

Schlussbericht PV P+D, DIS 37146 / 76903, August 2003

PV-Anlage an der A1 in Safenwil

75 kWp Photovoltaik-Schallschutzwand

ausgearbeitet durch:
Ruedi Hottiger-Reck, 5745 Safenwil / Alan C. Hawkins, 5018 Erlinsbach
IG SOLAR Safenwil
Postfach, 5745 Safenwil



PV-Schallschutz-Anlage „Alpha A1“ in Safenwil

Schlussbericht

1.1 Zusammenfassung

Der im April 1998 gegründeten „IG Solar Safenwil“ ist es dank ihrer Überzeugung und grossem Engagement gelungen, den im Juli 1998 als Idee lancierten Projektvorschlag einer Photovoltaik-Schallschutzanlage entlang der Autobahn in Safenwil, nach zahlreichen Verhandlungen aber mit optimaler Unterstützung durch das Bundesamt für Energie (BFE), dem Baudep. Kanton Aargau sowie zahlreiche Firmen- und Privatbeteiligungen realisieren zu können.

Nach Eingang des in Auftrag gegebenen Vorprojekts konnte umgehend mit der Vorbereitung einer öffentlichen Projektausschreibung begonnen werden. Der Anlagebeschrieb wurde bewusst so abgefasst, dass ein möglichst breitgefächertes Ausführungsangebot zu erwarten war, was bei den eingereichten Angeboten denn auch dementsprechend zutraf.

Die IG Solar hat sich unter den eingereichten Angeboten für das Projekt der Unternehmergeinschaft ERNE AG Laufenburg / SolarMarkt Schöftland entschieden und am 7. April 2000 schriftlich bestätigt. Ein mitentscheidender Faktor war u.a. auch der, dass der Modullieferant (SolarMarkt) betreffs allfälliger Anlagestörungen, in unmittelbarer Nähe des zukünftigen Anlagestandortes sein Domizil hat. Aber auch die Zusage für die Erbringung bestimmter Eigenleistungen durch IG Solar-Mitglieder waren mitentscheidend für diese Angebotsvariante. Die Auftragserteilung erfolgte unter dem zu diesem Zeitpunkt herrschenden Druck des stets knapper werdenden Panelenangebots und der daraus resultierenden Preissteigerungen, dessen Auslöser dafür – der Energiebeschluss in Deutschland war. Die kurz darauf 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 über eine Bank nun ebenfalls schriftlich bestätigt wurde.

Am 2. Okt. 2000 war Montagebeginn vor Ort und nach nur 2 ½ Arbeitstagen wurde das letzte der insgesamt 91 Wandelemente mit den vormontierten PV-Modulen endmontiert. Unmittelbar im Anschluss daran erfolgte die elektrische Anlageinstallation. Dank zügigem Arbeitsfortschritt konnte somit unsere Anlage am 16. Nov. 2000 mit der Einspeisung ins öffentliche Netz ihren Betrieb aufnehmen.

Die Anlage, unter dem Namen „Alpha A1“, hat eine Gesamtlänge von 368 m und produziert mit ihrer aktiven PV-Fläche von 543 m² laut Herstellerangaben pro Jahr ca. 68'000 kWh Solarstrom und ist zwecks Produktionsdatenkontrolle mit einem Datenlogger von SMA (Sunny Boy Controll+) und zusätzlichen Meteodaten-Messgeräten ausgerüstet.

Dank der installierten Datenerfassung mit entsprechender Störmeldung via Modem zur beauftragten Erfassungsstelle konnten die anfänglich aufgetretenen Wechselrichter-ausfälle sofort festgestellt und somit die dadurch anfänglich entstandenen Produktionsausfälle in Grenzen gehalten werden. Seither läuft die auf privater Basis lancierte und auch realisierte PV-Anlage „Alpha A1“ ohne gravierende Störungen oder Produktionsausfälle zur Zufriedenheit der Fa. Ekotech AG Safenwil, welche als Betriebsgesellschaft für „Alpha A1“ aber auch zwecks Erstellung weiterer Anlagen und zur Vermarktung ihrer Stromproduktion im August 2000 als Aktiengesellschaft gegründet wurde.

Die Anlage produziert im Jahr im Durchschnitt ca. 62'000 kWh, was rund 830 kWh/kWp entspricht.

1.2 Abstract

The "IG Solar Safenwil" Interest Group, founded in April 1998, has, thanks to its conviction and high commitment to the use of solar energy, been able to successfully implement a project that was originally proposed in July 1998 for the building of a combined photovoltaics / sound barrier installation along the motorway in Safenwil. This was achieved only after numerous negotiations but with optimal support from the Swiss Federal Office of Energy (SFOE), the Building Department of the Canton of Aargau as well as with the help of numerous investments made by private persons and companies.

After the completion of the pre-project, the preparation of a public call for tender was started for the project. That plant description was deliberately written so that the broadest possible range of diversified offers for the implementation of the plant could be expected, which, accordingly, was then to be seen in the offers submitted.

From the offers submitted, the IG Solar decided for the project offered by the ERNE AG Laufenburg / Solar Markt Schoeffland consortium and placed the written order on 7th April 2000. A decisive factor that was taken into account was, amongst others, that the module supplier (SolarMarkt) was domiciled in the close proximity of the future plant site, which could be useful in the case of plant faults,. But the fact that it was agreed that members of the IG solar would be able to perform some of the work themselves was also a decisive factor. The placing of the order occurred under the pressure of the availability of PV modules that was becoming more and more limited at this time and the associated resulting price increases triggered by the PV boom in Germany. The decree for the granting of promotion by the SFOE, arriving soon afterwards, made the further series of decisions considerably easier. The promised promotional contribution by the SFOE also aided a bank in making its decision to provide the outstanding finances that were still needed and to confirm this in writing too.

On October 2nd, 2000 erection work was started on site and, after only 2 ½ working days, the last of the total of 91 wall elements with the pre-assembled PV modules were in place. The electrical plant installation occurred directly afterwards. Thanks to this fast work, our plant started operation on November 16th, 2000 by feeding power into the public mains.

The installation, known under the name of "Alpha A1", has an overall length of 368 m and, with its active PV surface of 543 m², produces approx. 68'000 kWh of solar energy per annum, according to manufacturer's specifications,. It is fitted with an SMA (Sunny boy Controll+) data logger and further meteorological sensors for the monitoring of production data.

Thanks to the installed data acquisition system with its corresponding fault reporting via modems to the office in charge of the monitoring, inverter failures were quickly found thus keeping the production losses that occurred during the initial phase of operation to a minimum. Since then, the "Alpha A1" PV plant that was initiated and implemented on a private basis has been working without serious troubles or losses of production to the satisfaction of the. Ekotech AG company in Safenwil, which was founded in August 2000 as a limited company for the operation of "Alpha A1" and also for the purpose of installing further PV plant and for the marketing of the power produced. The PV plant produces an average of 62'000 kWh annually, i.e. around 830 kWh/kWp.

2 Inhaltsverzeichnis

- 1 Zusammenfassung / Abstract
- 2 Inhaltsverzeichnis
- 3.1 Ausgangslage
- 3.2 Ziele
- 3.3 Anlagebeschrieb
- 3.4 Hauptergebnisse
- 4.1 Messdaten
- 5.1 Schlussfolgerungen
- 5.2 Perspektiven
- 6.1 Publikationen / Berichte

3.1 Ausgangslage

Erfreulicherweise machen sich immer mehr Mitmenschen Gedanken, wie es mit unserem Energieverbrauch, sowie der dazu erforderlichen Energieproduktion, in Zukunft wohl aussehen möge und für welche diesbezüglichen Hinterlassenschaften unsere nächsten Generationen zu „bezahlen“ haben. Im Grunde genommen möchten ja (fast) alle Bewohner unseres Planeten ERDE das Gleiche; nämlich lange, gesund und glücklich leben, verbunden mit dem Wunsch, gleiches Anrecht auch unseren zukünftigen Generationen noch zukommen zu lassen. Leider sieht die Realität diesbezüglich für unsere Nachkommen eher düster aus.

Das heutige Konsumverhalten, der enorme Energieverbrauch und die damit verbundenen gesundheitlichen und wirtschaftlichen Risiken lassen bei vielen zukunftsorientierten Mitmenschen berechtigte Zweifel aufkommen, ob wir dies unseren Nachkommen überhaupt noch versprechen können. Aber auch die enorme CO₂-Belastung unserer Atemluft durch den stets steigenden Individualverkehr sowie der unzähligen Oelfeuerungsanlagen und dem daraus resultierenden Treibhauseffekt unserer Atmosphäre, lassen für die weiteren Zukunftsaussichten nicht gerade Optimismus aufkommen. Ähnliche Beispiele liessen sich hier noch viele anfügen. Doch hilft bekanntlich Pessimismus nicht diesen Zustand zu verbessern; es braucht die Bereitschaft auf ein verändertes Konsumverhalten und den Mut, sich für Ideen der erneuerbaren Energieproduktion zu öffnen und diese mit entsprechendem Engagement zu unterstützen.

IG SOLAR Safenwil gegründet.

Diesen Grundgedanken folgend und der Möglichkeit, ein entsprechendes Solarenergie-Projekt auf dem Alterszentrum in unserer Gemeinde realisieren zu können, entschlossen sich einige Einwohner von Safenwil, eine Interessengemeinschaft zur Förderung der erneuerbaren Energien zu gründen. Anfänglich traf man sich in lockeren Gesprächsrunden, wo über die anstehende Vorgehensweise und mögliche Realisierungstermine bezügl. des vorgängig erwähnten Projekt diskutiert wurde. Bald mussten wir jedoch feststellen das uns als reiner Interessengemeinschaft zur Realisierung eines solchen Projekts eine rechtskräftige Trägerschaftsform fehlt. So traf sich diese Gruppe, welche bis dahin aus 14 Personen bestand, am Freitag, 23 Jan. 1998 zu einer allgemeinen Beratung, welche Rechtsform in Zukunft zur Verwirklichung unserer Zielsetzungen die geeignetste wäre. Resultierend daraus wurde am 24. April 1998 anlässlich der Gründungsversammlung die IG SOLAR Safenwi aus der Taufe gehoben. Als rechtsgültige Trägerschaftsform wählte man die einer Genossenschaft, vertreten durch ihren Vorstand der sich bis heute in unveränderter Form wie folgt zusammensetzt:

Ruedi Hottiger-Reck (Präsident), Richard Oeschger (Aktuar), Roger Hunziker (Kassier), Paul Hofer und Freddy Oehler (Beisitzer), alle von Safenwil. Von kompetenter Seite wurde uns nahegelegt, die IG SOLAR Safenwil auch bald im Handelsregister eintragen zu lassen. Dies wiederum verlangte, dass innert kurzer Zeit auch entsprechende Statuten ausgearbeitet werden mussten, um die Anforderungen eines entsprechenden Eintrages erfüllen zu können. Am 13. Juli 1998 erfolgte dann die öffentliche Publikation unseres Handelsregistereintrags.

Nachdem wir die mit viel administrativem Aufwand verbundene Gründungsphase abschliessen konnten, mussten wir leider bald darauf auch das Projekt „Solaranlage auf dem Alterzentrum RONDO in Safenwil“, dem wir bis zu diesem Zeitpunkt unsere Hauptaktivitäten zukommen liessen, zu den Akten legen.

Solarenergie - zum Schutz unserer Umwelt - jetzt erst recht!

Nach erfolgter Absage des erwähnten Projekts wurden alle IG SOLAR-Mitglieder, deren Zahl inzwischen erfreulicherweise auf 22 angewachsen ist, umgehend über diese unerfreuliche neue Situation orientiert, welche begreiflicherweise allgemein Enttäuschung auslöste. In einer anschliessenden Lagebeurteilung waren sich aber spontan alle Mitglieder einig, sich jetzt erst recht gemeinsam für unsere anlässlich der Gründungsversammlung gefassten Zielsetzungen einzusetzen. So entstand denn anlässlich eines unserer regelmässig stattfindenden Mitglieder-Treffs der Grundgedanke zu unserem bisher grössten Wagnis, dem Projekt „**Solarstrom aus Safenwil**“.

Ausschlaggebend für unsere Idee war eigentlich die Tatsache, dass im Herbst 2000 mit dem Bau der langersehnten Schallschutzwände im Gebiet „Holz“ entlang der Autobahn A1 in Safenwil begonnen werden sollte. Wir dachten uns, wenn nun schon die besagten Lärmschutzwände gebaut werden, sollte es eventl. auch möglich sein, diese zusätzlich mit einer Photovoltaikanlage zu bestücken und dadurch auch eine sinnvolle Doppelnutzung angestrebt werden könnte. Unsere umgehend gestartete schriftliche Anfrage ist bei den zuständigen kantonalen Behörden in Aarau (entgegen unseren Erwartungen) auf äusserst fruchtbaren Boden gefallen. Da der besagte Bau der Schallschutzwände beschlossene Sache war und eine allfällige Terminverschiebung unseres Vorhabens wegen nicht in Frage kam, mussten wir umgehend alle für unser geplantes Projekt erforderlichen Massnahmen betreffs Bauplanung, Ausführung und Finanzierungsmöglichkeiten in die Wege leiten und danach die getroffenen Entscheidungen in kürzester Zeit in die Tat umsetzen.

3.2 Ziele

Angestrebt wurde eine Doppelnutzung der neu zu erstellenden Schallschutzwände an der Autobahn A1 in Safenwil durch den Aufbau einer mit zusätzlichen Messgeräten ausgerüsteten Photovoltaikanlage. Schon bei der öffentlichen Ausschreibung wurde mittels entsprechend formuliertem Anlagebeschrieb an ein möglichst breitgefächertes Angebots-Spektrum in Bezug auf Anlage-Gestaltung und Leistung gedacht, was denn anhand der eingereichten Angebotsunterlagen auch zutraf.

Angestrebte Projektziele:

- § Bau und Betrieb einer PV-Anlage.
- § Anlagekonzept: PV-Komponenten (durch IG Solar-Mitglieder) auf Schallschutzwände vormontiert.
Effekt: Äusserst kurze End-Montagezeiten vor Ort (an der Autobahn).
- § Montage und Inbetriebnahme von zusätzlichen Meteo-Messinstrumenten.
- § Inbetriebnahme Datenerfassung und Auswertung.
- § Neutrale Messung einzelner Anlagebereiche durch TISO vor Ort, gem. Zusage an das BFE.
Entsprechender TISO-Bericht wurde erstellt und der Betriebsfirma zugestellt.
- § Zusätzliche Sicherheitsschrauben zwecks Panel-Diebstahlschutz anbringen.
- § Montage einer zusätzl. Daten-Leuchtanzeige betr. Info für Passanten oder Anlage-Besucher.



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

Systementwicklung in Modulbauweise

Entwicklung eines PV-Anlagesystems auf Schallschutzwände (Autobahnen, SBB-Linien etc.) in modularer Bauweise als z.B. 4 m breite und 2 m (resp. 2,5 m) hohe Fertigelemente. Angestrebt und auch ausgeführt wurde eine Anlage mit grösstmöglicher Vormontage der aller PV-Anlagekomponenten auf die zuvor gefertigten Schallschutzelemente.

Wiederholbarkeit

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

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 368 m rückseitig abgeschritten werden kann.

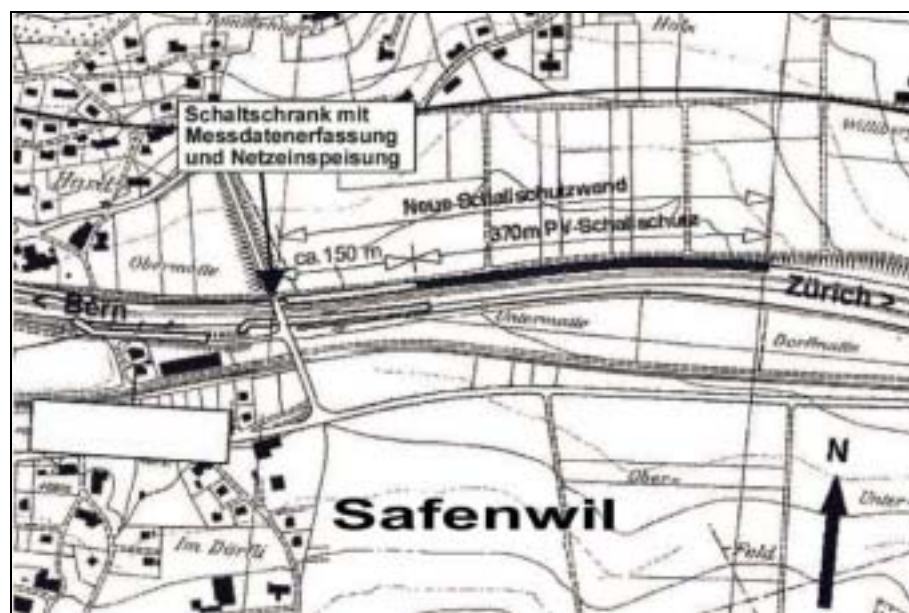


Fig. 2 Situationsplan mit eingezeichneter Schallschutzwand im östlichen Dorfteil von Safenwil. Ersichtlich ist auch die ca. 150m vom westlichen Ende der Anlage entfernt über die Autobahn A1 führende Brücke mit eingezeichnetem Schaltschrank-Standort.

Anlage-Messkonzept und Meteo-daten.

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 zukünftige Datenauswertung miteinbeziehen. Damit die Existenz und Attraktivität der Anlage allen Interessierten weiterhin zugänglich bleibt, werden die gewonnenen und aufbereiteten Messdaten sowie allfällige Anlage-News über die eigene Anlage-Webseite unter www.alpha-a1.ch publiziert.

Messdaten-Visualisierung.

Da das Projekt auch gemäss finanzieller Beteiligungen auf reges Interesse der Bevölkerung unseres Dorfes und der Umgebung stösst und wir damit ja auch weitere Mitmenschen für den Einsatz der Solarenergie sensibilisieren wollen, kann sich jedermann vor Ort, durch die zusätzlich installierte Daten-Leuchtanzeige, über die aktuelle Anlageleistung mit Gesamtstromproduktionsanzeige informieren und so selbst seine eigene Leistungsstatistik erstellen.

3.3 Anlagebescrieb

Die bei dieser Anlage erstellten 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, Holzbau, 5080 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 638 benötigten PV-Module wurden ausschliesslich durch Mitglieder der IG SOLAR auf dem Platz einer ERNE-Tochterfirma in Frick ausgeführt. Nach Abschluss dieser Arbeiten und einigen Terminverschiebungen (insgesamt etwa sechs Wochen) seitens der Tiefbau- und Stahlstützenmontagearbeiten vor Ort, konnte am 2. November mit der Endmontage in Safenwil begonnen und nach nur 2 ½ Arbeitstagen abgeschlossen werden.

Technische Daten zur Anlage:

Installierte Leistung	75 kWp
erwartete Leistung p.Jahr	ca. 68'000 kWh
Anlagelänge total	368 m
Nationalstrasse A1	km 66.105 – 66473
Anzahl 4 m – Wandelemente	91 Stk.
davon 2.5 m hoch	19 Stk.
übrige 2.0 m hoch	72 Stk.

Photovoltaik-Komponenten:

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

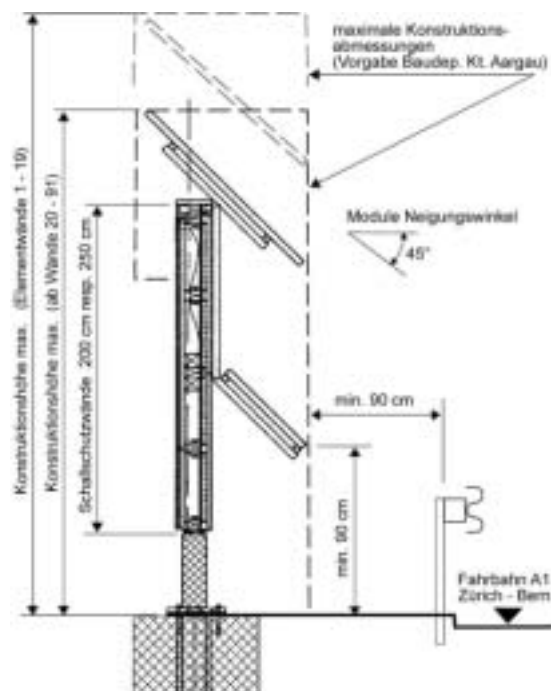


Fig. 3 Profil-Querschnitt Schallschutzwand mit PV-Komponenten.

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

Übersicht Verschaltung der 24 Wechselrichter

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

PV-Module Verteilung auf Wechselrichter

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

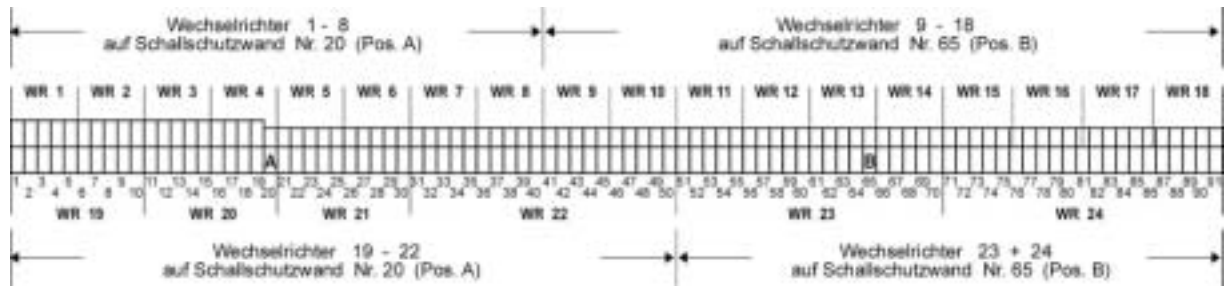


Fig. 4 Anlageskizze – Gesamtansicht mit allen 91 Wandelementen



Fig. 5 Hauptschaltschrank mit eingebautem Datenlogger und Modem zur Datenfernabfrage.



Fig. 6 Die zusätzlich über dem Schaltschrank montierte Leuchtanzeige mit 3-Zeilen-Display.

3.4 Hauptergebnisse

3.4.1 Projektabwicklung / Zusammenarbeit

Dank guter Zusammenarbeit aller am Projekt Beteiligten konnten sowohl die Planungsphase, Vormontagearbeiten wie auch die Bau-Realisierungsphasen mit der Objektabnahme durch den Starkstrom-Inspektor und das Tiefbauamt des Kantons Aargau am 7. Dez. 2000 abgeschlossen werden.

3.4.2 Schallschutzwände

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

Anmerkung: Um die Vormontage der einzelnen PV-Komponenten inkl. aller Panel-Sortier- und Kontrollmessarbeiten innerhalb der vorbestimmten Terminplanung speditiv erledigen zu können ist die Schallschutzwandbereitstellung auf einem genügend grossen Werkplatz ein entscheidender Faktor auch im Hinblick auf ein genaues und sorgfältiges Modul-Handling.

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.



Fig. 7
Ansicht des Vormontage-Werkareals in Frick, wo auch die Wandelemente gefertigt wurden.
Stand der Arbeiten am 2. Okt. 2000.



Fig. 8
Beginn der PV-Schallschutzanlage-Montagearbeiten vor Ort auf der A1 in Safenwil. Stand der Arbeiten am 30. Okt. 2000.

3.4.3 „Lothar“ - Sturmholz

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

3.4.4 Photovoltaik Vormontagearbeiten

Sämtliche Tragkonstruktions-Vormontagearbeiten konnten trotz Materiallieferungsproblemen innerhalb des eingeplanten Terminprogrammes durch die IG SOLAR ausgeführt werden. Das anschliessende Modul-Handling (kontrollieren, sortieren, durchmessen und prüfen auf Werksangaben sowie verteilen zur Montage) ist für eine so weitläufige Anlage doch recht zeitaufwendig, konnte aber auch termingerecht in Selbstarbeit der IG SOLAR abgeschlossen werden.

- Dadurch wurde eine maximale Anlageleistung durch genaues sortieren der Panele erreicht.
- Schnelle und genaue Vormontagearbeiten bei geringstem Unfallrisiko erreicht.
- Diebstahl von teuren Panele während der Montagezeit minimiert. Kein Feldmontageplatz!



Fig. 9a
Vormontage der Tragkonstruktion für die Aufnahme der Photovoltaikmodule.
Stand der Arbeiten am 12. Sept. 2000.



Fig. 9b
Vormontage der PV-Module auf die vorgängig angebrachte Tragkonstruktion.
Stand der Arbeiten am 2. Okt. 2000.

3.4.5 Photovoltaik-Installation / 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 und mit Diebstahlschutzgitter gesichert.



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



Fig. 11
Die Länge der Anlage erforderte entsprechende Montagegeräte. Fahrbare Arbeitspodeste ermöglichten eine speditive Anlage-Installation.

3.4.6 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 Stahlstützen aufgeschweisst.

Bei allen 92 Stützen wurde der Blitzschutzanschluss unten durch IG SOLAR - Mitglieder mit eigens dafür entwickelten Abbiegewerkzeugen (für 8 mm Kupferdraht) sauber ausgeführt.



*Fig. 12
Mit eigens konstruierten Abbiegewerkzeugen konnte der 8 mm-Blitzschutzdraht optimal in die diversen Radien abgelenkt werden.*



*Fig. 13
Durchgehender Blitzschutz - Anschlüsse unten und oben - sichern die Anlage gegen allfällige Blitzeinschläge.*

3.4.7 Messdatenerfassung und Datenauswertung

Die Anlage wurde mit einem Datenerfassungssystem „Sunny Boy Control + „ von SMA ausgerüstet. Nach Ablauf der zweimonatigen Testphase konnte mit der Datenerfassung begonnen werden. Mit der Installation einer drahtlosen Datenübertragungseinheit via Modem lassen sich die Messdaten mittels Laptop und Mobilfon von jedem beliebigen Ort aus abrufen oder die Anlage visuell überprüfen.

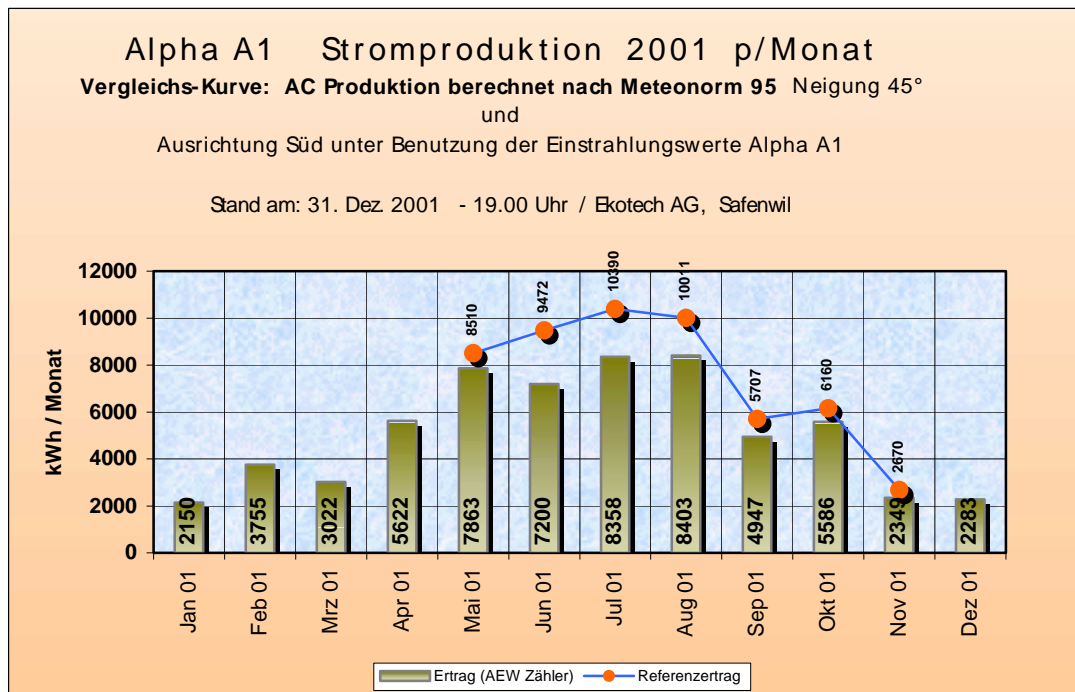
3.4.8 Daten-Visualisierung

Über die nachträglich direkt über dem Hauptschaltschrank installierte Leuchtanzeige können sich Passanten oder Anlagebesucher zu jedem Zeitpunkt über die aktuelle Anlageleistung wie auch über die bisher erbrachte Gesamt-Stromproduktion mittels 3-Zeilen-Display informieren, was unsererseits auch als Beitrag zur allgemeinen Sensibilisierung einer weiteren Öffentlichkeit für die Solarenergie aber auch andere erneuerbare Energien angestrebt wird.

3.4.10 Solarpreis 2001 für die IG Solar Safenwil

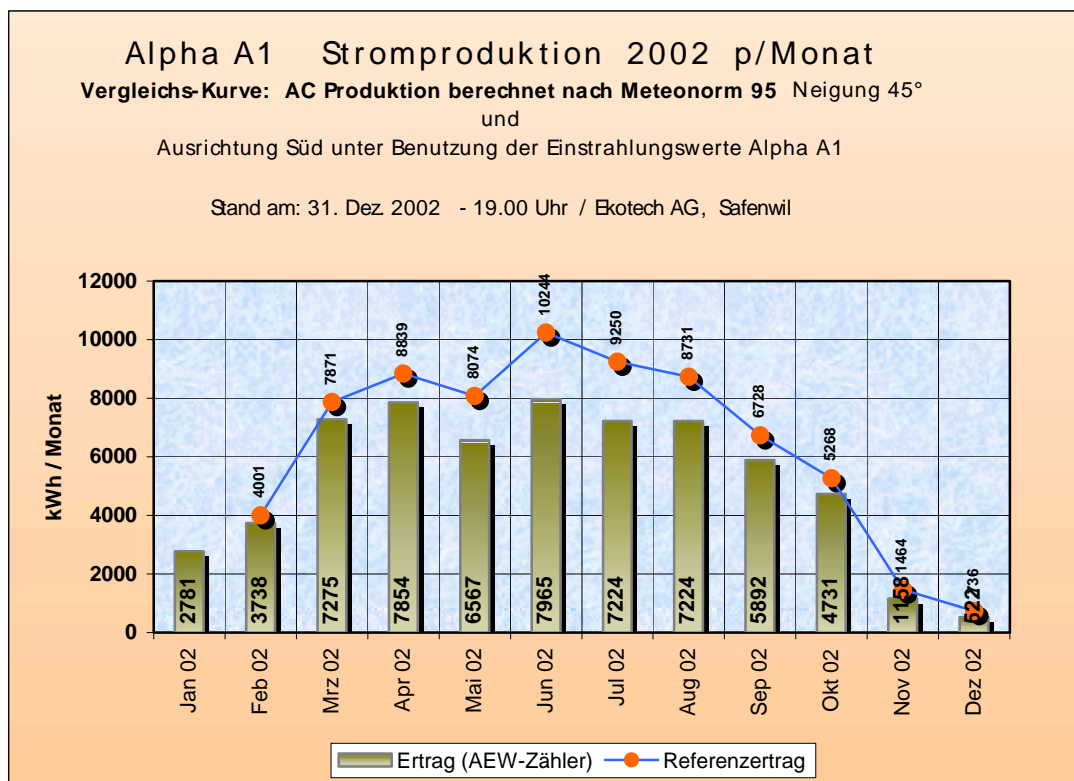
Dass sich der Einsatz und Durchhaltewille auch für ein eher aussergewöhnliches Vorhaben in unserer heutigen, vornehmlich profitorientierten Zeit, lohnen kann, haben die Mitglieder der IG Solar Safenwil mit der Realisierung dieses nicht gerade einfachen Solarprojekts bewiesen. Mit viel Fingerspitzengefühl und Verhandlungsgeschick gelang es, alle involvierten Amtsstellen, zuständige Projekt-Sachbearbeiter und weitere Firmenverantwortliche sowie potenzielle Gönner und Sponsoren mit fachkompetenten Projektpartnern, ehrlicher Information und entsprechendem Selbstengagement vom positiven Gelingen unseres Vorhabens zu überzeugen. Für all diesen Einsatz und Bemühungen wurde der IG Solar Safenwil am 21. September 2001 anlässlich der „SUN 21“ in Basel den begehrten „Solarpreis 2001“ verliehen.

4.1 Messdaten



Stromproduktion 2001: Total 61538 kWh Jahres-Kennwert: **821 kWh/kWp**

Fig. 14 Stromproduktion 2001 Monatserträge



Stromproduktion 2002: Total 62931 kWh Jahres-Kennwert **839 kWh/kWp**

Fig. 15 Stromproduktion 2002 Monatserträge

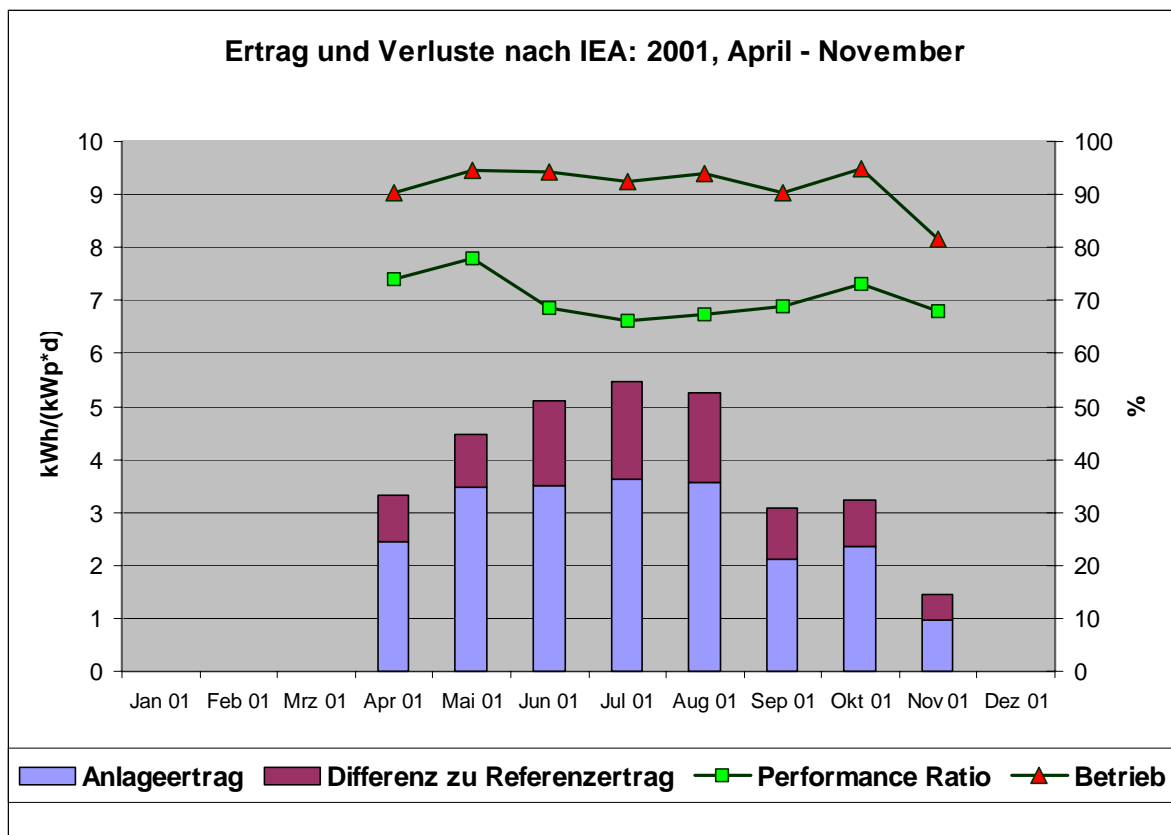


Fig. 16 Ertrag und Verluste nach IEA: Betreffs 2001 (April - November)

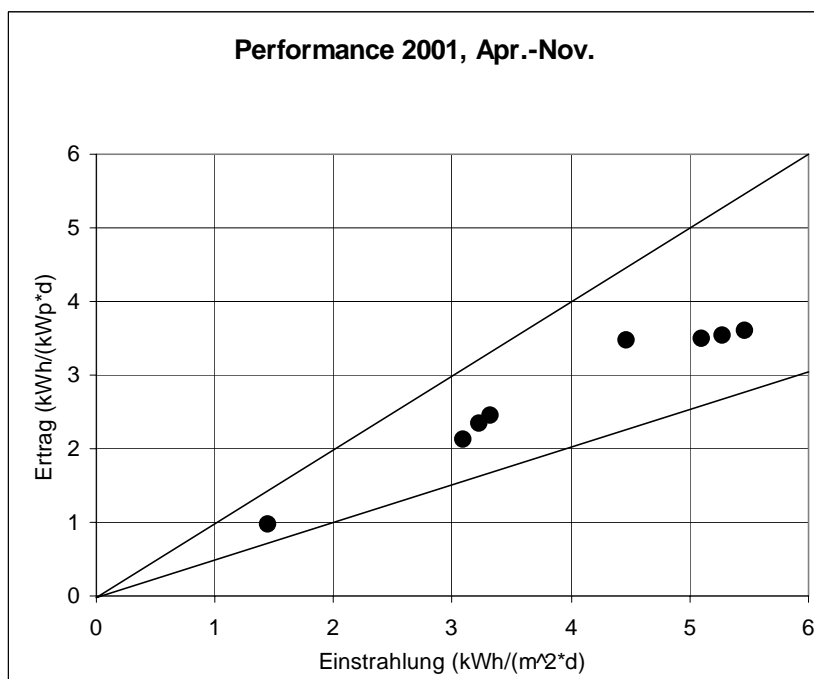


Fig. 17 Performance 2001 (April - November)

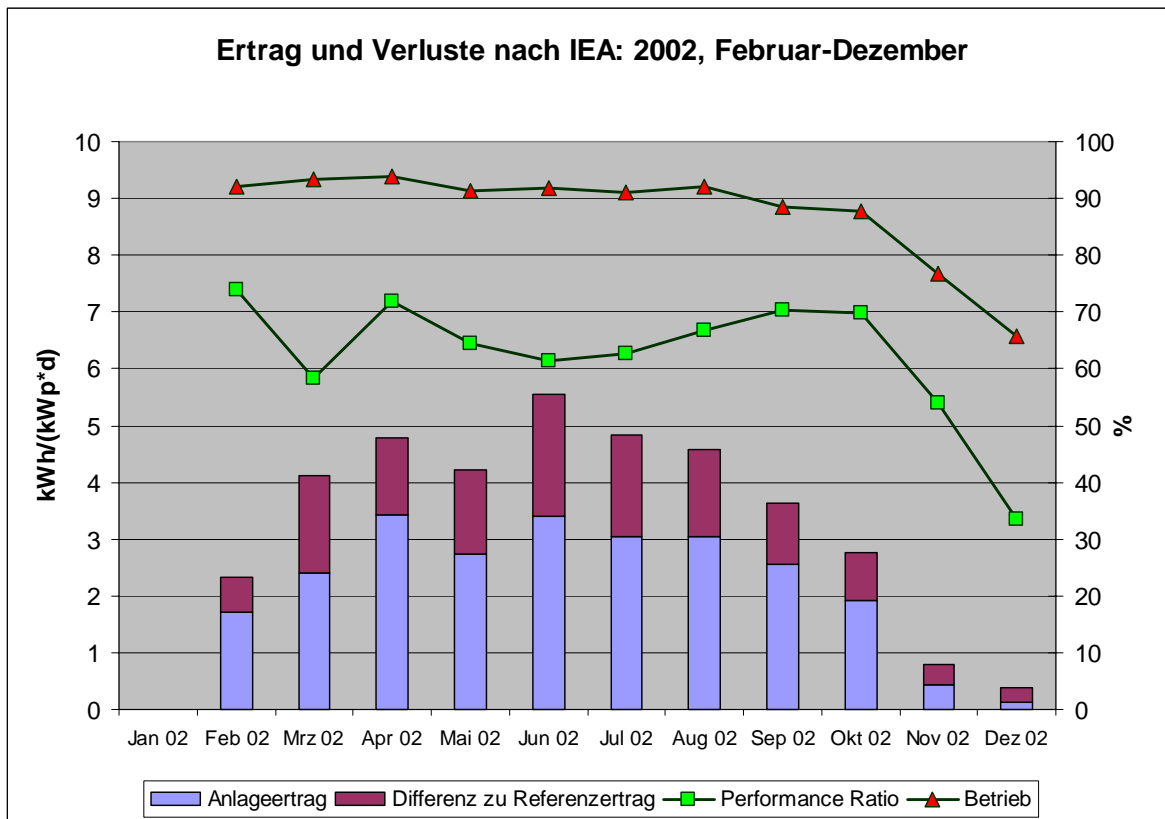


Fig. 18 Ertrag und Verluste nach IEA: Betreffs 2002 (Febr. - Dezember)

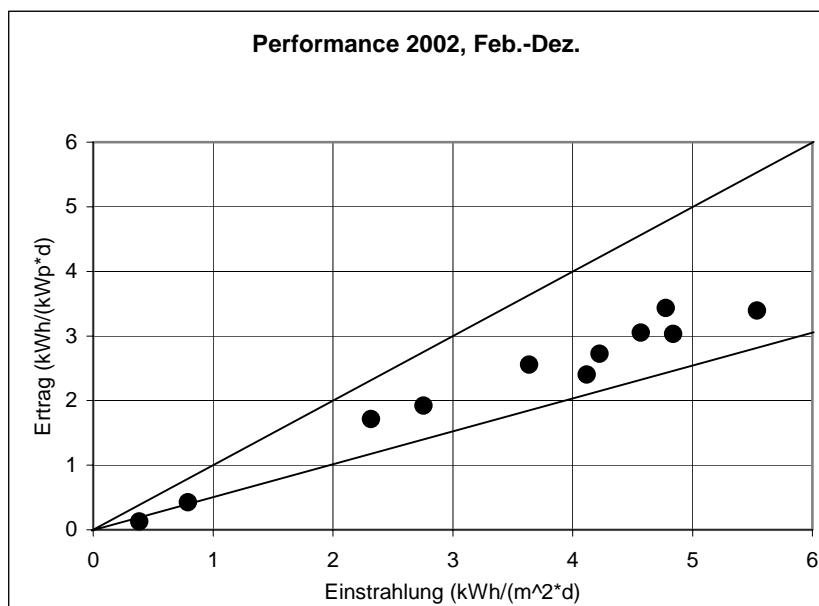


Fig. 19 Performance 2002 (Febr. - Dezember)

Verschmutzung der unteren Panelreihe

In den Tagesenergieaufzeichnungen ist der Unterschied zwischen den oberen und unteren Reihen gut sichtbar (Fig. 20). Die Differenz ist einerseits durch den Einfluss der oberen Reihe (Reduktion der globalen Anteile der Einstrahlung – siehe TISO Bericht), andererseits eventuell durch den grösseren Verschmutzungsgrad der unteren Reihe (näher zum Boden, weniger Exposition zum reinigenden Regenfall).

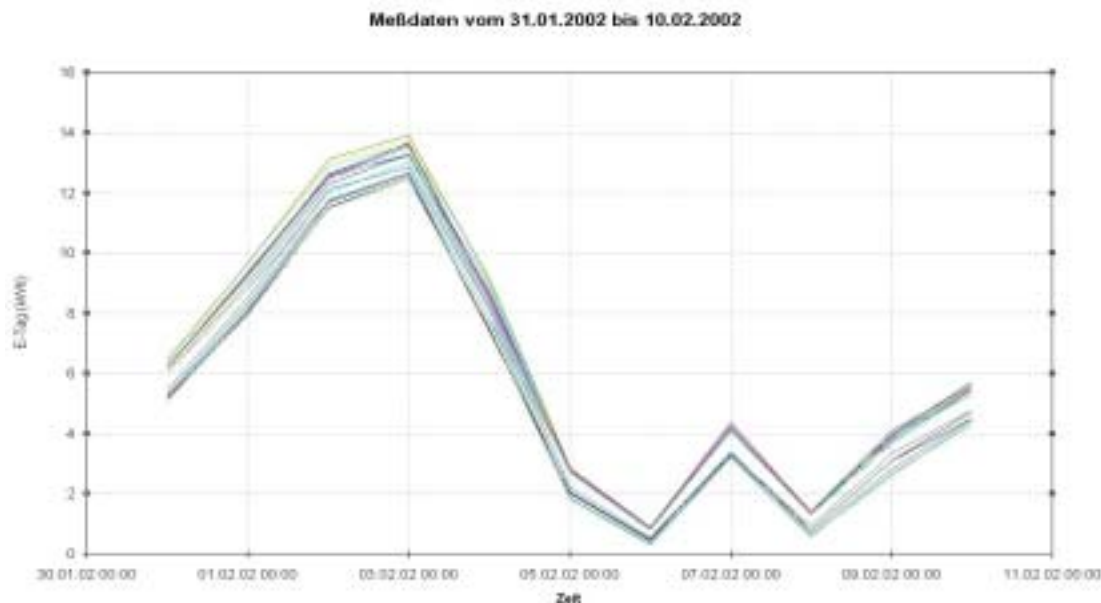


Fig. 20

Ein Vergleich zwischen den Tagesenergiekurven für die Periode Ende Januar / Anfangs Februar 2002 (z.B. Fig. 20, 4.2.2002) und die Kurven für die gleiche Periode in 2003 (z.B. Fig. 21, 7.2.2003) zeigt, dass die Differenz etwas grösser geworden ist. Dies deutet darauf hin, dass die untere Reihe etwas mehr verschmutzt wäre. Eine Kontrolle vor Ort bestätigte dies.

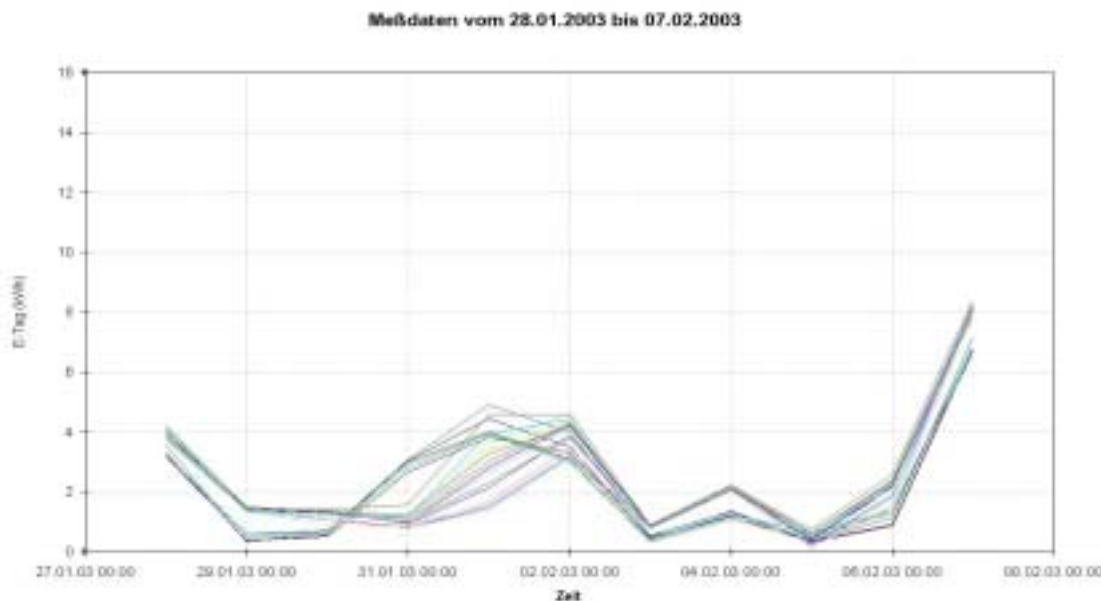


Fig. 21

Nutzen der Datenaufzeichnung für den Betrieb

Die relativ detaillierte Aufzeichnung dient nicht nur der Überwachung der globalen Betrieb der Anlage als Ganzes, sondern auch der Überwachung der Wechselrichter und Anlagenabschnitte im Einzelnen.

Schneefall

Eine interessante Beobachtung ist im Fig. 21 ersichtlich. Am 31.1.2003 ist das gewohnte Bild umgekehrt: Die normalerweise mehr produzierende obere Reihe liefert nun die Hälfte im Vergleich mit der unteren Reihe. Dies ist mit ziemlicher Sicherheit auf starke Schneefälle zurückzuführen, welche die obere Reihe deckte. Die untere Reihe, welche durch die überhängende obere Reihe geschützt ist, produzierte hingegen „normal“. Bis am 3.2.2003 hat sich die Situation wieder normalisiert.

Teilbeschattung - der unteren Panelenreihe

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



Fig. 22: Dieses Bild zeigt die Teilbeschattung auf der unteren Modulreihe am 28.6.2001./13.00 Uhr



Fig. 23: Schattengrenze wieder über der Modulreihe ab etwa Ende Aug. Foto v 18.9.2001.

Ergebnisse der Daten-Erfassung: Obere - untere Reihen, Schatteneffekte

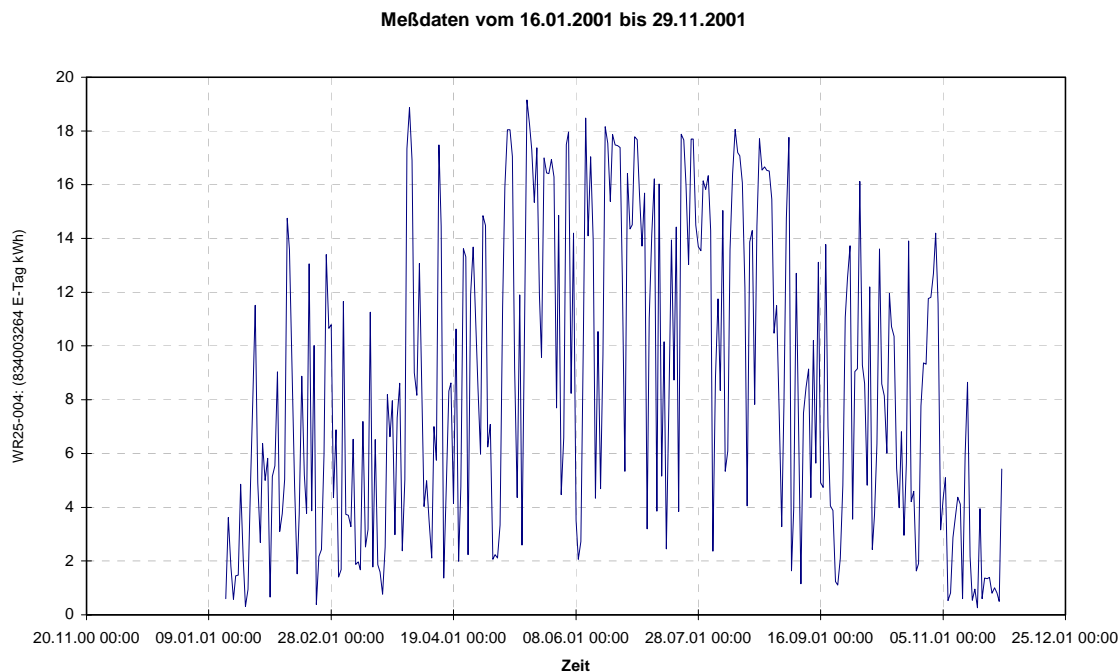


Fig. 24 WR 5, (...264) Obere Reihe – Wände 21 - 25.

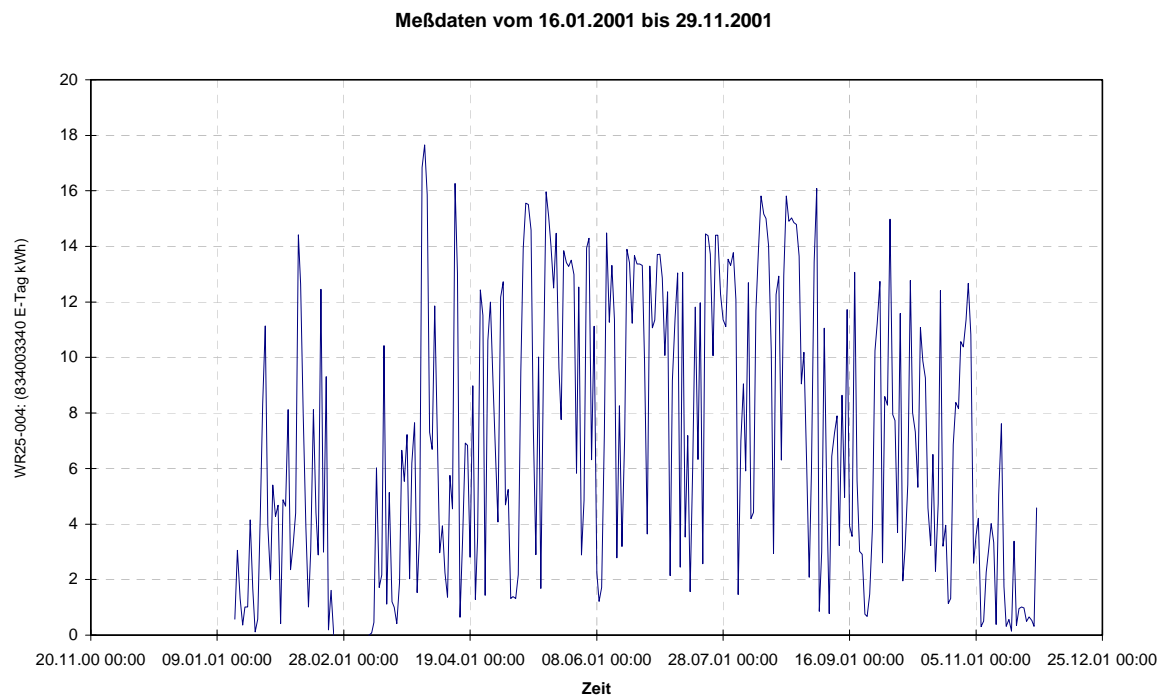


Fig. 25 WR 23, (...340) Untere Reihe – Wände 51 - 70.

Meßdaten vom 16.01.2001 bis 29.11.2001

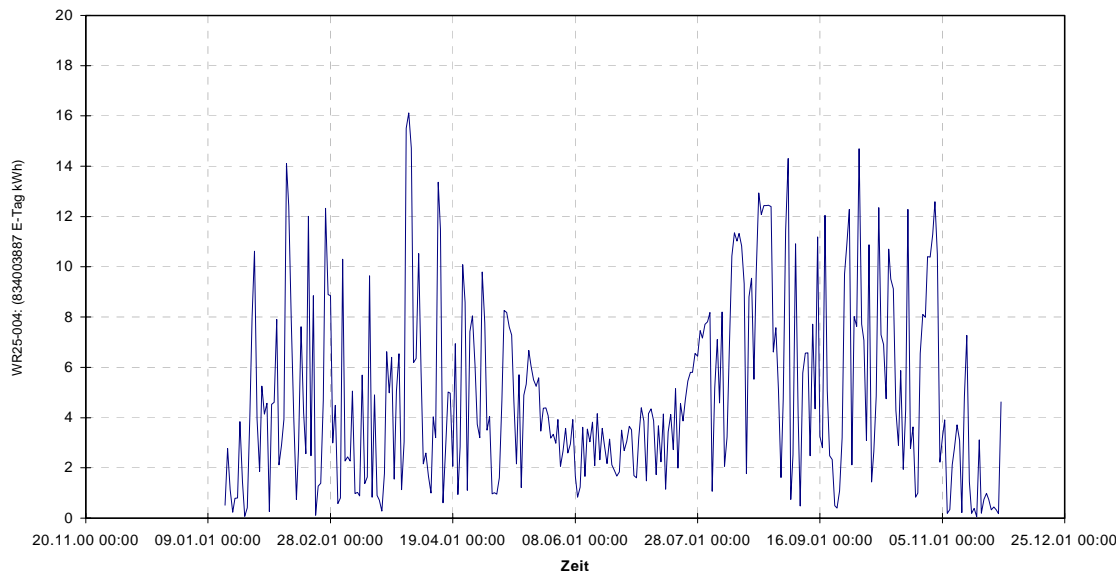


Fig. 26 WR 21 (...887) Untere Reihe – Wände 21 - 30.

Kommentar:

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

Auswertung der Daten-Erfassung: Produktion – Vergleiche

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

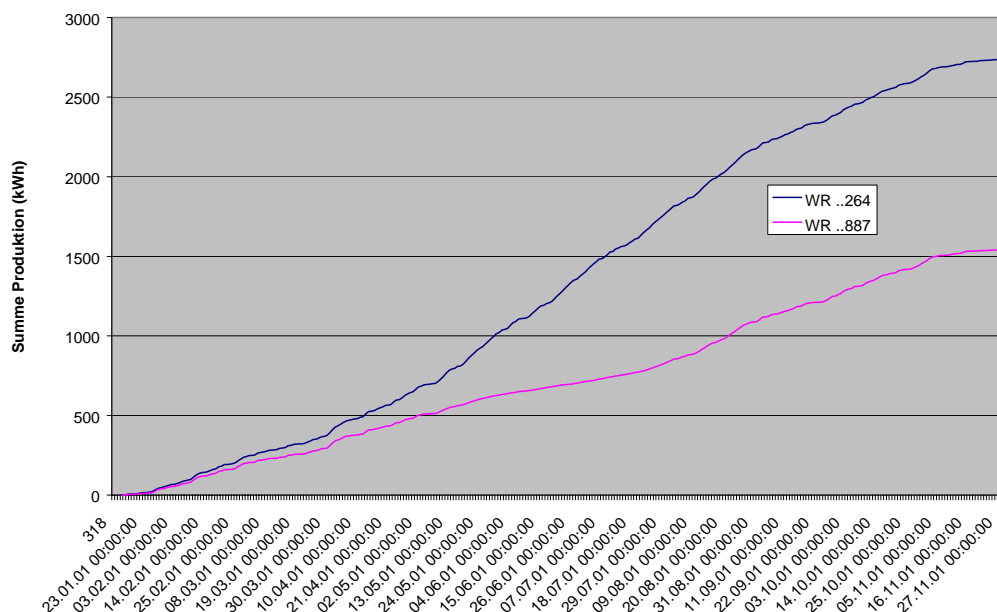


Fig. 27 Summe Produktion WR 5 und 21.

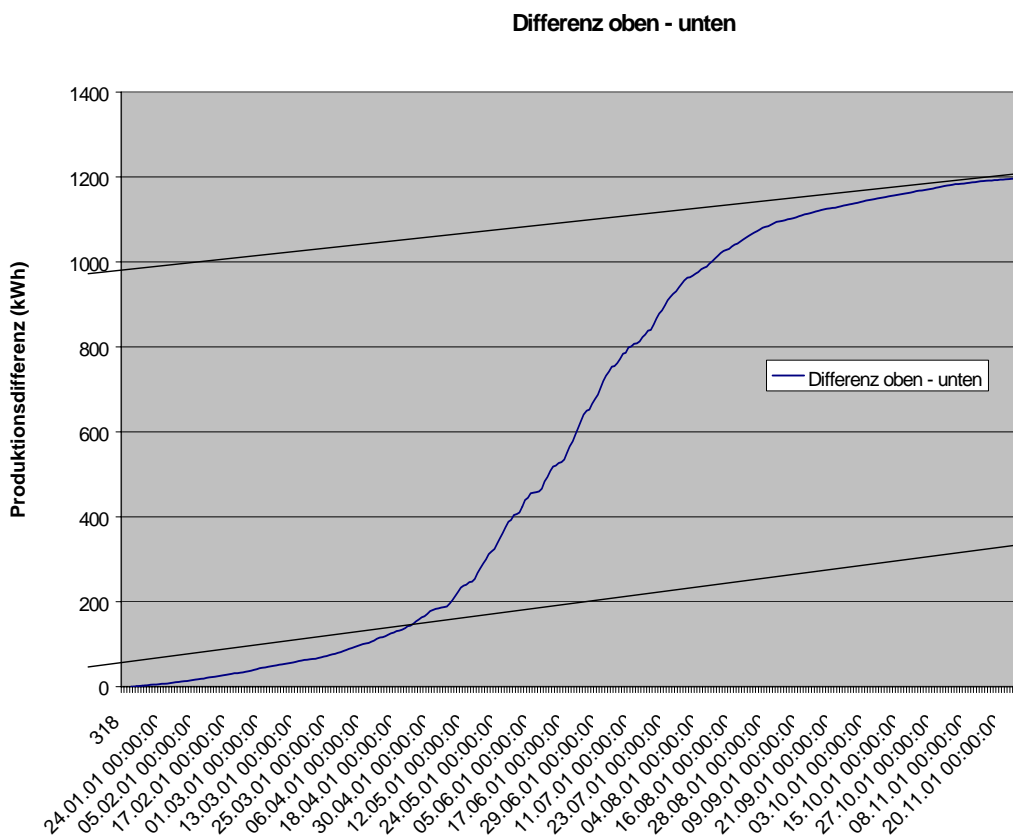


Fig. 28 Differenz Summe Produktion WR 5 und 21.

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

TISO-Messung:

Die Anlage wurde im August 2001 mit einer in Auftrag gegebenen Stringbezogenen Leistungsmessung auf ihre effektiven Produktionswerte durch das TISO (als neutrale Stelle) geprüft. Insgesamt wurde eine STC-Leistung von $74,526 \pm 3,3$ kWp gemessen, wie im Anhang publizierten TISO-Bericht ersichtlich ist.

Weitere Messdaten oder Ergebnisse

Zusätzliche Daten oder Auswertungen erhalten sie auf Anfrage auch von der von uns beauftragten Messdatenerfassungs- und Auswertungsstelle unter folgender Adresse:
 Alan C.Hawkins Consulting & Services, Wygärtliweg 16, CH-5018 Erlinsbach
 Tel. 062 844 33 55 Fax 062 844 01 01 Mail: beratung@hawkins.ch
 Messdaten und Auswertungen wurden auch der IEA Datenbank zur Verfügung gestellt.

5.1 Schlussfolgerungen

Nachdem nun die Anlage seit etwas mehr als zwei Jahren Solarstrom ins öffentliche Netz einspeist, darf mit Freude festgestellt werden, dass die PV-Anlage bisher, abgesehen von den zwei Panelen-Diebstählen, keine grösseren Probleme beim Betreiber verursacht hat. Die Problematik mit einigen Kleinwechselrichtern, welche kurz nach Inbetriebnahme der Anlage aufgetreten war, konnte durch die Herstellerfirma zur bisherigen Zufriedenheit der Betriebsfirma und Eigentümerin gelöst werden. Man muss halt miteinander reden!

- § Leistungsoptimierung der Anlage steht stets an erster Stelle der Betriebsfirma. Aus diesem Grunde wurde auch entschieden, die Datenmessgeräte mit Fernabruf weiterhin in Betrieb zu lassen.
- § Anlässlich einer regelmässig stattfindenden Anlagekontrolle musste zu Beginn (nach Winterende) dieses Jahres festgestellt werden, dass ein Teil der Panele (vorwiegend untere Reihe) doch einen erhöhten Verschmutzungsgrad vermutlich des starken Autobahnverkehrs wegen aufwiesen. Fazit: Zwecks erwünschter Leistungsoptimierung werden diese Anlageteile periodisch gewaschen.
- § Bisher mussten zwei Module (je eines in der oberen und in der unteren Reihe) infolge zerbrochener Glasfläche (fein versplittert wie bei einer Autoscheibe) ausgewechselt werden, wobei die jeweilige Schadenursache und mögl. Verursacher bisher unbekannt sind.

5.2 Perspektiven

Da es der IG Solar aus personellen Gründen nicht möglich war, die Anlage in Eigenregie zu betreiben, wurde im August 2000 eine Betriebsgesellschaft in Form einer Aktiengesellschaft, der Ekotech AG Safenwil, gegründet. Seit Jan. 2001 wird die Photovoltaikanlage „Alpha A1“ in Safenwil von dieser Firma betrieben und überwacht. Die Ekotech AG wurde jedoch - nebst vorab erwähnter Funktion - mit der Zielsetzung ins Leben gerufen, sich für den Bau weiterer Solaranlagen zu engagieren und eventl. auch Handel mit entsprechenden Produkten zu betreiben.

Dass die Perspektiven für einen erhofften Aufschwung im Bereich „Erneuerbare Energien“ seit den zurückliegenden Abstimmungen (z.B. jener vom 18. Mai 2003) einen argen Rückschlag erlitten, muss auch bei unseren „Stromkunden-Akquisitionen“ festgestellt werden. Doch sind wir guten Mutes und hoffen, mit noch vermehrtem Engagement weitere Projekte in absehbarer Zeit in Angriff nehmen zu können.

Die IG Solar möchte sich - auch angespornt durch die Verleihung des Solarpreises - weiterhin im Bereich der erneuerbaren Energie-Einsatzmöglichkeiten mit den ihr zur Verfügung stehenden Mitteln einsetzen. Gegenwärtig sind wir in Verhandlungen und Informationsgesprächen bezüglich eines möglichen Projekts „**Energiepfad Safenwil**“. Es wäre toll, wenn wir unsere PV-Anlage „Alpha A1“ mit der schon bestehenden gemeindeeigenen Holzschnitzel-Feuerungsanlage und weiteren noch zu realisierenden Anlagen, wie etwa einem kleinen Windkraftwerk, sowie bestehenden thermischen Solaranlagen, in einem publikumswirksamen Projekt als „Energiepfad Safenwil“ vereinen könnten. Wir bleiben dran!

Schlussbericht

BFE Bundesamt für Energie Projekt-Nr. 37146

6.1 Publikationen / Berichte

- Bericht 2000 und 2001 BFE
- Umfassender TISO-Bericht vom Nov. 2001 (TISO-Messung erfolgte am 14.u.15. Aug.01 vor Ort)
- Poster-Präsentation an der nationalen PV Konferenz in Neuchâtel
- Poster-Präsentation an der Europäischen PV Konferenz in München
- Website www.alpha-a1.ch
- Div. Publikationen Tagespresse
- Publikationen Fachpresse (z.B. Schweiz. Holzzeitung, Heizung-Klima).
- CD-ROM Lehrmittelverlag Kt. Aargau.
- IG Solar Safenwil – Gewinner Solarpreis 2001
- Öffentliche Veranstaltung an der Anlage in Safenwil zur 100'000 kWh-Produktion im Juli 2002.
- Montage und Inbetriebnahme der Leuchtanzeige im Sommer 2002.
- Projekt-Präsentation an div. regionalen Gewerbe- und Fachausstellungen 2001 u.2002.

Bericht-Verfasser:

Bericht allgem.

Messdaten u. Auswertung:

IG Solar Safenwil - Ruedi Hottiger-Reck, Safenwil

Alan C. Hawkins, Energie Consulting, Erlinsbach

Misure di potenza dell'installazione fotovoltaica a Safenwil – CH



Ing. Domenico Chianese

Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI),
Dipartimento di costruzione e territorio (DCT),
LEEE-TISO, Laboratorio di energia ecologia ed economia,
CH - 6952 Canobbio
Tel.: +41(0)91/ 935 13 55
Fax.: +41(0)91/ 935 13 49
Homepage: <http://leee.dct.supsi.ch>

Misure di potenza dell'installazione fotovoltaica da 80 kWp a Safenwil - CH

Ing. Domenico Chianese

Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI),
Dipartimento di costruzione e territorio (DCT),
LEEE-TISO, Laboratorio di energia ecologia ed economia,
CH - 6952 Canobbio, Switzerland
E-mail: domenico.chianese@dct.supsi.ch

ABSTRACT

Il rapporto contiene i risultati delle misure effettuate i giorni 14 e 15 agosto 2001 sull'impianto fotovoltaico da $P_n = 80.025\text{kWp}$ situato lungo l'autostrada A1 nel comune di Safenwil. Lo scopo delle misure era di determinare la potenza totale dell'impianto attraverso la misura della caratteristica corrente-tensione in condizioni reali di funzionamento ed estrapolare i risultati alle condizioni che si avrebbero a STC (Standard Test Condition).

1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Il 14 e 15 agosto 2001 sono state effettuate le misure della potenza d'uscita dell'installazione fotovoltaica sopracitata. L'impianto è formato da due file di moduli installati sul riparo fonico dell'autostrada. L'impianto è suddiviso in 24 campi (array) allacciati ad altrettanti inverter del tipo "stringwechselrichter" Sunny Boy (SMA). Gli inverter sono posti sul lato posteriore dei ripari fonici in corrispondenza della serie 4 (WR1-8, WR19-22) e della serie 13 (WR9-18, WR23-24).

Campi sulla parte alta del riparo fonico:

Le serie dei primi 14 inverter (WR 1 a 14) sono composte da 20 moduli I165 ISOFOTON della potenza nominale $P_n = 165\text{Wp}$, per una potenza totale per inverter di 3300Wp .

Le serie da WR 15 a WR 18 sono composte da 21 moduli I165 ISOFOTON della potenza nominale $P_n = 165\text{Wp}$, per una potenza totale per inverter di 3465Wp .

Campi inferiori:

Agli inverter da WR 19 a WR 21 sono collegate 3 serie ognuno. Ogni serie è composta da 10 moduli I110 ISOFOTON della potenza nominale $P_n = 110\text{Wp}$, per una potenza totale per inverter di 3300Wp .

Agli inverter WR 22 e WR 23 sono collegate 3 serie di 20 moduli I55 ISOFOTON della potenza nominale $P_n = 55\text{Wp}$, per una potenza totale per inverter di 3300Wp .

All'inverter WR 24 sono collegate 3 serie di 21 moduli I55 ISOFOTON della potenza nominale $P_n = 55\text{Wp}$, per una potenza totale per inverter di 3465Wp .

La potenza totale nominale dell'impianto è di 80'025 Wp

2. MISURE

Le misure della caratteristica corrente-tensione dell'impianto sono state effettuate presso gli inverter. Le serie di moduli da misurare sono state collegate al sistema di acquisizione dati mediante 2 cavi con connettori MC (ditta Multi Contact). La resistenza dei 2 cavi collegati in serie, misurata con un multimetro di precisione (PREMA 5017), è di 6.6mΩ. La perdita sui cavi è di conseguenza di circa 0.1 W per ogni serie e quindi trascurabile.

Si è provveduto a scollegare ogni inverter in modo che la temperatura dei moduli risulti omogenea e soprattutto stabile durante le misure.

Sopra il campo superiore sono stati installati una cella di riferimento (ESTI-sensor, Gi) e un piranometro (CM11, Gi) per la misura dell'irraggiamento sul piano dei moduli.

Il sensore per la temperatura dei moduli (PT100, T_{bom}) è stato montato su un modulo della serie superiore in quanto le serie inferiori non erano accessibili.

Durante la giornata l'irraggiamento era molto elevato e costante, il cielo completamente libero. Il vento era debole.

Le perdite di potenza nei cavi dell'impianto - in particolare dal collegamento all'ultimo modulo di ogni serie fino al collegamento in parallelo di ogni serie - non sono state calcolate.

2. ESTRAPOLAZIONE A STC

Per poter confrontare le misure tra di loro e con dei risultati nel simulatore su medesimi moduli essi devono essere estrapolati alle condizioni standard (Standard Test Condition - STC) corrispondenti alle condizioni di irraggiamento di Gi=1000W/m² e una temperatura della cella T_{cell}=25°C.

L'estrapolazione a STC si basa sul metodo Blaesser.

L'estrapolazione della corrente misurata a STC è effettuata moltiplicando il valore misurato con il fattore 1000 / Gi :

$$I_{stc} = I_{mis} * 1000 / Gi$$

dove Gi è l'irraggiamento sul piano dei moduli ottenuto dividendo il fattore di calibrazione della cella di riferimento (corrispondente alla corrente prodotta dalla cella di riferimento a STC) con il valore istantaneo misurato. La correzione in temperatura della corrente della cella di riferimento e dei campi è trascurabile per differenze di temperatura (tra la cella di riferimento e il campo PV) fino a 10°C. L'errore massimo è minore del 1% sul valore della corrente estrapolata.

Le tensioni misurate devono essere estrapolate a STC aggiungendo al valore misurato un termine di correzione DV che tiene conto sia dell'effetto della temperatura che quello dell'irraggiamento.

$$DV = D * \ln(1000 / Gi) + b * (Tc - 25)$$

dove:

Gi= irraggiamento sul piano dei moduli

Tc= temperatura delle celle dei moduli

Per questi moduli è stato utilizzato un coefficiente di temperatura **b=- 0.00213 V/°C.cella.**

Dalle misure di Voc di ogni serie a vari livelli di irraggiamento e di temperatura, si determina il coefficiente D affinché sull'insieme delle misure le differenze di Voc, corretto a STC, siano minime.

L'espressione sovraesposta di DV fa uso della temperatura delle celle dei moduli T_c .

Utilizzando la misura diretta della temperatura delle celle (T_{bom}) si assume che la temperatura delle celle dei moduli T_c corrisponde alla temperatura sul retro del modulo T_{bom} per moderati cambiamenti di temperatura, dove la differenza di temperatura dovuta all'inerzia termica dei moduli è considerata trascurabile.

Le misure di Voc sono state effettuate a più riprese tra il giorno 14 e 15 agosto 2001

Inverter	Serie	Celle	D	dev. St.
WR1	1	720	0.02173	2.00
WR2	1	720	0.02147	1.90
WR3	1	720	0.02251	2.11
WR4	1	720	0.02042	1.60
WR5	1	720	0.02330	0.90
WR6	1	720	0.02435	0.80
WR7	1	720	0.01963	0.61
WR8	1	720	0.01990	0.17
WR9	1	720	0.01780	1.12
WR10	1	720	0.01623	0.67
WR11	1	720	0.02147	0.48
WR12	1	720	0.02382	1.13
WR13	1	720	0.02330	0.35
WR14	1	720	0.02461	0.70
WR15	1	756	0.02251	1.15
WR16	1	756	0.02251	0.98
WR17	1	756	0.02147	0.24
WR18	1	756	0.01702	0.97
WR19	1	720	0.01963	0.34
WR19	2	720	0.01859	0.60
WR19	3	720	0.01911	0.54
WR20	1	720	0.01859	1.88
WR20	2	720	0.01885	0.35
WR20	3	720	0.01885	0.64
WR21	1	720	0.01780	0.71
WR21	2	720	0.02199	0.64
WR21	3	720	0.01780	0.83
WR22	1	720	0.01675	0.74
WR22	2	720	0.01859	0.46
WR22	3	720	0.01545	1.11
WR23	1	720	0.01927	2.60
WR23	2	720	0.02136	0.58
WR23	3	720	0.01963	0.92
WR24	1	756	0.01901	0.35
WR24	2	756	0.02466	0.79
WR24	3	756	0.02183	1.60

Tabella 1: Fattori D calcolati per minimizzare la deviazione standard sulla estrapolazione di Voc a STC.

La deviazione standard minima (< 0.5% nel caso peggiore) indica che la correzione sull'arco delle 2 giornate è ottimale.

Le curve caratteristiche I-U subiscono nella estrapolazione a STC una traslazione orizzontale ($U_{corr}=U_{mis} + DV$) ma non verticale ($I_{corr}=I_{mis}*kG$), quindi una correzione diretta mediante un coefficiente di temperatura della potenza massima sul valore misurato sarebbe fonte di errori e quindi non viene adottata.

La correzione in corrente dei valori misurati è stata piccola in quanto l'irraggiamento dei moduli era abbastanza vicino alle condizioni standard (1000 W/m²). Inoltre l'irraggiamento era relativamente stabile sull'arco della giornata.

Inverter	Serie	Vm	Im	Pm	Voc	Isc	Pnom	deltaP
WR1	1	322.4	9.504	3064.2	422.4	10.597	3300.0	-7.14%
WR2	1	331.9	9.313	3091.3	421.9	10.596	3300.0	-6.33%
WR3	1	325.0	9.590	3116.3	422.0	10.651	3300.0	-5.57%
WR4	1	336.8	9.297	3131.1	423.0	10.532	3300.0	-5.12%
WR5	1	333.0	9.436	3141.8	424.0	10.594	3300.0	-4.79%
WR6	1	324.0	9.608	3113.0	423.0	10.593	3300.0	-5.67%
WR7	1	321.6	9.396	3021.9	420.4	10.412	3300.0	-8.43%
WR8	1	333.6	9.141	3049.2	420.6	10.404	3300.0	-7.60%
WR9	1	327.2	9.297	3042.0	418.4	10.469	3300.0	-7.82%
WR10	1	327.3	9.346	3059.3	420.3	10.470	3300.0	-7.29%
WR11	1	332.4	9.161	3045.4	421.5	10.287	3300.0	-7.72%
WR12	1	331.9	9.220	3060.5	422.0	10.400	3300.0	-7.26%
WR13	1	329.4	9.394	3094.1	421.3	10.503	3300.0	-6.24%
WR14	1	335.2	9.212	3087.9	423.3	10.368	3300.0	-6.43%
WR15	1	353.8	9.124	3228.1	445.0	10.412	3465.0	-6.84%
WR16	1	339.5	9.526	3234.0	444.2	10.484	3465.0	-6.67%
WR17	1	346.7	9.317	3230.4	441.6	10.538	3465.0	-6.77%
WR18	1	352.0	9.172	3228.2	441.0	10.487	3465.0	-6.83%
WR19	1	314.9	2.949	928.8	411.8	3.525	1100.0	-15.56%
WR19	2	315.9	2.944	929.9	409.8	3.523	1100.0	-15.46%
WR19	3	311.5	2.958	921.4	409.3	3.526	1100.0	-16.23%
WR20	1	321.1	2.939	943.8	416.4	3.521	1100.0	-14.20%
WR20	2	326.2	2.838	925.9	413.3	3.556	1100.0	-15.82%
WR20	3	320.3	2.914	933.2	411.3	3.543	1100.0	-15.17%
WR21	1	319.1	2.934	936.4	410.3	3.482	1100.0	-14.88%
WR21	2	315.5	2.985	941.7	413.3	3.513	1100.0	-14.39%
WR21	3	319.4	2.888	922.4	410.6	3.435	1100.0	-16.15%
WR22	1	329.1	2.835	933.2	415.6	3.486	1100.0	-15.16%
WR22	2	319.5	2.924	934.3	414.4	3.538	1100.0	-15.07%
WR22	3	315.9	2.920	922.2	411.8	3.479	1100.0	-16.16%
WR23	1	321.7	2.915	937.8	414.9	3.434	1100.0	-14.74%
WR23	2	312.2	2.971	927.7	412.0	3.437	1100.0	-15.66%
WR23	3	318.7	2.954	941.5	413.6	3.580	1100.0	-14.41%
WR24	1	341.7	2.912	995.2	435.6	3.560	1155.0	-13.84%
WR24	2	345.7	2.889	998.7	435.8	3.561	1155.0	-13.53%
WR24	3	341.3	2.954	1008.1	434.3	3.534	1155.0	-12.72%

Tabella 2: Valori estrapolati a STC e confronto con potenza nominale di ogni serie.

Dalla tabella 2 si nota come **le differenze tra potenza nominale e potenza misurata** differiscano nelle serie poste sulla parte bassa del riparo fonico. Ciò è dovuto principalmente a due motivi:

1. **Differenza di temperatura tra moduli sulla parte bassa (WR19-24) e moduli sulla parte alta (WR1-18) del riparo fonico.** Dalla colonna Voc, stc della tabella 2 si nota come le tensioni Voc delle serie sulla parte bassa del riparo fonico sono inferiori rispetto alle tensioni corrispondenti (720 e 756 celle) sulla parte alta del riparo fonico. Essendo i moduli della parte bassa inaccessibili per la misura della temperatura si è misurato la temperatura T_{bom} sui moduli della parte alta. La differenza di temperatura calcolata su tutte le celle del campo risulta essere di **mediamente 5.8°C.**

Inverter	Serie	Vm	Im	Pm	Voc	Isc	Pnom	deltaP
WR1	1	322.4	9.504	3064.2	422.4	10.597	3300.0	-7.14%
WR2	1	331.9	9.313	3091.3	421.9	10.596	3300.0	-6.33%
WR3	1	325.0	9.590	3116.3	422.0	10.651	3300.0	-5.57%
WR4	1	336.8	9.297	3131.1	423.0	10.532	3300.0	-5.12%
WR5	1	333.0	9.436	3141.8	424.0	10.594	3300.0	-4.79%
WR6	1	324.0	9.608	3113.0	423.0	10.593	3300.0	-5.67%
WR7	1	321.6	9.396	3021.9	420.4	10.412	3300.0	-8.43%
WR8	1	333.6	9.141	3049.2	420.6	10.404	3300.0	-7.60%
WR9	1	327.2	9.297	3042.0	418.4	10.469	3300.0	-7.82%
WR10	1	327.3	9.346	3059.3	420.3	10.470	3300.0	-7.29%
WR11	1	332.4	9.161	3045.4	421.5	10.287	3300.0	-7.72%
WR12	1	331.9	9.220	3060.5	422.0	10.400	3300.0	-7.26%
WR13	1	329.4	9.394	3094.1	421.3	10.503	3300.0	-6.24%
WR14	1	335.2	9.212	3087.9	423.3	10.368	3300.0	-6.43%
WR15	1	353.8	9.124	3228.1	445.0	10.412	3465.0	-6.84%
WR16	1	339.5	9.526	3234.0	444.2	10.484	3465.0	-6.67%
WR17	1	346.7	9.317	3230.4	441.6	10.538	3465.0	-6.77%
WR18	1	352.0	9.172	3228.2	441.0	10.487	3465.0	-6.83%
WR19	1	324.0	2.949	955.5	420.8	3.525	1100.0	-13.14%
WR19	2	324.9	2.944	956.6	418.8	3.523	1100.0	-13.04%
WR19	3	320.5	2.958	948.2	418.3	3.526	1100.0	-13.80%
WR20	1	330.2	2.939	970.3	425.5	3.521	1100.0	-11.79%
WR20	2	335.3	2.838	951.6	422.4	3.556	1100.0	-13.49%
WR20	3	329.3	2.914	959.5	420.3	3.543	1100.0	-12.77%
WR21	1	328.2	2.934	962.9	419.4	3.482	1100.0	-12.46%
WR21	2	324.6	2.985	968.7	422.4	3.513	1100.0	-11.93%
WR21	3	320.6	2.958	948.6	419.7	3.435	1100.0	-13.77%
WR22	1	323.5	2.967	959.9	424.6	3.486	1100.0	-12.74%
WR22	2	328.5	2.924	960.7	423.4	3.538	1100.0	-12.66%
WR22	3	324.9	2.920	948.7	420.8	3.479	1100.0	-13.76%
WR23	1	330.8	2.915	964.2	423.9	3.434	1100.0	-12.35%
WR23	2	321.3	2.971	954.6	421.1	3.437	1100.0	-13.22%
WR23	3	327.8	2.954	968.2	422.7	3.580	1100.0	-11.98%
WR24	1	348.7	2.912	1015.4	442.6	3.560	1155.0	-12.09%
WR24	2	352.6	2.889	1018.5	442.6	3.561	1155.0	-11.82%
WR24	3	348.2	2.954	1028.5	441.2	3.534	1155.0	-10.95%

Tabella 3: Valori estrapolati a STC corretti di 5.8°C sulle serie WR19-24.

2. Differenza di irraggiamento del campo sulla parte bassa del riparo fonico.

L'irraggiamento globale sul piano dei moduli è composto dall'irraggiamento diretto del sole, dall'irraggiamento diffuso della volta celeste e dall'albedo. I moduli sulla parte bassa del riparo fonico ricevono solo una parte dell'irraggiamento diffuso in quanto la volta celeste è limitata dai moduli superiori. Questa differenza è difficilmente stimabile. Ma, da misure effettuate dell'irraggiamento globale e diffuso orizzontale si sono ottenuti, per una giornata di bel tempo, dei rapporti diffuso/globale del ca.-10%. La volta celeste oscurata dal campo superiore è di ca. il 60%, si ha perciò un minor irraggiamento, nel mese in esame, di ca. il -6%. Ciò porta ad dei valori di potenza comparabile a quello delle serie superiori.

Inverter	Serie	Vm	Im	Pm	Voc	Isc	Pnom	deltaP
WR1	1	322.4	9.504	3064.2	422.4	10.597	3300.0	-7.14%
WR2	1	331.9	9.313	3091.3	421.9	10.596	3300.0	-6.33%
WR3	1	325.0	9.590	3116.3	422.0	10.651	3300.0	-5.57%
WR4	1	336.8	9.297	3131.1	423.0	10.532	3300.0	-5.12%
WR5	1	333.0	9.436	3141.8	424.0	10.594	3300.0	-4.79%
WR6	1	324.0	9.608	3113.0	423.0	10.593	3300.0	-5.67%
WR7	1	321.6	9.396	3021.9	420.4	10.412	3300.0	-8.43%
WR8	1	333.6	9.141	3049.2	420.6	10.404	3300.0	-7.60%
WR9	1	327.2	9.297	3042.0	418.4	10.469	3300.0	-7.82%
WR10	1	327.3	9.346	3059.3	420.3	10.470	3300.0	-7.29%
WR11	1	332.4	9.161	3045.4	421.5	10.287	3300.0	-7.72%
WR12	1	331.9	9.220	3060.5	422.0	10.400	3300.0	-7.26%
WR13	1	329.4	9.394	3094.1	421.3	10.503	3300.0	-6.24%
WR14	1	335.2	9.212	3087.9	423.3	10.368	3300.0	-6.43%
WR15	1	353.8	9.124	3228.1	445.0	10.412	3465.0	-6.84%
WR16	1	339.5	9.526	3234.0	444.2	10.484	3465.0	-6.67%
WR17	1	346.7	9.317	3230.4	441.6	10.538	3465.0	-6.77%
WR18	1	352.0	9.172	3228.2	441.0	10.487	3465.0	-6.83%
WR19	1	324.0	2.949	1012.8	420.8	3.525	1100.0	-7.92%
WR19	2	324.9	2.944	1014.0	418.8	3.523	1100.0	-7.82%
WR19	3	320.5	2.958	1005.1	418.3	3.526	1100.0	-8.63%
WR20	1	330.2	2.939	1028.6	425.5	3.521	1100.0	-6.49%
WR20	2	335.3	2.838	1008.7	422.4	3.556	1100.0	-8.30%
WR20	3	329.3	2.914	1017.1	420.3	3.543	1100.0	-7.54%
WR21	1	328.2	2.934	1020.7	419.4	3.482	1100.0	-7.21%
WR21	2	324.6	2.985	1026.8	422.4	3.513	1100.0	-6.65%
WR21	3	320.6	2.958	1005.5	419.7	3.435	1100.0	-8.59%
WR22	1	323.5	2.967	1017.4	424.6	3.486	1100.0	-7.51%
WR22	2	328.5	2.924	1018.4	423.4	3.538	1100.0	-7.42%
WR22	3	324.9	2.920	1005.6	420.8	3.479	1100.0	-8.58%
WR23	1	330.8	2.915	1022.0	423.9	3.434	1100.0	-7.09%
WR23	2	321.3	2.971	1011.8	421.1	3.437	1100.0	-8.01%
WR23	3	327.8	2.954	1026.3	422.7	3.580	1100.0	-6.70%
WR24	1	348.7	2.912	1076.3	442.6	3.560	1155.0	-6.81%
WR24	2	352.6	2.889	1079.6	442.6	3.561	1155.0	-6.53%
WR24	3	348.2	2.954	1090.3	441.2	3.534	1155.0	-5.61%

Tabella 4: Valori estrapolati a STC corretti di 5.8°C sulle serie WR19-24 e su G.

3. ANALISI DEGLI ERRORI DELLA STRUMENTAZIONE

Misura	Errore
ϵI	$<\pm 1.6\%$
ϵU	$<\pm 0.5\%$
ϵG_i	$<\pm 2.5\%$
ϵT	$<\pm 0.5^\circ\text{C} \rightarrow <0.2\%$ su P_m
Errore su P_{max}	$\pm 4.4\%$

L'errore di misura della potenza corrisponde al RMS dei valori di U e I e cioè 1.7%.
L'errore totale corrisponde alla somma con gli altri valori e cioè $\pm 4.4\%$.

4. CONCLUSIONI

Dalle nostre misure otteniamo per l'impianto a Safenwil una potenza di:

$$P_m = 73'479 \pm 3233 \text{ [W]}$$

N.B. In questo valore non si è tenuto conto del minor irraggiamento incidente sui moduli della parte bassa dei ripari fonici (2° motivo, vedi sopra).

Tenendo conto della del minor irraggiamento stimato, si ha per l'impianto a Safenwil, una potenza di:

$$P_m = 74'526 \pm 3274 \text{ [W]}$$

Tenuto conto che la potenza nominale dell'impianto intero è di 80'025Wp, la potenza misurata è inferiore del $-6.9 \pm 4.1\%$.

La minor potenza include le perdite sui cavi e nei connettori a monte della misura, le quali non sono state calcolate.

5. OSSERVAZIONI

Nel calcolo della potenza totale estrapolata a STC si è cercato di tener conto dei due fattori esposti precedentemente, e cioè:

1. Differenza di temperatura tra moduli sulla parte bassa (WR19-24) e moduli sulla parte alta (WR1-18) del riparo fonico.
2. Differenza di irraggiamento del campo sulla parte bassa del riparo fonico.

L'incidenza della perdita di potenza nei seguenti due casi non è invece stato possibile riportarlo:

3. Nella serie 8 una parte dei moduli è orientata più a EST e un'altra più a OVEST a causa della presenza di una uscita di sicurezza dall'autostrada. La misura di questa serie è stata di conseguenza effettuata nel momento di minor incidenza del mismatch dei moduli.



Figura 1: Uscita di sicurezza dall'autostrada e serie 8 con alcuni moduli orientati diversamente.

4. Curvatura del riparo fonico = mancanza di complanarità all'interno delle serie. Nella parte EST dell'impianto l'autostrada curva verso SUD. I moduli all'interno delle serie non sono di conseguenza complanari.



Figura 2: Parte dell'impianto verso EST e relativa curvatura dell'autostrada.

I risultati ottenuti indicano d'altronde che l'errore introdotto è minimo e perfettamente in linea con quanto ottenuto in laboratorio.