artikel und Pressemeldungen in verschiedenen Zeitschriften und Zeitungen in Deutschland und der Schweiz
- Einlage der Produktinformation SOLRIF in DGS- Leitfaden „Photovoltaische Anlagen“, Oktober 2000, 1. Auflage 2500
- Posterpräsenz an folgenden Veranstaltungen:
 - Nationale Photovoltaik- Tagung 1999, Zürich
 - Symposium Photovoltaische Solarenergie 2000, Staffelstein, DE
 - Teilnahme am Designwettbewerb der IEA anlässlich der 16. PVSEC in Glasgow, Mai 2000
- Standpräsenz an folgenden Veranstaltungen:
 - Swissbau 2000, Basel
 - Europäische Photovoltaik- Konferenz 2000, Glasgow, Mai 2000
 - Intersolar 2000, Freiburg i.B., DE
 - Nationale Photovoltaik- Tagung 2000, Neuchâtel
- Neue elektronische Medien:
Bisher wurden keine speziellen Anwendungen realisiert. SOLRIF kann auf folgenden Websites gefunden werden:
 - www.enecolo.ch
 - www.solarstrom.ch
 - www.schweizer-metallbau.ch
 - www.holinger-solar.ch
 - www.biohaus.de
 - www.krannich-solartechnik.de

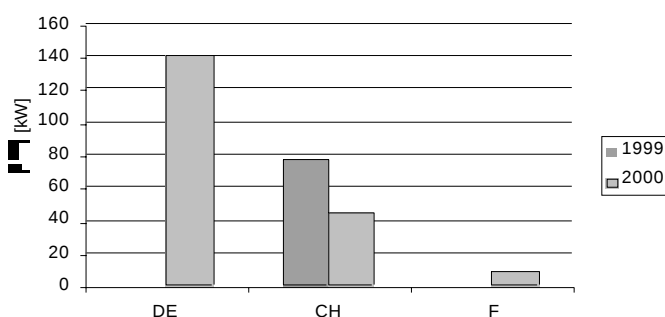
Signifikant sind die Trends zu grösseren Modulen und zu grösseren Bestellmengen pro Auftrag. Das wiederum hat einen stark sinkenden durchschnittlichen spezifischen Preis pro Wp für das Rahmensystem und damit eine bessere Kosteneffizienz zur Folge.

Kosten (CHF) pro Watt für Solrif-Rahmen



Graphik 2: Erwartete Kosteneffizienz gemessen in Fr./Wp für SOLRIF (bei gleichbleibenden Kostensätzen für Material und Produktionseinheiten)

Installierte PV-Anlagen mit Solrif



Graphik 3: Bisherige Umsatzentwicklung von SOLRIF (1999 – 2000)

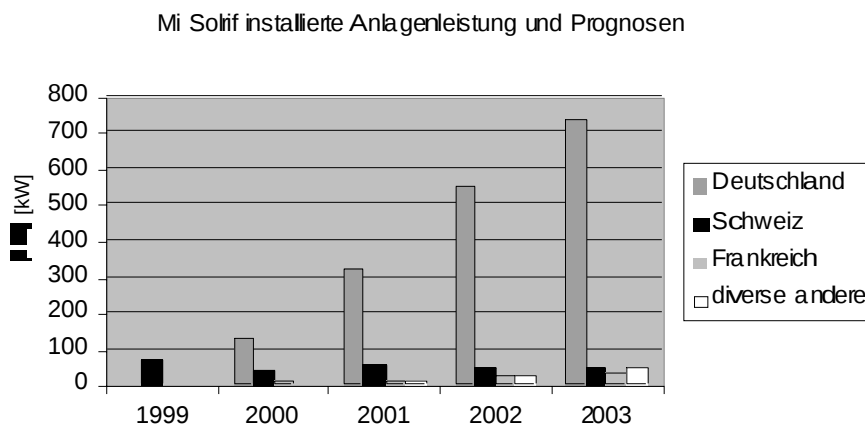
5. Perspektiven für 2001

Das Projekt wird am 15.12.00 abgeschlossen, ein Schlussbericht wird über ENET erhältlich sein. Die weiteren Perspektiven (Design und Material) sind kurzfristigen Charakters. Die Marktperspektiven sind langfristiger und auch schwieriger abzuschätzen.

Die Notwendigkeit einer zusätzlichen Profilvariante ist offensichtlich. Es wird in einer nächsten Weiterentwicklung das SOLRIF Profil neu konstruiert, damit auch Lamine mit einer Dicke von grösser 5 mm verwendet werden können.

Die Erweiterung des Systems mit kompletten Lösungen für Randanschlüsse muss im Zusammenhang der Vertriebskanäle geprüft werden. Unter Umständen ist es sinnvoll, dass für verschiedene Anbieter spezielle Lösungen erarbeitet werden. Eine erste Variante wird im 2001 auf dem Markte erhältlich sein. Es wird dann der Absatz mit dem Aufwand verglichen, um evtl. Anpassungen anzubringen. Das Randprofil ermöglicht dem Spengler oder der Fachperson die einfache Anbindung des Seitenblechs an die Solaranlage. Die Erfahrungen werden in eine eventuelle Weiterentwicklung sicher aufgenommen.

Das Rahmenmaterial Aluminium hat verschiedene Vorteile: Relativ günstige Werkzeugkosten, einfache Verarbeitung, gute Festigkeitseigenschaften bei geringem Gewicht, nicht brennbar usw. Nicht optimal ist der Energieaufwand für die Herstellung (170 MJ/kg) des Materials und lässt auf den ersten Blick ein grosses Einsparpotential vermuten. Ein Ersatz des Aluminium Strangprofils durch ein Kunststoffprofil muss aber nicht unbedingt zu einer besseren Lösung führen. Vielleicht kann durch den gezielten Einsatz von Aluminium mit hohem Rezyklieranteil die gleichen Vorteile mit geringeren Investitionskosten und Energieaufwand erreicht werden.



Graphik 4: Umsatzprognosen SOLRIF für 2001 bis 2003

Der Markt für das System SOLRIF wird primär von der Förderpolitik innerhalb der verschiedenen Märkte abhängen. Dabei können je nach Ausgestaltung positive wie negative Konsequenzen erwachsen. Zum Beispiel ist zu erwarten, dass SOLRIF vom 100'000 Dächer-Programm in Deutschland potentiell profitieren wird, da das Programm auch für kleinere Anlagen auf

privaten Gebäuden ausgelegt ist. Andererseits dürften Dachintegrationssysteme in Deutschland von der Einspeisevergütung kaum profitieren, da bei einer möglichst kostengünstigen Stromproduktion die architektonische Gestaltung wenig Stellenwert haben wird. Die Extrapolation der Marktzahlen aus den ersten 18 Monaten führt zu einer Prognose (siehe Graphik 4) die auf Grund der hohen Dynamik der Märkte mit grossen Unsicherheiten behaftet ist und mit entsprechender Vorsicht zu behandeln ist.

6. Publikationen 2000

D. Ruoss, P. Toggweiler, U. Brügger, A. Haller	Poster & Paper	PV Konferenz in Staffelstein März 2000
D. Ruoss, P. Toggweiler, U. Brügger, A. Haller	Poster & Paper	16. Europäische PV Konferenz Glasgow, 1.- 5. Mai 2000
D. Ruoss, P. Toggweiler, A. Haller	Poster	PV Tagung in Neuenburg 7. & 8. November 2000
D. Ruoss, P. Toggweiler, A. Haller	Schlussbericht	Zuhanden BfE Dez. 2000
D. Ruoss, P. Toggweiler, U. Brügger, A. Haller	Jahresbericht	Zuhanden BfE Dez. 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 28023
Contract Number : 68221

Project Title : PV-insulation-modules

Abstract :

In the project PV-insulation-modules different insulation materials and products have been investigated concerning the possibilities to combine them with photovoltaics.

About 12 interesting variants of combination have been found. They were investigated and judged according to several requirements, that result out of norms of the building sector and from environmental influences.

The judgement shows the forces and weaknesses of each variant. Some variants are very promising. Several meetings with responsible peoples from the insulation industry showed as well their interest in combined elements. Together with them, further investigations have to be done, and new products will follow.

Duration of the Project : Winter 1998/99 until Summer 2000

Responsible for the project : ZAGSOLAR

Reporting on the project : Richard Durot

Address : ZAGSOLAR
Amlehnstr. 33
6010 Kriens

Telephone : 041 312 09 40
http :

Fax : 041 312 09 41
E-mail : r.durot@tic.ch

Projektziele 2000

Das Projekt Photovoltaik-Aussenisolationselemente mit dem Ziel, die Möglichkeiten Aussenisolationselemente mit Solarzellen zu kombinieren zu untersuchen, begann im Winter 98/99 und konnte im Sommer 2000 fertiggestellt werden.

Zielsetzung für das Jahr 2000 war vorerst die Fertigstellung der gründlichen Untersuchungen diverser Kombinationsvarianten und die Evaluation dieser Untersuchungen. Ziel war zudem die Erstellung von Prototypelementen von einer Variante und die genauere Untersuchung dieser Variante anhand der Prototypelemente.

Durchgeführte Arbeiten 2000 und Ergebnisse

Insgesamt wurden 12 Kombinationsvarianten von Solarmodul und Isolationselement näher untersucht. 4 von diesen Varianten sind für die Anwendung an einer Fassade, 2 Varianten sind für die Integration ins Flachdach und 6 Varianten für die Integration ins Steildach. Die einzelnen Varianten wurden anhand von bedeutenden Kriterien untersucht. Zu diesen Kriterien gehörten die Stabilität, die Dämmwirkung, die Kosten genau so wie die Wasserdichte, die UV-Beständigkeit oder der Brandschutz. Es zeigte sich, dass speziell die Norm-Vorgaben für Stabilität, Wasserdichte und Brandschutz bei kombinierten PV-Aussenisolationselementen nicht einfach zu erreichen sind:

- Vor allem vorgesehene Klemm- und Klebeverbindungen erfordern eine eingehendere Untersuchung bezüglich der Stabilität.
- Der in der Schweiz übliche Steildachaufbau mit Unterdach und Bedachung entspricht nicht der Philosophie eines kombinierten PV-Isolationselementes. Dies bedingt für kombinierte Elemente eine gründliche Untersuchung der Wasserdichte.
- Vor allem beim Steildach darf die oberste Schicht nicht brennbar sein. Da diverse Isolationsmaterialien und Dichtungen brennen, müssen Kombinationsvarianten auch bezüglich Brandschutz optimiert werden.

Die Untersuchungen zeigten die Stärken und Schwächen der einzelnen Varianten klar auf. Für alle Varianten wurden aber hinsichtlich der einzelnen Kriterien Lösungen gefunden, damit die Normen des SIA und anderer Fachverbände eingehalten werden können.

Die einzelnen Kriterien wurden ihrer Bedeutung entsprechend gewichtet und alle Varianten systematisch, den gewichteten Kriterien entsprechend, beurteilt. Diese Gesamtbeurteilung ermöglichte die Unterscheidung von besseren und schlechteren Varianten.

Von einem kombinierten Fassadenelement wurden Prototypelemente erstellt und an einer Versuchswand montiert. Die Versuchswand mit den Elementen bestätigte bezüglich Montagefreundlichkeit die Erwartungen. Sie zeigte aber auch, dass die Halteelemente zu optimieren sind und weitere Prüfungen und Detailtest erforderlich sind, um die Marktauglichkeit zu bestätigen.

Im Rahmen des Projektes wurde mit den meisten Herstellern von Isolationsprodukten in der Schweiz Kontakt aufgenommen. Dabei wurde die Kombinationsmöglichkeit ihrer Isolationselemente mit Solarmodulen diskutiert. Diese Möglichkeit stiess mehrheitlich auf Interesse, so dass einige untersuchte Variante weiter entwickelt werden.

Zusammenarbeit mit anderen schweizerischen Institutionen

Neben dem Kontakt zu diversen Firmen aus der Isolationsbranche ergab sich eine Zusammenarbeit im Rahmen der Prototypfertigung mit einer Firma des Fassadenbaus. Mehrere Besprechungen fanden mit Vertretern des LESO der ETH Lausanne sowie der Fachhochschule Horw statt. Sehr wichtig waren zudem die Impulse aus diversen Besprechungen mit Architekten, Bauphysiker und Fachleuten der Fachverbände des Dach- und Fassadenbaus.

Perspektiven

Von den 12 untersuchten Kombinationsvarianten von Aussenisolation und Solarmodul erwiesen sich einige als vielversprechend. Diese Varianten stiessen beim jeweiligen Isolationslieferanten auf Interesse. Das Projekt hat aber auch gezeigt, dass bis zur Marktauglichkeit eines kombinierten Photovoltaik-Isolationselementes noch diverse Prüfungen und Detailuntersuchungen nötig sind. Es ist vorgesehen, dass zusammen mit den Isolationslieferanten die Detailuntersuchungen der vielversprechenden Varianten angegangen werden.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 27703
Contract Number : 69120

Project Title : New Light-Weight Flat Roof Photovoltaic Module Mounting System
Especially for Use on Roofs with Extreme Low Static Structure Reserves

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 UV-protection 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.

Duration of the Project : January 1999 - March 2001

Responsible for the project : Christian Meier
Reporting on the project : Christian Meier, Roland Frei
Address : energiebüro
Limmatstrasse 230
CH-8005 Zürich/Switzerland

Telephone : ++ 41 1 242 80 60
Fax : ++ 41 1 242 80 86
Internet-Hompage <http://www.energieburo.ch>
Email : info@energieburo.ch

1 Projektziele 2000

Die Zusatzlast, die durch eine Photovoltaik-Anlage zusätzlich auf ein Dach gebracht wird, stellt bei gewissen Gebäudetypen eine Problem bzgl. statischen Reserven dar. Mit den heute vorhandenen 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 Aufständersystemes 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 aufgebrachten Lasten um Faktor 3 bis 5 erreicht werden.

Ziel ist es, die grosse Anzahl von Flachdächern mit geringer statischer Reserve ebenfalls der Ausrüstung mit PV-Anlagen zugänglich zu machen und zudem das mögliche Einsparpotential an Ressourcen und Kosten bei Aufständersystemen voll auszunutzen.

Nachdem im Verlaufe der Projektdauer ein Konkurrenzprodukt auf dem Markt angeboten wurde, welches den gestellten Anforderungen in weiten Teilen gerecht wurde, war es nötig, die Ziele für das Jahr 2000 entsprechend anzupassen. Dabei wurde das Augenmerk auf die Entwicklung und deren Anwendung der Grundlagen des SOLight-Prinzipes in einer praxistauglichen Form. Zudem wurde die Herstellung eines Prototypen zur Evaluierung des eingeschlagenen Vorgehens als Ziel festgehalten.

2 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Die Ziele wurde nahezu vollständig erreicht, der Bau eines weiteren Prototypen verzögerte sich etwas, da die Grundlagen für die Anwendung des SOLight-Prinzipes breiter gefächert blieben als ursprünglich angenommen. Der Status der Entwicklung zeigt, das im Bereich Flachdachaufständerung die Entwicklungslernkurve relativ abgeflacht ist, und neue Innovationen nicht mehr durch grosse Entwicklungsschritte eingeführt werden können. Nicht desto trotz wird mit dem Projektabschluss im Frühling 2001 eine neue Lösung erwartet, welche durch eine Reihe von Innovationen und Anwendungspluspunkten den Weg in den Markt suchen kann.

	Technik	Umfeld, Produkt
Anspruch 1	Unterkonstruktion • Materialwahl, Gewicht, Statik • Verankerung, Schwerlastfundation	Dachlandschaft, Ästhetik • Oblichter, Dachaufbauten, Abluftrohre • Dachgefälle, Entwässerung
Anspruch 2	Dachhandhabung • Abnahmen, Dachsanierung • Instruktion Personal • Qualitätssicherung, Ausführung, Montageablauf	Massenprodukt, Gestaltung • selbsterklärende Ergonomie, Werbung, Gebrauchsanweisung • sichere Technik, wirtschaftliche Fertigung • Ästhetik Zielgruppe (Ingenieure überzeugen, Kommunikation)

Bild 1. Darstellung der unterschiedlichen Ansprüche an das Produkt SOLight

Der erste Teil des Projektes hat sich mit der Entwicklung der neuen Aufständermethode im Bereich Überarbeiten des Pflichtenheftes sowie dem Prüfen und Validieren der technischen Lösungsansätze beschäftigt.

	Anforderung	Begründung	Typ
1	geringes Eigengewicht	Einsatzgebiet für Dächer mit geringen statischen Reserven	muss
2	Windlastfestigkeit (SIA-Norm 160/1) muss gewährleistet sein	Voraussetzung für Einsatz	muss
3	Aufständerung soll einsetzbar sein für Solarmodule der Grösse - ca. 46 • 100 cm - ca. 52 • 120 cm - ca. 68 • 130 cm - und weitere	flexibler Einsatz für verschiedene Paneltypen bzw. Grössen	muss
4	Aufständerung soll einsetzbar sein für Panels mit und ohne Rahmen	flexibler Einsatz für verschiedene Paneltypen	muss
5	kurze Montagezeit	geringe Kosten	muss
6	keine Verletzung der Dachhaut (kein schrauben oder bohren)	Abdichtung des Daches darf nicht verletzt werden	muss
7	Neigung des Panels frei wählbar	Optimum erreichbar zwischen Fläche - Ertrag - Abschattung	soll
8	einsetzbar für verschieden Dachtypen (nicht nur Kiesflachdächer)	grosses Anwendungspotential	soll
9	Flächenbedarf von 'SOLight' der Aufständerung nicht grösser als Panelfläche	grösstmögliche Panelfläche und damit einheitliches, geschlossenes Bild des Daches möglich	soll
10	Transportgrösse von 'SOLight' nicht grösser als Europaletten	einfacher Transport	soll
11	mit den für Dächern üblicherweise verwendeten Materialien verträglich	kein zusätzlicher Korrosionsschutz nötig	soll
12	korrosionsbeständiges Material	kein Korrosionsschutz nötig	muss
13	ansprechendes Erscheinungsbild		muss

Bild 2. Anforderungsprofil mit "muss" und "soll" -Kriterien.

Die Arbeiten haben sich dann im Laufe des Jahres auf die Themenkreise Übersicht der am Markt erhältlichen Flachdachsysteme finden, systematische Erfassung derer Lösungsfunktionen untersuchen, methodische Erarbeitung und Entwicklung der möglichen Lösungsfunktionen weiter vorantreiben sowie die Herstellung eines Prototypen verlagert.

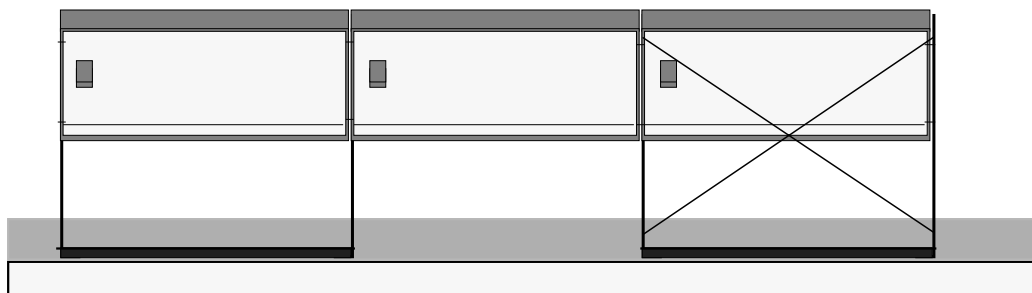


Bild 3. Prinzipdarstellung einer Solarmodulreihe von hinten mit einer Fundation mittels bereits auf dem Dach vorhandener Schwerlastfundation (Kies und ggf. Substrat), gehalten durch ein System von Platten, Stangen und Windverbänden. Dieses System erinnert entfernt an die Anfänge der Fliegerei, als sich die ersten Doppeldecker in die Lüfte hoben.

Interessanterweise gilt es beim SOLight ein ähnliches Problem zu lösen wie bei der Konstruktion eines Flügel für ein Flugzeug: grosse Flächen mit grosser Eigenstabilität und Steifigkeit bei gleichzeitig möglichst geringem Eigengewicht.



Bild 4. Aufnahme des Prototypen, der auf Basis des vorgängig beschriebenen Prinzips hergestellt wurde.

Im Untergrund unter dem Kies ist eine flache Platte eingegraben, welche an 4 Halterungspunkten das Solarmodul hält.

Im Bild rechts unten ist eine durchsichtige Plexiglasumrandung sichtbar, um die Verankerung unter dem Kies zu zeigen.



Bild 5. Um die Stabilität der Prototypen zu testen wurde ein entsprechender Laboraufbau erstellt, der Ausreissversuche in vertikaler Richtung bis zu einer Zuglast von 100 kg zulässt.

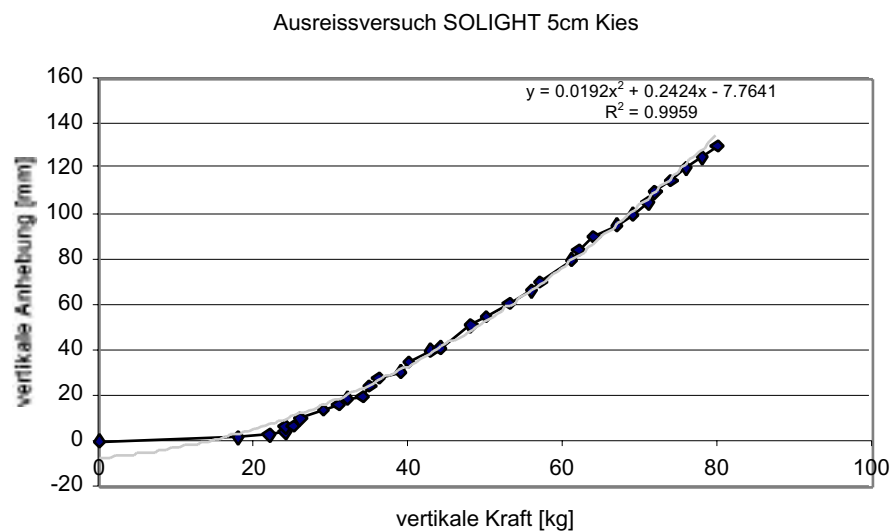


Bild 6. Grafische Darstellung der Resultate eines Ausreissversuches für oben beschriebenen Prototypen. Die ganze Konstruktion bleibt bis zu einer Zugkraft von ca. 20 kg stabil, danach ist eine vertikale Abhebung festzustellen, die in etwa linear mit zunehmender Zugkraft wächst.

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
- führende Schweizer Firma für Flachbedachung
- führende Schweizer Firma thermische Isolation von Dächern
- führende Schweizer Firma für Kompaktflachdächer
- US-amerikanische Firma mit solarer Flachdachlösung
- städtische Liegenschaftsverwaltung
- ETH Lausanne, Abt. LESO
- Personen verantwortlich für Gebäudeunterhalt
- Statiker
- Architekten
- Produktdesigner

4 Allfälliger Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Die bis zum Zeitpunkt gemachten Erfahrungen konnten bei der Projektbearbeitung einer grossen Flachdachanlage in der Schweiz eingebracht werden. Da das Dach über geringe statische Reserven verfügte, musste ein Flachdachmontagesystem zur Anwendung kommen, welches die Dachlasten durch die Benutzung der Dacheindeckungsmaterialien Rundkies und dem Substrat minimal hielt.



Bild 7. Bilder vom Einbringen und Montieren der Solarmodulaufständern bei einer grossen Flachdachanlage in der Schweiz.

5 Perspektive für 2001

Es ist vorgesehen, die Entwicklungsarbeiten durch die Erstellung von einigen Prototypen voranzutreiben. Sobald es die Witterung zulässt, wird das Projekt durch die Ausführung von praktischen Versuchen auf entsprechenden Bauten abgeschlossen. Ein anschliessendes Pilot- und Demonstrationsprojekt zur Validierung der Systeme ist vorgesehen.

6 Publikationen

- Zwischenbericht SOLight (nur für internen Gebrauch)
- wissenschaftlicher Beitrag EU-PV-Konferenz Glasgow/UK
- Jahresbericht 2000; Bundesamt für Energie und ewz

Dieses Projekt wird unterstützt durch:

Bundesamte für Energie und Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

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

Zürich, im Dezember 2000

Christian Meier

Roland Frei

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 32 443
Contract Number : 72 340

Project Title : LonWorks as Fieldbus for PV-Installations

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 is to develop a LonWorks-interface for our Convert inverters and to connect them into a small network.

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.

Duration of the Project : 01.06.99 – 31.01.01

Responsible for the project : Christoph von Bergen

Reporting on the project : Marco Rotellini, Ch. von Bergen

Address : Sputnik Engineering AG
Hauptstrasse 135
CH-2560 Nidau

Telephone : 032 332 20 60

Fax : 032 332 20 69

<http://www.solarmax.com>

E-mail : sputnik@solarmax.com

1. Projektziele 2000

Für dieses Jahr wurden folgende Ziele festgelegt:

- Betrieb des Netzwerkes über die 230Vac-Netzleitung (PLT: PowerLineTransmission). Anhand der bereits bestückten PLT-Einheit auf dem Inverterknoten wird dieses Verfahren auf Leistungsfähigkeit, Störfestigkeit und Datendurchsatz untersucht.
- PC-Server- und Netzwerkkonfigurationstool
Damit das Netzwerk ohne Systemkenntnisse in Betrieb genommen und gewartet werden kann, müssen zusätzliche Installations- und Konfigurationstools für den PC entwickelt werden.

2. Kurzbeschreibung des Projektes

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.

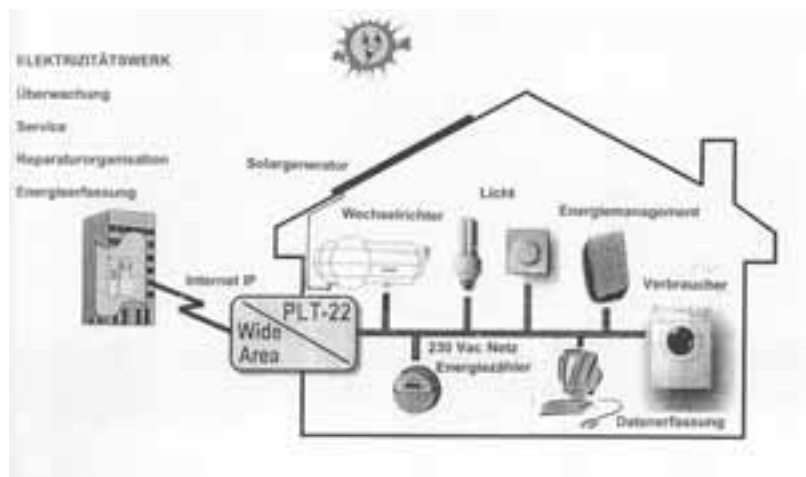


Abb. 1: Das intelligente Haus – natürlich mit PV !

Mit dem Einsatz von LonWorks für unsere Convert-Inverter bildet der Inverter-Knoten die Schnittstelle zwischen Wechselrichter und dem Netzwerk. Irgendwo am Netzwerk befindet sich ein oder mehrere Sammelknoten (PC, Display, usw.) welche die Inverterdaten einsammeln und je nach Wunsch weiterverarbeiten. Daraus wird ersichtlich, dass mit dieser Anwendung LonWorks hauptsächlich als Kommunikationsplattform und nicht wie üblich als Sensor/Aktor-Netzwerk eingesetzt wird.

3. Projektstand

Alle für dieses Jahr gefassten Projektziele (siehe 1.) konnten erreicht werden.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

4.1 Betrieb des Netzwerkes über die 230Vac-Netzleitung (PLT: PowerLineTransmission)

Der von uns bereits entwickelte Printprototyp kann optional mit dem Netzwerkinterface für eine 2-Drahtleitung oder für die 230Vac-Netzleitung bestückt und betrieben werden. Das Herzstück für die PLT-Übertragung bildet der Transceiver-Baustein PLT-22. Dieser komplexe Baustein wurde von Echelon als wichtiges Bindeglied zwischen LonWorks-Komponenten und der Powerline-Übertragung entwickelt.

Hier die Highlights vom PLT-22:

- Kompakter Aufbau benötigt ein Minimum an externer Elektronik.
- Komplexer Algorithmus mit digitalem Signalprozessor (DSP) ermöglicht Datenübertragung auch bei schwierigen Netzverhältnissen.
- 2 Trägerfrequenzen stehen zur Verfügung, d.h. ist eine Frequenz durch einen Störer belegt, kann auf die 2. Frequenz ausgewichen werden.
- Intelligentes Powermanagement, d.h. der Strombedarf wird effizient verwaltet.
- Die Vorschriften welche für PLT-Systeme nach Cenelec EN 50065-1 gelten, werden eingehalten. Die Übertragung findet im Cenelec C- oder B-Band statt.
- Einfache Anbindung (Soft- und Hardware) an den Neuron-Chip

Der neue Inverterknoten wurde zuerst im Labor einem eingehenden Kommunikationstest unterzogen. Beim Testablauf hielten wir uns an die vom Hersteller angegebenen Prüfungen. Das Testresultat zeigt auf, dass der neue PLT-Knoten die nötigen Limiten einhält und unter zuverlässigem und robusten Einsatz am 230 Vac-Netz betrieben werden kann. Zusätzlich wird bei diesem Test gezeigt, dass der neu geschaffene PLT-Knoten ein „good citizen“ in der PLT-Gemeinde darstellt und nicht etwa durch ein Fehlverhalten die Kommunikation der anderen PLT-Teilnehmer beeinträchtigt.

Damit qualitative Vergleiche möglich sind, musste eine representative Testumgebung geschaffen werden. Dazu gehört:

- Eine kontrollierte 230Vac-Netzumgebung, welche Störsignale und Impedanzänderungen ausschliesst
- Bekannte Lastwiderstände (auf der Übertragungsfrequenz)
- Kalibrierte Messender und Messempfänger (Powerline-Communication-Analyzer PLCA22)

Beim ersten Versuch wurde ein Convert 2000 mit einem PLT-Knoten bestückt. Der Convert wurde an unserer Testwand unter Nennleistung betrieben. Hier zeigte sich, dass die Performance der Datenübertragung durch den Einfluss des Wechselrichters beeinträchtigt wurde. Natürlich hatten wir bei der Evaluation von LonWorks Vorabklärungen betreffend der Störungen des Wechselrichters im Bereich der PLT-Trägerfrequenz (110 – 140 kHz) untersucht. Dabei hatten wir festgestellt, dass unsere Wechselrichter in diesem Frequenzbereich keinen unerwünschten Störpegel ($> 50 \text{ dB}\mu\text{Vrms}$) aufweisen. Das Problem wird durch die eingebauten X-Kondensatoren (X-Kondensatoren befinden sich zwischen der Phase und dem Neutraleiter), welche zu EMV-Zwecken benötigt werden, ausgelöst. Ein grosser Teil der Sendeleistung wird im gräteeignen X-Kondensator abgeführt. Diese Dämpfung kumuliert sich mit der Anzahl der nahe beieinander installierten Wechselrichter.

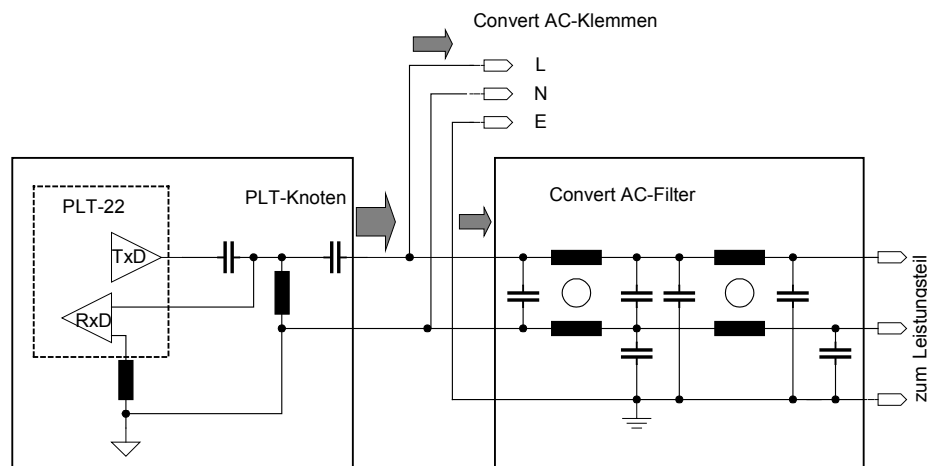


Abb. 2: Aufteilung des abgegebenen Stromes beim Senden

Durch eine geeignete Modifikation des Filteraufbaus kann dieses Verhalten verbessert werden, wobei die vorgeschriebenen EMV-Normen eingehalten werden müssen. Dazu müssen am Gerät einige konstruktive Änderungen durchgeführt werden. Diese Massnahmen können erst bei einer folgenden Geräteüberarbeitung eingebracht werden.

Ein zweiter Versuch vom 7. August bis am 6. Dezember 2000 wurde bei der in Nidau installierten 50 kWp PV-Anlage Schulhaus Weidteile (Eigentümer: SAG Schweiz) aufgebaut. Diese Anlage ist mit 21 Convert 2000 (IP54) aufgebaut. Die Inverter sind unter den Solarmodulen im Freien montiert. Bei diesem Versuch wurden in drei Convert 2000 ein PLT-Knoten eingebaut. Im 50 m entfernt platzierten Unterverteilkasten wurde ein Empfangsknoten installiert, welcher mit einem Modem verbunden wurde. Von unserer Firma wurden nun periodisch die Daten der drei Inverter via Modemverbindung abgefragt und ausgewertet.

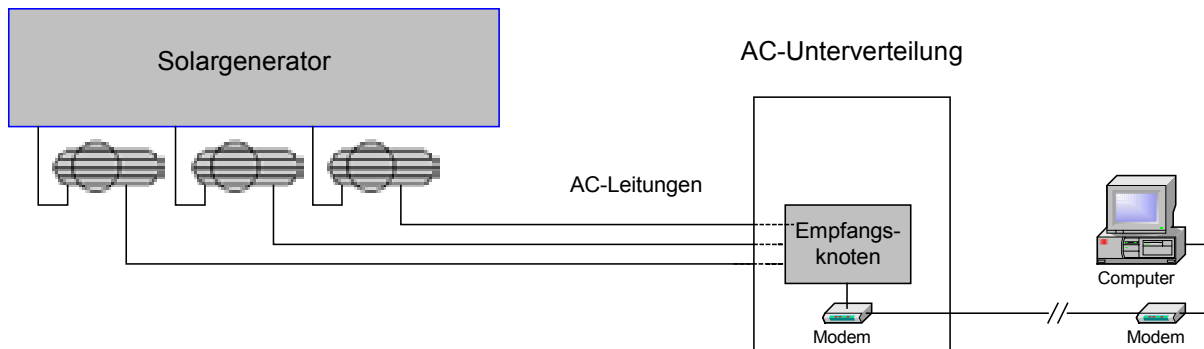


Abb. 3: Versuchsaufbau bei 50kWp PV-Anlage Schulhaus Weidteile, Nidau

Bei diesem Aufbau wurde hauptsächlich die Zuverlässigkeit des LonWorks-Systems untersucht. Die drei in den Inverters eingebauten PLT-Knoten waren ständig wechselnder Temperaturen im Bereich von -5 bis 65 °C ausgesetzt.

4.2 PC-Server- und Netzwerkkonfigurationstool (Client-Server Architektur)

4.2.1. Problembeschreibung / Zielsetzung

Dieses Kapitel befasst sich mit der Schnittstelle zwischen LonWorks-Netzwerk und PC. Das Ziel ist, eine möglichst flexible und vielseitig einsetzbare Lösung zu finden, um die Daten der LonWorks-Knoten auf dem PC sammeln und weiterverarbeiten zu können.

Grundsätzlich muss zwischen mehreren Teilproblemen unterschieden werden:

1. Der hardwaremässige Übergang vom LonWorks-Netzwerk zum PC.
2. Die Aufbereitung der Rohdaten vom LonWorks-Netzwerk in ‚brauchbare‘ Werte.
3. Die Bereitstellung der aufbereiteten Daten für potentielle Auswertungen.
4. Die Auswertung der Daten.

Eine Client-Server Architektur erlaubt die saubere Trennung von LonWorks-Netzwerk (Punkte 1. bis 3.) und Anwendungssoftware, weshalb eine solche Architektur von Beginn weg favorisiert wurde.

4.2.2. Die Suche nach verfügbaren Standardkomponenten

Da die LonWorks-Technologie auf eine Standardisierung in der Automation zielt (LonWorks), war auch das Bestreben vorhanden, für die PC-Software Standardkomponenten einzusetzen. Die Suche nach solchen Komponenten gestaltete sich recht aufwendig und die Entscheidung für eine bestimmte Lösung war schwierig, da selbst von den Anbietern wenig bis keine Erfahrungswerte zu haben waren. Verschiedene Produkte wurden in die Evaluation einbezogen.

Die Entscheidung fiel schliesslich zu Gunsten einer OPC-Lösung aus. Der OPC-Server von NewRon Systems und der OPC-Client JAVA-Bean von Ergotech Inc. Ausschlaggebend waren nebst der technischen Aktualität auch der Support. Der Schweizer Vertreiber des NewRon-Servers bemühte sich um bestmögliche Unterstützung. Die JAVA-Bean von Ergotech war erst in einer Beta-Version erhältlich (dafür kostenlos) und es entstand ein ständiger Erfahrungsaustausch mit dem zuständigen Entwickler in den USA.

4.2.3. Systemtopologie

Folgende Grafik zeigt die Topologie des OPC-basierten Client-Server Systems.

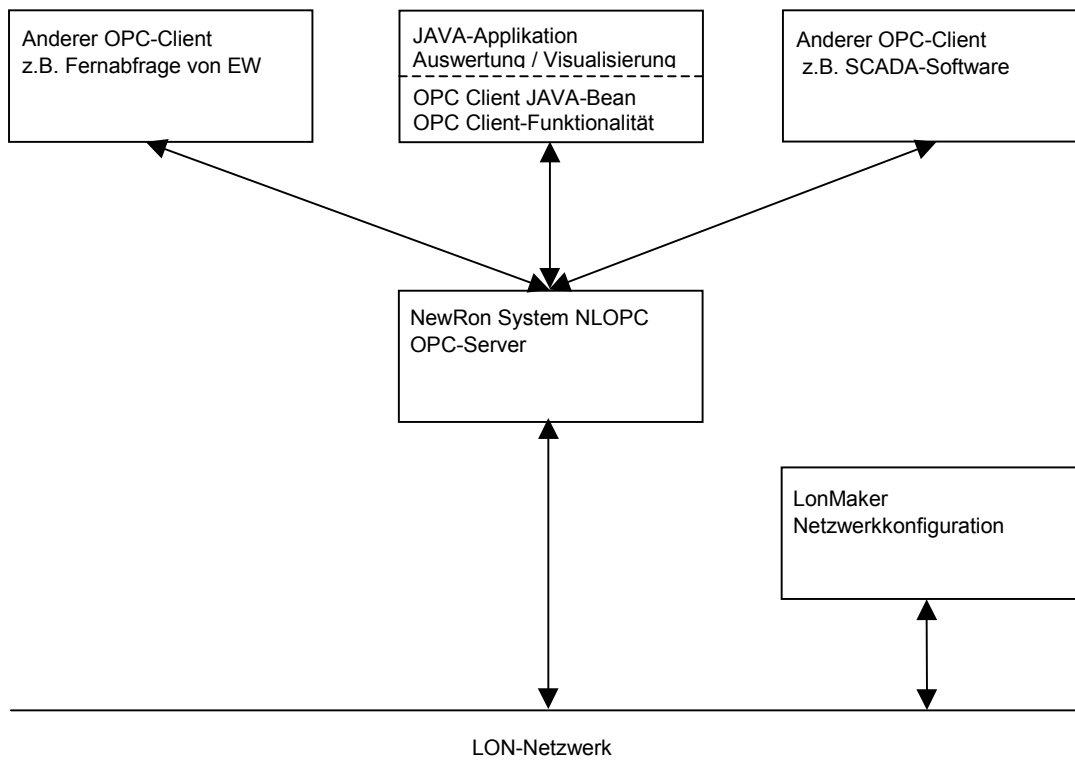


Abb. 4: Topologie der Client-Server Architektur

4.2.4. Beschreibung der Bestandteile

LonMaker von Echelon

Diese Software ist Bestandteil der LonWorks-Tools und muss verwendet werden, um das LonWorks-Netzwerk in Betrieb zu nehmen und zu warten.

NLOPC OPC-Server von NewRon Systems

Der OPC-Server verbindet über ein spezielles Hardware-Interface (SLTA-10) das LonWorks-Netzwerk mit dem PC. Der OPC-Server beantwortet Anfragen von OPC-Clients. So kann der Client z.B. alle im LonWorks-Netzwerk verfügbaren Variablen anzeigen lassen und daraus diejenigen auswählen, deren Zustand er kennen will. Der OPC-Server bereitet dann die Anfragen LonWorks-spezifisch auf und leitet sie an die entsprechenden Knoten (Energiezähler, Wechselrichter etc.) im Netzwerk weiter. Weiter erzeugt der Server Fehler- und Statusmeldungen, die über den Zustand des Netzwerkes bescheid geben.

OPC-Client JAVA-Bean von Ergotech Inc.

In der Programmiersprache JAVA werden Softwarekomponenten als Beans bezeichnet. Die OPC-Client Bean von Ergotech Inc. stellt alle Funktionen zur Verfügung, die für die Anbindung einer JAVA-Anwendung an die OPC-Schnittstelle nötig sind. Mit Hilfe dieser Komponente können Netzwerkvariable abgefragt und in der gewünschten Formatierung für die Weiterverarbeitung bereitgestellt werden.

JAVA-Applikation

Dies ist die eigentliche Software die es zu entwickeln galt. Kernstück ist die oben beschriebene OPC-Client JAVA-Bean. Um diese Komponente wurde eine Anwendung entwickelt, die die Netzwerkvariable der verschiedenen Geräte (Energiezähler, Wechselrichter, Meteosensor) periodisch abfragt und aus den erhaltenen Werten statistische Daten ermittelt (Erträge, Maxima und Minima etc.). Diese Werte können auf einer grafischen Oberfläche visualisiert oder in Dateien gespeichert werden.

Zu Demonstrationszwecken wurde eine einfache grafische Oberfläche erstellt, die die aktuellen Werte der Leistung und der Einstrahlung sowie den kumulierten Ertrag darstellt.

Diese Oberfläche ist eine mögliche Darstellung für die Werte der Solaranlage. Die Applikation ist modular aufgebaut, das heisst, die Darstellung der Werte ist unabhängig von der Erfassung der Daten. Für jede Anlage kann daher eine geeignete Darstellung entwickelt werden.



Abb. 5: Darstellung der Werte zu Demonstrationszwecken

Andere OPC-Clients

Damit soll die Flexibilität der OPC-Technologie angedeutet werden. An den bestehenden OPC-Server können (fast) beliebig viele weitere OPC-Clients angeschlossen werden so dass ein System problemlos zu einem späteren Zeitpunkt erweitert werden kann.

4.2.6 Aufwand für die Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme erfordert die Installation und Konfiguration diverser Software auf dem PC, der an das LonWorks-Netzwerk angeschlossen werden soll. Es sind dies

- LonMaker (nicht zwingend bzw. nur temporär)
- NLOPC OPC-Server
- Treiber für das Hardwareinterface zum LonWorks-Netzwerk (SLTA-10)
- JAVA Runtime Environment
- JAVA-Applikation mit OPC-Client Funktionalität und Benutzerschnittstelle

Die Vielzahl der Software von unterschiedlichen Herstellern erfordert einigen Einarbeitungsaufwand für die Bedienung und erschwert die Fehlersuche. Beim Einsatz von Standardsoftware von Fremdanbietern entsteht immer auch eine Abhängigkeit vom Hersteller.

4.2.7 Kosten

Die Inbetriebnahmesoftware LONMaker kostet ca. US\$ 985.- und arbeitet mit ‚Credits‘: für jeden Knoten, der im Netzwerk installiert wird, muss eine Lizenzgebühr von US\$ 5.- bezahlt werden. Im Kaufpreis sind 64 ‚Credits‘ enthalten.

Der OPC-Server NLOPC kostet rund SFr. 1100.-.

Die OPC JAVA-Bean wurde vom Hersteller gratis abgegeben, allerdings als Beta-Release und dürfte in der Vollversion ca. US\$ 450.- kosten.

Die Kosten für die Entwicklung der anwendungsspezifischen Benutzerschnittstelle können in einem breiten Bereich variieren. Betrachtet man nur den Teil der Software, der den OPC-Server abfragt und die Daten aufbereitet, so kostet dies ca. SFr. 500.-

4.2.8 Stabilität im Betrieb

Das System erweist sich im Betrieb als wenig störungsanfällig. Zu Beginn fiel ungefähr im Monatsrhythmus die Übertragung der Daten zwischen OPC-Server und Client aus. Der Fehler konnte nicht lokalisiert werden, bzw. die Lieferanten der beteiligten Softwarekomponenten konnten keine Erklärung für dieses Verhalten abgeben. Das Problem wurde gelöst, indem eine Funktion eingebaut wurde, die das System regelmässig herunterfährt und neu startet.

5. Wesentliche Resultate 2000

5.1 Betrieb des Netzwerkes über die 230Vac-Netzleitung (PLT: PowerLineTransmission)

Die Einführung der Power-Line-Übertragung von LonWorks besticht durch den kompakten und einfachen Aufbau, welcher dank dem Transceiver-Modul PLT-22 erzielt wird.

Der während drei Monaten durchgeführte Feldversuch an der PV-Anlage in Nidau bestätigte auch die hohe Verfügbarkeit und Störfestigkeit dieses Systems.

5.2 PC-Server- und Netzwerkkonfigurationstool (Client-Server Architektur)

Mit der realisierten OPC-basierten Client-Server Architektur wurde eine technisch aktuelle und flexible Lösung gefunden.

Eigentlich ist das realisierte System die Umsetzung eines in der industriellen Automation üblichen Systems auf Solaranlagen. Die verwendeten Softwarekomponenten sind ausgelegt für den Einsatz in grossen System von mehreren tausend Sensoren und Aktoren (der OPC-Server NLOPC z.B. kann bis zu 32'000 Netzwerkvariable verwalten). Der Einsatz und die Bedienung dieser Software ist entsprechend komplex und teuer.

Stellt sich irgendwo das Problem, dass eine grosse Solaranlage in eine bestehende OPC-basierte Gebäude- oder industrielle Automation integriert werden soll, ist die hier gezeigte Lösung bestimmt ideal. Mit dem Netzwerkinterface und dem OPC-Server kann die Schnittstelle zur bereits bestehenden SCADA-Software hergestellt werden.

Ebenfalls sinnvoll kann diese Lösung sein, wenn die Daten der Solaranlage über ein Intranet oder sogar im Internet zugänglich sein sollen. OPC-Objekte sind netzwerkfähig und JAVA als Plattform für die Entwicklung von Benutzerschnittstellen ist ideal für Netzwerk- und Internetlösungen.

6. Perspektiven für 2001

An der 250 kWp PV-Anlage Gewerbepark Felsenau in Bern haben wir nun die Möglichkeit unsere Erkenntnisse im Feld einzusetzen. Mit der Vernetzung von 68 Convert – Wechselrichtern wird die LonWorks-Technologie auf ihre Leistungsfähigkeit und Grenzen geprüft.

7. Bisherige Publikationen/ Veröffentlichungen

- 15. PV-Symposium im Kloster Banz, D-Staffelstein, 15.-17.3.00, Vortrag: „Solarwechselrichter plaudert mit Geschirrspüler“
- Posterpräsentation an der Nationalen PV-Tagung vom 6./7.11.00 in Neuchâtel.

Anhang

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
OPC:	OLE for Process Control ist eine PC-Standardschnittstelle für Anforderungen in der industrielle Automation

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 2000

Project Number : 32 991

Contract Number : 72 909

Project Title : SOLMAX, flat roof mounting system made of recycling material

Abstract : The photovoltaic industry progressed impressively in recent years. The market is constantly growing stronger. Production capacity is increasing every day. In this context, building integration will become a major market segment. Flat roofs are already and will continue to be a non negligible part of it. Thanks to the Solmax system, the cost of the mounting can be drastically compressed (between 0.3 and 0.6 Euro/Watt). Cost-effectiveness of photovoltaic systems is thus considerably improved.

Solmax represents the recent evolution of container-based mounting systems. It keeps the advantages of its predecessors and brings new interesting features:

- ◆ it is made of black recycling polyethylene and therefore extremely light
- ◆ its flexibility allows mounting modules with a length of between 115 and 150 cm with the same standard base
- ◆ modules are mounted vertically. Up to three big modules (110 - 120 W) or up to four (80-90 W) can be installed with one Solmax. This corresponds to up to 360 W
- ◆ final price offers excellent performance-cost ratio.

Duration of the project : 1st of June 1999 – 30th of March 2000

Responsible for the Project : J. Bonvin

Reporting on the project : J. Bonvin

Address : Solstis Sàrl, rue du Lac 10, CH-1207 Genève

Telephone : ++41 22 786 37 00 **Fax :** ++41 22 786 63 80

http://www.solstis.ch **E-Mail :** info@solstis.ch

1. Objectifs du projet pour l'an 2000

Les objectifs pour l'an 2000 étaient les suivants :

- Promotion: la publicité en sera le principal vecteur. Un article devrait paraître dans le premier numéro de Photon sur les systèmes de montage ("Markübersicht Montagesysteme")
- Rédaction du rapport final

2. Brève description du projet

Solstis est un spin-off de l'EPFL qui a été créé dans le but d'industrialiser et de commercialiser des développements réalisés dans le cadre de projets EPFL et cofinancés par l'Office Fédéral de l'Energie dans le domaine de l'intégration architecturale du photovoltaïque. Les produits développés consistent en plusieurs types de systèmes de support pour installations en toiture plate. Les premiers modèles sont disponibles sur le marché depuis trois ans environ.

SolMax, le dernier développé, consiste en un support en matière plastique recyclée qui fait toujours appel au principe du lest. Il s'agit d'un conteneur en polyéthylène haute densité qu'on charge avec du gravier ou du béton de manière à garantir sa stabilité en toiture.



Comme chacun sait, le développement du marché coûte aux entreprises environ 10 fois plus que le développement du produit. Le présent développement-produit a été initié dans le cadre d'un projet OFEN (« Installations sur toits plats », réf. 50524 / Enet No 9400261) piloté par l'EPFL. Ce premier pas a consisté en:

- réflexion préliminaire et conception initiale
- prise d'information sur la sous-traitance en matière plastique et premiers contacts avec des partenaires potentiels
- fabrication d'un pré-moule en bois et d'un prototype.

Le marché niche des systèmes constructifs est un des rares créneaux où une entreprise helvétique de la branche solaire travaille à l'export. Le marché en question est particulièrement difficile. La concurrence est importante: elle provient avant tout du fait que les installateurs préfèrent souvent utiliser les moyens du bord plutôt que de se procurer des produits industriels standardisés. Par ailleurs, le nouveau créneau du socle en plastique fait l'objet d'une concurrence particulièrement rude liée à un produit provenant des Pays-Bas.

Le but du projet est donc de passer du stade de prototype à l'industrialisation du produit SolMax.

3. Etat actuel du projet

Le projet est achevé. Le rapport final du projet a été transmis en décembre de l'an 2000.

4. Travaux effectués et événements importants en 2000

L'installation pilote réalisée sur le DEMOSITE a été suivie régulièrement et a permis l'affinage du système de fixation et a montré la bonne acceptation du système auprès des visites du site. Le système a été présenté lors de la conférence européenne du photovoltaïque à Edinbourg (UK) dans le cadre du concours de design de l'IEA.

L'année 2000 a été marquée par le lancement de SolMax sur le marché. Cette opération a débuté par la présentation de la version définitive du système lors du symposium allemand de Staffelstein en mars 2000. Cette action a été suivie par le lancement du site Internet www.solstis.ch ainsi qu'un large mailing (plus de 600 adresses) dans le milieu du photovoltaïque en Allemagne.

Solmax a également été présenté lors de la journée suisse du photovoltaïque en novembre 2000.

5. Résultats importants obtenus en 2000

La commercialisation du système a connu des débuts réjouissants puisque l'année 2000 se solde avec 260 pièces commandées.

6. Perspectives pour 2001

Une nouvelle structure de distribution sera mise sur pieds en travaillant avec des grossistes revendeur du système en Allemagne.

Genève, le 5 décembre 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 37527
Contract Number: 77266

Project Title: SOLGREEN- Optimierung des Systems Solgreen

Abstract:

SOLGREEN is a new mounting structure especially developed for green roofs. The demand is to develop a light- weight system, which adds almost no weight to the green roof and uses the existing substrate on the roof to withstand the wind forces. Thus the structure is fixed by the gravel foundation of the roof and the substrate for the roof vegetation. Thanks to this approach a new, material saving, aesthetically pleasing and light- weight mounting structure can be realised for the solar array.



An important design issue is to give a maximum level over ground as possible, because of the ground vegetation up to 40 cm and the involved roof maintenance for a green roof, e.g. grass mowing. These features result in an interesting new and elegant design for flat roofs. The drawback is higher cost due to the design (because of the space above ground) and the used materials. The products on the market (SOLGREEN large and small) have to be optimised in view of cost otherwise such systems will have a niche market character. The project team Enecolo AG, Solstis Sàrl, Ernst Schweizer AG and EPFL- LESO will develop new solutions for green roofs and will also come up with a cost competitive product on the market.

The existing SOLGREEN system is available in two versions (large and small) and has an inclination angle of 20- 30°. The products were applied in three PV installation (one for solar stock exchanges and two as pilot- and demonstration project in Chur and in Lausanne (DEMOSITE)). One installation with 11 kWp installed capacity is located in Chur and operated by the company J. Gasser Baumaterialien AG. The company received the Solarpreis 2000 for the new building, which indicates a new building generation for the 21st century. A further installation (18 kWp) was concluded for the IWB solar stock exchange on a school- house in Basel- Wasgenring.

New systems will be constructed and tested at the EPFL- LESO or at Enecolo AG in Mönchaltorf. So far several new concepts have been developed and will be further evaluated and tested. One system comes from Solstis Sàrl and uses mainly Deltatec® plats, another concept has been proposed by Enecolo AG in co-operation with Ernst Schweizer AG. Both systems will go into further development progress and with the better concept an installation of approx. 20 kWp is planned in Zurich for 2001.

Duration of the Project: April 1st 2000- November 30th 2001

Responsible for the project:

Peter Toggweiler

Reporting on the Project:

Daniel Ruoss, Peter Toggweiler

Address:

Enecolo AG
 Lindhofstr. 52
 8617 Mönchaltorf

Telephone: 01 / 994 90 01

Fax: 01 / 994 90 05

<http://www.solarstrom.ch>

Email: info@enecolo.ch

1. Projektziele 2000

Grundlagen aufarbeiten

Alle relevanten Informationen sind zu sammeln und analysieren. Detaillierte Analyse des zurzeit verfügbaren Systems SOLGREEN, in Bezug auf Material, Kosten, Transport, Montage und Betrieb (Wertanalyse). Die diversen Erfahrungen und Anforderungen aus dem Bau von Gründächern sollen erfasst werden. Dokumentation zu den verfügbaren Materialien, sind bezüglich Ökologie, Kosten, Verarbeitung und Gebrauchsdauer zu beschreiben.

Spezifikationen, Lastvorgaben, Randbedingungen vom Gründach

Prinzipielle Auslegung und Dimensionierung (Zusammenstellung der Vorgaben für die statischen Berechnungen unter Berücksichtigung der anzuwendenden Normen). Die Windlasten werden nach CH und Euronorm berechnet. Theoretischen Grundlagen zu den Lastübertragungen vom Solarmodul in das Bodensubstrat sind zu erarbeiten.

Lösungsvorschläge erarbeiten

Neue Ansätze zur Befestigung der Solarmodule auf Gründächern erarbeiten. Das Ziel Preisreduktion erfordert eine grundlegende Überarbeitung der Montagestruktur unter Einbezug aller möglichen Optimierungen. Evaluation von drei bis fünf Varianten.

Versuchsaufbauten, Testphase

Vorschläge werden im Freien getestet (Bauerfahrung, den Betrieb in den ersten drei Monaten und spezifische Versuche, wie Lastversuche und die entsprechende Auswertung).

Pilotanlagen

Ein bis zwei Pilotanlagen sind geplant. Erfahrungen beim Bau und den ersten Betriebsmonaten sollen in das Projekt eingehen.

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Die geleisteten Arbeiten im Jahre 2000 können in vier Bereiche aufgeteilt werden. Zum einen wurden mit den bestehenden Produkten SOLGREEN large und small zwei grössere Anlagen installiert. Hier konnten wichtige Erfahrungen während der Installation für die weiteren Entwicklungen gemacht werden. Weiter wurden an zwei Workshops diverse neue Lösungsvorschläge erarbeitet. Die Gruppe Solstis Sàrl und EPFL- LESO haben, basierend auf dem Konzept der Kunststoffplatte PE (Deltatec®), eine Testanlage gebaut. Enecolo AG und Ernst Schweizer AG konzentrieren sich mehr auf die Verwendung einer Metallstütze, auch auf einer Deltatec®- Platte montiert. Nachfolgend die Arbeiten und Ergebnisse zu den vier Bereichen.

2.1 SOLGREEN large und small

SOLGREEN ist ein Montagesystem für Solarmodule das speziell für Gründächern entwickelt wurde. Dabei werden die statischen und dynamischen Kräfte der PV- Modulaufständerung über die Kiesbeschwerung des Daches und über den verwurzelten Humus der Dachvegetation in das Gebäude eingeleitet. Es lässt sich auf diese Art eine materialsparende, elegante und leichte Unterkonstruktion für den Solargenerator realisieren. Des weiteren resultiert eine grössere Bodenfreiheit, ein ästhetisches Erscheinungsbild und die Voraussetzungen für den einfachen Dachunterhalt (Rasenschnitt, etc.). SOLGREEN weist einen Neigungswinkel von 20° auf und wird heute in zwei Versionen hergestellt. **Das System wurde von EPFL-LESO zusammen mit Enecolo AG in der Schweiz im Jahr 1997 zum Patent angemeldet.** In der Schweiz und im nahen Ausland wird das System von der Firma Solstis Sàrl vertrieben. Für eine Offerte oder weitere Informationen kontaktieren Sie bitte Tel. 022 786 37 00 oder email: solstis@vtx.ch.



Bild 1: SOLGREEN small



Bild 2: SOLGREEN large

2.2. Anlagenrealisierungen



Das Produkt SOLGREEN wurde bisher in zwei Anlagen und einem Demonstrationsprojekt in Lausanne eingesetzt. Eine Anlage steht in Chur bei der Firma Gasser. Die installierte Gesamtleistung beträgt knapp 11 kWp. Die Anlage diente als Pilotprojekt und hat verschiedene Erfahrungen im Zusammenhang beim Bau und der Konstruktion von SOLGREEN auf einem Gründach gebracht. Das Pilotprojekt wird weiter untersucht, zwecks Einfluss der Vegetation auf die Fundation und des Unterhaltes der Anlage.

Bild 3: PV- Anlage mit SOLGREEN large

Im August 2000 wurde durch die Firma Edison Power AG eine Anlage auf dem Dach des Schulhaus Wasgenring in Basel montiert. Das System weist eine installierte Leistung von 18 kWp auf und wurde für die IWB Solarstrombörse realisiert. Verschiedene Erfahrungen resultierten aus der Montage. Es wurde beobachtet, dass beim Einfüllen des Kies die Kunststoffwannen zum Teil unterspült werden und somit nicht mehr vollflächig auf den Metallständern aufliegen. Das Schwerlast-Prinzip ist nicht mehr 100% erreicht.

Bild 4: PV- Anlage mit SOLGREEN small



Weiter zeigte sich, dass es sehr hinderlich ist beim Auffüllen des Humus, wenn die SOLGREEN- Ständer schon montiert sind. Die Arbeiter mussten einen Mehraufwand in Rechnung stellen, welcher das System unnötig verteuert. Zudem sind die Ständer durch den Schlauch verschoben worden und mussten anschliessend wieder neu gerichtet werden. Dies bedeutete einen Mehraufwand für den Installateur.

Die Laminats wurden anschliessend auf Z-Profilen über ein 3M-Band verklebt. Diese Verarbeitung funktionierte perfekt und es konnte der Aufwand durch die einfache Anwendung reduziert werden.



Bild 5: Verkleben des Laminates

Bild 6: Einfüllen der Humusschicht beim SOLGREEN small

Alle involvierten Arbeiter kooperierten in dem Projekt sehr gut und brachten ihre Eingaben und Kritiken an dem System an. Dies sind wichtige Erfahrungen und Hinweise für die Weiterentwicklung des Systems.

2.3. Testanlage EPFL- LESO (La variante Alpha)

Cette variante d'un système d'intégration de modules solaires aux toitures végétalisées utilise un matériau économique et très répandu sur le marché, à savoir les plaques Deltatec®. Ces plaques, utilisées dans l'industrie du bâtiment offre des caractéristiques physiques et techniques très avantageuses pour notre projet. Elle est rigide et supporte, sans détériorations, une immersion dans le sol pour plus de 25 ans. Son prix nous a de plus convaincu à l'utiliser également comme élément vertical pour soutenir le module. L'élément vertical est réalisé à partir d'une plaque (80 x 118 cm) qui est coupée en deux de biais pour donner l'inclinaison souhaitée au champ. La partie verticale est fixée à la plaque horizontale à l'aide d'un profil en "U". La jonction avec le module est également réalisé par un profil en "U". Cette solution permet aussi bien de fixer des modules à cadres qui sont alors directement vissés sur les élément "U" supérieurs que des lamifiés. Dans ce dernier cas, les lamifiés sont fixés par l'intermédiaire des profils SOLFACE développés au LESO.



Bild 7: Prototype de la variante Alpha.



Bild 8: Les modules lamifiés sont fixés sur le support vertical à l'aide des profils SOLFACE



Bild 9, 10: Détails du système, vu de l'arrière et de face

Les développements futures vont consister à définir un profil optimal pour la fixation de l'élément vertical sur la plaque de base. Ce profil doit intégrer plusieurs fonctionnalités à savoir:

- permettre une fixation rapide et sûr de l'élément vertical sur la base
- permettre une fixation rapide et sûr des nodules sur l'élément vertical
- permettre la fixation des profils SOLFACE pour les modules lamifiés

Deux variantes supplémentaires sont actuellement également à l'étude. Il s'agit de:

- La luge à foin: Fixation d'un profil cintré sur la plaque de base. Cette solution présente l'avantage d'éliminer des pièces de jonctions et de diminuer ainsi le nombre de pièces du système
- La table: Fixation de quatre pieds sur la plaque de base, à l'image d'une table renversée. L'avantage de cette solution se présente dans la réduction des frais de transport et la facilité de manutention sur le chantier.

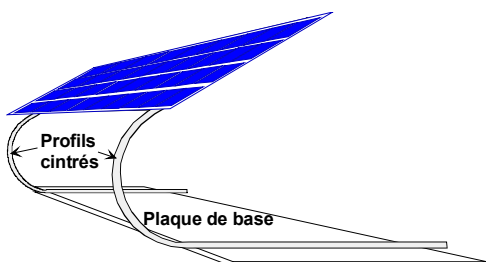


Bild 11: Variante "luge à foin"

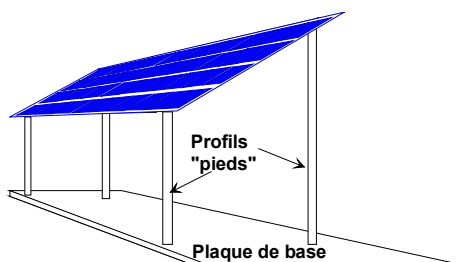


Bild 12: Variante "table"

2.4. Lösungsvorschläge Metallstütze

Auf der Basis der bisherigen gemachten Erfahrungen und unter Berücksichtigung der einschlägigen Normen für die auftretenden Belastungen des Systems wurden die Randbedingungen für das Design und die Dimensionierung einer Weiterentwicklungsstufe (speziell unter dem Aspekt der Senkung der Herstellungskosten) erarbeitet. Ein wichtiger Punkt dabei war die Mechanismen der Fundation oder Verankerung der PV- Module durch das auf Gründächern eingesetzte Bodensubstrat, welches das Pflanzenwachstum ermöglicht, im Vergleich mit einem Baum zu untersuchen.



Bild 13: Kräfteinwirkungen auf einen Baum

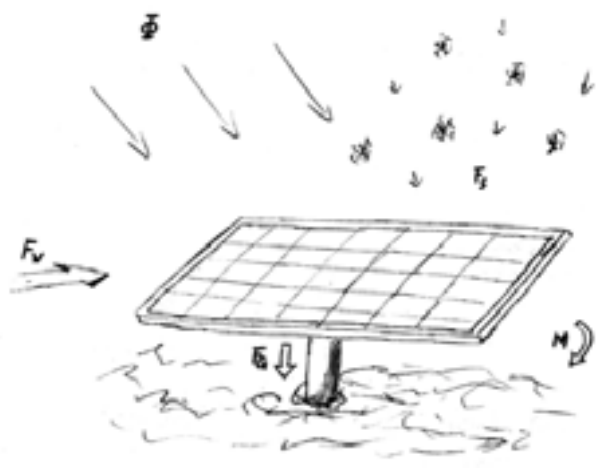


Bild 14: Kräfteinwirkungen auf das System SOLGREEN

Der Nachteil der Produkte SOLGREEN 'large' und 'small' besteht in den hohen Materialkosten für das System. Dieser basiert auf der PE- Wanne und der Metallkonstruktion aus Chromstahl. Mit dem Ziel zur deutlichen Preisreduktion wurden verschiedene Möglichkeiten zum Einsatz von preisgünstigen Konstruktionswerkstoffen und neuen Ideen in der Gestaltung geprüft.

Im Rahmen einer Diplomarbeit (M. Benner zuhause Fachhochschule Köln) wurde sehr strukturiert das Thema bearbeitet und wichtige Grundlagen (Betriebslasten, Windlasten, zu berücksichtigende Normen, etc.) erarbeitet. Gemäss einer im Projektteam definierten Anforderungsliste sind zahlreiche neue Designs aufgestellt worden. Es wird in diesem Jahresbericht nicht näher auf die Grundlagenabklärungen und den involvierten Tests eingegangen. Nachfolgenden werden verschiedene evaluierte Ideen und ihre Lösungsansätze bildlich kurz dargestellt und evtl. beschrieben. Zu einzelnen Systemen wurden bei der Firma Ernst Schweizer AG und Enecolo AG Tests durchgeführt, welche über das Ausreisskriterium, Handhabung in der Montage und Windbelastung Aufschluss gaben. Diesen Angaben werden in dem Schlussbericht Ende 2001 ausführlich abgedruckt werden.

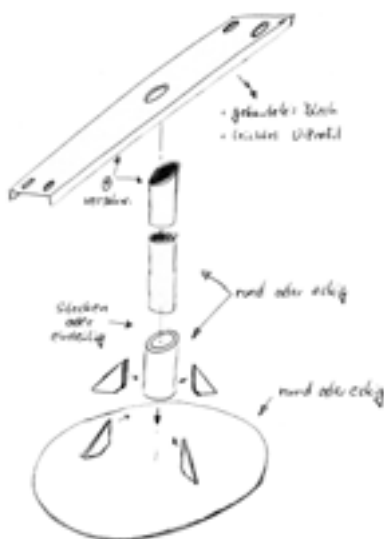


Bild 15: Idee 'Schirmständer'

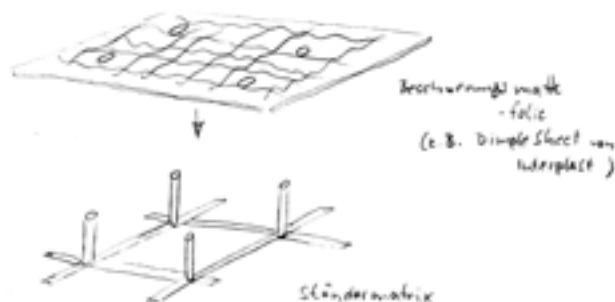
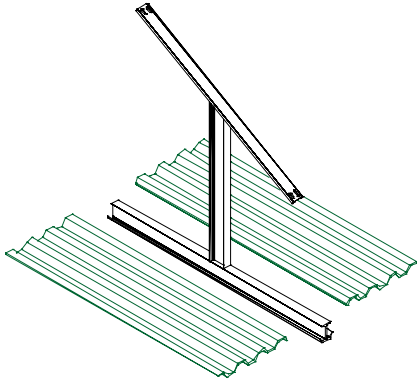


Bild 16: Idee 'Matte'

Beiden Ideen stellten unterschiedliche Ansätze bei der Fundation dar. Zum einen galt es das Konzept mit dem Prinzip 'Schirmständer' weiter zu verfolgen zum anderen aber auch die Möglichkeit einer Plattenbefestigung zu untersuchen. Dies führte zu konkreten Lösungsansätzen.

Das Hauptaugenmerk war auf die einfache Realisierbarkeit gelegt, dies auch mit dem Grund einfach Vorschläge für Testzwecke zu realisieren. Bei den meisten Vorschlägen wurde eine Kunststoffplatte der Firma Deltatec AG, Zürich, mit Metall- oder Kunststoffständer, eingesetzt. Die vorgeschlagene Platte ist im Bauwesen als Schutz- und Sickerplatte sehr akzeptiert und verbreitet im Einsatz. Sie besteht aus rezykliertem PE und zeichnet sich durch einen günstigen Preis aus. Ein Lösungsvorschlag wurde weiterentwickelt und in einer PV- Anlage für die EKZ- Solarstrombörse in Einsiedeln eingesetzt.



Die Konstruktion bestand aus Deltatec®- Platten, welche in einen I- Träger geschoben werden. Auf den I- Träger wird eine speziell gefertigte Metallstütze aus U- Profilen verschraubt. Das vorhandene Dachkies wird auf die Platten verteilt und dient zur Schwerlast. Die Module werden über Z- Profile, welche horizontal auf den Metallstützen verschraubt werden, montiert.

Das System wurde mit Erfolg und wichtigen Erfahrungen in einer 30 kW PV- Anlage in Einsiedeln angewendet. Es resultierten wertvolle Rückmeldungen seitens Installateurs und auch begleitende Arbeiten durch das Büro Enecolo AG zeigten Möglichkeiten zur Weiterentwicklung auf.

Bild 17: Konstruktion Schweizer



Bild 18: Anlage Einsiedeln von hinten

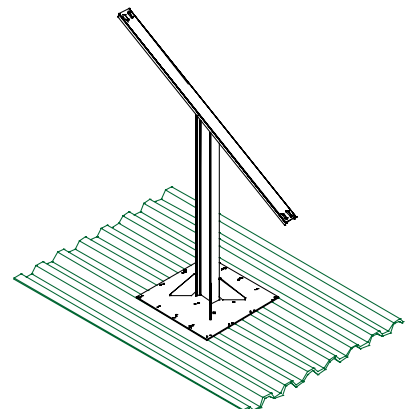


Bild 19: Anlage Einsiedeln von vorne

Die wichtigsten Kriterien, welche den Entscheid zugunsten eines solchen Systems ergaben, war die Auflage minimalstes Zusatzgewicht auf das Dach zu verlegen und eine Bodenfreiheit von rund 40 cm aufzuweisen. Die Bodenfreiheit ist in Einsiedeln wichtig insofern die Winter bedeutend mehr Schnee bringen als im Unterland und die geringe Dachbelastbarkeit ist aufgrund sehr dünnen Dachbetonplatten gefordert.

Eine parallele Weiterentwicklung führte zu anderen Ansätzen, wie zum Beispiel in Bild 20 dargestellt. Die Befestigung der Bodenplatte erfolgt von oben direkt mit Nieten, geklebt oder mit Schrauben. Bevorzugt werden Nieten, welche bereits den Zugtest ohne Probleme bis 240 kg überstanden haben (s.h. Bild 21). Das System muss auch wieder im Verbund, wie die Konstruktion Schweizer, montiert werden. Der Nachteil liegt bei der aufwendigen Fusskonstruktion, welche geschweisst wird.

Bild 20: Konstruktion Fuss



Die ersten Erfahrungen (Wasgenring) zeigen, dass es ein grosser Vorteil ist, wenn direkt von oben die Verbindung erfolgt, ohne Arbeiten auf der Rückseite der Deltatec®- Platten auszuführen. Die Platten werden auf dem Vlies vorgängig verlegt und das Substrat kann direkt aufgeschüttet werden. Die Ständer werden dann nachfolgend befestigt, mit dem Zusatzaufwand, dass das Substrat in den Reihen wieder entfernt werden muss. Dafür kann das Substratauffüllen ohne Behinderung erfolgen und die Reihen sind nach der Montage korrekt ausgerichtet.



Im Dezember 2000 wurde bei der Firma Ernst Schweizer AG ein Zugversuch an der Verankerung durchgeführt. Das Bild 21 zeigt die enorme Belastung bei 240 kg, die auf nur zwei Nieten (Durchmesser 6 mm) eingeführt wird. Die Verbindung erfüllt jegliche Anforderungen und wird bei der Weiterentwicklung der Konstruktion als Basis verwendet, wie auch die Grundplatte aus Deltatec®.

Bild 21: Detailansicht bei Belastung von 240 kg

Die Entwicklung bei Enecolo AG / Ernst Schweizer AG konzentriert sich im Moment auf das Design des Metallständers. Hierzu sind verschiedene Lösungsansätze vorhanden, sei es als einbeinige Stütze oder Scherensystem. Nachfolgende Zeichnungen zeigen die Konstruktionsvorschläge.

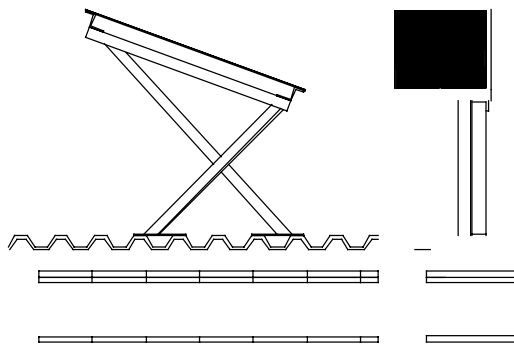


Bild 22: System Schere

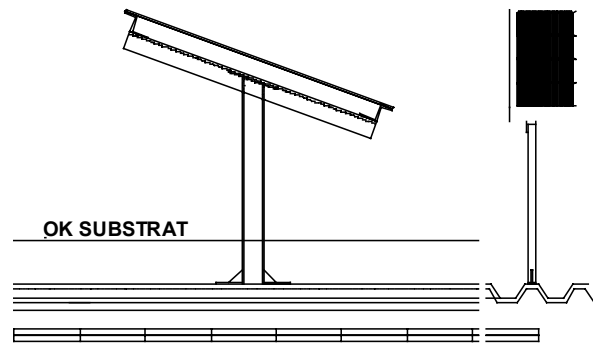


Bild 23: System Baum

Bei jedem Bild stellt die linke Ansicht der Seitenschnitt dar und die rechte die Frontansicht. Beide Konstruktionen sind in Ausarbeitung. Es werden Produktionszeichnungen gefertigt um dann erste Prototypen herzustellen und weiter zu testen.

Ein erster Prototyp (System Baum) wurde bei der Firma Enecolo AG installiert und Zugversuchen ausgesetzt.



Bild 24: System Baum (Prototyp)



Bild 25: Anordnung Zugversuch

Die Resultate werden das zukünftige Design und die Entwicklung massiv beeinflussen. Weitere zu untersuchende Punkte werden sicher die Materialwahl betreffen. Hier sind andere Werkstoffe, zum Beispiel auch Holz in Abklärung. Diese werden wiederum das Design der Konstruktion entscheidend verändern. Es wird mit grossem Effort an verschiedenen Lösungen gearbeitet, da der erste Grosseinsatz auf Sommer 2001 geplant ist. Für eine neue Überbauung in Zürich wird auf dem Gründach eine Solaranlage erstellt, wahrscheinlich mit zwei bis drei verschiedenen Unterkonstruktionen, welche auf dem Prinzip SOLGREEN basieren.

3. Zusammenarbeit mit anderen Schweizerischen Institutionen, Firmen

Das vorliegende Projekt ist eine Weiterführung der bisherigen Projekte und profitiert von den Erfahrungen der Projektpartner. Das Projekt führt einen wichtigen technischen Lösungsansatz bis zur Marktreife. Die früheren Projekte SOFREL und Toit Plat haben mehrere gute Lösungen für die Montage von Solarmodulen auf Flachdächern hervorgebracht. Zu den neueren Varianten gehört das System SOLGREEN. Damit ein konkurrenzfähiges System entstehen kann, braucht es noch weitere Entwicklungsschritte und Investitionen. Verschiedene Fachleute mit Erfahrung im Bereich Entwicklung PV- Flachdachmontage sind im Projekt integriert. Das Projektteam mit den Firmen Enecolo AG, Ernst Schweizer AG, Solstis Sàrl und der Eidg. Hochschule EPFL- LESO bringen wertvolles Know- How und wichtige Referenzen in das Projekt ein. Weitere Firmen mit zusätzlichem Know- How werden im Verlauf des Projektes miteinbezogen. Dazu gehören Firmen im Bereich Flachdachausführungen (Gründach), Modullieferanten, Dachdecker, Planungsbüros und Materiallieferanten (Metall- und Plastikkonstruktionen).

4. Transfer von Ergebnissen in die Praxis

Beide vorgestellten Entwicklungen sind noch in der Prototypenphase, werden aber im Jahre 2001 in die Praxis umgesetzt. Dies sicher in ersten Testinstallation, welche für verschiedene Untersuchungen dienen, wie auch eventuell grösseren Anlagen. Das System Enecolo AG / Schweizer AG wird für eine 20 kWp PV- Anlage in Zürich optimiert und anschliessend produziert. Weitere Umsetzungen der Ergebnisse in die Praxis werden sicher folgen, dies ist aber auch abhängig vom Preis-Leistungsverhältniss und der Evaluation eines Produzenten. Das System SOLGREEN soll die Produktpalette bei der Solstis Sàrl erweitern.

5. Perspektiven für 2001

Das Projekt wird Ende November 2001 abgeschlossen. Das System ist in einem Grosseinsatz (20 kWp Zürich, ca. Juli 2001) zu testen und allfällige Überarbeitungen sind zu erledigen. Es ist das Ziel der Projektmitglieder mind. eine kostengünstige Version SOLGREEN auf dem Markt zu bringen und zu etablieren. Über Erfahrungen und Resultate wird in einem Schlussbericht informiert.

6. Publikationen 2000

M. Benner	Diplomarbeit	Zuhanden Fachhochschule Köln, Oktober 2000
D. Ruoss, P. Toggweiler	Poster & Paper	PV Tagung in Neuenburg, 7. & 8. November 2000
D. Ruoss, P. Toggweiler, J. Bonvin	Jahresbericht	Zuhanden BfE, Dez. 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 37528
Contract Number : 77267

Project Title : Solardachschiefer SUNPLICITY

Abstract : SUNPLICITY is being developed as a new solar building element for tilted roofs which fits in every conventional roof built from fibre cement shingles, being 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 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.

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 cm are used for almost all new roofs. 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.

The mechanical layout had been tested during several mounting trials, which were conducted under the auspices of several professional roofers. The design for the interconnecting cabling system is complete. Manufacturing of larger prototype area is underway, to be tested in 2001.

Duration of the Project : 1.4.2000 – 30.11.2001

Responsible for the project : Markus Real

Reporting on the project : Markus Real

Address : Alpha Real AG,
Feldeggstrasse 89, 8008 Zürich

Telephone : +41 1 383 02 08 **Fax :** +41 1 383 18 95

http:// **Email :** alphareal@access.ch

1. Projektziele 2000 und Ergebnisse

1.1 Projektbeschreibung

Die Integration von PV Modulen in die Gebäudehülle ist eine der Herausforderungen der PV Industrie, um Kosten zu senken und die Akzeptanz für Solarzellenfelder zu erhöhen. Entsprechend interessant und vielfältig sind die bis heute entwickelten Lösungen. Im vorliegenden Projekt ist die Zielsetzung, im Dachbereich ein in Form und Installation absolut identisches Produkt zu den bewährten, im Markt eingeführten Schieferdächern, wie sie insbesondere Eternit anbietet, zu entwickeln.

Die dachspezifischen Anforderungen an das Produkt sind:

- Identische Geometrie zu den eingeführten Schieferplatten, insbesondere auch in der Dicke und in der Planheit
- Gute und kostengünstige Stappelbarkeit, Lagerung und Transportierbarkeit
- Identische Montage und Installationstechniken zum bestehenden Schiefersystem, welche für den Dachdecker bekannt sind
- Robuste Ausführung, die den Anforderungen an eine Baustelle gerecht werden
- Keine speziellen Anschlusssteile
- Einfaches, kostengünstiges und sicheres Verdrahtungssystem
- Einsatz von Materialien, die den Umweltbeanspruchungen gerecht werden, insbesondere auch die entsprechenden Test bestehen (IEC 1215)
- Einfache Herstellungsverfahren zur industriellen Massenfertigung ermöglichen.

Schiefergrösse: Im Markt sind verschiedene Grössen eingeführt, wobei in bestehenden Bauten die Abmessungen 40*60 cm überwiegen. In neuen Bauten werden auch 40*72 cm eingesetzt, da diese leicht grössere Platte die Dacheindeckung mit weniger Material ermöglicht und damit zu den üblichen Ziegeln konkurrenzfähiger werden.

Dieser Trend zu grösseren Platten ist für die Solarlösungen günstig, da pro Schiefer mehr Leistung zu Verfügung steht, was sich prinzipiell günstig auf die Kosten auswirkt. Insbesondere die recht teuren Steckerverbindungen sind prohibitiv teuer, wenn die Leistungen pro gesteckte Solarmoduleinheit klein wird.

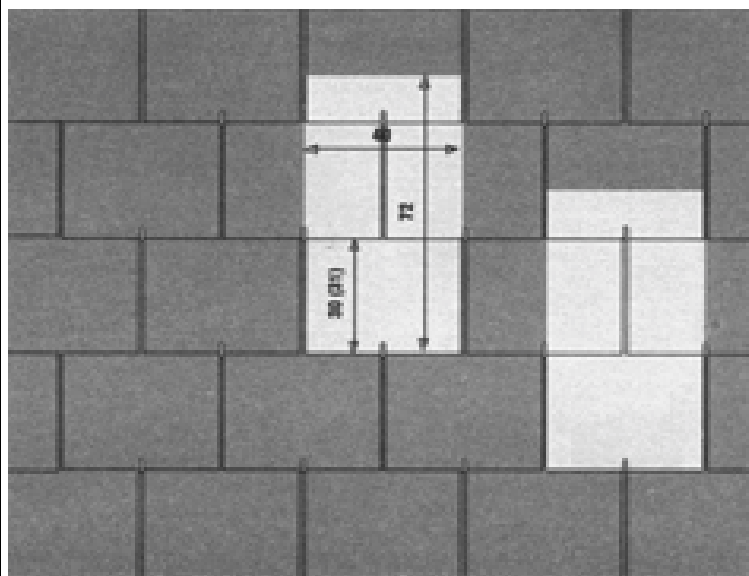


Bild 1 zeigt den typischen Dachaufbau mit Schieferplatten. Die neu entwickelten Solarschieferplatten richten sich nach diesem im Markt eingefügten Muster. Mechanisch wird jede Platte durch einen Haken gehalten. Die Verlegung der Solarschiefer richtet sich nach diesem eingeführten Dachsystem.

Versuchsaufbau: Es wurden verschiedene Versuchsaufbauten realisiert, um die mechanischen Eigenschaften der neuen Solarschieferplatte in ihrer Handhabung zu testen. Bei diesen Versuchen ging es um die dachspezifischen Eigenschaften: Installation, Robustheit, einfache Handhabung, Ersetzbarkeit, Verkabelung auf dem Dache.

Dabei wurden die Abklärungen zuerst auf einem einfachen Demostand am Boden und dann anschliessend in einer realen Dachsituation getestet, wobei bei der letzteren Variante auch ein nasser Tag ausgesucht wurde, weil unter diesen sehr erschwerten Umständen in einem steilen Dach die Unzulänglichkeiten eines Systems besonders leicht erkennbar werden.



Bild 2 zeigt den Versuchsaufbau mit den neuen Solarschieferplatten. An diesem Demostand wurden alle dachspezifischen Fragen mit Dachdeckern erörtert. Insbesondere wurden auch die verschiedenen Verkabelungs-Varianten durchgespielt, und die Austauschbarkeit der Module am Teststand geübt. Damit wurden wertvolle Erfahrungen gewonnen. Diese wurden in einer erweiterten Prototypenserie integriert, und in einer richtigen Dachsituation auf einem Haus nochmals verifiziert.

Verkabelung: Die Verkabelung im Dachbereich ist ein kritischer Punkt. Es wurde eine Lösung gefunden, die kostengünstig und robust gegen Witterung und Alterseinflüsse ist. Damit kann eine langdauernde sichere, niederohmige Verbindung zwischen den einzelnen Elementen gewährleistet werden. Es wird eine Patentanmeldung in Erwägung gezogen.

1.2 Projektziele

Die Projektziele waren:

Robuste mechanische Ausführung

Demonstration der Machbarkeit auf dem Demostand und auf einem realen Dach

Lösung der Verkabelungsfrage

Demonstration der Austauschbarkeit von Modulen im Dachbereich.

Die Projektziele wurden alle erreicht, und für die Verkabelung wird die Anmeldung eines Patentes in Erwägung gezogen.

2. Zusammenarbeit, internationale Kontakte

Das Projekt wird in Zusammenarbeit der folgenden Partner durchgeführt:

Projektpartner	Aufgabenbereich
Alpha Real AG	Projektidee, Projektleitung, Verkabelung
Glas Trösch Solar AG	Marktabklärungen, Produktionskosten
Gebrüder Werner Müller AG	Dachdeckerspezifische Fragen, Schiefergrösse
Evergreen Solar Corp.	Herstellung der Prototypen

Weitere Kontakte erstreckten sich auf Hersteller von Steckverbindungen und Normengremien. Bezahlte Unteraufträge erfolgten jedoch fast ausschliesslich an Handwerker, die in die Beurteilung miteingezogen wurden.

3. Allfälliger Transfer von Ergebnissen in die Praxis

In dieser Phase werden noch keine transferierbaren Ergebnisse erwartet. Sie werden vorbereitet. Die relativ gedämpften Markterwartungen für die nächsten Jahre in der Schweiz werden aber eine wie ursprünglich vorgesehene mögliche Fertigung in der Schweiz kaum rechtfertigen.

4. Perspektiven für 2001

Im Jahr 2001 wird das Projekt abgeschlossen. Dazu werden folgende Ergebnisse erarbeitet:

Anmeldung des neuen Verkabelungssystems zum Patent

Weitere Langzeittests für das Einbettungsmaterial

Bau eines grösseren Demofeldes mit rund 40 neuen Solarschieferplatten.

Diverse Tests

Messungen des Temperaturverlaufes in den Sommermonaten

Abklärungen über die Herstellungskosten

5. Publikationen

Poster an der 16 Europäischen Photovoltaik – Konferenz in Glasgow

Teilnahme am IEA Design Wettbewerb in Glasgow

Jahresbericht 2000

Anlagen: Schräg- und Sheddachintegrationen

J. Audergon

Système hybride simple photovoltaïque et thermique de 7 kWp à Domdidier au Centre d' Entretien autoroutier de la N1 - 14556 / 54108 48

R. Tschärner

Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant, IMT Neuchâtel - 17862 / 57447 49

B. Stucki, A. Eckmanns

PV-roof integration with module integrated inverters - 20735 / 60338 50

B. Bezençon

Stand-alone hybrid (PV-Diesel) installation with 3,1 kWp PV-roof integrated solar slates (SunslatesTM) in Soyhières JU - 29910 / 69805 51

P. Toggweiler

4,8 kWp P & D Anlage SOLRIF, Lindenmatt - 32403 / 72280 52

F. Bigler, R. Hofer

PV- roofs in the old town of Unterseen - 33046 / 73003 53

U. Bühler

Slopedroof- and façade- mounting system AluTec / AluVer - 35715 / 75454 54

H. Kessler, R. Hächler

PV Eurodach amorph - 37526 / 77265 55

A. Haller

10 Roof Integrated PV Small Scale Systems - 37546 / 77283 56

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 14'556
Contract Number : 54'108

Project Title : **Système hybride simple PV/T 7kW_p à Domdidier au Centre d'Entretien autoroutier de la N1**
(PV/T = système hybride simple Photovoltaïque / Thermique)

Abstract :

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

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

The heat produced by the PV elements is recuperated by 2 ventilators, which blow the warm air down (on the garage's floor) in order to avoid the frost of the hall during winter. When the temperature is too high, the warm air is directly expelled outside of the building. That is simple hybrid system PV/T.

Duration of the Project : October 1995 to June 2001

Responsible for the project : Mr Jacques Audergon

Reporting on the project : Mr Jacques Audergon

Address : GEIMESA au nom du BARF
Av. du Midi 13
1700 FRIBOURG

Telephone : + 41 (0) 26 425 85 30

<http://www.geimesa.ch>

Fax : + 41 (0) 26 425 85 39

E-mail : geimesa@geimesa.mcnet.ch

1. Objectifs du projet pour 2000

L'objectif du projet pour l'année 2000 est de mener une deuxième campagne de mesures pour disposer d'au moins une année de mesures fiables, permettant de tirer des conclusions utiles sur la performance du système hybride. Un rapport définitif sera disponible d'ici fin début avril 2001.

Le présent rapport présente de manière succincte les principaux résultats obtenus dans la deuxième campagne de mesures.

2. Brève description de l'installation

La conception de l'installation PV au CED (Centre d'Entretien de Domdidier) repose sur l'idée d'une intégration la plus poussée possible dans la toiture du bâtiment, dans la partie garage à véhicules d'entretien, en tirant partie des sheds prévus par l'architecte dans cette partie du complexe. La solution retenue est de remplacer la partie sud-ouest d'un des 3 sheds de la toiture par des panneaux PV partiellement translucides. La particularité de cette exécution est que le vitrage du shed est constitué directement du verre porteur des cellules solaires sans double vitrage supplémentaire. Pour favoriser l'évacuation de la chaleur des cellules PV, deux ventilateurs pulsant l'air vers le bas, assure la convection nécessaire lorsque la température de l'intrados est supérieure à celle requise dans la halle (7 °C, en l'absence de personnel).

L'installation photovoltaïque proprement dite est constituée de 33 panneaux d'environ 2.5 m², portant chacun 144 cellules ASE Alzenau de 1.41 W_p / 0.489 V, 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 de 5 panneaux chacun et raccordés sur 7 onduleurs SMA Sunny Boy. Nous avons donc 5 groupes de 5 panneaux ($I_{MPP\ STC} = 5.78\ A$; $U_{MPP\ STC} = 175\ V$; $P_{peak} = 1'015\ W$) et 2 groupes de 4 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 « Windows 9x » et crée des fichiers « Excel ».

3. Etat actuel du projet

Les cellules PV sont en service depuis le mois de septembre 1996 et ont produit plus de 14'000 kWh électrique jusqu'au 31.12.1999 et 5'400 kWh électrique supplémentaires en 2000, soit une production totale de 19'710 kWh électriques depuis le début des relevés.

L'état actuel des installations, après les différentes évolutions du projet de base jusqu'en fin 1999, nous permet d'enregistrer les informations suivantes :

♦ Générales :

- ◇ Puissance instantanée côté alternatif Sunny Boy
- ◇ Energie produite par jour Sunny Boy
- ◇ Energie totale produite depuis la mise en service Sunny Boy
- ◇ Energie totale produite depuis la mise en service Compteur électrique

Ces informations sont stockées toutes les 15 minutes dans le Sunny Boy et peuvent être transférées sur un PC utilisant Windows 95 .

♦ Par onduleur:

- ◇ Tension cellules [$U_{pv} - Ist$] Sunny Boy
 - ◇ Tension cellules [$U_{pv} - Soll$] Sunny Boy
 - ◇ Intensité onduleur [$I_{ac} - Ist$] Sunny Boy
 - ◇ Tension onduleur [U_{ac}] Sunny Boy
 - ◇ Fréquence onduleur [F_{ac}] Sunny Boy
 - ◇ Puissance onduleur [P_{ac}] Sunny Boy
 - ◇ Résistance [R_{iso}] Sunny Boy
 - ◇ Energie totale produite [$E-tot$] Sunny Boy
 - ◇ Nombre d'heures de service [$h-tot$] Sunny Boy
 - ◇ Intensité cellules [I_{pv}] Sunny Boy
- (pas encore disponible sur tous les onduleurs)

Les installations de mesures sont actuellement fiables et fournissent un très grand nombre d'informations vers un PC qui les enregistre dans des fichiers « Excel ».

4. Travaux effectués en 2000

Afin d'améliorer l'analyse de l'hybridité du système solaire, nous avons procédé à des adaptations du mode d'exploitation des installations, avec arrêt pendant 2 semaines de la marche des ventilateurs d'évacuation de la chaleur dans les sheds, puis remise en marche et analyse comparative. Pour le reste, l'installation n'a plus subi d'adaptation.

La campagne de mesures et le dépouillement au fur et à mesure des très nombreuses données recueillies s'est poursuivie jusqu'au **31.12.2000**.

5. Résultats obtenus en 2000

Les résultats détaillés seront présentés dans le rapport final. De manière globale, les résultats obtenus en 2000 se présentent comme suit :

Production d'électricité du 1.01.2000 au 31.12.2000 :	5'400 kWhél
Pour un ensoleillement global de	4'292 MJ/m ²

A titre de comparaison, la production 1999 du 1.01.1999 au 31.12.1999 avait été de :	4'950 kWhél
pour un ensoleillement global de :	4'020 MJ/m ²

Au total, depuis le début des relevés, l'installation PV A produit du 1.09.1996 au 31.12.2000	19'710 kWhél
---	---------------------

L'amélioration de la fiabilité des onduleurs et du contrôleur, constatée en 1999 a été confirmée lors de notre deuxième campagne de mesures. Le rendement s'est encore accru. Nous disposons de nombreux graphiques établissant la relation entre températures internes et externes en relation avec le rayonnement horizontal et normal aux sheds.

Du point de vue du degré d'hybridité de l'installation, les mesures fines ainsi que l'analyse de séquences significatives nous amènent aux conclusions suivantes :

1. A moins d'isoler complètement le shed avec PV et le shed témoin sans PV, quasiment comme en laboratoire, et de mener des mesures d'un degré de finesse encore plus élevé, il est très difficile de détacher des valeurs chiffrées d'apports thermiques dus à l'intrados des cellules photovoltaïques.
2. Dans tous les cas, on observe que l'écart moyen des températures de l'intrados entre le shed avec les cellules PV et le shed de référence, en période de chauffage est de l'ordre de 1 °C. Un transfert interne de température à un niveau significatif s'opère donc. Pour évaluer l'apport en chaleur du système PV à l'intérieur du shed, il est nécessaire de constituer un modèle simplifié mais crédible. C'est ce à quoi nous travaillons actuellement en vue de l'établissement du rapport final. Les résultats de l'analyse de ce modèle ne sont pas encore définitivement acquis. Ils nous permettront de tirer des conclusions circonstanciées sur le fonctionnement hybride.

6. Perspectives

La campagne de mesures en vue de vérifier le comportement hybride de l'installation PV du Centre d'entretien de Domdidier est terminée. Le rapport final détaillé sera déposé prochainement.

Les équipements de mesures restent en place et sont disponibles pour d'autres campagnes de mesures. Nous avons l'espoir qu'une HES, qui intègre l'enseignement des installations PV dans son programme, soit intéressée par l'utilisation des possibilités de mesure et de suivi disponibles, sous réserve d'un accord avec la direction du BARF (Bureau des Autoroutes du canton de Fribourg).

7. Publication éditée jusqu'à maintenant

Actuellement ce projet n'a fait l'objet d'aucune publication. Nous pensons que cela sera possible dès que le rapport final aura été déposé.

GEIMESA

J. AUDERGON

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 17862
Contract Number : 57447

Project Title : **Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant**
IMT Neuchâtel

Abstract :

The grid-connected PV plant of 6.4 kWp at IMT Neuchatel was the first of its kind in Switzerland: 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. During the four years of operation the plant showed an excellent reliability and performance:

- availability since the start-up of 100 %,
- cummulated energy production of 26.6 MWh,
- annual production yield around 1'000 kWh/kWp,
- coefficient of performance of 0.76,
- no further noticable reduction of power production has been observed after the initial light induced degradation (Staebler-Wronski effect) during the first year of operation.

These figures are remarkably high for a plant located on the Swiss Plateau. Moreover, during the summer period the panels operate at relatively high temperatures resulting from the roof integration without backside ventilation. Amorphous silicon modules have, thus, proven to be particularly suitable for building integration. At higher operation temperatures amorphous silicon modules show production yields that are 15 to 20 % superior to those of crystalline silicon modules of identical nominal power rating.

Duration of the Project : 01.08.1996 – 31.12.2000

Responsible for the project : Reto Tscharner

Reporting on the project : Reto Tscharner

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

Telephone : +41 32 718 33 55

<http://www-micromorph.unine.ch>

Fax : +41 32 718 32 01

Email : reto.tscharner@unine.ch

Installation photovoltaïque intégrée en silicium amorphe

Institut de Microtechnique de l'Université (IMT) Neuchâtel

1. Objectifs du projet pour 2000

Suivi de l'installation photovoltaïque réalisée et mise en service en automne 1996.

Analyses des mesures du système d'acquisition de données.

2. Brève description de l'installation/du projet

Il s'agit d'une première installation photovoltaïque couplée au réseau en Suisse où sont mise en application des modules à couches minces en silicium amorphe de grande surface, permettant:

- * 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 des étudiants) par 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);
- * de l'utiliser à des fins d'enseignement et de recherche.

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.

3. Etat actuel du projet

L'installation a été construite en septembre 1996 et mise en service le 10 octobre 1996. Depuis, elle fonctionne à 100 % et donne entièrement satisfaction.

Depuis fin mars 1998 le système d'acquisition de données est fonctionnel. Il permet de suivre minutieusement la production de l'installation et d'effectuer des analyses sur le comportement de l'installation par rapport à l'ensoleillement, la température, la dégradation par la lumière etc.

4. Travaux effectués et événements importants

Le système d'acquisition de données, a permis de suivre le bon fonctionnement de l'installation. La production et la performance du système sont présentées en chapitre 5. Des analyses détaillées (dégradation, effet Staebler-Wronski, comportement en température élevée etc.) seront traitées dans le rapport final, prévu pour printemps 2001.

5. Résultats obtenus

La performance de l'installation est résumée par les caractéristiques suivantes:

		1997	1998	1999	2000
ensoleillement	[kWh/m ²]	1'355	1'341 -1%	1'239 -8.6%	1'337 -1%
rendement spécifique	[kWh/kW _p]	1'079	1'020	936	998
rendement spécifique normalisé par rapport à l'ensoleillement 1997	[kWh/kW _p]	1'079	1'033 -4.3%	1'024 -5.1%	1'011 -5.6%
indice de performance		0.80	0.76	0.76	0.75
rendement énergétique total	[%]	4.20	4.03 -4%	3.99 -5%	3.94 -6%

Le rendement spécifique ne dépend pas seulement de la performance de l'installation proprement dite mais aussi du lieu et du rayonnement solaire. Par rapport à 1997, le rayonnement était 1% plus bas en 1998 et 2000, et 8.6% plus bas en 1999. Pour pouvoir comparer les rendements d'une année à l'autre, on a normalisé les rendements 1998 à 2000 par rapport à l'ensoleillement 1997. On constate que le rendement spécifique normalisé se situe toujours autour de 1000 kWh/kW_p, et ceci après quatre 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 % en 1998 par rapport à 1997, dû à la dégradation initiale des panneaux par la lumière (effet Staebler-Wronski) pendant la première année de service. En 1999 et 2000, on n'observe cependant qu'une très légère diminution de ces valeurs, ce qui est normal également pour la plus part des installations photovoltaïques en silicium cristallin. On remarque une légère augmentation des 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 sensible 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 s'est produite depuis la mise en service en octobre 1996.

Le tableaux 1 et la figure 1 montrent les valeurs mensuelles 1996 à 2000 de l'installation selon la terminologie standard de l'IEA.

L'expérience de 4 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 par 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.

6. Perspectives pour 2001

Les activités suivantes sont envisagées pour 2000:

- continuer le suivi de l'installation;
- éditer le rapport final pour printemps 2001.

7. Publications

Aucune publication a été réalisée en 2000.

mois	Hg kWh/m2	HI kWh/m2	Tam °C	EIO+ kWh	Yr,g kWh/kWd	Yr kWh/kWd	Yf kWh/kWd	PR	ηtot	Betr. %
1996										
octobre 1)	40.0		10.0	277.1	1.82		1.96			71
novembre	30.8		5.3	263.7	1.03		1.36			100
décembre	19.9		0.9	121.7	0.64		0.61			100
total 1996	90.7		6.0	662.5	1.09		1.24			90
1997										
janvier	15.8	16.2	-0.6	62.8	0.51	0.52	0.31	0.60	0.032	100
février	46.9	69.4	4.7	372.0	1.68	2.48	2.06	0.83	0.044	100
mars	97.9	129.5	8.2	692.6	3.16	4.18	3.47	0.83	0.044	100
avril	149.7	175.7	9.3	928.6	4.99	5.86	4.81	0.82	0.043	100
mai	166.7	184.3	14.0	948.0	5.38	5.95	4.75	0.80	0.042	100
juin	137.3	142.8	16.4	718.5	4.58	4.76	3.72	0.78	0.041	100
juillet	148.5	159.1	17.3	802.6	4.79	5.13	4.02	0.78	0.041	100
août	149.9	173.5	20.3	892.6	4.84	5.60	4.47	0.80	0.042	100
septembre	117.1	143.1	15.9	744.5	3.90	4.77	3.85	0.81	0.043	100
octobre	64.8	96.8	10.1	493.2	2.09	3.12	2.47	0.79	0.042	100
novembre	28.0	33.2	5.4	151.6	0.93	1.11	0.78	0.71	0.037	100
décembre	21.2	31.4	3.2	142.4	0.68	1.01	0.71	0.70	0.037	100
total 1997	1143.8	1355.0	10.4	6949.4	3.13	3.71	2.96	0.80	0.042	100
1998										
janvier	24.6	41.4	2.5	171.6	0.79	1.34	0.86	0.64	0.034	100
février	59.9	92.1	4.3	480.9	2.14	3.29	2.67	0.81	0.043	100
mars	89.7	111.8	6.8	557.3	2.89	3.61	2.79	0.77	0.041	100
avril	99.9	117.3	8.8	580.3	3.33	3.91	3.00	0.77	0.040	100
mai	172.5	189.0	15.4	926.5	5.56	6.10	4.64	0.76	0.040	100
juin	160.6	172.2	17.7	839.6	5.35	5.74	4.35	0.76	0.040	100
juillet	168.1	174.2	20.2	857.6	5.42	5.62	4.30	0.76	0.040	100
août	158.2	179.1	19.6	894.6	5.10	5.78	4.48	0.78	0.041	100
septembre	86.9	105.1	14.2	524.6	2.90	3.50	2.72	0.78	0.041	100
octobre	55.0	73.4	10.7	358.8	1.77	2.37	1.80	0.76	0.040	100
novembre	34.0	51.4	3.0	243.3	1.13	1.71	1.26	0.74	0.039	100
décembre	23.7	34.4	1.2	154.5	0.76	1.11	0.77	0.70	0.037	100
total 1998	1133.1	1341.4	10.4	6589.6	3.10	3.68	2.80	0.76	0.040	100
1999										
janvier	29	42.1	2.3	205.7	0.94	1.36	1.03	0.76	0.040	100
février	39.1	54.2	0.9	260.0	1.40	1.94	1.44	0.74	0.039	100
mars	82.7	107.1	6.4	527.9	2.67	3.45	2.64	0.77	0.040	100
avril	107.5	125.8	9.2	613.1	3.58	4.19	3.17	0.76	0.040	100
mai	141	133.2	15.7	638.2	4.55	4.30	3.20	0.74	0.039	100
juin	162.8	173.3	16.0	839.3	5.43	5.78	4.34	0.75	0.040	100
juillet	188.4	200.9	19.8	975.0	6.08	6.48	4.88	0.75	0.040	100
août	139.8	145.2	19.0	728.9	4.51	4.68	3.65	0.78	0.041	100
septembre	103.6	122.3	17.5	612.3	3.45	4.08	3.17	0.78	0.041	100
octobre	52.1	64.8	10.1	315.0	1.68	2.09	1.58	0.75	0.040	100
novembre	25	32.4	3.3	145.5	0.83	1.08	0.75	0.70	0.037	100
décembre	24.8	37.3	3.1	169.2	0.80	1.20	0.85	0.70	0.037	100
total	1,095.8	1,238.6	10.3	6,030.1	3.00	3.39	2.57	0.76	0.040	100
2000										
janvier	28.3	39.8	1.0	180.4	0.91	1.28	0.90	0.70	0.037	100
février	47.6	67.3	4.3	323.6	1.64	2.32	1.73	0.75	0.039	100
mars	91.4	123.6	6.8	602.0	2.95	3.99	3.02	0.76	0.040	100
avril	118.3	134.5	10.1	639.1	3.94	4.48	3.31	0.74	0.039	100
mai	158.5	163.0	15.6	781.4	5.11	5.26	3.91	0.74	0.039	100
juin	183.2	206.5	18.7	991.5	6.11	6.88	5.13	0.75	0.039	100
juillet	154.6	140.8	17.1	679.8	4.99	4.54	3.41	0.75	0.039	100
août	150.0	169.0	19.9	820.5	4.84	5.45	4.11	0.75	0.040	100
septembre	115.2	142.4	16.0	705.9	3.84	4.75	3.65	0.77	0.040	100
octobre	56.5	71.6	11.1	345.7	1.82	2.31	1.73	0.75	0.039	100
novembre	33.0	43.9	7.2	204.0	1.10	1.46	1.06	0.72	0.038	100
décembre2)	23.2	34.4	2.5	155.4	0.75	1.11	0.78	0.70	0.037	100
total	1,159.8	1,336.8	10.9	6,429.3	3.18	3.66	2.74	0.75	0.039	100
1997-2000	1,133.1	1,318.0	10.5	25,998.4	3.10	3.61	2.77	0.77	0.040	100

1) mise en service 10.10.1996

2) moyenne 1997-99

Tableau 1: Valeurs mensuelles 1996 à 2000 de l'installation IMT-Neuchâtel

H_g	rayonnement solaire global sur une surface horizontale (ANETZ Neuchâtel)
H_l	rayonnement solaire dans le plan des panneaux
T_{am}	température ambiante moyenne (ANETZ Neuchâtel)
E_{IO+}	énergie produite de l'installation (à la sortie de l'onduleur)
$Y_{r,g}$	productivité solaire globale
Y_r	productivité solaire de référence
Y_f	productivité de l'installation
PR	indice de performance de l'installation
η_{tot}	rendement total de l'installation
Betr.	disponibilité de l'installation

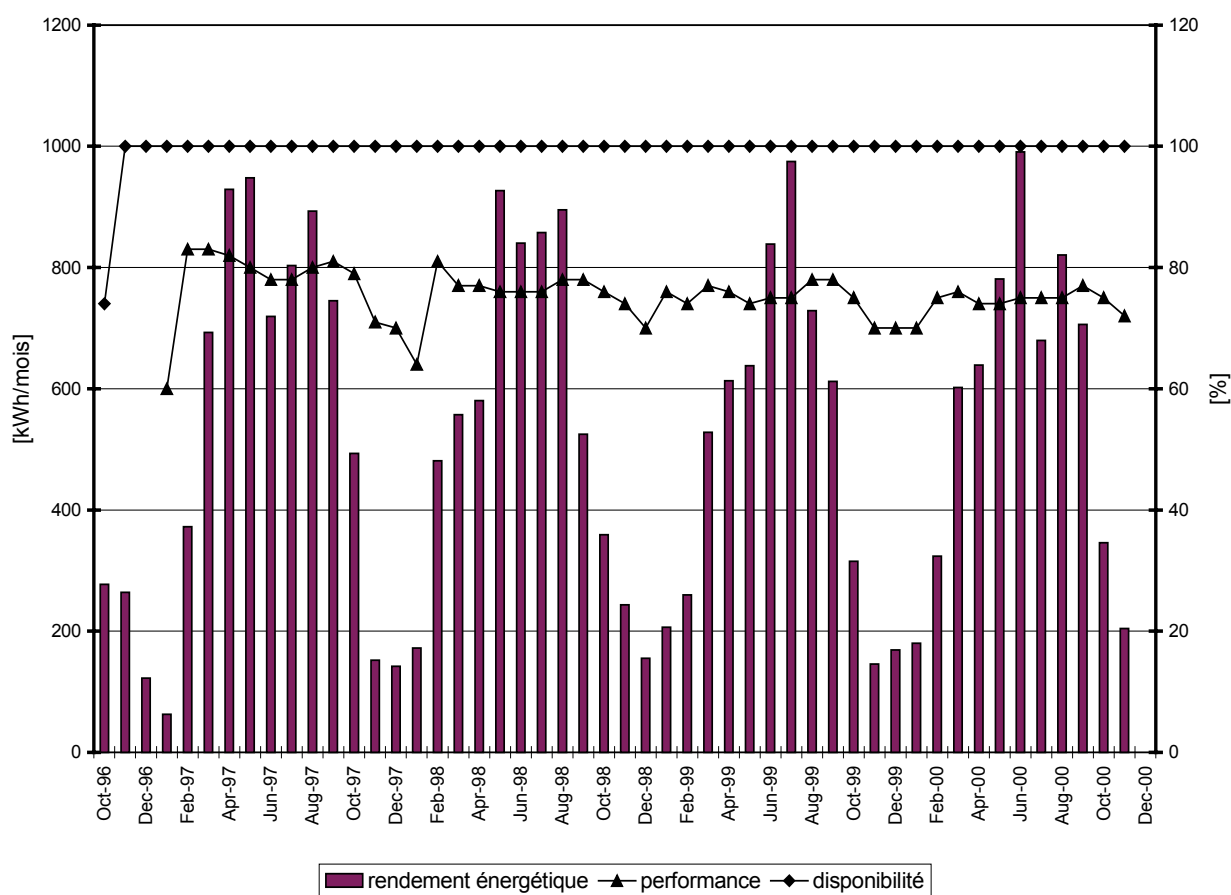


Figure 1: Production et performance de l'installation photovoltaïque IMT-Neuchâtel 1996-2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 20735
Contract Number : 60338

Project Title : PV-roof integration with module integrated inverters

Abstract :

In spring 1995 a new farm with an additional living house for the family Zaugg was built. Due to the favourable exposition the south roof offered good conditions for the use of active solar systems.

The newly with PV-shingles covered roof section, was previous covered with tiles. The heat collected under the tiles was used for the hay ventilation. With the installation of the hybrid PV-thermal system the efficiency of the heating increased considerably resulting in reduced working periods of the ventilation system. For this project PV-modules with integrated micro-inverters have been used.

Three technological attributes are associated with this project: roof integrated PV system, PV-thermal hybrid system and the module-integrated inverter. It is the goal of the project to gain practical experience (electrical and thermal characteristics) of the micro-inverter in the special operating conditions of a roof-integrated, PV-thermal hybrid system.

Duration of the Project : 01.06.97 – 30.04.00

Responsible for the project : B. Stucki

Reporting on the project : A. Eckmanns

Address : Atlantis Energie AG
Lindenrain 4
3012 Bern

Telephone : +41-31 300 30 20

Fax : +41-31 300 30 30

<http://www.atlantisenergy.ch>

E-mail : info@atlantisenergy.ch

1. Projektziele

Ziel dieses Projekts war es, praktische Erfahrungen bezüglich elektrischem und thermischem Betriebsverhalten der Mini-WR beim Einsatz in einem (hybriden) Schindeldach zu sammeln.

- **Thermisches Verhalten**

Die thermische Situation beim Einsatz des Mini-WR in der Gebäudeintegration ist gänzlich anders als bei freier Aufständigung. Die Inverter müssen höheren Lufttemperaturen standhalten, werden durch die Montage im Hinterlüftungskanal jedoch einem konstanteren Luftfluss ausgesetzt. Dieser wiederum wirkt sich positiv auf deren Kühlung aus. Das thermische Verhalten der WR im Hinterlüftungskanal und bei hoher Umgebungstemperatur sollte hier analysiert werden.

- **Elektrisches Verhalten**

Im vorliegenden Projekt soll das Arbeitsverhalten der Mini-WR unter erhöhter Umgebungstemperatur überprüft werden.

- **Installation**

Das Wegfallen der DC-Verkabelung bei der Montage einer PV-Anlage ergibt Einsparungen. Diese zu quantifizieren war ein weiteres Ziel.

Gezeigt werden soll weiter, dass sich PV-Anlagen neben der ästhetischen Einfügung ins Gesamtbild eines Bauernhofes auch optimal ins Energiekonzept integrieren.

2. Kurzbeschreibung der Anlage

Im Frühjahr '95 wurde in Iffwil der Hof mit angegliedertem Wohnhaus der Familie Zaugg neu errichtet. Das Süddach des Gebäudes bot sich durch seine optimale Ausrichtung und Neigung für eine solare Nutzung an. Es wurde bereits eine Kollektoranlage in einen Teil der Dachfläche integriert.

Die mit Photovoltaikmodulen eingedeckte Dachfläche wurde bereits vor der Errichtung dieser Anlage (mit Dachziegeln bedeckt) als Aufwärmstrecke für die Zuluft der Heubelüftung genutzt. Die Installation einer hybriden PV-Anlage steigert nun den Aufheizungsprozess der Luft erheblich, was eine Verkürzung der Betriebszeit des Ventilators bewirkt.

Die Anlage „Zaugg“ weist eine installierte elektrische Leistung von 15.8 kWp und eine thermische Spitzenleistung von ca. 80 kW auf. Die PV-Dachintegration wurde in Schindeltechnik als netzgekoppelte Anlage mit Modulwechselrichtern ausgeführt. Die Warmluft wird mittels eines Heubelüfters gewonnen. Der Ventilator saugt Aussenluft durch den Kanal zwischen den PV-Dachschindeln und dem Unterdach an. Durch erzwungene Konvektion wird Wärme von den PV-Elementen an die Luft im Kanal abgegeben. Mit dem Heubelüfter wird die gewonnene Warmluft zur Heutrocknung weitergeleitet. Sollte der Ventilator nicht in Betrieb sein, ist die Hinterlüftung der PV-Elemente durch freie Konvektion gewährleistet (der Hinterlüftungskanal wurde entsprechend ausgelegt). Die Frischluftzufuhr erfolgt in diesem Fall über manuell zu öffnende Luken.

Das Fehlermelde- und -lokalisierungssystem der Modulwechselrichter erlaubt eine schnelle Fehlererkennung pro Panelreihe (Fehlermeldung mittels optischem Signal auf Elektrotabelleau). Eine Leuchtdiode am Inverter dient der Identifizierung des fehlerhaften Moduls bzw. Wechselrichters.

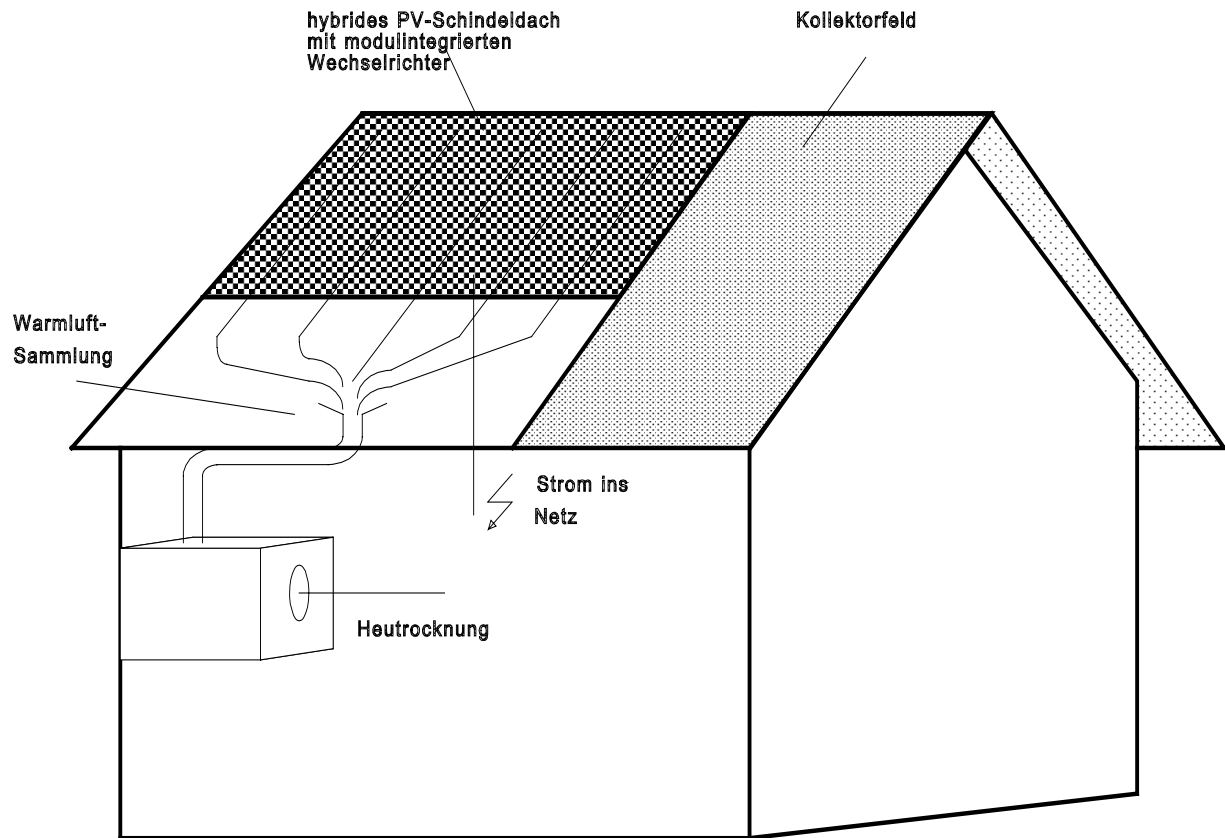


Abb. 1: Schematische Darstellung des Gebäudes mit hybridem Schindeldach mit modulintegrierten Invertern und Kollektorfeld

Anlagedaten:

Installierte Leistung:	15.8 kW _{el}	ca. 80 kW _{th}
Erwarteter Energieertrag:	13'700 kWh _{el}	ca. 10'400 kWh _{th} nutzbar

3. Projektstand

Der PV - Anlage wurde am 25. Mai 1996 in Betrieb genommen.

Der Schlussbericht wurde am 12. Dezember 2000 fertiggestellt.

Das Projekt konnte erfolgreich abgeschlossen werden.

4. Wesentliche Resultate

Die normierte Auswertung zeigte, dass die Mini-WR bei Modultemperaturen über 60°C Leistung ausregeln, um sich vor Überhitzung zu schützen. Die separate Betrachtung der Feldleistungskennlinien ohne bzw. mit eingeschalteter Heubelüftung veranschaulicht dies deutlich. In Abb. 2 und Abb. 3 sieht man, dass bei aktiver Hinterlüftung bzw. bei Modultemperaturen < 60°C eine lineare Leistungsgerade entsteht, die allerdings mit einer relativ grossen Streuung behaftet ist. Die effektive Arbeitsgerade des WR weicht also wesentlich von der Sollgerade ab.

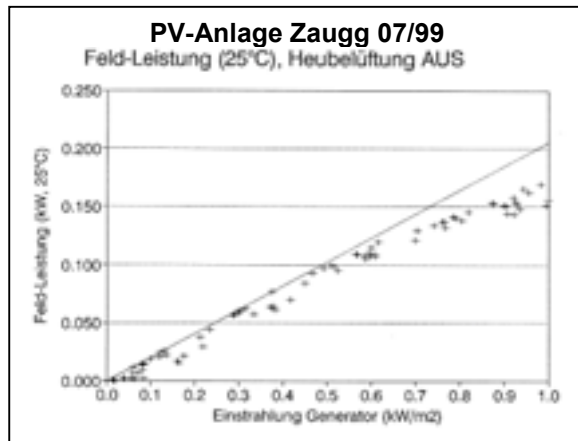


Abb. 2: Feldleistungskennlinie bei ausgeschalteter Heubelüftung

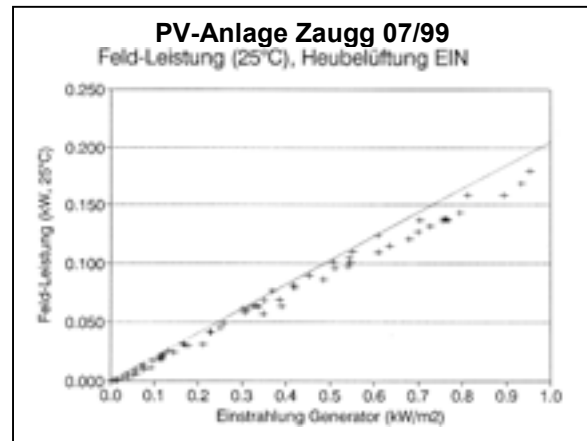


Abb. 3: Feldleistungskennlinie bei eingeschalteter Heubelüftung

Die Performanz des einzeln ausgemessenen Wechselrichters lag im Winter bei 71% und im Sommer bei 62%. Es ist eine Jahresperformanz der Gesamtanlage von 62% zu erwarten.

Der prognostizierte Jahresertrag wurde aus folgenden Gründen nicht erreicht:

- Ausgeschaltete Einspeisesicherung (11%)
- Verluste durch MPT der WR (7%)
- Minderleistung der PV-Module (6%)
- Sonstige Verluste (2%)

Der effektiv zu erwartende Ertrag liegt bei ca. 11'600 kWh Strom p.a. Zusätzlich werden durch die kürzere Laufzeit des Heugebläses ca. 645 kWh Strom eingespart.

Die thermische Leistung beträgt ca. 80 kW. Dies ist doppelt so viel wie erwartet und rührt vom sehr leistungsfähigen Heugebläse her. Der thermische Ertrag liegt bei rund zwei Dritteln des Erwarteten bei ca. 6'900 kWh p.a., dies aufgrund der begrenzten Nutzungsdauer der Heubelüftung.

Die Vorerwärmung der Zuluft im Hinterlüftungskanal der PV-Anlage reduziert die Heubelüftszeit auf die Hälfte, wodurch zusätzlich zur photovoltaisch gewonnenen elektrischen Energie ca. 645 kWh Strom eingespart werden.

Durch das Entfallen der AC-Installation konnten gut CHF 3'000.— oder 0.2 CHF/Wp eingespart werden. Zusatzaufwendungen entstanden jedoch durch die Installation einer zentralen Fehlerüberwachung auf dem Elektrotabelleau, welche in der selben Grössenordnung lagen. Insgesamt entstand kein Kostenvorteil, wohl jedoch eine komfortablere Situation der Anlagenüberwachung.

5. Bisherige Publikationen

keine

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 29910
Contract Number : 69805

Project Title : Stand-alone hybrid (PV-Diesel) installation with 3,1 kW_p PV-roof integrated solar slates (Sunslates™) in Soyhières (JU)

Abstract :

Technical study, installation, implementation, measurement-campaign, data publication of a hybrid (PV-Diesel) power system wholly autonomous (2 km distance to the existing electrical grid). This project proposes an innovative solution (of Swiss conception) for PV architectural integration.

The stand-alone hybrid system is using solar slates (Sunslates™) for the PV production and is connected to a Diesel generator. The PV system (3,1 kW_p) is integrated in the roof annex of the Family Blattner farm producing biological wine in Soyhières (in the Swiss Jura).

The measurement campaign has started with an Atlantis mobile system in December 1999 and is going to last one year. The first results are going to be available in spring 2001.

The installation was used as example and local experience for the participation of Switzerland in IEA PVPS Task III.

Duration of the Project :	December 1998 - March 2002
----------------------------------	----------------------------

Responsible for the project: Bernard Bezençon

Reporting on the project: Bernard Bezençon

Address: Atlantis Solar Systems Ltd
Lindenrain 4
CH - 3012 Bern

Phone: +41 (0)31 300 32 20
<http://www.atlantisenergy.com>

Fax: +41 (0)31 300 32 10
E-mail: info@atlantisenergy.ch

INSTALLATION AUTONOME HYBRIDE PV-DIESEL A SOYHIERES (JU)

1. SOMMAIRE DU PROJET

Etude technique, installation, mise en service, campagne de mesures, production des rapports, publication des données et des résultats d'une installation hybride totalement autonome (PV-Diesel), distante d'environ 2 kilomètres du réseau électrique existant le plus proche. Ce projet propose une solution innovatrice, de conception suisse, d'intégration architecturale du PV.

Le système autonome hybride utilise pour la production d'énergie PV les ardoises solaires Sunslates™. Il est couplé à un générateur Diesel. Le système PV (3,1 kW_p) couvre une partie du toit de l'annexe (ancienne étable à chèvre) de la ferme de production de vin biologique de la Famille Blattner située à Soyières (Canton du Jura).

L'installation a servi d'exemple et d'expérience locale dans le cadre de la participation de la Suisse à la Tâche III de l'IEA PVPS.



Tableau 1 - vue générale de la toiture Sunslates™

2. OBJECTIFS DU PROJET

- A) Le projet a pour but de promouvoir une installation hybride (PV/Diesel) totalement autonome, éloignée de plus de 2 kilomètres du raccordement au réseau électrique existant le plus proche. La ferme est située à Soyhières dans le canton du Jura, près de Delémont.
- B) Ce projet met en valeur les dernières innovations technologiques suisses en matière d'intégration de modules solaires, en particulier ici par l'utilisation de l'ardoise solaire SunslatesTM. Les champs PV seront incorporés dans la toiture déjà existante de l'annexe (ancienne étable à chèvre) de la ferme de la famille Blattner. Cette installation P&D (Pilote & Démonstration) permettra :
- de préciser les limites techniques et non-techniques de ce genre d'application pour les installations autonomes
 - de mesurer précisément les résultats et les rendements de la totalité de l'installation et du champ d'ardoises solaires SunslatesTM
 - d'optimiser la gestion du système, plus particulièrement : le jeu de batteries et les différents appareils
 - de déterminer les effets de la chaleur sur le rendement des ardoises solaires et de mesurer l'effet d'une ventilation judicieuse
- C) L'installation PV autonome sert de référence dans le cadre de la participation de la Suisse à la Tâche III de l'IEA PVPS.

3. DESCRIPTION DE L'INSTALLATION

A) Paramètres de base

L'installation doit fonctionner avec satisfaction tout au long de l'année. Elle doit être entièrement autonome pour assurer l'exploitation des activités (professionnelles et domestiques) de la famille Blattner, aucune connexion au réseau électrique n'est prévue à moyen et même à long terme.

Les caractéristiques principales du système sont les suivantes:

- Inclinaison des modules 30°
- Orientation des modules sud
- Valeur de l'ensoleillement 1195 kWh/m².an
- Autonomie des batteries 5 jours

Les valeurs de l'ensoleillement à Soyhières sont données sur la base des Meteonorms de l'OFEN. Le parc d'accumulateurs 48 V_{DC} de 500 Ah doit assurer approximativement 5 jours d'utilisation des besoins domestiques prioritaires (éclairage, médias, petits électroménagers, etc...) durant la période (critique) hivernale.

B) Particularité du projet

- La cohérence doit exister entre les systèmes d'énergie de l'habitation et les activités professionnelles (construction en bois, récupération et stockage de calories depuis la serre, apports solaires passifs directs, isolation de la toiture avec un revêtement végétal, eau chaude sanitaire solaire, éclairage en basse tension, etc...)
- L'installation du champ photovoltaïque doit être intégrée à la toiture de l'annexe (ancienne étable à chèvre) de la ferme, de manière à être située directement au-dessus du local technique actuel (régulation, onduleurs, accumulateurs, etc...)
- L'autonomie électrique du système PV doit assurer totalement les besoins domestiques (éclairage, médias, lavage, réfrigération, etc...) et partiellement les besoins professionnels de l'exploitation
- Le système doit être simple pour faciliter l'utilisation et la maintenance, avec la mise en place de circuits parallèles pour les divers usages (12V_{DC}, 230V_{AC}, applications professionnelles et domestiques)

C) Système PV en bref

Le système PV est conçu pour une installation autonome hybride (couplée à un générateur Diesel) comprenant un champ PV intégré à la couverture de la toiture (ardoise PV Sunslates™), et fournissant une tension utile de 48 V_{DC} au parc d'accumulateurs. L'option d'installer un maximizer (MPT) a été envisagée mais n'a pas été retenue dans le cadre de ce système; l'augmentation espérée du rendement de l'installation n'équilibrant pas son surcoût.

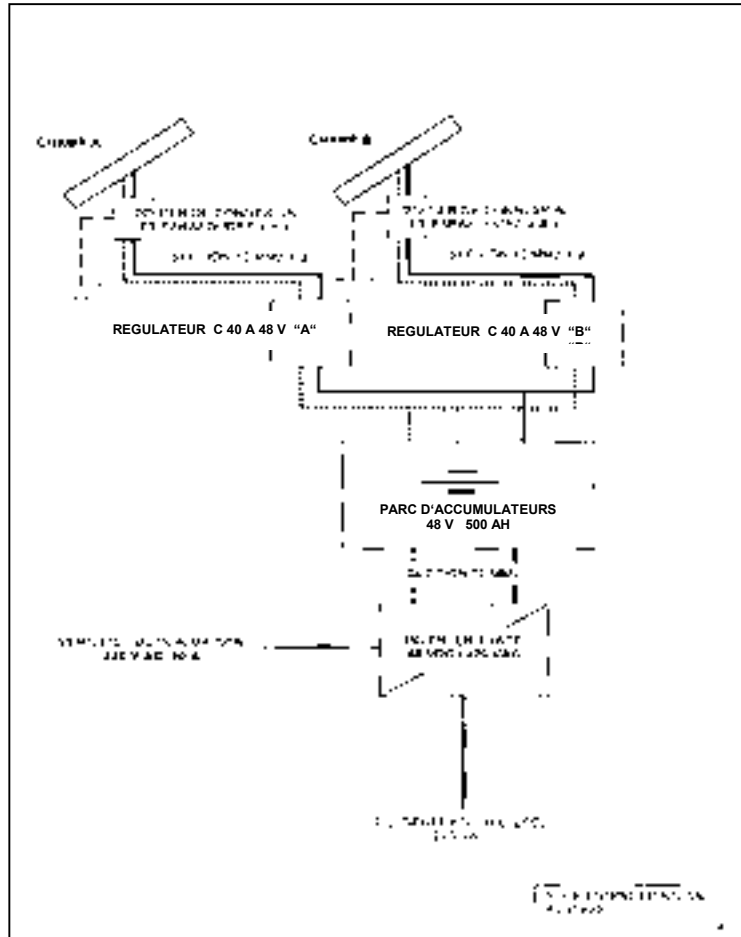


Tableau 2 - schéma électrique de l'installation

Sur le toit ont été montés 264 sunslates de 11,8 Wp. La performance de l'installation se monte à 3.11 kW_p STC. Les strings sont répartis en 2 champs bien distincts.

- Champ A : 6 strings de 24 Sunslates™
- Champ B : 5 strings de 24 Sunslates™

Les 2 champs sont reliés en parallèle dans les boîtes de connexion. Dans la pièce technique (qui se trouve au niveau du rez-de-chaussée), 2 régulateurs (C40, Trace) alimentent le parc d'accumulateurs constitué de 24 batteries solaires de 2 V chacune reliées en série (TVS 6, Hawker Oldham). L'onduleur/régulateur (SW4548E, Trace) remplit plusieurs fonctions :

- Sortie 48V_{DC}
- Sortie 230V_{AC} pour l'installation électrique de la maison
- Régulateur de charge¹ 230 V_{AC} / 48V_{DC}
- Affichage des paramètres de mise au point et de contrôle du système

Un tableau électrique forme la séparation entre le système PV et l'installation de la maison.

¹ Les accumulateurs peuvent-être également chargés par le générateur Diesel

Cette installation permet d'utiliser la majorité des appareils domestiques avec un niveau élevé de sécurité. L'utilisation du circuit de 230 V_{AC} existant pour les appareils électroménagers comme l'aspirateur, le lave-linge ou les médias sera conservé et raccordé sur l'onduleur sinusoïdale de 4.5 kVA

L'alimentation des gros appareils professionnels triphasés à 400 V_{AC} (presse, autres outillages actuels et futurs) sera uniquement assurée par le groupe électrogène Diesel qui pourra également, si nécessaire, recharger périodiquement (via l'onduleur-chargeur) les accumulateurs. Cette sécurité supplémentaire de stockage de l'énergie permet de limiter (sans devoir surdimensionner l'installation PV) les soutirages trop profonds des accumulateurs et leurs fatigues prématurées.

Le circuit PV est protégé contre la foudre par une mise à terre et un fusible parafoudre.



Tableau 3 - détail du tableau électrique

4. CAMPAGNE DE MESURES ET RESULTATS

A) Description du système mobile de mesures

Le système de mesures mobile de la société Atlantis Energie SA a été développé avec l'appui de l'OFEN et se profile par un système de mesure standardisé avec une exploitation des valeurs en graphique et en tableau. C'est l'équipement de base pour la mesure de l'installation PV. Comme c'est un projet P&D, il y a des fonctions supplémentaires qui doivent être mesurées et évaluées individuellement en utilisant le plus possible l'équipement (hardware) existant.

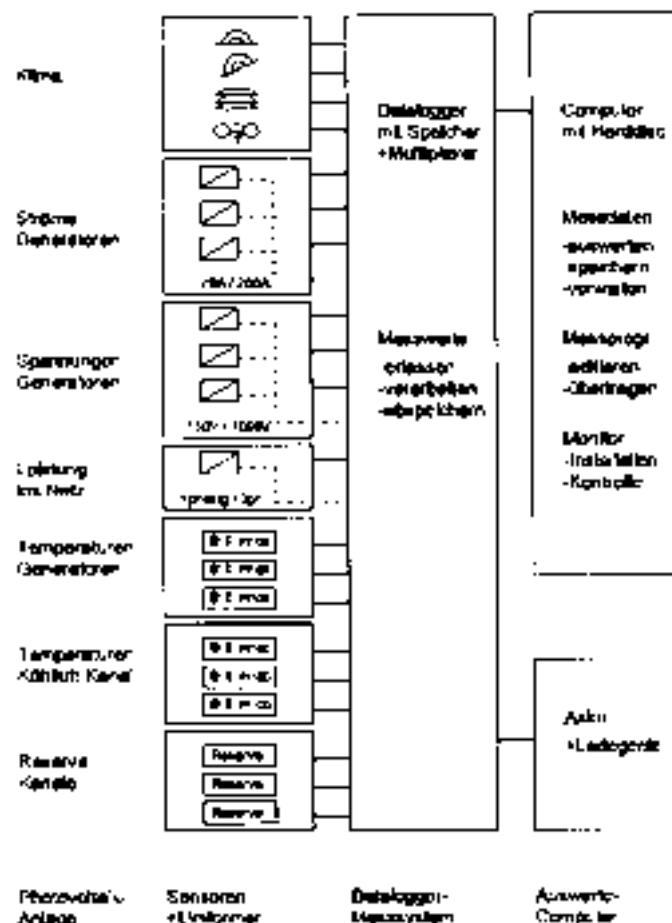


Tableau 4 - schéma de principe du système de mesures

On peut au maximum mesurer deux installations par an avec le système mobile de mesures. L'installation doit satisfaire les critères suivants :

- onduleurs mono ou triphasé, ou 1 à 3 onduleurs monophasés
- puissance AC de 2 à 70 kW
- courant DC de 6 à 200 A
- tension DC de 50 à 1000 V

Le système mobile de mesure est composé de 2 boîtes superposées et encastrées l'une dans l'autre avec un système de roulette. Par ce moyen le système complet de mesures peut-être facilement déplacé et installé. On trouve dans la caisse d'en haut tous les convertisseurs, les dataloggers avec leurs périphériques, ainsi qu'un ordinateur pour la mise en service et l'interruption de l'exploitation du système. Dans la boîte inférieur se trouve tout le petit matériel (senseur, câble, etc...).

5. ETAT ACTUEL DU PROJET

La campagne de mesures est en cours.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 32403
Contract Number : 72280

Project Title : 4.8 kWp P&D- Anlage SOLRIF, Lindenmatt

Abstract :

During 1999 Enecolo has renovated an eleven years old installation with 5.6 kW nominal power with standard modules based on crystalline cells. The frames of the modules were replaced by SOLRIF in order to improve the roof integration and to reduce the soiling at the lower edge profile.

The measured power degradation is around 8 %. The change of U-I – curve compared to the data sheet has to be considered while sizing the inverter input range. The results indicate a lower voltage compared to the given values by the supplier. Further more it was noticed that the inverter (ASP Top Class) is not able to use the specified voltage window. These circumstances cause significant production losses during the summer months.

The new roof integration system has proven all the expected advantages. The mounting goes fast, it looks attractive, the inactive roof area is very low, edge soiling is not any more a problem, the snow gliding is improved and rain tightness is as expected. During the 12 month period from 9/99 to 9/00 here were two have storms with strong rain were some water entered through the roof as it happened with clay tile roofs as well. It is recommended to install a second roof layer as usually done in conventional roofing technology. There is no second roof layer installed at the Lindenmatt site.

Duration of the Project : 01. Juni 1999- 01. September 2000

Responsible for the Project: Enecolo AG

Reporting on the Project: Peter Toggweiler

Address: Enecolo AG
Lindhofstr. 52
8617 Mönchaltorf

Telephone: 01 / 994 90 01

Fax: 01 / 994 90 05

<http://www.solarstrom.ch>

E-mail: info@enecolo.ch

1. Projektziele 2000

Der vorliegende Jahresbericht bezieht sich auf die Periode nach der Wiederinbetriebnahme der Anlage im August 1999 bis Oktober 2000. Es soll über die Erfahrungen mit dem SOLRIF – Montagesystem und die Performance berichtet werden. Folgende Beobachtungen sollen laufend protokolliert werden:

- Energieertrag: Monatswerte, Spezialmessungen
- Regendichtheit beobachten
- Schneeabrutschen beobachten
- MPP – Spannung verfolgen

2. Kurzbeschreibung der Anlage



Hauptziel des Projektes bestand im Umbau der Anlage, was im Juli 1999 geschah und im letzten Jahresbericht beschrieben ist. Als Erinnerung hier nochmals kurz rekapituliert. Alle 110 Module wurden demontiert und neu mit SOLRIF gerahmt. Die Anlageleistung verbesserte sich durch den Umbau um ca. 15 %. Von 110 Modulen hatte eines ein Glasbruch und zwei Module liegen unter 50 % der spezifizierten Leistung. Die Degradation der Module wirkt sich vor allem auf die Betriebsspannung aus. Die künftige Dimensionierung der Eingangsspannung beim Wechselrichter muss das berücksichtigen. Eine dauerhafte Verschmutzung war lediglich an der Unterkante der Module sichtbar und auch messbar. Der mechanische Zustand der Anlage war gut, ebenso die Verkabelung, ausser an einer Stelle. Hier entstand ein Kurzschluss mit anschliessendem Unterbruch im Stringkabel. Wegen der schlechten Zugänglichkeit bei der alten Montageart, konnte der Fehler damals nicht behoben werden. Bei der SOLRIF-Montage kann neu jedes Modul problemlos einzeln ausgewechselt werden.

Fläche Solarmodule alt	48	m2
Fläche Solarmodule neu	42	m2
Verwendete Module	ARCO M55	
Anzahl Module (2 nicht angeschlossen)	108(110)	
Wechselrichter alt, 2*3kW	SI 3000 (USA)	
Wechselrichter neu, 2*2.5 kW	Topclass 2500	
Nennleistung DC initial, Datenblatt	5.7	kWp
Nennleistung DC initial, Messung	5.3	kWp
Nennleistung DC nach 11 Jahren (heute)	4.8	kWp

3. Projektstand

Im Jahr 2000 konnten die geplanten Erfahrungen gesammelt werden und die Anlage ist technisch wieder in einem einwandfreien Zustand. Das Projekt wird per Ende 2000 abgeschlossen. Der Energieertrag wird im Rahmen einer üblichen Betriebskontrolle weiter erfasst.

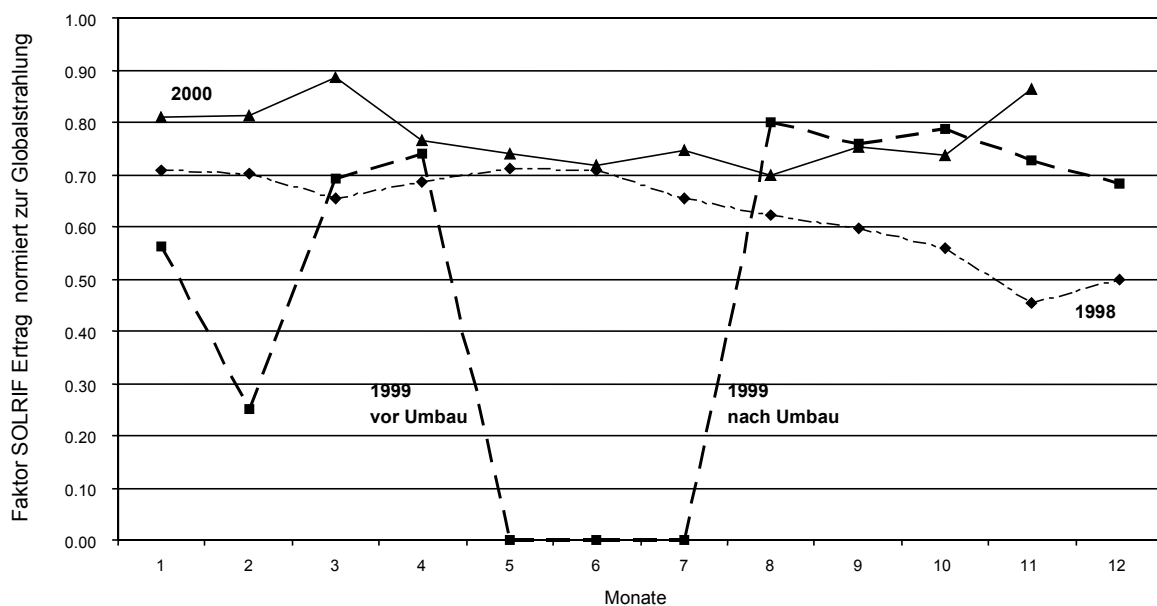
4. Durchgeführte Arbeiten

Die Erträge der Anlage wurden monatlich abgelesen. Am gleichen Standort steht eine PV-Anlage mit Solardachziegeln. Sie funktionierte über die gesamte Periode ohne Unterbruch. Daher können die Werte als Referenz beigezogen werden, weil keine Meteomessungen beim Standort verfügbar sind. Die nächstgelegenen SMA- Meteomessungen liegen in Zürich, Wädenswil und Kloten. Aus diesen drei Stationen wurde ein Mittelwert gebildet und als Vergleichswert benutzt.

4.1. Ergebnisse im Betriebsjahr 9/1999 bis 10/2000

Darstellung und Erläuterung der Messergebnisse:

Bild 1: Ertragsverhältnis SOLRIF zur Globalstrahlung SMA Zürich,
umgerechnet auf geneigte Fläche (Arrayfläche)



Die Bilder 1 & 2 zeigt den Vergleich zwischen dem alten und dem neuen Zustand der Anlage. Es geht nicht um absolute Zahlen, sondern um den relativen Vergleich vor und nach Umbau. Der Ertrag liegt nach dem Umbau deutlich höher als vorher. Im Jahresmittel beträgt der Mehrertrag über 20 %.

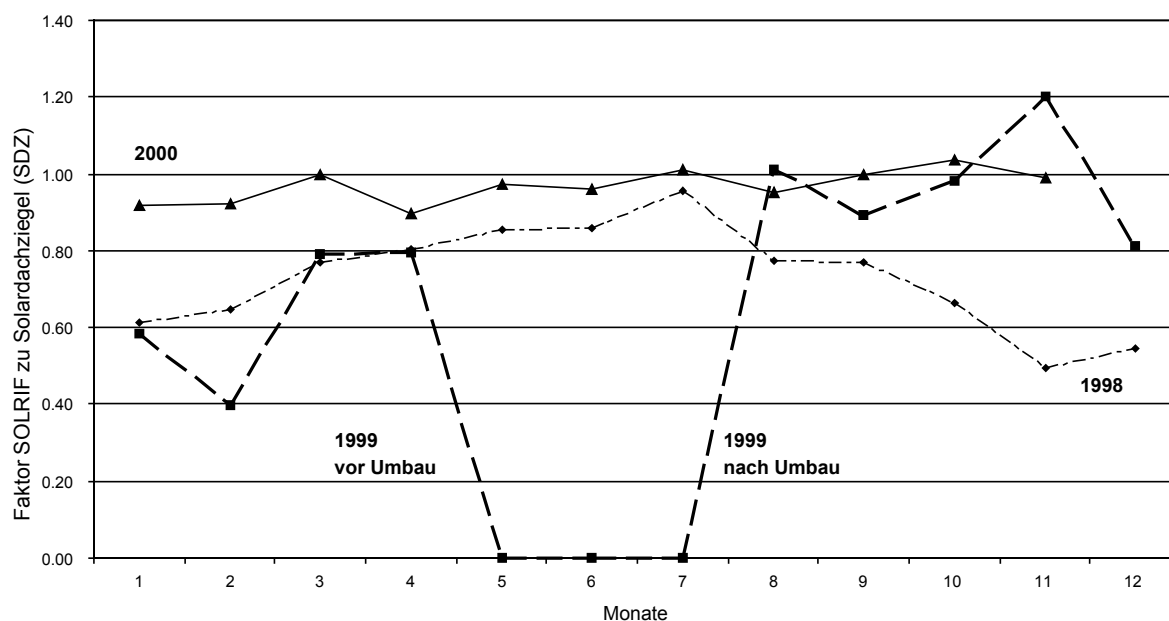
Der Faktor SOLRIF zur Globalstrahlung entspricht ungefähr der Performance Ratio (PR). In Bild 1 ist der Einbruch der PR während der Sommermonate deutlich zu sehen. Der Grund liegt im erwähnten Inverterproblem. In den Wintermonaten ist ein Teil des Feldes von einer südlich stehenden Linde beschattet.

	Strom A	Spannung V	Leistung W	Einstrahlung W/m ²	Lufttemp. ° C	Zellentemp. ° C , ungef.
Normalbetrieb gemessen	12	90	1080	420	12	27
Sommerbetrieb Soll	25	75	1875	950	28	63
Sommerbetrieb IST	14.5	85	1230	950	28	63
Differenz Soll/ Ist		10	645			

Tabelle 1: Einzelablesung, 1/2 vom Feld

Die obigen Werte sind Mittelwerte aus zwei Ablesungen. Der Sommerbetrieb wurde an mehreren Tagen mit ungefähr den obigen Werten abgelesen. Die Hochrechnung aus diesen Werten auf ein ganzes Jahr ergibt ein Ertragsverlust von etwa 12 %.

Bild 2: Ertragsverhältnis SOLRIF zur Anlage SDZ



Gegenüber Bild 1 wurde die Bezugsgrösse in Bild 2 von der Sonneneinstrahlung auf den Ertrag der nebenstehenden PV-Anlage mit Solardachziegeln gewechselt. Dabei wird vor allem die Verbesserung mit dem Umbau auf SOLRIF deutlich. Dies kommt nicht nur wegen SOLRIF zustande, sondern wegen diversen anderen Mängeln und Defekten bei der Anlage vor dem Umbau. Der Ertragseinbruch im Februar 1999 entstand, weil der Schnee länger liegen blieb als auf den Solardachziegeln. Im November 1999, nach dem Umbau, rutschte der Schnee bei der SOLRIF- Anlage besser ab, daher der höhere Ertrag. Auffallend ist ferner, dass die Sommererträge bei diesem Vergleich bei der umgebauten Anlage nicht schlechter sind. Das deutet darauf hin, dass die SDZ- Anlage mit dem SOLCON- Wechselrichter im Sommer ebenfalls nicht mehr im MPP arbeitet. Dieser Umstand soll im nächsten Jahr im Rahmen eines langfristigen Untersuchungsprogramms der Fachhochschule Burgdorf weiter untersucht werden.

4.2. Allgemeine Erfahrungen

Der Umbau vom alten aufwendigen zum einfachen und gefälligen Montagesystem SOLRIF hat sich in verschiedener Hinsicht gelohnt und bewährt. Das Dach sieht wesentlich besser aus als zuvor. Der Schnee rutscht besser ab und es entsteht keine Verschmutzung mehr an der Unterkante. Die Regendichtheit ist voll gewährleistet. Einzig bei starkem Schlagregen kann Wasser eindringen wie dies erwartet wurde. Innerhalb vom Beobachtungszeitraum von 15 Monaten ist das zweimal aufgetreten. Das erste mal beim Sturm Lothar und das zweite Mal bei einem aussergewöhnlichen Gewittersturm im August 2000. Bei beiden Situationen ist auch Wasser bei den Ziegeldächern eingetreten. An den Elementen wie auch an der Befestigung sind keine Sturmschäden aufgetreten. Bei Wohnhäusern muss SOLRIF immer in Kombination mit einem Unterdach verwendet werden.

5. Perspektiven für 2001

Das Projekt SOLRIF Lindenmatt wird im Jahr 2000 abgeschlossen. Die Ergebnisse sind Bestandteil einer umfassenden Praxisumsetzung des Systems SOLRIF.

6. Publikationen 2000

Die Ergebnisse wurden in die Publikationen zum Projekt SOLRIF integriert.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 33046
Contract Number: 73003

Project Title: PV roofs in the old town of Unterseen

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 runs until summer 2001, will be available as a final report towards the end of year 2001.

Duration of the Project: 1997 - 2001

Responsible for the project: Fritz Bigler / René Hofer

Reporting on the project: Fritz Bigler

Address : Industrielle Betriebe Interlaken IBI
Fabrikstrasse 8
Postfach 536
3800 Interlaken

Telephone : 033 826 30 00
<http://www.ibi-interlaken.ch>

Fax : 033 826 30 10
Email : fritz.bigler@ibi-interlaken.ch

PV-Dächer Altstadt-Unterseen

1. Einleitung

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 zur Zeit saniert und teilweise auf Grund von belegten historischen Daten neu aufgebaut. Die Bauherrschaft hat während der ganzen Planungsphase versucht, mit Unterstützung des Stararchitekten Campi, die Verbindung von moderner Technik mit den historischen Bauten sichtbar zu machen. Mit viel Überzeugungsarbeit konnte die Ortsbildschutzkommission der Altstadt die kantonale und schweizerische Denkmalpflege zum Einbau einer PV-Anlage auf den Dächern bewegen.

2. Projektziel

Aufzeigen, dass moderne, alternative Technik in historisch schützenswerten Bauten und Stadtteilen anlässlich Erneuerungen integriert werden können.



Ansicht Süd

3. Kurzbeschreibung des Projektes

Auf dem Dach der 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 durften 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.

4. Projektstand

Die Messdaten für 7 Monate ununterbrochener Messung liegen vor und werden laufend ausgewertet.

5. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Resultate

Erfahrung

Die Anlage läuft seit der Inbetriebnahme ohne Probleme und es wurden bereits 3716 kWh produziert, die den Erwartungen entsprechen. Die provokative Integration der PV-Anlage in eine Altstadtumgebung hat viele Diskussionen ausgelöst und dadurch auch wieder die Produktion von sauberem Strom in den Vordergrund getragen.

Visualisierung

Zurzeit wird an einer Informationstafel gearbeitet.

Auswertung der Daten

Bis jetzt sind lediglich stichprobenweise Auswertungen vorgenommen worden zur Überprüfung der Funktion der Anlage. Sie zeigen gute Resultate.

6. Perspektiven für 2001

Zurzeit wird an der Informationstafel gearbeitet, die im 1. Quartal 2001 installiert wird.

7. Bisherige Publikationen

Zurzeit sind noch keine Publikationen erfolgt. In der örtlichen Presse hat die Integration einer PV-Anlage in einem historisch wertvollen Bau grosse Beachtung gefunden.



Blick vom Stadthausplatz

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 35715
Contract Number : 75454

Project Title : Slopedroof- and façade – mounting-system AluTec / AluVer

Abstract :

The AluTec-mounting system was developed firstable for mounting framed PV-modules onto existing sloped roofs and at façades.

Main features of system are: Modules mounting without use of any tools
 Very fast and thus cost effective mounting capability
 Changeability of every module of the plant for maintenance and repair.

The plant situated on two parts of roof and a peak power of 32,56 kWp was realised in March / April 2000 and is producing electric energy into grid of the electric company Hünenberg (EGH) since 19st of April 2000. For the placement of the 296 module a team of three skilled workers were engaged only one day.

Until now the expectations for the mounting system have been fulfilled thus the stability against wind has been proofed at a peak wind force of 85 km per hours. Moore experiences with stronger wind have been done at new system installations nearby the coast of netherlands.

Till now, no special soil deposition caused by the mounting system has to been observed.

Interested visitors may inform themselves at any time about the state of the plant as well as energy production by the user guided touch screen terminal at the wall nearby the footpath.

The predicted energy production of 25'100 kWh per year seems still to be attainable after the experiences of the first eight and a half month and a production of 19'118 kWh during this time.

Duration of the Project : December 1999 until June 2001

Responsible for the project : Urs Bühler

Reporting on the project : Urs Bühler

Address : Urs Bühler Energy Systems and Engineering
 Seemattstrasse 21 B, CH-6330 Cham

Telephone : 041 / 780 07 36 **Fax :** 041 / 780 07 36

http:// **Email :** u.bue_cham@bluewin.ch

1. Projektziel 2000

Erlangung der Baubewilligung für die Erstellung der Anlage gemäss Projekteingabe mit einer installierten Leistung von min. 31,68 kWp bis zum Frühjahr 2000. Verifizieren des Montageablaufes mit dem **AluTec – Modulmontagesystemes**. Vorstellen dieses Systems mit dem Ziel, die Anwendung einer breiten Schicht von Solarfirmen und Endusern zugänglich zu machen und ihnen fachliche Unterstützung bei der Systemeinführung zu bieten.

Einrichten der Mess- und Erfassungseinrichtung und Entwicklung der Anzeigen-Software.

Nach Erstellung der Anlage Ertragsüberprüfung und –auswertung sowie laufende Beobachtung der Modulverschmutzung, welche allenfalls im Zusammenhang mit dem AluTec – Montagesystem entstehen könnte. Die Beobachtung soll die Windlastfestigkeit beinhalten, da die Eignung des Montagesystemes speziell auf diesen Punkt zu untersuchen ist.

2. Kurzbeschreibung der Anlage

Die Anlage ist auf den zwei südostlich orientierten Scheunendachteilen der Familie Schuler, Drällikon 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)

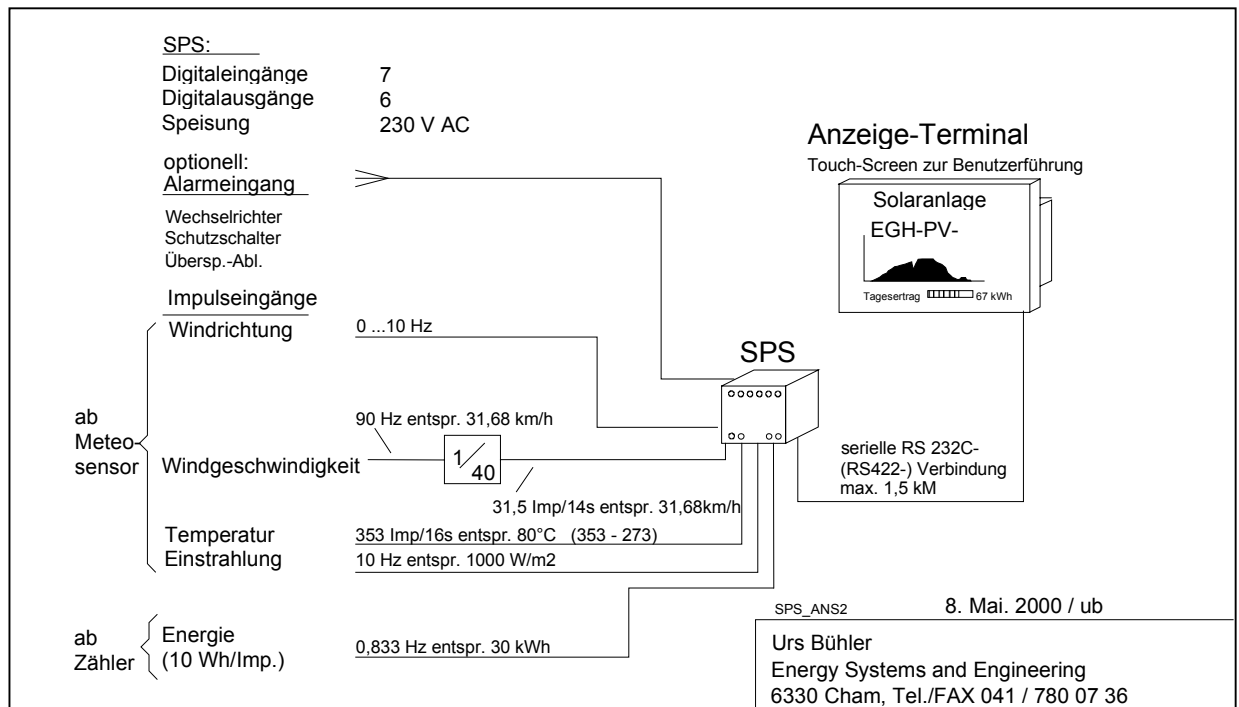
Der Generator wurde mittels des **AluTec – Montagesystemes** auf den bestehenden zwei Wellenerntdach-Teilen installiert. Für Details des neu entwickelten Montagesystemes sei hier auf dessen Kurzbeschreibung im Anhang verwiesen.



Messkonzept:

Der Energieertrag wird direkt aus dem Impulsangang des Hausanschlusszählers angeleitet. Die Meteoraten 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:

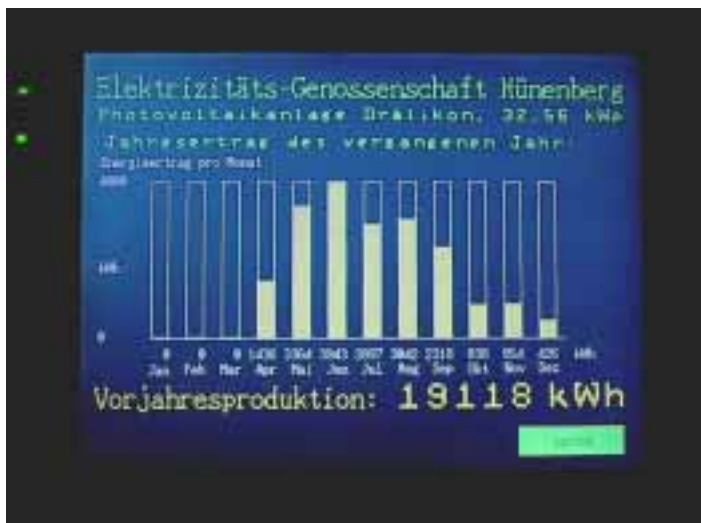


Anzeigesystem:

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 Meteoraten 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 maximal erreichte Windgeschwindigkeit betrug 85 km/h

3. Projektstand

Die Anlage ist installiert mit einer Gesamtleistung von 32,56 kWp. Zur Erfassung des Anlagenenertrages sowie zur Darstellung für das Publikum wurde das TouchScreen-Terminal installiert und mit dem Meteosensor ausgerüstet. Die Software wurde für die anlagenspezifischen Bedürfnisse konzipiert und auf dem Terminal lassen sich heute publikumsgerecht 25 Bildschirmseiten in deutscher und einige wesentliche Seiten davon ebenfalls in englischer Sprache abrufen.

Die Bildschirmseiten lassen sich in die folgenden Hauptkategorien einteilen:

- > Energie- und Leistungserfassung und Darstellung
- > Meteoerfassung und Darstellung
- > Anlagendaten und Anlagenkonzept
- > Allgemeine Infos über Betreiberin und Finanzierung

Details zu einigen wesentlichen Seitenansichten siehe vorangehendes Kapitel.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

Aufgrund der Mitfinanzierungszusicherungen Ende 1999 durch Bund (BfE) und Kanton Zug konnte das Baubewilligungsverfahren eingeleitet werden und am 11. Januar 2000 wurde die Baubewilligung durch die Gemeinde erteilt. Die Detailanlagenprojektierung erfolgte durch Urs Bühler Energy Systems and Engineering. Nach den erforderlichen Vorarbeiten mit der Montage des AluTec-Systemes und der Stringkabel-Auslegung wurden am 14. April 2000 die 296 Module im Beisein der Presse durch die Firma energieprojekte kottmann, Luzern, eingedeckt und demonstriert, wie einfach und sicher diese Montagearbeiten durchgeführt werden können.

Nach den Endmontagearbeiten ging die Anlage am 19. April 2000 ans Netz und speist seither ohne Betriebsunterbruch ein.

Ende Mai wurde die Anlage mit dem Erfassungs- und Anzeigesystem Energy-Monitor komplettiert und steht seither dem Publikum zur Verfügung. Seither werden die Energieertragsdaten monatlich ausgewertet und der Ertrag auf Plausibilität überprüft und mit dem Anlagenenertrag einer schon 1994 installierten 3,3 kWp-Anlage in Hünenberg verglichen.

Der Ertrag von **19'118 kWh** zwischen 19. April und 31. Dezember 2000 entspricht den der Anlagenausrichtung und Meteoverhältnissen entsprechenden Jahreserwartungen (25'100 kWh/Jahr). Eine detaillierte Ertragsauswertung über das erste Betriebsjahr wird im Abschlussbericht mitte 2001 vorgenommen.

5. Wesentliche Resultate 2000

AluTec – System

Die Vorgaben der **effizienten Modulmontage** haben sich vollumfänglich bestätigt. Damit sich die Module auf dem Dach vom Lift zum Einsatzort möglichst rasch und betreffend Arbeitssicherheit auf hohem Standard transportieren lassen, wurde als Montagehilfsmittel der Transportwagen **AluCarrier** entwickelt, welcher mit dem System angeboten werden kann.

Bei Einsatz dieses Hilfsmittels war das Dreimann-Montageteam der Firma Kottmann in der Lage, die 296 Module mit einer Gesamtleistung von 32,56 kWp innerhalb von nur einem Arbeitstag auf dem vormontierten AluTec-System zu verlegen. Das beinhaltete die folgenden Arbeitsschritte:

- Auspacken der versandgerechten Module
- Transport aufs Dach mittels Dachdeckerlift
- Transport über das Dach vom Lift zum Verlegeort mittels des genannten AluCarrier
- Verlegen der Module
- Anschluss der Module mittels MC-Steckern an die vorverlegten String-Anschlusskabel
- Kontrollmessung der Stringanschlussspannungen

Die Verlegung der Strangverkabelung in vertikaler Richtung direkt im AluVer-Profil hat sich als vorteilhaft bestätigt, indem auf die Verwendung zusätzlicher (alterungskritischer Kunststoff-) Kabelkanäle verzichtet werden konnte.

Bei der **Modulverschmutzung** konnten bis zum heutigen Zeitpunkt keine negativen Einflüsse durch den Einsatz des AluTec-Systems eruiert werden. Eine weitere Beobachtung über einen längeren Zeitraum wird dieses Ergebnis erst bestätigen können.

Bei einem Modul trat im Laufe des Herbstes ein Defekt infolge schlechter Lötstelle im Modulanschlusskasten auf. Das war natürlich einerseits unerfreulich, aber andererseits hat sich für uns erfreulicherweise bestätigt, dass sich eine nachträgliche Demontage eines einzelnen Modules erwartungsgemäss mittels Scheiben-Saughebers, wie diese für Glasverlegearbeiten gebräuchlich sind, äusserst einfach machen lässt.

Datenerfassungs- und Anzeigesystem Energy-Monitor:

Die Erwartungen des hohen Demonstrationseffektes sowie der grossen Betriebssicherheit haben sich bestätigt.

Aufgrund der guten Erfahrungen an den Demonstrationsanlagen Rigi Kulm und EGH Hünenberg konnte auch die Anlage der 100. Solarstrombörse in Fällanden mit diesem System ausgerüstet werden.

Bei der Auswahl des TouchScreen-Terminal – Standortes hat sich gezeigt, dass dem Fremdlichteinfluss grosse Beachtung geschenkt werden muss. Da Passanten auf dem Weg südlich der Scheune verkehren, wurde die Anzeige an der südlich gelegenen Wand montiert.

Unsere Annahme hat sich dabei bestätigt, dass bei Sonneneinstrahlung ein Ablesen der Anzeige nur einwandfrei durch Montage eines Blendschutzes gewährleistet werden kann. Momentan wird dieser Blendschutz nachgerüstet.

6. Perspektiven für 2001

AluTec-System:

Die Aussichten stehen recht gut, das **AluTec-System** in weiteren Anlagen verschiedenster Grössen in der Schweiz einzusetzen. Verschiedene Verhandlungen über den Einsatz des Systems in Deutschland, Holland und England sollten abgeschlossen werden können, sodass eine breitere Marktpräsenz in diesen Ländern mit grösserem Wachstumspotential erreicht werden kann.

Die Angebotspalette an Profilen ist zu Beginn des Jahres 2001 schon soweit komplettiert, dass das AluTec-System für alle gängigen Modulfabrikate einsetzbar ist.

Aufgrund der beobachteten Entwicklung hauptsächlich in Deutschland kann angenommen werden, dass zu der mittlerweile mit Hilfe des AluTec-Systems montierten Anlagenleistung von über 1 MWp mehr als 1,5 MWp hinzukommen.

Das System soll ergänzt werden durch eine **Flachdachaufständerung**. Diese soll erlauben, die Vorteile des AluTec-Systemes der effizienten Montagearbeiten auch bei Falchdachaufständerungen nutzen zu können.

Energy-Monitor:

Die Installation des Mess- und Anzeigesystems **Energy-Monitor** ist für das Jahr 2001 in mindestens zwei weiteren Anlagen vorgesehen. Die Funktionalität dieses Systems soll erweitert werden durch die Abfrage- und Überwachungsfunktion über das Mobil-Telefonnetz, sodass das Wartungspersonal bei Anlagenproblemen direkt mittels SMS alarmiert werden kann und die Energieertragsdaten zur weiteren Auswertung und Darstellung zum Beispiel über das Internet zur Verfügung gestellt werden können.

Projektabschlussbericht:

Dieser wird Mitte 2001 nach dem Vorliegen der einjährigen Betriebserfahrungen erstellt und die Ergebnisse betreffend Energieertrag, Windlastfestigkeit und Jahresenergieertrag werden festgehalten.

7. Bisherige Publikationen und Veröffentlichungen

Das Projekt wurde in den lokalen Medien aufgrund der Presseeinladung anlässlich der Installationsarbeiten zur Vorstellung des Montagesystems vorgestellt.

An der nationalen PV-Tagung im November 2000 in Neuenburg wurde das ganze Projekt an der Posterausstellung vorgestellt und das TouchScreen-Terminal stand zu Test zur Verfügung, sodass die Besucher dessen Praxisanwendung direkt erfahren konnten. An der Ausstellung wurde das Montagesystem ebenfalls mit Bauteilmustern ausgestellt.

In der deutschen Zeitschrift PHOTON wurde das AluTec-Montagesystem in einer Vergleichs-Zusammenstellung von markteingeführten Systemen aufgeführt.

Cham, 19. Januar 2001 / U. Bühler

Am Projekt Beteiligte Partner:

Elektrizitätsgenossenschaft Hünenberg
Einhornweg 7a
6331 Hünenberg

Bauherrschaft und Betreiberin der Anlage

Urs Bühler Energy Systems and Engineering
Seemattstrasse 21 B
6330 Cham

Entwicklung des AluTec - Montagesystems
Erstellung P&D-Projekt, Anlagenplanung
Konzept und Realisation Energy – Monitor

kottmann energie ag
Brambergstrasse 25
6004 Luzern

Installation des gesamten PV - Anlage
Praxistests des AluTec - Montagesystems

Solarmarkt Temtec
Feldackerstrasse 3
5040 Schöffland

Lieferung der Isofoton - Module
Vertrieb des AluTec - Montagesystems

Anhang

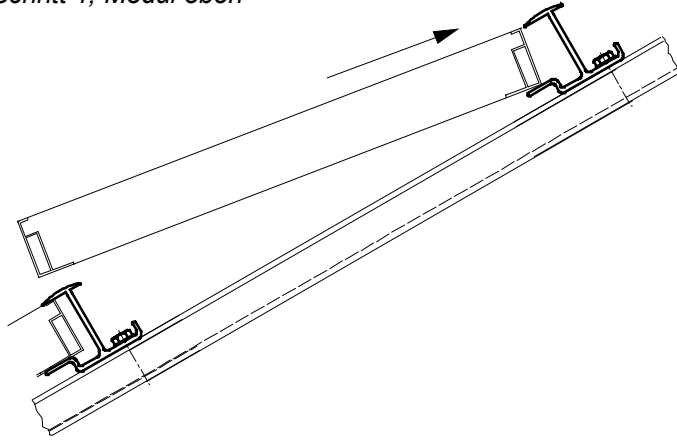
Kurzbeschreibung des AluTec – Systems auszugsweise:

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

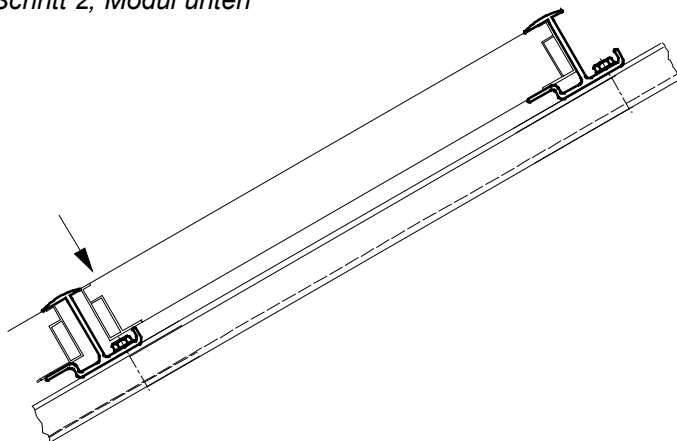
Schritt 1, Modul oben



Vorgängig wurde die AluTec-Unterkonstruktion mittels Stockschraben auf das Wellernitdach geschraubt.

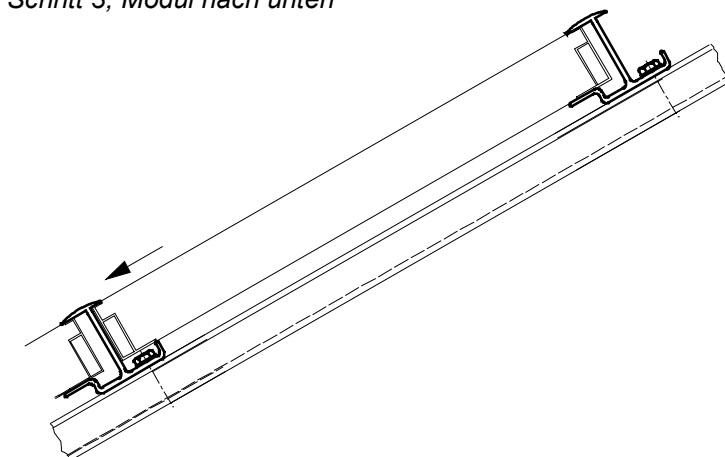
Zuerst werden die Module in das obenliegende AluTec-Profil eingeführt.

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 2000

Project Number: 37526
Contract Number: 77265

Project Title: PV Eurodach amorph

Abstract:

EURODACH is the effective combination of a folded metal roof and full-area thermal insulation with stone 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.

Duration of the Project: July 1999 - December 2001

Responsible for the project: Hugo Kessler

Reporting on the project: Raimund Hächler

Address: PAMAG Engineering
Industriestrasse 8
8890 Flums

Telephone: 081 734 1511

Fax: 081 734 1506

<http://www.flumroc.ch>

Email: hke.pamag@flumroc.ch

1. Projektziele 2000

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, Start Messphase.

2. Kurzbeschreibung des Projektes

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 eingespiesene 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

3. Projektstand

Anlage realisiert und in Betrieb. Messeinrichtung in Betrieb genommen. Erste Resultate werden hier präsentiert.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

Die Pilotanlage wurde im Berichtsjahr fertig projektiert, aufgebaut und in Betrieb genommen. Seit Oktober 2000 ist auch die Messeinrichtung voll in Betrieb.

5. Wesentliche Resultate 2000

5.1 Anlagebau

Die Anlage konnte projektgemäss erstellt werden. Die Integration in das EURODACH konnte optimal bewerkstelligt werden. Noch nicht optimal war die Befestigung der Module am Dach. Die Befestigung ist inzwischen weiterentwickelt worden.

Die eingesetzten, 5.4m langen flexiblen Module erlaubten zwar eine zeitsparende, rationelle Montage auf dem Dach, die grosse Modullänge lässt jedoch gestalterisch wenig Spielraum offen und lässt keine gute Ausnützung der Dachfläche zu. Auch hier wurden inzwischen kleinere Module entwickelt.



Bild 2: Detail Solargenerator

5.2 Datenerfassung

Von besonderem Interesse sind das Temperatur-/Wirkungsgradverhalten bei unterschiedlicher Einstrahlung, der Langzeitverlauf des Wirkungsgrades sowie der Einfluss der Beschattung auf den Ertrag. Zum jetzigen Zeitpunkt können noch keine schlüssigen Aussagen gemacht werden, da im beobachteten Zeitraum (Okt. – Dez. 2000) noch keine hohen Temperaturen auf dem Dach auftraten und der Zeitraum noch zu kurz ist für die Langzeitbeobachtungen. Der durchschnittliche Modulwirkungsgrad für die Monate Okt. – Dez. 2000 liegt bei 4.8%, die Performance ratio bei 76.9%, was für die Jahreszeit ein sehr guter Wert ist und auf die hohe spektrale Empfindlichkeit bei diffuser Einstrahlung zurückzuführen sein dürfte. Dies besonders auch unter dem Aspekt, dass aufgrund des sehr kleinen Anstellwinkels von nur 3° Schmutz und Schnee nur schwer weggehen, und dass die Fälze des Blechdaches vor- und nachmittags Schatten auf die Module werfen. Tab. 1 zeigt die monatlichen Werte.

2000	registrierte Tage	Global- strahlung	Energie Solargen.	Energie Inverter	Referenz Ertrag	Generator Ertrag	Anlagen Ertrag	Performance Ratio
		h_i d	e_a kWh/m2	e_{io} kWh	Y_r kWh/m2*d	Y_a kWh/kWp*d	Y_f kWh/kWp*d	pr
Okt	25.5	42.5	114.1	106.2	1.67	1.46	1.36	81.2%
Nov	26	35.9	92.8	92.8	1.38	1.16	1.16	84.2%
Dez	28	28.3	60.5	53.1	1.01	0.70	0.62	61.1%
Summe	79.5	106.7	267.5	252.1	—	—	—	—
Durchschnitt	—	—	—	—	1.34	1.10	1.03	76.9%

6. Perspektiven für 2001

Weiterentwicklung EURODACH solar, Weiterführung Messkampagne, Auswertung, Projektabschluss

7. Bisherige Publikationen

- ständiger Internet-Auftritt unter <http://www.flumroc.ch>
- Schweizer Solarpreis 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 37546
Contract Number : 77283

Project Title : 10 Roof Integrated PV Small Scale Systems

Abstract :

Roof integrated small scale PV systems were recognised as an upcoming market niche. Such installations had a very promising response in the Netherlands [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 (2.3 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 system is promoted as a package in combination with a standardised solar thermal hot water system for single family houses. Options with one and two PV units are available for installers as fixed price products.

Critical aspects of such complete systems are ease of installation and total cost of ownership. The focus of this project is therefor on system aspects, like

- Installation with electrical plug-and-play concept
- Collaboration between the solar workman and the electrician
- Involvement of the home owner
- Average performance and reliability
- Total system cost

During the first month 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 three systems were sold in 2000.

Duration of the Project : May 2000 - May 2002

Responsible for the project : Andreas Haller

Reporting on the project : Andreas Haller

Address : Ernst Schweizer AG, CH-8908 Hedingen

Telephone : +41 1 763 63 80

Fax : +41 1 763 63 18

http://www.schweizer-metallbau.ch

Email : andreas.haller@schweizer-metallbau.ch

1 Projektziele 2000

- Erstellen von Informationsmaterial und Produktinformation
- Präsentation am Tag der Offenen Türe der Firma Ernst Schweizer AG
- Auftragsakquisition, Montage und Inbetriebnahmen von 10 PV Kleinsystemen
- Start der Messungen / Feldtests

2 Kurzbeschreibung des Projekts

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

Das in diesem Projekt untersuchte System wurde dementsprechend nach folgenden Grundsätzen zusammengestellt:

- Alles aus einer Hand - Schweizer liefert alle notwendigen Komponenten.
- Es sollen keine zusätzlichen Handwerker auf dem Dach benötigt werden. Die Monteur und Partner für Solarwärme müssen die Installationen für den PV-Teil bis zur Netzeinspeisung selber ausführen und auch den Service dazu leisten können.
- Objektspezifische Lösungen und Anpassungen müssen beim elektrischen Teil auf ein Minimum beschränkt bleiben.

Systemspezifikation:

- Dachintegrationssystem: Kompatibel zu thermischen Solar-Compactline von Schweizer, PV-Laminat an Stelle der Abdeckung mit Solarglas.
- PV-Modul: Modulleistung 240 Wp, Glas-EVA-Tedlar Laminat, MC-Anschlüsse.
- Standard-Wechselrichter: Solcolino mit Betriebszustandsanzeige (LED).
- Verbindungs- und Netzanschlusskonzept: "Plug-and-play"-Verkabelung und Einspeisung ins Hausnetz via bauseits erstellter, FI-gesicherter Steckdose.

3 Projektstand

Erstellen von Informationsmaterial und der Produktinformation

- Für das Produkt besteht eine 2-seitige, 4-farbige Produktinformation.
- Für den Verkauf existiert eine umfassende technische Information.
- Für die Montage und Installation besteht eine Dokumentation.

Publikumspräsentationen

- Tag der Offenen Türe der Firma Ernst Schweizer AG (1. Juli 2000)
- Intersolar 2000, Freiburg i.B. (7. - 9. Juli 2000)
- Altbaumesse 2000, Zürich (31. August - 4. September 2000)

Auftragsakquisition, Montage und Inbetriebnahmen von 10 PV Kleinsystemen

- Zur Promotion der Anlagen für das P+D Projekt wurde ein spezielles Promotionsblatt erstellt.
- Inbetriebnahme bis November 2000: 2 Anlagen

Start der Messungen / Feldtests

- Monatliche Rückmeldung bei zwei Anlagen seit Oktober 2000.

4 Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

Der Schwerpunkt der Arbeiten lag in der Erstellung der Promotions- und Verkaufsunterlagen sowie der Präsentation des Systems bei mehreren Messen. Leider konnten bisher nur zwei Anlagen installiert werden. Bilder 1 bis 3 zeigen Ansichten und Detail.



Bild 1: Solar Compactline-PV mit zwei PV-Modulen vertikal



Bild 2: Solar Compactline-PV mit einem PV-Modul horizontal.



Bild 3: Solcolino mit DC Zuleitung (nicht angeschlossen) und AC-Kabel

5 Wesentliche Resultate 2000

5.1 Markterfahrungen

Die Marktreaktionen waren bisher uneinheitlich. Bei Messepräsentationen des kombinierten Systems war das Interesse immer sehr gross. In der Schweiz hat das aber bisher nicht zu den geplanten Verkäufen geführt (siehe Tabelle 1)

Total Anlagen in Projekt geplant	10
Anlagen bisher bestellt	4
Anlagen bisher ausgeführt	2
Anlagen mit Ausführung 2001	1
Anlagen storniert	1
Verbleibende Anlagen für Projekt	7

Tabelle 1: Stand der Installationen im Feld per November 2000

In Deutschland ist das System überraschend erfolgreich im Markt. Allerdings nicht als PV/thermisch kombiniertes Kleinsystem. Wahrscheinlich auf Grund der Versorgungs-

probleme mit Standardmodulen konnten verschiedene Anlagen im Bereich von 1 kW (4 Module) bis zu 4 kW (16 Module) exportiert werden. Dabei kamen allerdings nicht mehr die Modulwechselrichter vom Typ Solcolino zum Einsatz.

Als Folge dieses "Markterfolges" in Deutschland sind nun die PV-Grosslamine mit den ursprünglichen Spezifikationen nicht mehr lieferbar wegen Lieferengpässen bei den Zellen. Für das P+D-Projekt konnten noch einige der ursprünglichen PV-Lamianten in Reserve gehalten werden. Es besteht die Hoffnung, dass sich die Marktlage und die Preise gegen Frühjahr 2001 wieder normalisieren werden.

5.2 Erfahrungen bei Zusammenarbeit und Arbeitsteilung der Handwerker

Bei den ersten beiden Installationen hat sich gezeigt, dass die Schnittstelle zwischen Kollektorinstallateur und Elektriker noch nicht wie geplant funktioniert. Statt vom Kollektorinstallateur wurde die definitive Verlegung der DC-Kabel und die Montage des Wechselrichters in Absprache vor Ort vom Elektriker vorgenommen. Damit wurde de facto die Inbetriebnahme dem Elektriker überlassen, der das System aber nicht kennt. Spätestens wenn die Anlage nicht auf Anhieb funktioniert, sind die Zuständigkeiten nicht mehr klar. Dann muss sich die Bauherrschaft einschalten, was zu Umtrieben und Unannehmlichkeiten führt. Die Installation wird dadurch vom Endkunden als problematisch und die Technologie als kompliziert erlebt.

Ein zusätzliches Hindernis für eine Zusammenarbeit mit minimalen Schnittstellen ist die Notwendigkeit, dass der Elektriker in der Regel den Antrag zur Netzeinspeisung und zum Entsperren des Energiezählers im Auftrag der Bauherrschaft einreicht. Da die Abläufe in zeitlicher Folge ausgeführt werden, muss der Elektriker am Schluss nochmals auf dem Objekt die Modifikation am Zähler vornehmen.

5.3 Wechselrichterausfälle

Für die zwei bisher installierten Systeme wurden insgesamt 4 Modulwechselrichter vom Typ Solcolino ausgeliefert (drei für die Anlagen und ein Ersatzgerät für den Service). Unglücklicherweise fielen alle vier Geräte bei oder kurz nach der Inbetriebnahme aus. Bei der Reparatur der Geräte konnte kein systematischer Defekt festgestellt werden; alle vier Ausfälle waren auf das Versagen unterschiedlicher elektronischer Komponenten zurückzuführen.

Diese Ausfälle gleich zu Beginn der Markteinführung stellten einerseits ein verkaufstechnisches Hindernis dar und verzögerten andererseits die Aufnahme der monatlichen Ertragsüberwachung.

5.4 Modifikationen auf Grund von Felderfahrungen

Anlass zu nachträglichen Modifikationen ergaben sich bisher nur im Bereich der Montage der elektrischen Komponenten im Kellerraum. Sowohl der Wechselrichter als auch das Ertragsmessgerät sind auf Grund ihrer Bauweise schlecht für eine Festinstallation geeignet. Solcolino und EMU Energiemesser wurden deshalb mit Befestigungsbügel für die Wandmontage ergänzt.

Zusammenfassung

Es hat sich gezeigt, dass "plug-and-play" in der Praxis noch nicht in der geplanten Kon-

sequenz durchführbar ist. Für die weiteren Installationen wird deshalb überlegt, wie die Schnittstelle zwischen Kollektorinstallateur und Elektriker noch klarer gestaltet werden kann.

6 Perspektiven für 2001

Auf Grund der schleppenden Markterfolge liegt der Schwerpunkt im ersten Halbjahr 2001 bei Verkauf und Installation der restlichen Systeme. Das ist die Voraussetzung für die Ertragsmessungen und die Praxiserfahrungen.

Der Ablauf bei Installation und Inbetriebnahme muss nochmals überarbeitet und besser geklärt werden.

Änderungen am System drängen sich aus den bisherigen Erfahrungen aber nicht auf.

7 Bisherige Publikationen/Veröffentlichungen

Publikationen und Veröffentlichungen über das Projekt sind noch keine erfolgt. Zum System existiert jedoch eine 2-seitige, 4-farbige Produktinformation. Weiter wurde ein Presstext mit Vorstellung der Produktneuheit bei einschlägigen Publikationen plziert, wo sie teilweise bereits erschienen ist. Spezielle Promotionsinformation wurde anlässlich der Altbaumesse 2000, Zürich und der Nationalen PV-Tagung abgegeben.

Referenzen

- [1] Joint IEA SHCP & PVPS Workshop on PV/Thermal Systems, 17./18.9.1999, Amersfoort, NL

Anlagen: Flachdachanlagen

R. Hächler

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

57

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 23703
Contract Number : 68140

Project Title : Pilot installation 10kWp Flat Roof System "SOLGREEN"

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.

In April 2000 the pilot installation had been erected on the roof of the storage hall of Josias Gasser Baumaterialien AG at Chur. The light-weight construction elements caused low transport costs.

The development of the system is now going on to reduce the material costs. A measurement equipment has been installed, but there are still no results available.

Duration of the Project : October 1998 - October 2001

Responsible for the project : Raimund Hächler

Reporting on the project : Raimund Hächler

Address : ars solaris hächler
Masanserstr. 62
7000 Chur

Telephone : 081 353 3223

Fax : 081 353 3213

http://

Email : ars_solaris@freesurf.ch

1. Projektziele 2000

Realisierung der Pilotanlage auf dem Dach des Lagerhallen-Neubaus der Firma Josias Gasser Baumaterialien AG. Inbetriebnahme der Messeinrichtung.

2. Kurzbeschreibung des Projektes

Auf dem Dach des neuen Verwaltungs- und Lagergebäudes der Josias Gasser Baumaterialien in Chur wurden neben einer solarthermischen Anlage für die Warmwasseraufbereitung (Das Verwaltungsgebäude benötigt keine aktive Heizung) zwei PV-Anlagen für die Solarstrombörse Chur/Zürich sowie die Pilotanlage SOLGREEN realisiert. Das Pilotprojekt SOLGREEN 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.

3. Projektstand

Anlage realisiert und in Betrieb. Messeinrichtung in Betrieb genommen.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

Die Pilotanlage wurde Ende April des Berichtsjahres errichtet und in Betrieb genommen. Die im voraus gemachten Schätzungen über Montagezeiten konnten eingehalten werden: Die Anlage wurde in 1 1/2 Tagen von Grund auf errichtet, elektrisch verkabelt und in Betrieb genommen. Die Messeinrichtung konnte anschliessend ebenfalls in Betrieb genommen werden.



Bild 1: Aufbau der Edelstahl Tragkonstruktion



Bild 2: Aufbau des Gründachs, von unten nach oben: Sarnafil-Abdichtung, Gummischrotmatte, Edelstahl-Vierkantrrohr der Tragkonstruktion beschwert mit kiesgefüllten SOLGREEN Plaquettes resp. Polystyrol-Platten zum Ausgleichen der Höhe, Trennvlies, Gründachsubstrat (Ziegelschrot aus recycelten Dachziegeln versetzt mit Humus, Pflanzensamen).



Bild 3: Installation mit anwachsender Begrünung

5. Wesentliche Resultate 2000

Es sind noch keine Auswertungen verfügbar.

6. Perspektiven für 2001

- Durchführung Messkampagne, Auswertung, Projektabschluss

7. Bisherige Publikationen

- Jahresberichte 1998 und 1999
- Paper „PV-Anlagen auf Gründächern“ anlässlich der nationalen PV-Tagung 10./11.Nov. 99

Schallschutz

Th. Nordmann, A. Frölich

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

58

R. Hottiger-Reck

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

59

Th. Nordmann, L. Clavadetscher

Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam - BBW 97.0205 / SE/00068/97NL/DE/CH

60

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 17225
Contract Number: 59391

Project Title: Three pilot 10 kWp integrated PV sound barrier fields

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.

The 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's first Bifacial PV-Soundbarrier. It was built on the highway bridge at Wallisellen-Auburg 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 habited 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 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).

Duration of the Project: 1 January 1997 to 31 Dec 2001

Responsible for the Project:	TNC Consulting AG
Reporting on the Project:	Th. Nordmann, A. Frölich
Address:	Seestrasse 141, CH - 8703 Erlenbach
Telephone: 01 / 991 55 77	Fax: 01 / 991 55 87
http://www.tnc.ch	E-Mail: nordmann@tnc.ch, froelich@tnc.ch

1. Projektziele 2000

Nachdem seit Anfang 2000 alle Anlagen in Betrieb waren und während teilweise längerer Zeit ausgemessen wurden (Aubugg 2 Jahre, Wallisellen 1 Jahre, Brüttisellen 10 Monate) stand als Gesamtziel der Anschluss der Messungen und das Zusammenfassen der Ergebnisse im Vordergrund.

Für die einzelnen Anlagen ergaben sich die folgenden Ziele:

Bifacial Anlage Aubugg

- Betrieb der Anlage, Beobachtung des Ertrages, keine Detailauswertungen mehr

Zick-Zack Anlage an der Bahnlinie Wallisellen

- Betrieb der Anlage, Datenerfassung und -auswertung
- Datenerfassung und -auswertung von 3 Einzelfeldern
- Auswertung und Vergleich der Ergebnisse mit den Aussagen aus dem Jahre 1999

Senkrechte, amorphe Anlage in Brüttisellen

- Definitive Inbetriebnahme, Probebetrieb, Abnahme
- Betrieb der Anlage
- Inbetriebnahme der Messeinrichtung, Datenerfassung
- Auswertung und Analyse der Ergebnisse

2. Anlagenbeschreibung

Die Anlagenbeschreibungen der drei realisierten Anlagen sind in den BFE-Jahresberichten 1997 bis 1999 [5] enthalten. Die zusammengefassten Kennwerte der im Jahr 1999 fertiggestellten und 2000 in Betrieb gesetzten Anlage Brüttisellen werden hier dargestellt, um die Interpretation der im Bericht vorgestellten Resultate zu ermöglichen.

Zellen		Hauptfeld	Sonderlamine
		UniSolar Tripple Junction Standard-Schindeln	UniSolar Tripple Junction Sonderlaminierung
Anlagenleistung (STC)	kWp	8.20	0.55
Systemspannung	V	536	30
Fläche	m ²	219	13
Feld-Wirkungsgrad (STC)	%	3.7	4.2
Inverter-Typ		Sputnik SolarMax 10	Würth WE 500 NWR
Ausrichtung (Neigung: vertikal)	°	142 (SE)	142 (SE)



Tab. 1 / Fig. 1: Die Anlage Brüttisellen. Beim Feld mit den Sonderlaminaten wurden die Zellen direkt auf das vordere Deckblech der Schallschutzkassetten laminiert. Es liegt in der Mitte des Gesamtfeldes. Die hier angegebene Nominalleistung der Hauptanlage musste gegenüber dem Werkvertrag reduziert werden. Grund: Die Modulverschaltung reduziert die Leistung mehr als erwartet.

3. Projektstand

Firma Typ Ort	Konzept		
	ASE GmbH Bifacial Wallisellen-Aubugg	Borra SA / Atlantis AG Zick-Zack Wallisellen	AET GmbH Vertikal-Kassetten 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

Tab. 2: Projektstand Ende 2000

Die Anlagen in Aubugg und Wallisellen laufen seit 3 resp. 2 Jahren und werden nur noch reduziert ausgemessen. Die Messkampagne der Anlage Brüttisellen läuft vorerst weiter.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse

Betrieb der Anlagen und Messeinrichtungen

1. Aubrugg, Bifacial PV-Schallschutz

Die Anlage läuft sehr zuverlässig. Sie braucht keine Wartung, auf eine Reinigung der Module wurde bis jetzt verzichtet. Die Messeinrichtung ist weiterhin in Betrieb, die Auswertungen wurden aber nur noch summarisch durchgeführt, da die 2-jährige Intensivmessperiode abgeschlossen ist.

2. Wallisellen, Zick-Anlage an der Bahnlinie

Die Anlage zeigt die schon 1999 beschriebenen Eigenheiten. Sie fiel im Jahre 2000 mehrmals aus infolge von Netzunterbrüchen. Nach dem sturmbedingten-Unterbruch zu Jahresbeginn 99/00 traten folgende Ausfälle auf: 21.3.: 13 Tage, 24.8.: 36 Tage, 24.10.15 Tage, Total: 64 Tage.

Eine automatische Wiedereinschaltung wird durch die Forderung des Netzbetreibers verhindert, dass bei einer grossen Zahl von Wechselrichtern eine zentrale Abschaltung mit Unterspannungsauslösung vorhanden sein muss. Diese Unterspannungsauslösung muss jeweils manuell wieder eingeschaltet werden.

Um die Betriebssicherheit der Anlage zu erhöhen, wäre es wünschbar, eine ENS-Überwachung einzubauen, wie sie in Deutschland angewandt wird. Der übrige Teil der Anlage läuft sehr zuverlässig, an den 45 Wechselrichtern sind keine Störungen aufgetreten.

3. Brüttisellen

Die Anlage wurde am 24. Feb. 2000 definitiv in Betrieb genommen. Einige Schwierigkeiten verursachten jedoch bis im Juli 2000 einen reduzierten Betrieb. So führte unter anderem die vom Lieferanten vorgenommene Modulverschaltung (amorphe Module) zu einer für den Wechselrichter zu hohen Systemspannung.

Hauptfeld

24. Feb. 2000	Inbetriebnahme der Anlage mit einer automatischen Feldtrennung bei zu hohen Feldspannungen.
28. Feb. 2000	Inbetriebnahme Messeinrichtung.
24.2.-1.6.2000	Betrieb der Anlage mit den im Dezember 1999 und Januar 2000 aufgesprayten Graffiti
Mai 2000	Fertigstellung des Schutzzaunes (im Auftrag Tiefbauamt des Kantons Zürich)
bis 1.6.2000	Entfernung der Graffiti durch eine Reinigungsfirma
1.6.2000	Nach der Reinigung erweist sich, dass der Anlagenlieferant den DC-Schalter des Hauptfeldes zu klein dimensioniert hat. Anlagenausfall.
11.7.2000	Ersatz DC-Schalter des Hauptfeldes.
ab 11.7.2000	Normalbetrieb ohne weiteren Unterbrüche

Sonderfeld

24.2.2000	Inbetriebnahme. Seither Betrieb ohne Unterbruch.
-----------	--

Mechanischer Zustand der Anlage

Die Befestigung der Standard-Module des Hauptfeldes erwies sich bald als unzweckmässig. Die auf Aluminium-Blech aufgenieteten Schindel-Module (Tefzel) beginnen, sich bei starkem Wind zu lösen. Der Hersteller hat das Problem, trotz mehreren Mahnungen durch TNC, bis anhin nicht behoben. Der Vertrag ist deshalb immer noch unerfüllt; das Werk wurde noch nicht abgenommen. Demgegenüber erfüllen die Sonderlamine (Spezialanfertigungen) die mechanischen Anforderungen bis jetzt.

5. Wesentliche Resultate 2000

Resultate der senkrechten, amorphen Anlage an der A1 in Brüttisellen

Die ersten Resultate der Anlage zeigen nach den diversen Schwierigkeiten eine ansprechende Performance (PR) des Hauptfeldes. Nach der Entfernung der Graffiti's und dem Einbau des richtigen Überstromschutzes wurde eine PR im Bereich von 70% gemessen. Diese Werte beziehen sich auf die vom Anlagenhersteller nachträglich reduzierten Nominalleistungswerte. Der bei den amorphen Zellen erwartete Degradationseffekt sowie der Staebler-Wronski-Effekt kann in der kurzen Zeit noch nicht nachgewiesen werden. Der Feldwirkungsgrad war ziemlich konstant. Aber auch der bei kristallinen Zellen sichtbare temperaturbedingte Sommer/Winter-Unterschiede ist nicht sichtbar. Die Weiterführung dieser Zeitreihen um mindestens ein weiteres Jahr wäre notwendig, um die Effekte sichtbar zu machen. Im Rahmen des vorliegenden Projektes wird dies aber nicht möglich sein.

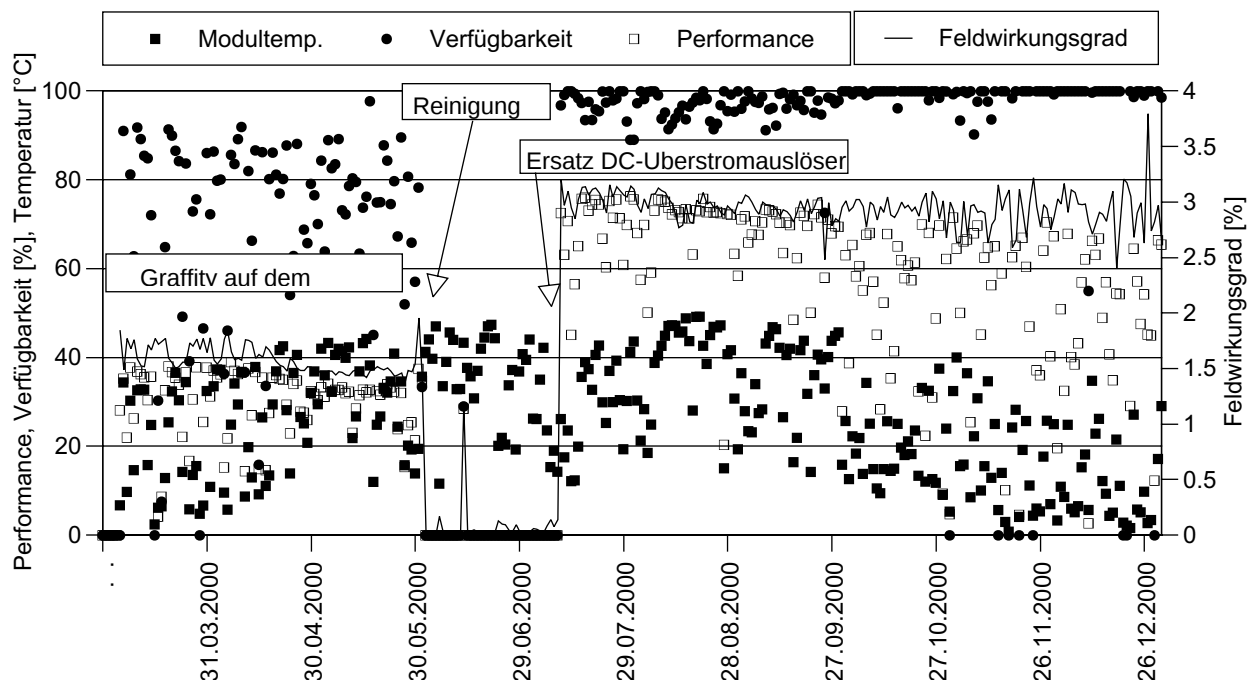


Fig. 2: Verlauf von Performance, Verfügbarkeit, Anlagenwirkungsgrad und Modultemperatur des Hauptfeldes im Jahr 2000.

Demgegenüber liegt der Ertrag des kleinen Feldes mit den Sonderlaminaten, im Zusammenhang mit der Wechselrichterauslegung, deutlich zu tief. Das Feld scheint seine MPP-Spannung bei hohen Strahlungen und Zellen-Temperaturen weit mehr als erwartet zu reduzieren. Der Wechselrichter ist jedoch nicht in der Lage, mit dieser Situation umzugehen und reduziert den Ertrag massiv. Eine Änderung am Wechselrichter soll diesen Effekt beheben.

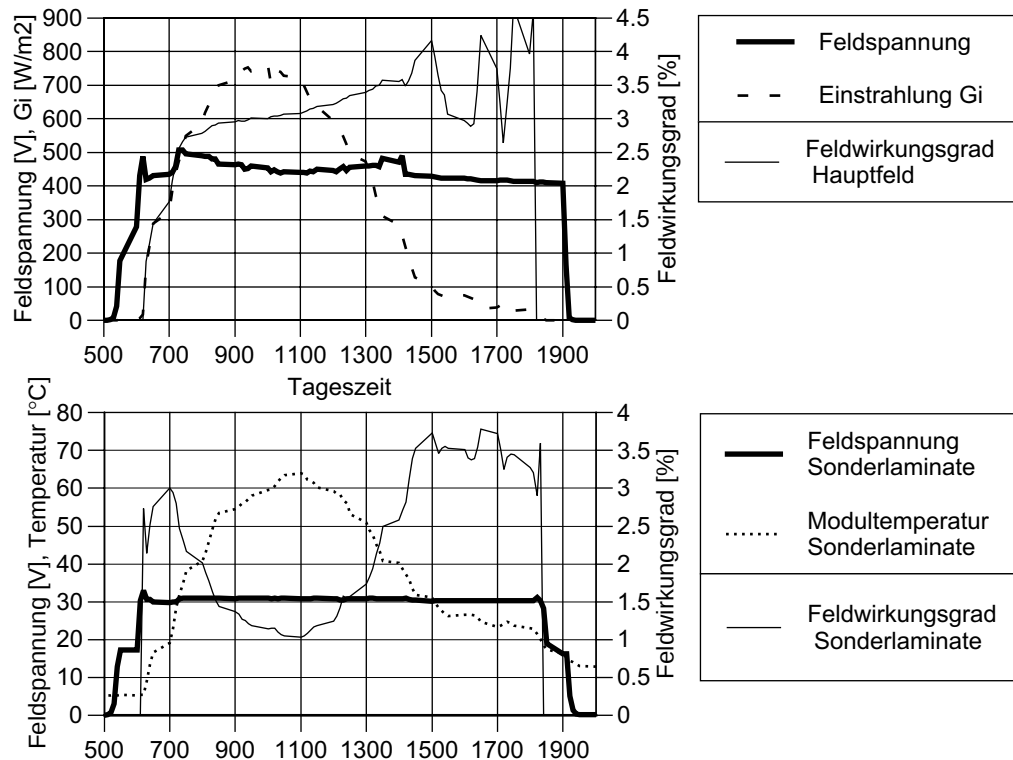


Fig. 3: Feldspannung und Wirkungsgrad der beiden Felder am 9.9.2000. Im oberen Diagramm ist die Einstrahlung in Feldebene eingezeichnet. Im unteren Diagramm die Modultemperatur der Sonderlaminare (gemessen in der Schallschutzkassette). Die Abflachung der Strahlungs- und Temperaturwerte am späteren Nachmittag zeigt den Moment, wo die Sonne hinter der senkrechten, leicht nach Osten gerichteten Wand, verschwindet. Dies hat bei beiden Feldern eine Erhöhung des Wirkungsgrades zu Folge. Der massive Wirkungsgradeinbruch beim Sonderfeld während dem Tag wird aber mit hoher Wahrscheinlichkeit durch den Wechselrichter verursacht, welcher bei zu tiefen Spannungen vollständig aus dem Arbeitspunkt fährt. Demgegenüber kann der Wechselrichter des Hauptfeldes auch bei tiefen Feldspannung den Arbeitspunkt noch nahezu optimal einstellen.

Tab. 3 zeigt die normierten Ertragswerte 2000.

Resultate der Anlage Wallisellen

Die Anlage in Wallisellen hat im Jahr 2000, bedingt durch die verschiedenen netzbedingten Ausfälle, einen deutlich tieferen Ertrag geliefert als im Vorjahr. Die Hochrechnung auf den Vollbetrieb ergibt aber ähnliche Werte wie 1999. Die im Jahresbericht 1999 gemachten Aussagen über die Ertragsverluste und allfällige Verbesserungsmassnahmen wurde also bestätigt. Der Minderertrag ist zu rund 10-15% der Situation (lokale Abschattungen) zuzuschreiben. Der Rest wird durch diverse Eigenschaften der Anlage bestimmt.

Tab. 4 zeigt die normierten Ertragswerte 2000.

Die Anlage Aubrugg (Bifacia)

Die Anlage wurde im Jahre 2000 nur noch reduziert ausgemessen. In einer Publikation anlässlich der Europäischen PV-Konferenz in Glasgow (Mai 2000) [3] wurden einige Resultate der Anlage und speziell der Bifacial - Zelle dargestellt. Die PR und der Ertrag lagen im Jahr 2000 leicht tiefer als im Vorjahr. Die Ursachen konnten aber noch nicht eruiert werden.

BRUETTI 8.20 [kWp]	t M [h]	M —	O —	Betr. Inv [h]	H [kWh/m^2]	H I [kWh/m^2]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO+ [kWh]	E IO- [kWh]	E IO [kWh]	E M [kWh]
2000	7'211	0.82	0.26	3'866	1'042	671	10.7	2'895	2'555	37.1	2'518	

Jan. 00												
Feb. 00												
Mär. 00	611	0.82	0.16	302	67	56	5.2	187	162	4.3	157	
Apr. 00	720	1.00	0.24	410	121	77	8.9	262	221	4.5	216	
Mai. 00	744	1.00	0.25	467	159	88	14.1	278	233	6.2	227	
Jun. 00	720	1.00	0.97	475	189	90	17.1	26	19	0.0	19	
Jul. 00	744	1.00	0.31	486	145	73	14.9	349	312	3.2	309	
Aug. 00	744	1.00	0.01	446	150	97	17.8	620	577	3.6	573	
Sept. 00	720	1.00	0.02	382	110	86	13.6	544	499	2.9	497	
Okt. 00	744	1.00	0.01	340	45	34	8.8	210	173	3.8	169	
Nov. 00	720	1.00	0.02	287	34	44	4.1	265	233	4.2	229	
Dez. 00	744	1.00	0.01	270	21	25	1.9	153	125	4.3	120	
2000	7'211	0.82	0.26	3'866	1'042	671	10.7	2'895	2'555	37.1	2'518	

BRUETTI 8.20 [kWp]	Yr,g	Yr	Ya	Yf	Ls	Lc	PR ---	n Feld ---	n Inv ---	n tot ---	Betr [%]	Feld [%]	Tp b [°C]	spez. Ertr. [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

Jan. 00														
Feb. 00														
Mär. 00	2.70	2.24	0.91	0.77	0.15	1.32	0.34	0.016	0.841	0.013	84		31.5	
Apr. 00	4.03	2.58	1.07	0.88	0.19	1.51	0.34	0.016	0.826	0.013	76		35.1	
Mai. 00	5.14	2.83	1.09	0.89	0.20	1.74	0.32	0.015	0.817	0.012	75		38.2	
Jun. 00	6.29	2.99	0.11	0.08	0.03	2.89	0.03	0.001	0.729	0.001	3		35.1	
Jul. 00	4.67	2.35	1.37	1.22	0.16	0.98	0.52	0.022	0.885	0.020	69		35.2	
Aug. 00	4.85	3.13	2.44	2.26	0.18	0.69	0.72	0.030	0.925	0.027	99		44.2	
Sept. 00	3.68	2.88	2.21	2.02	0.19	0.67	0.70	0.029	0.914	0.027	98		40.6	
Okt. 00	1.45	1.09	0.83	0.67	0.16	0.26	0.61	0.029	0.806	0.023	99		29.0	
Nov. 00	1.14	1.48	1.08	0.93	0.15	0.40	0.63	0.028	0.864	0.024	98		29.3	
Dez. 00	0.69	0.82	0.60	0.47	0.13	0.22	0.58	0.028	0.785	0.022	99		24.7	
2000	3.47	2.24	1.18	1.02	0.15	1.06	0.46	0.020	0.870	0.017	74		36.6	

Tab. 3: Meteo- und Ertragswerte der Anlage **Brüttisellen** 2000. Die in den Tabellen verwendeten Symbole sind in den Richtlinien [1] und [2] definiert.

WALL 9.65 [kWp]	t M [h]	M ---	O ---	Betr. Inv [h]	H	H I [kWh/m^2]	T am [°C]	E A [kWh]	E IO+ [kWh]	E IO- [kWh]	E IO [kWh]	E M [kWh]
1999	8'758	1.00	0.07	3'756	1'002	924	7.8	5'377	5'377	34.0	5'343	
2000	8'784	1.00	0.22	2'922	1'064	948	8.6	4'575	4'575	104.9	4'470	
99..00	total							9'951	9'951	138.9	9'813	
Mittel	8'771	1.00	0.15	3'339	1'033	936	8.2	4'976	4'976	69.4	4'906	

Jan. 00	744	1.00	0.25	157	25	33	-1.8		136	3.8	132	
Feb. 00	696	1.00	0.07	231	40	47	2.1		279	7.8	271	
Mär. 00	744	1.00	0.42	179	79	83	4.3		328	7.1	321	
Apr. 00	720	1.00		352	115	101	8.4		677	10.3	667	
Mai. 00	744	1.00	0.01	389	151	117	13.8		740	9.3	731	
Jun. 00	720	1.00	0.04	392	180	131	16.9		782	11.5	770	
Jul. 00	744	1.00	0.01	384	137	102	14.6		651	15.1	636	
Aug. 00	744	1.00	0.34	244	142	121	17.6		468	7.9	460	
Sept. 00	720	1.00	0.87	49	105	108	13.3		91	1.1	90	
Okt. 00	744	1.00	0.23	202	40	40	8.4		173	10.1	163	
Nov. 00	720	1.00	0.34	154	32	40	3.8		147	8.5	139	
Dez. 00	744	1.00	0.10	189	19	24	1.6		103	12.5	90	
2000	8'784	1.00	0.22	2'922	1'064	948	8.6		4'575	104.9	4'470	

WALL 9.65 [kWp]	Y r,g	Y r	Y a [kWh/(kWp*d)]	Y f	L s	L c	PR ---	n Feld ---	n Inv ---	n tot ---	Betr [%]	Feld [%]	Tp b [°C]	spez. Ertr. [kWh/kWp]
1999	2.74	2.53		1.52			0.60			0.070	93		43.8	554
2000	2.91	2.59		1.27			0.49			0.057	78		46.5	463
Mittel	2.83	2.56		1.39			0.54			0.064	85		45.1	508

Jan. 00	0.81	1.06		0.44			0.42			0.049	75		27.2	
Feb. 00	1.39	1.63		0.97			0.59			0.070	93		37.2	
Mär. 00	2.53	2.68		1.07			0.40			0.047	58		39.4	
Apr. 00	3.84	3.38		2.30			0.68			0.080	100		44.4	
Mai. 00	4.87	3.78		2.44			0.65			0.076	99		49.2	
Jun. 00	5.99	4.37		2.66			0.61			0.072	96		53.9	
Jul. 00	4.42	3.28		2.12			0.65			0.076	99		46.4	
Aug. 00	4.57	3.91		1.54			0.39			0.046	66		56.6	
Sept. 00	3.49	3.59		0.31			0.09			0.010	13		54.5	
Okt. 00	1.29	1.29		0.54			0.42			0.050	77		31.8	
Nov. 00	1.06	1.35		0.48			0.36			0.042	66		32.7	
Dez. 00	0.62	0.77		0.30			0.39			0.046	90		27.5	
2000	2.91	2.59		1.27			0.49			0.057	78		46.5	

Tab. 4: Meteo- und Ertragswerte der Anlage **Wallisellen** 2000. Es wird keine Gesamtmessung auf der DC-Seite vorgenommen (45 Kleinwechselrichter). Hi ist hier das Mittel der 3 Referenzzellen. Die in den Tabellen verwendeten Symbole sind in den Richtlinien [1] und [2] definiert.

Meteo und Energien			Ertrag und Verluste		
			Y r,g	Referenz (Global)	[kWh/(kWp*d)]
			Y r	Referenz (Modulebene)	[kWh/(kWp*d)]
t M	verfügbare Daten	[h]	Y a	Generator Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
M	Monitoring Fraktion	—	Y f	Anlagen Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
O	Output Fraktion der Anlage	—	L s	Inverterverluste	[kWh/(kWp*d)]
Betr. Inv	Betriebsstunden Inverter	[h]	L c	Feldverluste	[kWh/(kWp*d)]
H	Einstrahlungssumme (Global)	[kWh]	PR	Performance Ratio	—
H I	Einstrahlungssumme (Modulebene)	[kWh]	n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	—
T am	mitl. Umgebungstemperatur	[°C]	n Inv	Betriebswirkungsgrad (Inverter)	—
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]	n tot	Gesamtwirkungsgrad der Anlage	—
E IO+	Energie vom Inverter	[kWh]	Betr	zeitliche Verfügbarkeit des Inverters	[%]
E IO-	Energie zum Inverter	[kWh]	Feld	Verfügbarkeit Feld	[%]
E IO	Energiebilanz Inverter	[kWh]	Tp b	mitl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
E M	Energie Datenerfassung	[kWh]	spez. Ertrag	spezifischer Jahrsertrag	[kWh/(kWp*a)]

Tabelle 5: Verwendete Symbole und Einheiten.

6. Perspektiven für 2001

Für den Abschluss des Projektes, welcher im Jahre 2001 stattfinden soll, sind noch die folgenden Schritte geplant:

- Verbesserung der Modulbefestigungen bei der Anlage Brüttisellen durch den Hersteller, sowie Austausch des Wechselrichter des Feldes mit den Sonderlaminaten, ebenfalls durch den Hersteller der Anlage.
- Fortsetzung der Messungen vor allem in Brüttisellen, Abschluss im Verlaufe des Jahres 2001, Analyse der Ergebnisse.
- Schlussbericht des Gesamtprojektes im Verlaufe des Jahres 2001.
- Verwertung (Verkauf) von mindestens einer der drei Anlagen.

Die Weiterführung der Messungen an den Anlagen soll im Rahmen eines Fortsetzungsprojektes angestrebt werden. Die vielversprechenden ersten Resultate der Anlage in Brüttisellen sowie die Innovativität der Bifacial-Anlage Aubrugg sprechen deutlich für diese Fortsetzung. Es wird deshalb nach Finanzierungs-Möglichkeiten gesucht, um die Messungen zumindest der Anlagen Aubrugg und Brüttisellen weiterzuführen.

7. Referenzen und Publikationen

- [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] Förderprogramm Photovoltaik, c/o TNC Consulting AG, Richtlinien zur Auswertung und Darstellung von Messdaten von PV-Netzverbundanlagen, Januar 1995.
- [3] 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.
- [4] A. Frölich, Th. Nordmann: Erprobung von drei integrierten Photovoltaik-Schallschutz-Versuchsfelder, Schlussbericht ASTRA-Forschungsauftrag 59/96, Bundesamt für Strassen, November 2000.
Bezug: Vereinigung Schweizer Strassenfachleute (VSS), Seefeldstrasse 9, 8008 Zürich
- [5] Jahresberichte BFE-Programm Photovoltaik, 1997 bis 1999, Bundesamt für Energie, Bern

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 37146
Contract Number : 76903

Project Title : PV / Noise Barrier Installation "Alpha A1" in Safenwil, Switzerland

Abstract : First 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 will be operated by the Ekotech AG company, whose shares are held by IG SOLAR and a (growing) number of private persons. The power produced is being sold to persons and institutions interested in buying "green" power.

The installation fulfils the following aims:

- Demonstration of a fast and modular technology which can also easily be implemented elsewhere (370 metres of 4-metre long, prefabricated sections were installed in just 2,5 days by three persons; the complete DC and AC electrical installation of 24 Inverters was carried out in 8,5 days by three persons)
- Demonstration of the possibilities of private funding for PV plant.
- Promotion of the idea of PV energy production in the general public (thousands drive past the installation every day, data will be presented on the internet)
- Comparison of energy production with that of similar installations with different climatic conditions

Duration of the Project : 2000 – 2002

Responsible for the project : Ruedi Hottiger-Reck

Reporting on the project : Ruedi Hottiger-Reck

Address : IG SOLAR Safenwil
Höliweg 3 / Postfach
5745 Safenwil

Telephone : +41 (0) 62 797 70 05

Fax : +41 (0) 62 798 00 15

<http://www.ekotech.ch>

E-mail : info@ekotech.ch

1. Projektziele

Die IG SOLAR Safenwil (Genossenschaft mit Handelsregistereintrag) als Initiantin dieses Projekts setzt sich seit ihrer Gründung im April '98 für die Förderung der Solarenergie ein. Mit der Realisierung dieses Projekts hat die IG SOLAR bewiesen, dass nach dem Sprichwort „wo ein Wille – ist auch ein Weg!“ auch eine kleine Interessengemeinschaft ihre vorgenommenen Ziele noch verwirklichen kann. Nebst dem Beitrag und der vornehmlich moralischen Zielsetzung zur Schonung unserer Umwelt durch die Realisierung der Energiegewinnung mit erneuerbaren Energieträgern werden mit diesem Projekt aber auch anderweitige Ziele angestrebt.

1.1 Systementwicklung in Modulbauweise

Entwicklung eines PV-Anlagesystems auf Schallschutzwände (Autobahnen, SBB-Linien etc.) in modularer Bauweise als 4 m breite und 2 m (resp. 2,5 m) hohe Elemente. Angestrebt wurde eine grösstmögliche Vormontage des PV-Anlageteils auf die zuvor gefertigten Schallschutzelemente.

1.2 Wiederholbarkeit

Das gewählte Systemkonzept lässt sich mit geringen Detailkorrekturen aber mit identischem Vormontageprogramm auch auf schon bestehende Schallschutzwände anwenden.

1.3 Demonstrationsobjekt mit optimalen Besichtigungs- und Zugangsmöglichkeiten.

Das an einer der meistbefahrenen Autobahnen (A1 Zürich-Bern) unseres Landes erstellte Objekt eignet sich hervorragend als Demo-Objekt, da es von mehreren Standpunkten aus besichtigt und auch auf seiner gesamten Länge von 370 m rückseitig abgesprochen werden kann.

1.4 Anlage-Messkonzept und Meteodaten.

Da die Anlage in einem eher nebelreicheren Gebiet der Schweiz liegt, soll das entsprechend ausgelegte Messkonzept nicht nur Auskunft und Vergleichszahlen über die zu erwartende Stromproduktion geben, sondern auch noch zusätzliche Meteo-Informationen in die Datenauswertung miteinbeziehen. Damit die Existenz und Attraktivität der Anlage allen Interessierten weiterhin zugänglich bleibt, sollen die gewonnenen Messdaten und allfällige Anlage-News in absehbarer Zukunft auch über's Internet publiziert werden.



Bild 01 Beschreibung:

Ansicht der fertig montierten Anlage an der Autobahn A1 in Safenwil (v. West n. Ost).

Aufnahme v. 4. Nov. 2000

2. Kurzbeschreibung des Projekts

Die im April 1998 neu gegründete Genossenschaft IG SOLAR Safenwil trat im Sommer gleichen Jahres mit der Anregung an das Finanzdepartement des Kantons Aargau, Abt. Energiewirtschaft, die entlang der Autobahn A1 in Safenwil geplanten Lärmschutzwände zusätzlich mit einer Photovoltaikanlage auszurüsten, womit gleichzeitig auch eine werbewirksame Doppelnutzung verwirklicht werden könnte. Ein seit Juli 1999 vorliegendes Vorprojekt der TNC Consulting AG, von der IG SOLAR in Auftrag gegeben und vom Finanzdep. d. Kt. Aargau gefördert, war anschliessend auch Grundlage für die unverzüglich in Angriff genommene Projekt-Weiterplanung und öffentliche Projektausschreibung, welche ebenfalls durch die Firma TNC Consulting AG ausgearbeitet wurden.

Aus den eingegangenen 10 Angeboten entschloss sich die IG SOLAR dem Projekt, der im Kanton Aargau domizilierten Unternehmergemeinschaft ERNE AG Holzbau/Modultechnologie in Laufenburg und SOLAR MARKT Schöffland, den Zuschlag zu geben.

Die Vorprojektstudie ergab, dass auf dem geplanten ca. 370 m langen A1-Teilstück „im Holz“ im Osten der Gemeinde Safenwil, eine Photovoltaik-Schallschutzanlage mit einer Leistung von 60 bis 100 kWp realisierbar wäre.

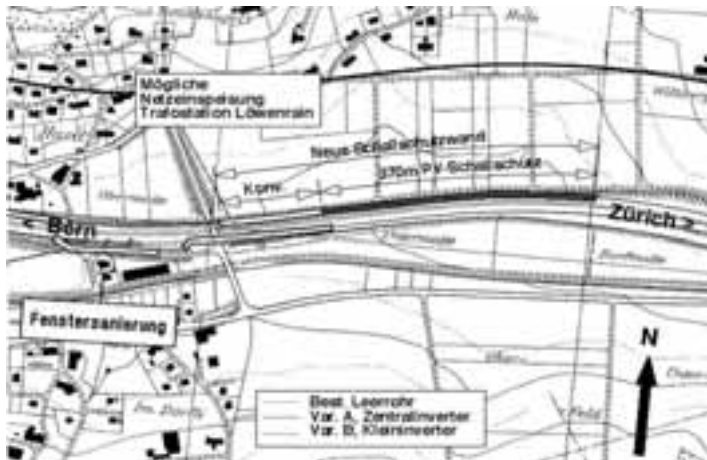


Bild 02

Situationsplan der PV-Schallschutzanlage an der Autobahn A1 in Safenwil.

> Kurzbeschreibung der Anlage

Die vom Kanton geplanten Schallschutzwände werden als knapp 4.0 m breite Elemente in die zuvor auf entsprechende Stützfundamente montierte H-Profilstützen (Rasterabstand = 4.0 m) von oben eingeschoben. Im Bereich der Solaranlage sind diese Schallschutzelemente nun Bestandteil des neuen Photovoltaik-Schallschutzkonzepts. Die insgesamt 91 Wandelemente wurden als komplette Schallschutzwand durch die Firma ERNE AG Laufenburg hergestellt und anschliessend für die Vormontage der erforderlichen Tragkonstruktion und Photovoltaikkomponenten auf einem grossen Lagerplatz bereitgestellt. Sämtliche Vormontagearbeiten sowie die zeitintensive Sortier- und Messarbeit der total 637 benötigten PV-Module wurden ausschliesslich durch Mitglieder der IG SOLAR auf dem Platz in Frick ausgeführt. Nach Abschluss dieser Arbeiten und einigen Terminverschiebungen (insgesamt ca. 6 Wochen) seitens der Bauarbeiten vor Ort, konnte am 2. November mit der Endmontage in Safenwil begonnen werden.

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 – 66.473
Anzahl 4 m – Wandelemente	91 Stk.
davon 2.5 m hoch	19 Stk.
übrige 2.0 m hoch	71 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:		
SMA Sunny Boy 2500		24 Stk.
davon Wand Ost 12 Stk. / Wand West 12 Stk.		

3. Projektstand

Nachdem die Projektierungsphase mit einiger Verzögerung abgeschlossen werden konnte, erteilte die IG SOLAR am 7. April 2000 mit einigem Risiko unverzüglich die schriftliche Auftragserteilung an die Fa. ERNE AG. Die Auftragserteilung erfolgte unter dem Druck des stets knapper werdenden Panelen-

angebots und der daraus resultierenden Preissteigerungen, dessen Auslöser dafür – der Energiebeschluss in Deutschland war. Die bald eintreffende schriftliche Verfügung vom Bundesamt für Energie betreffend Fördermittelzusage erleichterte die weiteren Entscheidungsschritte erheblich. Der zugesagte Fördermittelbeitrag vom BFE bewirkte auch, dass die noch offene Restfinanzierung nun ebenfalls schriftlich bestätigt wurde.



Bild 03
Vormontage der Tragkonstruktion für die Aufnahme der Photovoltaikmodule.
Stand der Arbeiten am 12. Sept. 2000.



Bild 04
Ansicht des Vormontage-Werkareals in Frick, wo auch die Wandelemente gefertigt wurden.
Stand der Arbeiten am 2. Okt. 2000.



Bild 05
Beginn der PV-Schallschutzanlage-Montagearbeiten vor Ort auf der A1 in Safenwil.
Stand der Arbeit am 30. Okt. 2000.



Bild 06
Ansicht auf die Wechselrichtergruppe Wand West und darüber verlaufendem Kabelkanal.
Stand der Arbeit am 10. Nov. 2000.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

4.1 Schallschutzwände

Die in Lärchenholz erstellten Schallschutzwände konnten termingerecht zur weiteren PV-Teil Vormontagearbeit auf einem genügend grossen Lagerplatz zur Verfügung gestellt werden.

4.2 Photovoltaik

Sämtliche Tragkonstruktions-Vormontagearbeiten konnten trotz Materiallieferungsproblemen innerhalb des eingeplanten Terminprogrammes durch die IG SOLAR ausgeführt werden. Das anschliessende Panelen-Handling (kontrollieren, sortieren, durchmessen und prüfen auf Werks-

angaben sowie verteilen zur Montage) ist für eine so weitläufige Anlage doch recht zeitaufwendig, konnte aber auch termingerecht in Selbstarbeit der IG SOLAR abgeschlossen werden.

4.3 „Lothar“ - Sturmholz

Dass der Sturm „Lothar“ auch im Safenwiler Waldgebiet erheblichen Holzfall hinterlies und wie dies nutzbringend weiterverwertet werden kann, war auch bezüglich dieses Projekts ein Gesprächsthema. Auf Anregung der IG SOLAR konnte die Fa. ERNE AG veranlassen, dass für die 91 Schallschutzwandelemente benötigten ca. 60 m³ Lärchenholz ca. 120 m³ Rohware an Sturmholz aus dem Safenwiler Wald im Austausch entgegengenommen werden kann.

5. Wesentliche Resultate 2000

5.1 Projektabwicklung

Dank guter Zusammenarbeit aller am Projekt Beteiligten konnte die Bau-Realisierungsphase mit der Objektanbahnung durch das Tiefbauamt des Kantons Aargau am 7. Dez. 2000 abgeschlossen werden.

5.2 Vormontage Photovoltaikanlage

- Optimales Modul-Handling möglich, wenn genügend grosser Werkplatz und/oder Halle wie in diesem Falle zur Verfügung steht.
- Dadurch wird eine maximale Anlageleistung durch genaues sortieren der Panels erreicht.
- Schnelle und genaue Montagearbeit bei geringem Unfallrisiko möglich.
- Diebstahl von teuren Panels während der Montagezeit minimiert. Kein Feldmontageplatz!

5.3 Anlage Montage vor Ort

- Die komplett vormontierten 91 PV-Schallschutzelemente wurden in nur 2 ½ Tagen versetzt und dadurch war das 3-Mann Montageteam (inkl. Chauffeur jeweils als Kranführer) auch nur für kurze Zeit den doch erheblichen Unfallrisiken auf der A1-Fahrbahn ausgesetzt.

5.4 Photovoltaik / Wechselrichter

- Die komplette Verschaltung inkl. Kabelkanalmontage auf der Wandelementoberkante sowie der Montage sämtl. Wechselrichter und zugehöriger Sicherungselemente konnte in nur 8 ½ Arbeitstagen von drei Mann ausgeführt werden.
- Die total 24 Wechselrichter vom Typ Sunny Boy 2500 sind zur besseren Kontrolle auf zwei Gruppen zu je 12 Einheiten auf Wandelement 20 (West) und Wandelement 65 (Ost) zentral angeordnet montiert.

5.5 Blitzschutz

- Die einfachere Variante, Blitzschutz-Bolzenbefestigungen nachträglich in die Stahlstützen einzuschliessen, wurde vom kant. Tiefbauamt nicht zugelassen. So wurden bei diesem Konzept (als teurere Variante) vorgängig entsprechende Befestigungslaschen auf die noch unbehandelten Stützen aufgeschweisst.
- Bei allen 92 Stützen wurde der Blitzschutzanschluss unten durch IG SOLAR - Mitglieder mit eigens dafür entwickelten Abbiegewerkzeugen (für 8 mm Kupferdraht) sauber ausgeführt.



< Bild 07
Blitzschutzverbindung oben
Modul-Tragkonstruktion
auf bauseits versetzte
Stützen.

Bild 08 >
Blitzschutzverbindung unten
von Stützen auf Fundament-
armierung.



5.6 Anlage komplett ohne Datenerfassung

- Die PV-Schallschutzanlage konnte zur Zufriedenheit der Auftraggeber, wenn auch mit einiger Verzögerung, doch noch dieses Jahr fertiggestellt und am 16. Nov. 2000 ans Netz geschaltet werden. Demnächst sollte auch noch die Abnahme durch das Starkstrominspektorat erfolgen.

6. Perspektiven für 2001

6.1 Messdatenerfassung und Datenauswertung

Die Anlage wird mit einem entsprechenden Datenerfassungssystem „Sunny Boy Control + „ von SMA ausgerüstet. Nach Ablauf der zweimonatigen Testphase sollen die Anlagedaten über ein Jahr durchgemessen, ausgewertet und im Rahmen der erhaltenen Verfügung des BFE auch in einem weiteren Projektbericht veröffentlicht werden. Zudem ist geplant, die Anlage mit ihrer Aufbaustruktur und den gelieferten Messwerten auch auf dem Internet zu platzieren.

6.2 Daten-Visualisierung

Geplant ist eine Digitalanzeige direkt auf der Anlage - Schnellinformation auch für A1- Benützer. Falls dies der neugegründeten Betriebsgesellschaft „Ekotech AG, Postfach, 5745 Safenwil“ von zuständiger Instanz erlaubt wird, wäre dies auch ein Beitrag zur weiteren Sensibilisierung der Oeffentlichkeit für die Solarenergie.

7. Bisherige Publikationen

Bisher sind noch keine entsprechenden Publikationen ausser Presseberichten bezüglich Projektverlauf erfolgt. Es ist vorgesehen, sobald verlässliche Daten vorliegen, diese dem interessierten Publikum auch bekanntzugeben.

1. Projektbericht verfasst von:
IG SOLAR Safenwil / Ruedi Hottiger

Safenwil



ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 97.0205 (BBW) EU Contract number: SE/00068/97/NL/DE/CH

Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam (PVNB 220)

Introduction

The 220 kWp Grid Connected PV Plant along the A9 highway near Amsterdam went into operation at the end of 1998. The plant features 2160 PV modules, each with an integrated DC/AC microinverter. All the AC-modules are fully integrated into a purpose built noise barrier over a length of 1650 meters.

The aim of this project is:

Reduction of system costs on an overall level through volume, integrated design and prefabrication. -Evaluation of technical, architectural and economical aspects. -Investigation of performance and impact on utility grid of a large number of parallel AC-modules.

This final report of the project looks at:

- maintenance - performance - final costs - comparison to other motorway projects

This demonstration project was supported by the European Commission, DG XVII, Thermie-A-Projects, Contract number SE/00068/97/NL/DE/CH and the Netherlands Agency for Energy and Environment (NOVEM).

The partners for the project where:

NOUON International / Renewable Energy (coordinator and owner),

Netherlands Energy Research Foundation (ECN),

TNC Energie Consulting GmbH, Freiburg, and TNC Consulting AG, Erlenbach,

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme.

The main subcontractor was Shell Solar Energy for the supply and installation of the entire PV system.

Duration of the project:

June 1998 to July 2001

Responsible for the Project:

TNC Consulting AG

Reporting on the Project:

Th. Nordman, L. Clavadetscher

Address:

Seestrasse 141, CH - 8703 Erlenbach

Telephone:

01 - 991 55 77 Fax: 01 - 991 55 78

E-Mail:

nordmann@tnc.ch, clavadetscher@tnc.ch

1. The Project

In January 97 an application with a proposal for the project was submitted to the European Commission.

Aim:

- Application of large scale grid connected AC PV Modules integrated in a noise barrier to evaluate both technical as well as architectural and economical aspects and to reduce system costs on an overall level. 2200 AC PV-modules with 220 kWp total will be installed in a 1650 m long noise barrier.
- Architecturally this project will demonstrate how larger AC PV Modules are integrated in the upper part of a new to build noise barrier, where prefabrication techniques will be used as much as possible, and where the modules themselves are also sound reducing.
- Economically this project is of such a size that it fits well in the line of upgrading of volumes concerning noise barrier projects. Cost reduction on a project basis will be demonstrated through volume, integrated design and prefabrication techniques.
- Technically this project demonstrates the large scale application of AC PV Modules as a newly developed PV product, where interaction of the large number of AC modules with the local utility grid is the most important item.

Innovation:

- Technical and organisational involvement of all project partners (energy company, municipality, road directorate, building company, governmental organisations, PV consultants).
- Fully integrated design of the entire system from the beginning.
- Application of many parallel AC PV Modules on a large scale ($2200 \times 100\text{Wp} = 220\text{kWp}$) allowing study of performance and impact on utility grid. Especially disturbances like harmonics, spikes, surges etc. will be investigated.
- Prefabrication installation techniques of the AC PV Modules are developed and applied.
- Serviceability of the system is included in innovative design approach.
- Innovative design aspects include rather high structures (4...5 m) and crossing a river (200m of the noise barrier's length are built upon a bridge).

Expected Results:

- Demonstration of integral project design and management approach
- Demonstration of innovative prefabrication mounting methods, including serviceability aspects
- Demonstration of special construction designs including high structures and integrated bridge sector
- Demonstration of large scale application of 2200 AC PV Modules, including grid connection issues
- Contribution to upgrading volume of AC PV module production and PV noise barrier installations
- Production of 800 kWh/kWp => 176000 kWh electricity per year
- Increasing and disseminating know-how and experience related to innovative PV noise barrier systems
- Build up of a database and data evaluation according to IEA.

The project for the 220 kWp PV plant including a two year monitoring period was approved by the European Commission, DG XVII in July 1997.

In the final planing phase the size of the PV-plant was modified to 2160 Modules of 95 W each, resulting in a DC power of 205.2 kWp. As a result of an European tender it was decided that one third of the inverters should be from NKF and two thirds from Mastervolt.

On site construction started in October 1997 and the last modules where installed in March 1998. During the commissioning period 24 out of 240 inverters tested showed occasional problems and 8 showed continuous problems. Some of the inverters where modified. The plant was formally delivered in November 1998. Monitoring started at the beginning of December 1998 and was terminated at the end of November 2000.

Location

The 1650 meter noise barrier is located along the A9 highway near Amsterdam at the village of Ouderkerk-aan-de-Amstel (latitude 52° 22' North, longitude 4° 54' East) where 700 new houses are to be built. The A9 is one of the most intensively used motorways in the neighbourhood of Amsterdam and the international airport, Schiphol. More than 40000 cars pass the project daily, the A9 is the way from Schiphol Airport to Europe.

The site is ideal from a PV performance point of view, as the motorway is heading east-west, so the modules are facing south.

An extra element from an installation point of view is the fact that the highway is crossing a small river, so the noise barrier is, over a distance of about 200 meters, on top of a bridge. The soundbarrier construction itself is different on the bridge because the weight of the barrier had to be decreased. The PV-modules support structure on the bridge is almost the same as for the other parts of the plant.

2. The PV-Plant

The PV-system is mounted on the upper part the noise barrier and the modules have a tilt angle of 50 ° and an effective contribution to the height of the noise barrier of appro.. 1 meter. As a consequence of a small curve in the road the azimuth angles of the modules are not identical. The azimuth angles of the modules near the cabinets 2, 5, 8 and 11 are 193°, 198°, 202° and 207° respectively.

The plant consists of 2160 AC-modules, each with a nominal power of 95 W_p. A set of 180 AC-modules is connected to the low voltage grid at one of 12 connection points (cabinets) located on the backside of the soundbarrier. These 12 cabinets are distributed over the whole length of the plant.

Two different types of AC-modules where used:

- 4 x 180 = 720 modules with inverters of type A (NKF) at cabinets 1, 2, 11 and 12.
- 8 x 180 = 1440 modules with inverters of type B (Mastervolt) at cabinets 3 through 10.

	Array field A 720	Array field B 1440
Modules		
Manufacturer	Shell Solar	Shell Solar
Type	RSM 100	RSM 95 AC
Technology	polycrystalline	polycrystalline
Nominal power DC	95 W	95 W
Nominal voltage	33 V	33 V
Module area	0.95 m ²	0.95 m ²
Module efficiency	10.00%	10.00%
Cell area	0.72 m ²	0.72 m ²
Cell efficiency	13.19%	13.19%
Inverter		
Manufacturer	NKF	Mastervolt
Type	OK4E	Sunmaster 130s
Nominal power AC	100 W	110 W

Table 1; Specifications of the PV arrays, Type A and Type B.

Table 2; Specifications of the whole PV-plant.

Nr. of modules		2'160	
Nominal power DC	P_0	205	kWp
Gross area		2'200	m ²
Module area	A_A	2'052	m ²
Cell area		1'555	m ²
AC voltage		3 x 400	V AC
Inclination		50	°
Orientation		200	°
Overall length		1'650	m
Power density		124	Wp/m

3. Two years of Monitoring the System

The monitoring system is based on a decentralised data acquisition system. It consists of the following parts:

The **global monitoring** is based on the monitoring of the daily AC-energy production of each of the twelve cabinets. The daily irradiation in the array plane was obtained from the analytical monitoring results (see below).

The **supervision monitoring** units are integrated in a sample of 360 inverters equally distributed over the whole length of the plant. The daily AC-energy produced by each of the 360 sample modules was recorded. These readings were then compared with the corresponding AC-energy counters used for the global monitoring.

The **analytical monitoring** units monitor four of the 2160 modules. The selected modules for analytical monitoring are the most central modules of the cabinets 2, 5, 8 and 11. The quantities from the analytical data acquisition units are measured continuously with a sample rate of 6 seconds and an averaging period of 10 minutes.

Monitoring was carried for 2 years from December 1998 until November 2000 in accordance with the EC Guidelines for PV system monitoring.

4. Operating experience

Grid interference

During the first few months of operation some inverter (mainly type B, Mastervolt) shut-offs were noticed. It was then observed that the AC-module near cabinet 5 frequently showed low values of the output power at high irradiance. This effect was examined in detail by dedicated measurement equipment. It was demonstrated that the inverters located at a large distance from the 10 kV-transformer switched themselves off during short moments as a result of grid interference, despite of the fact that the inverter design was in full compliance with all international standards. Further investigations showed that the interruptions were caused by a not perfectly smooth sine wave of the grid voltage. After recognising the phenomenon the manufacturer modified the inverter which solved the problem. As a first measure the ROM chips of a batch of 72 inverters were replaced with a modified version. Starting from August 24, 2000 all inverters of type B were modified. At the end of the monitoring period (December 1st, 2000) this work was not completed. For this reason the results of the modifications on the inverters can only be judged by continuation of the global monitoring programme.

Dirt deposits

At the end of May 1999 the 4 reference cells of the analytical monitoring units were cleaned while the modules remained uncleaned. This resulted in a seemingly decrease of the efficiency of the four modules. Assuming that the amount of dust on the reference cells before cleaning is typical for the surface of all the modules of the plant it was estimated that the dust on the modules accounts for an energy loss of about 8 % per annum.

General maintenance

The main contractor, Shell Solar Energy have given a system guarantee of 5 years without any costs to the owner of the plant and an additional guarantee for the following 5 years on 50/50 base. The modules have 10 year warranty. The regular maintenance costs for inspection are NLG 5000.- (EUR 2270.-) per year and the inspection is carried by Shell. Apart from the Mastervolt inverters (Type B) there are, until now, no problems with the system and is working very well. The new NKF inverters (Type A), all replaced in 1998 after having problems with the 'sleeping mode', are working without any complaints.

5. Performance

Expected Performance

From the experience of a number of Dutch projects it can be deduced that the expected performance of this PV-system will be about 800 kWh per kWp installed per year. This means a total energy yield of $800 \times 205 = 164'000$ kWh per year. This energy yield can cover the electric energy needs of 100 standard households in the Netherlands.

Actual Performance

In the first 12 months of operation (Dec. 98 to Nov. 99) the plant produced 148'821 kWh and in the second year (Dec. 99 to Nov. 00) 129'642 kWh. For the whole monitoring period the performance was 67 % and the specific annual yield 679 kWh / kWp. Table 3 and figure 1 show the monitored values for the first two years of operation of the plant.

Table 4, figure 2 and 3 show the values for each of the inverter technologies.

Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU kWh	Performance	Availability	Specific Yield kWh / kWp
1999	1'014	1'095	148'822	66%	98%	725
2000	925	919	129'643	69%	98%	632
Average	969	1'007	139'232	67%	98%	679

Table 3; Annual and average irradiation, energy produced, performance, availability and specific annual yield for the first two years of operation of the plant.

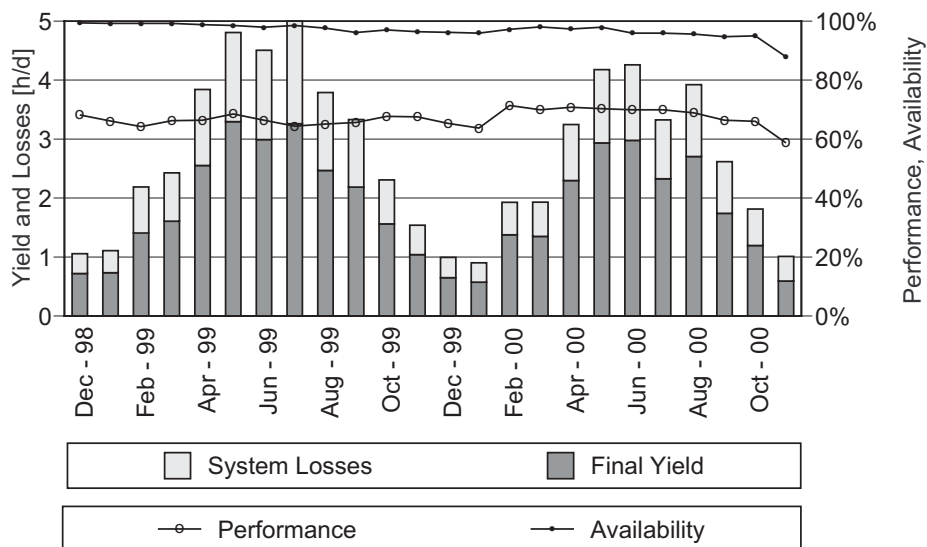


Figure 1; Monthly yield and losses, performance and availability for the first two years of operation of the plant.

In 1999 the plant produced 90 % of the expected energy and in 2000 80 %. This is due to the interruption of the inverters and in 2000 also because of lower irradiation and the maintenance work carried out by replacing the ROM chips of the inverters Type A.

Inverters Type A and B

Table 4 and figures 2 and 3 show the monitored annual and monthly values of the two inverter technologies used. Inverters of Type A performed as expected, whereas output of the inverters Type B was lower than expected. This is mainly due to the interruptions mentioned above but also because of the lower efficiency at low irradiance of the inverter Type B.

	Nominal Power P ₀ kWp	Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU kWh	Performance PR	Availability	Specific Yield kWh / kWp
A9 Inverter Type A	68.4	1999	1'014	1'096	54'676	73%	99%	799
2000			925	924	47'877	76%	99%	700
Average		99 / 00	969	1'010	51'277	74%	99%	750
A9 Inverter Type B	136.8	1999	1'014	1'094	94'146	63%	98%	688
2000			925	916	81'765	65%	97%	598
Average		99 / 00	969	1'005	87'955	64%	97%	643

Table 4; Annual and average irradiation, energy produced, performance, availability and specific yield for the two inverter technologies used.

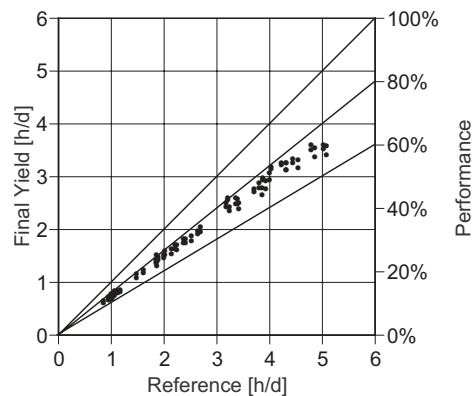


Figure 2; Performance for Type A inverter, monthly values over 24 months of operation.

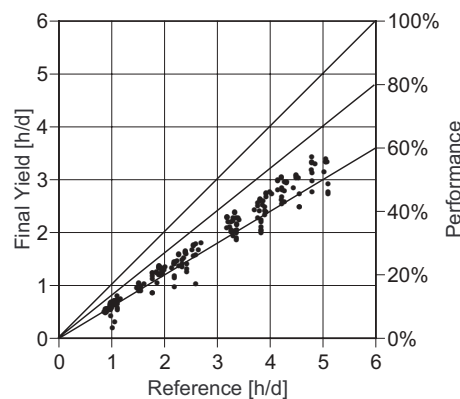


Figure 3; Performance for Type B inverter, monthly values over 24 months of operation.

Availability

The availability of the plant was estimated from the energy output of 360 recorded by supervision monitoring units. As these values represent only one sixth of all the modules the figures for the availability represent only a rough estimate.

Analytical monitoring

Of the four AC modules intensely monitored the ones near cabinet 2 and cabinet 8 seemed to perform as expected and the recorded values can be used as a reference for the whole plant. With all the malfunctioning rectified now it can be estimated that the energy produced in the future at an irradiation of 1000 kWh/m² will be around 163'000 kWh and the annual specific yield 795 kWh/kWp.

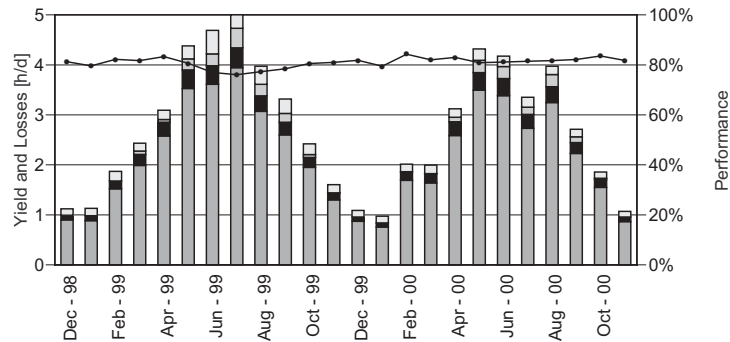


Figure 4; Yield and losses and performance, analytical monitoring, inverter type A, near cabinet 2.

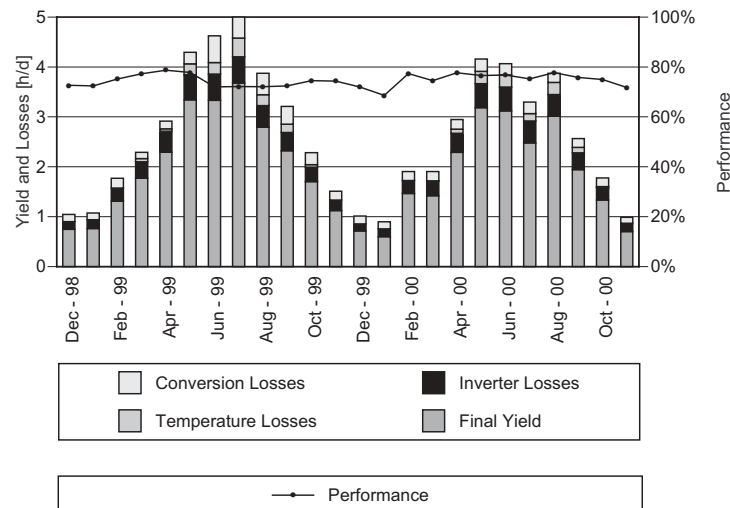


Figure 5; Yield and losses and performance, analytical monitoring, inverter type B, near cabinet 8.

		Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU at P ₀ 205 KWp kWh	Performance PR	Specific Yield kWh / kWp
A9	Inverter	1999	988	1'072	174'128	79%	849
	Type A	2000	914	933	156'575	82%	764
	Average	99 / 00	951	1'002	165'352	80%	807
A9	Inverter	1999	988	1'034	157'268	74%	767
	Type B	2000	914	894	139'158	76%	679
	Average	99 / 00	951	964	148'213	75%	723
A9	Inverter	1999	988	1'047	162'888	76%	795
	Type A 1/3	2000	914	907	144'963	78%	707
	Type B 2/3	99 / 00	951	977	153'926	77%	751

Table 5; Irradiation, energy produced, performance and specific yield for the two inverter technologies used, data from analytical monitoring and energy produced calculated to P₀ = 205 kWp.

Final costs

The final cost of the PV-plant without the monitoring system is 10.92 EUR/W. Compared to two earlier Swiss 100 kWp soundbarrier PV-projects built in 1989 and 1995 (Table 6) the final costs of A9 plant are considerably lower. A conversion factor of 1.5 CHF / EUR was used without any other corrections.

	A9 NL 205 kWp 1997			A2 CH 104 kWp 1995			A13 CH 104 kWp 1989		
	EUR	EUR / W	%	EUR	EUR / W	%	EUR	EUR / W	%
Modules				528'241	5.08	42.0%	554'667	5.33	32.8%
Inverter				81'235	0.78	6.5%	152'667	1.47	9.0%
PV-system	1'744'544	8.50	77.9%	609'475	5.86	48.5%	707'333	6.80	41.8%
Grid connection	146'718	0.72	6.6%						
Realisation ENW	111'176	0.54	5.0%						
Advice partners	161'138	0.79	7.2%						
Engineering				173'333	1.67	13.8%	272'000	2.62	16.1%
Other costs	76'393	0.37	3.4%	473'547	4.55	37.7%	712'667	6.85	42.1%
Final costs	2'239'970	10.92	100.0%	1'256'356	12.08	100.0%	1'692'000	16.27	100.0%
Monitoring system	154'803	0.75	6.9%	33'300	0.32	2.7%	93'333	0.90	5.5%

Table 6; Final costs of the A9 project in comparison to other noise barrier projects in Switzerland.

6. Comparison to other motorway projects (by TNC)

A comparison of the performance to other PV-soundbarrier projects in southern Germany and Switzerland is shown in Table 7. For all the projects the monitored data for the first two years of operation, where available, was used. All the other highway projects, with the exception of the 104 kWp A2 CH project, show a lower than expected energy output in the first year of operation. In these projects, like on the A9 project, new technology was implemented and required some initial fine tuning. Because of the large number of inverters at the A9 plant more time was required to make all the adjustments needed. Because of the different geographical locations of the these plants a direct comparison of the absolute operational data is not possible.

Plant	Nominal Power P ₀ kWp	Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU kWh	Performance PR	Availability	Specific Yield kWh / kWp
A9 NL	205	1999	1'014	1'095	148'822	66%	98%	725
		2000	925	919	129'643	69%	98%	632
		first 2 Year Average	969	1'007	139'232	67%	98%	679
MW DE	9.1	97 / 98	1'191	1'301	7'703	65%	83%	844
A2 CH	104	1996	1'142	1'124	91'461	78%	97%	877
		1997	1'000	1'152	101'111	84%	99%	969
		first 2 Year Average	1'071	1'138	96'286	81%	98%	923
A13 CH	104	1990	1'253	1'436	84'151	56%	74%	809
		1991	1'277	1'422	114'785	78%	98%	1'104
		first 2 Year Average	1'265	1'429	99'468	67%	86%	957

Table 7; Irradiation, energy produced, performance, availability and specific yield, the A9 project in comparison to other noise barrier projects in Switzerland and Germany.

7. Conclusion

With an energy production of 148'821 kWh in 1999 and 129'642 kWh in the year 2000 the plant produced 90 % respectively 80 % of the estimated energy. With all the faults of the inverters rectified it can be estimated that in the future the plant will produce almost the expected amount of energy of 164'000 kWh.

Due the research work carried out at the A9-plant by the working group consisting of Shell, ECN, Ecofys, ENW and others future applications of the NKS and Mastervolt inverters will benefit from the lesson learned at this project. For example at the Nieuwland 1 MW PV project in Utrecht the experience gained by the A9 working-group was already implemented.

8. References

- [1] E. Visser,
Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam;
Interim Technical Report No. 1 to 6;
NUON, Sept. 1997 to Sept. 2000
- [2] N.J.C.M. van der Borg, M.J. Jansen,
Photovoltaic noise barrier at the A9-highway in The Netherlands:
Results of the monitoring programme;
ECN, February 2001.
- [3] 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, Italy 1991/92.
- [4] L. Clavadetscher, Th. Nordmann,
100 kWp Gridconnected PV Plant A13 in Switzerland - 10 Years and 1'000'000 kWh Later;
Paper: [786] OC5/2;
16th European Photovoltaic Energy Conference, Glasgow, May 2000.
- [5] Th. Nordmann et al.,
Integrated PV Noise barriers: Six Innovative 10 kWp Testing Facilities,
A German/Swiss technological and economical success story!;
pp 2460 - 22490,
2nd world conference and exhibition on PV-solar energy conversion;
Vienna, Austria, July 1998.
- [6] 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.

Publications

- [7] C.W.A. Baltus et al,
A photovoltaic data acquisition program for supervision monitoring of a large number of AC-modules;
pp 2360 - 2363;
2nd world conference and exhibition on PV-solar energy conversion;
Vienna, Austria, July 1998.
- [8] N.J.C.M. van der Borg,
A traffic noise barrier equipped with 2160 AC-Modules,
Paper: VD2.22;
16th European Photovoltaic Energy Conference;
Glasgow, Mai 2000.

Anlagen: Andere PV-Anlagen

G. Jean-Richard Héliotrope EICN - 17482 / 57068	61
S. Kormann SOLARSAIL Münsingen - 32404 / 72281	62
P. Favre Amburnex Solar Farm 3 kWp - 32405 / 72282	63
Th. Nordmann, M. Dürr, A. Frölich 27 kWp PV-Installation High School Zürich - Stadelhofen - Plant Monitoring - 32990 / 72908	64
R. Durot PV-Installation penal institution Wauwilermoos - 33643 / 73545	65
R. Minder SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship - 36407 / 77803	66
R. Diamond 151 small grid connected PV stations for a total of 200 kWp, of which 30 kWp in Switzerland - BBW 97.0393-1 / OFES 97.0393-1	67
M. Schneider HELIOTRAM: 800 kWp PV Power plants for direct injection in light train low voltage D.C. networks - BBW 96.0344-1, 2 / OFES 96.0344-1, 2	68



ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 97.0205 (BBW) EU Contract number: SE/00068/97/NL/DE/CH

Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam (PVNB 220)

Introduction

The 220 kWp Grid Connected PV Plant along the A9 highway near Amsterdam went into operation at the end of 1998. The plant features 2160 PV modules, each with an integrated DC/AC microinverter. All the AC-modules are fully integrated into a purpose built noise barrier over a length of 1650 meters.

The aim of this project is:

Reduction of system costs on an overall level through volume, integrated design and prefabrication. -Evaluation of technical, architectural and economical aspects. -Investigation of performance and impact on utility grid of a large number of parallel AC-modules.

This final report of the project looks at:

- maintenance - performance - final costs - comparison to other motorway projects

This demonstration project was supported by the European Commission, DG XVII, Thermie-A-Projects, Contract number SE/00068/97/NL/DE/CH and the Netherlands Agency for Energy and Environment (NOVEM).

The partners for the project where:

NOUON International / Renewable Energy (coordinator and owner),

Netherlands Energy Research Foundation (ECN),

TNC Energie Consulting GmbH, Freiburg, and TNC Consulting AG, Erlenbach,

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme.

The main subcontractor was Shell Solar Energy for the supply and installation of the entire PV system.

Duration of the project:

June 1998 to July 2001

Responsible for the Project:

TNC Consulting AG

Reporting on the Project:

Th. Nordman, L. Clavadetscher

Address:

Seestrasse 141, CH - 8703 Erlenbach

Telephone:

01 - 991 55 77 Fax: 01 - 991 55 78

E-Mail:

nordmann@tnc.ch, clavadetscher@tnc.ch

1. The Project

In January 97 an application with a proposal for the project was submitted to the European Commission.

Aim:

- Application of large scale grid connected AC PV Modules integrated in a noise barrier to evaluate both technical as well as architectural and economical aspects and to reduce system costs on an overall level. 2200 AC PV-modules with 220 kWp total will be installed in a 1650 m long noise barrier.
- Architecturally this project will demonstrate how larger AC PV Modules are integrated in the upper part of a new to build noise barrier, where prefabrication techniques will be used as much as possible, and where the modules themselves are also sound reducing.
- Economically this project is of such a size that it fits well in the line of upgrading of volumes concerning noise barrier projects. Cost reduction on a project basis will be demonstrated through volume, integrated design and prefabrication techniques.
- Technically this project demonstrates the large scale application of AC PV Modules as a newly developed PV product, where interaction of the large number of AC modules with the local utility grid is the most important item.

Innovation:

- Technical and organisational involvement of all project partners (energy company, municipality, road directorate, building company, governmental organisations, PV consultants).
- Fully integrated design of the entire system from the beginning.
- Application of many parallel AC PV Modules on a large scale ($2200 \times 100\text{Wp} = 220\text{kWp}$) allowing study of performance and impact on utility grid. Especially disturbances like harmonics, spikes, surges etc. will be investigated.
- Prefabrication installation techniques of the AC PV Modules are developed and applied.
- Serviceability of the system is included in innovative design approach.
- Innovative design aspects include rather high structures (4...5 m) and crossing a river (200m of the noise barrier's length are built upon a bridge).

Expected Results:

- Demonstration of integral project design and management approach
- Demonstration of innovative prefabrication mounting methods, including serviceability aspects
- Demonstration of special construction designs including high structures and integrated bridge sector
- Demonstration of large scale application of 2200 AC PV Modules, including grid connection issues
- Contribution to upgrading volume of AC PV module production and PV noise barrier installations
- Production of 800 kWh/kWp => 176000 kWh electricity per year
- Increasing and disseminating know-how and experience related to innovative PV noise barrier systems
- Build up of a database and data evaluation according to IEA.

The project for the 220 kWp PV plant including a two year monitoring period was approved by the European Commission, DG XVII in July 1997.

In the final planing phase the size of the PV-plant was modified to 2160 Modules of 95 W each, resulting in a DC power of 205.2 kWp. As a result of an European tender it was decided that one third of the inverters should be from NKF and two thirds from Mastervolt.

On site construction started in October 1997 and the last modules where installed in March 1998. During the commissioning period 24 out of 240 inverters tested showed occasional problems and 8 showed continuous problems. Some of the inverters where modified. The plant was formally delivered in November 1998. Monitoring started at the beginning of December 1998 and was terminated at the end of November 2000.

Location

The 1650 meter noise barrier is located along the A9 highway near Amsterdam at the village of Ouderkerk-aan-de-Amstel (latitude 52° 22' North, longitude 4° 54' East) where 700 new houses are to be built. The A9 is one of the most intensively used motorways in the neighbourhood of Amsterdam and the international airport, Schiphol. More than 40000 cars pass the project daily, the A9 is the way from Schiphol Airport to Europe.

The site is ideal from a PV performance point of view, as the motorway is heading east-west, so the modules are facing south.

An extra element from an installation point of view is the fact that the highway is crossing a small river, so the noise barrier is, over a distance of about 200 meters, on top of a bridge. The soundbarrier construction itself is different on the bridge because the weight of the barrier had to be decreased. The PV-modules support structure on the bridge is almost the same as for the other parts of the plant.

2. The PV-Plant

The PV-system is mounted on the upper part the noise barrier and the modules have a tilt angle of 50 ° and an effective contribution to the height of the noise barrier of appro.. 1 meter. As a consequence of a small curve in the road the azimuth angles of the modules are not identical. The azimuth angles of the modules near the cabinets 2, 5, 8 and 11 are 193°, 198°, 202° and 207° respectively.

The plant consists of 2160 AC-modules, each with a nominal power of 95 W_p. A set of 180 AC-modules is connected to the low voltage grid at one of 12 connection points (cabinets) located on the backside of the soundbarrier. These 12 cabinets are distributed over the whole length of the plant.

Two different types of AC-modules where used:

- 4 x 180 = 720 modules with inverters of type A (NKF) at cabinets 1, 2, 11 and 12.
- 8 x 180 = 1440 modules with inverters of type B (Mastervolt) at cabinets 3 through 10.

	Array field A 720	Array field B 1440
Modules		
Manufacturer	Shell Solar	Shell Solar
Type	RSM 100	RSM 95 AC
Technology	polycrystalline	polycrystalline
Nominal power DC	95 W	95 W
Nominal voltage	33 V	33 V
Module area	0.95 m ²	0.95 m ²
Module efficiency	10.00%	10.00%
Cell area	0.72 m ²	0.72 m ²
Cell efficiency	13.19%	13.19%
Inverter		
Manufacturer	NKF	Mastervolt
Type	OK4E	Sunmaster 130s
Nominal power AC	100 W	110 W

Table 1; Specifications of the PV arrays, Type A and Type B.

Table 2; Specifications of the whole PV-plant.

Nr. of modules		2'160	
Nominal power DC	P_0	205	kWp
Gross area		2'200	m ²
Module area	A_A	2'052	m ²
Cell area		1'555	m ²
AC voltage		3 x 400	V AC
Inclination		50	°
Orientation		200	°
Overall length		1'650	m
Power density		124	Wp/m

3. Two years of Monitoring the System

The monitoring system is based on a decentralised data acquisition system. It consists of the following parts:

The **global monitoring** is based on the monitoring of the daily AC-energy production of each of the twelve cabinets. The daily irradiation in the array plane was obtained from the analytical monitoring results (see below).

The **supervision monitoring** units are integrated in a sample of 360 inverters equally distributed over the whole length of the plant. The daily AC-energy produced by each of the 360 sample modules was recorded. These readings were then compared with the corresponding AC-energy counters used for the global monitoring.

The **analytical monitoring** units monitor four of the 2160 modules. The selected modules for analytical monitoring are the most central modules of the cabinets 2, 5, 8 and 11. The quantities from the analytical data acquisition units are measured continuously with a sample rate of 6 seconds and an averaging period of 10 minutes.

Monitoring was carried for 2 years from December 1998 until November 2000 in accordance with the EC Guidelines for PV system monitoring.

4. Operating experience

Grid interference

During the first few months of operation some inverter (mainly type B, Mastervolt) shut-offs were noticed. It was then observed that the AC-module near cabinet 5 frequently showed low values of the output power at high irradiance. This effect was examined in detail by dedicated measurement equipment. It was demonstrated that the inverters located at a large distance from the 10 kV-transformer switched themselves off during short moments as a result of grid interference, despite of the fact that the inverter design was in full compliance with all international standards. Further investigations showed that the interruptions were caused by a not perfectly smooth sine wave of the grid voltage. After recognising the phenomenon the manufacturer modified the inverter which solved the problem. As a first measure the ROM chips of a batch of 72 inverters were replaced with a modified version. Starting from August 24, 2000 all inverters of type B were modified. At the end of the monitoring period (December 1st, 2000) this work was not completed. For this reason the results of the modifications on the inverters can only be judged by continuation of the global monitoring programme.

Dirt deposits

At the end of May 1999 the 4 reference cells of the analytical monitoring units were cleaned while the modules remained uncleaned. This resulted in a seemingly decrease of the efficiency of the four modules. Assuming that the amount of dust on the reference cells before cleaning is typical for the surface of all the modules of the plant it was estimated that the dust on the modules accounts for an energy loss of about 8 % per annum.

General maintenance

The main contractor, Shell Solar Energy have given a system guarantee of 5 years without any costs to the owner of the plant and an additional guarantee for the following 5 years on 50/50 base. The modules have 10 year warranty. The regular maintenance costs for inspection are NLG 5000.- (EUR 2270.-) per year and the inspection is carried by Shell. Apart from the Mastervolt inverters (Type B) there are, until now, no problems with the system and is working very well. The new NKF inverters (Type A), all replaced in 1998 after having problems with the 'sleeping mode', are working without any complaints.

5. Performance

Expected Performance

From the experience of a number of Dutch projects it can be deduced that the expected performance of this PV-system will be about 800 kWh per kWp installed per year. This means a total energy yield of $800 \times 205 = 164'000$ kWh per year. This energy yield can cover the electric energy needs of 100 standard households in the Netherlands.

Actual Performance

In the first 12 months of operation (Dec. 98 to Nov. 99) the plant produced 148'821 kWh and in the second year (Dec. 99 to Nov. 00) 129'642 kWh. For the whole monitoring period the performance was 67 % and the specific annual yield 679 kWh / kWp. Table 3 and figure 1 show the monitored values for the first two years of operation of the plant.

Table 4, figure 2 and 3 show the values for each of the inverter technologies.

Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU kWh	Performance	Availability	Specific Yield kWh / kWp
1999	1'014	1'095	148'822	66%	98%	725
2000	925	919	129'643	69%	98%	632
Average	969	1'007	139'232	67%	98%	679

Table 3; Annual and average irradiation, energy produced, performance, availability and specific annual yield for the first two years of operation of the plant.

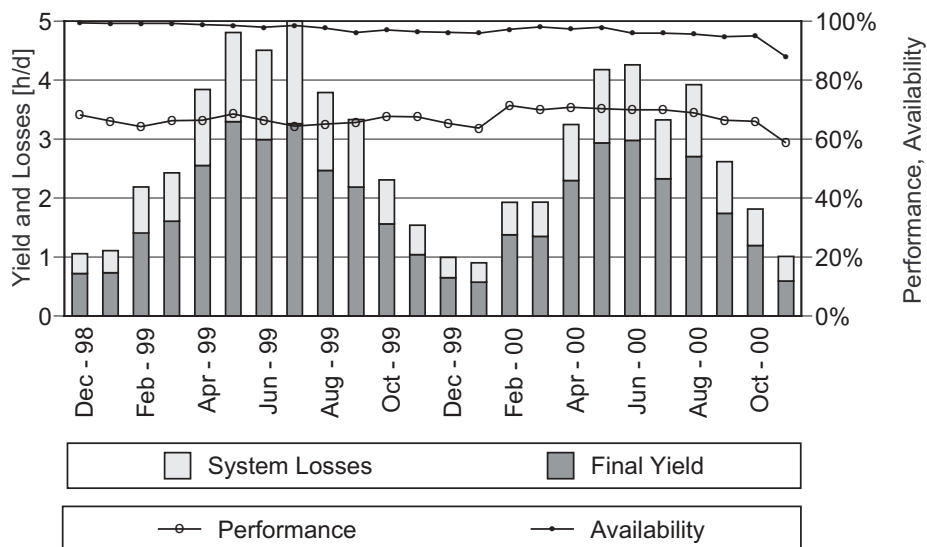


Figure 1; Monthly yield and losses, performance and availability for the first two years of operation of the plant.

In 1999 the plant produced 90 % of the expected energy and in 2000 80 %. This is due to the interruption of the inverters and in 2000 also because of lower irradiation and the maintenance work carried out by replacing the ROM chips of the inverters Type A.

Inverters Type A and B

Table 4 and figures 2 and 3 show the monitored annual and monthly values of the two inverter technologies used. Inverters of Type A performed as expected, whereas output of the inverters Type B was lower than expected. This is mainly due to the interruptions mentioned above but also because of the lower efficiency at low irradiance of the inverter Type B.

	Nominal Power P ₀ kWp	Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU kWh	Performance PR	Availability	Specific Yield kWh / kWp
A9 Inverter Type A	68.4	1999	1'014	1'096	54'676	73%	99%	799
2000			925	924	47'877	76%	99%	700
Average		99 / 00	969	1'010	51'277	74%	99%	750
A9 Inverter Type B	136.8	1999	1'014	1'094	94'146	63%	98%	688
2000			925	916	81'765	65%	97%	598
Average		99 / 00	969	1'005	87'955	64%	97%	643

Table 4; Annual and average irradiation, energy produced, performance, availability and specific yield for the two inverter technologies used.

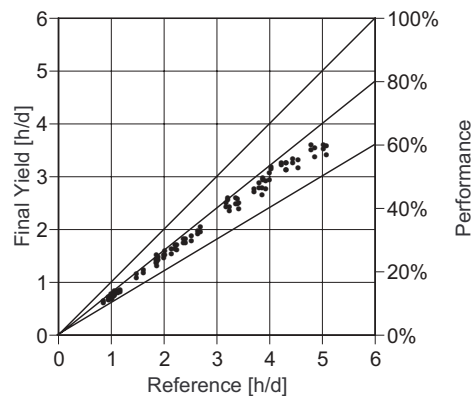


Figure 2; Performance for Type A inverter, monthly values over 24 months of operation.

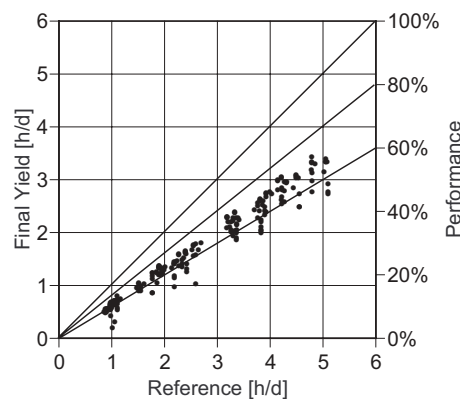


Figure 3; Performance for Type B inverter, monthly values over 24 months of operation.

Availability

The availability of the plant was estimated from the energy output of 360 recorded by supervision monitoring units. As these values represent only one sixth of all the modules the figures for the availability represent only a rough estimate.

Analytical monitoring

Of the four AC modules intensely monitored the ones near cabinet 2 and cabinet 8 seemed to perform as expected and the recorded values can be used as a reference for the whole plant. With all the malfunctioning rectified now it can be estimated that the energy produced in the future at an irradiation of 1000 kWh/m² will be around 163'000 kWh and the annual specific yield 795 kWh/kWp.

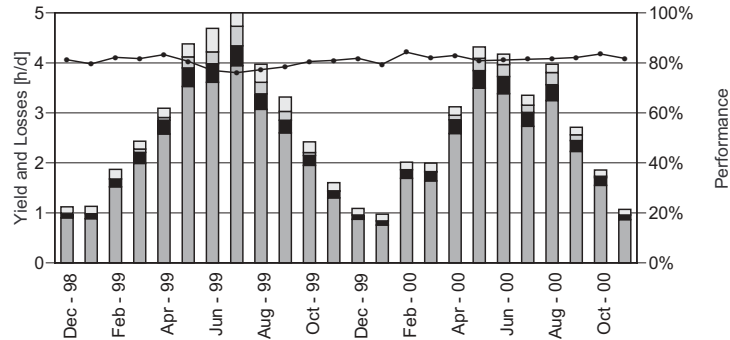


Figure 4; Yield and losses and performance, analytical monitoring, inverter type A, near cabinet 2.

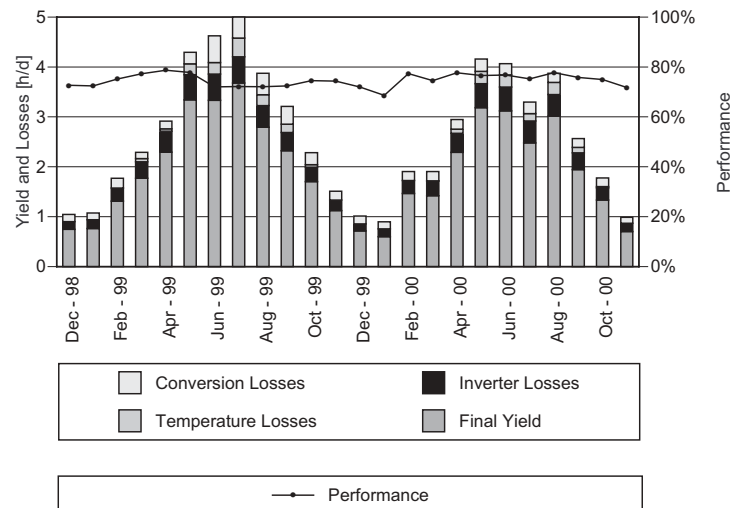


Figure 5; Yield and losses and performance, analytical monitoring, inverter type B, near cabinet 8.

		Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU at P ₀ 205 KWp kWh	Performance PR	Specific Yield kWh / kWp
A9	Inverter	1999	988	1'072	174'128	79%	849
	Type A	2000	914	933	156'575	82%	764
	Average	99 / 00	951	1'002	165'352	80%	807
A9	Inverter	1999	988	1'034	157'268	74%	767
	Type B	2000	914	894	139'158	76%	679
	Average	99 / 00	951	964	148'213	75%	723
A9	Inverter	1999	988	1'047	162'888	76%	795
	Type A 1/3	2000	914	907	144'963	78%	707
	Type B 2/3	99 / 00	951	977	153'926	77%	751

Table 5; Irradiation, energy produced, performance and specific yield for the two inverter technologies used, data from analytical monitoring and energy produced calculated to P₀ = 205 kWp.

Final costs

The final cost of the PV-plant without the monitoring system is 10.92 EUR/W. Compared to two earlier Swiss 100 kWp soundbarrier PV-projects built in 1989 and 1995 (Table 6) the final costs of A9 plant are considerably lower. A conversion factor of 1.5 CHF / EUR was used without any other corrections.

	A9 NL 205 kWp 1997			A2 CH 104 kWp 1995			A13 CH 104 kWp 1989		
	EUR	EUR / W	%	EUR	EUR / W	%	EUR	EUR / W	%
Modules				528'241	5.08	42.0%	554'667	5.33	32.8%
Inverter				81'235	0.78	6.5%	152'667	1.47	9.0%
PV-system	1'744'544	8.50	77.9%	609'475	5.86	48.5%	707'333	6.80	41.8%
Grid connection	146'718	0.72	6.6%						
Realisation ENW	111'176	0.54	5.0%						
Advice partners	161'138	0.79	7.2%						
Engineering				173'333	1.67	13.8%	272'000	2.62	16.1%
Other costs	76'393	0.37	3.4%	473'547	4.55	37.7%	712'667	6.85	42.1%
Final costs	2'239'970	10.92	100.0%	1'256'356	12.08	100.0%	1'692'000	16.27	100.0%
Monitoring system	154'803	0.75	6.9%	33'300	0.32	2.7%	93'333	0.90	5.5%

Table 6; Final costs of the A9 project in comparison to other noise barrier projects in Switzerland.

6. Comparison to other motorway projects (by TNC)

A comparison of the performance to other PV-soundbarrier projects in southern Germany and Switzerland is shown in Table 7. For all the projects the monitored data for the first two years of operation, where available, was used. All the other highway projects, with the exception of the 104 kWp A2 CH project, show a lower than expected energy output in the first year of operation. In these projects, like on the A9 project, new technology was implemented and required some initial fine tuning. Because of the large number of inverters at the A9 plant more time was required to make all the adjustments needed. Because of the different geographical locations of the these plants a direct comparison of the absolute operational data is not possible.

Plant	Nominal Power P ₀ kWp	Period	Irradiation H kWh / m ²	H _i kWh / m ²	Energy to Grid ETU kWh	Performance PR	Availability	Specific Yield kWh / kWp
A9 NL	205	1999	1'014	1'095	148'822	66%	98%	725
		2000	925	919	129'643	69%	98%	632
		first 2 Year Average	969	1'007	139'232	67%	98%	679
MW DE	9.1	97 / 98	1'191	1'301	7'703	65%	83%	844
A2 CH	104	1996	1'142	1'124	91'461	78%	97%	877
		1997	1'000	1'152	101'111	84%	99%	969
		first 2 Year Average	1'071	1'138	96'286	81%	98%	923
A13 CH	104	1990	1'253	1'436	84'151	56%	74%	809
		1991	1'277	1'422	114'785	78%	98%	1'104
		first 2 Year Average	1'265	1'429	99'468	67%	86%	957

Table 7; Irradiation, energy produced, performance, availability and specific yield, the A9 project in comparison to other noise barrier projects in Switzerland and Germany.

7. Conclusion

With an energy production of 148'821 kWh in 1999 and 129'642 kWh in the year 2000 the plant produced 90 % respectively 80 % of the estimated energy. With all the faults of the inverters rectified it can be estimated that in the future the plant will produce almost the expected amount of energy of 164'000 kWh.

Due the research work carried out at the A9-plant by the working group consisting of Shell, ECN, Ecofys, ENW and others future applications of the NKS and Mastervolt inverters will benefit from the lesson learned at this project. For example at the Nieuwland 1 MW PV project in Utrecht the experience gained by the A9 working-group was already implemented.

8. References

- [1] E. Visser,
Large scale integration of AC PV modules into a noise barrier along a highway near Amsterdam;
Interim Technical Report No. 1 to 6;
NUON, Sept. 1997 to Sept. 2000
- [2] N.J.C.M. van der Borg, M.J. Jansen,
Photovoltaic noise barrier at the A9-highway in The Netherlands:
Results of the monitoring programme;
ECN, February 2001.
- [3] 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, Italy 1991/92.
- [4] L. Clavadetscher, Th. Nordmann,
100 kWp Gridconnected PV Plant A13 in Switzerland - 10 Years and 1'000'000 kWh Later;
Paper: [786] OC5/2;
16th European Photovoltaic Energy Conference, Glasgow, May 2000.
- [5] Th. Nordmann et al.,
Integrated PV Noise barriers: Six Innovative 10 kWp Testing Facilities,
A German/Swiss technological and economical success story!;
pp 2460 - 22490,
2nd world conference and exhibition on PV-solar energy conversion;
Vienna, Austria, July 1998.
- [6] 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.

Publications

- [7] C.W.A. Baltus et al,
A photovoltaic data acquisition program for supervision monitoring of a large number of AC-modules;
pp 2360 - 2363;
2nd world conference and exhibition on PV-solar energy conversion;
Vienna, Austria, July 1998.
- [8] N.J.C.M. van der Borg,
A traffic noise barrier equipped with 2160 AC-Modules,
Paper: VD2.22;
16th European Photovoltaic Energy Conference;
Glasgow, Mai 2000.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 32404
Contract Number: 72281

Project Title: SOLARSAIL Münsingen

Abstract:

The Solarsail in Münsingen, between Bern and Thun is a solar art project and one of the most spectacular solar power plants in the world. The sail is 22 meters high with a surface of 90 m². The aim was to build an extraordinary plant to show people the beauties of solar energy.

Starting in the psychiatric center of Münsingen the project got the support of the community of Münsingen. The canton of Bern and the Swiss federal office of energy were also persuaded to support the project. Additionally three big Swiss companies and more than 30 private persons support the project financially. The opening ceremony took place on August 15th. Since then the power plant works perfectly.

You have to visit the Solarsail to get the right impression – when you stand in front of it you realise how big it is. Take your time to see how the colors of the PV-panels change during the day. And when the sun sets you can see the deep blue panels against the evening sky. It's a quiet place – the Solarsail place. And while you are admiring the architecture you have a lot of time to read the well designed information board and to follow the electronic display. You probably also have time to think about our energy consumption and the beautiful alternatives we do have today.

Wouldn't it be a nicer world with a billion Solarsails producing our energy? Without noise, without pollution, without risk.

Visit the Solarsail and tell us what you think about it.
You might agree with one of our friends who said: "It's just gorgeous!"

Duration of the Project: March 1999 - September 2000

Responsible for the project: Verein Sonnensegel

Reporting on the project: Stephan Kormann

Address: Verein Sonnensegel, 3110 Münsingen
Secretary of the Verein:
Stephan Kormann, Bürenstrasse 45, 3007 Bern

Telephone: ++41 31 720 83 05

Fax: ++41 31 720 88 00

http://www.solarsail.ch

E-mail:solarsail@gmx.ch

1. Einleitung

Das Sonnensegel in Münsingen ist ein einmaliges Solar-Kunstwerk. Bei der Idee dieser Anlage stand die Kommunikation von Umweltanliegen im Vordergrund. Die Anlage sollte möglichst stark auffallen und gut sichtbar wie möglich sein. Der Standort nahe der Bahnlinie Bern - Thun, wo die internationalen Züge ICE nach Berlin und Cisalpino nach Mailand verkehren war zentral. Die Sichtbarkeit der Anlage bestimmte deren Ausgestaltung. Die Segelform entstand aus einer Idee des Architekten Peter Schürch (Halle 58 Architekten, Bern). Jedes Spezialteil dieser einmaligen Anlage wurde speziell gefertigt. Alle PV-Module, insbesondere die speziell zugeschnittenen PV-Randteile, die dem Segel seine wunderschöne Form geben, wurden von der Firma Atlantis Solar Systeme AG in ihrer Fabrikationsstätte in Härkingen für uns hergestellt.

Das Bundesamt für Energie schreibt in ihrer Verfügung folgendes:

„Das Projekt Sonnensegel Münsingen wird durch die besondere Architektur der Anlage und dem gut frequentierten Standort Beachtung finden und für die Photovoltaik eine entsprechende Demonstrationswirkung erzielen. [...]“



2. Ziel der Arbeit

Mit dem Sonnensegel haben sich mehrere Akteure zusammengetan. Dies sind die Gemeinde Münsingen, die Psychiatrische Klinik Münsingen und der Verein Sonnensegel. Dabei werden folgenden Ziele verfolgt:



1. Mit dem Sonnensegel wollen die Psychiatrische Klinik Münsingen und die Gemeinde Münsingen ein unübersehbares Zeichen für einen schonenden Umgang mit unseren natürlichen Lebensgrundlagen setzen.
2. Die ästhetisch überzeugende Anlage will möglichst viele Menschen ansprechen. Dabei soll ihnen eine konkrete Anwendung zur aktiven Nutzung der Sonnenenergie - Photovoltaik - anschaulich näher gebracht werden.
3. Mit der Photovoltaik-Anlage soll umweltfreundlicher, nachhaltiger Strom ohne Emissionen erzeugt und den Einwohnern von Münsingen über die Ökostrombörse angeboten werden.

Ob und wie diese Zielsetzungen erreicht werden wird sich in den nächsten Jahren zeigen. Die ersten Erfahrungen sind sehr positiv und die Reaktionen vieler Menschen ist ermutigend.

3. Kenndaten der Anlage



Höhe: **22 Meter**

Fläche: **90 m²**

Leistung: **8.2 kWp**

Erwarteter jährlicher Stromertrag: **6'500 kWh**

Der Stromertrag ist zwar wichtig, weil unser Ziel auch die Produktion einer kleinen Menge umweltfreundliche Energie ist. Da aber die Demonstrationswirkung und die Signalwirkung im Vordergrund stehen, geht es nicht in erster Linie um die Stromproduktion. Sie ist sozusagen Mittel zum Zweck.

Zellentyp: Monokristalline Zellen der Firma Astropower

Wechselrichter: 2 Stück des Typs Convert 4000

4. Finanzierung des Projekts

Nur mit einer breit abgestützte Finanzierung konnte diese einmalige Anlage verwirklicht werden. Folgende Partner und Sponsoren ermöglichten die Realisation (in der Reihenfolge der Höhe ihres Beitrags):

- Einwohnergemeinde Münsingen
- Psychiatrische Klinik Münsingen
- Bundesamt für Energie
- Wasser und Energiewirtschaftsamt des Kantons Bern
- Genossenschaft EVK, Grosshöchstetten
- Novartis AG, Basel
- Winterthur Versicherungen, Direktion Bern
- Private Anteilscheinzeichner
- BKW FMB Energie AG, Bern

5. Projektinitianten

Um den Anliegen der Natur vermehrt Rechnung zu tragen, liess die **Psychiatrische Klinik Münsingen** 1997 ein Ökologiekonzept erarbeiten. Seit 1998 wird dieses unter Mitarbeit der Arbeitsgruppe "Mensch und Umwelt" umgesetzt. Dabei werden alle Klinikbereiche mit einbezogen - die Pflege, die geschützten Werkstätten, die Hotellerie, der technische Dienst, die Landwirtschaft und die angeschlossene Schule. Bereits konnten die Umweltbelastungen erheblich reduziert werden (Sanierung des Therapiebades, Anschluss der Schule an das Nahwärmenetz der Klinik, Sanierung der geschützten Werkstätten, Sonnenkollektoren für die Warmwasseraufbereitung in einem Wohnheim, ...). Gleichzeitig wurden die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mit gezielter Information für die Anliegen der Umwelt und einen bewussten Umgang mit Energie sensibilisiert.

Die **Gemeinde Münsingen** ist eine äusserst fortschrittliche Gemeinde. Neben der Auszeichnung als Velloville, erhielt die Gemeinde das Label Energiestadt. Letztes Jahr sorgte Münsingen für Aufsehen in den Medien mit ihrem Tempo-30-Versuch „Eile mit Weile“. Die Gemeinde Münsingen unterstützte das Projekt als erster Sponsor mit dem grössten Betrag, den wir überhaupt erhielten.

Der **Verein Sonnensegel**, Bauherr und Betreiber der Anlage wurde für die Realisation dieses Projekts gegründet. Sein weiter gefasster Zweckartikel zielt auf die Bekanntmachung von Sonnenenergie-Anwendungen und wenn möglich den Bau oder das Initiieren von weiteren Solarenergieanlagen.

6. Projektteam

Bauherr:	Verein Sonnensegel, 3110 Münsingen, Stephan Kormann, Sekretär, Bürenstrasse 45, 3007 Bern, Tel. ++41 31 372 19 80
Projektinitiant:	Psychiatrische Klinik Münsingen, 3110 Münsingen, Tel. ++41 31 720 83 05, Fax. ++41 31 720 88 00
Architekt:	Peter Schürch, Halle 58 Architekten, Hallerstr. 58, 3012 Bern, Tel. ++41 31 302 10 30, Fax. ++41 31 302 05 88
Bauingenieur:	Hubert Bittner, Stocker & Partner AG, Merzenacker 41, 3006 Bern, Tel. ++41 31 940 12 12, Fax. ++41 31 940 12 19
Photovoltaik:	Jörn Jürgens, Atlantis Solar Systeme AG, Lindenrain 4, 3012 Bern, Tel. ++41 31 200 32 80, Fax. ++41 31 300 32 90, www.atlantisenergy.com
Metallbau:	Gianpietro Taroni, Taroni Metallbau AG, Schloss Reichenbach, 3052 Zollikofen, Tel. ++41 31 911 20 88, Fax. ++41 31 911 01 16
Stahlseile:	Rudolf Lehmann, Jakob Drahlseilfabrik/Hanfseilerei, Dorfstrasse 34, 3555 Trubschachen, Tel. ++41 34 495 10 10, Fax. ++41 34 495 10 25

7. Nachhaltigkeit

Sozial

Das Projekt ist breit abgestützt und fand in der Bevölkerung schon in der Finanzierungsphase grosse Unterstützung. Die Realisierung starteten wir erst als die Finanzierung gesichert war, damit wir unsere Auftragnehmer und Lieferanten auch bezahlen können. Die Bezahlung ist fair, die Verträge sind im gegenseitigem Gespräch und Kompromissen entstanden. Und vielleicht das Wichtigste: Das Sonnensegel spricht Menschen an, macht Freude, polarisiert nicht, schafft ein günstiges Klima für erneuerbare Energien.

Oekologisch

Die Produktion von umweltfreundlichem Strom über eine Zeitspanne von mindestens 20 Jahren, vermutlich sogar 25 -30 Jahren entlastet die Umwelt - ein kleiner Betrag mit grosser Wirkung. Total erwarten wir einen Ertrag von über 120'000 kWh Strom in den ersten 20 Jahren. Noch wichtiger ist aber die Demonstration einer ästhetisch wunderschönen Anlage, die möglichst vielen Menschen Freude machen soll und aufzeigt, dass Zukunftstechnologien überall optisch gut integriert werden können - sogar in Kunstwerken.

Wirtschaftlich

Durch eine 100% Finanzierung mit Beiträgen à fonds perdu entstehen uns keine Kapitalkosten. Die gemeinhin als unwirtschaftlich bezeichnete Photovoltaik entsteht hier sozusagen zum Nulltarif. Da wir jedoch Unterhalt, Wartung, Versicherungen und Rückstellungen über mindestens 20 Jahre sicherstellen wollen, verkaufen wir den Strom an die Ökostrombörse der Gemeinde Münsingen. Damit finanzieren wir den laufenden Unterhalt und die verhältnismässig hohen Versicherungskosten.



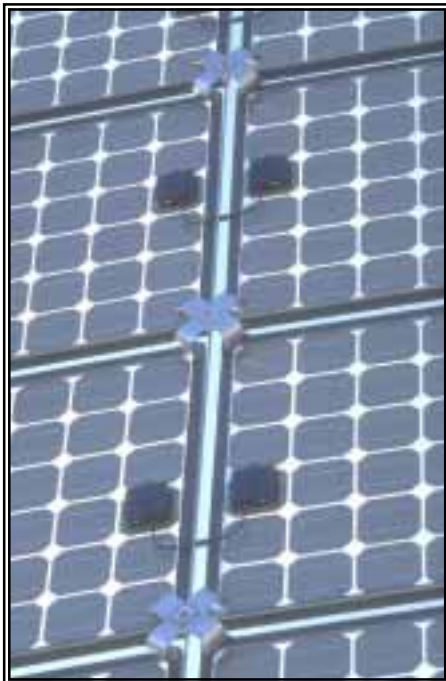
8. Technische Besonderheiten

Segel

Die Segelkonstruktion, eine Metapher für Bewegung und Leichtigkeit, bildet das Gerüst für die Photovoltaik-Panels. Hunderte von kleinen Photovoltaik-Zellen fangen Sonnenlicht auf und produzieren elektrische Energie. Dieser Prozess lässt sich anschaulich nachvollziehen und erklären. Mit durchscheinenden Glas-Panels wird die künstlerisch-leichte Anwendung von Photovoltaik unterstrichen. Die bläulich schimmernden Siliziumzellen verleihen dem Objekt eine Farbe, die sich je nach Sonnenstand immer wieder verändert.

Konstruktion

Um einen biegesteifen Mast zu erhalten, wurde als Basis eine Gitterstruktur gewählt. Die drei zusammenlaufenden Stahlrohre von je 220 mm Durchmesser und 22.00 m Höhe werden im Abstand von 1.00 m durch je eine Stahlplatte ausgefacht und zusammengehalten. Durch das am Mast befestigte gebogene Rohr von 135 mm Durchmesser erhält das Segel die gewölbte und dadurch stabile Form. Mit der Abspannung und Abdrehung des horizontalen Segelbaums wird die Wölbung ebenfalls definiert und festgehalten. Der Wirkungsgrad der Photovoltaik-Anlage wird durch die leichte Schrägstellung des Mastes erhöht. Horizontale und vertikale Seile übernehmen die Gewichte der Glasscheiben sowie die Windkräfte. Die Eckpunkte von jeweils vier Glasscheiben werden mit einer speziellen Feder aus Chromstahl auf die Seile zurückgebunden.



Photovoltaik-Panels

Für die Photovoltaik-Anlage werden sogenannte Glas/Folien-Lamine verwendet. Sie wurden für die verschiedenen Segmente des Sonnensegels speziell angefertigt. Als Trägermaterial dient gehärtetes Einscheiben-Sicherheitsglas (ESG), auf das die Solarzellen in einem speziellen Verfahren auflaminiert wurden. Monokristalline Solarzellen garantieren einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad.

Elektrische Verschaltung

Die im Sonnensegel eingesetzten Module sind untereinander zu Feldern verschaltet, indem jeweils benachbarte Module über ein Kabel verbunden wurden. Die Module jedes Felds sind wiederum untereinander in Serie geschaltet, d.h. der Plus-Kontakt eines Moduls ist mit dem Minus-Kontakt des Nachbarmoduls verbunden (Gleichstrom).

Netzanschluss, Stromzähler

Die beiden Wechselrichter vom Typ Convert 4000 sind über ein Kabel direkt mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Ein Stromzähler registriert den produzierten Strom, bevor er ins öffentliche Netz eingespeist wird.

9. Auszeichnungen/Preise

9.1 Innovationspreis prix eta+ 1999

Sonnensegel als Gewinner des Sonderpreises prix eta+ 1999

“Kunst macht Strom

Solarzellen seien hässlich, sagen viele. Stimmt nicht. Das beweist der Verein Sonnensegel in Münsingen. Auf dem Gelände der Psychiatrischen Klinik ist dort ein Kunstwerk der besonderen Art entstanden. Wie ein grosses, vom Wind geblähtes Segelschiff glänzt die Skulptur mit immerhin 22 Metern Gesamthöhe in der Sonne. Die Konstruktion ist aber nicht nur ästhetisch, sie ist auch energetisch sinnvoll, denn die Wölbung verhilft zu einer Verbesserung des Wirkungsgrades. Bei einer geschätzten Lebensdauer von mindestens 20 Jahren wird die Skulptur insgesamt rund 100000 Kilowattstunden Strom in das Netz einspeisen, der dann an der Ökostrombörse Münsingen von umweltbewussten Menschen gekauft werden kann.

Das Projekt Sonnensegel wurde im Wesentlichen von der Gemeinde und der Psychiatrischen Klinik finanziert. Für die Initianten steht aber nicht nur die Stromproduktion an sich im Vordergrund. Vielmehr wollen sie mit der Skulptur der Photovoltaik ein Denkmal im wahren Sinne des Wortes setzen: sie soll möglichst vielen Menschen Freude machen und aufzeigen, dass Zukunftstechnologien optisch gut integriert werden können - sogar in Kunstwerke.

Der Sonderpreis der Jury geht an den Verein Sonnensegel Münsingen, Roland Kormann Preisträger Präsident Verein Sonnensegel Münsingen“

Würdigung der Jury: Die Verbindung von Kunst und Energieerzeugung ist in diesem Fall in einzigartiger Weise gelungen. Neben der Stromerzeugung wird insbesondere die Signalwirkung der Anlage gewürdigt.



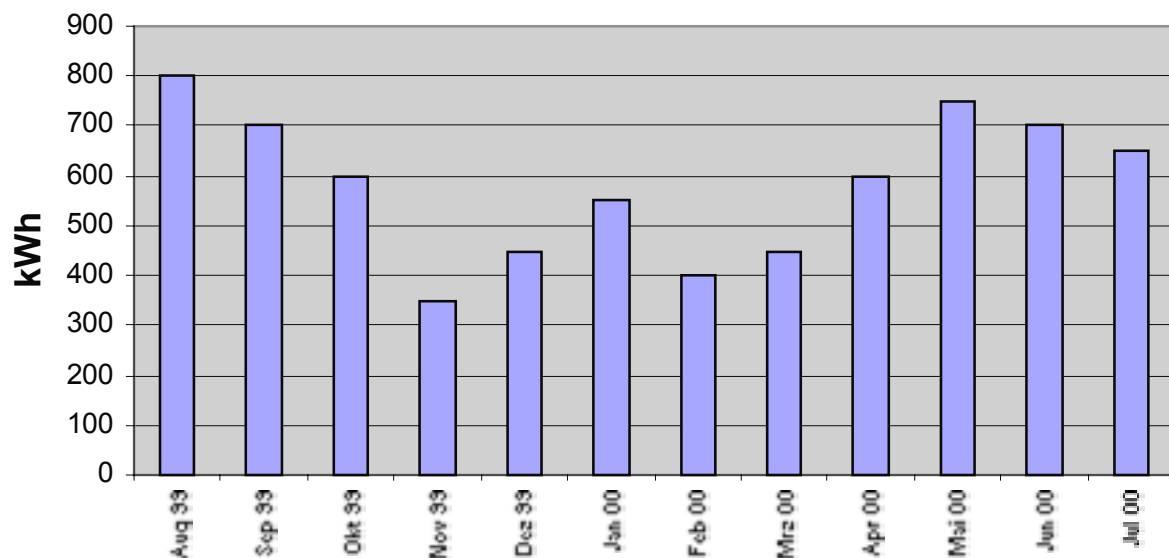
9.2 Design Award Photovoltaic

Im Mai dieses Jahres durften wir an der 16th European PV Solar Energy Conference and Exhibition in Glasgow den Design Award 'Photovoltaic in the built environment' entgegennehmen, der von der International Energy Agency vergeben wurde.

10. Energieertrag 1999-2000

Sonnensegel Münsingen

Jahresertrag August 1999- Juli 2000

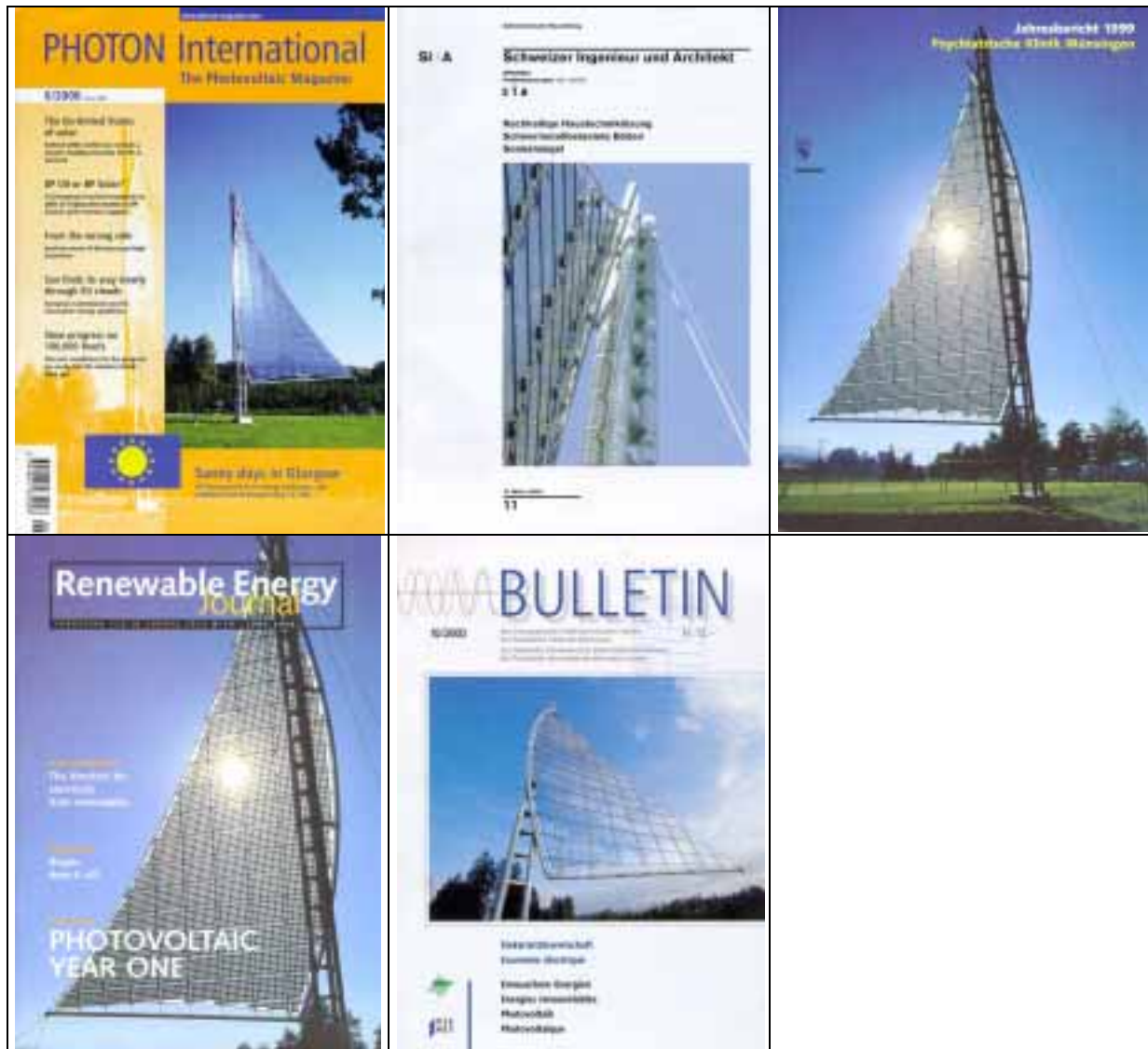


Das Sonnensegel hat im ersten Betriebsjahr (August 1999 – Juli 2000) total rund 7'000 kWh Strom produziert. Dies liegt deutlich über den konservativen Erwartungen von 6'200 kWh, die der Solarpanel-Hersteller angegeben hat. Der Ertrag ist äusserst erfreulich, hatten wir doch dieses Jahr einen miserablen Juli mit überdurchschnittlich viel Regen und bewölkten Tagen. Wir korrigieren unsere Erwartungen für die nächsten Jahre neu auf 6'500 kWh pro Jahr.

Das Sonnensegel produzierte ohne nennenswerte Unterbrüche. Das einschneidendste Ereignis war der Sturm LOTHAR, der am Stephanstag 1999 über die Schweiz hinwegzog und eine Spur der Verwüstung hinterliess. Während in der Umgebung des Sonnensegels mehrere Bäume entwurzelt und geknickt wurden, überstand das Sonnensegel den Orkan ohne grössere Beschädigungen. Lediglich einige Stahlkabel wurden überdehnt und mussten im Verlauf des Frühlings kontrolliert und nachgezogen werden. Dass das Sonnensegel dieser ausserordentlichen Windbelastung standhielt ist der Verdienst einer exzellenten Zusammenarbeit eines professionellen Teams von Architekten, Statikern, Metallbauern und Stahlseil-Profis. Die ausgeklügelte Konstruktion mit den Chromstahlfedern zwischen den Stahlseilen und den Solarpanels hat sich bewährt. Die eingesetzten Stahlseile der Firma Jakob aus Trubschachen zeigten gleichzeitig ihre international bekannten guten Eigenschaften.

Das Feedback von Besuchern des Sonnensegels, von Mitarbeitenden des Psychiatriezentrums, von Besuchergruppen, Bürgern von Münsingen aber auch Besuchern unserer eigens für das Sonnensegel erstellten website ist durchwegs positiv. Wir dürfen ohne falsche Bescheidenheit davon ausgehen, dass wir unser Ziel mit diesem Projekt erreicht haben.

11. Publikationen



ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 32405
Contract Number : 72282

Project Title : Amburnex Solar Farm (3 kWp)

Abstract :

This project could not be finished in 2000 as initially planned, mainly due to lack of human resources and delays in PV panels delivery.

However, the mobile van equipped with batteries, inverter, charger and control unit has been fully tested over a short period of 3 weeks. The batteries were then loaded by a small portable generator operated by the control unit.

In 2001, it is planned to build a shelter for this mobile van, the roof of which will be made of PV panels.

Duration of the Project : 1st April 1999 – 15 December 2002

Responsible for the project : FAVRE Pascal
Reporting on the project : FAVRE Pascal
Address : Service Energie SIL
Route de Genève 52
1004 Lausanne

Telephone : 021/315.87.12

Fax : 021/315.80.15

<http://www.lausanne.ch/energie>

Email : pierre-pascal.favre@lausanne.ch

Ferme solaire des Amburnex

Introduction

Le collaborateur principalement en charge de ce projet ayant quitté le service de l'énergie au printemps 2000, ce n'est qu'à partir d'août que les activités prévues ont pu véritablement démarrer.

A ce contretemps s'est rajouté des problèmes de délais de la part du fournisseur de panneaux. En effet, bien que les 70 panneaux photovoltaïques (VLX53 de BP Solarex) aient été commandés en début d'année, ils ne nous sont parvenus que dans le courant de septembre.

Travaux effectués en 2000

1) Préparation de l'eau chaude sanitaire (ECS)

Jusqu'à ce jour, l'eau chaude pour les occupants de la ferme et pour le nettoyage des ustensiles de la traite et de la fromagerie était entièrement préparée électriquement à partir de la génératrice diesel.

Cette prestation représentant à elle seule le 60% de la consommation annuelle de la ferme des Amburnex il a été décidé d'assurer cette production d'ECS à partir de bois, énergie renouvelable et disponible en quantité sur place.

Pour ce faire une cuisinière à bois, TIBA modèle 670S, équipée d'un élément de chauffe de 4,5 kW pour l'alimentation d'un boiler de 300 litres est venue remplacer l'ancien potager à bois ainsi que le boiler électrique.

2) Agencement de la remorque photovoltaïque

Notre choix s'est porté sur une remorque double-essieu dont les dimensions du plateau sont de 410 x 204 cm.. Au centre de cette remorque un bac contenant les 24 accumulateurs 2V 1200 Ah (à faible entretien) a été installé.

A l'avant de la remorque se trouvent les 3 onduleurs SI 2348 ainsi que le tableau électrique avec l'automate programmable qui permet la gestion de l'ensemble du système, ainsi que l'acquisition des données.

A l'arrière de la remorque est placé le chargeur Titan 48/50 pour les batteries, ainsi que l'armoire de connexion pour les panneaux photovoltaïques. Fixée sur le côté de la remorque une génératrice de 2,5 kVA à essence permet de pallier à toute déficience de la production photovoltaïque.

3) Concept et schémas pour abri remorque

En utilisation courante, cette remorque sera placée à proximité de la ferme des Amburnex, à l'abri sous un auvent dont la toiture sera constituée par les modules photovoltaïques. Dans le courant de l'année 2000 les schémas complets de la charpente métallique ainsi que la préparation du soubassement ont été achevés.

Tests effectués en 2000

Outre la production d'eau chaude sanitaire à partir de la cuisinière à bois, il a été possible sur une courte période de 3 semaines de tester le bon fonctionnement de tous les éléments de la remorque. Pour ce faire, la charge des batteries était assurée par la génératrice à essence.

Travaux à effectuer en 2001

Dès la fin de l'hiver, l'abri pour la remorque sera construit et les modules photovoltaïques installés de manière à ce que toute l'installation soit opérationnelle à la mi-mai lors de la montée à l'alpage.

Une surveillance à distance via modem permettra également le suivi en temps réel du fonctionnement de ces équipements.

Les pages suivantes donnent quelques impressions concernant la remorque et le système de montage pour les modules.

REMORQUE PHOTOVOLTAÏQUE DE L'ALPAGE DES AMBURNEX :



Timon et armature



Stock de batteries (vue de face)



Stock de batteries (vue de profil)



Monitoring et réglage



Onduleurs



Génératrice et chargeur

Direction des S.I. - Service de l'Energie - Ville de Lausanne

Chalet Les Amburnex - Col du Marchairuz - Panneaux solaires

Cadre en aluminium pour panneaux solaires - dim. 3856 x 2144 mm

Vue d'ensemble



Vue d'ensemble



Vue d'ensemble



Essai de levage du cadre



Essai de levage du cadre



Traverse centrale



Boucle de levage



Détail angle du cadre alu (dessous)



Détail du panneau solaire (dessous)



Détail du panneau solaire (dessus)



ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 32'990
Contract Number: 72'908

Project Title: 27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen - Plant Monitoring

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 insulating 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 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 2000 the one-year measuring campaign was continued and completed. In the total period the installation produced 16'070 kWh, or 683 kWh/kWp, based on the adjusted (measured) nominal power of the modules. The cell temperatures showed high values in summer of up to 85.4 °C and a yearly weighted average temperature of 52.9 °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 in the first year. There was one interruption of 12 days, when the plant stopped after a grid fault and no trained operator was there.

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 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 data acquisition campaign is fully financed by the Swiss Federal Office of Energy.

Duration of the Project: April 1999 to February 2001 (measuring programme)

Responsible for the project: Th. Nordmann
Reporting on the project: M. Dürr, A. Frölich, Th. Nordmann
Address: TNC Consulting AG
Seestrasse 141
8703 Erlenbach

Telephone: 01 / 991 55 77

[http:// www.tnc.ch](http://www.tnc.ch)

Fax: 01 / 991 55 87

Email: mail@tnc.ch

1. Projektziele 2000

Im Juli 1999 war die Anlage fertiggestellt und in Betrieb genommen worden. Die Messeinrichtung liefert seit Anfangs August 1999 zuverlässige Daten. Die Projektziele für das Jahr 2000 umfassten:

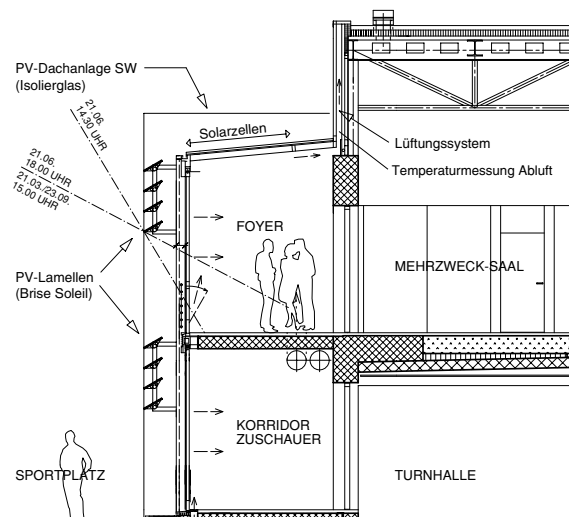
- Kontinuierliche Messung
- Installation eines Anzeigetableaus beim Haupteingang
- Datenauswertungen bzgl. Ertrag, Einfluss Temperaturen, Abschattungseffekte
- Erstellung des Schlussberichtes

2. Beschreibung der Anlage

Die Anlage ist im BFE-Jahresbericht 1999 detailliert beschrieben [1]. Hier werden nur die wesentlichen Eigenschaften kurz wiederholt, um auch ohne diesen Jahresbericht eine Dateninterpretation zu ermöglichen.

		Dachanlage		PV-Beschattungs-anlage
		PV-Isoliergläser SW-Seite	PV-Isoliergläser SO-Seite	Glas/Glas-Lamine
Ausrichtung (Südabweichung)		221°	131°	221°
Neigung		5°	5°	30°
Anzahl Module	Stk.	50	14	224
Modulhersteller		Saint-Gobain Glass Solar	Saint-Gobain Glass Solar	Saint-Gobain Glass Solar
Anlagenfläche	m²	108	36	184
Anlagenleistung	kW	9.35	3.06	11.12
Wechselrichtertyp		Convert 4000 Solar Fabrik	SunnyBoy 1500 SMA	SunnyBoy 2000 SMA
Hersteller				
Anzahl	Stk.	3	2	6
Gesamtfläche	m²	328		
Gesamtleistung	kW	23.5		

*Tabelle 1:
Anlagedaten
(korrigierte Werte
aufgrund TÜV-
Labor-Messung)*



Abbildungen 1 und 2:

Aussenansicht des Turnhallentraktes Kantonsschule Stadelhofen mit der PV-Beschattungsanlage (Brise Soleil). Im Hintergrund ist das Hauptgebäude der Kantonsschule Hohe Promenade sichtbar. Der Schnitt durch die SW-Fassade zeigt die Anordnung der PV-Lamellen und der PV-Isolierverglasung (Dachanlage SW). Die Dachanlage, welche gegen SO weist, ist in dieser Zeichnung nicht dargestellt. Sie entspricht der Geometrie weitgehend der SW-Anlage, ist aber kürzer.

3. Projektstand

Das Projekt wurde im Berichtsjahr abgeschlossen.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse

Chronologie

29. Juli 1999	Inbetriebnahme PV-Dachanlage und Beschattungsanlage Inbetriebnahme Messeinrichtung
Ende August 1999	Mutwillige Beschädigung einer PV-Beschattungslamelle Bis zur Auswechslung der betroffenen Lamelle wurde der String F6 ausgeschaltet (Dauer ca. 5 Wochen)
16.9. bis zum 23.9.1999	Referenzzelle SO defekt (vermutlich bei Verglasungsarbeiten beschädigt)
1. Oktober 1999	Solarpreis-Verleihung in Biel
1. November 1999	Die Schule bezieht den sanierten Turnhallentrakt
16.2.2000	Eprom gewechselt bei allen Convert-Wechselrichtern (neue Software)
21.3.2000	Montage und Inbetriebnahme des Anzeigetableau
30.3.2000	Einweihungsfeier des Bauwerkes durch den Kanton Zürich [3]
27.4. bis 9.5.2000	PV-Anlage sowie ein Teil der Messeinrichtung nicht in Betrieb weil der Netz-Kuppelschalter ausgeschaltet war (siehe nachfolgender Abschnitt)

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.

Betrieb der Messeinrichtung

Die Messdaten sind seit dem 7.8.99 lückenlos vorhanden. Dank der Batteriepufferung der Datenerfassung verursachte der obengenannte Netunterbruch keinen Datenausfall. Einzig die Einstrahlungswerte der Dachanlage Südwest sowie die Zellentemperatur konnten während dieser Zeit nicht erfasst werden.

5. Wesentliche Resultate 2000

Nach Abschluss der Messkampagne im Sommer 2000 wurden die kontinuierlich erfassten Daten in Bezug auf die gesetzten Fragestellung untersucht. Die wesentlichen Resultate sind hier zusammengefasst.

5.1 Ertrag Gesamtanlage

Der Ertrag der Gesamtanlage wurde als Summe der drei Teilanlagen Dach SW, Dach SO und BriseSoleil erfasst. Werden die 800 kWh addiert, welche schätzungsweise im Betriebsausfall im Mai verloren gegangen sind, werden die Erwartungen übertroffen. Der Vergleich mit der effektiv vorhandenen Strahlung zeigt aber, dass die Strahlung in Zürich (Referenz: Techn. Berufsschule Zürich) in der erfassten Periode leicht überdurchschnittlich war.

Monat	Prozentanteil nach Meteonorm 97	Erwarteter Ertrag	Gemessener Ertrag	Mehrertrag gegenüber den Erwartungen
September '99	9.8%	1'611	1'603	-0.5%
Oktober '99	5.6%	918	1'047	14.0%
November '99	2.6%	427	387	-9.4%
Dezember '99	2.1%	339	384	13.2%
Januar '00	2.6%	425	475	11.9%
Februar '00	4.4%	716	816	14.0%
März '00	7.7%	1'267	1'502	18.5%
April '00	10.4%	1'703	1'702	-0.1%
Mai '00	12.7%	2'079	1'581	-23.9%
Juni '00	13.2%	2'153	2'393	11.2%
Juli '00	15.1%	2'477	2'000	-19.3%
August '00	13.7%	2'244	2'180	-2.8%
Jahr	100%	16'360	16'070	-1.8%

*keine Daten zwischen 26.4 - 9.5 wegen Netzausfall

Tab. 2: Ertrag der Gesamtanlage

	MN95 kWh/m2	TBZ kWh/m2	Strahlungsmehrangebot gegenüber der Meteonorm 95
September '99	100.0	106.1	6.1 %
Oktober '99	58.0	59.9	3.2 %
November '99	27.0	26.8	-0.8 %
Dezember '99	20.0	23.8	18.9 %
Januar '00	26.0	28.6	10.0 %
Februar '00	44.0	44.5	1.1 %
März '00	83.0	85.3	2.8 %
April '00	114.0	123.4	8.3 %
Mai '00	148.0	158.7	7.2 %
Juni '00	155.0	189.5	22.3 %
Juli '00	171.0	119.4	-30.1 % *
August '99	144.0	137.4	-4.6 % *
Jahressumme	1'090.0	1103.4	1.2%

* Datenausfall TBZ während ca. 5 Wochen. Die Werte sind extrapoliert.

Tab. 3: Global-Strahlung während der Berichtsperiode, gemessen bei der PV-Anlage der Technischen Berufsschule Zürich TBZ. Verglichen mit der Meteonorm-Prognose für Zürich ergibt sich ein kleines Mehrangebot. Die Extrapolation beim Datenausfall Juli/August 2000 bewirkt zudem eher eine Unterschätzung, da die zweite Julihälfte sonniger war als die erste.

Periode	PV-Produktion	Verbrauch Kantonsschule	Anteil PV am Gesamtverbrauch	Rücklieferung brutto
	kWh	kWh	%	kWh
IBS - 30.6.00	14'085	89'988	15.7%	910
1.11.99 - 30.6.00	9'155	76'926	11.9%	62
1.11.99 - 3.3.00	2'152	38'528	5.6%	4

(1.11.99: Bezug der Schule, IBS=Inbetriebsetzung 30.7.99)

Tab. 4: Vergleich der PV-Produktion mit dem Gesamtstromverbrauch der Gebäudes. Die Brutto-Rücklieferung ist die Strommenge, welche effektiv ins EW-Netz geliefert wurde, der Rest wurde direkt im Gebäude verbraucht.

5.2 Erträge der einzelnen Anlageteile

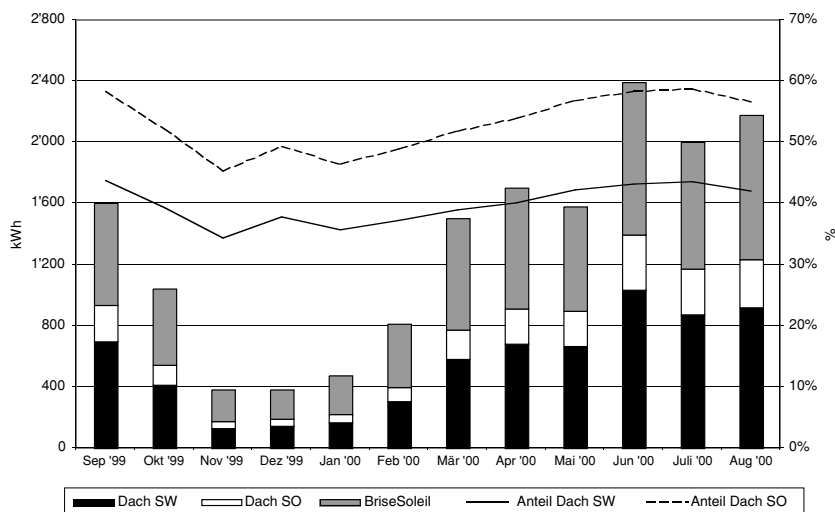


Abb. 3: Erträge der einzelnen Anlageteile

5.3 Erträge der Dachanlage SW

Aus finanziellen Gründen war eine vollständige Instrumentierung aller Anlageteile nicht möglich. Die Dachanlage besitzt durch die eingesetzten Isolierglasmodule einen höheren Innovationsgrad als die BriseSoleil-Anlage. Die drei Arrays, welche je mit einem Inverter ausgerüstet sind, wurden deshalb auf der DC-Seite einzeln und auf der AC-Seite gesamthaft ausgemessen.

Der normierte Ertrag ist in Tab. 6/ 7 und in Abb. 4 dargestellt. Er entspricht den Erwartungen sehr genau.

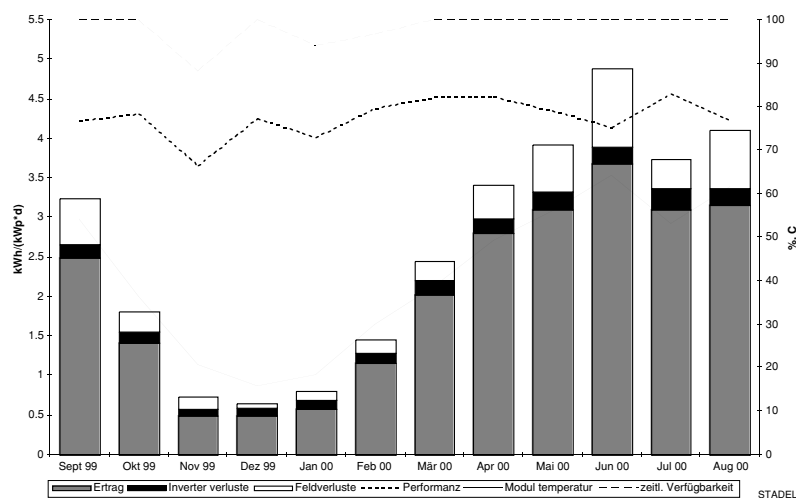


Abb. 4: Normierter Ertrag der detailliert ausgemessenen Dachanlage SW

Die Strahlungsmessung der Isolierglasmodule des SW-Daches erfolgt mit einer einzigen Referenzzelle, welche in der Mitte des oberen Randes der Modulreihe angebracht ist. Damit ist der Sensor häufiger beschattet als das Feld. Dies führt speziell in den Morgenstunden dazu, dass die PR zu hoch gemessen wird (im Extremfall sogar über 100%). In der Jahressumme muss davon ausgegangen werden, dass die Performance durch die überdurchschnittliche Abschattung der Referenzzelle leicht überwertet wird.

Die Dachanlage besitzt eine Neigung von nur 5°. Damit besteht eine gewisse Befürchtung, dass die Module durch den Regen ungenügend gereinigt werden. Der Effekt konnte im ersten Betriebsjahr nicht beobachtet werden. Der Verschmutzungsgrad muss aber weiter im Auge behalten werden.

5.4 Zellentemperaturen der Dachanlage SW

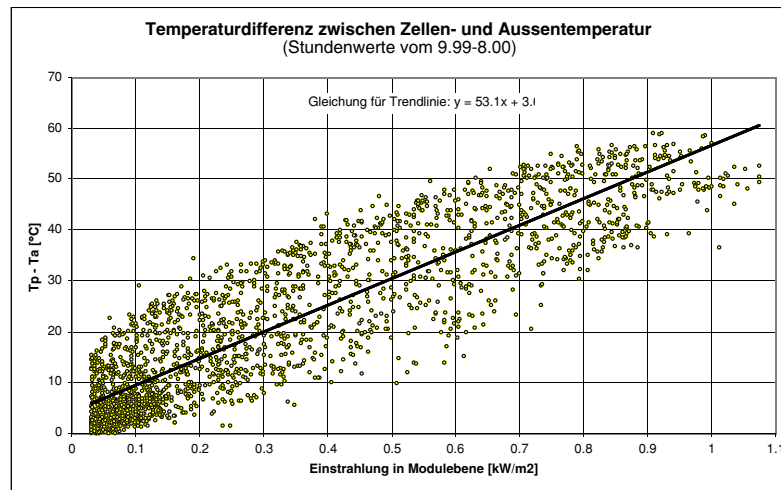


Abb. 5: Die Temperaturerhöhung Zellen-Aussentemperatur

	Zellentemperaturen		Abschätzung des Temperatureinflusses auf den Ertrag			
	Tp, Maximalwert [°C]	Tp, gewichtet mit Gi [°C]	Ertrag [kWh]	Ertrag bei Tcell 25° [kWh]	Differenz [kWh]	
September '99	73.3	55.7	607	704	97	16.0%
Oktober '99	59.3	37.0	364	385	21	5.8%
November '99	44.4	18.5	122	119	-3	-2.5%
Dezember '99	33.3	14.6	137	131	-6	-4.4%
Januar '00	35.5	17.8	145	141	-4	-2.8%
Februar '00	54.3	30.8	251	259	7	3.0%
März '00	64.8	41.7	455	491	37	8.1%
April '00	75.5	53.1	513	586	73	14.2%
Mai '00	81.5	60.2	498	590	91	18.3%
Juni '00	85.4	67.9	782	967	185	23.6%
Juli '00	84.0	56.3	662	768	106	16.0%
August '00	81.9	65.8	687	840	154	22.4%
Jahr	85.4	52.9	5'224	5'982	758	14.5%

*keine Daten zwischen 26.4 - 9.5 wegen Netzausfall

Tab. 5: Maximale Zellentemperaturen und berechneter temperaturbedingter Feldverlust. Stundenwerte am Morgen wurden nicht berücksichtigt, da dann das Feld in der Regel ungleichmässig beleuchtet ist (Abschattung durch Wand).

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.

Die gemessenen Temperaturen sind tatsächlich viel höher als bei anderen Anlagen. Maximale Werte von bis zu 85° und gewichtete Monatsmittelwerte von bis zu 68° C wurden gemessen. Der gewichtete Jahresmittelwert beträgt 52.9 °C, was um etwa 15° C höher ist als bei gut hinterlüfteten Anlagen.

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%.

5.5 Normierte Auswertung

Die Daten der Dachanlage SW sind als normierte Werte in den Tabellen 6 und 7 und in Abbildung 4 dargestellt.

STADEL 9.35 [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]
1999	2'928	0.33	0.02	1'069	195	10.0	1'530	1'388	0	1'388		1'388	1'388
2000	5'854	0.67	0.01	2'724	708	13.3	5'639	5'231	0	5'231		5'231	6'619
Aug. 99...Nov. 00	total			3'793						6'619		6'619	6'619
mittel	4'391	0.50	0.01	1'897	451	11.6	3'584	3'310	0	3'310		3'310	

Aug. 99													
Sept. 99	720	1.00		347	98	18.8	746	700		700		700	700
Okt. 99	744	1.00		303	56	12.0	452	411		411		411	1'111
Nov. 99	720	1.00	0.12	206	21	4.8	159	133		133		133	1'244
Dez. 99	744	1.00		213	20	4.4	173	145	0	145		145	1'388
1999	2'928	0.33	0.02	1'069	195	10.0	1'530	1'388	0	1'388		1'388	

Jan. 00	744	1.00	0.06	232	25	2.6	200	170		170		170	1'558
Feb. 00	696	1.00	0.03	247	41	6.2	337	304		304		304	1'862
Mär. 00	744	1.00		331	76	8.4	639	586		586		586	2'448
Apr. 00	720	1.00		323	89	12.5	729	683		683		683	3'130
Mai. 00	744	1.00		319	90	17.4	715	668		668		668	3'799
Jun. 00	720	1.00		433	147	20.1	1'094	1'032		1'032		1'032	4'831
Jul. 00	742	1.00		434	112	17.9	947	871		871		871	5'702
Aug. 00	744	1.00		405	128	20.9	978	917	0	917		917	6'619
Sept. 00													6'619
2000	5'854	0.67	0.01	2'724	708	13.3	5'639	5'231	0	5'231		5'231	

STADEL 9.35 [kWp]	Y r [kWh/(kWp*d)]	Y a [kWh/(kWp*d)]	Y f [kWh/(kWp*d)]	L s [kWh/(kWp*d)]	L c [kWh/(kWp*d)]	PR —	n Feld —	n Inv —	n tot —	Betr [%]	Feld [%]	Tp b [°C]	spez. Ertr. [kWh/kWp]
1999	1.61	1.35	1.23	0.13	0.26	0.76	0.073	0.907	0.066	98		42.8	148
2000	3.08	2.62	2.43	0.19	0.45	0.79	0.074	0.928	0.069	99		53.2	559
Aug. 99...Nov. 00													
mittel	2.34	1.99	1.83	0.16	0.36	0.78	0.074	0.918	0.068	99		48.0	354

Tab. 6 und 7: Normierte Auswertungen der Dachanlage SW für die Periode September 1999 bis August 2000.

Aug. 99						0.77	0.071	0.938	0.067	100		54.0	
Sept. 99	3.25	2.66	2.49	0.17	0.59	0.77	0.071	0.938	0.067	100		54.0	
Okt. 99	1.81	1.56	1.42	0.14	0.25	0.78	0.075	0.910	0.068	100		36.2	
Nov. 99	0.73	0.59	0.49	0.10	0.15	0.67	0.069	0.836	0.058	88		20.7	
Dez. 99	0.65	0.60	0.50	0.10	0.05	0.77	0.080	0.837	0.067	100		15.8	
1999	1.61	1.35	1.23	0.13	0.26	0.76	0.073	0.907	0.066	98		42.8	

Jan. 00	0.80	0.69	0.59	0.10	0.11	0.73	0.075	0.851	0.064	94		18.3	
Feb. 00	1.46	1.29	1.16	0.13	0.17	0.80	0.077	0.902	0.069	97		30.0	
Mär. 00	2.46	2.21	2.02	0.19	0.25	0.82	0.078	0.916	0.072	100		38.6	
Apr. 00	3.42	3.00	2.81	0.19	0.42	0.82	0.076	0.937	0.072	100		49.3	
Mai. 00	3.93	3.33	3.11	0.22	0.60	0.79	0.074	0.935	0.069	100		55.9	
Jun. 00	4.90	3.90	3.68	0.22	1.00	0.75	0.069	0.943	0.065	100		64.1	
Jul. 00	3.74	3.38	3.11	0.27	0.36	0.83	0.079	0.920	0.072	100		53.0	
Aug. 00	4.11	3.37	3.16	0.21	0.74	0.77	0.071	0.938	0.067	100		61.6	
Sept. 00													
2000	3.08	2.62	2.43	0.19	0.45	0.79	0.074	0.928	0.069	99		53.2	

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 8: verwendete Symbole und Einheiten.

5.6 Gesamtbeurteilung

Die Anlage erfüllt die gesetzten Ziele voll. Der Ertrag entspricht den Erwartungen weitgehend. Der spezifische Ertrag von 683 kWh/kWp liegt erwartungsgemäss unter einer optimal ausgerichteten und hinterlüfteten Anlage. Bei gebäudeintegrierten Anlagen ist dieser Umstand aber in Kauf zu nehmen.

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 Betriebserfahrungen mit der Anlage sind gut. Ein einzelner Ausfall ist während dem ersten Betriebsjahr aufgetreten und infolge Abwesenheit des Betriebsverantwortlichen lange nicht behoben worden.

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. Da dies in den meisten Fällen unverhältnismässig ist, müssen Messfehler dieser Art in Kauf genommen und bei der Auswertung kommentiert werden.

6. Referenzen / Publikationen

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

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 33643
Contract Number : 73545

Project Title : **PV-installation penal institution Wauwilermoos**

Abstract :

In October 1999 the 13.2 kW-PV-installation at the panel institution Wauwilermoos at Egolzwil went to operation. Until now, it is running without interruption. In the first year there was an energy-production of 11186 kWh which is 5 % more than expected due to a high irradiation. The good operation of the PV-installation can be controlled by the well-situated freestanding information-board where many people pass and by the data-acquisition-system.

Duration of the Project : October 1999 until October 2000

Responsible for the project : ZAGSOLAR

Reporting on the project : Richard Durot

Address : ZAGSOLAR
Amlehnstr. 33
6010 Kriens

Telephone : 041 312 09 40
http :

Fax : 041 312 09 41
E-mail : r.durot@tic.ch

1. Projektziele 2000

Im Oktober 1999 wurde bei der Strafanstalt Wauwilermoos eine 13.2 kW-Photovoltaikanlage in Betrieb genommen, deren Komponenten bereits in Deutschland eine Zeitlang in Betrieb waren. Mittels Datenerfassung galt es den Betrieb der Anlage am neuen Standort zu kontrollieren und auszuwerten.

2. Anlagenbeschreibung

Die Solarmodule der PVA Wauwilermoos wurden auf den Wohnpavillons A und B der Strafanstalt Wauwilermoos bei Egolzwil LU aufgebaut. Die Wohnpavillons A und B weisen ein gut erhaltenes Ziegeldach auf, welches 22° geneigt und 45° gegen Südwesten gerichtet ist. Die Photovoltaikanlage ist von der Zufahrt zur Strafanstalt und vom Laden des biologischen Gutsbetriebes der Strafanstalt her gut ersichtlich. Die vielen Passanten und Besucher des Gutsbetriebes, des Bioladens und der Strafanstalt können sich zudem über eine freistehende Anzeigetafel über den Betrieb der Photovoltaikanlage informieren.

Für die Anlage standen 120 110W-Module von Siemens, sowie ein 13kW-aixcon-Wechselrichter zur Verfügung.



Foto 1: freistehende Anzeigetafel der PVA Wauwilermoos

3. Wesentliche Ereignisse

Bei der Inbetriebsetzung gab es vorerst Probleme mit dem Wechselrichter. Dies ist vermutlich auf einen Transportschaden zurückzuführen, denn der Wechselrichter, der schon kurzzeitig in Deutschland in Betrieb war, wurde mehrmals transportiert, bis er schliesslich bei der PVA Wauwilermoos wieder in Betrieb gehen sollte. Nach einer Reparatur im Lieferwerk konnte die Anlage schliesslich im Oktober 1999 ans Netz gehen.

Im Sommer 2000 schlug bei der Strafanstalt Wauwilermoos der Blitz ein. Dieser Blitzeinschlag führte zu grösseren Schäden an Telefon- und EDV-Anlagen in den Gebäuden der Strafanstalt. Die Photovoltaikanlage wurde nicht beschädigt; hingegen führte der Blitzeinschlag zu einem Defekt der Steuerplatine für die freistehende Fernanzeige.

4. Messresultate

Seit Inbetriebnahme läuft die Photovoltaikanlage ohne Unterbruch.

Mit dem Datenerfassungssystem werden die Stunden- und Tageswerte der Sonneneinstrahlung und der ans Netz abgegebenen Energie gespeichert.

Im ersten Betriebsjahr (von November 1999 bis Oktober 2000) lieferte die Anlage 11186 kWh elektrische Energie ins Netz. Dies sind knapp 5% mehr als zu erwarten war. Der Mehrertrag ist zurückzuführen auf die Sonneneinstrahlung, die gut 5% über dem langjährigen Mittelwert für diese Gegend lag. In den Monaten November, Dezember und Januar resultierte aufgrund von Schnee, der zeitweise auf den Solarmodulen lag, ein reduzierter Energieertrag.

Insgesamt wurde rund 25% der Energie im Winterhalbjahr und 75% im Sommerhalbjahr erzeugt.

Die Tageserträge schwanken an schönen Tagen zwischen 24 kWh im Winter und rund 72 kWh im Sommer. An einem schönen Sommertag konnte also 3 mal mehr elektrische Energie produziert werden als an einem schönen Wintertag.

Der Anlagewirkungsgrad über einen Tag variierte zwischen 10.5% an kalten schönen Winter- und 8.9% an warmen schönen Sommertagen.

Energieertrag der PVA Wauwilermoos Egolzwil

installierte Leistung: 13.2 kW

Inbetriebsetzung im Oktober 1999

Monat	Einstrahlung berechnet in kWh/m ²	gemessen in kWh/m ²	Energieertrag berechnet in kWh	gemessen in kWh
Nov 99	34	25.6	335	151
Dez 99	27	31.6	277	250
Jan 00	35	35.6	350	236
Feb 00	53	56.5	533	563
Mrz 00	91	94.4	871	953
Apr 00	112	125.6	1077	1219
Mai 00	140	150.2	1336	1415
Jun 00	149	178.2	1362	1660
Jul 00	171	142.5	1559	1363
Aug 00	148	153.4	1363	1478
Sep 00	107	130.8	988	1252
Okt 00	65	66.9	628	648
Summe	1132	1191	10678	11186

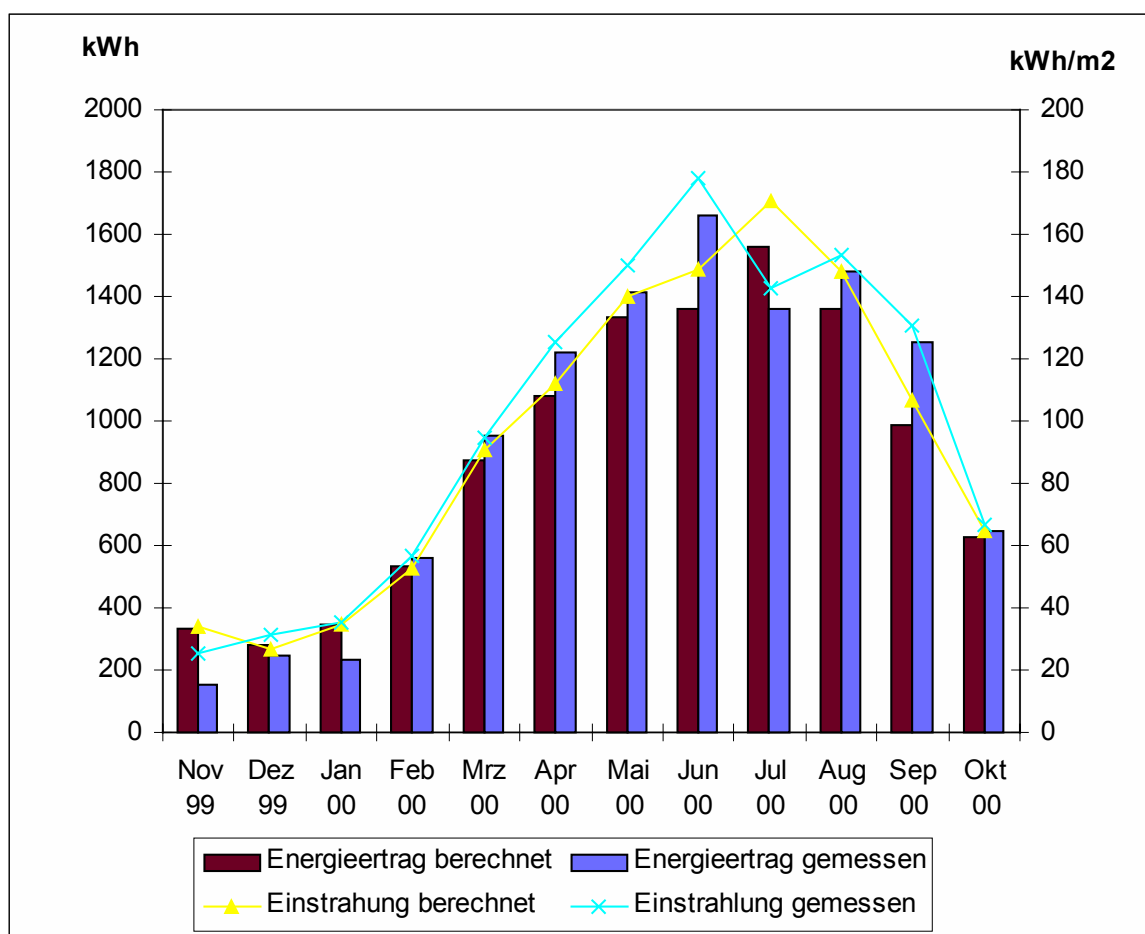


Abbildung 1: Energieertrag in kWh (linke Skala)
Sonneneinstrahlung in Panelebene in kWh/m² (rechte Skala)

PVA Wauwilermoos Egolzwil: Tagesverläufe

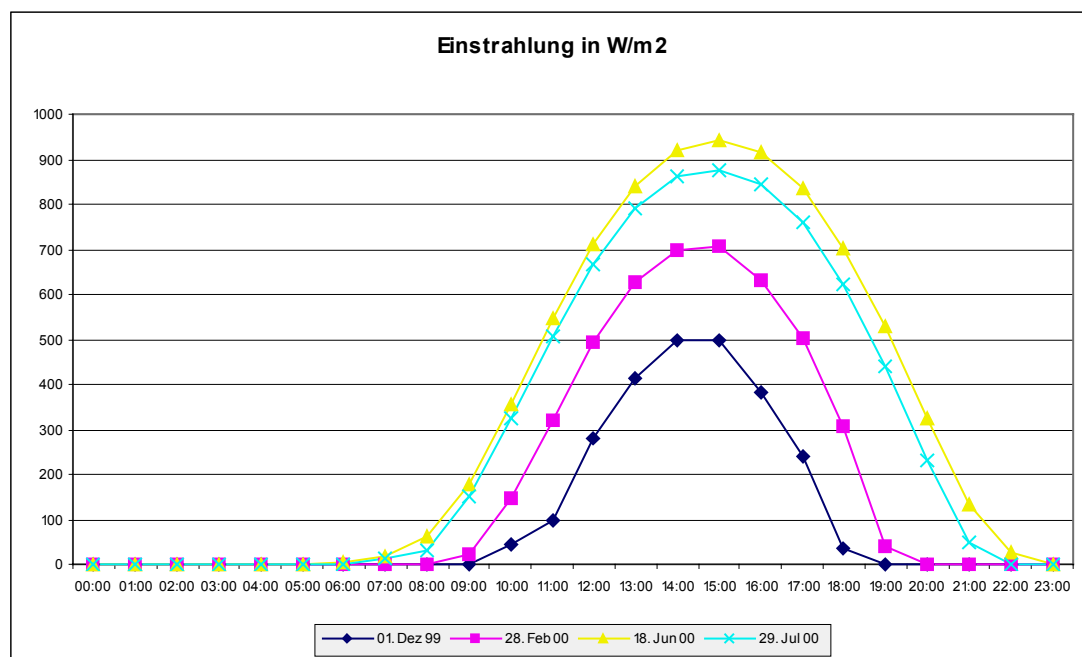


Abbildung 4: Tagesverlauf der Sonneneinstrahlung an ausgewählten schönen Tagen

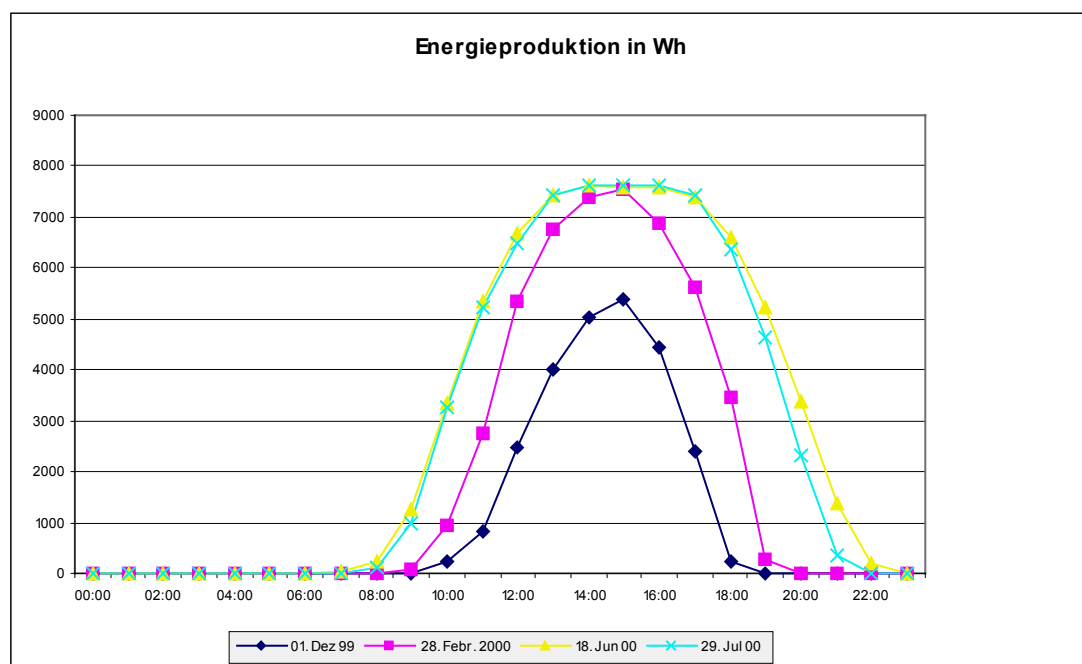


Abbildung 5: Tagesverlauf des Energieertrages an ausgewählten schönen Tagen

Tagessummen

Einstrahlung in kWh

Energieertrag in kWh

01. Dez 99

28. Feb 00

18. Jun 00

29. Jul 00

2.5

4.5

8.0

7.2

25.0

47.0

71.3

67.5

PVA Wauwilermoos Egolzwil: gemessene Tageswerte

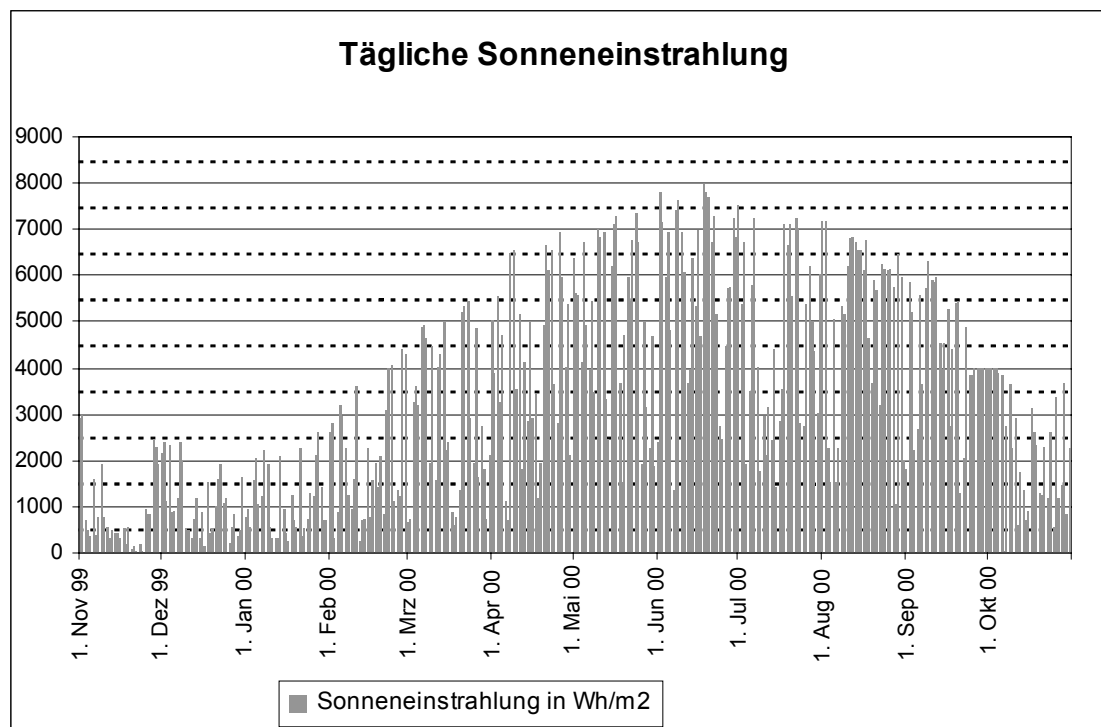


Abbildung 2: Tägliche Sonneneinstrahlung in Panelebene im ersten Betriebsjahr

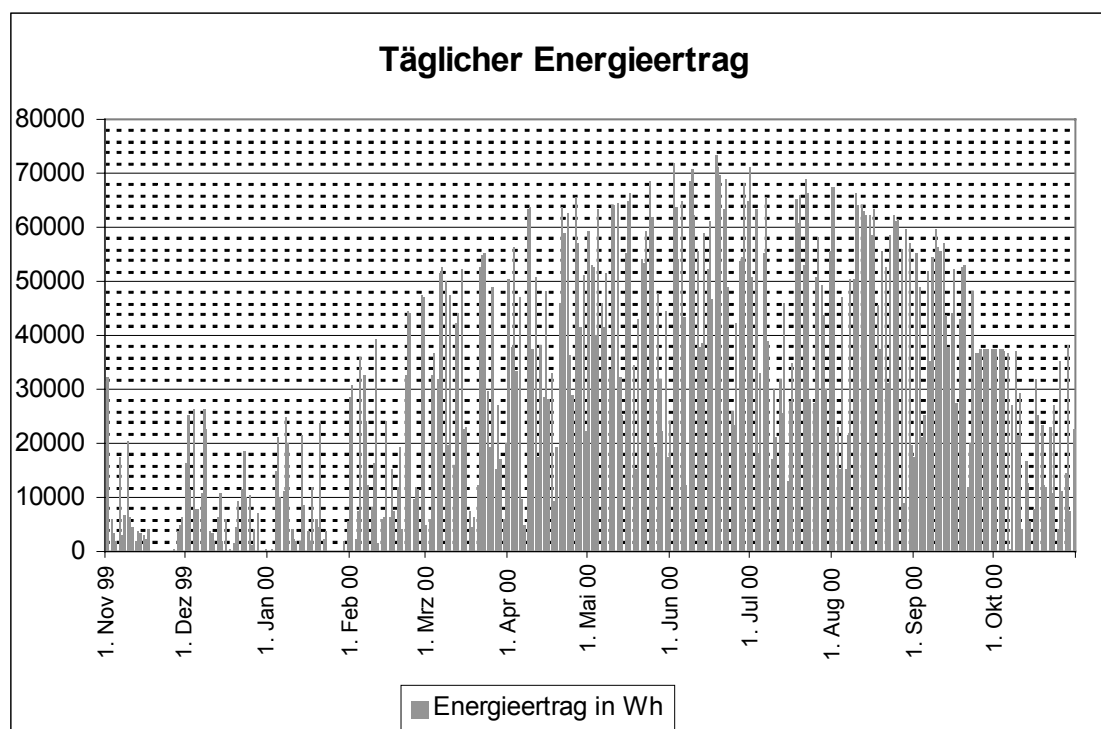


Abbildung 3: Täglich ans Netz abgegebene Energie

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 36407
Contract Number : 77803

Project Title : SolarCat - Solar-Electric powered Passenger Ship

Abstract :

The project SolarCat includes engineering design, construction and operation of a solar-electric powered passenger ship for inland waterways. The ship is a catamaran type vessel with a length of 33 m and a width of 11 m. It is powered by two 71 kW frequency-controlled electric motors. The electric energy is produced by 20 kWp of photovoltaic panels and stored in two batteries of 480 V and 240 Ah each. With a passenger capacity of 200 persons the project will be the largest solar-powered ship worldwide.

The ship is at present under construction. Large parts of the hulls are already completed and the final assembling will take place in January, 2001 in Biel/Bienne. The first test runs are scheduled for May/June 2001.

The project is financed largely by sponsors, mainly by the insurance company Schweizerische Mobiliar and the watch company Certina. For this reason the name of the project had been changed recently from SolarCat to MobiCat. In addition to the main sponsors the project is supported by electric utilities and other private companies. 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.

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.

Duration of the Project : June 2000 - December 2002

Responsible for the project:

Dr. Rudolf Minder

Reporting on the project:

Dr. Rudolf Minder

Address:

Minder Energy Consulting
Ruchweid 22, CH-8917 Oberlunkhofen

Telephone: +41 56 640 14 64

Fax: +41 56 640 14 62

<http://www.minder-energy.ch>

E-mail: rudolf.minder@bluewin.ch

1. Projektziele

Innovativer Einsatz moderner Technologie

Durch konsequente Ausnützung 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 SolarCat 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 - für Passagiere und für die Umgebung - viel tiefer als bei konventionellen Binnenseeschiffen. Die auf geringen Wasserwiderstand optimierte Katamaran-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.

2. Kurzbeschreibung des Projekts

Hintergrund

Der elektrische Antrieb ist dem Verbrennungsmotor in mancher Beziehung überlegen, vor allem bezüglich Energienutzung, Umweltfreundlichkeit und Wirtschaftlichkeit. Leider steht diesen Vorteilen ein gewichtiger Nachteil gegenüber: es ist schwierig, auf kleinem Raum und mit geringem Gewicht elektrische Energie zu speichern. Im Vergleich mit dem Strassenfahrzeug ist der elektrische Antrieb von Schiffen weniger problematisch. Ein Schiff benötigt eine relativ geringe Antriebsleistung, muss weniger beschleunigen und bremsen als ein Strassenfahrzeug und kaum Höhenunterschiede überwinden. Die benötigte Antriebsleistung hängt auch nicht sehr stark vom Gewicht ab, sodass auch schwere Batterien mitgeführt werden können.

Überlegungen dieser Art und die Beschäftigung mit kleinen solar-elektrisch angetriebenen Booten veranlassten die Ingenieurgesellschaft Minder Energy Consulting / Planair P. Renaud sich mit dem elektrischen Antrieb grösserer Passagierschiffe zu befassen. Erste Berechnungen zeigten, dass auf Grund der hydrodynamischen Gesetze grössere Schiffe wesentlich effizienter solar-elektrisch angetrieben werden können als die bisher realisierten kleinen Boote [1]. Auf Grund dieser Abklärungen unterstützte das Bundesamt für Energie 1997 eine Machbarkeitsstudie [2]. Ein Beitrag des Institut de Microtechnique der Universität Neuchâtel ermöglichte eine erste Designstudie.

Diese Studien wiesen die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit des „SolarCat“ nach. Durch konsequenten Einsatz energie-effizienter Komponenten und optimale Konstruktion des Schiffs lässt sich die benötigte Antriebsenergie auf ein Mass reduzieren, welches in einem vernünftigen Verhältnis zur verfügbaren Sonnenstrahlung steht und einen mit konventionellen Schiffen vergleichbaren Einsatz ermöglicht.

Mit einer Starthilfe der BKW Energie AG sowie einem weiteren Beitrag des Bundesamtes für Energie konnte im Frühjahr 1999 eine erweiterte Arbeitsgemeinschaft mit der Planung des SolarCat beginnen [3]. Die Bielersee-Schifffahrtsgesellschaft erklärte sich bereit, das Schiff zu betreiben. Das im Herbst 1999 abgeschlossene Vorprojekt diente als Grundlage für die Verhandlungen mit den Sponsoren und Geldgebern. Mit dem finanziellen Engagement der Mobiliar-Versicherung als Hauptsponsor erhielt das Projekt SolarCat den neuen Namen „**MobiCat**“, der im folgenden verwendet wird.

Konzept

Mit dem MobiCat soll ein solar-elektrisch angetriebenes, alltagstaugliches Passagierschiff für Binnengewässer realisiert werden. Mit einer Länge von 33 m und einer Breite von 11 m bietet es bis zu 200 Passagieren Platz. Mit diesen Dimensionen wird ein Entwicklungssprung zur kommerziellen Anwendung solar-elektrischer Wasserfahrzeuge vollzogen.

Das Schiff ist als Katamaran konstruiert und wird aus Stahl gebaut. Zwei Schwimmer werden durch Querträger verbunden. Darauf wird die Dachkonstruktion befestigt, welche die Solarmodule trägt. Die Konstruktion erlaubt eine grosse Flexibilität bezüglich der Nutzung (Raumaufteilung, Bestuhlung, Inneneinrichtung).

Die Antriebsenergie wird von Solarmodulen mit einer Leistung von ca. 20 kWp geliefert, welche auf dem Dach montiert sind. Im Sommerhalbjahr genügt die Einstrahlung im Durchschnitt für einen Betrieb von mehreren Stunden pro Tag bei einer Reisegeschwindigkeit um 14 km/h. In jedem Rumpf ist ein frequenzgesteuerter Elektromotor installiert, welcher je einen optimierten Propeller antreibt. Als Energiespeicher dienen hochwertige Blei-Batterien, welche genügend Kapazität für einen mehrstündigen Betrieb ohne Sonneneinstrahlung aufweisen. Der Betrieb des Schiffs soll möglichst energie-autonom erfolgen. Allfälliger Fremdenergiebezug wird durch Rückspeisung von Überschussenergie während der Betriebspausen kompensiert.

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 Grund der Erfahrung mit früheren Gleichstrom-Anwendungen [4] wird eine Direkteinspeisung ohne „maximum power point tracking“ verwendet. Für den Hauptteil des Dachs werden Standard-Laminate eingesetzt, für die Überdachung der seitlichen Gangways dagegen kundenspezifisch hergestellte transluzide Laminate. In diesem Bereich ist somit die Photovoltaik-Anlage auch für den Passagier direkt sichtbar.

Bild 1 zeigt eine Computer-generierte Darstellung und Bild 2 einen Übersichtsplan des Schiffs. Die Hauptdaten sind in Tabelle 1 zusammengestellt.



Bild 1: Dreidimensionale Darstellung des Solarschiffs

(C. Dransfeld, dyne design engineering gmbh)

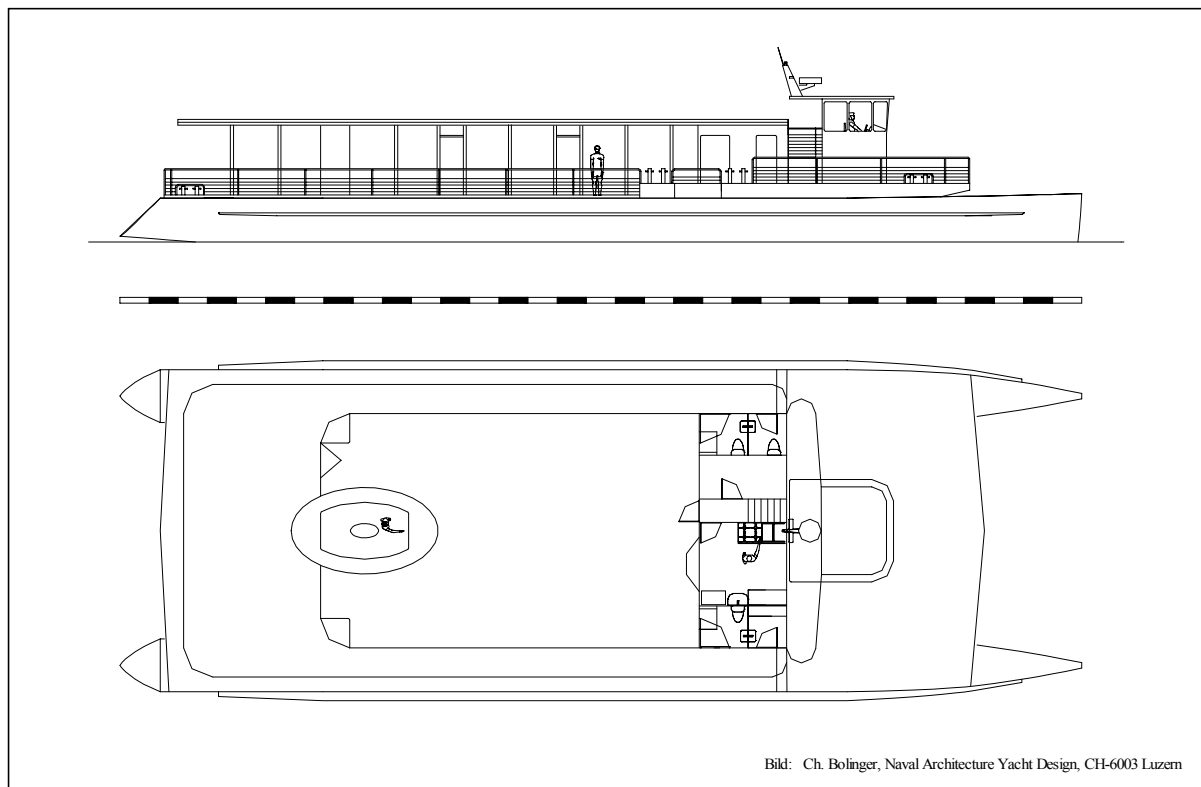


Bild 2: Übersichtsplan des MobiCat

1. Masse und Gewichte		Anmerkungen
Gesamtlänge	33 m	unbeladen,Mast umgelegt
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	50% beladen
Benetzte Fläche	207 m ²	
Leergewicht, fahrbereit	100 t	
Nutzlast	23 t	
2. Fahrleistungen, Kapazität		
Maximale Geschwindigkeit	22 km/h	bei Reisegeschwindigkeit
Reisegeschwindigkeit	14 km/h	
Maximale Passagierkapazität	200	
Innensitzplätze	ca. 85	
Besatzung	2	
Reichweite (ohne Hilfs-Diesel)	120 - 170 km	
3. Energie- und Antriebssystem		
Solarzellenfläche	180 m ²	Nennleistung bei STC
Leistung der Solarzellen	20 kWp	
Betriebsspannung	480 Volt	
Speicherbatterien: Nennkapazität und Typ	2 x 240 Ah	Blei-Traktionselemente
Nutzbarer Energieinhalt der Speicherbatterien	2 x 90 kWh	Bei 80%-Entladung
Gewicht der Batterien	2 x 3500 kg	Asynchron-Motor Frequenzvariabler Wechselrichter Diesel-Generator
Motorleistung und -typ	2 x 71 kW	
Antriebselektronik	90 kVA	
Hilfsenergiesystem	60 kVA	
Propellerdurchmesser	80 cm	

Tabelle 1: Wichtigste technische Daten des MobiCat

3. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000, Projektstand

In der ersten Hälfte des Jahrs 2000 konzentrierten sich die Arbeiten auf die Sicherung der Finanzierung sowie gewisse zeitkritische technische Planungsarbeiten. Am 12. Juli konnte das Projekt und die Trägerschaft an einer Medienkonferenz der Öffentlichkeit vorgestellt werden. Die Projektträgerschaft setzt sich aus den folgenden Partnern zusammen:

Sponsoren/Investoren:

- Schweizerische Mobiliar Versicherungsgesellschaft, Bern
- Certina Kurth Frères SA, Le Locle
- Gesellschaft Mont-Soleil, Bern
- BKW FMB Energie AG, Bern
- Bielersee-Schiffahrtsgesellschaft AG, Biel
- Bundesamt für Energie

Bauherrschaft, Betreiberin:

- Bielersee-Schiffahrtsgesellschaft AG, Biel

Ingenieure und Planer:

- Rudolf Minder (Projektleiter), Minder Energy Consulting, 8917 Oberlunkhofen
- Christian Bolinger, Naval Architecture Yacht Design, 6003 Luzern
- Clemens Dransfeld, dyne design engineering gmbh, 5702 Niederlenz
- Gschwend AG Gastrobau, 3613 Steffisburg

Im Sommer 2000 konnten die wesentlichen Aufträge für den Stahlbau vergeben werden. Die Projektierungsunterlagen, Pläne, Struktur- und Stabilitätsberechnungen wurden vom Bundesamt für Verkehr genehmigt. Das Projekt befindet sich zur Zeit in der Ausführung. Die Stahlbauunternehmen haben bereits grosse Teile der Rümpfe fertiggestellt. Die Detailplanung der photovoltaischen Anlage und der übrigen elektrotechnischen Systeme ist weitgehend abgeschlossen und verschiedene Aufträge an Lieferanten und Unternehmer wurden vergeben.

An der Nationalen Photovoltaiktagung in Neuchâtel am 7.-8. November 2000 wurde das Projekt als Poster präsentiert [5].



Bild 3: Innenansicht eines Rumpfelements

6. Perspektiven für 2001

Im Januar 2001 werden die Rümpfe und weiteren Strukturteile nach Biel transportiert und auf dem Werftgelände der Bielersee-Schiffahrtsgesellschaft zusammengebaut. Anschliessend werden die Stahlteile sandgestrahlt und der Korrosionsschutz aufgebracht. Im Zeitraum März bis Mai 2001 werden die technischen Einrichtungen eingebaut und der Innenausbau vorgenommen. Etwa ab Anfang Juni 2001 wird das Schiff für erste Testfahrten bereit sein. Ab diesem Zeitpunkt wird auch die Messdaten-Erfassung zur Verfügung stehen.

7. Publikationen, Referenzen

- [1] Electric Boats powered by a Fuel Cell / Battery System
R. Minder, Internat. Conference on Portable Fuel Cells, Lucerne, June 21-24, 1999
- [2] Zukunftsweisende Antriebstechniken für die Wasserfahrzeuge der EXPO.01
R. Minder, P. Renaud, Bundesamt für Energie, Schlussbericht Projekt-Nr. 24243
- [3] SolarCat - Solar-elektrisch angetriebenes Passagierschiff
Arbeitsgemeinschaft MobiCat c/o Minder Energy Consulting
Bericht über das Vorprojekt, Bundesamt für Energie, Schlussbericht Projekt-Nr. 32084
- [4] Solarzellenanlage mit Direktkopplung an ein Gleichstromnetz
M. Keller, R. Minder, Bulletin VSE/SEV Nr. 10/1997
- [5] MobiCat - Solar-elektrisch angetriebenes Passagierschiff
R. Minder, Ch. Bolinger, C. Dransfeld
Nationale Photovoltaiktagung, Neuchâtel, 7.-8. November 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW 97.0393-1
Contract Number : OFES No. 97.0393-1

Project Title : 151 small grid connected PV stations for a total of 200kWp, of which 30 kWp in Switzerland

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. Small 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.

In 2000, we also went on with diffusing information about our project toward a large public.

Duration of the Project : 1997 - 2001

Responsible for the project : PHEBUS SUISSE
Co-proposant: SUNWATT BIO ENERGIE SA

Reporting on the project : Phébus suisse, Sunwatt Bio Energie SA.

Address : Phébus suisse
 Case postale 305; CH-1225 Chêne-Bourg

Telephone : +41 22 348 73 66 **Fax :** +41 22 348 73 53

Email : phebus.suisse@swissonline.ch
Schneider-m@bluewin.ch

1. – Objectifs pour 2000

L'objectif général du projet est la conception et la réalisation de micro-centrales PV connectées au réseau, pour une puissance globale de 200 kWp, dont 30 kWp en Suisse. Pour la Suisse, 7 installations ont été construites, dans une gamme de puissance allant de 1.08 à 11.2 kWp.

La recherche d'un coût d'installation aussi bas que possible est la principale innovation de ce projet. Ceci a été rendu possible par l'organisation de sessions de formation et d'installation pour les clients. D'une manière générale, les petites installations PV sont installées par les propriétaires eux-mêmes.

L'intégration en toiture est réalisée par différents types de supports, adaptés aux différents types de toitures. Notre expérience dans l'intégration nous permet de mettre en œuvre des systèmes très simples adaptés à chaque situation.

Les kits standard sont préparés par SUNWATT BIO ENERGIE SA, et fournis directement aux partenaires avec toutes les instructions de montage. Une hot line et, au besoin, un technicien aide les partenaires à la réalisation du montage de l'installation. Le regroupement des partenaires pour le montage des installations est encouragé.

Les cours de formation comportent une partie théorique sur l'énergie solaire, la gestion de la consommation électrique, les technologies photovoltaïques, le développement du marché mondial, et d'autres énergies renouvelables.

Ces micro-centrales sont le point de départ de rencontres et informations publiques sur les économies d'énergies et les énergies renouvelables. La dissémination de l'information et l'intérêt du public sont un challenge important pour ce projet.

Les plus importantes installations (> 5kWp) comportent un appareillage de monitoring afin de tester et comparer les performances du kit dans différentes configurations.

Toutes les installations sont basées sur le kit modulaire standard SUNWATT, basé sur des onduleurs-string, des modules équipés de câbles de raccordement avec fiches MC, et ne nécessitent aucune boîte de connexion. Le concept d'onduleur-string inclut tous les éléments de sécurité du champ PV (protections contre les surtensions, diode anti-retour, etc), ainsi que pour réseau (contrôles de tension et fréquence, îlotage, etc). Ce qui simplifie l'ensemble de l'installation et permet la réalisation par le propriétaire lui-même, après un stage de formation avec un électricien.

Le concept social lui-même est une innovation: l'appropriation de la maîtrise de leur consommation et production électrique par des citoyens motivés, et la démonstration vers un plus large public des possibilités et avantages des technologies renouvelables, sont à la base du projet. L'information d'un large public pour les énergies renouvelables doit être favorisée par une information généralisée au sujet ces réalisations dans les médias.

A partir de plusieurs de ces installations genevoises, nous avons également mis sur pieds un circuit touristique autour du thème de la "rade solaire de Genève". Plusieurs des plus grandes installations Phébus (Corsaires, Mouettes) font partie de ce circuit, et sont destinées à l'alimentation électrique des transports touristiques (petit train électrique à travers la ville, bateau électrique "La Bécassine").

2. – Brève description du projet

Un gros effort a été consacré à la conception du kit d'installation, et une attention particulière a été portée à la qualité du montage mécanique et la simplicité du montage électrique, afin d'assurer une longue durée de vie aux installations.

Les principales caractéristiques du montage sont:

- Une longue durée de vie,
- Des supports simples et légers pour une installation aisée sur la toiture,
- Un concept flexible pour s'adapter à différents types de configurations de toitures,
- Possibilité de pseudo-intégration des modules (les modules sont intégrés au niveau de la couverture existante avec des cadres "SOLRIF" formant une étanchéité de type tuile, mais une étanchéité supplémentaire est garantie par une feuille en sous-toiture).

3. – Etat actuel du projet

L'ensemble des installations prévues pour la Suisse (7 installations totalisant 31.4 kWp) ont été terminées au cours de l'année 2000. La table 1 en indique les principales caractéristiques. Hormis les Mouettes genevoises, toutes les nouvelles installations concernent des maisons individuelles, et plusieurs ont été réalisées à l'aide de kits d'intégration SOLRIF.

Des données détaillées ont été enregistrées pour deux d'entre eux (Mazzone et Corsaires) depuis début 1999. Les résultats pour 1999 ont été présentés de manière détaillée dans le précédent rapport annuel. Les résultats pour l'année 2000 sont parfaitement similaires.

Les 5 autres installations ont été mises en service dans le courant de l'année 2000: Nous en présentons les premiers résultats comparés durant l'automne 2000.

4. – Travaux effectués en 2000

Modules montés en toiture, semi-intégrés

L'installation des Mouettes Genevoises (11.52 kWp), est située au bord du lac, à 100m du jet d'eau, sur un atelier d'entretien des bateaux de cette compagnie. La production électrique de cette installation a été planifiée pour assurer la consommation d'électricité du bateau électrique "La Bécassine". Un affichage sur écran tactile permettra au visiteur de s'informer sur les performances de l'installation, et le bilan de son utilisation par la Bécassine.

Les capteurs sont ici montés par-dessus la couverture en tôles polyester existante, presque horizontalement. Hormis la connexion électrique de l'onduleur au réseau, le montage a été effectué entièrement par l'entreprise des Mouettes genevoises.

L'installation de Mazzone mise en service en janvier 1999 (3,08 kWp sur une maison familiale faisant l'objet d'une rénovation lourde) a été complétée, à la demande de son propriétaire, par 1.54 kWp, portant la puissance totale de cette installation familiale à 4.62 kWp.

Modules étanches intégrés

La plupart des autres installations ont été construites sur des maisons neuves en remplacement d'une couverture en tuile. L'intégration a été effectuée avec des grands modules (120 Wp) spécialement renforcés par l'utilisation d'un verre de 4mm d'épaisseur et qui ont permis un montage rapide et élégant. Le système réalisé permet une haute qualité de réalisation et une intégration complétée avec une bonne étanchéité.

Lors de ces montages plusieurs corps de métiers ont bénéficié des cours de formation et d'instructions: ferblantiers, électriciens, couvreurs, architectes et ingénieurs civils. Ces expériences nous ont permis de parfaire la maîtrise du montage intégré en optimisant plusieurs composants.

PHEBUS – SUISSE

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 GPV110/24 + 3 Isofoton 110	Sunwatt GPV 110/24	Sunwatt GPV 120i /24	Sunwatt GPV 120i/24	Sunwatt GPV 120i/24	Sunwatt GPV 120i/24	Isofoton I-110 (12V)
Nbre de modules	42	70	27	9	96	18	10
Modules en série / parallèle	2 x 9 2 x 12	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	janvier 99 + nov. 2000	juin 1998	juin 2000	juin 2000	juin 2000	septembre 2000	décembre 2000
Production (jusqu'en nov 2000)	3578 kWh 12 mois	8112 kWh 12 mois	620 kWh sept-nov 00	488 kWh juillet-nov 00	4696 kWh juillet-nov 00	Pour rapport 2001	Pour rapport 2001

5. – Résultats obtenus en 2000

La table 2 résume les productions mensuelles des 5 installations dont nous disposons de mesures actuellement.

Installation:		Mazzone	Corsaires	Hottinger	Dumalle	Mouettes
P nominale [kWp]		3.08	7.7	3.24	1.08	11.52
	Global horizontal kWh/m ²	Données de productions				
		kWh				
déc.99	30.1	111.6	171			
janv.00	34.8	130.9	221			
févr.00	55.6	202.5	359			
mars.00	106.3	358.9	775			
avr.00	125.4	356.7	813			
mai.00	170.2	437.7	1105			
juin.00	191.1	467.4	1205			
juil.00	163.7	402.6	1052		144	1423
août.00	151.0	336.7	971		126	1343
sept.00	118.4	364.2	798	345	117	1086
oct.00	65.0	315.2	442	184	68	585
nov.00	31.8	155.9	200	91	33	259
Total	1243	3484	8112	620	489	4696

Table 2. – Productions mensuelles

La fig 1 permet d'apprécier la stabilité de fonctionnement des deux premières installations réalisées dans le cadre de ce projet Phébus. Elle donne le rapport de performance (PR) sur la période de fonctionnement 1999-2000.

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.

Notons que l'installation Mazzone est orientée à 30° sud et située à Versoix, tandis que celle des corsaires est presque horizontale (10° orientés 60°est) et au bord du lac. On constate que les rapports de performance restent très comparables sur toute la période. Les déficits des Corsaires en décembre, janvier et février sont peut-être à attribuer à des brouillards plus importants au bord du lac qu'à Versoix sur les hauteurs. La légère contre-performance de Mazzone en août 2000 est due à une mise hors service durant 4 jours.

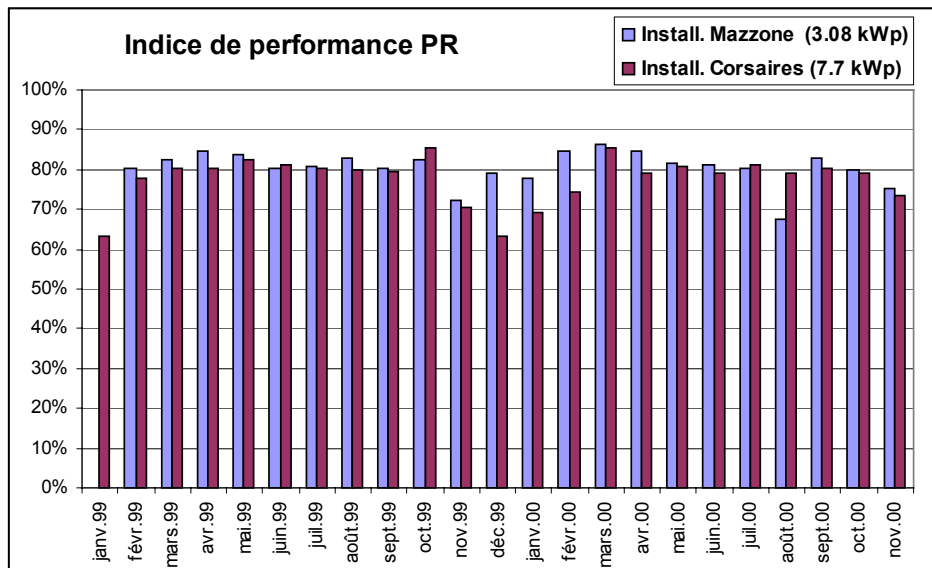


Fig 1. – Performances comparées des deux premières installations sur 2 ans de fonctionnement

La fig 2. indique les performances comparées des 5 installation mesurées à ce jour. Ces valeurs sont toujours rapportées aux mesures de l'ISM effectuées à Cointrin. On peut constater que les rapports de performance sont relativement groupés autour de 75-80%, ce qui est un excellent résultat.

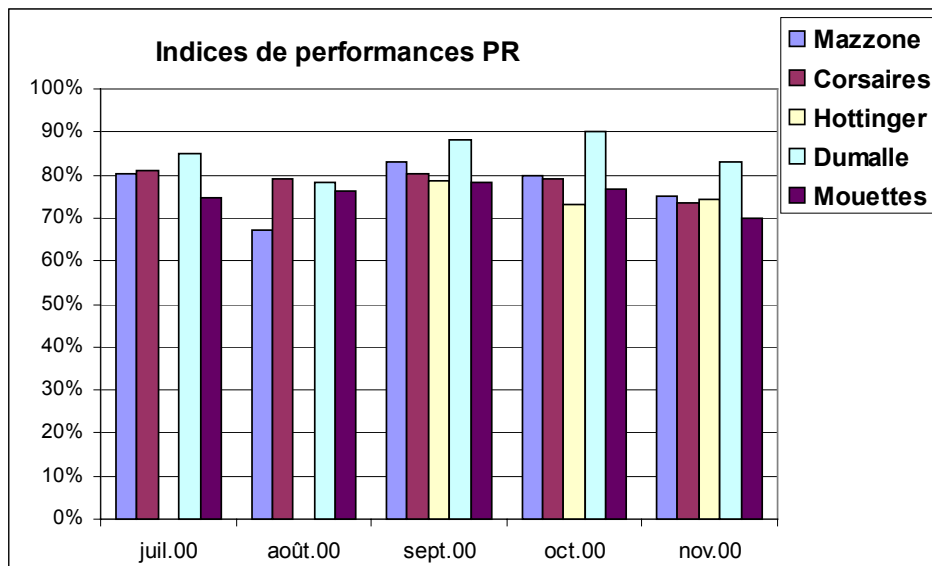


Fig 2. – Performances comparées de cinq installations depuis juin 00

Cependant, afin d'évaluer également les effets de l'orientation, la figure 3 indique aussi l'énergie produite mensuellement normalisée simplement à la puissance installée. Ce graphique montre bien l'avantage de l'installation de Mazzone – avec une orientation de 30°sud - pour la production hivernale, par rapport aux autres orientations avec une moindre inclinaison ou une orientation non optimale.

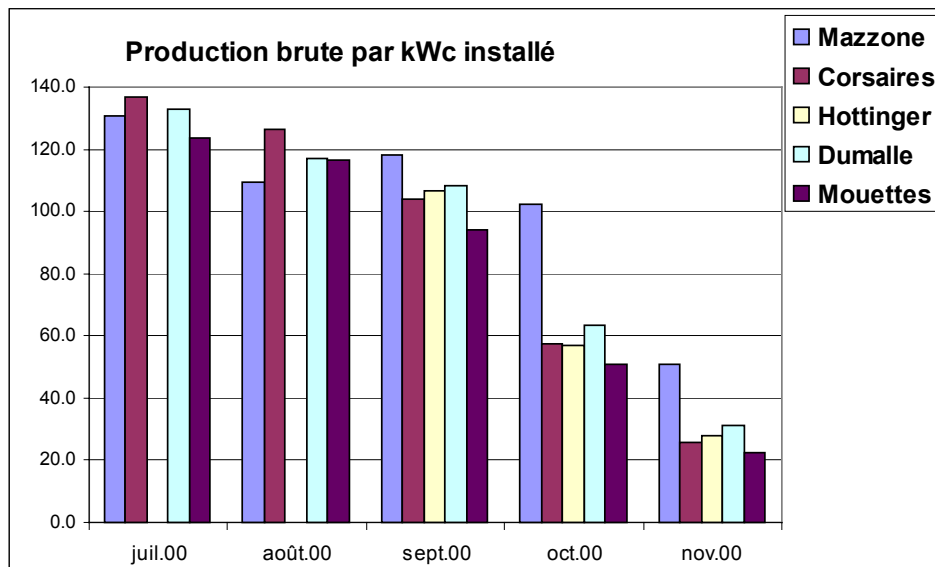


Fig 3. – Productions brutes, dépendant d'un effet d'orientation

6. – Perspectives pour 2001

Les réalisations d'installations du projet Phébus-Suisse sont maintenant terminées. Nous continuerons durant les deux années à venir d'enregistrer et d'analyser les performances de toutes ces installations, afin de certifier la fiabilité et la stabilité de leur fonctionnement.

De plus, nous continuerons à utiliser ces réalisations pour faire passer dans les médias et le public une information soutenue sur les énergies renouvelables, notamment par l'exploitation de la dynamique créée par le circuit touristique "La Rade Solaire".

7. – Publications et présentations

Poster présenté au Symposium Photovoltaïque de Neuchâtel (7-8 novembre 2000).

Publications et articles de presse concernant le lancement du circuit touristique "La Rade Solaire".

Participation au projet de "La Rade Solaire: découvert éco-touristique sur l'Energie Solaire autour de la Rade Genevoise": dépliant grand public présentant ce circuit en plusieurs langues.

Site internet <http://www.ecotourisme.ch>.

Project Number : Partie Genève: BBW 96.03.44-1
Partie Lausanne: BBW 96.03.44-2
Contract Number : OFES No. 96.0344 – 1 et 2

Abstract :

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.

- 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, at Geneva - 154 kWp - has started operating in July 1999. Some results on the system behaviour and performances are presented. The Lausanne project is presently divided into three installations totalising 46 kWp. The first one is in operation since March 2000, the two other ones are just starting in December 2000. Some convenient roofs have still to be found for constructing the remaining 56 kWp plant.

Responsible for the project : Sunwatt Bio Energie SA

Reporting on the project : Sunwatt Bio Energie SA
Service de l'Energie Lausanne

Address : Sunwatt Bio Energie SA
9, rue Peillonnex, CH-1225 Chêne-Bourg

Telephone : +41 22 348 73 66 Fax : +41 22 348 73 53

<http://www.sunwatt.ch>

Email : schneider-m@bluewin.ch

1. – Objectifs pour 2000

Concernant la **partie genevoise** du projet, la construction de la centrale a été achevée en juillet 1999, de nombreux essais et la mise en service ont été menés avec succès, et l'année 2000 a été consacrée à l'exploitation et à l'optimisation du programme de monitoring pour l'enregistrement, ainsi que le traitement des mesures de production. A ce jour aucune défaillance n'a été décelée sur le circuit de puissance. L'installation de 150kWc a servi de concept de référence et aussi de sélection pour le choix de composants pour l'installation d'Hanovre de 250kWc mise en service en l'an 2000 pour l'exposition universelle.

En 1999 les installations Perrelet et La Riponne ont été construites. La mise en service des trois installations lausannoises (Perrelet, Riponne et Rhodanie) a eu lieu en 2000. La planification d'une centrale de 54 kWc devait être effectuée durant cette année, mais le SEN (service de l'énergie de Lausanne) s'est heurtée à la difficulté de trouver in site adéquat sur une toiture proche des lignes du TL (transports publics lausannois).

2. – Brève description du projet

La **centrale TPG** comporte 1'400 panneaux PV de 110 Wp, de technologie SI-monocristalline, montés en 60 chaînes de 20 ou 40 panneaux en séries (selon les modèles 72 ou 36 cellules en série par panneau). Les panneaux sont montés en sheds de faible inclinaison (5°), permettant l'emploi de structures légères adaptées à ce type de toiture. Cette installation a déjà été décrite en détail dans le précédent rapport annuel.



Photo 1: Détail de l'installations TPG



Photo 2: Couplage au réseau DC et système de monitoring

Notons que la centrale des TPG s'inscrit dans le projet genevois de la "Rade solaire", visant à la diffusion de l'information sur les possibilités de l'utilisation de l'énergie solaire dans un large public. Ce projet propose un itinéraire "écotouristique" permettant de visiter plusieurs sites d'installations solaires (photovoltaïques et thermiques) autour du petit lac. Ce concept d'"écotourisme" a été proposé à d'autres villes en vue d'informer la population et de démontrer les performances des énergies renouvelables.

Concernant le **projet de Lausanne**, l'installation de Perrelet est constituée d'une longue bande de 396 capteurs polycristallins, totalisant 19 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.



Photo 3: L'installation de Perrelet



Photo 4: Vue détails panneau

Une installation de 10.75 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.

Enfin, Rhodanie est une installation intégrée en façade d'un immeuble d'habitation, en bordure de route, équipée de laminés de grandes dimensions (240Wc).



Photo 5: Installation 'Riponne':
vue sous les modules



Photo 6: Les façades PV de l'installation 'Rhodanie'

Bien entendu, ces installations doivent être situées à proximité de lignes de trolleybus, sans ombrages et dans des nœuds de circulation importante.

3. – Etat actuel du projet

La **centrale des TPG** a fonctionné de manière tout à fait satisfaisante jusqu'au début juillet 2000, sans aucune panne et sans aucun besoin exceptionnel de maintenance. L'encrassement des modules – que l'on pouvait craindre du fait de la faible inclinaison des modules – est restée pratiquement invisible. Malheureusement, en raison de travaux importants sur la sous-station d'alimentation 20'000VAC-600VDC de tout le secteur, elle a été mise hors service par l'exploitant le 9 juillet 2000. Elle n'a été remise en service qu'en décembre 2000. L'arrêt momentané n'est donc pas dû au système photovoltaïque.

Le système d'enregistrement des données, conçu pour une surveillance très serrée du fonctionnement à la mise en service et au début de l'exploitation (près de 50Mbytes/jour), a permis de suivre les différentes variations de courant avec des valeurs très rapprochées. Cette surveillance avait été conçue pour analyser et diagnostiquer avec précision une éventuelle défaillance de composants. L'expérience de l'installation genevoise devant servir aux futures installations du projet Héliotram, toujours dans le cadre de sélection des composants pour obtenir une fiabilité optimale. La quantité énorme de données générées ont entraîné quelques difficultés pour le stockage et le traitement de celle-ci. Une modification du programme d'acquisition a été réalisée et les données répondent aux exigences du JRC/ISPRA, soit quelques Kbytes par jour.

L'**installation de Perrelet** construite en 1999 par le SEN a été mise en service avec le monitoring en mars 2000, et fonctionne également correctement (sans pannes) depuis cette date. Après quelques ajustements au tout début de l'exploitation, le système d'enregistrement des données est stable, les résultats des 8 premiers mois d'exploitation seront donnés au chapitre 5.

Les deux dernières installations – **La Riponne et Rhodanie** - sont terminées depuis plusieurs mois. La mise en service définitive a eu lieu en décembre 2000.

4. – Travaux effectués en 2000

Plusieurs problèmes administratifs ont bloqué un développement plus rapide du projet à Lausanne et notamment le refus de mettre à disposition des toitures gratuitement nous ont fait perdre plusieurs mois de travail. Plusieurs études de faisabilité et d'ombrages ont été réalisées sur différents sites.

Grâce à une intervention du directeur des SIL, l'espoir n'est pas perdu de trouver un site pour 54kWp d'ici au début janvier 2001, ce qui permettrait de terminer ce projet de 100kWp pour 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. Plus particulièrement, nous avons estimé les pertes d'ombrage pour chacune des installations. Les mesures de monitoring durant l'année 2001 permettront de vérifier les prédictions de ces différentes simulations.

A **Perrelet**, le champ étant situé légèrement au-dessous du faite 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.

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 1 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 calculés de manière brute, la simulation indique 918 kWh/kWc/an. En tenant compte des pertes électriques sur les cellules, on peut l'estimer 800 - 850 kWh/kWc/an.

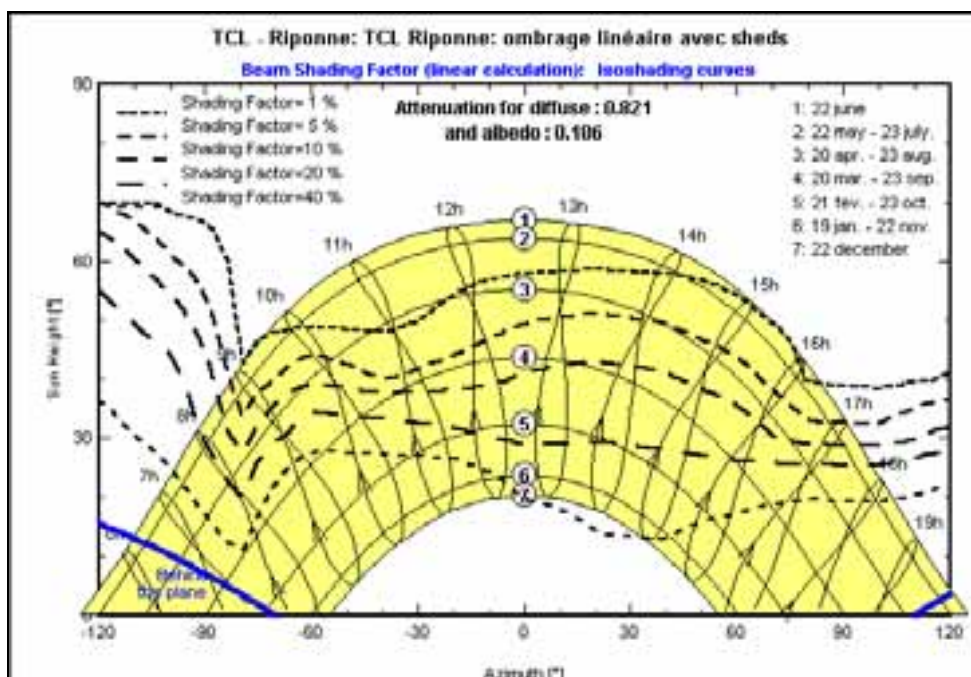


Fig. 1. – Diagramme d'iso-ombrages pour La Riponne

Enfin, l'installation "**Rhodanie**" compte 60 modules "Powerwall" de 240 Wc, montés en façade avec une orientation de 30° ouest. Cette orientation 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 devrait fournir 703 kWh/kWp/an.

Mais 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 peut être estimé à environ 570 kWh/kWp/an, valeur nettement au-dessous de la moyenne nationale.

Les toits plats des 2 bâtiments de Rhodanie auraient permis la pose de plusieurs dizaines de kWp, mais le propriétaire n'a à ce jour pas accepté de le mettre à disposition. La toiture aurait permis la mise en place de modules pratiquement sans ombrages et avec une faible inclinaison, dans un style de montage analogue à celui des TPG.

5. – Résultats obtenus en 2000

5.1. – Centrale des TPG

Les données TPG sont enregistrées depuis le 25 juillet 1999, jusqu'au 5 juillet 2000, date à laquelle l'installation a été mise hors service par l'exploitant. Elle n'a pu être rebranchée qu'en novembre 2000.

Cette déconnexion a été décidée à la suite de problèmes de liaison de terre observés dans le réseau TPG. La gestion des terres est particulièrement complexe sur les réseaux continus. Le fait que la centrale devenait productrice d'électricité – en relation également avec des travaux dans la centrale d'alimentation – a perturbé le dispositif existant, et provoqué des courants vagabonds observables, obligeant les TPG à revoir le concept de liaisons et de sécurité des terres existantes.

La table 2 indique les résultats obtenus sur presque une année de fonctionnement (351 jours). L'enregistrement des données a fonctionné durant 208 jours (60% du temps); l'arrêt du monitoring a principalement affecté les mois d'hiver (novembre à février). Néanmoins, la présentation en variables normalisées (valeurs journalières) permet d'avoir une bonne idée de la continuité du fonctionnement, indépendamment des "trous" d'acquisition.

D'autre part, rappelons que le champ de capteurs est branché directement sur le réseau, sans conditionnement de puissance. La seule perte "système" - entre le champ de capteurs et l'énergie délivrée au réseau - est une perte ohmique dans les câbles de connexion et les bobines de protection (négligeable). Les mesures sur le champ (E_a) et à la sortie du système (E_{gr}) sont extrêmement proches; les incertitudes de mesure donnent même parfois des valeurs $E_{gr} > E_a$ durant les mois d'hiver.

Les acquisitions et le traitement des données nous ont permis d'affiner nos méthodes de dimensionnement et de simulation à l'aide de logiciels. Ce qui nous permettra d'optimiser d'éventuelles futures installations raccordées à des réseaux DC. Le choix des composants tant pour la partie puissance que pour le monitoring a lui aussi été confirmé par les différents tests et résultats obtenus durant ce projet.

La fig 3 donne une représentation graphique des résultats précédents.

Périod	System breakdowns	Data acquisition	Horiz. global irradiation	Plane global irradiation	Ambient Temperature (day)	Array output energy	System output energy (delivered to the DC grid)	Reference energy	Array output energy	System output energy	Array losses	System losses	Performance ratio	Global system efficiency
Month	tnav	days	Hhor	Hinc	Tam	Ea	Egr	Yr	Ya	Yf	La	Ls	PR	η_{tot}
	hours		kWh/m ² /day		°C	kWh		kWh/jour/kWp						%
juil.99	0	7	43	44	18.18	5167	5151	6.29	4.79	4.78	1.49	0.02	76.0%	9.8%
août.99	0	16	67	68	13.20	8448	8433	4.24	3.40	3.40	0.84	0.01	80.1%	10.3%
sept.99	0	15	39	41	7.87	4651	4655	2.72	2.01	2.02	0.71	0.00	74.0%	9.6%
oct.99	0	22	42	44	4.99	5423	5435	2.04	1.63	1.63	0.41	0.00	80.1%	10.3%
nov.99	0	11	13	14	2.53	1405	1416	1.32	0.87	0.87	0.45	-0.01	66.3%	8.6%
déc.99	0	12	10	12	1.60	1264	1272	0.96	0.68	0.68	0.29	0.00	70.7%	9.1%
janv.00	0	4	5	6	2.13	691	692	1.40	1.02	1.02	0.39	0.00	72.5%	9.3%
févr.00	0	12	23	24	4.59	2749	2751	2.01	1.48	1.48	0.53	0.00	73.8%	9.5%
mars.00	0	22	80	85	9.76	10064	10035	3.81	2.94	2.93	0.88	0.01	76.8%	9.9%
avr.00	0	24	101	104	9.59	10594	10561	4.31	2.85	2.84	1.46	0.01	65.9%	8.5%
mai.00	0	27	148	150	16.75	17368	17307	5.54	4.16	4.14	1.38	0.01	74.8%	9.6%
juin.00	0	28	177	178	18.92	18829	18744	6.48	4.44	4.42	2.04	0.02	68.3%	8.8%
juil.00	0	8	43	44	18.12	4803	4785	5.65	4.05	4.03	1.61	0.02	71.3%	9.2%
Total	0	208	791	814	9.86	91456	91238	3.92	2.86	2.85	1.06	0.01	72.8%	9.4%

Nominal Power 154 kWp

Module Area 1194 m²

Table 2. – Centrale des TPG : résultats mensuels

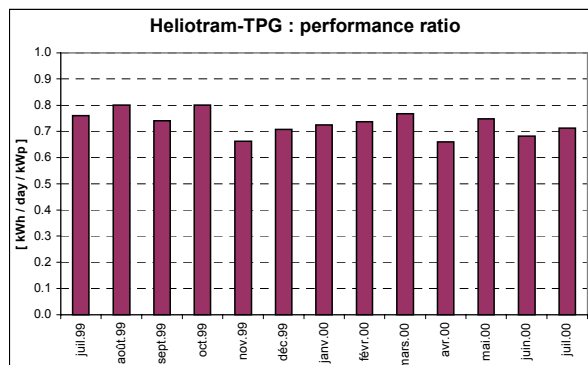
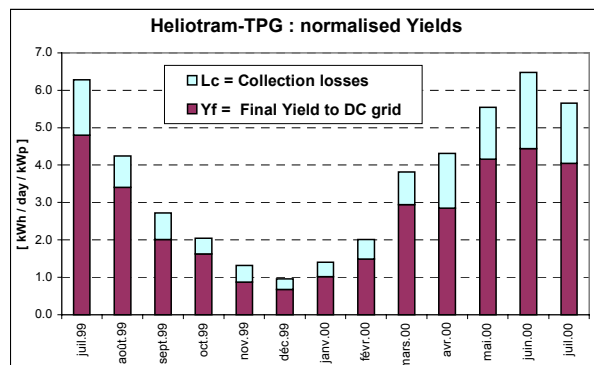


Fig 3. –Installation des TPG: productions normalisées et Rapport de performance

5.2. – Installation de Perrelet

La table 4 donne les résultats mensuels mesurés à Perrelet, pour la période de mars à novembre 2000. Le mois de mars est un peu perturbé par les problèmes d'acquisition de données, mais les données des mois suivants sont tout à fait représentatives du fonctionnement de l'installation.

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 Cell Area)
Month	days	t_{nav} h	h	H_{inc} kWh/m ²	T_{am} °C	E_{out} kWh	Yr	Yf	La + Ls	PR	η_{tot} %
							kWh/jour/kWp				
mars-00	30	91	117	100.2	10.9	1011	3.99	2.49	1.49	62.6%	7.0%
avr-00	30	2	0	127.3	13.4	1886	4.24	3.32	0.93	78.2%	10.2%
mai-00	31	1	0	162.8	19.8	2500	5.25	4.25	1.00	81.0%	10.6%
juin-00	30	0	0	175.1	24.0	2451	5.84	4.30	1.54	73.6%	9.7%
juil-00	31	7	0	145.2	20.9	2038	4.69	3.49	1.19	74.6%	9.7%
août-00	31	0	0	152.2	23.7	2316	4.91	3.93	0.98	80.0%	10.5%
sept-00	27	1	96	123.8	20.7	1835	5.38	4.21	1.18	78.2%	10.2%
oct-00	30	1	39	74.6	13.8	1158	2.63	2.15	0.48	81.8%	10.7%
nov-00	30	1	0	41.5	7.9	657	1.38	1.16	0.23	83.6%	10.9%
Total	240	104	252	1102.8	17.2	15853	4.25	3.27	0.98	76.9%	9.9%

Nominal Power **19 kWp**
Module Area **190.5 m²**
Cells Area **145.0 m²**

Table 4 : Installation de Perrelet, résultats mensuels

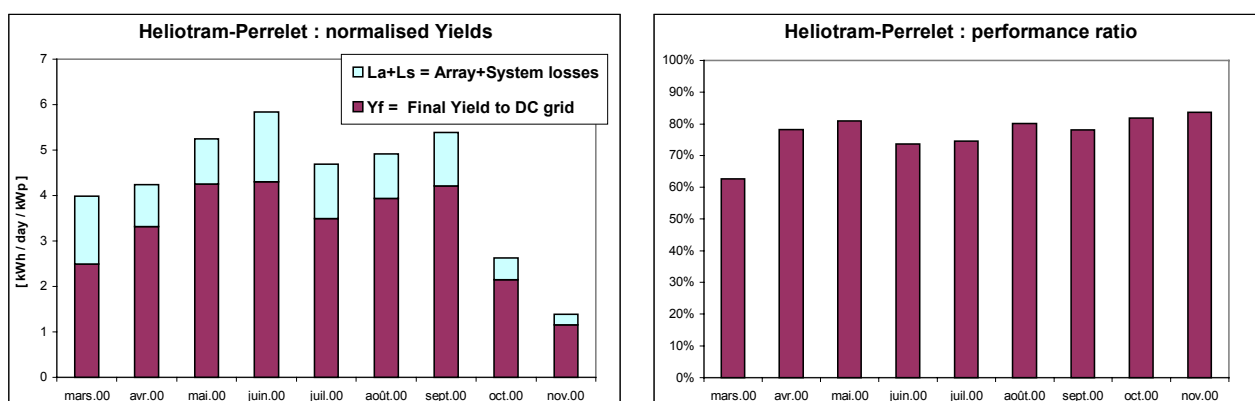


Fig 5. – Perrelet: productions normalisées et Rapport de performance

Nous avons effectué des comparaisons avec les prévisions de PVsyst. Si on renormalise les résultats simulés aux irradiances réellement mesurées dans le plan des capteurs, on constate que l'énergie totale produite mesurée surpasse la simulation de 3.9%.

L'irradiation mesurée sur l'installation durant ces 8 mois de référence (avril-novembre) est inférieure de 9% à l'irradiation standard donnée par l'ISM/EMPA pour la station de Pully ("DRY", Design Reference Year). Or l'année 2000 a été plutôt ensoleillée par rapport à la moyenne: avec les données de Genève-Cointrin, l'irradiation annuelle 2000 surpasse de 3% celle de la DRY. Si nous admettons que les mesures électriques sont relativement fiables (précision environ 3%), nous devons donc soupçonner une mauvaise calibration de la cellule de référence utilisée, qui pourrait atteindre -9 à -12% selon ces indications.

Or le rapport de performances et l'efficacité mesurées du système sont directement liées à la mesure d'irradiation. C'est pourquoi les résultats définitifs – en termes de rapport de performance - de cette installation ne pourront être donnés qu'après une calibration soignée de la cellule de référence – qui pourtant est certifiée de précision +/-1% par le fabricant LUFFT (D-Fellbach) - et des mesures électriques.

6. – Perspectives pour 2001

Continuation des mesures effectuées sur les TPG et les 3 installations lausannoises.

Il nous reste à effectuer les mêmes vérifications de performances pour les deux autres sites lausannois, et en particulier à valider nos calculs d'ombrages par des analyses détaillées du comportement de ces installations lorsque les données seront disponibles.

L'année 2001 devrait aussi voir la construction des 54kWp restant pour respecter le projet de 100kWp à Lausanne. Une décision sera prise par les SIL à ce sujet en début d'année.

7. – Publications et présentations

- A.** Heliotram project – TPG 154 kWc - Early performance measurements.
Rapport technique intermédiaire, mai 2000.
- B.** Projet "HELIOTRAM", Genève - Lausanne - Hanovre
Symposium PV 2000 - Neuchâtel 7-8 novembre 2000, Poster
- C.** Présentation à la conférence UIE de Lisbonne 1 - 4 novembre 2000
- D.** Présentation à la conférence E.U. à Barcelone 2000
- E.** Participation à un programme de techno-tourisme et au projet de la "rade solaire" avec affiches et dépliants. Site internet : www.ecotourisme.ch .
- F.** Diverses publications dans des revues techniques et reportages télévisés.
- G.** Voir aussi le site internet: <http://www.sunwatt.ch/>

Messkampagnen

M. Schalcher Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1 kWp PV- Power Plant Rothorn - 14578 / 63527	69
S. Roth NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001 - 26746 / 66583	70
R. Kröni, E. Burà Monitoring of the 180 kWp PV-Power Plant of UBS Suglio / Lugano - 23844 / 63884	71
L. Clavadetscher, Th. Nordmann 100 kWp PV- Netzverbundanlagen A13 - Messkampagne, Periode 1999 - 2001 - 32046 / 71920	72
A. Schlegel Coating of PV- Modules - 35527 / 75305	73

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 14578
Contract Number : 63527

Project Title : Visualisation and Analysis of the Data of the 4,1kWp PV-Power Plant Rothorn

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 February.

Duration of the Project : 1997 until 2001

Responsible for the project : Max Schalcher

Reporting on the project : Max Schalcher

Address : Hochschule für Technik + Wirtschaft Chur
Ringstrasse
7000 Chur

Telephone : 081 / 286 24 46
<http://www.fh-htachur.ch>

Fax : 081 / 286 24 00
E-mail : max.schalcher@fh-htachur.ch

Visualisierung und Auswertung der Daten der 4,1kWp-Anlage Rothorn

1. Projektziele 2000

Folgende Ziele sind zu Beginn des Jahres 2000 festgelegt worden:

- 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. Es hat sich gezeigt, dass viele Besucher und Touristen Interesse zeigen für die attraktiv wirkende Anlage. Die Rothornbahn AG möchte diesem Informationsbedürfnis Rechnung tragen und gleichzeitig auch auf ihre Anlagen 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, übernommen. Die Photovoltaik ist mit einem Vorlesungsmodul eingebunden in die Ausbildung im Fachbereich Energie und bildet einen Schwerpunkt in der Tätigkeit der Schule im Bereich angewandte Forschung und Entwicklung. Somit ergeben sich für die Ausbildung der Studenten Synergien, die im Rahmen des Technologietransfers sehr erwünscht sind.

3. Projektstand

Die Messdaten für 11 Monate sind vorhanden und bereit zur Auswertung. Zur Zeit ist die Messung wegen einer Reparatur nach wie von unterbrochen.

4. Wesentliche Ereignisse und Resultate 2000

Keine wesentlichen Resultate. Verschiedene Schwierigkeiten verzögerten die Reparatur der beschädigten Anlage, sodass im laufenden Jahr keine weiteren Messungen durchgeführt werden konnten.

5. Perspektiven für 2001

Auswertung der vorhandenen Daten und baldmöglichster Abschluss des Projektes. Die (gegenüber der ursprünglichen Planung verzögerte) Ablieferung des Schlussberichtes ist geplant für Ende Februar 2001.

6. Bisherige Publikationen

Zur Zeit sind noch keine Publikationen erfolgt. Es ist geplant, sobald gesicherte Erkenntnisse vorliegen, diese der interessierten Öffentlichkeit bekanntzugeben.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 26'746
Contract Number: 66'583

PSEL Project No.: 159

Project Title: NOK's 1-Megawatt Solar Chain, Normalized Data 1997 to 2001

Abstract:

The aim of this project 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 1999**" was completed and distributed to the clients this year. It contains detailed evaluation of 1999's data as well as summaries over the whole period from 1992 until 1999. The reported stations are: NOK-Headquarters Baden, ISOKW Brugg, Alp Findels, Church of Steckborn, Disentis-Caischavedra (Desertasol), Migros-Winterthur, Neu-Technikum Buchs and, for the first time, the station of Vorderberg, owned by the Electricity Supply Company of Buchs.

The detailed observation of the photovoltaic plants over their lifetime provides important experience concerning aging, degradation and long-term reliability of the components used.

Duration of the Project: January 1997 - March 2002

Responsible for the project: Stefan Roth

Reporting on the project: Stefan Roth

Address: Axpo
New Energy Systems Dept.
Weststrasse 50
Postfach 9880
8036 Zürich

Telephone: 01 457 31 45

Fax: 01 457 31 32

<http://www.axpo.ch>

E-mail: stefan.roth@axpo.ch

1. Projektziele 2000

Das Ziel für das Kalenderjahr 2000 war die *Erfassung der Messdaten der Periode 1. Januar 2000 bis 31. Dezember 2000* sowie die *Auswertung der Anlagendaten des Jahres 1999* und die Fertigstellung des entsprechenden Jahresberichtes 1999.

2. Kurzbeschreibung des Projektes

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.

3. Projektstand

Das Projekt verläuft planmässig. Die Ziele gem. Abschnitt 2 werden erreicht.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

Die Betriebsdaten 1999 wurden mit den erstellten Auswerteroutinen analysiert und in der normierten Form dargestellt. Der entsprechende Bericht [7] wurde fertiggestellt und verteilt.

5. Wesentliche Resultate 2000

Der Bericht wurde einem breiten internationalen Publikum aus Elektrizitätswirtschaft, Forschung und Lehre sowie der IEA zugänglich gemacht. Die Reaktionen waren uneingeschränkt sehr positiv und die Weiterführung der Arbeiten wurde allseits begrüsst. Kopien der Berichte [3], [4], [6] und [7] sind gegen einen Unkostenbeitrag von Fr. 10.-- zu beziehen bei *ENET, Egnacherstrasse 69, 9320 Arbon*, ☎ 071 440 02 55, ✉ 071 440 02 56, enet@temas.ch.

Der Bericht [7] enthält die umfangreichen graphisch und tabellarisch aufgearbeiteten Betriebsdaten und Kenngrössen sowie die Erfahrungsberichte der einzelnen Photovoltaikanlagen.

Erstmals konnte in dieser Berichtsperiode eine komplette Jahresauswertung der neu ins Programm aufgenommenen 30 kWp-PV-Anlage Vorderberg durchgeführt werden. Die Anlage ist Eigentum der Elektrizitäts- und Wasserwerke Buchs und wurde im Juni 1998 in Betrieb genommen.

Die Photovoltaik-Anlage Vorderberg weist einige spezielle Konstruktionsmerkmale auf: Sie steht auf einer massiven Stahlkonstruktion über dem Ausgleichsweiher Vorderberg. Die Neigung der Module wird zwecks maximaler Stromproduktion mittels eines elektrischen Antriebs wöchentlich in einem Bereich zwischen 20° und 60° dem mittleren Sonnenstand angepasst. In wieweit sich dieser doch nicht unerhebliche konstruktive Aufwand lohnt, werden die künftigen Auswertungen zeigen. Es zeichnet sich jedoch bereits jetzt ab, dass die teils ungünstigen Beschattungsverhältnisse die erhofften Vorteile wieder zunichte machen.



Ansicht der Photovoltaik-Anlage Vorderberg des EW Buchs

6. Perspektiven für 2001

Die Arbeiten für 2001 gestalten sich analog jener des abgelaufenen Jahres. Die dafür notwendigen finanziellen und personellen Ressourcen hierfür stehen zur Verfügung.

7. Verdankungen

Die Arbeiten im Rahmen dieses Projektes wurden finanziell unterstützt durch das Bundesamt für Energie (BFE) und den Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL).

8. Bisherige Publikationen/Veröffentlichungen

- [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

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 23844
Contract Number : 63884

Project Title : Monitoring of the 180 kWp PV-Power Plant of UBS Suglio/Lugano

Abstract :

The goal of the project is the monitoring of the behaviour of the UBS Suglio/Lugano photovoltaic power plant. This system consists of four parts :

- two parts on the roof, each of 73.5 kWp, with each a central inverter
- one part on the facade of eastern wing, 20 kWp
- one part on the facade of the western wing, 16 kWp

Three of the parts have central inverters, the facade of the western wing has string inverters.

Project works have begun in the second half of 1998 and were continued in the year of 1999. The main goal, data acquisition and calculation of the first results have been achieved in 1999. Interesting results, specially concerning UPS-function, were found.

It has also been shown, that an intense monitoring of a PV-installation raises the energy production thanks to a quicker response to problems.

Duration of the Project : October 1998 – December 2000

Responsible for the project : Enecolo AG, UBS, TISO - LEEE, Scuola Universitaria Professionale

Reporting on the project : Robert Kröni, Enecolo AG, 8617 Mönchaltorf
Enrico Burà, TISO – LEEE, 6952 Canobbio

Telephone : 01 / 994 90 01

Fax : 01 / 994 90 05

<http://www.solarstrom.ch>

E-mail : info@enecolo.ch

1 Projektziele 2000

Nachdem 1999 die wichtigsten Messungen durchgeführt werden konnten, mussten im Jahr 2000 noch fehlende Daten ergänzt werden. Alle noch fehlenden Daten wurden somit ergänzt, so dass die Arbeit abgeschlossen werden kann. Zudem wurde als wichtiges Ereignis eine zweite Versuchsreihe an der USV durchgeführt. Die Arbeiten konnten nun im Jahr 2000 abgeschlossen werden. Dieser Jahresbericht ist auch gleichzeitig die Zusammenfassung des Schlussberichtes.

2 Geleistete Arbeiten und Ergebnisse

2.1 Arbeiten im Projekt

Was	Wer
Messung und Vergleich der Fassaden, insbesondere Wechselrichterkonzept	Enecolo AG
Vergleich der verschiedenen Ausrichtungen	TISO
Verschmutzung und Beschattung	TISO
SOFREL, Betriebserfahrungen, Besonderheiten	Enecolo
DC-Verbindung zur USV	UBS/Enecolo
Infrarot-Aufnahmen der Modulfelder	TISO
Darstellung der Produktion in normierter Darstellung	Enecolo
Vergleich von effektivem Ertrag und Meteonorm-Prognose	Enecolo (IMIPP)

2.2 Zusammenfassung der Ergebnisse des gesamten Projektes

Die zum Zeitpunkt der Erstellung grösste gebäudeintegrierte Photovoltaikanlage der Schweiz wurde während etwa 2 Jahren messtechnisch erfasst. Ein wesentlicher Scherpunkt war der Vergleich der verschiedenen Wechselrichterkonzepte (Strang-Wechselrichter und Zentral-Wechselrichter). Ein weiterer Schwerpunkt war die photovoltaische Nachspeisung der USV-Anlage (Unterbrechungsfreie Stromversorgung). Von speziellen Interesse und auch graphisch sehr ansprechend sind die Thermographieaufnahmen der Anlage, die verschiedenste interessante Ergebnisse brachte. Für die Auswertung der Anlage wurde ein spezielles Monitoring-Programm entwickelt, das auf Excel-Basis arbeitet.

2.3 Übersicht

Das generelle Ziel des Projektes war die Überwachung und Messung der zur Zeit der Erstellung grössten Photovoltaikanlage der Schweiz. Die Anlage besteht aus vier Teilen:

- Je zwei Anlageteile auf dem Dach zu je 73.5 kWp, beide mit Zentralwechselrichter.
- Ein Anlageteil an der Westfassade mit 20.5 kWp, mit Zentralwechselrichter.
- Ein Anlageteil an der Fassade des Westflügel mit 15.25 kWp, mit Strangwechselrichter

Mit den beiden photovoltaisch identischen Fassaden können zwei Wechselrichterkonzepte am gleichen Standort verglichen werden.

Die gesamte Nennleistung beträgt 182 kW, die gemessene Produktion für 1999 beträgt 178 MWh (1'050 kWh/kW). Dies ist unter Berücksichtigung der teilweise horizontalen oder vertikalen Anlageteile ein sehr gutes Resultat.

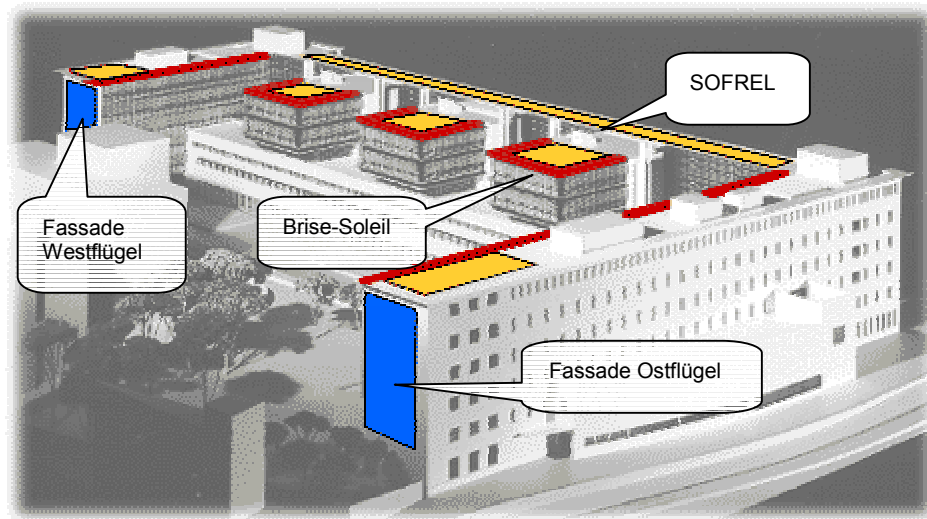


Figure 1: overview of the PV installation.

2.4 Vergleich der Wechselrichterkonzepte

2.4.1 Übersicht

System der Fassade Ostflügel

- Installierte DC Leistung: 20.5 kW
- Wechselrichter: IMEL Zentral-WR mit 15kW AC

System der Fassade Westflügel

- Installierte DC Leistung: 15.25 kW
- Wechselrichter: 11 Sunny Boy 850 (max AC-Leistung 9.35 kW).

2.4.2 Ziel der Arbeit

Wegen der Beschattungssituation an der Fassade des Westflügel wurde beschlossen, Strangwechselrichter einzusetzen. Man sagt ihnen nach, dass sie sich besser für Situationen mit Beschattungen eignen. Die Grundlage für den Vergleich ist gut, weil man am gleichen Standort über zwei fast identische Anlagen mit unterschiedlichen Wechselrichterkonzepten verfügt.

2.4.3 Resultate

Wir haben erwartet, dass die Strangwechselrichter besser abschneiden würden. Unsere Erwartungen wurden aber nicht erfüllt. Die Fassade mit dem Zentralwechselrichter zeigt im allgemeinen ein besseres Verhalten. Der Grund liegt ist vor allem im besseren Wirkungsgrad des Zentral-WR zu suchen.

comparison in summer

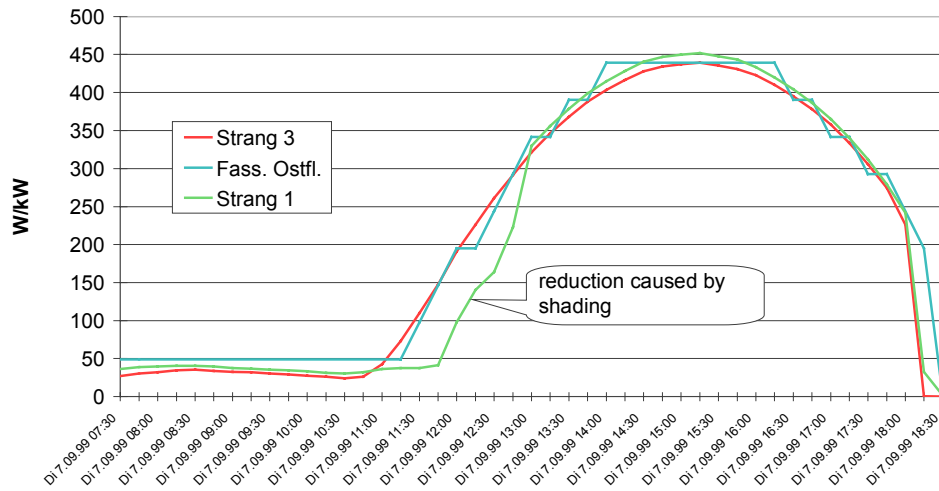


Figure 2: Spezifische Produktion im Sommer

Gewisse Einflüsse aus der Beschattung des Dachvorsprungs sind erkennbar. Die generelle Leistung ist aber bei beiden vergleichbar.

specific production in autumn

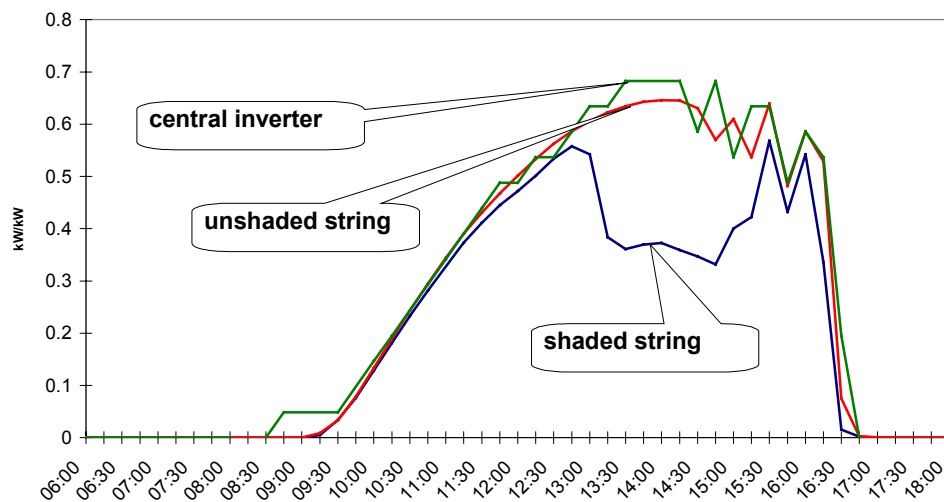


Figure 3: Spezifische Produktion im Herbst.

Der Einfluss der Beschattung ist beim betroffenen Strang klar erkennbar. Aber auch ein unbeschatteter Strang ist immer noch leicht schlechter als der Zentral-Wechselrichter.

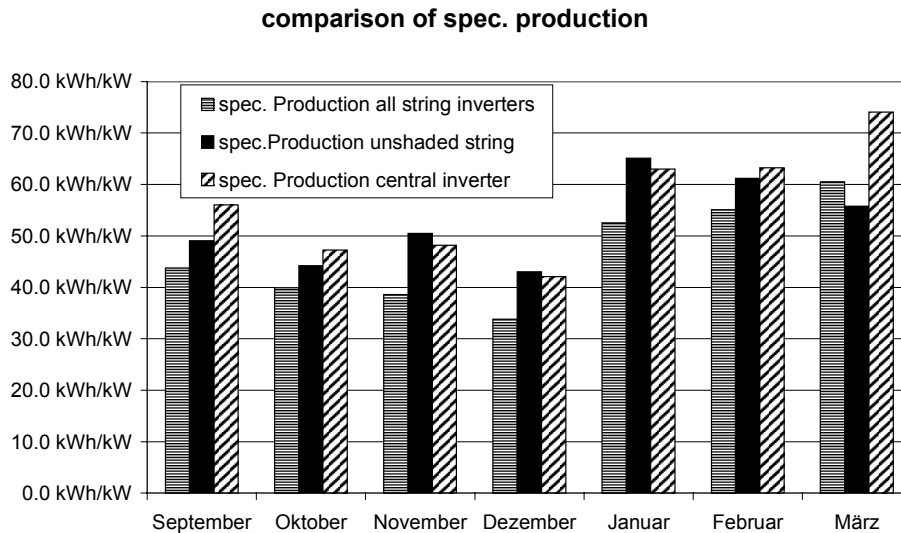


Figure 4: spezifische monatliche Produktion

Schlussfolgerung: Das von uns erwartete Resultat, nämlich die Überlegenheit der Strangwechselrichter, konnte nicht bestätigt werden. Die Fassade mit dem Zentralwechselrichter arbeitet besser als die Fassade mit den Strangwechselrichter.

2.5 PV-gestützte USV-Anlage

2.5.1 Einleitung

Als Bank verwendet die UBS für wichtige EDV-Anlagen unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV). Der Bedarf beträgt rund 100 kW. Es sind zwei USV-Einheiten installiert. Eines der wichtigsten Resultate ist der gesamtwirkungsgrad der USV-Anlagen: mehr als 99%. Dies hat aber nichts mit PV zu tun, sondern vor allem mit dem Gerät und den OFF-Line-Betrieb: Die Batterien und der USV-Wechselrichter werden nur im Störfall zugeschaltet, im Normalfall werden die USV-Verbraucher aus dem Normalnetz gespeist.

Mehr zufällig waren die Batteriespannung der USV und die Systemspannung der PV praktisch identisch. So konnte die PV-Nachspeisung einfach realisiert werden.

2.5.2 Beschreibung

Die Funktionen des Systems:

- Im Fall eines Netzunterbruchs übernimmt die USV resp. die Batterien die Last.
- Die Batterien speisen die Last und deren Spannung sinkt.
- Nach einer gewissen Zeit beginnt die PV, die Batterien nachzuspeisen.
- Durch die PV-Nachspeisung der Batterien wird die Autonomiezeit der USV verlängert.

Photovoltaic System of UBS Manno Suglio, Combination with UPS

Single line diagram "as built"

ENECOLO AG / March 98, rev. June 1999/ dr

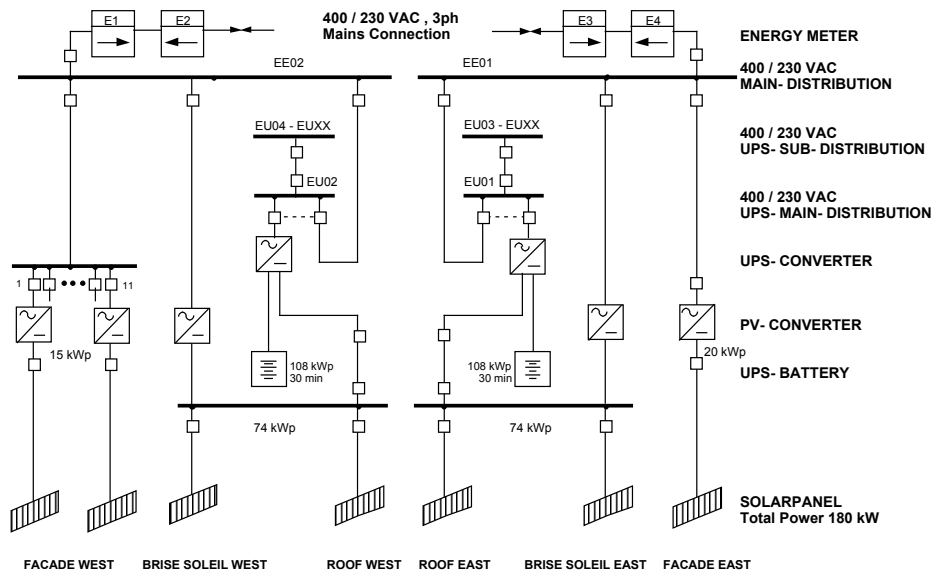


Figure 5: Schema der Anlage.

2.5.3 Versuche

Es wurden zwei Versuche unter Last durchgeführt. Von Interesse waren vor allem die Energieproduktion einerseits und andererseits das elektrische Verhalten des Systems. Speziell der erste Test brachte interessante, aber auch unerwartete Resultate. Es sind vor allem Systemausfälle, welche den grössten Wissensgewinn ergeben. Dies war hier der Fall.

UPS-testing with PV 19 of June 1999

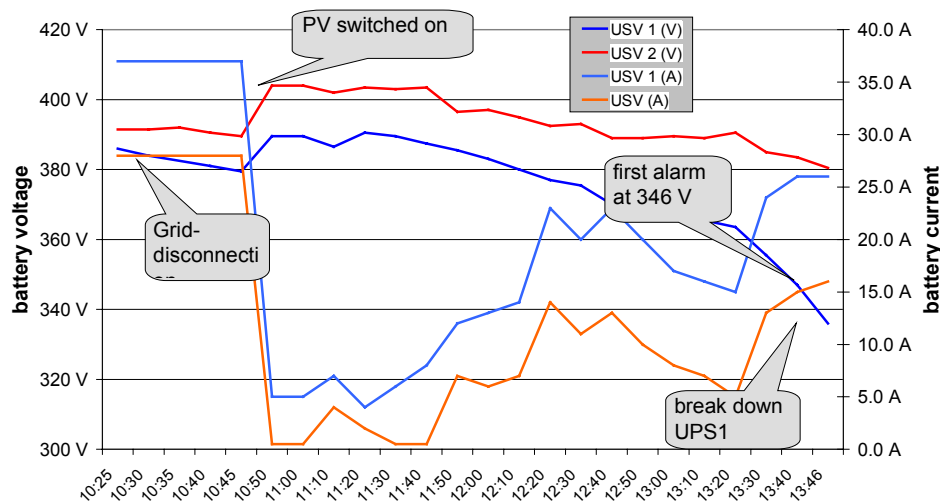


Figure 6: USV-Test-verlauf.

In der Abbildung 6 ist einerseits der Strom, andererseits die Batteriespannung aufgezeichnet. Der Batteriestrom war sehr variabel, da das Wetter wechselhaft war. Gegen Ende des Tests trat ein unerwartetes Problem auf: dunkle Wolken verdeckten die Sonne. Da die Batteriespannung bereits schwach war und die Wolken gleichbedeutend sind wie eine kurzfristige Laständerung, brach die Batteriespannung ein und die USV schaltete sich innert kurzer Zeit ab. Dieses Ereignis zeigt die Risiken dieses Systems: Einstrahlungsschwankungen sind gleichbedeutend mit Laständerungen und unter gewissen Umständen verkürzt sich die Zeit, die bis zur Ausschaltswelle verbleibt, auf unzulässige Werte.

day with extension of stand-by time of more than 100% and less than 10%

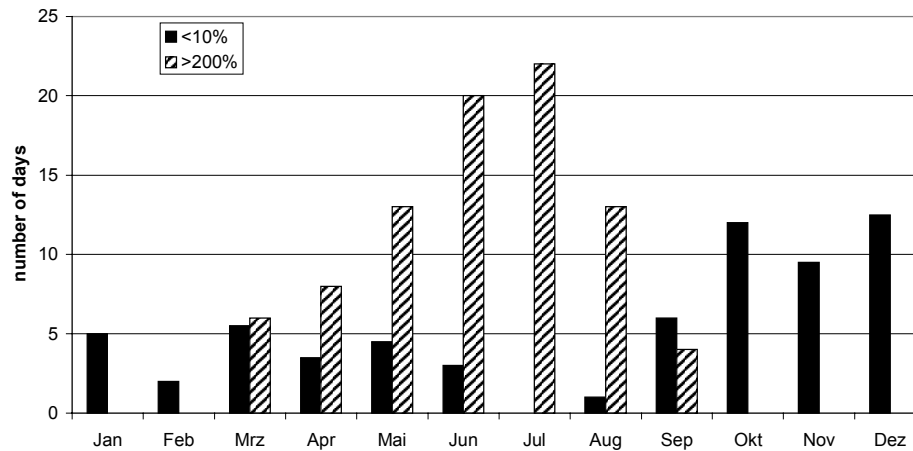


Figure 7: Verlängerung der Autonomiezeit der USV

Die Abbildung 7 zeigt die Verlängerung der Autonomiezeit der USV. Es wird keine echte Zuverlässigkeit erbracht, speziell im Winter ist die Verlängerung meist eher gering.

2.5.4 Schlussfolgerung

Eine PV-gestützte USV-Anlage ist technisch einfach zu realisieren. Unter guten Bedingungen kann die Autonomiezeit um ein Vielfaches verlängert werden, aber es ist keine garantierte Verlängerung. Zudem ist es notwendig, über ein gutes Energiemanagement zu verfügen, um unerwarteten Ausfällen vorzubeugen.

2.6 Infrarot-Aufnahmen

2.6.1 Einleitung

Die ganze Anlage wurde mit einer Thermographie-Kamera getestet. Mehrere Unregelmäßigkeiten konnten damit entdeckt werden. Die Thermographie hat sich als nützliches Instrument zur Anlageüberwachung bewährt.

2.6.2 Defekte

Mittels Thermographie konnten mehrere Hot-Spots gefunden werden. Mit der Hand können Hot-Spots ebenfalls gefunden werden. Aber bei einer Zahl von 50'000 Zellen ist dies ein Ding der Unmöglichkeit.

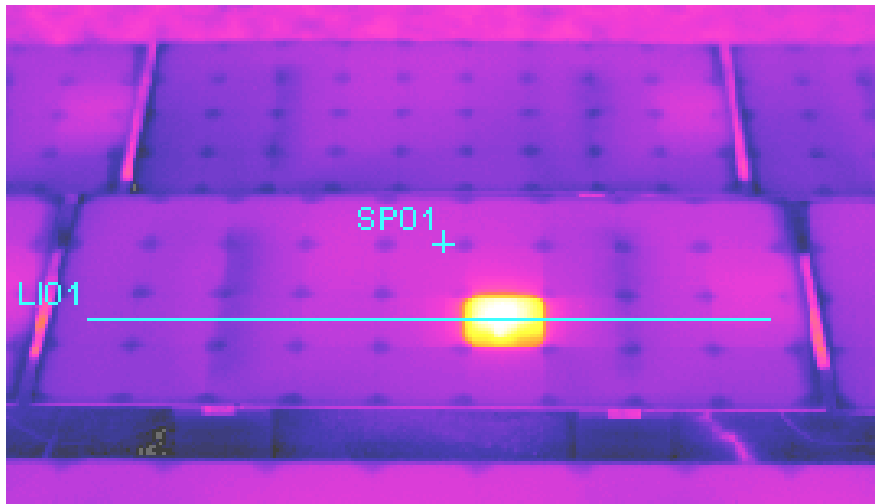


Figure 8: hot spot

Es wurde auch ein Strang gefunden, der wegen einer durchgebrannten Brücke ausser Betrieb war. Dieser Strang war leicht wärmer als der benachbarte Strang.

2.6.3 Thermische Einflüsse der Unterkonstruktion

Die SOFREL-Sockel konnten thermisch gut erkannt werden. Es ist aber nicht nur die behinderte Lüftung die sichtbar ist, auch die Anschlussdosen zeichnen sich unschön ab.

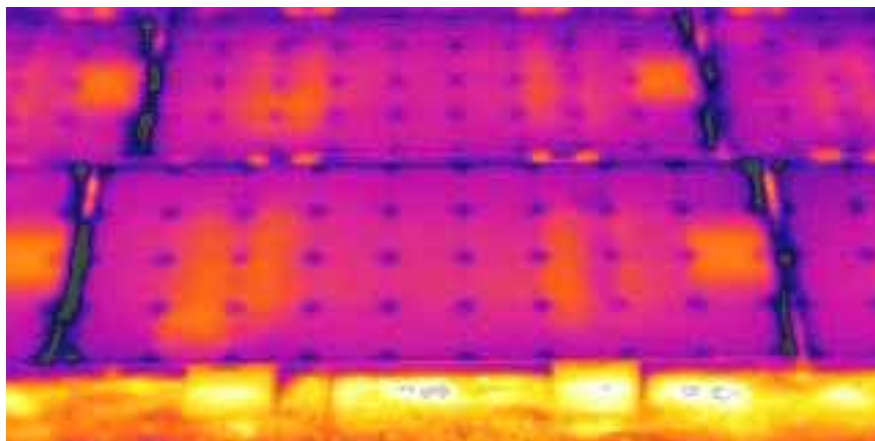


Figure 9: Thermische Folgen der Unterkonstruktion

2.7 Monitoring System

2.7.1 Einleitung

Alle 15 Minuten werden 44 Daten gespeichert. Aus diesen 44 Werten werden weitere 80 Werte berechnet. 4'300'000 Werte pro Jahr kommen so zusammen. Es ist fast unmöglich, manuell die Daten auszuwerten. Deshalb wurde ein Monitoring-System entwickelt. Es basiert auf Excel und ist in Visual Basic programmiert.

2.7.2 Beschreibung

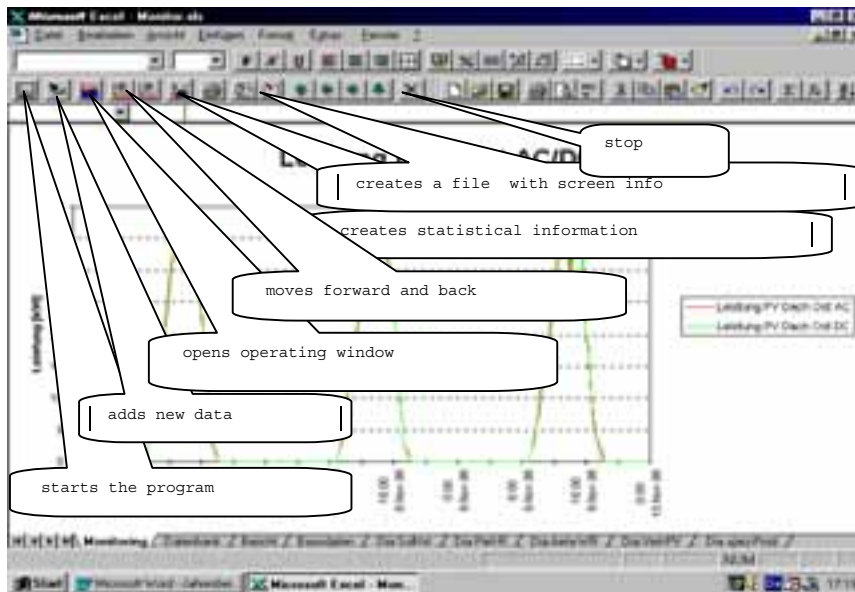


Figure 10: Auswahl Fenster des Monitoring-Systems

Alle Daten können graphisch dargestellt werden. Das Zeitfenster kann frei gewählt werden. Es sind auch Vergleiche zwischen zwei Zeitperioden möglich.

Eine weitere Funktion ist die Berechnung von Standardwerten für frei wählbare Zeiträume.

2.8 Online-Information

Alle grösseren Photovoltaikanlagen der UBS sind im Internet dokumentiert. Die Informationen über die Anlage Suglio/Lugano und auch die anderen PV-Anlagen sind unter der folgenden Adresse zu finden:

<http://www.suglio.ch/pv/>

3 Bisherige Publikationen und Veröffentlichungen

Im Jahr 2000 wird nun der Schlussbericht fertiggestellt. In diesem Jahr wurden folgende Veröffentlichungen erstellt:

- Präsentation wichtiger Ergebnisse in einem Vortrag an der PVSEC in Glasgow
- Präsentation des USV-Konzeptes am IEA-Task 2 Workshop

Bei beiden Veranstaltungen wurden Papers für die Tagungsdokumentationen abgegeben.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 32046

Contract Number: 71920

Project Title: 100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 - Messkampagne, Periode 99-2001

Abstract:

11 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 110'000 kWh per annum at a specific annual yield of 1'030 kWh/kWp. The plant operated for the first 10 years without any mayor interruptions. In the 11nt year 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 year 2000 the plant produced 65'405 kWh or 618 kWh / kWp with a performance of 45 % and an availability of 63%.

This project is supported by the Swiss Federal Office of Energy.

Duration of the project: Jan. 1999 to Dec. 2001

Responsible for the Project: TNC Consulting AG

Reporting on the Project: L. Clavadetscher, Th. Nordmann

Address: TNC Consulting AG
Seestrasse 141
8703 Erlenbach
Switzerland

Telephone: 01 / 991 55 77

Fax: 01 / 991 55 87

http://www.tnc.ch

E-Mail: luzic@tnc.ch, nordmann@tnc.ch

100 kWp PV-Netzverbundanlage A13 - Messkampagne

Messperiode 1999 - 2001

1. Projektziele

Von den inzwischen 11 Jahren Betrieb der 100 kWp Photovoltaik Netzverbundanlage A13 werden im folgenden genormte Auswertungen präsentiert. Ziel dieses Projektes ist, langfristige Betriebserfahrungen einer grossen Netzverbundanlage im Verkehrsnetz zu sammeln.

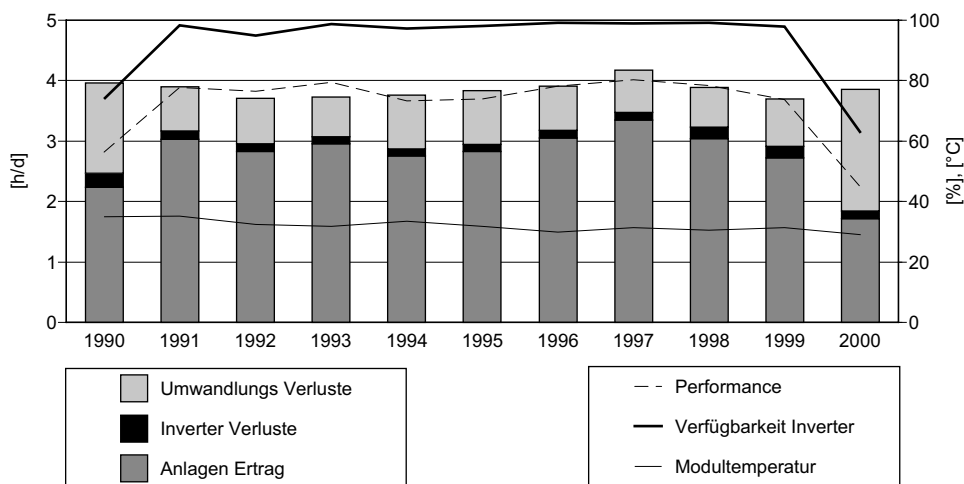
Die Anlage ist im Besitz des Bundesamtes für Energie, welches auch die Messkampagne finanziert.

2. Projektstand

Eingespeiste Energie

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 eingespeist.

Bei mehr als 39'000 Betriebsstunden hat die Anlage im Schnitt jährlich 110'000 kWh produziert.



Figur 1, Ertrag und Verluste; Verfügbarkeit, Performance und Modultemperatur (Jahreswerte 1990 bis 2000).

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 (Figur 1). Der Eigenverbrauch des Inverters beträgt 0.4% und die Messdatenerfassung bezieht 1.3% der produzierten Energie.

Bedingt durch mehrere längere Betriebsunterbrüche zwischen dem 27. April und dem 12. September 2000 produzierte die Anlage im Jahre 2000 nur 65'405 kWh oder 618 kWh / kWp elektrische Energie bei einer Performance von 45% und einer Verfügbarkeit von 63% (Tabelle 3 und 5).

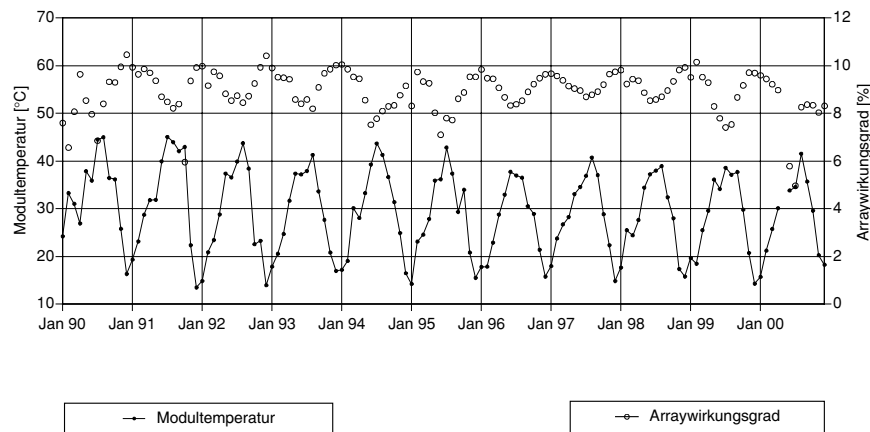
Feldwirkungsgrad

Figur 2 zeigt den zeitlichen Verlauf der mittleren Modultemperatur und des effektiven Feldwirkungsgrades der elf Betriebsjahre (Monatswerte). Bedingt durch die Variation der Zelltemperatur schwankt der Feldwirkungsgrad zwischen 10% im Winter und 8% im Sommer. In den Monaten Oktober, November und Dezember des Jahres 2000 ist der Feldwirkungsgrad beim Betrieb der Anlage tiefer als erwartet (Figur 5).

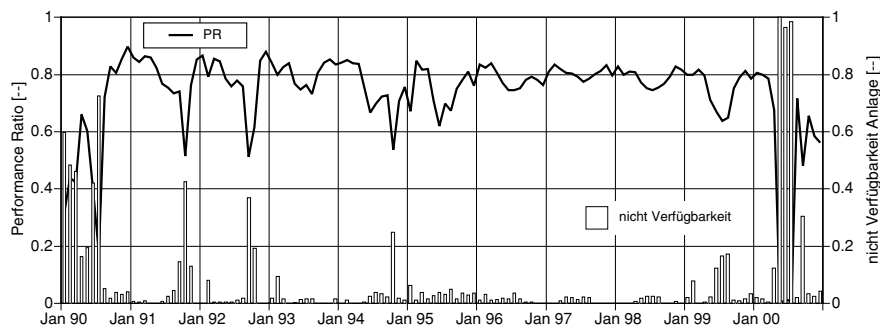
Verfügbarkeit der Anlage

Die zeitliche Verfügbarkeit der Anlage A13 über die ersten zehn Betriebsjahre ist bei 96%. In den ersten

acht Betriebsmonaten gab es noch viele Betriebsausfälle, deren Ursache vom Inverterhersteller erfolgreich behoben wurde. Die Figur 3 zeigt den Einfluss der Betriebsunterbrüche auf die Performance.



Figur 2, mittlere Modultemperatur und effektiver Feldwirkungsgrad beim Betrieb der Anlage, (Monatswerte, Januar 1990 bis Dezember 2000).



Figur 3, Performance und nicht Verfügbarkeit von Feld und Inverter, (Monatswerte, Januar 1990 bis Dezember 2000).

Betriebsunterbrüche im Jahr 2000, elftes Betriebsjahr

Der Inverter hat am 27. April etwa um 15:00 h automatisch ausgeschaltet und ein Störung angezeigt. Jegliche Inbetriebnahmeversuche sind fehlgeschlagen. Das Service Teams des Herstellers lokalisierte einen defekten Ventilator beim Inverter. Der Inverter konnte erst am 31. Juli wieder in Betrieb genommen werden. Die Anlage ist dann bis am 4. September einwandfrei gelaufen. Nach einem erneuten Unterbruch und einer weiteren Reparatur konnte dann am 12. September die Anlage erneut dem Betrieb übergeben werden (Figur 4).

	H I [kWh/m ²]	T am [°C]	Tb b [°C]	E IO [kWh]	PR	Betr. Inv [h]	Betr.
27.4.1999 bis 12.9.1999	689	16.7	36.7	48'561	68%	1776	97%
27.4.2000 bis 12.9.2000	718	16.9	40.4	13'703	18%	439	25%
Differenz	29			-34'857		-1'337	

Tabelle 1, Vergleich der Betriebsdaten vom 27.4 bis 12.9. der Jahre 1999 und 2000.

Im Zeitraum vom 27.4. bis 12.9. ist die Anlage nur 25% der möglichen Zeit gelaufen. Im Vergleich zum Vorjahr hat die Anlage in diesem Zeitraum 35'000 kWh oder 1/3 der Jahresproduktion weniger Energie produziert (Tabelle 1).

Die Hauptgründe des langen Unterbruches sind:

- späte Feststellung des Betriebsunterbruches
- nicht Verfügbarkeit des Service-Teams des Inverterherstellers

Betriebsjahr 2000

Ertrag, Performance und Verfügbarkeit

Bei einer zeitlichen Verfügbarkeit von 63% erzielte die Anlage im Jahr 2000 eine Performance von 45 %.
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]	Kummulierte [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
Nov. 89...Dez. 2000				total						1'160'466	14'982	1'145'484	1'148'071
mittel	8'751	1.00	0.07	3'600	1'403	9.6	110'494	105'482	477	105'005	1'362	103'878	

Jan. 00	744	1.00	0.02	218	71	-1.3	6'404	5'977	59	5'917	92	5'825	1'191'684
Feb. 00	696	1.00	0.02	246	82	2.9	7'306	6'814	43	6'772	87	6'685	1'198'369
Mär. 00	744	1.00	0.00	321	110	5.5	9'700	9'060	54	9'006	93	8'912	1'207'281
Apr. 00	720	1.00	0.12	322	139	10.5	10'446	9'801	38	9'763	91	9'672	1'216'953
Mai. 00	744	1.00	1.00	0	156	15.4		0	0	0	94	-94	1'216'859
Jun. 00	720	1.00	0.97	12	165	18.3	232	216	2	214	97	117	1'216'976
Jul. 00	744	1.00	0.98	5	153	16.1	121	114	2	113	96	16	1'216'993
Aug. 00	744	1.00	0.02	370	162	18.8	12'736	12'136	63	12'073	104	11'969	1'228'962
Sept. 00	720	1.00	0.30	236	144	14.9	7'627	7'222	34	7'188	95	7'093	1'236'055
Okt. 00	744	1.00	0.03	280	91	10.8	6'698	6'299	63	6'236	93	6'143	1'242'198
Nov. 00	720	1.00	0.02	223	72	5.4	4'744	4'427	58	4'369	89	4'280	1'246'478
Dez. 00	744	1.00	0.04	217	64	4.7	4'107	3'812	56	3'756	91	3'665	1'250'143
2000	8'784	1.00	0.37	2'450	1'408	10.2	70'120	65'878	472	65'405	1'122	64'284	

Tabelle 3, Betriebswerte Meteo und Energien, Jahreswerte 1990 ... 2000 und Monatswerte 2000.

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 %.

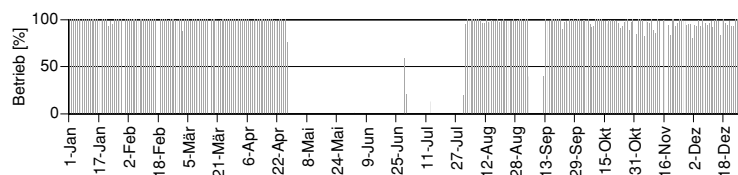
DOMAT 103.97 [kWp]	Y r	Y a	Y f	L s	L c	PR —	n Feld —	n Inv —	n tot —	Betr [%]	Feld [%]	Tp b [°C]	spez. Ertr. [kWh/kWp]
1989													
1990	3.96	2.47	2.23	0.24	1.49	0.56	0.067	0.904	0.061	74	98	34.8	790
1991	3.90	3.17	3.02	0.14	0.73	0.78	0.087	0.956	0.083	98	95	35.2	1'085
1992	3.71	2.96	2.83	0.13	0.75	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
Nov. 89...Dez. 2000													
mittel	3.85	2.92	2.77	0.15	0.93	0.72	0.081	0.949	0.077	93	99	31.9	997

Jan. 00	2.28	1.99	1.84	0.15	0.29	0.81	0.094	0.924	0.087	98	100	15.7	
Feb. 00	2.81	2.42	2.25	0.18	0.39	0.80	0.093	0.927	0.086	98	100	21.2	
Mär. 00	3.56	3.01	2.79	0.22	0.55	0.79	0.091	0.928	0.084	100	100	25.7	
Apr. 00	4.63	3.35	3.13	0.22	1.28	0.68	0.078	0.935	0.073	88	100	30.1	
Mai. 00	5.03				5.03						100	-99.0	
Jun. 00	5.49	0.07	0.07	0.01	5.41	0.01	0.002	0.923	0.001	3	100	33.8	
Jul. 00	4.95	0.04	0.03	0.00	4.91	0.01	0.001	0.930	0.001	2	100	34.6	
Aug. 00	5.22	3.95	3.75	0.21	1.27	0.72	0.081	0.948	0.077	98	100	41.5	
Sept. 00	4.79	2.45	2.30	0.14	2.34	0.48	0.055	0.942	0.052	70	100	35.7	
Okt. 00	2.95	2.08	1.93	0.14	0.87	0.66	0.076	0.931	0.071	97	100	29.6	
Nov. 00	2.40	1.52	1.40	0.12	0.88	0.58	0.068	0.921	0.063	98	100	20.2	
Dez. 00	2.07	1.27	1.17	0.11	0.80	0.56	0.066	0.915	0.060	96	100	18.2	
2000	3.85	1.84	1.72	0.12	2.01	0.45	0.051	0.933	0.048	63	100	28.9	

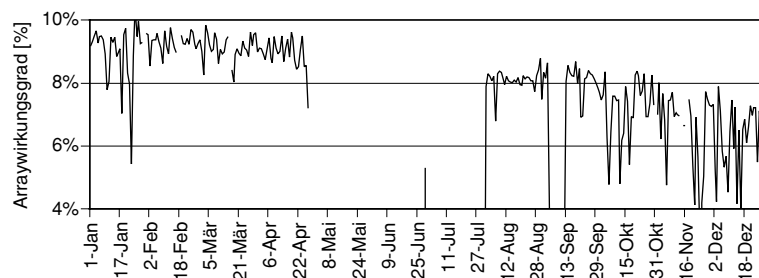
Tabelle 5, Betriebswerte, Ertrag, Performance und Verluste, Jahreswerte 1990... 2000 und Monatwerte 2000.

Betriebsunterbruch und Feldwirkungsgrad

Die Figuren 4 und 5 zeigen die Betriebsunterbrüche (weisse Fläche) und den Feldwirkungsgrad der Anlage in Jahre 2000.



Figur 4, Betriebsunterbrüche (weisse Fläche) im Jahre 2000.



Figur 5, Feldwirkungsgrad bei Betrieb der Anlage im Jahre 2000.

3. Im Jahre 2000 durchgeführte Arbeiten

- Kontinuierliche Messungen
- Auswertung der Messdaten
- Numerische und graphische Darstellung der Resultate
- Interpretation der Resultate
- Interventionen im Zusammenhang mit den Betriebsunterbrüchen

4. 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. In Anbetracht der Ausfälle im Jahre 2000 und um den weiteren Betrieb sichzustellen, sollte im nächsten Jahr eine umfangreiche Komponentenprüfung durchgeführt werden.

5. 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] Förderprogramm Photovoltaik, c/o TNC Consulting AG,
Richtlinien zur Auswertung und Darstellung von Messdaten von PV-Netzverbundanlagen,
Januar 1995.

6. Publikationen

- [3] 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.
- [4] L. Clavadetscher, Th. Nordmann, TNC Consulting AG,
Evaluation of Grid-Connected PV-Installations, Paper: 1B.32,
12th European Photovoltaic Energy Conference, Amsterdam, April 1994.
- [5] 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.
- [6] TNC Consulting AG,
100 kW PV-Netzverbundanlage A13; Messkampagne,
Jahresberichte 1990 ... 99.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 35527
Contract Number : 75305

Project Title : Coating of PV-Modules

Abstract :

PURPOSE AND GOALS OF THE PROJECT:

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 in two parallel investigations: laboratory investigations for a systematic screening of different glass/coating combinations and a "real term" investigation in an existing power plant.

MOST IMPORTANT RESULTS IN 2000:

Laboratory investigations

- Evaluation and measurements of a large set of glass/coating combinations
- Detection of material problems during exposition: it is necessary to order and prepare a large new batch for exposition. Re-establish measurements in early 2001.

"Real term" investigations

- Construction and validation of the experimental setup successful
- Due to further developments in coating technology, the experimental modules were re-coated and the measurement campaign is re-established since December 1st, 2000.

Duration of the Project : September 1999 - January 2004

Responsible for the project : Dr. Andreas Schlegel

Reporting on the project : Dr. Andreas Schlegel

Address : awtec AG für Technologie und Innovation
Leutschenbachstrasse 42
8050 Zürich
Switzerland

Telephone : ++41 1 307 4060

Fax : ++41 1 307 4061

<http://www.awtec.ch>

Email : andreas.schlegel@awtec.ch

1 Kurzbeschreibung des Projektes

Ziel dieser Untersuchungen ist, den Effekt von verschiedenen chemischen Oberflächenbehandlungen 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

Die Untersuchungen sollen über 3 Jahre laufen und werden auf zwei parallelen Schienen geführt:

Laboruntersuchungen in Zusammenarbeit mit der Hochschule Rapperswil HSR, Institut für Solartechnik:

Screening von verschiedenen Gläsern mit verschiedenen Beschichtungsverfahren. Die Wirksamkeit und Stabilität dieser neuen Materialien soll in der Freibewitterung und im Labor überprüft werden.

Praxistest: 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.

2 Projektziele 2000

Praxistest:

- Aufbau und Inbetriebnahme der Messanlage (IBM Altstetten)
- Validierung der Messanlage durch eine unabhängige Instanz
- Start der Messkampagne
- Aufbau einer standardisierten Datenauswertung

Laboruntersuchungen:

- Evaluation und Bereitstellung verschiedener Beschichtungsverfahren und Gläser
- Winkelabhängige Transmissionsmessungen vor der Exposition
- Aufbau der Freibewitterungsanlage und Start der Exposition

3 Projektstand, durchgeführte Arbeiten:

Allgemeine Bemerkung:

Aufgrund von Material- und Lieferproblemen mussten die bereits laufenden Messkampagnen abgebrochen und neu gestartet werden. Dadurch verzögert sich das gesamte Projekt "Beschichtung von PV-Modulen" um ca. 9 Monate.

3.1 Projektstand Praxistest:

Die Messanlage auf dem Dach der IBM in Altstetten konnte erfolgreich in Betrieb genommen werden. Eine unabhängige Validierungsmessung durch die HTA Burgdorf hat ergeben, dass das Messsystem mit sehr hoher Genauigkeit funktioniert [1]. Die Auswertemethode muss hingegen noch verbessert werden, um eine bessere Vergleichbarkeit mit anderen Anlagen zu erreichen.

Im April 2000 wurde das Versuchsfeld für die Messkampagne vorbereitet, d.h. alle Module wurden gereinigt und 2 der 4 Gruppen mit PV-Guard beschichtet (s. unten: Messanlage). Ende April wurde dann die erste Messkampagne gestartet.

Verbesserte Beschichtungstechnologie

Anfangs November 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 neue Produkt dem Langzeittest zu unterziehen. Der Hersteller hat sich bereit erklärt, sämtliche Kosten für die Neubeschichtung zu tragen.

Diese Arbeiten sind bereits durchgeführt worden und die neue Messkampagne wurde per 1. Dez. 2000 wieder aufgenommen.

3.1.1 Beschreibung der Messanlage (IBM Altstetten)

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 (s. Bild) 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)

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).

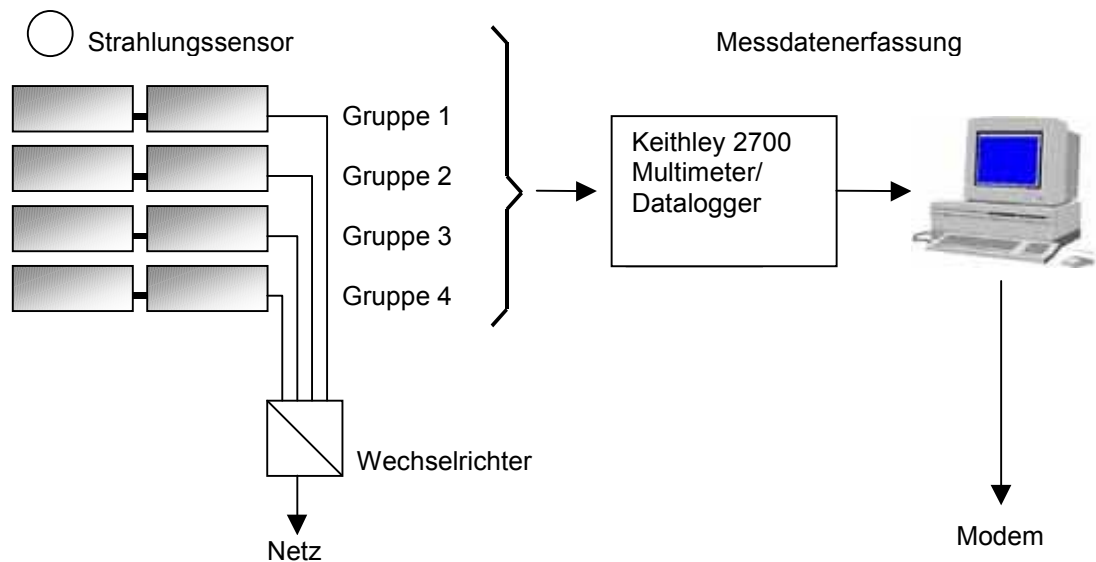


Abb. 2: Schema der Versuchsanordnung

3.2 Projektstand Labormessungen

Um das Transmissionsvermögen von Solargläsern zu erhöhen, werden seit neuestem 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 Leistungsfähigkeit (und dazu zählt auch die Dauerhaftigkeit) dieser Produkte wird mit Hilfe eines neuen Freibewitterungsstandes (vgl. Abb. 3) untersucht. Dazu wurden unterschiedliche Glastypen mit unterschiedlichen Beschichtungen kombiniert (Tab. 2) und vor der Freisetzung optisch charakterisiert.

Glas	Beschichtung	Orientierung
AFG Solatex	Ohne PV-Guard Flabeg Sunarc	
AFG Solite	Ohne PV-Guard Flabeg Sunarc	Struktur aussen
AFG Krystal Klear	Ohne PV-Guard Sunarc	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen
Vegla extra light	Ohne PV-Guard Flabeg Sunarc	
Pilkington Optiwhite	Flabeg	Float-Seite aussen Zinn-Seite aussen

Tab. 2: Zusammenstellung der unterschiedlichen Glas / Beschichtungskombinationen exponierter Proben. Laboruntersuchungen, Freibewitterungsstand, SPF Rapperswil.



Abb. 3: Freibewitterungsstand am Institut für Solartechnik SPF, Hochschule Rapperswil HSR.

Transmissionsmessungen:

In Abb. 4 und 5 sind als Beispiel einige Resultate der winkel- und wellenlängenabhängigen Transmissionsmessungen aufgezeichnet. Diese Messungen wurden mit neuen Gläsern (beschichtet und unbeschichtet) **vor** der Exposition im Freibewitterungsstand durchgeführt.

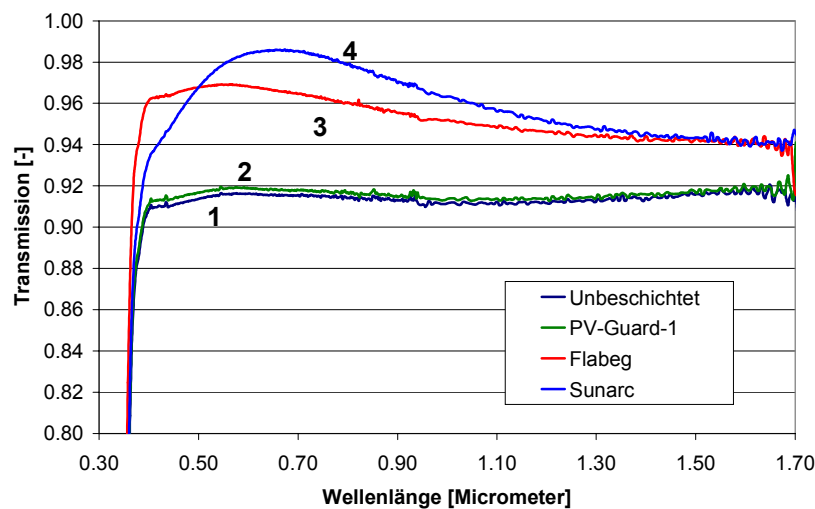


Abb. 4: Transmissionsmessungen in Funktion der Wellenlänge von AFG Solatex Gläsern, unbeschichtet und mit drei verschiedenen Beschichtungen

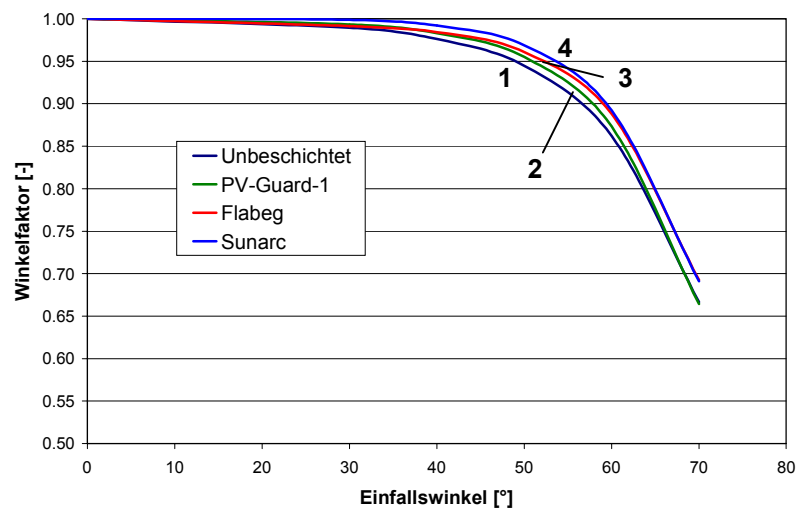


Abb. 5: Winkelfaktor in Funktion des Einfallswinkels von AFG Solatex Gläsern, unbeschichtet und mit drei verschiedenen Beschichtungen (Laboruntersuchungen, SPF Rapperswil)

Materialprobleme im Verlauf der Exposition:

Bei einem grossen Teil der für die Labormessungen verwendeten Gläser sind im Verlaufe der Exposition Materialprobleme aufgetreten, welche die bisherigen Messungen so stark beeinträchtigen, dass das eigentliche Projektziel nicht mehr erreicht werden kann. Es ist unumgänglich, die Gläser auszuwechseln und neu zu exponieren. Das SPF in Rapperswil ist bereit, die anfallenden Arbeiten (Lieferung, Beschichtung, Transmissionsmessungen, Exposition) in seinem Institut noch einmal durchzuführen und die Kostenfolgen direkt mit den Herstellern zu regeln.

Zur Drucklegung dieses Berichtes ist noch nicht klar wann die neue Messkampagne gestartet werden kann.

4 Wesentliche Resultate 2000

Praxismessungen:

- Messanlage auf dem Dach der IBM installiert, in Betrieb genommen und validiert
- Messkampagne mit der neuen Beschichtung PV-Guard-2 am 1. Dez 2000 gestartet

Labormessungen:

- Freibewitterungsstand aufgebaut
- Messsystem für winkel- und wellenlängenabhängige Transmissionsmessungen definiert
- Ordern, Beschichten, Vermessen und Exponieren der neuen Proben gestartet

5 Perspektiven, geplante Arbeiten für 2001

Praxismessungen:

- möglichst unterbruchsfreie Messdatenerfassung
- periodisches Aufbereiten der Messdaten
- Reinigung der Gruppen 3 und 4, Vergleichsmessungen (Ende Nov. 2001)
- Jahresbericht 2001 mit ersten Vergleichsdaten

Labormessungen:

- Lieferung und Beschichtung der neuen Gläser
- vollständiges Set von Transmissionsmessungen vor der Exposition
- Erneute Exposition im Freibewitterungsstand, so rasch wie möglich, Ziel Ende Januar 2001

6 Literatur

- [1] Validierung Messsystem, I-U-Kennlinienmessung und Messdatenauswertung PV-Anlage IBM Altstetten, Zürich. C. Renken, Labor für Photovoltaik, HTA Burgdorf, Ilcoweg 1, 3400 Burgdorf.

Studien, Hilfsmittel und Vorprojekte

M. Real Normenarbeit für PV-Systeme - 17967 / 57555	74
Ch. Roecker PVSYST 3.0, Ergonomie et fonctionnalité - 21280 / 65847	75
Ch. Meier, P. Eichenberger Guarantee of Solar Results for Grid- Connected- Photovoltaic- Systems "GRS-PV" - 29946 / 69842	76
R. Frei, Ch. Meier HORIZsolar - Development of a new and cost- effective instrument for a up- to-date and accurate pick-up of the horizon - 35547 / 75306	77
Th. Hostettler Feasibility Study "PV installations with Thin-film Cells integrated into football stadiums" - 38268 / 78044	78
S. Nowak, M. Gutschner, M. Barker PV City Guide	79

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 17967
Contract Number : 57555

Project Title : Normenarbeit für PV Systeme

Abstract: Global recognition of the quality and legitimacy of its technical work as an international standards organisation 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 standards for PV Systems are worked out by Technical Committee 82 (TC82) , which has the following Scope: To prepare international standards for systems of Photovoltaic conversion of solar energy into electrical energy and for all the elements in the entire Photovoltaic energy system. TC 82 is organised by 7 working groups:

WG 1: Glossary
 WG 2: Modules, non-concentrating
 WG 3: Systems
 WG 4: PV energy storage systems
 WG 5: Quality and certification
 WG 6: Balance-of-system components
 WG 7: Concentrator modules

Details on the actual work being performed by individual WG's can be looked up under <http://www.iec.ch>.

Switzerland is actively involved in the TC 82 work and WG3, where PV system related standards are elaborated. As a P-Member, Switzerland can have direct impact on all the standards being worked out under TC82. The Swiss platform to discuss these topics is the national "Technische Komitee 82" (TK82). All related documents are circulated to their members for discussion, either by writing or in regular meetings. Among the many standards being worked out at present, the most important one's for the Swiss PV Industry are related to PV on buildings, Solar Home System type approval testing and inverter safety and testing. Interested individual experts or companies can apply to become part of this important process by applying at Mr. Josef Schmucki, SEV, Fehraltorf or the author of this report.

Duration of the Project : 1.1.1998 – 31.12.2000

Responsible for the project : Markus Real

Reporting on the project : Markus Real

Address : Alpha Real AG,
 Feldeggstrasse 89, 8008 Zürich

Telephone : +41 1 383 02 08

Fax : +41 1 383 18 95

<http://www.iec.ch>

Email : alphareal@access.ch

1. Projektziele 2000

Im laufenden Jahr wurde verschiedene Normen als Entwurf ausgearbeitet. Die genauen Titel und der Stand der Arbeiten können unter www.iec.ch eingesehen werden, wo die im Abstract aufgeführten Working Groups einzeln als eigene Bereich aufgeführt sind.

Für die Schweizer PV Industrie dürften 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 System eingebracht werden. Punkte von besonderem Interesse sind folgende Fragen:

- Braucht es für die Freischaltung von Invertern in jedem Falle 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 5 kW zu verzichten, aber für Stecker eine Sicherung gegen unbeabsichtigtes Herausziehen vorzusehen. Dabei wurden verschiedene Sicherheitsrisiken gegeneinander abgewogen.
- In Deutschland werden seit Jahren auch grössere DC Felder ohne Strangdioden oder Strangsicherungen gebaut, wenn Schutzklasse 2 Installationsmaterial und Module verwendet werden. In dieser Frage übernahm WG3 die Haltung der deutschen Kollegen, nachdem die Risiken für die Varianten mit und ohne Strangsicherungen abgewogen waren.

Aus Sicht des Autors ist dabei keine für die PV Branche nachteilige Formulierung eingeflossen. Im Gegenteil beschränkt sich die Norm auf installationsrelevante Teile und lässt weiten Spielraum für weitere Verbesserungen und Entwicklungen in der Systemtechnik zu. AC Module wurden auf Anregung des Autors vom Scope ausgeschlossen, da diese in einer gesonderten Betrachtung mit noch weiteren Vereinfachungen rechnen können.

Im Bereich "Electrical safety of static inverters and charge controllers for use in PV power systems" wurde die Diskussion über ein Jahr 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 in der bestehenden Schweizerischen prov. Vorschrift über die Zulassungsprüfung von Solarwechselrichtern. Besonders wichtig ist, dass die Laderegler für Solar Home Systems nun 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.

Im Bereich "PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval" wurde ein wichtiges Dokument erarbeitet, das in der nationalen Vernehmlassung ist. Dieses Dokument ist eine der wohl wertvollsten Normen, welche die WG3 erarbeitet hat. 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.

- NWP Blank sheet specification for stand-alone PV Systems.

Diese Dokument ist notwendig für ein Qualitätszertifikat. Allerdings liegt es nicht im Aufgabenbereich der WG3. Der ausgearbeitete Entwurf wird ans IEC Conformity procedure übergeben. Im Prinzip wurde dabei die im PV GAP ausgearbeitete Fassung übernommen und auf IEC Standard umgeschrieben.

- "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 haben, dürfte sich vielleicht noch ein Möglichkeit finden, diese an sich dringend notwendige Norm doch noch in die Normenarbeit aufnehmen zu können. 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.

- Planning for upcoming mandated maintenance updates for previously published WG3 documents (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.

2. 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Es darf erwartet werden, dass die Normenarbeit für "PV Stand alone systems -- Design qualification and type approval". IEC 82/243/CD - stand-alone Systems abgeschlossen werden kann und dass die Norm zu Publikation freigegeben wird.

Zudem wurde ein New Work Proposal formuliert, dass eine ähnliche Lücke für Minigrid Systeme schliessen soll. Auch hier darf in Zukunft mit einem wachsenden Markt gerechnet werden, so dass verbindliche Normen notwendig werden.

3. Zusammenarbeit, internationale Kontakte

Die IEC ist von ihrer Struktur her auf weitgehendste Vernetzung von nationalen und internationalen Interessen geprägt. Die internationale Teilnahme an den Arbeits- und Technical Committee Sitzungen darf als sehr gut eingestuft werden. Auch die Partizipation der nationalen Komitees an der Entscheidungsfindung ist sehr gut.

4. Allfälliger Transfer von Ergebnissen in die Praxis

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.

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.

5. Perspektiven für 2001

Es darf erwartet werden, dass folgende Normen im nächsten Jahr zum Abschluss kommen:

- Safety testing requirements for 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

6. Publikationen

Siehe IEC Website

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 21280
Contract Number: 65847

Project Title: PVSYST 3.0 Ergonomie et fonctionnalité

Abstract:

Three objectives were defined for this year :

- Collect the comments and bug reports from the users of version 3.0, implement the corrections and the accepted suggestions and improvements in the program.
- Finalise the website, open a user's forum.
- Publish the results of the project

Results :

The program is now available in version 3.1 with several improvements.

It has been used by the participants of the IEA international design competition with success.

Results have been presented in Sydney, Glasgow and Neuchâtel

The website is open, with forum space (<http://www.pvsyst.com/>)

Duration of the Project: 1st of July 1998 - 31st of December 1999
Extended : 30 June 2000

Responsible for the project: Ch. Roecker

Reporting on the project: Ch. Roecker

Address: EPFL - Bâtiment LESO 1015 Lausanne
CUEPE, Battelle bât A, 7, rte de Drize,
1227 Carouge/GE

Telephone: ++41 021 693.43.41 **Fax:** ++41 21 693 27 22

<http://www.pvsyst.com/>

Email: christian.roecker@epfl.ch - andre.mermoud@cuepe.unige.ch

1. Objectifs

Ce projet se proposait de réaliser une nouvelle version du logiciel PVSYST portant l'accent sur l'ergonomie et la fonctionnalité. Pour les quelques mois d'extension de cette année, les objectifs étaient les suivants :

- Recueillir les commentaires, suggestions et problèmes rencontrés par les utilisateurs de la version 3.0, implémenter les corrections et les améliorations suggérées lorsque possible.
- Finaliser le site web, ouvrir un forum de discussion pour les utilisateurs.
- Publier les résultats du projet.
- Distribution du logiciel, publicité.

2. Travaux effectués

Le projet s'est déroulé comme planifié, avec le travail réparti entre les deux équipes selon leurs domaines respectifs :

- André Mermoud au GAP a assuré l'implémentation des corrections et améliorations demandées ou suggérées, ainsi que plusieurs améliorations de son cru.
Il a également implémenté de nouvelles données dans les bases de données des composants, et programmé un accès direct aux données météorologiques pour les USA, disponibles sur le Web.
- L'équipe du LESO (J. Bonvin, Ch. Roecker) a préparé et publié les rapports final et annuel du projet, et a présenté le projet à la seconde International Conference on Electrical Building, à Sydney. Elle a préparé les nouvelles pages web décrivant les nouvelles fonctionnalités du programme
- Le GAP et le LESO ont présenté les résultats du projet en commun à la Conférence Internationale Photovoltaïque de Glasgow et aux Journées Nationales Photovoltaïques de Neuchâtel.
- Le site web, mis en place par le GAP, est actif, le téléchargement du programme est possible et un forum est ouvert pour les utilisateurs.(www.pvsyst.com)
- Le logiciel compte maintenant environ 120 utilisateurs (33 nouveaux, 40 updates de la version 2, le reste en machines supplémentaires chez des utilisateurs déjà inscrits). Les principaux pays demandeurs sont en Europe (Suisse, UK, Danemark, France, Italie, Suède, Pays bas, Pologne, ...), mais il existe aussi des licences dans des pays d'Asie (Inde, Corée, Japon) et d'Afrique.

3. Collaboration nationale et internationale

Ce projet a été l'occasion de consolider de nombreuses collaborations déjà établies entre le LESO, l'université de Genève et plusieurs acteurs de la scène photovoltaïque internationale (y-compris par la Task VII de l'AIE).

La version spéciale mise à disposition pour la Design Competition de la Task VII de l'AIE a été unanimement saluée par les organisateurs et les participants

4. Transfert à la pratique

Le programme est disponible pour tous les praticiens, en nouvelle version 3.1.

5. Perspectives (hors du projet)

- Commercialisation étendue du logiciel.
- Éventuelle adaptation en Allemand ou autre langue si demande importante

6. Publications

- PVSYST 3.0 Software : Ergonomics & Accessibility
Présentation en séance PVIB, Electric Building Conference, Sydney
Ch. Roecker, J. Bonvin, LESO-PB, EPFL, CH-1015, Lausanne
A. Mermoud, GAP, University of Geneva, Switzerland
- PVSYST 3.0 Software : Ergonomics & Accessibility
Poster presentation à la Conférence Internationale Photovoltaïque de Glasgow
A. Mermoud, GAP, University of Geneva, Switzerland
Ch. Roecker, J. Bonvin, LESO-PB, EPFL, CH-1015, Lausanne
- PVSYST 3.1, Poster aux Journées Photovoltaïques Suisses, Neuchâtel, Novembre 2000

Lausanne, le 8 décembre 2000

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 29946
Contract Number: 69842

Project Title: Guarantee of Solar Results for Grid-Connected-Photovoltaic-Systems 'GRS-PV'

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.

Duration of the project: July 1999 - December 2000

Responsible for the project: Christian Meier
Reporting on the project: Christian Meier, Peter Eichenberger
Address : energiebüro
Limmatstrasse 230
CH-8005 Zürich/Switzerland
Telephone : ++ 41 1 242 80 60
Fax : ++ 41 1 242 80 86
Internet-Hompage: <http://www.energieburo.ch>
Email : info@energieburo.ch



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.

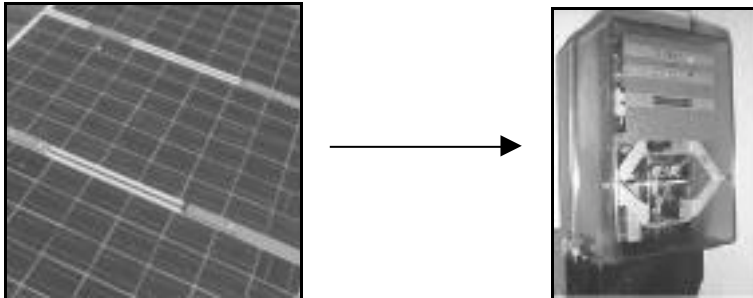


Bild 1. Stimmt der Ertrag? GRS soll helfen, diese Frage zu strukturieren.

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 2000 geleistete Arbeiten und Ergebnisse

Im Rahmen des 'EU-ALTENER 1998 Project Round' wurden im vergangenen Jahr die Rahmenbedingungen für die Einführung von Garantien bei Photovoltaik-Anlagen in Zusammenarbeit mit Firmen bzw. Organisationen aus drei EU-Ländern untersucht. Dabei haben im Verlaufe des Jahres zwei Workshops stattgefunden, einer in Basel und einer in Matt/GL.

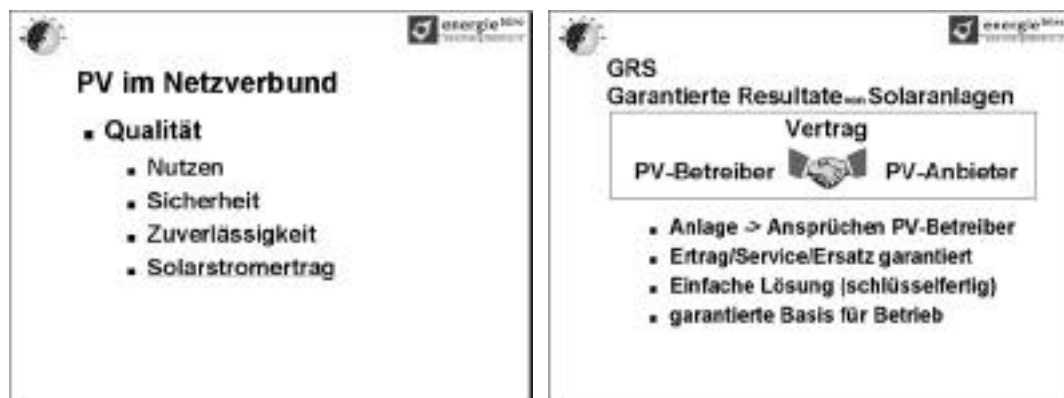


Bild 2. Zur Erarbeitung des GRS-Prinzip steht die Erfüllung der Qualität im Zentrum, welche durch eine vertragliche Übereinkunft zwischen dem technischen Partner und dem Investor getroffen wird. Dabei wird die Garantie festgelegt, die es zu erfüllen gibt. Allen anderen Garantien untergeordnet ist die Garantie nach dem garantierten Ertrag.

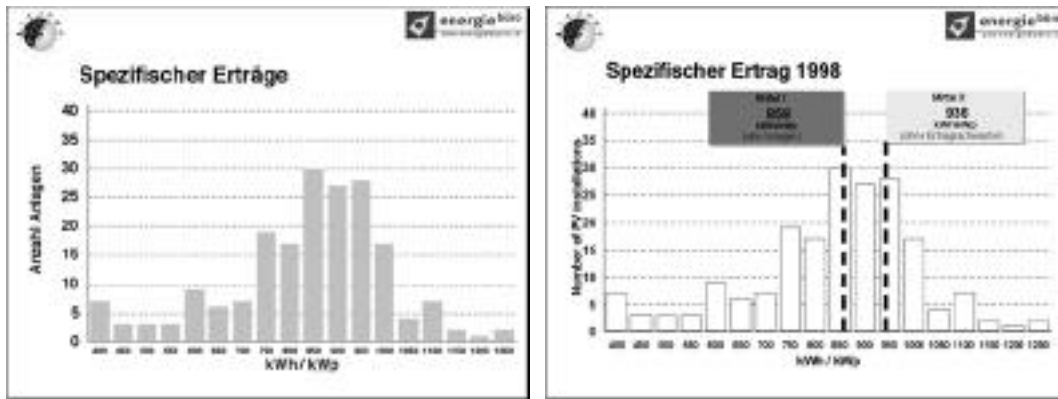


Bild 3. Spezifische Erträge von ca. 200 PV-Anlagen in der Schweiz. Wenn es um garantierte Erträge ist es wesentlich, dass nach einem oder mehreren Betriebsjahren keine unliebsamen Überraschungen auftauchen und der technische Partner und der Investor klare, kongruente Vorstellungen darüber haben, welche Erträge von einer Anlage erwartet bzw. garantiert werden und wie vorgegangen wird, falls dieser ertrag unterschritten wird.

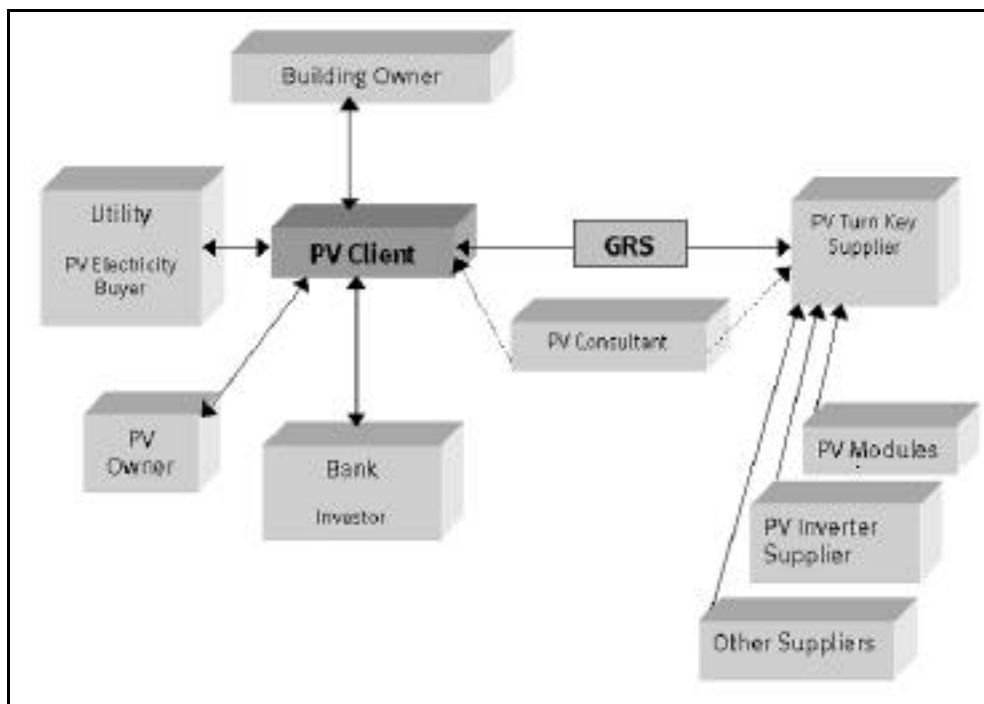


Bild 4. Auf Basis der detaillierten Analyse aller am Bau und Betrieb einer PV-Anlage beteiligten Ansprechpartner wurde ein Beziehungsdiagramm erstellt, welche die vertraglichen Beziehungen unter den Beteiligten veranschaulicht. Ein Vertrag GRS muss gemäss Auffassung der Projektbeteiligten zwingend zwischen dem PV-Kunden (PV-Client) und dem PV-Generalunternehmer (PV-Turn Key Supplier) erfolgen. Andere Konstellationen, i.B. der Vertrag zwischen dem PV-Kunden und einzelnen Lieferanten (PV Modules, PV Inverter, Other) ist denkbar, aus Sicht GRS aber wesentlich schwieriger zu bewerkstelligen und deshalb im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter verfolgt.

Abschätzung möglicher finanzieller Nutzen von GRS

Annahme: spezifischer Ertrag von 800 auf 900 kWh/kWp pro Jahr verbessert durch GRS	Angenommene Mehrkosten für GRS z.B. 5 % der PV- Erstellungskosten (7'500 EURO/kWp)	Rechenrischer Mehrertrag durch GRS während 20 Jahren (unverzinst)
1 kW -> 50 EURO/a	375,-- EURO	1.000,-- EURO
5 kW -> 250 EURO/a	1.875,-- EURO	5.000,-- EURO
10 kW -> 500 EURO/a	3.750,-- EURO	10.000,-- EURO
20 kW -> 1.000 EURO/a	7.500,-- EURO	20.000,-- EURO
50 kW -> 2.500 EURO/a	18.750,-- EURO	50.000,-- EURO
100 kW -> 5.000 EURO/a	37.500,-- EURO	100.000,-- EURO

Tabelle 5. Ein möglicher finanzielle Nutzen von GRS wurde im Rahmen der Arbeiten abgeschätzt. Dabei wurde rechnerisch die Annahme getroffen, dass mit GRS der spezifische Ertrag von z.B. 800 auf 900 kWh/kWp pro Jahr verbessert wurde. Berechnungen auf Basis von 0.50 Euro pro kWh Stromvergütung. Es zeigt sich, dass sich (angenommene) Mehrkosten für GRS schnell auszahlen.

Bestandteile eines möglichen GRS-Vertrag

1. Definition der Vertragspartner
2. Vertragsgegenstand
3. Ziel
4. Dauer
5. Bedingungen vor Ort
6. Garantien
7. Referenz-Bedingungen
8. Einschränkungen
9. Korrekturmethode Ertrag
10. Einstrahlungsreferenz
11. Fehlererkennung
13. Finanzielle Abgeltungen
14. Regelung bei Streitigkeiten
15. Vertragsablauf
16. Anhänge
 - ann. 1: Bereinigte Offerte
 - ann. 2: Vorprojekt
 - ann. 3: Beschrieb 'Bedingungen vor Ort'
 - ann. 4: Inbetriebnahmeprotokoll
 - ann. 5: Unterhaltsanweisungen
 - ann. 6: Vorgeschriebene Materialien

Bild 6. Auflistung der Bestandteile eines möglichen GRS-Vertrag, wie er im Rahmen der Projektarbeit als Mustervertrags-Entwurf erarbeitet wurde und bei verschiedenen realisierten Anlagen zum Einsatz kam.

Anforderungen an die Überwachung

- Detektion und Log bei Netzausfall
- genaue Energiemessung, mögl. mit täglicher Auflösung

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">- Strang-Messung oder Strangvergleich- Einstrahlungs-Referenz- Ausfall-Log |
|--|

Bild 7. GRS will helfen, dass bei Minderertrag zwischen den beiden Projektpartner schnell klar ist, wer für diese Minderertrag verantwortlich ist. Unabdingbare Voraussetzung dazu ist, dass Störungen irgendwelcher Art (Witterung, netzseitig, anlageseitig, Dritte) rechtzeitig erkannt und an den Systemverantwortlichen weitergeleitet werden. Das führen eines Logs (manuell oder elektronisch) ermöglicht es, Sachverhalte auch im Nachhinein nachvollziehen zu können.

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

Es wurden mit folgenden Firmen/Organisationen Kontakte gepflegt:

- Anlageinstallateure und Planungsbüros
- Finanzierungsgesellschaften und Solargenossenschaften
- Verbände im Bereich Solarenergie und öffentliche Hand
- Solarfirmen in Deutschland, Holland und Frankreich

4 Allfälliger Transfer von Ergebnissen 2000 in die Praxis

GRS wurde im Rahmen von Realisierungen von Solarstromanlagen in Europa getestet und verfeinert.

5 Perspektive für 2001

Die Projektarbeiten werden per Ende 2000 abgeschlossen.

6 Publikationen 2000

Zwischenbericht GRS (nur für internen Gebrauch)

wissenschaftlicher Beitrag EU-PV-Konferenz Glasgow/UK

Jahresbericht 2000; Bundesamt für Energie und AUE

Dieses Projekt wird unterstützt durch:

Bundesamte für Energie

Kanton Basel-Stadt

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

Zürich, Dezember 2000

Christian Meier

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 35547
Contract Number: 75306

Project Title: **HORIZsolar – Development of a new and cost-effective instrument for a up-to-date and accurate pick-up of the horizon**

Abstract:

HORIZsolar is a new 360°-panorama-tool and a picture-handling software for the photometric determination of the horizon. With the camera-help panoramaMaster accurately aligned pictures are taken up, which are merged with the software horizON to a 360°-Panorama. The horizon will be calculated automatically.

During the winter term 1999/2000, the software horizON was developed in its fundamentals. Since autumn 1998 the panoramaMaster is being developed. Up to today, 2 prototypes of the panoramaMaster were produced, and a first version of horizON also.

The status of the development shows for the prototypes of the first generation some typical lacks such as unsatisfactory functionality and insufficient customer friendliness.

Duration of the Project: October 1999 – December 2000

Responsible for the project: energiebüro

Reporting on the project: Frei Roland

Address: energiebüro
Limmatstrasse 230
CH-8005 Zürich

Telephone: 01 / 242 80 60

Fax: 01 / 242 80 86

<http://www.energieburo.ch>

Email: info@energieburo.ch

1 Projektziele 2000

Nachdem 1999 bereits ein erster Prototyp des Horizontaufnahmegerätes panoramaMaster hergestellt worden ist, und das Projekt gleichzeitig im Jahr 2000 beendet werden musste, wurden die Ziele für das Jahr 2000 wie folgt gesteckt:

- Herstellung 2. Prototyp des Horizontaufnahmegerätes (panoramaMaster)
- Entwicklung 1. Version einer Software (horizON) zur automatischen Horizontberechnung anhand von Fotografien

Beide Ziele wurden erreicht. Der Status der Entwicklung zeigt aber die für einen Prototypen der ersten Generation typischen Lücken auf: Punkte wie Funktionalität und Kundenfreundlichkeit fallen z.T. unzureichend aus.

2 Kurzbeschreibung

Horizontaufnahmen der Umgebung und von topographischen Erhöhungen, von umliegenden Gebäuden, Bäumen und Dachaufbauten sind nötig, um geeignete Gebäude zu evaluieren, bei denen die Betreibung von Solaranlagen in Frage kommen bzw. die Lichtverhältnisse inner- und ausserhalb des Gebäudes der vorgesehenen Nutzung entspricht – eine seriöse Anlagenplanung erfordert die Abschätzung der Eigen- bzw. Fremdbeschattung.

Im Rahmen von Solarstrombörsen müssen Solarstromanlagen – über einen langfristigen Zeitraum betrachtet – rentabel sein, um als Ökoinvestitionen mit gesicherter Rendite an Unternehmungen und Klein-Investoren verkauft zu werden. Aufgrund des Rentabilitätsdruckes und auch um genaue Ertragsvorhersagen machen zu können, ist es nicht möglich, Anlagen nur 'auf gut Glück' zu errichten. Die mögliche Beschattung einer Anlage durch ihre Umgebung kann für den Betreiber zu unerwartet hohen Ertragsausfällen führen, wofür der Planer haftbar gemacht wird. Die Kenntnis des Horizontes ist deshalb entscheidend. Auch bei der Dimensionierung von PV-Anlagen im Inselbetrieb ist der Horizont wichtige Eingabegrösse für die richtige Auslegung des Modulfeldes.

Bei der Horizontbestimmung findet man heute eine unbefriedigende Situation vor: Der Horizont wird entweder 'von Auge', von Hand mittels eines Kompasses und Neigungsmessers oder mit der 'Heliochron'-Horizontaufnahme-Methode nach Mützenberger aufgenommen. Die dabei erhaltenen Werte werden anschliessend z.B. in den Dimensionierungs- bzw. Strahlungsberechnungsprogrammen Polysun, MeteoNorm oder PV-SYST udgl. weiterbearbeitet. Die aufgezählten Horizontaufnahme-Methoden bergen grosse Ungenauigkeiten in sich, welche Planungsfehler nach sich ziehen, weshalb grosser Handlungsbedarf besteht!

HORIZsolar umfasst einen neuen mechanischen Fotostativ-Aufsatz und eine Bildbearbeitungssoftware für die photometrische Bestimmung des Horizontes. Mit der Kamerahilfe panoramaMaster werden exakt ausgerichtete Fotografien aufgenommen, welche mit dem Computerprogramm horizON zu einem 360°-Panorama zusammengefügt werden, aus welchem automatisch der Horizont berechnet werden kann.

3 Projektstand

HORIZsolar wurde im Dezember 2000 abgeschlossen. Bis zum heutigen Zeitpunkt sind 2 Prototyp-Versionen des panoramaMasters hergestellt worden, eine erste Version von horizON liegt ebenfalls vor.

4 2000 geleistete Arbeiten und die daraus resultierenden Resultate

4.1.1 Entwicklung Prototyp II

Der Prototyp II stellt ein kompakteres Gerät dar, welches aus Einzelteilen fix zusammengesetzt ist. Der Prototyp II besteht aus einem drehbaren und einem fixierbaren Teil, mit integrierter Rasterung mittels eines federnden Druckstückes. Der fixierbare Teil der Drehvorrichtung wird auf das Stativ befestigt. An den drehbaren Teil wird die Kamera befestigt. Mittels einer integrierten Libelle kann die Drehvorrichtung horizontal ausgerichtet. Die Kamera wird nun im Kreis von einem Einrastungspunkt zum nächsten Einrastungspunkt um die eigene Achse gedreht, wobei bei jedem Einrastungspunkt eine Photographie gemacht werden kann.

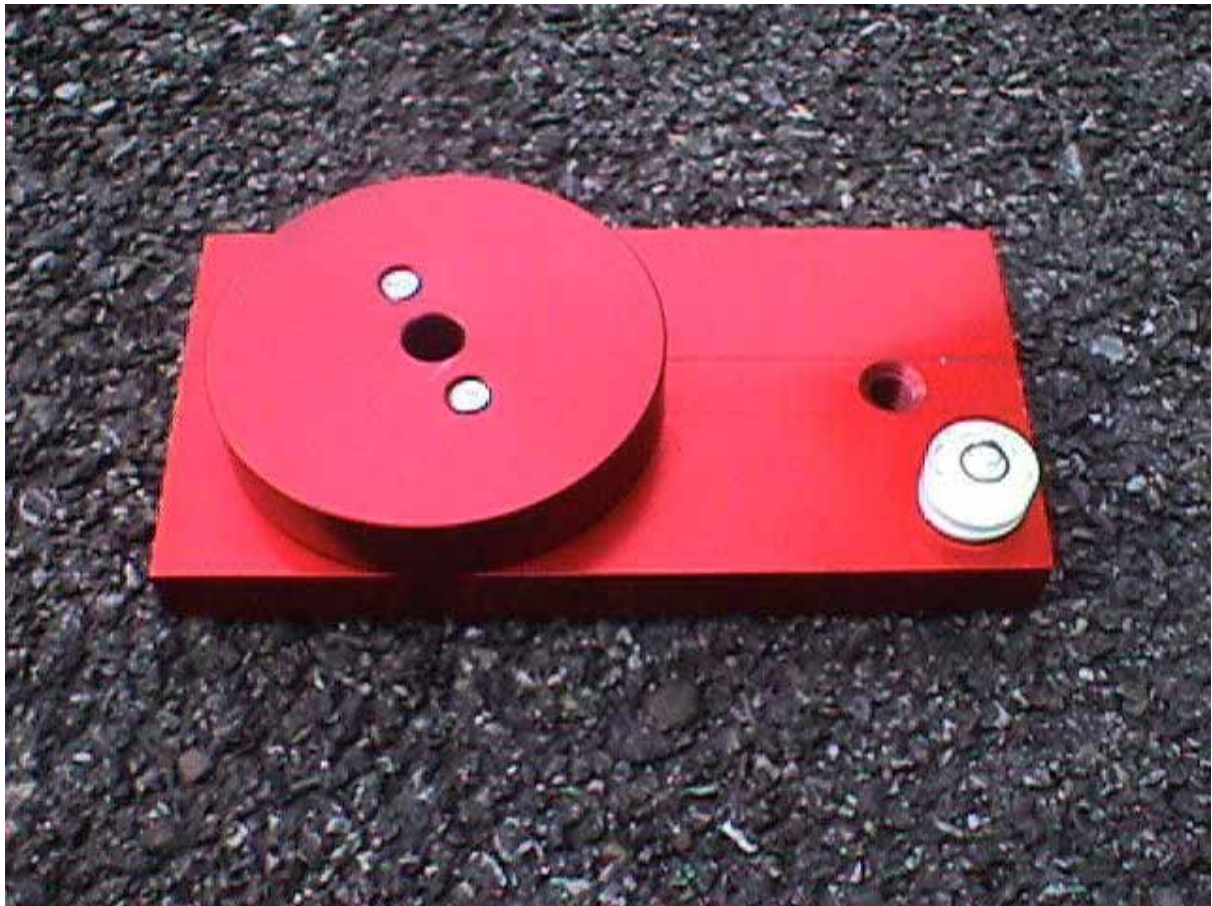


Foto 3: Prototyp II

Die Rasterung sieht Winkelabstände von 30° vor.

Validierung:

Der Prototyp II erfüllt die geforderte Funktionsfähigkeit für horizontal ausgerichtete Aufnahmen. Der Prototyp II ist klein und handlich und passt in jede Fotoausrüstung. Geneigte Aufnahmen sind bewusst ausgeschlossen worden, da geneigte Verzerrungen im entwickelten Computerprogramm horizON v1.0 nicht berücksichtigt werden können.

4.2 Entwicklung Software horizON

Die Software wurde in einem fließenden Dialog zwischen Studenten und den Projektverantwortlichen entwickelt. Die Zielvorgaben wurden im Rahmen einer Semesterarbeit mehrheitlich erfüllt. Eine Demo-Version der Software horizON ist unter www.energieburo.ch erhältlich. Die komplette Anleitung auf englisch ist unter dem Help-File im Programm zu finden.

Charakteristika & Möglichkeiten der Software horizON:

- Einladen von digital vorliegenden Fotografien
- Definition der eingeladenen Bilder (Grösse, Objektiv udgl.)
- Manuelle Überlappung der synonymen Bildausschnitte
- Schneiden und Zusammenfügen der überlappenden Bildausschnitte bis zu einem 360°-Panorama
- Export von Panorama-Fotografien ist möglich
- Automatische Horizont-Kalkulation unter Berücksichtigung verschiedener Parameter
- Einfache Lösungen von Grenzfällen
- Möglichkeit, den Horizont als Export-File unter kompatiblen MeteoNorm- und Polysun-Format abzuspeichern, und in den erwähnten Simulations-Software zu importieren
- Besitzt eine Benutzeroberfläche

Validierung:

Ausserhalb der Semesterarbeit wurde die Erstabgabe der Software weiterverbessert und -entwickelt, damit eine erste Demo-Version möglichen Interessenten möglichst früh vorzustellen war.

Folgende Punkte sind betreffend Funktionalität & Kundenfreundlichkeit noch unzureichend

- Spektrum der Exportformate (bis jetzt nur MeteoNorm- und Polysun-Format)
- Horizont-Anzeigemodus
- Horizontlinie-Berechnung (nicht mehr punktuell, sondern anhand der Steigungsänderungen)
- Aufbau der Benutzerebene (Unterscheidung Experten- vs. Laien-Modus)

bzw. fehlen gänzlich

- Allgemeine Print-Option (z.B. Wiedergabe des Panoramas mit Horizontlinie) fehlt
- Aufhebung / Entzerrung der Vertikalverschiebung
- Sonnenbahnen-Anzeige / Gradeinteilung
- Teilautomatisches Zusammenfügen der Fotos
- Entzerrung geneigt aufgenommener Bilder
- Modularisierung der Software
- Deutsche Version

5 Perspektiven für 2001

Bei einem allfälligen Folge-Projekt ist es das Ziel, ein Produkt zu entwickeln, dass marktauglich sein wird.

6 Publikationen / Veröffentlichungen

6.1 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition in Glasgow 2000

Das Projekt HORIZsolar wurde in der Postersession der Konferenz vorgestellt. Das Interesse an dem Thema war sehr gross und es konnten nützliche Erkenntnisse gewonnen werden.

6.2 InterSolar 2000 in Freiburg

Das Projekt HORIZsolar wurde im Rahmen der Produkteneuheiten-Börse an der InterSolar 2000 in Freiburg in Form eines Referates mit Laptop-Animation vorgestellt. Das Interesse am Thema war durchschnittlich, da die Messe für die Weiterbildung von Laien konzipiert wurde, und nicht für die Fachkräfte aus der Solarbranche.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : 38268
Contract Number : 78044

Project Title : Feasibility Study "PV installations with Thin-film Cells integrated into football stadiums"

Abstract :

The dimensioning of big photovoltaic installations ($P > 100$ kWp), based on crystalline silicon, is well-known today. Also the rules for a good integration into the skin of the buildings are well-known and used successfully. But in one field, experience are still not made:

The electrical and mechanical dimensioning of big PV installations based on Thin-film Cells, for example amorphous silicon or CIS (Copper-Indium-Diselenide).

In the next few years, some football stadiums will be built in Switzerland. All these buildings show large roof areas which could be used for PV-generated energy. This is a great chance to collect such experience.

These questions should be answered by a concrete example. A few participants (Building-owner, Energy-distributor, Investors and so on) are interested in the designated building. The object of the feasibility study is to evaluate open questions in the field of electrical and mechanical dimensioning.

Duration of the Project : July 2000 – March 2001

Responsible for the project : Ingenieurbüro Hostettler, Bern

Reporting on the project : Th. Hostettler

Address : Wankdorffeldstr. 64
3014 Bern

Telephone : 031 / 332 12 42
http://

Fax : 031 / 332 12 41
Email :
Hostettler_Engineering@compuserve.com

1. Projektziele 2000

Gemäss Projektantrag sollen im vorliegenden Projekt primär zwei Punkte näher untersucht werden. Es sind dies:

- Abklärung der Machbarkeit einer grossen PV-Anlage mit Dünnschichtzellen
- Erfahrungsgewinn für das Up-Sizing von Anlagen mit Dünnschichtzellen

Für die anstehenden Verhandlungen zwischen Investor / Bauherrschaft und Energieverkäufer können die Resultate als Basis und Anschubhilfe dienen.

2. Kurzbeschreibung des Projektes

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. Diese weisen 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.

3. Projektstand

Das Projekt ist aufgrund verschiedener Umstände um rund zwei Monate in Verzug und befindet sich noch in der Startphase. Konkret läuft im Moment die Evaluation der verschiedenen Hersteller, um die benötigten Grundlagedaten für die elektrische und mechanische Dimensionierung zu sammeln und auszuwerten.

Deshalb wurde der Zeitplan überarbeitet und die verschiedenen Arbeiten neu terminiert. Neu ist mit den Schlussresultaten ungefähr Ende März 2001 zu rechnen. Ausserdem wurde aufgrund der raschen Fortschritte von neuen Dünnschichtmaterialien nach Rücksprache mit dem Projektbegleiter auch Hersteller von CIS in die Evaluation mit einbezogen.

4. Durchgeführte Arbeiten und wesentliche Ereignisse 2000

In vollem Gange ist im Moment die Evaluation der möglichen Hersteller von Dünnschichtzellen. Dazu wurde ein Fragebogen erstellt, der über die wichtigsten Eigenschaften der jeweiligen Produkte Auskunft gibt. Zusätzlich wird von den Herstellern eine möglichst gute Dokumentation anhand von Datenblättern gewünscht. Die Angaben der Hersteller sollten bis Mitte Dezember retourniert werden, so dass eine erste Auswertung noch in diesem Jahr möglich sein sollte.

Parallel dazu wurden mit der Bauherrschaft und dem Architekten das weitere Vorgehen zur Festlegung der architektonischen Randbedingungen festgelegt. Bis Ende Jahr sollten einerseits die Randbedingungen als auch die nötigen Plangrundlagen verfügbar sein, so dass die mechanische Dimensionierung auf aktuellen Grundlagen beruht.

Ausserdem wurden anlässlich von verschiedenen Gelegenheiten erste informelle Gespräche mit potentiellen Energieverkäufern geführt. Dabei wurde über das Vorgehen dieses Projektes als auch über mögliche Zusammenarbeiten gesprochen.

5. Wesentliche Resultate 2000

Ein wesentliches Resultat für dieses Projektes ist eine allgemeine Deblockierung der Situation. So hat das Zustandekommen dieser Studie eine direktere Kommunikation der verschiedenen Beteiligten (Bauherrschaft / Energieverkäufer / Investor) ermöglicht.

Nach der Abstimmung vom 24. September waren die belastenden politischen Faktoren vom Tisch und es konnte wieder auf einer technischen Ebene miteinander kommuniziert werden.

6. Perspektiven für 2001

Direkt nach dem Jahresbeginn werden die Arbeiten wieder mit Hochdruck aufgenommen und nach dem geänderten Zeitplan durchgeführt. Erste grundsätzliche Resultate sollten auf Ende Januar vorliegen. Danach ist gegen Ende März mit den Schlussresultaten zu rechnen.

7. Bisherige Veröffentlichungen

Es wurden noch keine Arbeiten publiziert.

ANNUAL REPORT 2000

Project Number : BBW 99.0569
Contract Number :

Project Title : PV City Guide

Abstract:

Purpose of the work: The objective of 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: The project will result in a comprehensive set of information, instruments, checklists, calculation forms, etc. which can be used as an urban design tool for the field of integration of photovoltaics in the urban environment.

Duration of the Project : January 1st 2000 - December 31st 2001

Responsible for the project : Stefan Nowak, NET Ltd; Mike Barker, ICERDA

Reporting on the project : Marcel Gutschner, NET Ltd

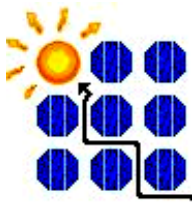
Address : NET Nowak Energy & Technology Ltd
Waldweg 8
1717 St. Ursen

Telephone : +41 (0)26 494 00 30 **Fax :** +41 (0)26 494 00 34

<http://pvcityguide.energyprojects.net>

Email : marcel.gutschner.net@bluewin.ch

1. Projektziele



Das Ziel des Projektes PV City Guide ist, 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.

2. Beschrieb 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 wird per Ende 2001 abgeschlossen. In der Schweiz wird das Projekt durch das Bundesamt für Bildung und Wissenschaft unterstützt.

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 wird in 4 Arbeitsphasen durchgeführt:

1. Endnutzer Diskussion (abgeschlossen)
2. Erarbeitung des Entwurfs zum PV City Guide (abgeschlossen)
3. Testphase und nationaler Feedback (per Ende Juni 2001)
4. Schlusspublikation und internationaler Workshop (per Ende Dezember 2001)

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

Der Projektplan ist in der Abbildung 1 dargestellt.

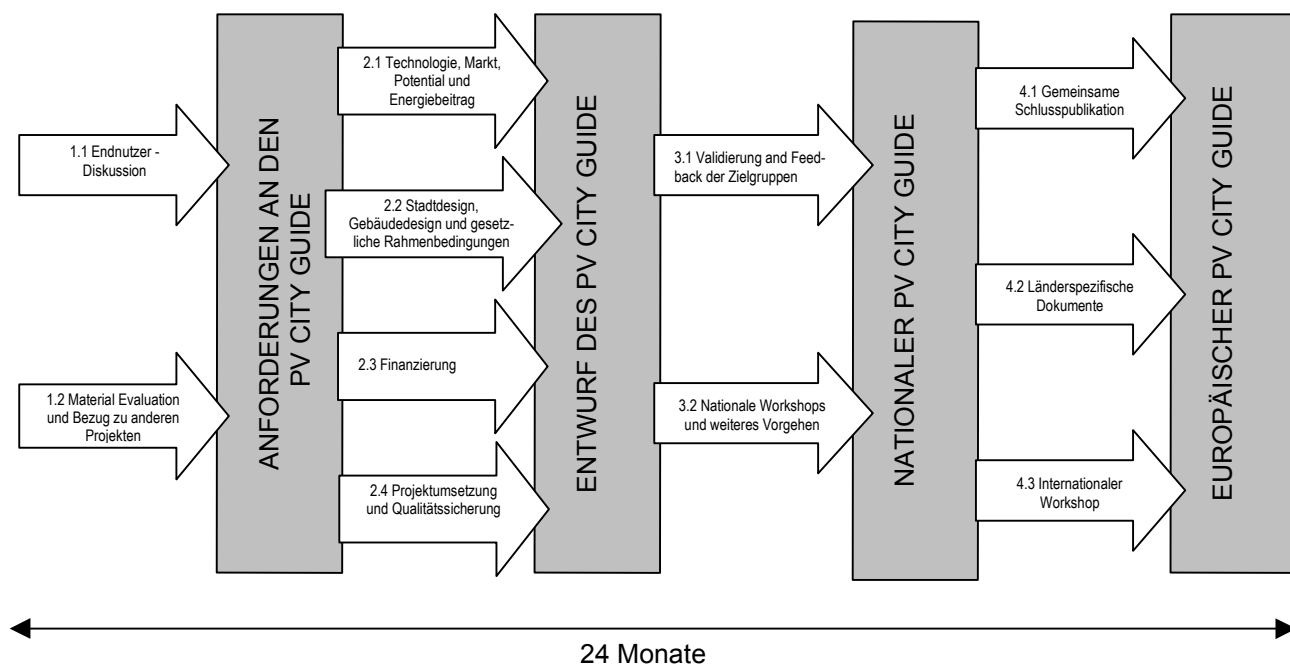


Abbildung 1: Projektstruktur und -ablauf

Konsortium

Das Projektkonsortium mit Partnern und Vertretern ist in der Tabelle 1 wiedergegeben.

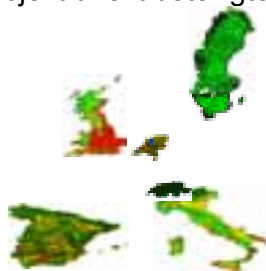
Tabelle 1: Projektkonsortium

Technical coordinator Marcel Gutschner* + Stefan Nowak NET Nowak Energy & Technology Ltd Waldweg 8 CH-1717 St. Ursen Switzerland +41 264940030 +41 264940034 marcel.gutschner.net@bluewin.ch stefan.nowak.net@bluewin.ch	Administrative coordinator Mike Barker Institut Cerdà Numancia 185 E-08034 Barcelona Spain +34 93 280 23 23 +34 93 280 11 66 mbarker@icerdà.es	Tony Schoen + Koen Eising Ecofys Kanaalweg 16-C NL-3526 KL Utrecht The Netherlands +31 30 2808300 +31 30 2808301 t.schoen@ecofys.nl k.eising@ecofys.nl	Paul Ruyssevelt + Tymandra Blewett- Silcock ESD Overmoor Neston SN13 9TZ United Kingdom +44 1225 812 102 +44 1225 812103 paul@esd.co.uk tymandra@esd.co.uk
Elisabeth Kjellsson Lund university Dept. of Building Physics, P.O. Box 118 SE-221 00 Lund Sweden +46 414 70677 +46 46 222 4535 elisabeth.kjellsson@byggtek.lth.se	Gianluca Tondi + Elvira Lutter ETA s.r.l Piazza Savonarola,10 I-50132 Florence Italy +39-055-5002174 +39-055-573425 eta.fi@etaflorence.it	Koen Steemers CAR Ltd 47 City Road Cambridge CB1 1DP United Kingdom +44 1223 460 475 +44 1223 464 142 kas11@cam.ac.uk	Network & Dissemination Peter Schilken Energie-Cités 2 Chemin de Palente F-25000 Besançon France +33 3 81 65 36 80 +33 3 81 50 73 51 peter.schilken@energies-cites.or

In jedem teilnehmenden Land hat sich mindestens eine Stadt oder Region als konkreter Ansprechpartner für das Projekt zur Verfügung gestellt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Lokale Partner aus der Zielgruppe in den am Projekt direkt beteiligten Ländern

1. Spanien: Barcelona
2. Schweiz: Zürich, Kanton Basel Land
3. Holland: Den Haag, Brüssel
4. Schweden: Malmö, Göteborg
5. Grossbritannien: Bristol
6. Italien: Florenz



3. Projektstand

Die beiden ersten Arbeitsphasen sind abgeschlossen. Dadurch konnte die Bedarfsstruktur der Zielgruppen analysiert und entsprechende Informationen und Instrumente gesammelt, generiert und überarbeitet werden. Diese sind in den Entwurf des PV Stadtführers (draft PV City Guide) eingeflossen.

4. Wesentliche Ergebnisse 2000

Nebst den weitergeführten und neu ausgelösten Prozessen und Interaktionen kann der Entwurf des PV City Guides in den lokalen und nationalen Netzwerke unterbreitet werden. Sein Aufbau ist in der Tabelle 3 abgebildet.

Tabelle 3: Struktur und Inhalt des Entwurfs des PV City Guide

PV CITY GUIDE (draft)	
Foreword & Intro	
Applications, projects and policy	
Applications in the urban environment	What are the market trends in solar electricity? Where can solar electricity be produced and used in our city?
Starting a project	How can PV (projects) be best managed or facilitated?
From projects to policy	How to integrate PV project development in local energy-policy
Taking action! (1/3)	Taking action!
Potential, urban planning and building and system design	
Potential in your city	How much solar electricity can our city produce? What role does the climate and the building stock play?
Urban design	What impact does the urban form of our city have on the implementation of PV? How can PV be considered in urban design?
Building design	What can PV offer to building designers? (hybrid or multifunctional solutions) What are the key building design factors to ensure the possibility of including PV either now or in future refurbishment? What special requirements must be taken into consideration?
Taking action! (2/3)	Taking action!
Technical, financial and legal aspects	
Basics of solar electricity	What is solar electricity? Why use solar electricity?
Financing mechanisms	How can solar electricity be financed? How to use the different financing mechanisms?
Favourable legal aspects	What are the legal issues to be taken into consideration? How have they been dealt with elsewhere? Is there anything specific to my country/area that I should be aware of?
Taking action! (3/3)	Taking action!
References	
CD-ROM contents	
Back cover	

5. Perspektiven für 2001

- Bis Mitte 2001 nehmen die Zielgruppen Stellung zum Entwurf des PV City Guide.
- Dieses Feedback fließt in den definitiven PV City Guide ein.
- Zugleich wird ein internationaler Workshop am 21. September 2001 in Basel im Rahmen der SUN21 organisiert.
- Per Ende 2001 erfolgen die Schlusspublikationen.

6. Bisherige Publikationen / Veröffentlichungen

- 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, May 1st - 5th 2000, Glasgow
- Nationale Photovoltaik-Tagung, 7./8. November 2000, Neuenburg
- Campaign Sustainable Cities
- Internet: <http://pvcityguide.energyprojects.net>

7. Unterstützung

Das Projekt wird von der EU innerhalb des 5. Rahmenforschungsprogramms und durch das Schweizer Bundesamt für Bildung und Wissenschaft unterstützt.



Bundesamt für Bildung und Wissenschaft
Office fédéral de l'éducation et de la science
Ufficio federale dell'educazione e della scienza
Uffizi federal da scolaziun e scienza

Anhang: Ausgewählte Projekte PV Förderung

Th. Nordmann, A. Frölich

PV on vocational Colleges in Switzerland, 7 Years Experience in Training and Education - 10230 / 50191

A

Ch. Meier

Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 1999

B

E. Linder

Solar electricity from the utility

C

ANNUAL REPORT 2000

Project Number: 10230
Contract Number: 50191

Project Title: **PV on vocational Colleges in Switzerland, 7 Years Experience in Training and Education**

Abstract:

Within the framework of the Swiss Photovoltaic Programme for Vocational Colleges, 21 of the 60 vocational school centres in Switzerland were equipped with a photovoltaic installation. 4'300 apprentices or 42% of all electricians being educated in 1998 attended these vocational colleges. This means that the electricians programme for vocational colleges reaches almost 50% of all future electric installations professionals in Switzerland.

Specific know-how and applications experience are introduced and integrated on a step-by-step basis into the normal theoretical curriculum. Continual checking of results and a measurement campaign document the high technical level of this application of PV.

This user-group is further supported by an information network consisting of yearly experience-exchange conferences, a newsletter and an internet website (<http://www.pv-berufsschule.ch>)

Duration of the Project: August 1992 to December 2000

Responsible for the project: Th. Nordmann

Reporting on the project: Th. Nordmann, A. Frölich

Address: TNC Consulting AG
Seestrasse 141
8703 Erlenbach

Telephone: 01 / 991 55 77

Fax: 01 / 991 55 87

<http://www.pv-berufsschule.ch>
<http://www.tnc.ch>

Email: mail@tnc.ch

1. Übersicht

Im Rahmen des Schweizer Photovoltaik-Berufsschulprogramms wurden 21 der 60 Berufsschulzentren der Schweiz mit einer Photovoltaik-Anlage ausgerüstet. Diese Berufsschulen werden von 4300 Lehrlingen oder 42% aller in der Schweiz 1998 in Ausbildung stehenden Elektrofachleuten besucht. Damit erreicht das Elektro-Berufsschulprogramm nahezu 50% der zukünftigen Elektro-Berufsfachleute der Schweiz. Spezifisches Know-how und Anwendungserfahrung wird schrittweise in den normalen Theorieunterricht aufgenommen und integriert. Die laufende Erfolgskontrolle und Messkampagne dokumentiert den hohen technischen Stand der Anwendung. Als eigentliches Informationsnetzwerk wird diese Anwendergruppe mit Hilfe von jährlich durchgeführten Erfahrungsaustauschtagungen einem Newsletter und einem eigenen Internet-Auftritt (www.pv-berufsschule.ch) gefördert.

2. Projektziele 2000 / durchgeführte Arbeiten

- a) Entwicklung eines multimedialen Lernmittels für den Unterricht Photovoltaik in Elektroberufsschulen.
- b) Durchführung der 8. Erfahrungsaustausch-Tagung am 15.11.2000 an der Berufsschule/Fachhochschule Burgdorf.
- c) Betrieb der Internet Homepage www.berufsschule.ch
- d) Betrieb und Auswertung der Messdaten an 24 PV-Berufsschulanlagen

Im Verlaufe des Jahres 2000 hat sich der Schwerpunkt des Projektes PV-Berufsschulen noch stärker auf den Bereich Unterricht-, Aus- und Weiterbildung verlagert.

Die 1999 zusammengestellte Dokumentation wird jetzt zu einem eigentlichen Ausbildungswerkzeug mit dem Namen «Solarstrombox» weiter entwickelt. Der Inhalt und die Komponenten dieses Hilfsmittels für Lehrer wurde anlässlich der 8. Erfahrungsaustausch-Tagung 15.11.00 mit den Vertretern der Berufsschule diskutiert und Schwerpunkte festgelegt. Zusammen mit einer vierköpfigen Arbeitsgruppe – Vertreter verschiedener Berufsschulen – wurde ein spezifischer Foliensatz, gegliedert in 10 Lektionen, ausgearbeitet.

Die Entwicklung der Begleitdokumentation zu den Folien wurde in Angriff genommen. Der Foliensatz wird zusammen mit einem Solarstrom Experimentiersystem für den Unterricht (Solartrainer junior) und einem überdachenden Unterrichtsmittel (Powerbox), als Einführung ins Thema Energie zu stark vergünstigten Preisen an die beteiligten Berufsfachschulen weiter gegeben. Erste Erfahrungen im Unterricht sollen im Jahr 2001 gesammelt und in der ERFA Gruppe ausgetauscht werden.



Bild 1. Die 8. Erfahrungsaustausch-Tagung Photovoltaik Elektro-Berufsschulen wurde am 15. November 2000 im Berufsbildungszentrum Burgdorf (BE) durchgeführt.

3. Warum eine Solarstrombox?

Das Bundesprogramm Photovoltaik in Elektroberufsschulen bemüht sich seit sieben Jahren um die Etablierung, Anwendung und Umsetzung von Wissen im Bereich der Solarstromnutzung in der Berufsausbildung. Es gilt jetzt, dieses Know-how für Solarstromanwendung weiter zu entwickeln und zu vermitteln. Vom Programm Photovoltaik in Berufsschulen wurde ein Didaktik-Werkzeug entwickelt und zusammengestellt. Dieses Unterrichtspaket besteht aus drei Elementen.

Lehrmittel Power-Box

Als überdachende Basisinformation, das Lehrmittel Powerbox ein Ordner mit 10 abgerundeten Lektionen zum Thema Energie. Dieses Informationshilfsmittel wurde ursprünglich im Rahmen des Impulsprogramms RAVEL entwickelt. Damit wird das energietechnische Grundwissen abgedeckt. Die Powerbox besteht aus einem Ordner mit handlichen Faltblättern und pro Lektion 5 bis 6 Folienvorlagen, die sich für den Unterricht in Berufsschulen eignen. Die Faltblätter können kopiert und den SchülerInnen abgegeben werden. Die Folien und Faltblätter stehen auch in elektronischer Form als Power-Point File und PDF-File auf einer begleitenden CD-ROM zur Verfügung.

Lehrmittel Solarstrom-Box

Als Vertiefung im Bereich Solarstrom/Photovoltaik wird vom Programm Photovoltaik in Berufsschulen ein eigenes komplementäres Lehrmittel zur Solarstrombox entwickelt. Es besteht ähnlich der Powerbox aus Faltblättern und Folienvorlagen mit 10 Lektionen und 64 Folien. Die Solarstromdidaktikunterlagen vertiefen das Fachwissen spezifisch im Bereich der Photovoltaik.

Solartrainer

Als drittes Standteil enthält die Solarstrombox einen Solartrainer, ein Experimentiersystem für den Unterricht in Schulen. In einem Spezialkoffer ist Experimentiermaterial für die Durchführung aller grundlegenden Versuche zum Thema Photovoltaik enthalten. Der modulare Aufbau ermöglicht eine flexible Einfügung in den Unterricht. Der Koffer enthält eine Versuchsanleitung und ein Lehrerheft. Zusätzlich ist ein Erweiterungspaket mit der notwendigen Software und einer RS-232 Schnittstelle für den Miteinbezug eines PC Bestandteil des Solartrainers erhältlich. Damit kann der Unterricht praxisorientiert gestaltet werden und die Betriebserfahrungen der schuleigenen Solarstromanlage mit praktischen Experimenten ergänzt werden.

Wenn eine Berufsschule einen Solartrainer angeschafft hat, kann der Fachlehrer für eine begrenzte Zeitperiode weitere Experimentiersätze leihweise bei der Leitung des Programms Photovoltaik in Berufsschulen beziehen. Der schuleigene Solartrainer ermöglicht auch die optimale Vorbereitung durch die Fachlehrer.

Das Unterrichtspaket wurde an der 8. ERFA-Tagung in Burgdorf am 15.11.2000 erstmals vorgestellt. Die Teilnehmer des Programms konnten im Rahmen einer einmaligen Subskription die Solarstrombox für ihre Schule erwerben. Für schweizerische Elektroberufsschulen vergünstigt das Programm Energie 2000/Bundesamt für Energie die Anschaffungskosten um 60%.

4. Power Box

Ein Energieworkshop in 10 Lektionen



Gebrauchsanleitung für den Ordner

Im Ordner werden 10 in sich abgerundete Themen behandelt. Zu jedem Thema gibt es ein handliches Faltblatt und fünf bis sechs Folienvorlagen (Bilder, Diagramme und Tabellen). Die Faltblätter können kopiert und an die SchülerInnen abgegeben werden.

Die Reihenfolge der Themen richtet sich nach dem Schwierigkeitsgrad für den technischen Laien.

Allgemeine Energiefragen: Grundlagen, Elektrizitätswirtschaft

Technisch eher einfach: Solarenergie, Haushalt, Beleuchtung, Bürogeräte

Technisch eher schwierig: Haustechnik, Wärme, Industrie, Hotellerie

Ein Faltblatt enthält genügend Stoff für eine Lektion. Es können aber auch einzelne Teilthemen herausgegriffen oder sogar Projektarbeiten, Workshops oder Energie- und Umweltwochen daraus gestaltet werden.

Die Titelseite jedes Faltblattes gibt eine Einführung, einen Überblick und Hintergrundinformationen. Die Hauptaussagen werden in Stichworten und auf einer Folienvorlage zusammengefasst. Fragen zum Thema fördern die Sensibilisierung und erleichtern den Einstieg in die Lektion.

Auf den Innenseiten des Faltblattes sind die wichtigsten Inhalte in vier Textblöcken zusammengefasst und zusätzlich auf den verkleinerten Folienvorlagen dargestellt.

Die Rückseite enthält Aufgaben für den Unterricht: Berechnungen von Energiekosten, Diskussionsgrundlagen, Anregungen zum Handeln. Angaben zu weiterführender Literatur und Adressen ermöglichen jederzeit die Vertiefung der Themen.

Alle Folien sind einerseits als Verkleinerung im Faltblatt integriert und andererseits als Kopiervorlage in Originalgröße A4 vorzufinden. Speziell die Folien zu den Diskussionen und Berechnungen sind im Faltblatt mit Lösungen und in der Kopiervorlage ohne Lösungen wiedergegeben.

5. Das Lehrmittel «Solarstrom-Box»

Die Solarstrombox behandelt das Thema Solarstromanwendung für Elektro-Berufsschulen in 10 abgerundeten Lektionen. Im Lehrmittel enthalten ist pro Lektion ein Faltblatt mit der notwendigen Hintergrundinformation, das auch an die Schüler abgegeben werden kann. Für die 10 Lektionen werden insgesamt 64 Folien ausgearbeitet. Im Lehrmittel enthalten sind Kopiervorlagen A4 und auch ein CD-ROM, der für das Windows- und Mac-Betriebssystem die Folien als Power-Point File und PDF-File gespeichert hat. Damit können die Unterlagen direkt im Unterricht projiziert oder separat ausgedruckt werden. Die Solarstrombox ergänzt und vertieft das überdachende Lehrmittel Powerbox im Kapitel Sonnenenergie.

Gliederung der 10 Lektionen

- 1) Einleitung (6 Folien)
- 2) Meteorologische Grundlagen, Strahlung (7 Folien)
- 3) Solarzellentechnologie (6 Folien)
- 4) Solarmodule (7 Folien)
- 5) Allgemeine Hinweise für Solarstromanlagen (9 Folien)
- 6) Anwendung als Inselanlage (6 Folien)
- 7) Anwendung als Netzverbundanlage (6 Folien)
- 8) Wechselrichter (6 Folien)
- 9) Montage und Installation von Solarstromanlagen (7 Folien)
- 10) Planungshinweise/ Berechnungsbeispiele (4 Folien)

Gliederung der Folien

1. Einleitung (6 Folien)

- 2 Weltenergiesituation (erneuerbare Energien)
- 3 Elektrizitätsentwicklung in Europa, Wertigkeit des Stroms
- 4 Chronologie, Entwicklung der Solarzelle
- 5 Entwicklung Solarstrom in der Schweiz
- 6 Zukunftsabsichten (Überbaute Fläche, inst. Leistung und Potential)
- 7 Solarstrombörse, Ökostrom

2. Meteorologische Grundlagen, Strahlung (7 Folien)

- 2 Die Sonne (Erzeugung der Strahlung, Funktionsweise)
- 3 Globalstrahlung (Diffus- und Direktstrahlung, Messwerte und Daten)
- 4 Einstrahlungen auf der Erde (Verschiedene Orte)
- 5 "4 Stunden Sonne..."
- 6 Sonnenbahn (Diagramm)
- 7 Ausrichtung der Module, Isolumen Bern
- 8 Neigungswinkel der Module

3. Solarzellentechnologie (6 Folien)

- 2 Photoeffekt (Strom aus Licht, Funktionsweise der Solarzelle)
- 3 Zellentypen
- 4 Kristalline Zellen, Monokristallin (Herstellung Wirkungsgrad, Eigenschaften)
- 5 Kristalline Zellen, Polykristallin (Herstellung, Wirkungsgrad, Eigenschaften)
- 6 Dünnschichtzellen, Amorph (Herstellung, Wirkungsgrad, Eigenschaften)
- 7 Übersichtstabelle

4. Solarmodule (7 Folien)

- 2 Elektrische Verschaltung der Zellen innerhalb eines Modules
- 3 Aufbau von Standardmodulen
- 4 Aufbau Laminate (Dünnsfilm)
- 5 Anschlussbox Solarmodul
- 6 Abwandlungen, Spezialmodule, Massanfertigungen
- 7 Multi-Contact-Steckverbindingssystem, Vorkonvektion
- 8 Kabel (Querschnitt, Isolation)

Lehrmittel «Solarstrom-Box»

Gliederung der Folien II

5. Allgemeine Hinweise für Solarstromanlagen (9 Folien)

- 2 Vorsicht bei Teilabschattung
- 3 Teilabschattung von Solarzellen, Bypassdioden
- 4 Weitere Eigenschaften (Mehrfachnutzung)
- 5 Hinterlüftung
- 6 Klemmenkasten
- 7 Verschaltungsprinzip (Serie/Parallel, Rechenbeispiele)
- 8 Verkabelungsbeispiel (typische Situation)
- 9 Elektrochemische Korrosion
- 10 Gleichstrom, Lichtbogen

6. Anwendung als Inselanlage (6 Folien)

- 2 Anwendungsbeispiele (Taschenrechner, Berghütte etc.)
- 3 Batterie als Speicher (Funktionsweise, Richtige Anwendung)
- 4 Laderegler
- 5 Allgemeines Schaltschema einer Inselanlage (12/24V)
- 6 Allgemeines Schaltschema einer Inselanlage (230V mit Wechselrichter)
- 7 Dimensionierung und Berechnung

7. Anwendung als Netzverbundanlage (6 Folien)

- 2 Anwendungsbeispiele (Wann und warum eine Netzverbundanlage)
- 3 Das Öffentliche Netz als Speicher (zusammenspiel mit anderen Stromerzeugern)
- 4 Schematische Darstellung einer Anlage (Haus mit Komponenten)
- 5 Allgemeines Schaltschema einer Netzverbundanlage (Erdung)
- 6 Zähler
- 7 Typischer Tagesgang des Stromhaushalts mit Solarstromanlage

8. Wechselrichter (6 Folien)

- 2 Wechselrichter Typen
- 3 Funktionsprinzip
- 4 Anwendungskonzept
- 5 Sicherheitsanforderungen
- 6 Erdschluss
- 7 Anschluss

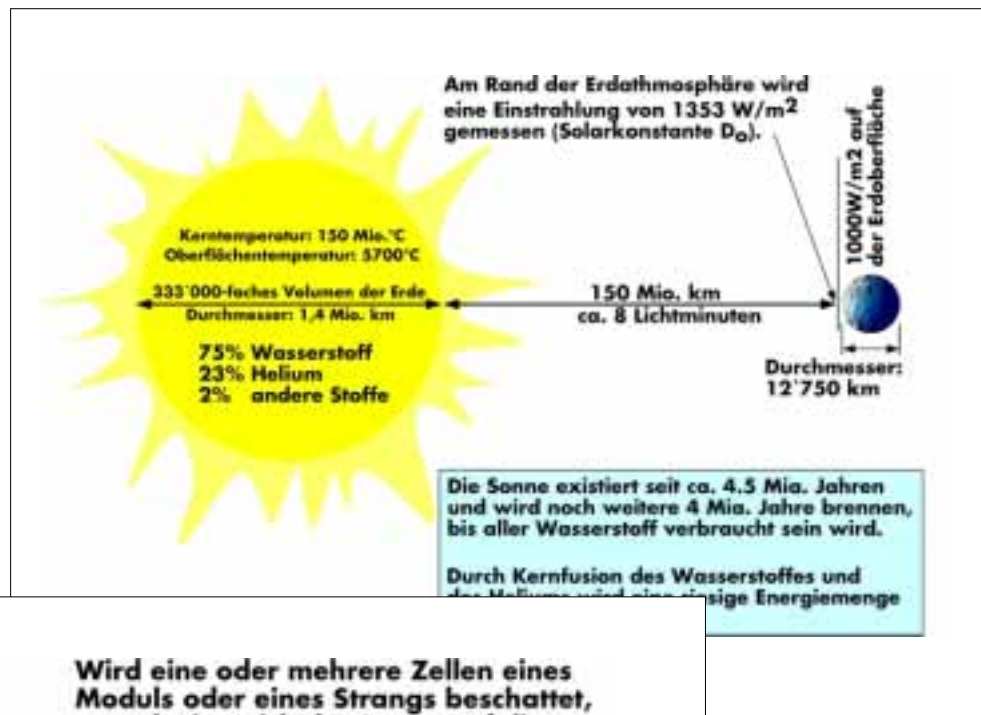
9. Montage und Installation von Solarstromanlagen (7 Folien)

- 2 Sicherheitsvorschriften
- 3 Blitzschutz
- 4 Montageablauf, Schnittstellen, Inbetriebnahme
- 5 Montagebeispiel 1 Schrägdachanlage (Bsp. Überdachsysteme)
- 6 Montagebeispiel 2 Schrägdachanlage (Bsp. Integrationssysteme)
- 7 Montagebeispiel Flachdachanlage (Foto und bsp. Montagesysteme)
- 8 Montagebeispiel Fassadenanlage (Foto und bsp. Montagesysteme)

10. Planungshinweise/ Berechnungsbeispiele (4 Folien)

- 2 Recycling
- 3 Bauvorschriften, Ästhetik, Baubewilligungen?
- 4 Ertragsberechnung
- 5 Wirtschaftlichkeitsrechnung (Beispiel)
- 6 Literaturverzeichnis, Internet-adressen, Kontaktadressen (keine Folie)

6. Beispiel Folien



7. SOLARTRAINER junior

Solarstrom-Experimentiersystem für den Unterricht

Photovoltaik – Experimentiersystem für den Unterricht in Schulen

Der Umfang der Experimentiermaterialien ermöglicht die Durchführung aller grundlegenden Versuche zum Thema Photovoltaik. Durch die modular aufgebauten Experimente ist eine Einfügung in den Unterricht je nach Bedarf möglich. Die Materialien sind übersichtlich in einem speziellen Koffer untergebracht und stets vollständig zur Hand. Die Experimente lassen sich schnell auf- und abbauen.



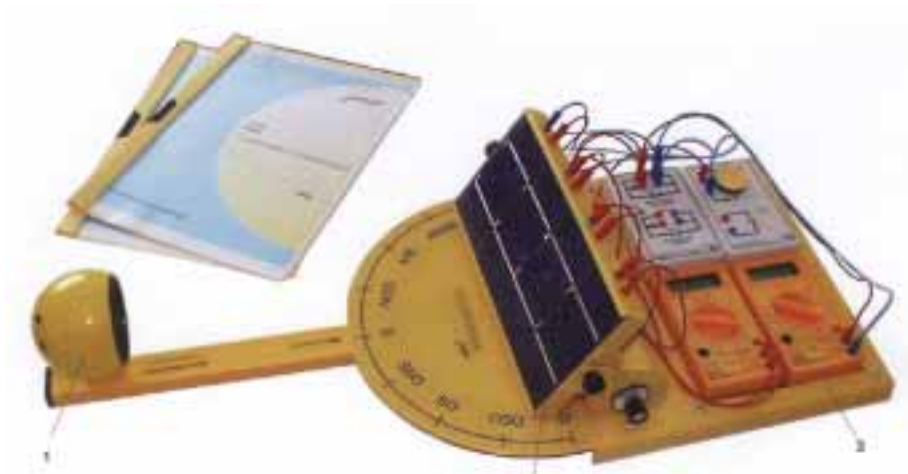
Die Schüler können anhand der leicht verständlichen Versuchsanleitung eigenständig an die Technik herangeführt werden, für die Lehrkraft stehen Unterrichtsanregungen, weitere Hintergrundinformationen und die Experimentierlösungen zur Verfügung.

Mit dem Lieferumfang sind folgende Experimente möglich:

- Messungen verschiedener Lichtquellen
- Abhängigkeit der Lichtstärke mit Abstand der Lichtquelle
- Schauversuch mit Batterie
- Solarzelle mit Motor als Last (Polung)
- Funktion der pn-Schicht an der Solarzelle
- Darstellung: Diodenfunktion/Diodenkennlinie
- Leerlaufspannung/Kurzschlussstrom bei verschiedenen Abschattungen der Zelle
- Leerlaufspannung/Kurzschlussstrom bei verschiedenen Einstrahlwinkeln
- Reihenschaltung/Parallelschaltung
- Reihenschaltung bei verschiedenen Abschattungen
- Aufnahme der U/I-Kennlinie
- Aufnahme der U/I-Kennlinie in Abhängigkeit von der Lichtstärke
- Temperatureinfluss auf die U/I-Kennlinie Ermittlungen des Innenwiderstandes einer Solarzelle
- Ermittlung der Leistungskennlinie/MPP
- Wirkungsgradermittlung
- Darstellung eines «Tagesganges»
- Akku/Gold Cap laden mittels Solarzellen
- Akku/Gold Cap entladen mittels verschiedener Lasten
- Aufbau eines Inselnetzes
- Bei Ausrüstung mit Erweiterungspaket: Messwertaufnahme und Auswertung verschiedener Experimente mit PC-Messbox und Software / Funktionsdarstellung eines Wechselrichters (Rechteck- und Sinussignal)

SOLARTRAINER junior

Solarstrom-Experimentiersystem für den Unterricht



1. Regelbarer Halogenstrahler (Niederspannung) mit integrierter Spannungsversorgung. Schwenkung um das Solarmodul herum möglich (Sonnenlauf). Abnehmbar für Versuche mit direktem Sonnenlicht.
2. Solarmodul mit vier Einzelzellen und Neigungsverstellung
3. Basisplatte mit Aufnahmerahmen für die Messgeräte und Experimentierboxen

Lieferumfang:

- Spezialkoffer mit Innenformteil
- Basisplatte mit Aufnahmerahmen für die Messgeräte und Experimentierboxen
- Niedervolthalogenstrahler
- Regelbare Spannungsversorgung
- Solarmodul mit vier Einzelzellen und Neigungsverstellung
- Zwei Multimeter mit 2 mm-Buchsen
- Bestrahlungsstärkesensorbox
- Lastbox mit Elektromotor und Glühlampe
- Speicherbox mit NC-Akku und Gold Cap und Sperrdioden
- Messbox mit Widerstand f. Kennlinien
- Verbindungsleitungen
- Versuchsanleitung/Lehrerheft



Der Solartrainer wurde in Deutschland von einem privaten Unternehmen zusammen mit ISET (Institut für Solarenergieversorgungstechnik der Universität Kastel) und mit finanzieller Unterstützung des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie entwickelt.

Erweiterungspaket:

PC-Messbox mit Software (Windows 98), RS 232-Schnittstellenkabel und Wechselrichterbox

8. Beispiel Auswertung für das Jahr 2000

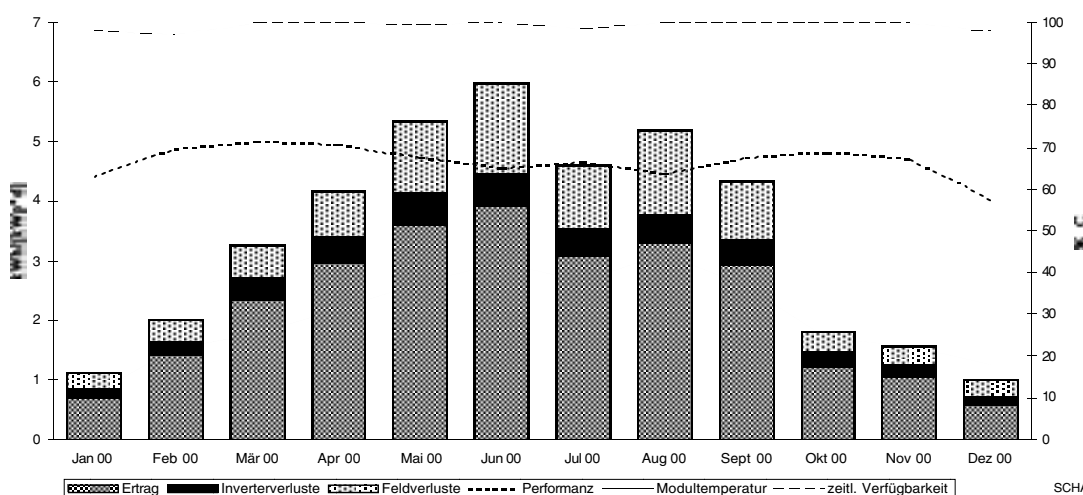
Anlage: Berufsbildungszentrum Schaffhausen

Typ: Netzverbundanlage

Nennleistung: 5.94 kWp

Arrayfläche: 45.63 m²

Jahreswerte 2000



	Aufzeichnung	8784	t M	h
Meteo	Globalstrahlung	1151	H	kWh/(m ² *a)
	Strahlung Feld	1233	HI	kWh/(m ² *a)
	Sonnenstunden	2883	Sh	h ; Gi > 80 W/m ²
	Umgebungstemperatur	14	T am	°C
Feld	mittlere Zelltemperatur	34	Tp	°C; PA > 5% peak
Inverter	eingespeiste Energie	4912	ETU	kWh ac
	Betriebsstunden	3982	t l	h
Anlage	Betrieb	100		%; (100*tA/Sh)
Erträge	Referenz	3.37	Y ref	kWh/(kWp*d)
	Feld	2.61	Y arr	kWh/(kWp*d)
	Netz	2.26	Y fin	kWh/(kWp*d)
	Performanz	0.67	PR	—

Energiewirkungsgrade			
bei Betrieb	Feld	10.2	%
	Inverter	87.5	%
	Total	9.0	%

spezifischer Jahresertrag 827 kWh/(kWp*a)

SCHAFF

9. Publikationen/Veröffentlichungen

- [1] Th. Nordmann: PV on vocational colleges in Switzerland seven years experience in training and education. European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 may 2000, Glasgow, United Kingdom
- [2] 8. Erfahrungsaustausch-Tagung Photovoltaik an Elektro-Berufsschulen zu beziehen bei TNC Consulting AG, Seestrasse 141, 8703 Erlenbach

ANNUAL REPORT 2000

Project Number :
Contract Number :

Project Title : Photovoltaic Energy Statistics of Switzerland 1999

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.

The number of PV installations in Switzerland is steadily growing. Per January first 1999, an estimated 1100 PV systems will be installed in Switzerland adding up to 9.5 MWp overall system power. Taking delayed start of operation of new built systems into consideration, the overall production of electricity for 1996 added up to 7'100 MWh.

To observe and follow up on individual PV installation performances over the years, a new data base is currently under erection. With this new aid it is expected to be able to show system performance in the range of decades, discovering possible decrease of power output with a high statistical significance.

Detailed investigation into the quality, yield, and deployment of PV in Switzerland over the last eight years has shown results about the development of the technology as well as the market. The research focused on following areas:

- overall yield and contribution of PV in Switzerland
- large scale QA for grid connected PV systems
- analysis of weak performing PV installations

Additional investigation revealed large differences in the annually available irradiation of up to 7%; based on the last 10 year average.

Duration of the Project : 1998 – 2001

Responsible for the project : energiebüro

Reporting on the project : Christian Meier

Address :
energiebüro
Limmatstrasse 230
CH-8005 Zürich

Telephone : 01 / 242 80 60

Fax : 01 / 242 80 86

<http://www.energieburo.ch>

Email : info@energieburo.ch

Photovoltaikstatistik der Schweiz 1999

Bisher unangefochtene Führungsrolle der Schweiz am Wanken

Die Daten für das Jahr 1999 zeigen eine Reihe von positiven Entwicklungen, aber die ausländische Konkurrenz wächst schneller: Bei der installierten Solarstrom-Leistung konnte der positive Wachstumstrend der letzten Jahre knapp aufrecht erhalten werden. Die Schweiz bleibt damit führend bei der Photovoltaikleistung im Netzverbund pro Einwohner. Der Vorsprung gegenüber Ländern wie Deutschland und Holland, die den Solarstrom stark fördern, wird ohne Gegensteuer bald verloren sein.

■ Christian Meier, Christian Holzner und Wilfried Blum

Über 10 MW installierte Leistung

Erstmals lieferten im Jahr 1999 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von gegen 11 MW_p Strom ins Schweizer Netz (Tabelle I). Das ehrgeizige Ziel des Programms «Energie 2000» (50 MW_p installierte Leistung) bleibt zwar in unerreichter Ferne, dennoch kann in diesem Jahr ein bescheidener Rekord bei der zusätzlich installierten Leistung gemeldet werden. Insgesamt gingen 1999 in der Schweiz etwa 120 neue Anlagen mit einer Nennleistung von total 1,8 MW_p ans Netz (Bild 1). Damit setzte sich der positive Wachstumstrend der letzten Jahre fort, obwohl die Zuwachssteigerung gegenüber 1998 deutlich zurückhaltender ausfiel. Ende 1999 waren in der Schweiz rund 1220 Photovoltaik-Netzverbundanlagen in Betrieb. Da diese Zahlen auf

Befragungen basieren, sind sie mit einer gewissen Unsicherheit behaftet und könnten effektiv noch etwas höher liegen.

Ungünstige Witterungsverhältnisse

Der mittlere Ertrag aller im 1999 erfassten Anlagen erreichte nur knapp 770 Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt Spitzenleistung gegenüber 860 kWh/kW_p im Vorjahr (Bild 2). Die kumulierte Stromproduktion betrug etwa 8 Mio. Kilowattstunden. Dieses im Vergleich zu den Vorjahren geringe Resultat ist im Bezug zu den aussergewöhnlichen Wetterverhältnissen im 1999 zu sehen. Die mittlere Sonneneinstrahlung lag 1999 rund 5% unterhalb des langjährigen Mittels (Bild 6). Dieses Einstrahlungsdefizit



1999 gingen in der Schweiz rund 120 neue PV-Anlagen ans Netz (im Bild Anlage Migros Limmatplatz/Zürich; Photo energiebüro/Peter Eichenberger).

führte natürlich direkt zu Ertragsverlusten bei den Solaranlagen. Auch die Jahrhundertneefälle im Februar 1999 scheinen ein wichtiger Faktor für die geringe Solarstromproduktion zu sein. Etwa 20% der Solaranlage-Betreiber meldeten Ertragsausfälle von teilweise über einem Monat Dauer durch Schneebedeckung der Anlagen. Schliesslich hatte auch der schwere Orkan «Lothar» nach Weihnachten vereinzelte Produktions-

Adressen der Autoren

Christian Meier, dipl. Ing. HTL
Christian Holzner, Umwelt-Natw. ETH
energiebüro
Limmatstrasse 230
8005 Zürich
christian.meier@energiebuero.ch
christian.holzner@energiebuero.ch
www.energiebuero.ch

Wilfried Blum, dipl. Ing.
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Gerbergasse 5
Postfach 6140
8023 Zürich
vse@strom.ch
www.strom.ch

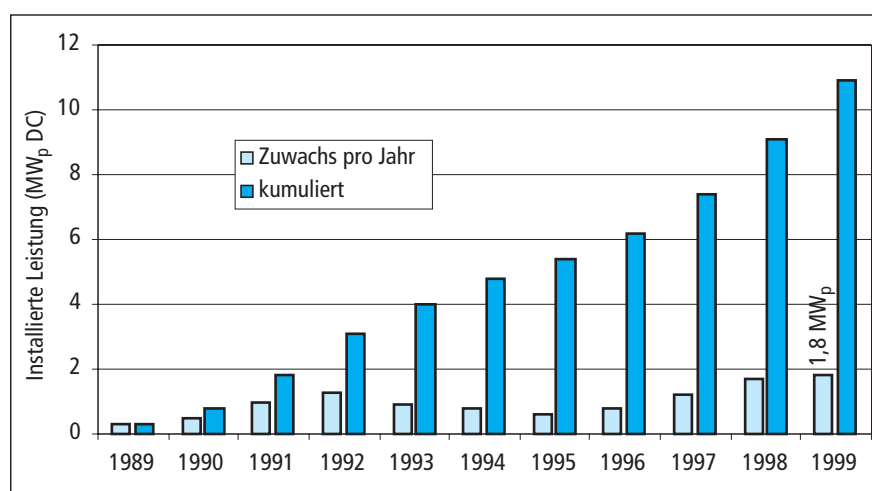


Bild 1 Jährlicher Zuwachs sowie kumulierte Leistung der PV-Anlagen im Netzverbund. Ende 1999 waren etwa 1200 Anlagen mit rund 10,9 MW_p Gesamtleistung am Netz. Der positive Wachstumstrend der letzten drei Jahre setzte sich fort; der Zuwachs von 1998 wurde aber nur geringfügig übertroffen und das Ziel von «Energie 2000» (50 MW_p installierte Leistung) bleibt in weiter Ferne.

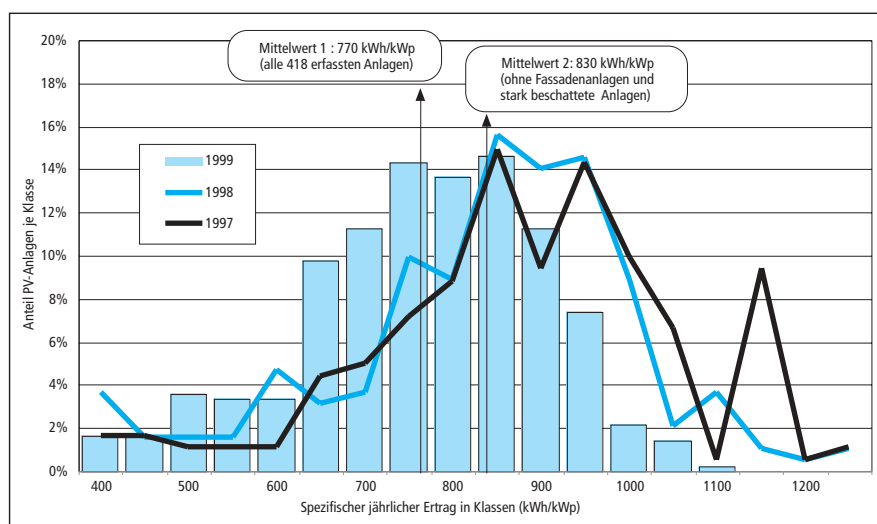


Bild 2 Die spezifischen Erträge der Photovoltaikanlagen 1999 in Kilowattstunden pro installiertes Kilowatt (kWh/kW_p), aufgeteilt in 50-kWh/kW_p-Klassen. Der Mittelwert liegt bei etwa 770 kWh/kW_p. Der Ertrag im 1999 war wegen ungünstiger Witterung deutlich geringer als in früheren Jahren. Zum Vergleich sind die Kurven der Vorjahre 1997 und 1998 dargestellt.

unterbrüche zur Folge. Es wurden zwar keine direkten Orkanshäden an Photovoltaikanlagen gemeldet, aber die vom Unwetter verursachten Stromunterbrüche verunmöglichten bei einigen Anlagen die Netzeinspeisung.

Der tiefe Wert für den durchschnittlichen Ertrag aller erfassten Anlagen ist insofern nicht ganz repräsentativ, dass dabei auch nicht optimierte Anlagen (z. B. mit starker Beschattung oder Fassadenanlagen) berücksichtigt wurden. Dadurch wird der Durchschnitt deutlich nach unten verschoben. In Bild 3 sind die effektiven mittleren Erträge unter Vernachlässigung der Anlagen mit extrem niedriger Produktion dargestellt. Für eine hochwertige Anlage an einem guten Standort kann also auch unter sehr ungünstigen Wetterbedingungen mit einem

jährlichen Ertrag von über 800 kWh/kW_p gerechnet werden [1].

Internationale Entwicklung

Im internationalen Vergleich stehen die Warnzeichen für die anwendungsorientierte Führungsrolle der Schweiz auf Rot: Anfang der neunziger Jahre führte die Schweiz sogar gemessen an der absolut installierten Solarstrom-Leistung unangefochten die Weltspitze an. Während der letzten Jahre konnte die Schweiz ihre Spitze immerhin bei der Pro-Kopf-installierten Solarstromleistung halten (Bild 4). Durch zukunftsweisende Förderprogramme wie in Deutschland – dort werden seit 1. April dieses Jahres 99 Pfennige pro Kilowattstunde vergütet – wird

Jahr	Anzahl Anlagen per Ende Jahr kumuliert	Zuwachs Nenn- leistung pro Jahr (MW _p DC)	Nennleistung per Ende Jahr kumuliert (MW _p DC)	Stromproduk- tion pro Jahr kumuliert (MWh)	Effektiver mittlerer Ertrag (kWh/kW _p)
1989	60	0,3	0,3	–	–
1990	170	0,5	0,8	400	–
1991	380	1,0	1,8	1100	–
1992	490	1,3	3,1	1800	800
1993	600	0,9	4,0	3000	810
1994	680	0,8	4,8	3500	800
1995	740	0,6	5,4	4000	815
1996	820	0,8	6,2	4700	825
1997	950	1,2	7,4	6000	880
1998	1100	1,7	9,1	7100	860
1999	1220	1,8	10,9	7700	770

Tabelle I Der Beitrag der Photovoltaik zur Stromerzeugung in der Schweiz seit 1989. Im Jahr 1999 wurden rund 120 neue Anlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 1,8 MW_p in Betrieb genommen. Die installierte Gesamtleistung stieg auf 10,9 MW_p. Der effektive mittlere Ertrag fiel 1999 wegen den ungünstigen Witterungsbedingungen deutlich geringer aus als in den Vorjahren. Bei der Berechnung der Stromproduktion 1999 ist der reduzierte Beitrag der erst im Verlauf des Jahres erstellten Anlagen berücksichtigt.

PV-Anlage-Betreiberinnen und -Betreiber gesucht

Um eine möglichst aussagekräftige und repräsentative Statistik erstellen zu können, sind wir auf Sie als AnlagenbetreiberIn angewiesen. Falls Sie die Daten Ihrer Anlage zur Verfügung stellen möchten, schreiben Sie an folgende Adresse: VSE, Frau Martina Huber, Postfach 6140, 8023 Zürich, martina.huber@strom.ch. Selbstverständlich werden Ihre Daten vertraulich behandelt. Am Ende jeden Jahres werden Sie Erfassungsformulare erhalten, auf der Sie die Ertragsdaten Ihrer Anlage eintragen können. Schon jetzt besten Dank für Ihre Mitarbeit.

die Führungsrolle der Schweiz wie unlängst schon in anderen Technologien nunmehr eine Frage der Zeit sein [2 und 3].

Wechselrichter

Entscheidend für den Ertrag von Solaranlagen ist in erster Linie der Wirkungsgrad der Module und ihre Orientierung (Ausrichtung, Beschattung, Anstellwinkel). Im täglichen Betrieb spielt aber auch die Verfügbarkeit des Wechselrichters eine wichtige Rolle. Ein Ausfall des Wechselrichters stoppt die gesamte Stromproduktion. Deshalb ist es wichtig, solche Ausfälle schnell zu erkennen und zu beheben.

Die Wechselrichterverfügbarkeit lag 1999 wie im Vorjahr bei über 97% (Bild 5). Von den 242 erfassten Anlagen wiesen 63 Anlagen Ausfälle auf, das entspricht 26%. Hochgerechnet hatte jede erfasste Anlage einen durchschnittlichen Wechselrichterausfall von knapp zehn Tagen. Betrachtet man nur die von Ausfällen betroffenen Anlagen, dauerte ein Wechselrichterausfall im Durchschnitt 37 Tage. Der Anteil der von Ausfällen

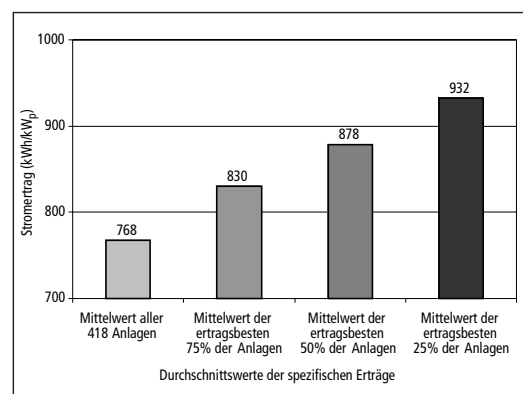


Bild 3 Mittelwerte der spezifischen Erträge. Bei Vernachlässigung der Anlagen mit geringer Produktion (überdurchschnittliche Beschattung, Fassadenanlage usw.) steigt der Mittelwert der spezifischen Erträge stark an. Auch bei sehr ungünstigen Witterungsbedingungen wie im 1999 liefern Solarstromanlagen ohne schwerwiegende Störfaktoren über 800 kWh/kW_p.

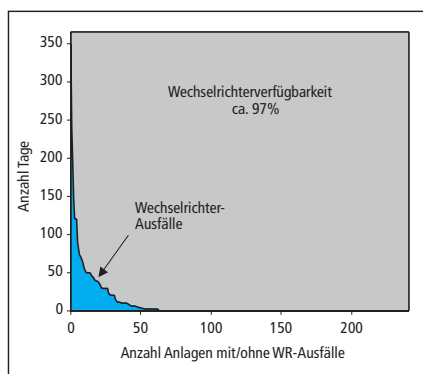


Bild 5 Die Verfügbarkeit der Wechselrichter betrug dieses Jahr über 97%; dies entspricht dem Wert der Vorjahre. Die Verfügbarkeit der Wechselrichter scheint sich auf einem erfreulich hohen Niveau zu stabilisieren.

betroffenen Anlagen und die mittlere Ausfalldauer blieb in den letzten Jahren relativ konstant, und dies auf einem erfreulich tiefen Niveau. Daraus kann geschlossen werden, dass die heute eingesetzten Wechselrichter im Allgemeinen von guter Qualität sind und sehr verlässlich arbeiten. Da diese Werte aus Befragungen stammen und nicht auf Messungen beruhen, muss aber davon ausgegangen werden, dass gewisse Ausfälle nicht erfasst wurden.

Schlussbemerkung

Auch in den nächsten Jahren soll die PV-Energiestatistik weitergeführt werden. Ziel ist es, die Photovoltaikentwicklung in der Schweiz genau zu verfolgen und auf internationaler Ebene zu vergleichen. Die energiepolitischen Abstimmungen im Herbst 2000 und ihr Einfluss auf die Anwendung der Photovoltaik in der Schweiz werden ein spannendes Thema der Statistiken der nächsten Jahre bilden.

Dieser Beitrag ist durch die Unterstützung des Bundesamtes für Energie (BFE)

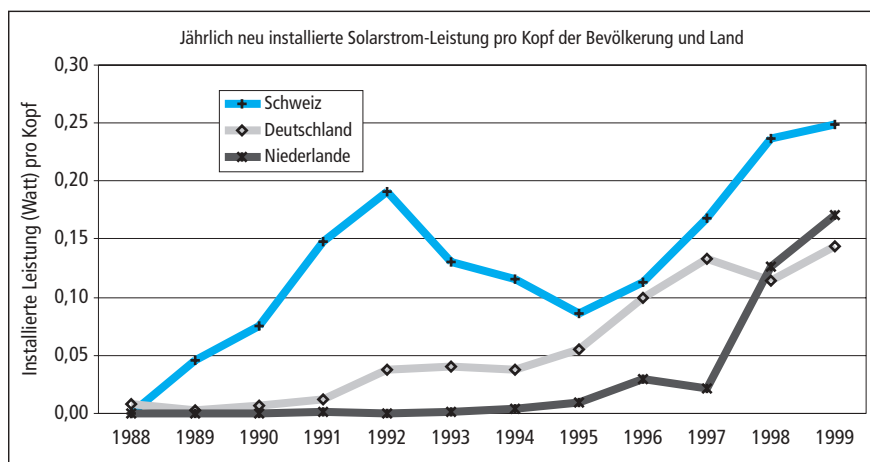


Bild 4 Entwicklung der neu installierten Solarstrom-Leistung pro Einwohner in Holland, Deutschland und der Schweiz. War die Schweiz Anfang der Neunzigerjahre noch absolute Weltspitze, so holen Holland und Deutschland schnell auf.

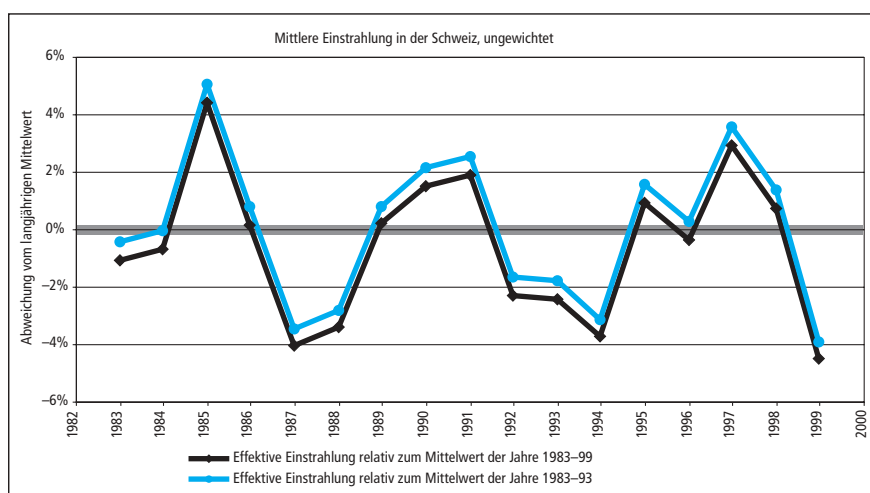


Bild 6 Verlauf der über die Schweiz gemittelten Einstrahlung der letzten 15 Jahre. Die Einstrahlung war 1999 deutlich tiefer als im Vorjahr und lag rund 5% unter dem langjährigen Mittel. Dabei bestehen grosse regionale Unterschiede, insbesondere die Alpengebiete erhielten 1999 nur gut 90% der normalen Einstrahlung.

und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) für das Projekt «Energiestatistik und Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen» entstanden. Für die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren verantwortlich.

Referenzen

- [1] Monatliches Strahlungsbulletin ESTRADA www.energieburo.ch/produkte.
- [2] Persönliche Mitteilung T. Schoen, Ecofys, NL, März 2000
- [3] Persönliche Mitteilung P. Sprau, WIP, D, April 2000.

Dank

Die Autoren danken allen Personen und Stellen für die Unterstützung zur Bereitstellung der Daten, insbesondere den über 200 Betreiberinnen und Betreiber von PV-Anlagen und allen PV-Importeuren und -Installateuren. Ein besonderer Dank gebührt dabei den im Solarbereich besonders aktiven Elektrizitätswerken, welche uns in diesem Jahr erstmals die Ertragsdaten aller Photovoltaikanlagen in ihrem Einzugsgebiet zur Verfügung stellten. Durch die erfreuliche Kooperation dieser Betriebe konnte die Datengrundlage zur Ermittlung des Photovoltaik-Stromertrages in der Schweiz beinahe verdoppelt werden.

Statistique suisse de l'énergie solaire 1999

Des installations photovoltaïques d'une puissance totale supérieure à 10 MW_p ont injecté en 1999 de l'électricité dans le réseau d'approvisionnement suisse. L'objectif certes ambitieux du programme fédéral Energie 2000 est toutefois encore loin d'être atteint; un nouveau record n'en a pas moins été enregistré pour la puissance supplémentaire installée. Quelque 120 nouvelles installations photovoltaïques d'une puissance nominale totale de 1,8 MW_p ont été raccordées au réseau en 1999. L'évolution positive des dernières années s'est ainsi maintenue, et ce malgré le fait que la tendance à l'augmentation ait été nettement moins dynamique qu'en 1998. A la fin de 1999, quelque 1220 installations photovoltaïques d'une puissance de pointe de 10,9 mégawatts étaient raccordées en Suisse au réseau.

ANNUAL REPORT 2000

Project Title: Solar electricity from the utility

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. 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 four years of operation, this action has achieved remarkable results: About 100 utilities participate in the action as of end of 2000, half of the Swiss population now has access to this service, 3.4 MWp of photovoltaic power systems have been installed within this concept and 3.5 GWh of electricity are subscribed annually. A marketing survey shows that the market potential for this service is by far not yet saturated and highlights successful marketing strategies.

Duration of the Project: since 1996

Responsible for the project : Erika Linder

Reporting on the project : Erika Linder

Address : Linder Kommunikation AG
Gemeindestr. 48
8030 Zürich

Telephone : 01 252 60 01

Fax : 01 252 60 02

<http://www.linder-kom.ch>

Email : linder@linder-kom.ch

<http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-ew.asp>

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. Seit Ende 2000 bieten rund 100 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

Jetzt bietet auch die Gemeinde Fällanden Solarstrom an. Als hundertstes EW wurde sie von der Aktion "Solarstrom vom EW" besonders gewürdigt. Seit dem Start des schweizerischen Projektes im Jahre 1996 ist auch die Zahl der SolarstromkundInnen stark gewachsen. Rund 25'000 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. Dieses durchdachte Börsenmodell wurde vielerorts übernommen. So auch vom EW der Gemeinde Fällanden.

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 (ÖBU-Mitglieder)

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)
- Informationsveranstaltung
- 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).
- Inserat mit Wettbewerb in Konsumentenzeitschrift Beobachter
- Mailing an alle ÖBU-Mitgliedfirmen mit telefonischer Nachfassaktion.
- Teilnahme an Sonderschau Ökostrom (Teil der Wärmepumpen-Expo)

6. Die Resultate

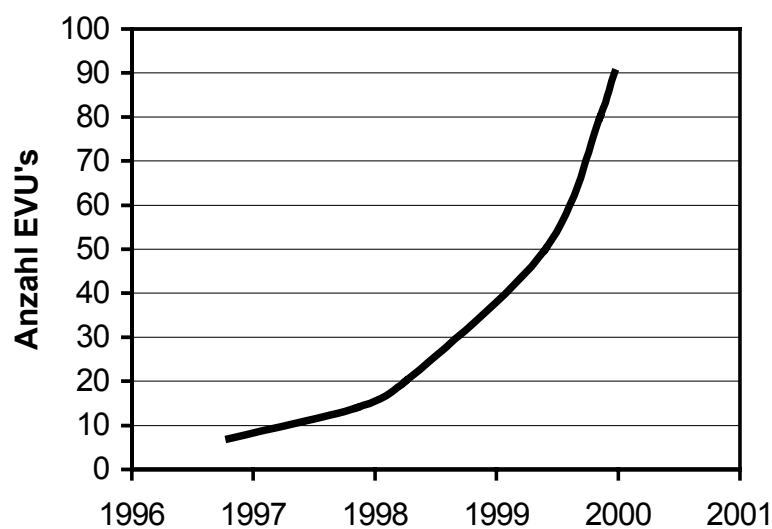
Ende 2000 bieten über 100 EVU's Solarstrom resp. Ökostrom an. Auffallend war die lange Entscheidungsphase bei einigen Anbietern (Dauer bis zu vier Jahre). Hier zeigt sich, dass sich auch konservative Unternehmen dem allgemeinen Trend, den Wünschen des Marktes und dem Konkurrenzdruck nicht verschliessen können.

Das Thema wird von den Medien gut aufgenommen, vor allem, wenn Fakten und Daten geliefert werden.

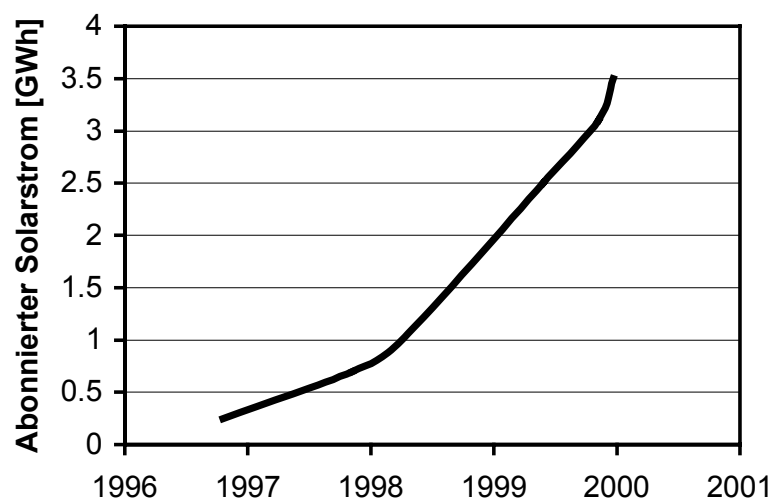
Bei den beiden Spezialaktionen für ausgewählte Nachfragegruppen war der Erfolg relativ bescheiden. Die Verknüpfung mit einem Wettbewerb brachte wohl Reaktionen, aber wenig konkrete Bestellungen. Telefonisches Nachfragen bei Unternehmen hat gezeigt, dass der Preis für den Produktionsfaktor Elektrizität eine zu grosse Schwelle ist. Eine Bestellung kam praktisch nur für Dienstleistungsfirmen in Frage.

Der Markt war im Jahr 2000 gekennzeichnet von grossen Umstrukturierungen im Hinblick auf die Liberalisierung. Der Konkurrenzkampf ist auch beim umweltfreundlichen Strom spürbar. Zahlreiche neue Ökomix-Angebote kamen auf den Markt. Besonders die Wasserkraft wird als sauberer Strom gepusht. Die Orientierung wird für die KonsumentInnen zunehmend schwieriger. Mit dem Label „Naturemade“ soll ein Qualitätszeichen und ein Wegweiser für Ökostrom geschaffen werden.

Figuren 1 und 2 zeigen den Verlauf der Aktion seit Beginn der Aktion.



Figur 1: Verlauf der an der aktion beteiligten EVU's



Figur 2: Entwicklung der bezogenen Solarstrommenge

7. Ausblick

Bisherige Anbieter sind im Rahmen von Solarstrombörsen langfristige Verpflichtungen mit Produzenten eingegangen. Sie sind auf eine kontinuierliche Nachfrage angewiesen. Das Potential für neue Angebote liegt bei mittleren und kleineren EVU's. Diese sind angewiesen auf professionelle Vorgehensberatung. Zudem genießt die Sonne als Energielieferantin breite Sympathien. Besonders interessant sind umweltsensibilisierte Nachfragegruppen.

Wir verfolgen weiterhin eine push- and pull-Strategie, der Mitteleinsatz wird aber markant zugunsten pull-Massnahmen verschoben (25% : 75%). Wir gehen davon aus, dass der Bund ein überdachendes Marketing für Ökostrom finanziert und sich die Kampagnen für die verschiedenen Produkte (Solar, Wind, Wasser) darauf stützen können.

Push:

- Vorgehensberatung
- Newsletter für SolarstromkundInnen.
- Jährliche Erfolgskontrolle mit publizistischer Auswertung

Pull:

- Positionierung von Solarstrom als „Edelprodukt“
- Einsatz von „Solar-Stars“ (= bekannte Persönlichkeiten, die Solarstrom abonnieren)
- Nutzen ausgewählter Kommunikationskanäle (Mobility-Nutzer, öV-Nutzer, Twike/Flyer-FahrerInnen, kirchliche Kreise usw.)
- Medienarbeit
- Ausbau Website

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