

F&E - / P&D - Programm Photovoltaik



Photovoltaik Schindeldach auf der Rigi

**Realisierung des ersten hybriden PV-Schindeldachs mit
hocheffizienten Zellen**

Verfasst von

Stephan Gnos, Hanspeter Hochreutener
ATLANTIS ENERGIE AG
Lindenrain 4, 3012 Bern

Im Auftrag des

Bundesamtes für Energiewirtschaft

April 1995

Abschlussbericht
DIS 2391 früher EF-REN(92)053
Projekt-Nr. 156 (ET-P+D(92)170)

Zusammenfassung

Ziel des Projektes Rigi war die Realisierung des ersten hybriden PV-Schindeldachs mit hocheffizienten Solarzellen, um erstmals mit einer PV-Anlage dieser Art Betriebserfahrungen sammeln zu können. Die Hauptziele dieses Projekts waren:

- Vollintegration von PV-Dachschindeln, Lösung architektonischer Probleme (Kap. 3)
- Gewinnung von Erfahrungswerten in schwierigen Klimaverhältnissen (Kap. 4)
- Erfahrungen mit der Netzeinspeisung unter schwierigen Bedingungen
- Einsatz von hocheffizienten PV-Schindeln (Kap. 5)
- Sammeln von Erfahrungen für die Generatorkühlung mit freier Konvektion (Kap. 6)

Als Resultat entstand eine PV-Schindeldachanlage, die auf zwei Dächer (einem Haupt- und Nebendach) verteilt ist, über drei Wechselrichter ins Netz einspeist und zwischen Unterdach und PV-Schindeln einen Luftkanal zur Hinterlüftung der PV-Schindeln besitzt (vgl. 5.2). Die Hauptergebnisse aus dem ersten Betriebsjahr des hybriden Rigi Schindeldachs sind:

1. Es konnte ein PV-Schindeldach realisiert werden, das durch die erstmalig versetzte Anordnung der PV-Schindeln echten Schindeldach-Charakter erhalten hat und sicher als interessante PV-Integrationsvariante betrachtet werden kann (vgl. 3.2).
2. Das PV-Dach hat auch seine Qualitäten in Bezug auf die Robustheit des Dachaufbaus bewiesen, wurden doch im ersten Betriebsjahr Stürme mit Windböen von bis zu 260 km/h völlig unbeschadet überstanden (vgl. 4.2).
3. Aus Messungen an Einzelzellen und den Messwerten der ganzen Anlage hat sich gezeigt, dass die Zellen nicht den erwarteten Wirkungsgrad von 17% erreichen (vgl. 5.4).
4. Die Hinterlüftung der PV-Dachschindeln durch freie Konvektion funktioniert wie erwartet. Es konnte aufgezeigt werden, dass die thermische Leistung im Energiegleichgewicht das 3 bis 3,5-fache der elektrischen Leistung beträgt, was das Potential hybrider PV-Nutzung deutlich aufzeigt (vgl. 6.5).

Alle Resultate wurden aufgrund von Daten erarbeitet, die von einem Mess-System lückenlos aufgezeichnet wurden (Anhang 1). Im ersten Betriebsjahr hat diese Anlage im Bezug auf die Möglichkeiten der hybriden PV-Anwendungen wertvolle Ergebnisse geliefert. Da im Fall Rigi aber die Warmluft zur Zeit nicht genutzt wird und damit die entsprechenden Luftsammelkanäle nicht montiert sind, können die Resultate der Rigi Anlage nicht ohne weiteres direkt auf zukünftige hybride PV-Dächer umgelegt werden. Wissenschaftlich wertvoll erscheint uns die Tatsache, dass der Gesamtwirkungsgrad (elektro-thermisch) eines hybriden PV-Dachs (ca. 40% im Energiegleichgewicht) im Vergleich zu einer konventionellen PV-Anlage ganz erheblich erhöht ist, wobei gleichzeitig erwähnt werden muss, dass die thermische Energie vom Temperaturniveau her im Niedertemperaturbereich anfällt.

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichtes verantwortlich

Die möglichen Anwendungsbereiche hybrider Schindeldächer sind überall dort zu sehen, wo thermische Energie im Niedertemperaturbereich z.B. für Warmwasservorwärmungen, Niedertemperaturheizungen etc. verwendet werden kann. Durch eine Regelung der Luftmenge im Hinterlüftungskanal kann die Temperatur der thermischen Energie in einem gewissen Rahmen der jeweiligen Anwendung angepasst werden.

In Zukunft stehen auf dem Gebiet der hybriden PV-Schindeldachtechnologie die Erreichung zweier Hauptziele im Vordergrund:

- Bei der Realisierung der nächsten hybriden PV-Schindeldächer sollte immer das Sammeln von Erfahrungen im Bezug auf die optimale Schindelgrösse zum Ziel gesetzt werden. Als Fernziel sollten anhand der Erfahrungen mit mehreren PV-Schindeldächern wenige optimale Schindeltypen (2 - 3) resultieren, die als 'Standard-Schindeln' produziert werden könnten. Damit sind die Kosten des PV-Engineerings bemerkbar zu senken.
- Bei zukünftigen hybriden PV-Schindeldächern ist auch grosser Wert darauf zu legen, die Nutzung der thermischen Energie ins Anlagekonzept einzubeziehen. Vor allem die Auswirkung von verschiedenen Arten der thermischen Energienutzung, was Einfluss auf die Temperaturen der PV-Elemente und damit auf den elektrischen Ertrag hat, sind im Bezug auf die Hinterlüftung dieser Anlagen weiter zu untersuchen.

Besonderer Dank gebührt dem Bundesamt für Energiewirtschaft und der Energiefachstelle des Kantons Luzern, die mit ihren Förderbeiträgen die Realisierung dieser Anlage erst möglich gemacht haben.

Abstract: The research and R&D project "hybrid PV-shingle roof Rigi" with high efficient PV-shingles has been successfully finished. The Rigi project clearly demonstrates the high maturity and the large potential of hybrid PV-shingle roofs. The main results after one year of operation are:

- With the PV-shingle roof integration Rigi, an architectural interesting PV-roof with real shingle roof character could be realized.
- During the first year of operation, this PV-roof proved its high robustness (gusts of wind up to 260 km/h).
- The PV-cells didn't reach the expected high efficiency of 17 %.
- The measurements shows, that the PV-elements are cooled by free convection as expected. The usable thermal energy is on balance of energy about three times as high as the electrical energy. The over all efficiency on balance of energy is about 40 %. The yearly usable thermal energy is one to two times that of the yearly electrical energy production.

The aims for future PV-shingle roof projects are:

- to find an optimized PV-shingle who could be manufactured as standard PV-shingle
- to develop a complete energy concept for the optimized use of both, electrical and thermal energy of hybrid PV-shingle roofs.

The realization of the research and P&D project Rigi was possible by the support of the Swiss Federal office of energy and of the state of Lucerne.

Inhaltsverzeichnis

- 1 Ausgangslage
- 2 Projektziele
- 3 Vollintegration von PV-Dachschindeln
 - 3.1 Umsetzung
 - 3.2 Ergebnisse
- 4 Gewinnung von Erfahrungswerten in schwierigen Klimaverhältnissen
 - 4.1 Umsetzung
 - 4.2 Ergebnisse
- 5 Einsatz von hocheffizienten PV-Dachschindeln
 - 5.1 Einleitung
 - 5.2 Umsetzung
 - 5.3 Erwartete Erträge
 - 5.4 Ergebnisse
 - 5.5 Normierte Auswertung
 - 5.6 Schlüsse
- 6 Sammeln von Erfahrungen für die Generatorkühlung durch freie Konvektion im Hinblick auf mögliche Warmluftnutzungen
 - 6.1 Einleitung
 - 6.2 Theorie zur Berechnung der thermischen Situation
 - 6.3 Vorgehen zur Bestimmung der thermischen Leistung beim Rigi-Dach
 - 6.4 Die Messungen zur Hinterlüftung
 - 6.5 Auswertung / Resultate
 - 6.5.1 Temperaturen im Energiegleichgewicht
 - 6.5.2 Abschätzung der erwarteten Erträge
 - 6.5.3 Tagesverlauf der thermischen Energieproduktion
 - 6.6 Besprechung der Resultate
 - 6.7 Möglichkeiten zur Nutzung der thermischen Energie
- 7 Aussichten
- 8 Symbolverzeichnis
- 9 Literaturverzeichnis
- 10 Anhang
 - 10.1 Das Mess-System
 - 10.2 Normierte Auswertungen
 - 10.3 Zellendaten, Messungen der Stränge
 - 10.4 Tagesverläufe zu Kapitel 6
 - 10.5 Tagesmittelwerte der Temperaturerhöhungen zu Kapitel 6
 - 10.6 Publikationen

1 Ausgangslage

Das "Hotel Gruebisbalm", an der Zwischenstation "Gruebisbalm" der Vitznau - Rigibahn gelegen, wurde in den Jahren 1990 bis 1993 etappenweise saniert. Die Bauherrschaft G. und B. Schaub erklärte sich bereit, geeignete Dachflächen des Hotels für die Realisierung eines hybriden Photovoltaik-Schindeldachs zur Verfügung zu stellen und sich neben Bund und Kanton Luzern an den Anlagekosten zu beteiligen. Da uns die Bauherrschaft schon in einer frühen Projektphase der Gebäuderenovation kontaktierte, war es möglich, die PV-Anlage von Anfang an in den normalen Planungsablauf einzubeziehen.

Da die Solution AG für Solartechnik in der Lage ist, PV-Dachschindeln nach Mass herzustellen, konnte die Realisierung einer vollintegrierten PV-Dachanlage ins Auge gefasst werden. Aufgrund eines Angebots vom März 91 von BP Solar Spanien, ca. 10 kW Saturn-Zellen mit einem Wirkungsgrad von 17% zu liefern, wurde die Realisierung des ersten integrierten hocheffizienten PV-Schindeldachs möglich.

Erstmals sollte hier bei einem PV-Dach weiter die Möglichkeit genutzt werden, Erfahrungen mit der Hinterlüftung der PV-Dachelemente mittels freier Konvektion im Hinblick auf eine mögliche Wärmenutzung zu sammeln. Für die erste Grobauslegung des hybriden Rigi Dachs konnten minimale Berechnungsgrundlagen der hybriden PV-Anlage Aerni, die seit Juni 91 im Betrieb war, herangezogen werden. Wirklich nützliche Grundlagen wurden aber erst mit den Untersuchungen zur hybriden PV-Fassade Scheidegger, die zur Zeit des Rigi Vorprojekts gerade in Planung war, erarbeitet. Schon ab Beginn der Rigi-Planung konnte damit der Platz für den Hinterlüftungskanal zwischen Unterdach und den PV-Elementen eingerechnet werden. Weil im Bezug auf die spätere Dachfläche noch keine Einschränkungen vorhanden waren, konnten Art der PV-Elemente, das Befestigungssystem usw. frei gewählt werden.

Aufgrund der geografischen Lage des Hotels Gruebisbalm waren interessante Messdaten bezüglich der besonderen klimatischen Verhältnisse zu erwarten.

Zusammenfassend kann im Vorfeld der Realisierung dieser Anlage sicher von einer günstigen Ausgangslage gesprochen werden, die geplante Anlage erfolgreich realisieren zu können.

Durch verschiedene Fragen zur Finanzierung der Anlage und auch durch bauliche Verzögerungen bei der Renovation des Hotels konnte dann im Winter 92 / 93 die PV-Planung der Anlage erst mit einiger Verspätung an die Hand genommen werden.

2 Projektziele:

Aufgrund der geschilderten Ausgangslage wurden für das Rigi Projekt folgende Ziele definiert:

- Vollintegration von PV-Dachschindeln, Lösung architektonischer Probleme

Ziel bei der Lösung der architektonischen Fragen war es, ein vollflächig integriertes PV-Dach zu realisieren, das vom Erscheinungsbild her deutlichen Schindeldachcharakter aufweist. Insbesondere soll gezeigt werden, wie sich ein PV-Schindeldach harmonisch in Gebäude und Landschaft einfügt. Damit sollte eine Möglichkeit demonstriert werden, wie in Zukunft die Erzeugung von PV-Strom und Wärme ohne Verbrauch von Kulturland, mit ästhetisch ansprechenden Anlagen erzeugt werden kann.

- Gewinnung von Erfahrungswerten in schwierigen Klimaverhältnissen

Der exponierte Standort Gruebisbalm, in 920 m Höhe am Rigi gelegen, liess vor allem im Winter schwierige Betriebsbedingungen erwarten. Hauptziele waren das Sammeln von Betriebserfahrungen bei tiefen Temperaturen bei Schnee und Eis, sowie das Sammeln von Erfahrungen mit starken Windbelastungen der Anlage, da in diesem Gebiet regelmässig mit Föhnstürmen zu rechnen ist. Wichtigstes Ziel war natürlich, einen PV-Dachaufbau zu realisieren, der all den erwarteten Belastungen problemlos stand halten würde.

- Erfahrungen mit der Netzeinspeisung unter schwierigen Bedingungen

Zu diesem Punkt konnten keine Erfahrungen gesammelt werden, weil das EW in der zweiten Jahreshälfte 92 ganz in der Nähe eine neue Trafostation errichtete. Darum wird auf die Beschreibung der Ziele verzichtet.

- Einsatz von hocheffizienten PV-Dachschindeln

Mit dem Einsatz von PV-Dachschindeln mit BP Saturn-Zellen (17% Wirkungsgrad) sollen Erfahrungen im praktischen Einsatz mit hocheffizienten PV-Dachschindeln gemacht werden. Im besonderen wurde durch den hohen Wirkungsgrad der Zellen auch ein entsprechend hoher Ertrag erwartet.

- Sammeln von Erfahrungen für die Generatorkühlung durch freie Konvektion

Ziel war, mit diesem PV-Schindeldach die Kühlung der PV-Dachschindeln durch freie Konvektion im Hinblick auf eine spätere Nutzung der Wärme zu untersuchen. Vor allem sollten über die verschiedenen Temperaturmessungen im Dach Rückschlüsse auf die abgeführte Wärmemenge gezogen werden können.

3 Vollintegration von PV-Dachschindeln, Lösung architektonischer Probleme

3.1 Umsetzung

Für eine vollständige Integration von PV-Elementen in ein Dach muss ein angepasster Dachaufbau gewählt werden. Um auch den erwarteten Belastungen sicher standhalten zu können, wurde grundsätzlich ein nur leicht modifizierter konventioneller Dachaufbau mit Konterlattung und Lattung verwendet (vgl. Kap. 4). Der einzige Unterschied zu einem Ziegel-Dachaufbau ist die etwas massivere und höhere Konterlattung (Hinterlüftung) und die massivere Lattung, die im Vergleich zu einer Ziegellattung in grösseren Abständen (je nach Grösse der PV-Schindeln) montiert wird. Von den Kosten her liegen Dachaufbau für Ziegellattung und Dachaufbau für PV-Dachschindeln ungefähr im gleichen Rahmen. Die Wahl eines grundsätzlich konventionellen Dachaufbaus liegt neben seiner bewährten Konstruktion hauptsächlich auch bei seiner Einfachheit. Damit ist jeder Zimmermann bzw. Dachdecker in der Lage, im normalen Bauablauf einen PV-Dachaufbau zu montieren.

Um dem PV-Dach wirklich Schindeldach-Charakter zu verleihen, wurden PV-Dachschindeln mit gestutzten Ecken, herzustellen bei der Solution AG für Solartechnik Härkingen, eingeplant.

Für das Hauptdach wurde eine PV-Schindel von 1,01 m x 1,28 m entworfen. In 4 Reihen sollen diese Schindeln gegeneinander versetzt vollflächig in das Dach integriert werden. Um einen sauberem Randabschluss zu erreichen, wurden an den Rändern entsprechend schmalere Schindeln eingeplant. Für das Nebendach mussten die Schindeln anhand den Dachmassen angepasst werden (Schindelgrösse: 1,09 m x 1,65 m), um auch hier eine vollflächige Integration zu erreichen, wie auf Abbildung 1 zu sehen ist.

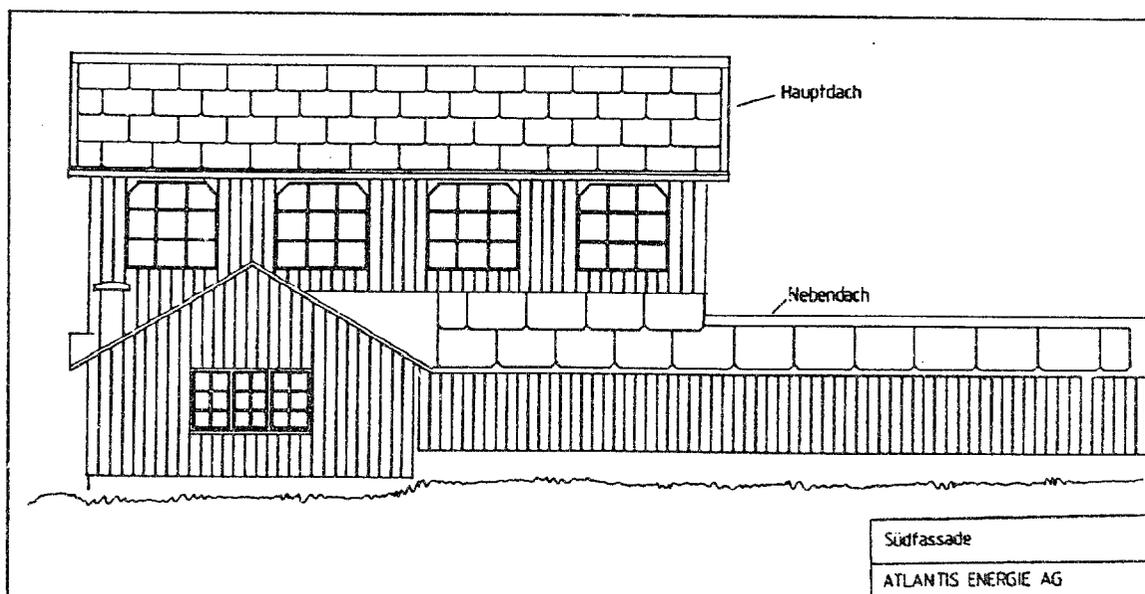


Abb. 1: Die gesamte Rigi Anlage mit Haupt- und Nebendach in der Übersicht

3.2 Ergebnisse

Als Resultat ist ein PV-Hauptdach entstanden, das vor allem durch die erstmalig versetzte Anordnung der PV-Schindeln grundsätzlich echten Schindeldach-Charakter erhalten hat und sicher als interessante PV-Dachvariante bezeichnet werden kann.

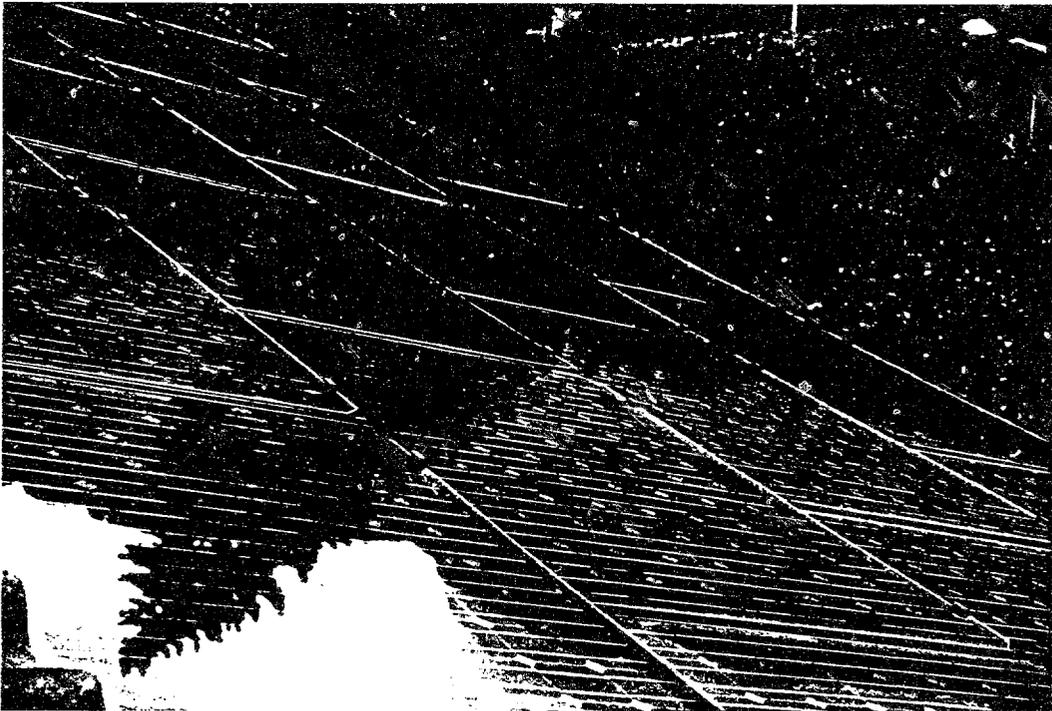


Abb. 2: Die versetzte Anordnung der PV-Schindeln gibt dem Dach Schindeldach-Charakter

Wegen der Grösse der Dachschildeln ($1,3 \text{ m}^2$) kommen die um 4 cm gestutzten Ecken zu wenig zur Geltung (aus Rücksicht auf die elektrische Verschaltung der PV-Schildeln wurden die Ecken nur in dieser Masse gestutzt). Damit stellt sich je nach Standpunkt die Frage, ob die Ecken zu wenig gestutzt, oder die PV-Schildeln zu gross sind. Da aber das Stutzen der Ecken, wie auch die Veränderung der Schildelgrösse automatisch Auswirkungen auf die elektrische Verschaltung der Elemente und der Anlage, auf die Wechselrichter, auf den Preis der Anlage usw., somit auf das gesamte Anlagekonzept hat, ist diese Frage anhand der Erfahrungen mit nur einer Anlage nicht schlüssig zu beantworten. Tatsache ist, dass PV-Schildeln mit im Verhältnis stärker gestutzten Ecken weniger elektrische Leistung pro Fläche erbringen, was einen höheren Preis bewirkt.

Im Bezug auf das Erscheinungsbild des gesamten Daches fällt auf, dass die PV-Schindelfläche im Gegensatz zur Planung vor dem Dachfirst durch 2 Ziegelreihen unterbrochen wird, was ein unruhiges Bild ergibt. Die Ziegelreihen mussten aufgrund von Massabweichungen am Bau eingesetzt werden. Der Bauherr hat die Absicht, in nächster Zeit diese 2 Ziegelreihen durch Eternitschindeln zu ersetzen, um wie geplant ein homogenes Bild zu erreichen.



Abb. 3: Übersicht PV-Hauptdach, die gekappten Ecken der PV-Schindeln kommen wenig zur Geltung, die zwei Ziegelreihen werden noch durch Eternitschindeln ersetzt.

4 Gewinnung von Erfahrungswerten in schwierigen Klimaverhältnissen

4.1 Umsetzung

Zur Bestimmung der auftretenden klimatischen Verhältnisse, wurden u.a. Messfühler zur Messung der Windgeschwindigkeit, der Aussentemperatur, der Einstrahlung etc. installiert (vgl. Messstellenverzeichnis im Anhang 1). Damit grössere Schneelasten und Schnee- bzw. Eisstücke, die vom Haupt- aufs Nebendach abrutschen keine Schäden anrichten können, wurden für die Vorderseite der PV-Dachschindeln gehärtete 6 mm Gläser verwendet.

Um Gewähr zu haben, dass die PV-Schindeln sowohl bei Schneelast, wie auch bei Windsog gut fixiert bleiben, wurden für die Befestigung der Schindeln spezielle Haltebügel aus Stahl verwendet, die an der Lattung befestigt sind. Damit die PV-Elemente nicht durch die Bügel beschädigt werden, sind diese plastifiziert. Abbildung 4 zeigt im Schnitt den gewählten Dachaufbau:

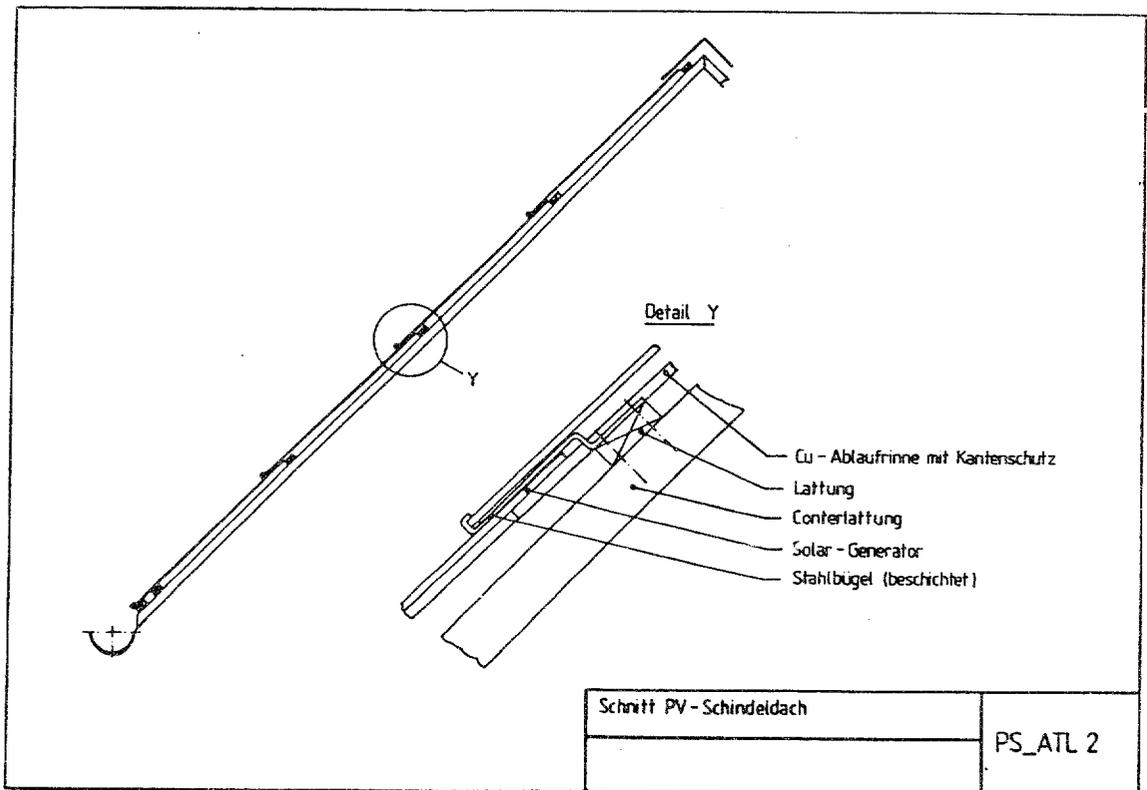


Abb. 4: Um den erwarteten Belastungen stand zu halten, wurde ein bewährt robuster Dachaufbau gewählt

Neben den befestigungstechnischen Aspekten mussten vor allem die Fragen der Dichtigkeit eines PV-Daches angegangen werden. In Vertikalrichtung des Daches wird die Dichtigkeit problemlos durch genügende Überlappung der PV-Schindeln erreicht. Um die Dichtigkeit zwischen den Schindeln in Horizontalrichtung zu gewährleisten,

wurde auf konventionelle Fugenbleche zurückgegriffen. Auch der Ortsabschluss wurde konventionell gelöst.

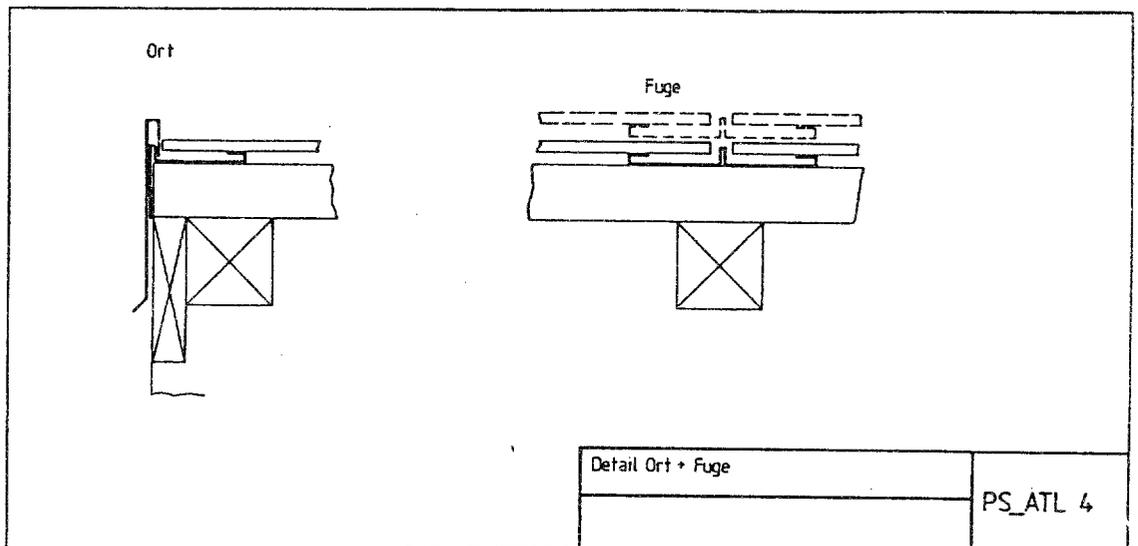


Abb. 5 Detail Ort und Fuge beim PV-Schindeldach

4.2 Ergebnisse

Während der Messperiode vom Juni 93 bis zum Juni 94 hat die Anlage immer einwandfrei funktioniert. Im speziellen hat die Anlage neben der Stromproduktion ("Wärmeerzeugung") die Funktion als dichtes Hausdach jederzeit vollumfänglich erfüllt. Nie bestand irgendein Grund, sich über konstruktive Änderungen des Dachaufbaus Gedanken machen zu müssen. Damit hat dieses PV-Schindeldach seine Alltagstauglichkeit vollständig bewiesen.

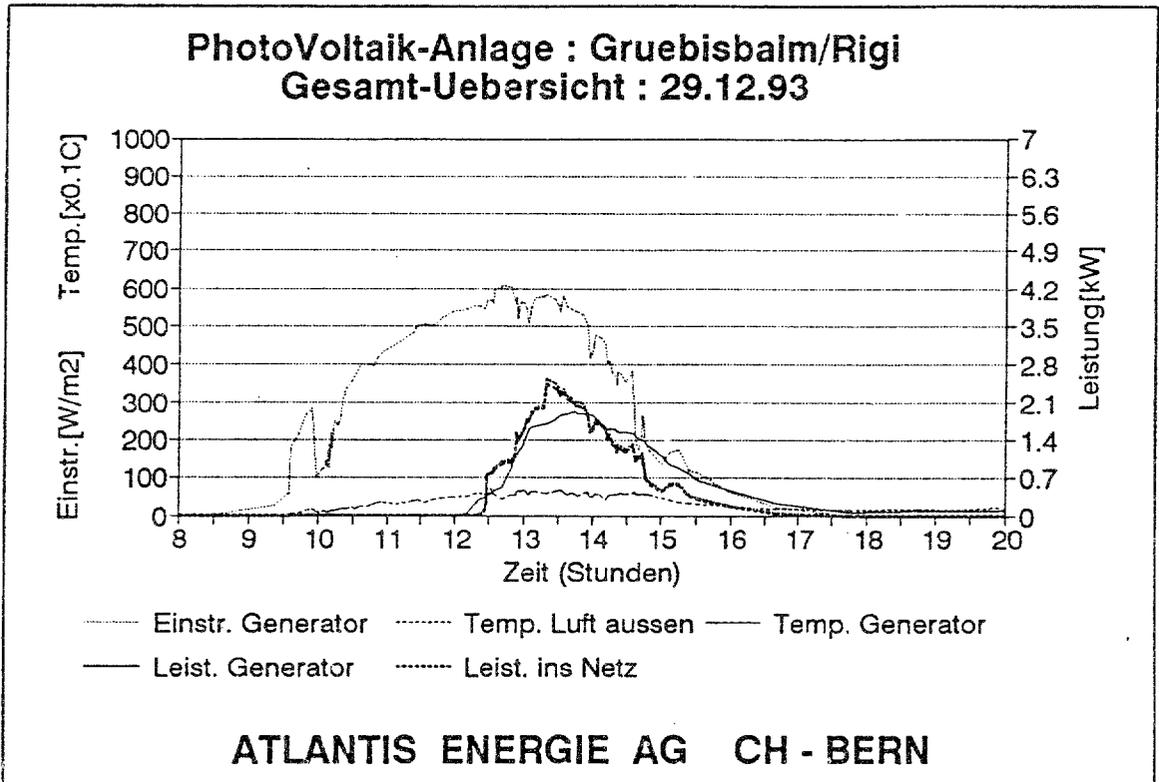
Im besonderen wurde das PV-Dach mehrmals von starkem Wind geprüft. Bei verschiedenen Föhnstürmen wurden Windböen mit Geschwindigkeiten von bis zu 260 km/h gemessen. All diese Stürme hat die Anlage immer unbeschadet überstanden.

Im Bezug auf die erwarteten tiefen Temperaturen wurde das Dach im letzten recht milden Winter nicht übermäßig gefordert, da nur Tiefsttemperaturen von minus 13 Grad auftraten, die einer PV-Anlage grundsätzlich nichts anhaben können. Damit können zum Anlageverhalten bei tiefen Temperaturen keine Aussagen gemacht werden.

Zwischen März und September wurden regelmässig monatliche Spitzeneinstrahlungen (nur kurzzeitig) in die Generatorebene von 1300 W/m² bis 1400 W/m² gemessen, was den Erwartungen entspricht.

Interessant ist sicher das schnelle Abrutschen des Schnees bei Sonnenschein. Immer wieder konnte beobachtet werden, dass nach mehreren schlechten Tagen mit Schneefall meist ein halber Tag Sonnenschein genügte, bis der Schnee abrutschte.

Schön ist das z.B. aus der Tagesverlauf-Grafik vom 29. 12. 93 zu sehen. Nach 5 Schlechtwettertagen mit Schneefall brauchte es am 29. 12. 93 ca. 4 Stunden Sonnenschein, bis der Schnee abgerutscht war.



Grafik. 1: Die Sonne scheint ab ca. 9³⁰ aufs schneebedeckte PV-Hauptdach. Bis 12³⁰ (Einstrahlung. ca. 550 W/m²) wird kein Strom erzeugt. Dann beginnt der Schnee abzurutschen. Um ca. 13³⁰ ist der Schnee ganz abgerutscht, das Hauptdach bringt die erwartete Leistung.

Das schnelle Abrutschen des Schnees ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei den PV-Elementen um rahmenlose PV-Dachschindeln handelt, die mit absolut glatter Oberfläche dem Schnee keinen Rückhalt bieten. Damit wird auch garantiert, dass die Ertragseinbußen durch den Schnee gering bleiben.

Bezüglich der Ertragsverluste durch Schnee ist zu bemerken, dass diese bezogen aufs ganze Jahr nur sehr geringfügig sind. Im Dezember 93 sind beispielsweise 2 halbe Tage Produktionsausfall wegen schneebedeckten PV-Elementen zu verzeichnen, was aufs Hauptdach bezogen einem Verlust von ca. 10 kWh entspricht. Gemessen an den produzierten 3824 kWh im Messjahr 93/94 ist dieser Verlust vernachlässigbar (0,26%). Bezogen auf die im Monat Dezember 93 produzierten 98 kWh ist der Verlust dagegen deutlich spürbar (10,2%), was sich auch in der tiefen Performanz von 67 % (vgl. Anhang 2) zeigt.

5 Einsatz von hocheffizienten PV-Schindeln

5.1 Einleitung

Zurückgehend auf Kontakte im Jahre 1990 offerierte BP Solar Spanien im März 91 ca. 10 kW hocheffiziente "Saturnzellen". Die Saturnzellen werden in Lizenz in Spanien hergestellt. Lizenzgeber ist Prof. M. Green von der Universität Neusüdwaales, Australien. Der wichtigste Unterschied von Saturnzellen zu gebräuchlichen PV-Zellen ist das Stromableitgitter. Dieses ist nicht wie üblich auf die PV-Zelle aufgebracht, sondern in die Zelle versenkt, indem feine Kanäle (mit Hilfe eines Lasers produziert) mit der stromleitenden Nickel-Kupfer Legierung gefüllt werden. Damit wird die Fläche von Ableitgitter inkl. Schattenwurf des Gitters reduziert, was einen höheren Wirkungsgrad ergibt. Anhand der Herstellerangaben haben die Zellen eine Leistung von 16,5 Watt, was bei einer Zellenfläche von 97 cm² einem Wirkungsgrad von 17% entspricht.

Die PV-Dachschindeln für die Rigi Anlage wurden mit diesen Saturnzellen gefertigt. Damit wurde zu dieser Zeit das PV-Dach mit der grössten Leistungsdichte geplant.

5.2 Umsetzung

Die gesamte Anlage besteht aus 2 Dächern, einem Haupt- und einem Nebendach. Für die beiden Dächer wurden 2 verschiedene Grundtypen von Dachschindeln ausgelegt. Beim Hauptdach wurden Schindeln (Typ A) mit den Massen 1,28 m x 1,01 m eingesetzt, die bei der Solution AG für Solartechnik in Härkingen gefertigt wurden. Um trotz der versetzten Anordnung der Schindelreihen einen sauberen Randabschluss zu erhalten, wurden zusätzlich am Rand 2 schmalere Versionen des Typs A eingesetzt. Die Belegung des Hauptdachs ist im folgenden Schema dargestellt:

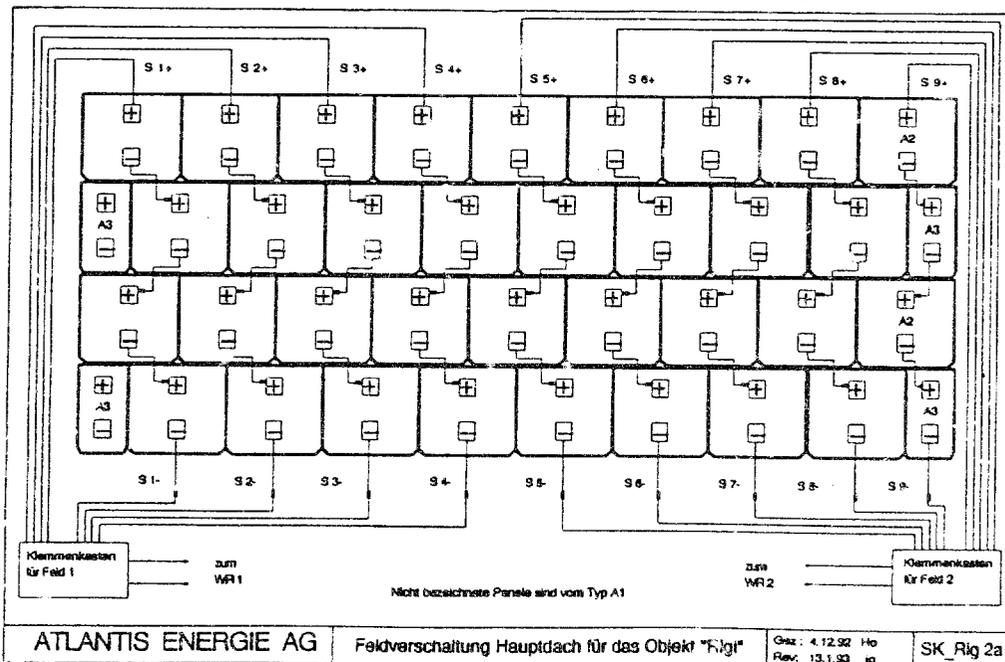


Abb. 6: Belegung des Hauptdachs mit drei Typen von PV-Schindeln

Für das Nebendach, wurden grössere Dachschindeln (1,09 m x 1,65 m) als für das Hauptdach verwendet, um eine optimale Integration der Schindeln zu erreichen:

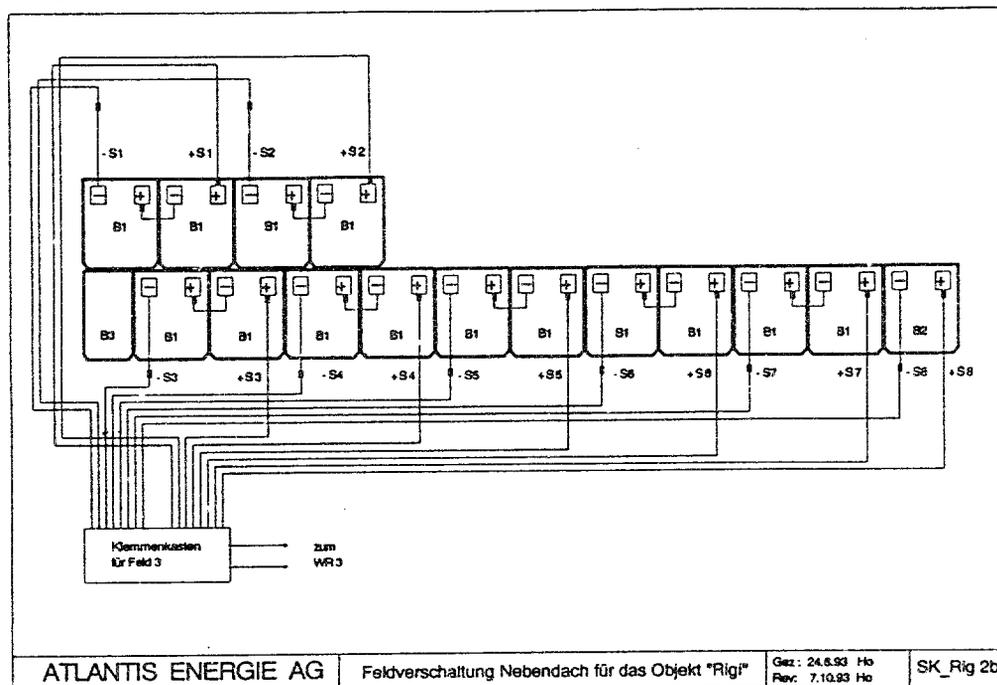


Abb. 7: Belegung Nebendach

Um eine symmetrische Netzeinspeisung zu erreichen, wurde die gesamte Anlage über drei Wechselrichter ans Netz gekoppelt. Es wurden ein Wechselrichter für das Nebendach, zwei Wechselrichter für das Hauptdach vorgesehen:

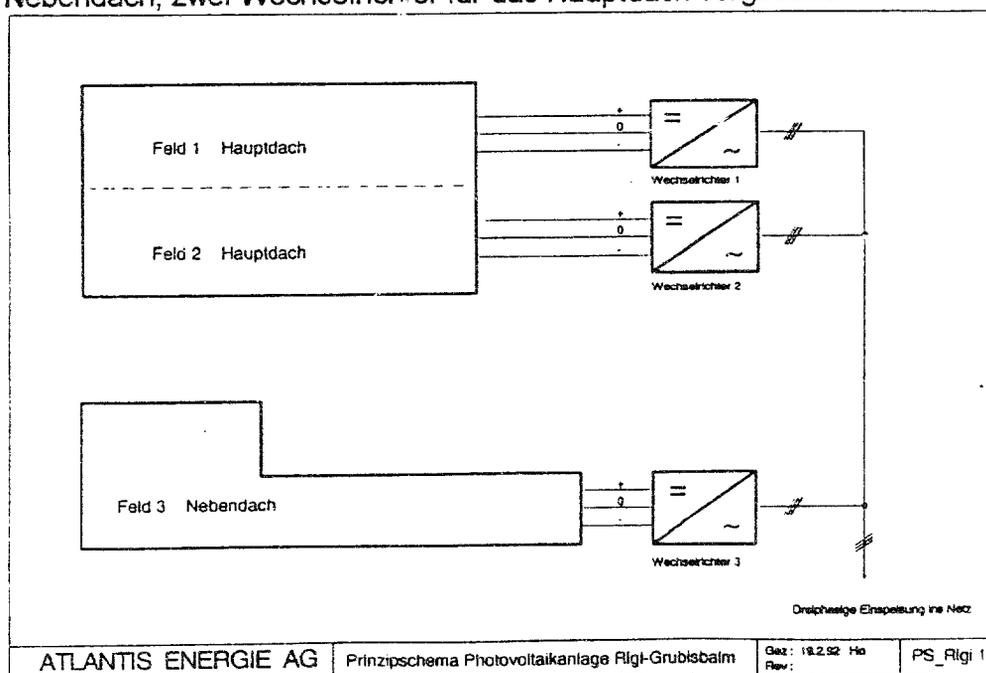


Abb. 8: Netzkoppelung der gesamten Anlage über 3 Wechselrichter

Bei den Wechselrichtern handelt es sich um 3 Top Class Grid. 3 Wechselrichter wurden insbesondere gewählt, um die erwartete PV-Leistung symmetrisch ins Netz einspeisen zu können.

5.3 Erwartete Erträge

Da durch verschiedene bauliche und witterungsbedingte Verzögerungen das Nebendach erst im Sommer 94 installiert werden konnte, beziehen sich die folgenden Daten immer auf das Hauptdach. Für die Gesamtanlage sind die Werte ab August 94 verfügbar und im Anhang 2 aufgeführt.

Zur Zeit der Produktion der PV-Schindeln (Solution AG für Solartechnik) fürs Hauptdach (Schindeln Typ A) wurde die Endkontrolle mit einem nicht ESTI-geprüften Endmessgerät durchgeführt. Die Messungen aller PV-Schindeln wiesen zwar auf einen tieferen Zellenwirkungsgrad von ca. 15% hin, haben aber wegen der fehlenden ESTI-Prüfung der Messinstallation nur bedingte Aussagekraft. Um besser abgesicherte Werte zum Zellenwirkungsgrad zu erhalten wurden noch während der Produktion der Dachschindeln einige Zellen zur Überprüfung ins Fraunhofer Institut geschickt. Bei diesen Messungen wurden Zellenwirkungsgrade von 15,72 % festgestellt (vgl. Anhang 3).

Nach der Inbetriebnahme des neuen, später unverändert geprüften Endmessgeräts bei Solution, wurde am 26. 10. 93 eine PV-Schindel des Nebendachs Typ B1 (130 Zellen) ausgemessen (vgl. Anhang 3). Das Resultat der Messung ergibt bei Standardbedingungen (AM 1,5; 1000 W/m² ; 25 °C Zelltemperatur) eine Schindelleistung von 175, 82 Watt. Werden für Transmissions- und Leiterverluste 8% der eingestrahlten Leistung eingerechnet, erhält man einen Zellenwirkungsgrad von 15%. Leider liegen keine weiteren Messprotokolle von Rigi Schindeln mit dem neuen Endmessgerät vor. Alle Schindeln wiesen jedoch bei den Messungen mit dem alten Gerät immer eindeutig zu tiefe Werte auf (Angaben Solution AG).

Aufgrund der nur bedingten Aussagekraft der damaligen Endkontrolle wurden für die Berechnung der installierten Leistung und der zu erwartenden Erträge des Rigi Dachs die Messwerte des Fraunhofer Instituts zu Grunde gelegt. Mit einem Zellenwirkungsgrad von 15,72 % gerechnet musste für die Rigi Anlage von einer total installierten Leistung von 7,49 kW (Hauptdach 4,73 kW ; Nebendach 2,76 kW) ausgegangen werden. Aufgrund der erwarteten Einstrahlungen konnten für das Hauptdach folgende Erträge erwartet werden:

Hauptdach: Neigung 26 Grad, Ausrichtung 34 Grad, installierte Leistung 4,73 kW:

	Erwartete Einstrahlung [kWh/m ²]	Erwarteter Ertrag [kWh]
Juli 93	173,5	558,2
August	144,2	478,3
September	120,1	433,4
Oktober	92,5	367,7
November	51,2	222,6
Dezember	40,2	185,8
Januar 94	47,4	208
Februar	66,1	291,3
März	102,1	420,1
April	137,3	524,4
Mai	158	558,7
Juni	160,2	527,9
Total	1293	4775,8

Tabelle 1: Monatlich erwartete Einstrahlungen und Erträge des Hauptdachs

5.4 Ergebnisse

In der Messperiode vom Juli 93 bis Juni 94 wurden für das Hauptdach folgende Einstrahlungen und Erträge gemessen:

Hauptdach: Neigung 26 Grad, Ausrichtung 34 Grad, installierte Leistung 4,73 kW

	gemessene Einstrahlung [kWh/m ²]	gemessener Ertrag [kWh]
Juli 93	147	510
August	151	526
September	105	366
Oktober	50	177
November	32	116
Dezember	31	98
Januar 94	39	132
Februar	51	188
März	99	365
April	102	366
Mai	126	452
Juni	160	528
Total	1093	3824

Tabelle 2: Monatlich gemessene Einstrahlung und Erträge des Hauptdachs

Damit wurde in der Messperiode eine um 15,5% geringere Einstrahlung, und verglichen mit den Erwartungen für 15,7 % Zellen ein um 19,9 % zu tiefer Ertrag gemessen. Korrigiert man den Ertrag mit der gemessenen Einstrahlung erhält man einen noch um 5,3% zu kleinen Wert.

Wird dieser gemessene Ertrag direkt auf Wirkungsgrad und installierte Leistung umgerechnet, erhält man:

Installierte Leistung Hauptdach: 4,48 kW statt 4,73 kW (15,72%) bzw. 5,11 kW (17%)

Zellenwirkungsgrad: 14,9 % statt 15,72 % bzw. 17%

5.5 Normierte Auswertung (Anhang 2)

Weil die Anlage etappenweise in Betrieb genommen wurde (Hauptdach Juli 93, gesamte Anlage August 94) sind im Anhang 2 die normierten Auswertungen entsprechend dargestellt. Für die Periode Juni 93 bis Juli 94 ist nur das Hauptdach (pro Jahr), für die Monate August 94, September 94 die gesamte Anlage dargestellt. Die Auswertungsblätter sind entsprechend gekennzeichnet.

Wird bezogen auf das Hauptdach mit einer installierten Leistung von 4,73 kW (Zellen 15,72 %) gerechnet, erhält man eine jährliche Performanz von 75 %. Geht man anhand der Erträge von einer installierten Leistung von 4,48 kW (Zellen 14,9 %) aus, erhöht sich die Performanz auf 79 %. Da bis auf einen 2-tägigen Ausfall eines Wechselrichters im Juni 94 keine Betriebsunterbrüche zu verzeichnen waren, muss anhand der guten Dachausrichtung eine Performanz von 80 % erwartet werden können (EWI Bericht zur Scheidegger Fassade: Juli 77,8 % ; Februar 81,7 %). Daher ist anzunehmen, dass der eigentliche Zellenwirkungsgrad knapp 15% beträgt.

Die im Dezember 93 und Januar 94 relativ tiefe Performanz von 67% bzw. 72% ist wie schon im Kapitel 4 erwähnt auf schneebedeckte PV-Generatoren zurückzuführen. Obwohl der Schnee bei Sonnenschein nur sehr kurz (ca. 1/2 Tag) auf den PV-Schindeln liegenblieb, sind die Energieausfälle bezogen auf diese Monate aufgrund der wenigen Sonnentage klar erkennbar. Die tiefe Performanz im Juni 94 (70%) ist auf einen 2-tägigen Ausfall eines Wechselrichters zurückzuführen. Detaillierte Werte sind im Anhang 2 aufgeführt.

Für die Monate August und September 94 konnte die gesamte Anlage (Haupt- und Nebendach) ausgemessen werden. Die Performanz der ganzen Anlage in dieser Zeit ist mit 72 % relativ tief. Zurückzuführen ist dies zum einen auf je einen Tag Wechselrichterausfall pro Monat, und zum andern durch die tiefere Performanz des Nebendachs, die 95,4 % des Hauptdachs beträgt. Anhand der Messungen der Kurzschlussströme der einzelnen Stränge konnte festgestellt werden, dass Strang 1 und 2 des Nebendachs eindeutig tiefere Werte aufweisen, als die übrigen Felder der Anlage (Strang 9 des Hauptdachs und Strang 8 des Nebendachs sind auf 1/3 bzw. 1/2 Strom ausgelegt, vgl. Anhang 3). Nachdem bei einer Verkabelungskontrolle keine Fehler festgestellt werden konnten, muss angenommen werden, dass einzelne Generatoren oder Zellen dieser Felder noch tiefere Wirkungsgrade aufweisen als diejenigen des Hauptdachs.

5.6 Schlüsse

Grundsätzlich erreichten die Saturnzellen nicht den erwarteten Wirkungsgrad, wie die Messungen des Fraunhofer Instituts an Einzelzellen belegen. Der anhand der gemessenen Erträge berechnete Wirkungsgrad liegt allerdings noch einmal tiefer als vom Fraunhofer Institut gemessene. Möglicherweise wird dieser Effekt durch die Wirkungsgrad-Streuung der Zellen verursacht. Da sich die Saturnzellen beim Transport und bei der Produktion der PV-Schindeln als äusserst brüchig erwiesen haben, wäre es theoretisch möglich, dass einzelne Zellen nach der Endkontrolle z.B. durch thermische Ausdehnung der PV-Elemente Mikrorisse in der Kristallstruktur erlitten haben.

Zur Zeit ist es aber ohne grösseren Aufwand nicht mehr zu eruieren, wie die Leistungseinbussen im Detail zuzuordnen sind.

6 Sammeln von Erfahrungen für die Generatorkühlung durch freie Konvektion im Hinblick auf mögliche Warmluftnutzungen

6.1 Einleitung

Wenn ein PV-Element bei stationären klimatischen Bedingungen genügend lange Zeit der gleichen Einstrahlung ausgesetzt ist, wird in Bezug auf die Energieflüsse ein Gleichgewicht auftreten. Von der eingestrahlenen Energie wird ein Teil reflektiert (ca. 10%) und ein Teil in Strom umgewandelt (10 bis 15 %). Der verbleibende Rest der Einstrahlung von 75 % bis 80 % wird im PV-Element absorbiert und in Wärme umgewandelt. Diese Wärme wird mittels Konvektion und Strahlung wieder an die Umgebung abgegeben. Da kristalline PV-Zellen mit steigender Temperatur sinkende Wirkungsgrade aufweisen, ist es wichtig, die Wärme möglichst gut abzuführen.

Kann in einer PV-Fassade oder einem PV-Dach zwischen Gebäude und PV-Elementen ein geeigneter Kanal eingeplant werden, wird darin automatisch Wärme von der Rückseite der PV-Elemente abgeführt. Vom Grundprinzip her erwärmt sich die Luft im Kanal an den PV-Elementen und der Kanalrückwand (durch Strahlung der PV-Elemente erwärmt) durch freie Konvektion. Durch die Erwärmung wird die Luft im Kanal leichter als die Umgebungsluft. Damit entsteht ein Auftrieb, der die Luft aufsteigen lässt, sofern die Druckabfälle nicht grösser sind als die Auftriebskräfte. Am Schluss entsteht bei geeignetem Kanal ein stetiger Luftzug, der Wärme abführt und die PV-Elemente kühlt.

Einen besseren Kühleffekt als mit Luft wird sicher mit Wasser erreicht. Bisher konnten aber aus verschiedenen Gründen noch keine flüssigkeitsgekühlten PV-Elemente erfolgreich produziert und betrieben werden. Bei den von uns bisher realisierten hybriden PV-Anlagen hat sich die Wärmeabfuhr / -gewinnung in Form von Warmluft immer als vorteilhaft erwiesen (einfach, billig, befriedigende Leistungen).

6.2 Theorie zur Berechnung der thermischen Situation

Für die Auslegung von Kühlkanälen hybrider PV-Anlagen können Situationen im Gleichgewicht der Energien berechnet werden. Für das PV-Element schreibt sich das Energiegleichgewicht als:

$$E - R - Z - S - \dot{Q} = 0 \quad (1)$$

wobei:

E:	Einstrahlung	[W/m ²]	
R:	Reflektion	[W/m ²]	
Z:	Stromproduktion	[W/m ²]	
S:	Wärmestrahlung	[W/m ²]	(im folgenden als Strahlung bezeichnet)
Q:	Wärmestrom durch Konvektion	[W/m ²]	

In der nächsten Abbildung sind die Energieflüsse dargestellt.

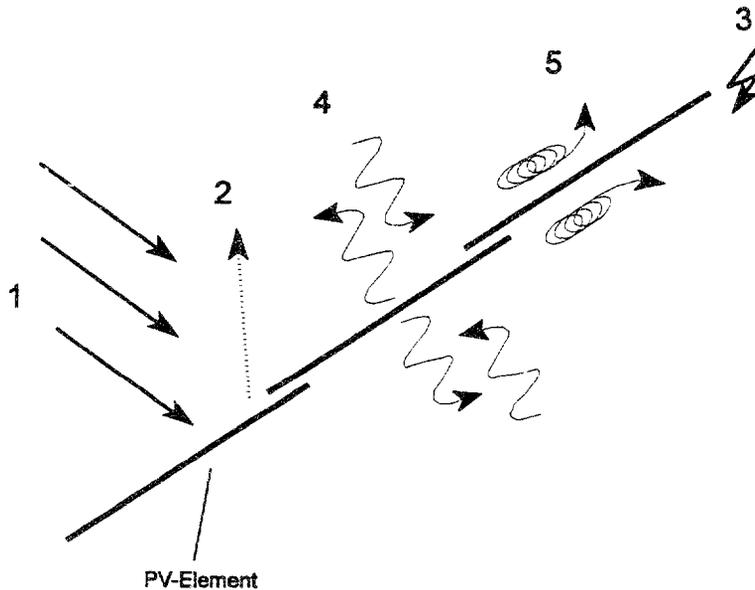


Abb. 9: Zum Energiegleichgewicht: 1 Einstrahlung, 2 Reflektion,
3 Stromproduktion, 4 Strahlung,
5 Wärmestrom durch Konvektion

Die vom PV-Element abgegebene Energie wird auf der Vorder- und Rückseite abgegeben. Die nach hinten bzw. in den Kanal abgegebene Energie kann für Nutzzwecke gewonnen werden.

Grundsätzlich wird die Einstrahlung, die Reflektion und der elektrische Flächenwirkungsgrad inkl. Temperaturkoeffizient eines PV-Elements als bekannt angenommen. Die Strahlung wird anhand der Bilanz aus Ab- und Rückstrahlung bestimmt:

$$S = S' + S'' \quad (2)$$

wobei S' auf beiden Seiten eines PV-Elements abgestrahlt wird,

$$S' = 2 \cdot \epsilon_p \cdot \sigma \cdot T_p^4 \quad (3)$$

und S^1 von der Umgebung und vom Gebäude (Kanalrückwand) wird zurückgestrahlt wird:

$$S^1 = e_{11} \cdot \sigma \cdot T_U^4 + e_{21} \cdot \sigma \cdot T_K^4 \quad (4)$$

wobei:

- S : Strahlung [W/m²]
 S^1 : Abstrahlung PV-Element pro Seite [W/m²]
 S^1 : Rückstrahlung von Umgebung und Kanal [W/m²]
 e_i : Emissionsgrad PV-Element
 e_{11} : Emissionsgrad Umgebung
 e_{21} : Emissionsgrad Kanalrückwand
 σ : Stefan-Boltzmann-Konstante : $5,67 \cdot 10^{-8}$ [W/(m²K⁴)]
 T_P : PV-Element-Temperatur [K]
 T_U : Umgebungstemperatur [K]
 T_K : Kanalrückwandtemperatur [K]

Der Wärmestrom durch freie Konvektion schreibt sich als:

$$\dot{Q} = \alpha_U \cdot (T_P - T_U) + \alpha_K \cdot (T_P - T_{LK}) \quad (5)$$

mit:

- \dot{Q} : Wärmestrom [W/m²]
 α_U : Wärmeübergangskoeffizient PV-Element / Umgebung [W/m²K]
 α_K : Wärmeübergangskoeffizient PV-Element / Kanal [W/m²K]
 T_{LK} : Lufttemperatur im Kanal

Die Wärmeübergangskoeffizienten werden anhand VDI Wärmeatlas 1984 über die entsprechenden Nusseltzahlen ($Nu = f(\text{Grashof-}, \text{Prandtlzahl})$) bestimmt:

$$\alpha_i = \frac{Nu \cdot \lambda}{l} \quad (5)$$

mit:

- α_i : Wärmeübergangskoeffizient [W/m²K]
 Nu : Nusseltzahl
 λ : Wärmeleitfähigkeit (Luft) [W/mK]
 l : Überströmlänge [m]

Für eine vorgegebene Situation (Einstrahlung, Aussentemperatur, Wind, Wirkungsgrad PV-Element, Kanaldimension) wird die Temperatur der PV-Elemente und die Lufttemperatur im Kanal anhand der Energiebilanz im Gleichgewicht bestimmt. Da die Lufttemperatur im Kanal wieder von der durch den Auftrieb verursachten Luftgeschwindigkeit abhängig ist (was wieder Einfluss auf den Wärmeübergangskoeffizienten hat), muss der sich einstellende Luftstrom auch in die Berechnung einbezogen werden.

Die durch die PV-Elemente erwärmte Luft im Kanal erzeugt einen Auftrieb, der mit den durch die Luftbewegung erzeugten Druckabfällen ein Gleichgewicht bildet:

$$P_a - P_r - P_v - P_E - P_s - P_z = 0 \quad (6)$$

wobei:

- P_a : Auftrieb [Pa]
- P_r : Druckverlust durch Rauigkeit [Pa]
- P_v : Druckverlust durch Kanalverengungen (Lattung) [Pa]
- P_E : Druckverlust durch Kanalerweiterungen (Lattung) [Pa]
- P_s : Druckverlust bei Luftaustritt [Pa]
- P_z : zusätzliche Druckverluste, z.B. Luftumlenkung [Pa]

Da die Druckabfälle geschrieben werden als,

$$P_i = \frac{\bar{\rho} \cdot v_L^2}{2} \cdot \xi_i \quad (7)$$

- P_i : Druckabfälle
- $\bar{\rho}$: mittlere Luftdichte [kg/m³]
- v_L : Luftgeschwindigkeit im Kanal [m/s]
- ξ_i : Widerstandsbeiwerte

kann die im Kanal auftretende Luftgeschwindigkeit ermittelt werden.

Aus dem Gleichgewicht der Energien und dem Gleichgewicht von Auftrieb und Druckabfällen können iterativ alle grundlegenden Werte zur Bestimmung der thermischen Situation eines PV-Daches ermittelt werden. Aus den Luftgeschwindigkeiten und -temperaturen im Kanal kann insbesondere die thermische Leistung eines PV-Dachs berechnet werden.

Besonders ist zu beachten, dass die Berechnungen nur im Gleichgewicht der Energien Gültigkeit haben. Weil sich durch die thermische Trägheit der Masse eines PV-Dachs bedingt bei stabilen klimatischen Bedingungen immer nur um die Mittagszeit ein Gleichgewicht eintritt, sind Berechnungen anhand (1) bis (5) nur

geeignet, den Kanal zwischen den PV-Elementen und dem Unterdach für eine genügende Hinterlüftung der Elemente auszulegen. Zur Zeit sind keine dynamischen Simulationen möglich, was die Berechnung der erzeugten Energie über bestimmte Zeiträume ausschliesst.

6.3 Vorgehen zur Bestimmung der thermischen Leistung beim Rigi Dach

Die benötigten, bzw. gemessenen Werte zur Berechnung der thermischen Situation, insbesondere der zu erwartenden thermischen Leistung der Dachs sind:

- Einstrahlung in die PV-Ebene
- Emissionskoeffizienten (anhand VDI Wärmeatlas)
- Aussentemperatur
- Windgeschwindigkeit
- Wirkungsgrad der PV-Elemente
- Dachneigung
- Kanaleigenschaften (Breite, Länge, Dimension Konterlattung, Rauigkeit, besondere Druckabfälle)

variiert wird: Kanalhöhe (Abstand von Unterdach zu Rückseite PV-Element)

Mit diesen Eingaben werden für die vorgegebene Kanalhöhe

- PV-Element-Temperatur T_p
- Lufttemperatur im Kanal T_{LK}
- Luftgeschwindigkeit im Kanal v_L

anhand der theoretischen Grundlagen 6.2 iterativ ermittelt. Als nächstes wird aus der Luftgeschwindigkeit im Kanal und den Kanaldimensionen der Volumenstrom V berechnet. Am Schluss wird die thermische Leistung des Daches berechnet nach:

$$P_{th} = V \cdot \bar{\rho} \cdot \bar{C}_p \cdot \Delta T \quad (8)$$

mit:

- P_{th} : thermische Leistung [kW]
- V : Volumenstrom [m³/s]
- $\bar{\rho}$: mittlere Luftdichte [kg/m³]
- \bar{C}_p : mittlere spezifische Wärmekapazität Luft [kJ/(kg K)]
- ΔT : Temperaturdifferenz Lufteintritt zu Luftaustritt [K]

Für die Rigi Anlage wurde anhand dieses Modells ein optimaler Hinterlüftungskanal mit einer Kanalbreite von 15 cm ermittelt. Aufgrund baulicher Vorteile wurde ein Kanal mit einer Kanalbreite von 13 cm realisiert. Anhand der Dimensionen dieses Kanals wurden im Energiegleichgewicht thermische Leistungen erwartet, die ca. dem dreifachen der elektrischen Leistung entsprechen.

6.4 Die Messungen zur Hinterlüftung

Für die Bestimmung der thermischen Situation des Rigi Dachs werden verschiedene PV-Element-Temperaturen und verschiedene Lufttemperaturen im Kanal gemessen:

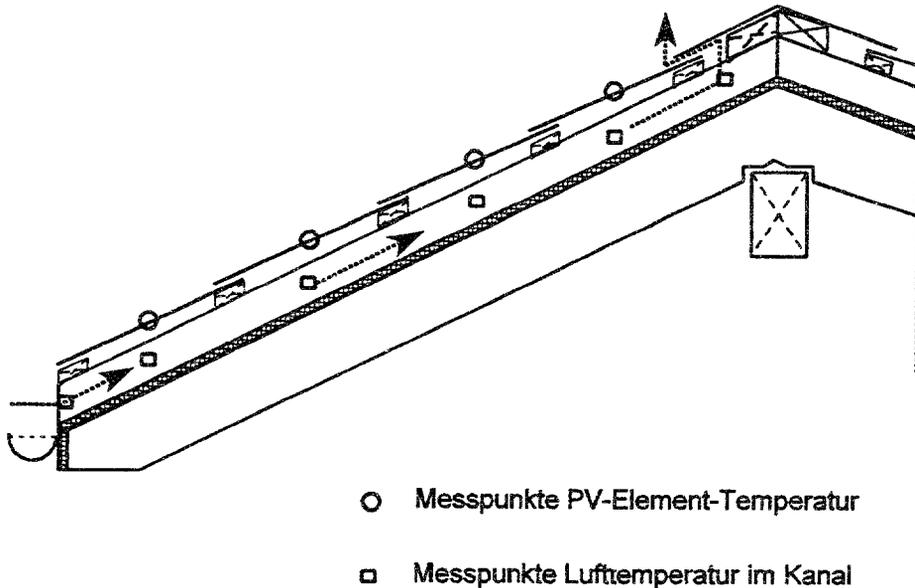


Abb. 10: Die Position der Temperaturmessfühler im Dach

Die PT-100 Folienfühler für die Bestimmung der PV-Element-Temperaturen wurden bei der Fabrikation direkt in die PV-Elemente einlaminiert. Für die Messung der Lufttemperaturen wurden Messfühler mit Strahlungsschutz verwendet, damit die Messungen nicht durch Direktstrahlung von den PV-Elementen her verfälscht werden. Zur Beurteilung der Messungen im Dach waren natürlich auch die Messungen von Einstrahlung, Aussentemperatur und Windgeschwindigkeit notwendig. Genaueres über die Messstellen ist im Anhang 1 beschrieben.

Zu den zwei Messungen der Lufteintrittstemperatur und der Luftaustrittstemperatur ist zu bemerken, dass diese nur bedingte Aussagekraft haben. Bei diesem Dach wird die Warmluft nicht gefasst und genutzt. Daher wurde im Dachfirst auf eine Trennung der beiden Dachseiten verzichtet. Als Folge mischt sich die warme Luft von den PV-Elementen her kommend mit kühlerer Luft der andern Dachseite, wodurch der Messpunkt "Luftaustrittstemperatur" keine brauchbaren Messwerte liefert und für die Auswertung nicht einbezogen wurde. Die Lufteintrittstemperatur ergibt im Sommer bei hohen Sonnenständen brauchbare Werte. Bei tiefem Sonnenstand - ev. durch Wärmeleitung von in der Nähe des Fühlers besonnten Flächen verursacht - wird eine zu hohe Temperatur gemessen. In dieser Zeit müssen die Lufteintrittstemperaturen über den Aussentemperaturfühler und den ersten Lufttemperaturfühler im Kanal bestimmt werden. Die Lufteintrittstemperatur entspricht übrigens nicht der Aussentemperatur, weil sich die Luft schon an der Gebäudewand etwas vorerwärmt, bevor sie in den Luftkanal eintritt.

Alle andern Messfühler wurden so plaziert, dass die Messwerte für die Auswertung brauchbar sind.

Die thermischen Leistungen bzw. die Luftgeschwindigkeiten hinter den PV-Dachschindeln wurden anhand der gemessenen Temperaturen berechnet und nicht direkt gemessen, weil die Erfassung geringer Luftgeschwindigkeiten (0 - 0,55 m/s) wegen der fehlenden Langzeitstabilität der benötigten Sensoren einen sehr hohen messtechnischen Aufwand erfordert hätte.

6.5 Auswertung / Resultate

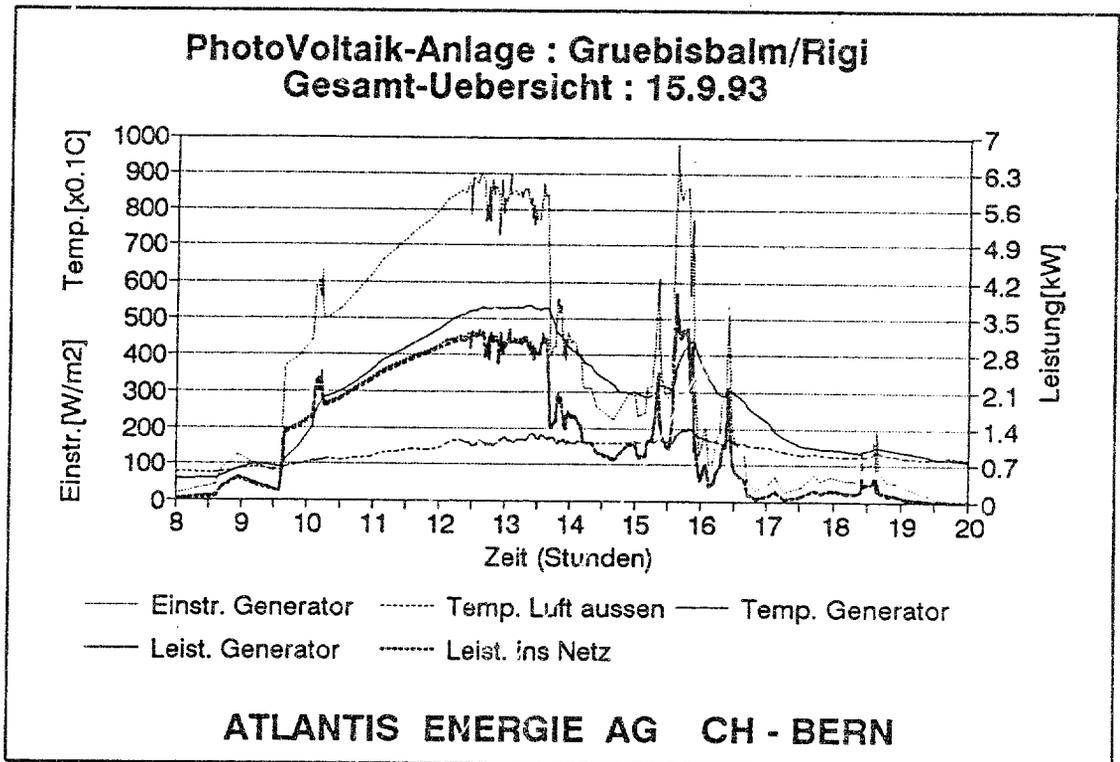
6.5.1 Temperaturen im Energiegleichgewicht

Da die Simulation wie schon erwähnt die Situation im Gleichgewicht der Energien zu beschreiben vermag, werden zuerst diese Situationen betrachtet.

Für vier verschiedene Tage je einer im Herbst, Winter, Frühling und Sommer werden im Gleichgewichtszustand die gemessenen PV-Element- und Lufttemperaturen mit den Resultaten der Berechnung verglichen. Bei Übereinstimmung der Simulation mit den Messungen kann über die berechneten Luftgeschwindigkeiten im Kanal die thermische Leistung des Dachs ermittelt werden.

15. September 93

Die folgende Analyse umfasst die Zeit zwischen 13⁰⁴ und 13¹³ des 15. September 93. In dieser Zeit stellte sich für wenige Minuten ein Gleichgewicht ein, wie aus der Tagesverlaufsgrafik zu entnehmen ist.



Grafik 2: Tagesverlauf des 15. 9. 94

Die mittleren Klimawerte während der oben erwähnten Zeit betragen:

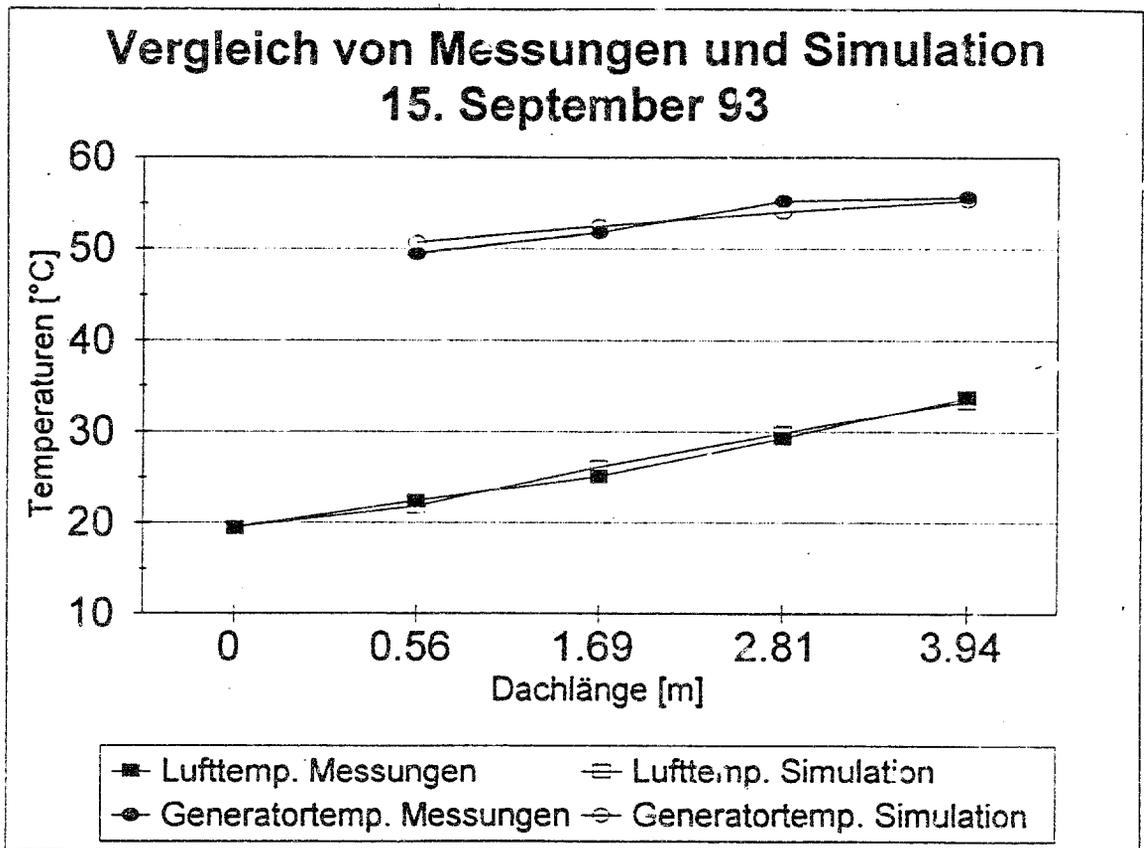
Einstrahlung Panelebene:	846	W/m ²
Luft-Eintrittstemperatur:	19,5	°C
Windgeschwindigkeit:	0,7	m/s

Die im Dachverlauf von unten nach oben gemessenen Temperaturen der PV-Elemente liegen zwischen 49,5 °C und 55,7 °C, die entsprechenden Lufttemperaturen im Kanal liegen zwischen 22,4 °C und 33,7 °C.

Aus den auftretenden Temperaturdifferenzen kann zuerst einmal grundsätzlich geschlossen werden, dass sich ein natürlicher Luftzug einstellt. Anhand der guten Übereinstimmung der gemessenen Temperaturen zu den anhand der herrschenden Klimaverhältnissen berechneten Temperaturen (vgl. Grafik 3), wird die Luftgeschwindigkeit im Kanal auf

$$v_L = 0,51 \text{ m/s}$$

berechnet.



Grafik 3: Gemessene und berechnete Temperaturen im Dach am 15. 9. 93 zwischen 13⁰⁴ und 13¹³

Aufgrund dieser Luftgeschwindigkeit ergibt sich die thermische Leistung des Daches (vgl. 6.3 / nur der mit PV-Elementen belegte Teil berücksichtigt) zu

$$P_{th} = 10,3 \text{ kW}$$

was im Vergleich zur elektrischen Leistung von

$$P_{elAC} = 3,15 \text{ kW}$$

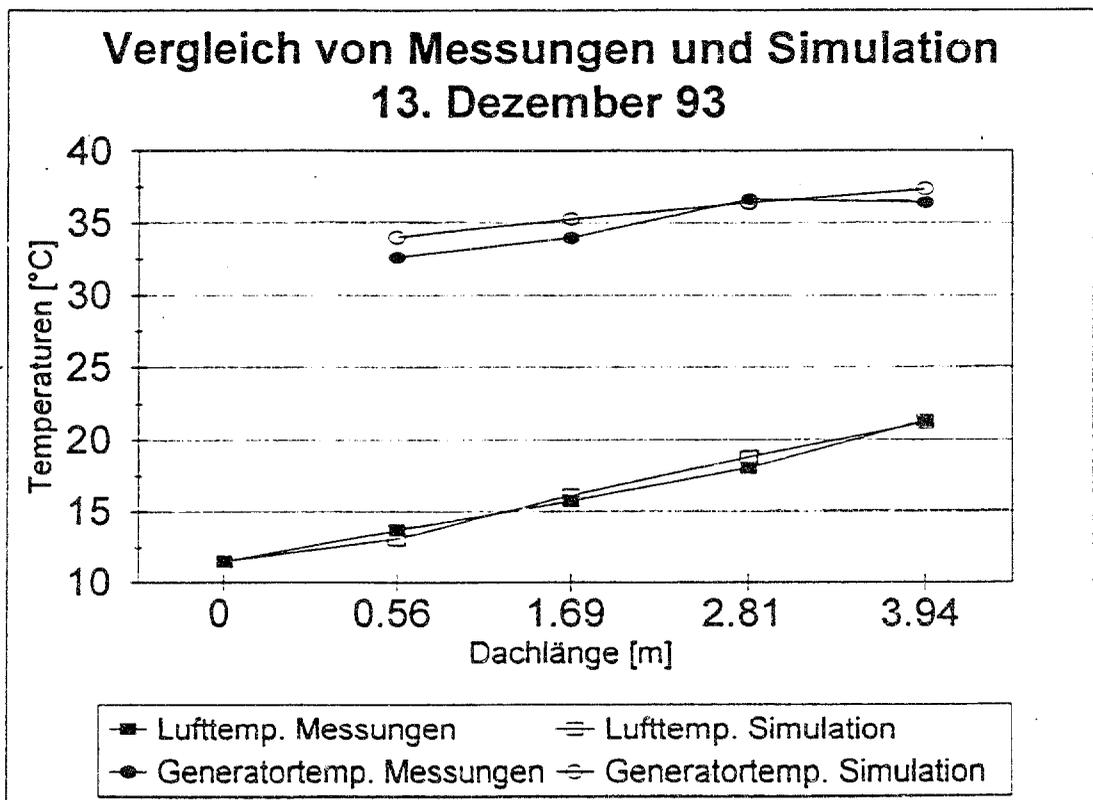
eine um 3,3 mal höhere thermische Leistung ergibt.

13. Dezember 93

An diesem Tag (Tagesverlaufgrafik im Anhang 4) wird die Zeit zwischen 12⁴² und 13²³ betrachtet. Die mittleren klimatischen Werte betragen:

Einstrahlung Panelebene:	580,4	W/m ²
Luft-Eintrittstemperatur:	11,5	°C
Windgeschwindigkeit:	1	m/s

Die gemessenen Temperaturen der PV-Elemente liegen zwischen 32,6 °C und 36,4 °C, die entsprechenden Lufttemperaturen im Kanal liegen zwischen 13,7 °C und 21,4 °C.



Grafik 4: Gemessene und simulierte Temperaturen im Dach am 13. 12. 93 zwischen 12⁴² und 13²³

Aus dem Vergleich mit der Berechnung ergibt sich eine Luftgeschwindigkeit im Kanal von:

$$v_L = 0,45 \text{ m/s}$$

Daraus berechnet sich die thermische Leistung zu

$$P_{th} = 6,7 \text{ kW}$$

Anhand der Übereinstimmung wird im Modell eine Luftgeschwindigkeit von

$$v_L = 0,52 \text{ m/s}$$

errechnet. Damit ergibt die thermische Leistung des Daches:

$$P_{th} = 12,5 \text{ kW}$$

was im Vergleich zur elektrischen Leistung

$$P_{elAC} = 3,5 \text{ kW}$$

eine um 3,6 mal höhere thermische Leistung ergibt.

6.5.2 Abschätzung der erwarteten Erträge

Da die thermischen Leistungen nicht direkt gemessen werden (vgl. 6.4), können auch die thermischen Energieerträge nicht genau bestimmt werden.

Die zu erwartenden jährlichen Erträge lassen sich dennoch im Vergleich mit der hybriden Scheidegger Fassade grob abschätzen. Bei der Scheidegger Fassade wird die Warmluft gefasst und genutzt, was eine unproblematische Messung der thermischen Energie möglich macht. Obwohl die PV-Flächen der beiden Anlagen verschieden ausgerichtet und geneigt sind (Fassade - Dach), lassen sich von der Scheidegger Anlage her doch Schlüsse auf die Rigi Anlage ziehen.

Die Hauptgründe sind zu vor allem die vergleichbare Auslegung der beiden Anlagen und die Flächenvergrößerung für die thermische Nutzung bei der Scheidegger Anlage durch die geschuppte Anordnung der PV-Elemente und durch weitere Absorberflächen im Kanal. Für beide Anlagen war die optimale Hinterlüftung der PV-Elemente durch freie Konvektion wichtigstes Ziel, was ähnliche thermische Situationen hervorruft. Dies wird auch durch vergleichbare Verhältnisse thermischer zu elektrischer Momentanleistung im Energiegleichgewicht belegt. Dieses Verhältnis liegt bei der Rigi Anlage im Winter bei 2,8, bei der Scheideggeranlage bei 2,9. Im Sommer liegen die entsprechenden Faktoren bei 3,6 (Rigianlage), bzw. bei 3,3 (Scheidegger). Aus dieser Ähnlichkeit kann erwartet werden, dass sich auch die thermischen Energieerträge beider Anlagen im ähnlichen Rahmen bewegen sollten.

Bei der Scheideggeranlage wurde 1993 1,9 mal mehr thermische als elektrische Energie erzeugt, wie Anhang 10.2 zu entnehmen ist. Damit sollte es auch bei einem hybriden PV- Schindeldach möglich sein, im Vergleich zur elektrischen Energie ca. das Doppelte an thermischer Energie zu erzeugen.

Sichere Aussagen sind aber erst dann möglich, wenn bei einem hybriden PV-Schindeldach mit Nutzung der thermischen Energie entsprechende Messungen durchgeführt und ausgewertet sind.

was im Vergleich zur elektrischen Leistung

$$P_{\text{elAC}} = 2,4 \text{ kW}$$

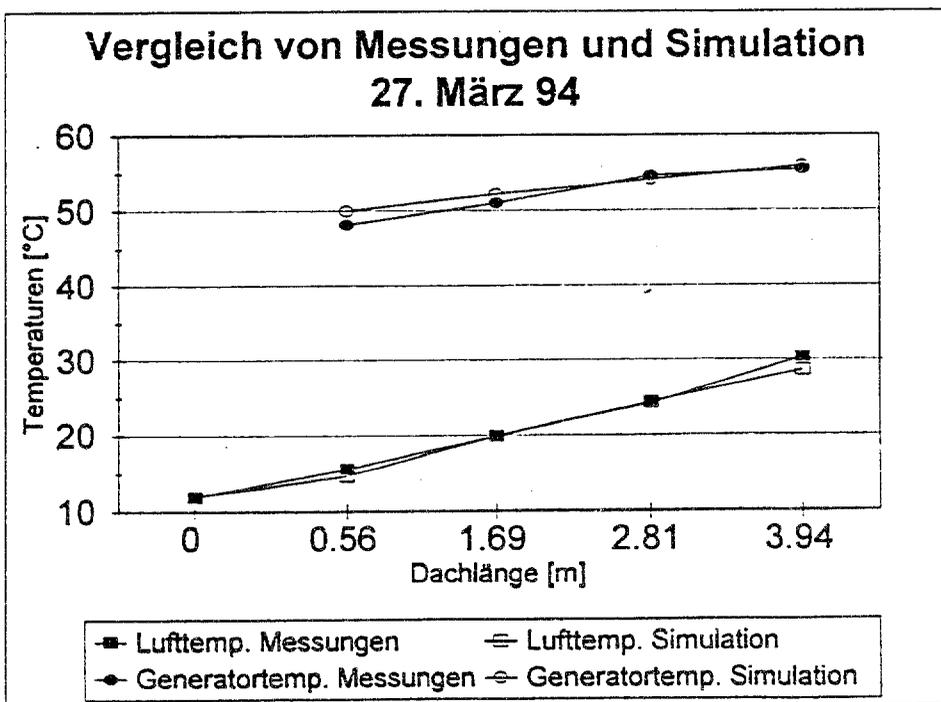
eine um 2,8 mal höhere thermische Leistung ergibt.

27. März 94

An diesem Tag wird die Zeit zwischen 13¹⁴ und 13⁴⁶ betrachtet. Die mittleren klimatischen Werte betragen (vgl. Tagesverlaufsgrafik im Anhang 4):

Einstrahlung Panelebene:	989	W/m ²
Luft-Eintrittstemperatur:	12	°C
Windgeschwindigkeit:	1,9	m/s

Die gemessenen PV-Element-Temperaturen liegen zwischen 48,2 °C und 55,4 °C, die entsprechenden Lufttemperaturen im Kanal zwischen 15,6 °C und 30,3 °C. Die Grafik zeigt den Vergleich zwischen Messungen und Simulation:



Grafik 5: Gemessene und simulierte Temperaturen im Dach am 27. 3. 94 zwischen 13¹⁴ und 13⁴⁶

Anhand der Übereinstimmung wird im Modell eine Luftgeschwindigkeit von

$$v_L = 0,54 \text{ m/s}$$

errechnet. Damit ergibt die thermische Leistung des Daches:

$$P_{th} = 13 \text{ kW}$$

was im Vergleich zur elektrischen Leistung

$$P_{elAC} = 3,7 \text{ kW}$$

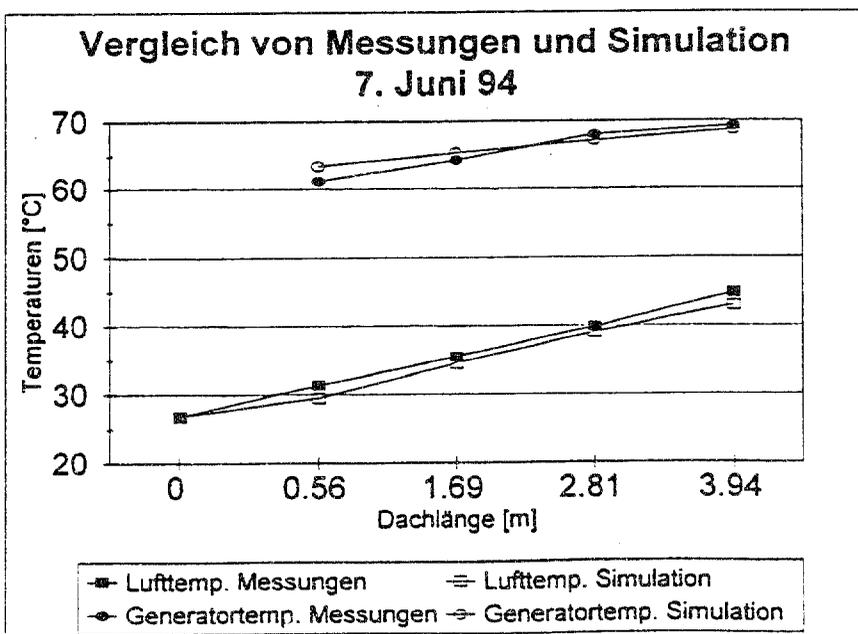
eine um 3,5 mal höhere thermische Leistung ergibt.

7. Juni 94

An diesem Tag wird die Zeit zwischen 13⁴⁸ und 14³¹ betrachtet. Die mittleren klimatischen Werte betragen (vgl. Tagesverlaufgrafik im Anhang 4):

Einstrahlung Panelebene:	1037	W/m ²
Luft-Eintrittstemperatur:	26,8	°C
Windgeschwindigkeit:	1,8	m/s

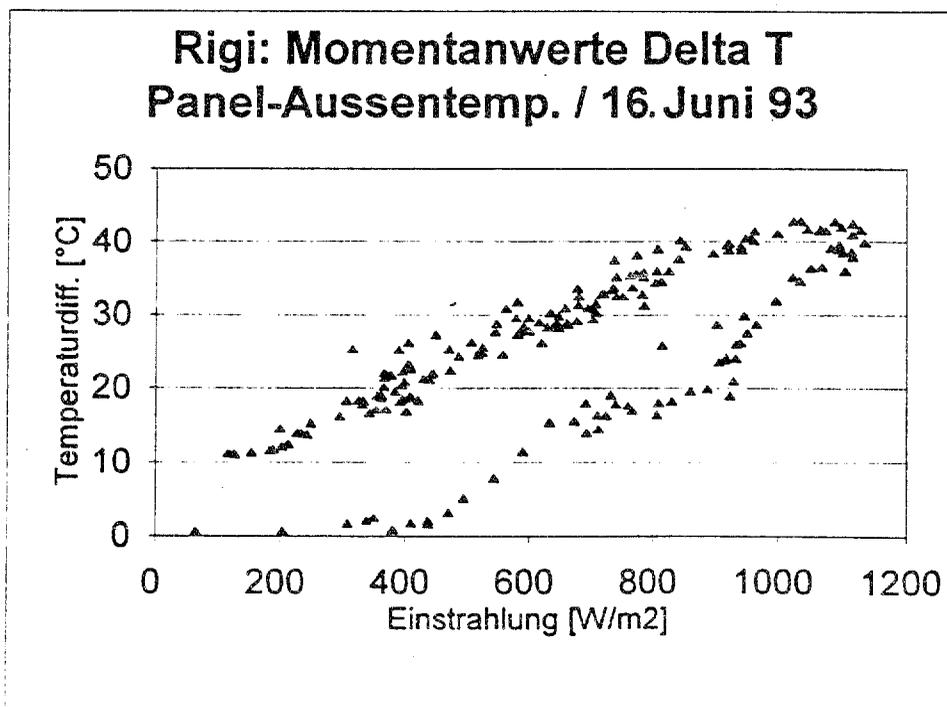
Die gemessenen PV-Element-Temperaturen liegen zwischen 61,2 °C und 69,2 °C, die entsprechenden Lufttemperaturen im Kanal zwischen 31,4 °C und 44,8 °C. Die Grafik zeigt auch hier eine gute Übereinstimmung zwischen Messungen und Simulation.



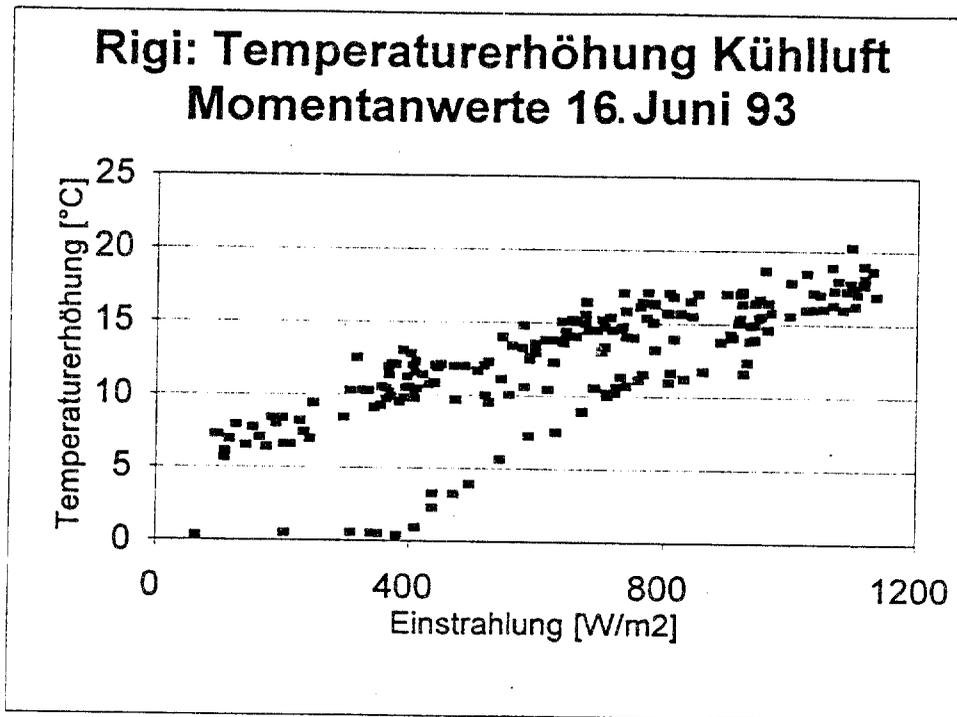
Grafik 6: Gemessene und simulierte Temperaturen im Dach am 7. 6. 94 zwischen 13⁴⁸ und 14³¹

6.5.3 Tagesverlauf der thermischen Energieproduktion

Betrachtet man die mittlere Temperaturdifferenz zwischen Aussentemperatur und PV-Element über einen schönen Tag, ist z.B. anhand des Tagesverlaufs vom 16. Juni 93 klar zu erkennen, dass bei gleichen Einstrahlungen eindeutig getrennt Punkte höherer und tieferer Temperatur gemessen wurden. Einzig bei den höheren Einstrahlungen liegen die Messpunkte im gleichen Bereich. Erklärt werden kann dieser Umstand mit der thermischen Trägheit des Daches. Am Morgen steigt die Einstrahlung, die Masse des Daches ist aber von der Nacht her ausgekühlt und erwärmt sich über Wärmeleitung und Strahlung nur langsam. Die Energie für die Erwärmung der Dachmasse steht natürlich nicht gleichzeitig für die Erwärmung der PV-Elemente und der Luft zur Verfügung. Am Nachmittag verhält sich die Situation umgekehrt. Die in der Dachmasse gespeicherte Energie wird am Nachmittag bei sinkender Einstrahlung wieder an die Luft, PV-Elemente und Umgebung abgegeben. Anhand Formel (1) ist das Gleichgewicht der Energien nicht erreicht. Am Morgen wird dem System im Prinzip Energie entzogen, am Nachmittag zugeführt. Darum ergeben sich am Morgen tiefere Temperaturen als am Nachmittag. Als Beispiel dienen die Grafiken mit den Momentanwerten vom 16. Juni 93.



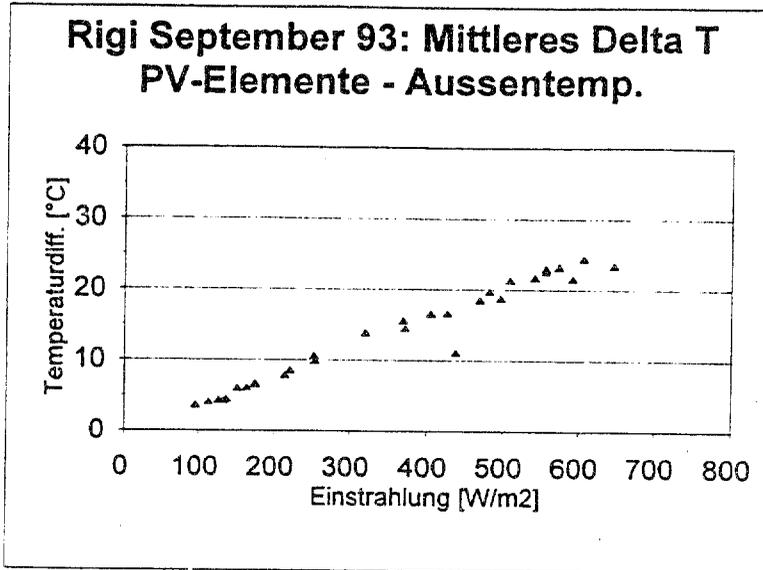
Grafik 7: Temperaturdifferenz PV-Elemente zu Eintrittsluft, Momentanwerte vom 16. Juni 93



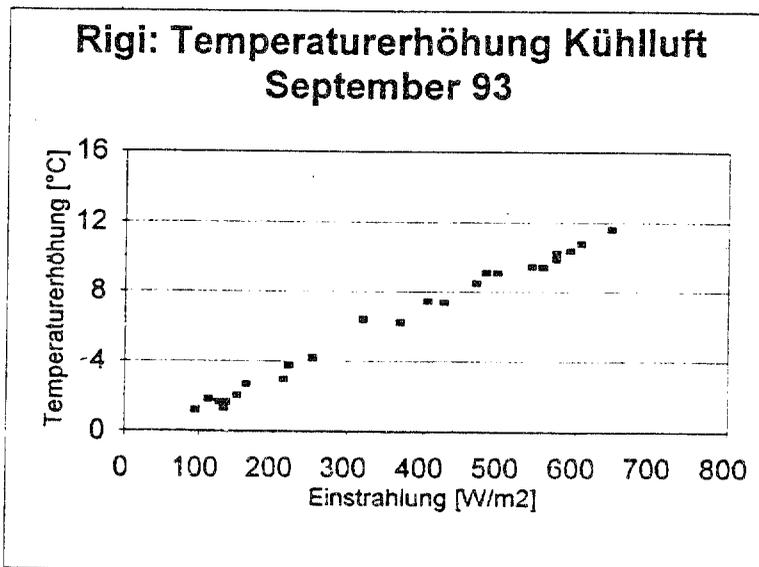
Grafik 8: Temperaturerhöhung Kühlluft vom 16. Juni 93, Momentanwerte

Einzig am Mittag stellt sich ein Energiegleichgewicht ein. Nur für die Zeit im Energiegleichgewicht nach (1) kann eine Berechnung anhand 6.2 / 6.3 durchgeführt werden.

Um Informationen über die mittleren Tageserwärmungen bei mittlerer Einstrahlung zu erhalten und die um thermische Trägheit zu eliminieren, wurden für Einstrahlungen ab 100 W/m² die Tagesmittelwerte der Temperaturdifferenz Aussentemperatur zu Paneltemperatur und der Temperaturerhöhung der Luft im Kanal gebildet und grafisch aufgetragen. Als Beispiel ist hier der Monat September 93 aufgeführt, weitere Monate sind dem Anhang 5 zu entnehmen.



Grafik 9: Mittlere Differenz von PV-Element- zu Umgebungstemperatur im September 93



Grafik 10: Mittlere Temperaturerhöhung im September 93

Zu bemerken ist, dass immer an Tagen mit hohen Windgeschwindigkeiten trotz z.T. hohen Einstrahlungen relativ gesehen zu tiefe Temperaturerhöhungen festgestellt werden, weil durch erzwungene Konvektion an der PV-Schindelvorderseite viel Wärme an die Umgebung verloren geht. Beispielsweise wurde im September an einem Tag eine mittlere Windgeschwindigkeit von 14 m/s gemessen, was die PV-Elementtemperaturen im Mittel um 5 °C absenkte (Grafik 9).

Klar erkennbar ist aus den verschiedenen Monatsgrafiken, dass an Tagen ohne Wind die Temperaturdifferenz von Aussen- zu Paneltemperatur bei gleichen Einstrahlungen immer im gleichen Bereich liegen (z.B. bei einer mittleren Einstrahlung von 450 W/m^2 ist das ΔT Eintrittsluft-PV-Element ca. 20°C). Auch bei der Temperaturerhöhung der Kühlluft verhält es sich ähnlich (vgl. Anhang 5). Einzig in den Monaten November / Dezember / Januar sind bezüglich der Erwärmung der Luft im Kanal Aussagen vor allem wegen viel Wind (was eine grosse Streuung der Temperaturdifferenzwerte verursacht) und kleinen Einstrahlungen schwierig, was z.B. in der Temperaturkurve vom Dezember 93 (Anhang 5) deutlich zum Ausdruck kommt.

6.6 Besprechung der Resultate

Im Energiegleichgewicht liegen Messungen und Berechnungen recht gut zusammen. Grundsätzlich wird die erwartete Funktion der Hinterlüftung der PV-Dachschindeln bestätigt.

Bei den PV-Dachschindeltemperaturen wird anhand des Modells eine nahezu lineare Zunahme der Temperaturen im Dachverlauf erwartet. Die Kurve ist nur ganz leicht gekrümmt, da mit erhöhten Temperaturen der PV-Elemente die Abstrahlung in die Umgebung entsprechend zunimmt, was die höheren Temperaturen im Verhältnis etwas stärker senkt. Bei den gemessenen PV-Schindeltemperaturen fällt auf, dass die oberste Paneltemperatur im Verhältnis zu den vorderen drei immer übermässig (um 2. bis 3°C) zu tief liegt. Möglicherweise wird das oberste PV-Element durch Mischluft der andern Dachseite abgekühlt (der Messfühler im Dachgiebel belegt die Durchmischung der Luft von den beiden Dachseiten). Dem widerspricht aber die letzte gemessene Lufttemperatur im Kanal, die nicht entsprechend abgesenkt ist. Möglich wäre auch, dass durch den leichten Wind oder durch die freie Konvektion an der Dach-Aussenseite ein Luftwirbel beim Dachgiebel verursacht wird, der das oberste PV-Element von aussen etwas abkühlt. Dies wäre auch aufgrund der obersten Lufttemperatur im Kanal möglich, die auf eine Temperatursenkung des PV-Elements von $2 - 3^\circ\text{C}$ (10 % des ΔT) mit $0,3$ bis $0,4^\circ\text{C}$ reagieren würde, was hier kaum feststellbar ist (Messfehler Lufttemperatur $\pm 0,5^\circ\text{C}$). Um dazu abgesicherte Aussagen machen zu können, wären erweiterte Messungen nötig.

Im Vergleich zwischen Messungen und Berechnungen fällt auf, dass immer die untersten Temperaturen der PV-Schindeln etwas zu hoch berechnet werden. Gleichzeitig liegt die entsprechende Lufttemperatur jedesmal etwas zu tief. Vom Trend her werden vom Dachanfang gegen Dachfirst die Unterschiede immer geringer (vgl. Grafiken 3 bis 6). Zuerst wird also die unterste PV-Schindeltemperatur zu hoch, die entsprechende Lufttemperatur zu tief berechnet. Im weiteren wird wahrscheinlich mit einer etwas zu hohen Konvektion gerechnet, was die Temperaturen der PV-Elemente relativ gesehen etwas zu stark senkt, die Lufttemperatur etwas zu stark anhebt. Gesamthaft gesehen sind die Abweichungen doch recht gering. Dennoch sollten sie bei der Realisierung des nächsten PV-Schindeldachs nach Möglichkeit überprüft werden.

Interessant ist sicher das thermische Leistungspotential von hybriden PV-Anlagen. Die anhand der im Dach auftretenden Temperaturen gerechneten thermischen Leistungen im Energiegleichgewicht, die das 2,8 bis 3,6 -fache der elektrischen Leistung betragen, bestätigen die Erwartungen und Erfahrungen mit andern hybriden PV-Anlagen. Der Faktor zwischen thermischer und elektrischer Energie ist im Sommer

grösser, weil die Temperatur der PV-Elemente grundsätzlich höher liegt, was einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad ergibt, was wiederum eine zusätzliche Erwärmung der Elemente und eine höhere thermische Leistung bewirkt.

Aus den Monatsgrafiken mit den Tagesmittelwerten kann auf die ganzjährige Funktion der Hinterlüftung durch freie Konvektion geschlossen werden. Da über das ganze Jahr bei ähnlichen Bedingungen reproduzierbar vergleichbare Temperaturdifferenzen festgestellt werden, kann man annehmen, dass die Hinterlüftung der PV-Elemente durch freie Konvektion wie erwartet funktioniert.

6.7 Möglichkeiten der Nutzung der thermischen Energie

Der erreichte Gesamtwirkungsgrad im Energiegleichgewicht (elektrisch und thermisch) liegt um 40%. Anhand dieser Werte und den Erfahrungen mit andern hybriden Anlagen kann jährlich je nach Nutzung der thermischen Energie nochmals gleichviel bis zum doppelten der elektrischen Energie in Form von Wärme genutzt werden. Voraussetzung für die Nutzung der thermischen Energie ist jedoch eine minimale Regelung der Hinterlüftung. Dadurch können natürlich die PV-Element- und Lufttemperaturen von den hier gemessenen abweichen, da z.B. zum Erreichen einer gewünschten minimalen Temperaturschwelle je nach Jahreszeit und Witterung die Luft teilweise gestaut wird. Wie sich dann die Temperaturen der PV-Elemente verhalten, und welche thermischen Leistungen erreicht werden, muss jeweils im konkreten Fall betrachtet werden.

Grundsätzlich ist es wichtig, dass bei hybriden PV-Projekten möglichst eine ganzjährige Nutzung der thermischen Energie angestrebt wird. Eine optimale Nutzung der thermischen Energie wird sicher in Gebäuden mit relativ grossem Warmwasserverbrauch erreicht, wenn mit der gewonnenen Warmluft das Wasser vorerwärmt werden kann. Optimal fügt sich eine hybride PV-Anlage auch in das Energiekonzept eines Gebäudes mit Hypokaustenheizung und Saisonspeicher ein. Auch ohne Speicherung ist die Warmluft im Zusammenhang mit Niedertemperaturheizungen nützlich. Für die Erwärmung von Schwimmbädern bietet sich die Wärme von hybriden PV-Schindeldächern geradezu an, sind doch Schwimmbadkollektoren und hybride Schindeldächer vom Prinzip als her unverglaste Kollektoren vergleichbar.

7 Aussichten

Für die Zukunft sind bei der Weiterentwicklung der hybriden PV-Schindeldächer folgende Schwerpunkte zu setzen:

- Mit weiteren Erfahrungswerten aus zukünftigen PV-Schindeldächern sollten eine oder wenige (2 - 3) optimale PV-Dachschindeln gefunden werden, die als "Standard - Schindeln" produziert werden können. Damit werden in den Bereichen Produktion und Engineering Kosteneinsparungen erzielt. Bei der Optimierung dieser Schindeln steht sicher die universelle Verschaltbarkeit der Elemente auf verschiedene Wechselrichter im Vordergrund. Weiter muss die Schindelgröße im Bezug auf die Produktion und die Montage auf dem Dach optimiert werden. Auch Fragen der Formgebung (z.B. gestutzte Ecken) müssen in die Weiterentwicklung einfließen.
- Das Potential der hybriden Wärmegewinnung konnte klar aufgezeigt werden. In Zukunft muss auf die optimale Nutzung der thermischen Energie viel Wert gelegt werden. Wichtig ist, die thermische Energie möglichst ganzjährig nutzen zu können und entsprechende Energiekonzepte zu entwickeln.

8. Symbolverzeichnis

E:	Einstrahlung	[W/m ²]
R:	Reflektion	[W/m ²]
Z:	Stromproduktion	[W/m ²]
S:	Wärmestrahlung	[W/m ²]
\dot{Q} :	Wärmestrom durch Konvektion	[W/m ²]
S:	Strahlung	[W/m ²]
S ⁺ :	Abstrahlung PV-Element pro Seite	[W/m ²]
S ⁻ :	Rückstrahlung von Umgebung und Kanal	[W/m ²]
ϵ_p :	Emissionsgrad PV-Element	
$\epsilon_{1:}$:	Emissionsgrad Umgebung	
$\epsilon_{2:}$:	Emissionsgrad Kanalrückwand	
σ :	Stefan-Boltzmann-Konstante	$5,67 \cdot 10^{-8}$ [W/(m ² K ⁴)]
T _p :	PV-Element-Temperatur	[K]
T _U :	Umgebungstemperatur	[K]
T _K :	Kanalrückwandtemperatur	[K]
T _{UK} :	Lufttemperatur im Kanal	
ΔT :	Temperaturdifferenz Lufteintritt zu Luftaustritt	[K]
α_U :	Wärmeübergangskoeffizient PV-Element / Umgebung	[W/m ² K]
α_K :	Wärmeübergangskoeffizient PV-Element / Kanal	[W/m ² K]
Nu:	Nusseltzahl	
λ :	Wärmeleitfähigkeit (Luft)	[W/mK]
l:	Überströmlänge	[m]
P _a :	Auftrieb	[Pa]
P _r :	Druckverlust durch Rauigkeit	[Pa]
P _v :	Druckverlust durch Kanalverengungen (Lattung)	[Pa]
P _E :	Druckverlust durch Kanalerweiterungen (Lattung)	[Pa]
P _s :	Druckverlust bei Luftaustritt	[Pa]
P _z :	zusätzliche Druckverluste, z.B. Luftumlenkung	[Pa]
$\bar{\rho}$:	mittlere Luftdichte	[kg/m ³]
v _L :	Luftgeschwindigkeit im Kanal	[m/s]
ξ_i :	Widerstandsbeiwerte	
P _{th} :	thermisch Leistung	[kW]
P _{elAC} :	elektrische AC Leistung	[kW]
V:	Volumenstrom	[m ³ /s]
\bar{C}_p :	mittlere spezifische Wärmekapazität Luft	[kJ/(kg K)]

9. Literaturverzeichnis

- [1] Verein Deutscher Ingenieure, VDI Wärmeatlas, 4. Auflage, 1984
- [2] Klaus Oswatitsch, Karl Wieghardt, Führer durch die Strömungslehre, 6. Auflage, Vieweg Verlag 1965
- [3] Stephan Gnos, Atlantis Energie AG, Solarfassade Atlantis 1, 1991

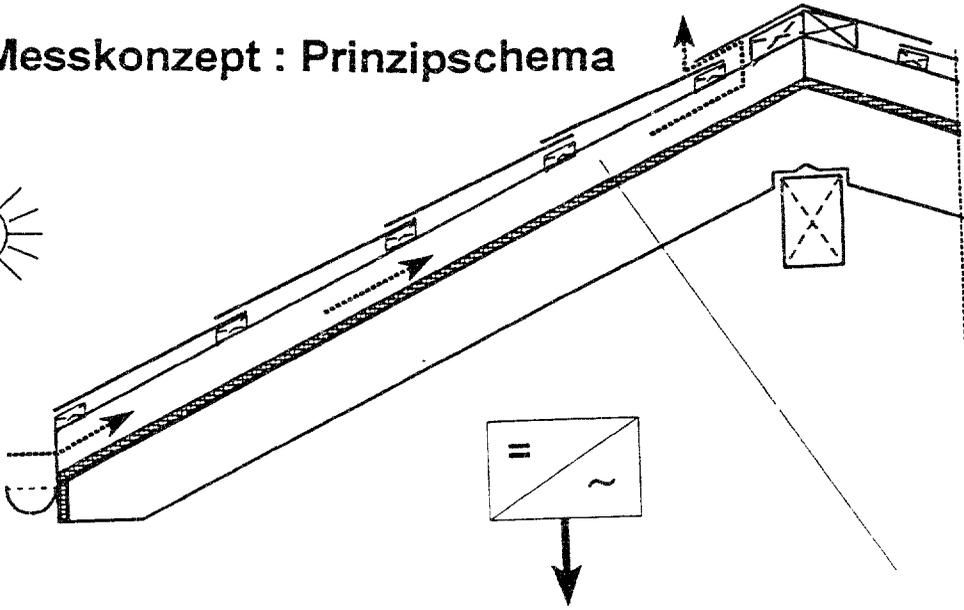
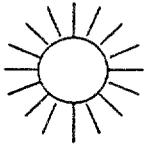
10 Anhang

- Anhang 10.1: Mess-System
- Anhang 10.2: Normierte Auswertungen
- Anhang 10.3: Zellen- und Messdaten, Messungen von Kurzschlussströmen, Leerlaufspannungen der Stränge
- Anhang 10.4: Tagesverläufe zu Kapitel 6
- Anhang 10.5: Tagesmittelwerte der Temperaturerhöhungen zu Kapitel 6
- Anhang 10.6: Publikationen

Anhang 10.1: Mess-System

- Messkonzept
- Messstellenliste

Messkonzept : Prinzipschema



Sonnen-
Einstrahlung
und Klima

PhotoVoltaik-
Generatoren
luftgekühlt

StromProduktion
ins Netz mit
Wechselrichter

WarmLuft-

Messumformer
für
Klima-Daten

Messumformer
für
Anlagen-Daten

Messumformer
für
Elektr.-Daten

Messumformer
für
Wärme-Daten

Datalogger
mit Messwert-Speicher
und Messprogramm

Modem

Telefonleitung

Computer
mit Harddisc-Speicher und
Messprogramm-Editor
Kommunikations-SW
Online-Überwachung
Tages/Jahresverlauf-Grafik
Dauerkurven-Berechnung
Korrelations-Darstellung

Modem

Messstellenliste

Für die Überwachung der Rigi-Anlage wurde ein Mess-System montiert. Messfühler geben die Messsignale an einen Datalogger, wo sie vorverarbeitet werden. Ströme, Spannungen und eingespeiste Wirkleistung werden mit entsprechenden Umformern erfasst. Über Modem können die Messwerte abgerufen werden und stehen zur Anlageüberwachung und zur Auswertung zur Verfügung. Um die Generatortemperaturen zu bestimmen, wurden 4 PT-100 direkt in die Generatoren einlaminiert. Zur Erfassung der Lufttemperatur hinter den PV-Elementen werden im Kanal zwischen den Generatoren und dem Unterdach 6 Lufttemperaturen erfasst.

Die Messwerte werden im ASCII-Format auf Harddisc abgespeichert und können so einfach weiterbearbeitet werden, z.B. mit Tabellenkalkulationsprogrammen.

Für jeden Zeitpunkt (Mittelungsintervall) wird eine Zeile geschrieben, die Messwerte jedes Kanals werden in festgelegter Reihenfolge in diese Zeile geschrieben und sind untereinander durch Kommas getrennt.

Das Mittelungsintervall ist abhängig von der Änderungsgeschwindigkeit der Sonneneinstrahlung, der ins Netz eingespeisten Leistung und der Windgeschwindigkeit, damit bei konstanten Verhältnissen (in der Nacht oder bei Nebel) möglichst wenig Speicher belegt wird und bei starken Änderungen (klarer Himmel mit wandernden Wolkenfeldern) die Transienten mit einer guten zeitlichen Auflösung erfasst werden können.

Kanal	Messgrösse	Einheit	Genauigkeit	Bemerkungen
1	Listenkopf	1		für Identifikation
2	Datum	1..366		Julianischer Tag
3	Zeit	HHMM		Stunden und Minuten
4, 5	Sonneneinstrahlung	W/m ²	± 2 %	horizontal und auf Generatoren
6	Aussenlufttemperatur	°C	± 0,5 °C	Luft beim Windmesser
7	Windgeschwindigkeit	km/h		beim Dachrand, erhöht
8	Leistung Generatoren	kW	± 1 %	von allen Feldern
9	Leistung ins Netz	kW	± 3 %	gesamthaft
10..12	Generatorströme	A	± 0,7 %	der einzelnen Felder
13..15	Generatorspannungen	V	± 0,7 %	der einzelnen Felder
16..18	Generatorleistungen	kW	± 1 %	der einzelnen Felder
19..20	Lufttemp. Eintritt und Austritt	°C	± 0,5 °C	Kanalumfang, Dachfirst
21..24	Lufttemp. im Kanal	°C	± 0,5 °C	von unten nach oben
25..28	Generatortemperaturen	°C	± 0,5 °C	von unten nach oben
29	max. Windgeschwindigkeit	km/h		

In einem zweiten Speicherbereich werden folgende Messwerte mit einem konstanten Mittelungsintervall von 10 Minuten abgelegt, und für das BEW Projekt "P&D-Monitor" zur Verfügung gestellt.

Kanal	Messgrösse	Einheit	Genauigkeit	Bemerkungen
1	Listenkopf	2		für Identifikation
2	Jahr	1993..		Jahreszahl
3	Datum	1..366		Julianischer Tag
4	Zeit	HHMM		Stunden und Minuten
5	Leistung ins Netz	kW	± 3 %	gesamt
6	Einstrahlung horizontal	W/m ²	± 2 %	
7	Einstrahlung Generatoren	W/m ²	± 2 %	
8	Ausstemperatur	°C	± 0,5 °C	beim Windmesser

Anhang 10.2: Normierte Auswertungen

PhotoVoltaik-Anlage		Rigi/Gruebisbalm				Monatlicher Elektrizitäts-Ertrag						Jahr 1993									
Monat	m	Sonneneinstrahlung kWh/m ² /Tag		Temperatur Umgebung °C	Elektrische Energie kWh		Temperatur Generator °C	Wirkungsgrad		Elektrischer Ertrag normiert kWh/kWhp/d		Verluste normiert kWh/kWhp/d		Performanz							
		Generator	HI		Generator	EA		Inverter	EIO	Generator	nA	Inverter	nl	Gesamt	nTot	Referenz	Yr	Generator	Ya	Inverter	Lc
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	86	91	15	330	322	22	3.5	9.1	97.5	8.9	8.8	4.6	3.5	3.4	1.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	75
7	136	147	16	527	510	23	3.6	9.1	96.8	8.8	8.8	4.7	3.6	3.5	1.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	73
8	131	151	17	538	526	24	3.6	9.0	97.7	8.8	8.8	4.9	3.7	3.6	1.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	74
9	86	105	12	377	366	17	2.4	9.1	97.2	8.8	8.8	3.5	2.7	2.6	0.8	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	74
10	41	50	7	184	177	9	1.1	9.2	96.1	8.8	8.8	1.6	1.3	1.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74
11	21	32	1	121	116	2	2.2	9.6	95.9	9.2	9.2	1.1	0.8	0.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77
12	20	31	3	101	98	3	1.0	8.3	97.4	8.0	8.0	1.0	0.7	0.7	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	67
Jahr	521	606	10	2178	2114	14	2.4	9.1	97.1	8.8	8.8	3.0	2.3	2.2	0.7	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	74

Normierte Auswertung für das Rigi Hauptdach für die Periode vom Juli 93 bis Dezember 93

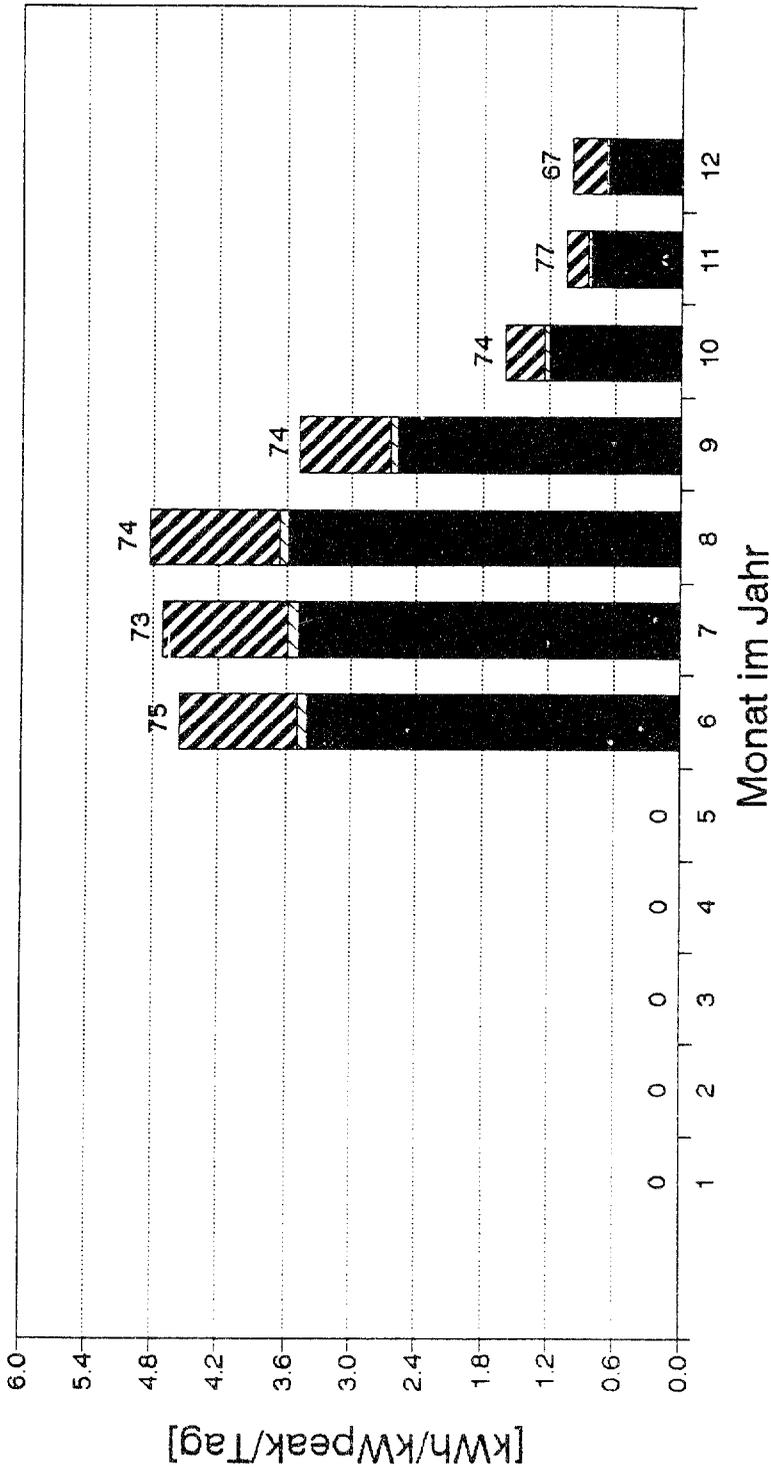
PhotoVoltaik-Anlage		Rigi/Gruebstein										Monatlicher Elektrizitäts-Ertrag										Jahr 1994						
Mondat	m	Sonneneinstrahlung		Temperatur		Elektrische Energie		Temperatur		Wirkungsgrad		Elektrizitäts-ertrag		Anlage		Verluste		Performance										
		Global	H	Generator	HI	Umgebung	TA	Generator	EA	Inverter	EIO	Generator	Luftwarm	Generator	na	Inverter	nl	Gesamt	ntot	Referenz	Yr	Generator	Ya	Yf	Ls	Lc	PR	
1	25	39	39	1	137	132	3	1.5	9.0	96.2	8.6	1.2	0.9	0.9	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72
2	39	51	188	2	196	188	4	1.7	9.7	95.7	9.3	1.8	1.5	1.4	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77
3	77	99	365	8	379	365	13	2.7	9.6	96.3	9.3	3.2	2.6	2.5	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	78
4	85	102	366	6	382	366	11	2.3	9.5	95.9	9.1	3.4	2.7	2.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76
5	111	126	452	12	470	452	18	2.9	9.4	96.2	9.1	4.1	3.2	3.1	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76
6	143	160	528	16	548	528	24	4.1	8.7	96.4	8.3	5.3	3.9	3.7	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	70
7	158	181	693	21	716	693	29	4.6	10.0	96.7	9.7	5.8	4.9	4.7	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81
8	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
Jahr	638	757	2827	9	2827	2722	15	2.8	9.4	96.3	9.1	3.6	2.8	2.7	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76

Normierte Auswertung für das Rigi Hauptdach für die Periode vom Januar 94 bis Juli 94

PhotoVoltaik-Anlage		Rigi/Gruebelsalm										Monatlicher Elektrizitäts-Ertrag										Jahr 1994			
Monat	m	Sonnen-Einstrahlung		Temperatur		Elektrische Energie		Temperatur		Wirkungsgrad		Elektrizitäts-Ertrag normiert		Verluste normiert		Performancez									
		kWh/m ²	Generator	Umgebung	Generator	Inverter	Generator	Luftwärm	Generator	Inverter	Generator	Inverter	Generator	Inverter	Generator	Inverter	Generator	Inverter							
		H	HI	TA	EA	EIO	TP	TA	EA	nl	ntot	Yr	Ya	Yf	Ls	Lc	PR	PR							
1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
6		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
7		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
8	128	72	154	19	855	824	26	3.7	8.9	96.4	8.6	5.0	3.7	3.5	1.3	0.1	72	72							
9	72	88		13	492	471	17	2.0	9.0	95.6	8.6	2.9	2.2	2.1	0.7	0.1	72	72							
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Jahr	200	241		16	1347	1295	22	2.9	8.9	96.1	8.6	4.0	2.9	2.8	1.0	0.1	72	72							

Normierte Auswertung für die gesamte Anlage für die Monate vom August 94 und September 94

PhotoVoltaik-Anlage : Rigi/Gruebisbalm Elektrischer Ertrag im Jahr 1993

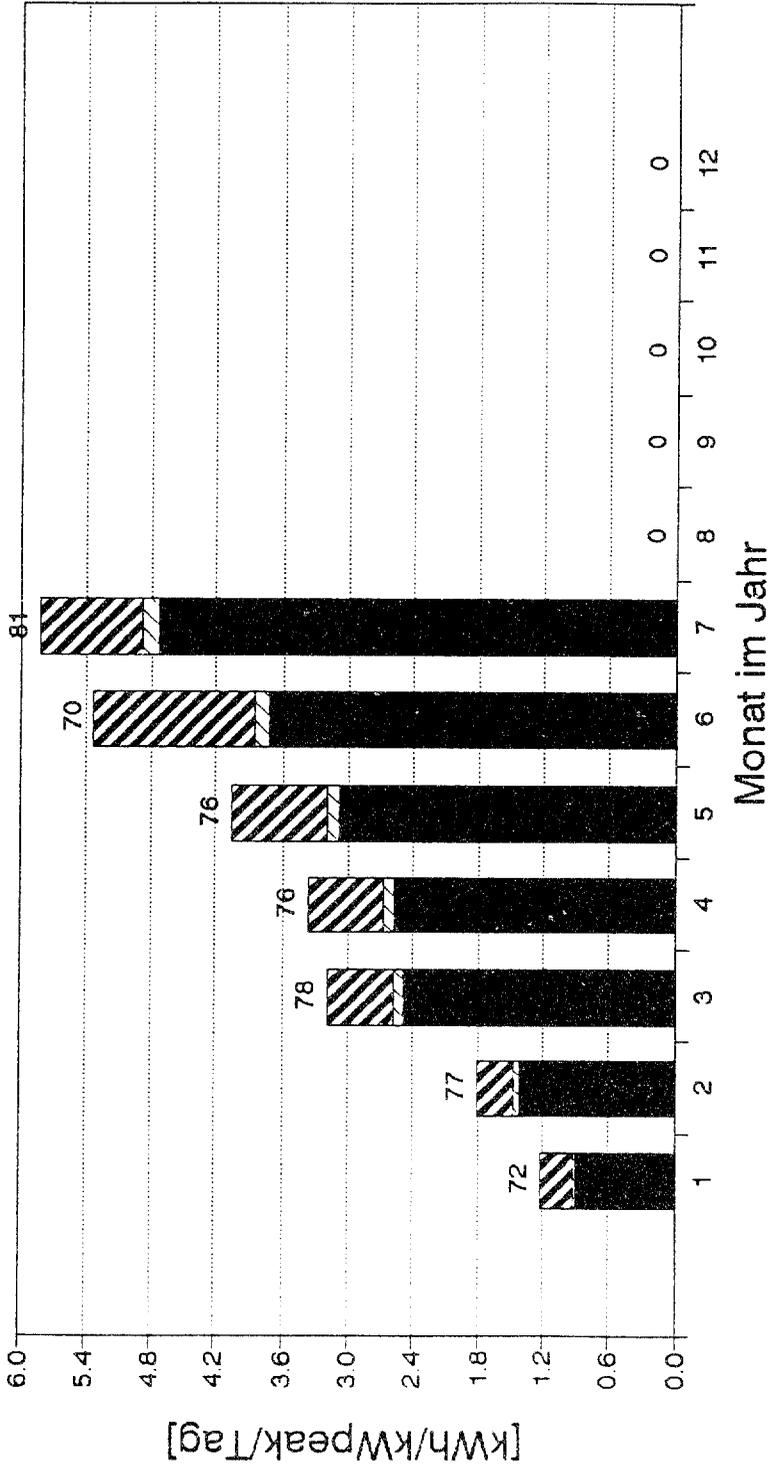


Elektrischer Ertrag
 Inverter-Verlust
 Generator-Verlust
 nn
Perfomanz %

ATLANTIS ENERGIE AG CH - BERN

PhotoVoltaik-Anlage : Rigi/Gruebisbalm

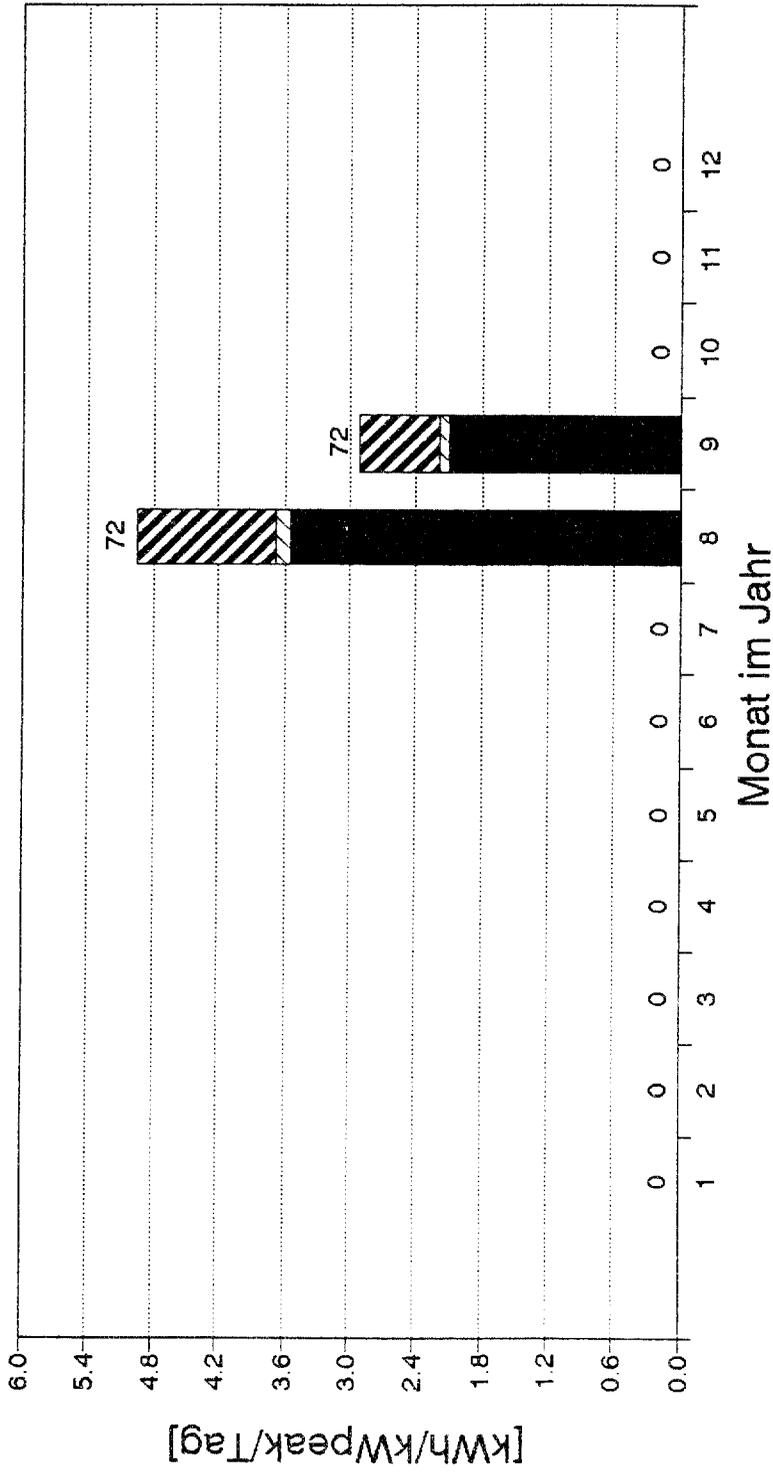
Elektrischer Ertrag im Jahr 1994



Elektrischer Ertrag
 Inverter-Verlust
 Generator-Verlust
 nn Performanz %

ATLANTIS ENERGIE AG CH - BERN

PhotoVoltaik-Anlage : Rigi/Gruebisbalm Elektrischer Ertrag im Jahr 1994

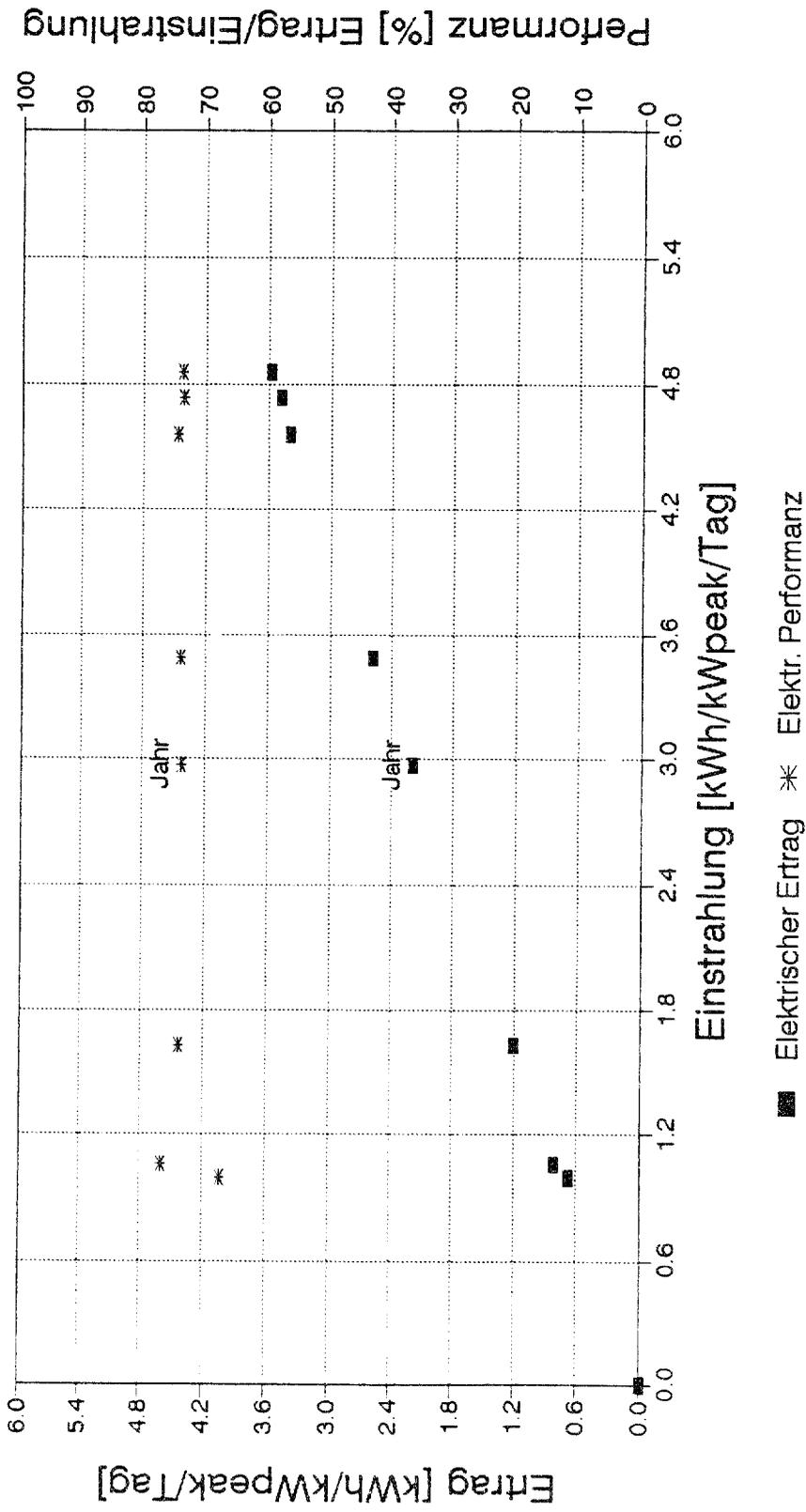


Elektrischer Ertrag
 Inverter-Verlust
 Generator-Verlust
 nn
Performanz %

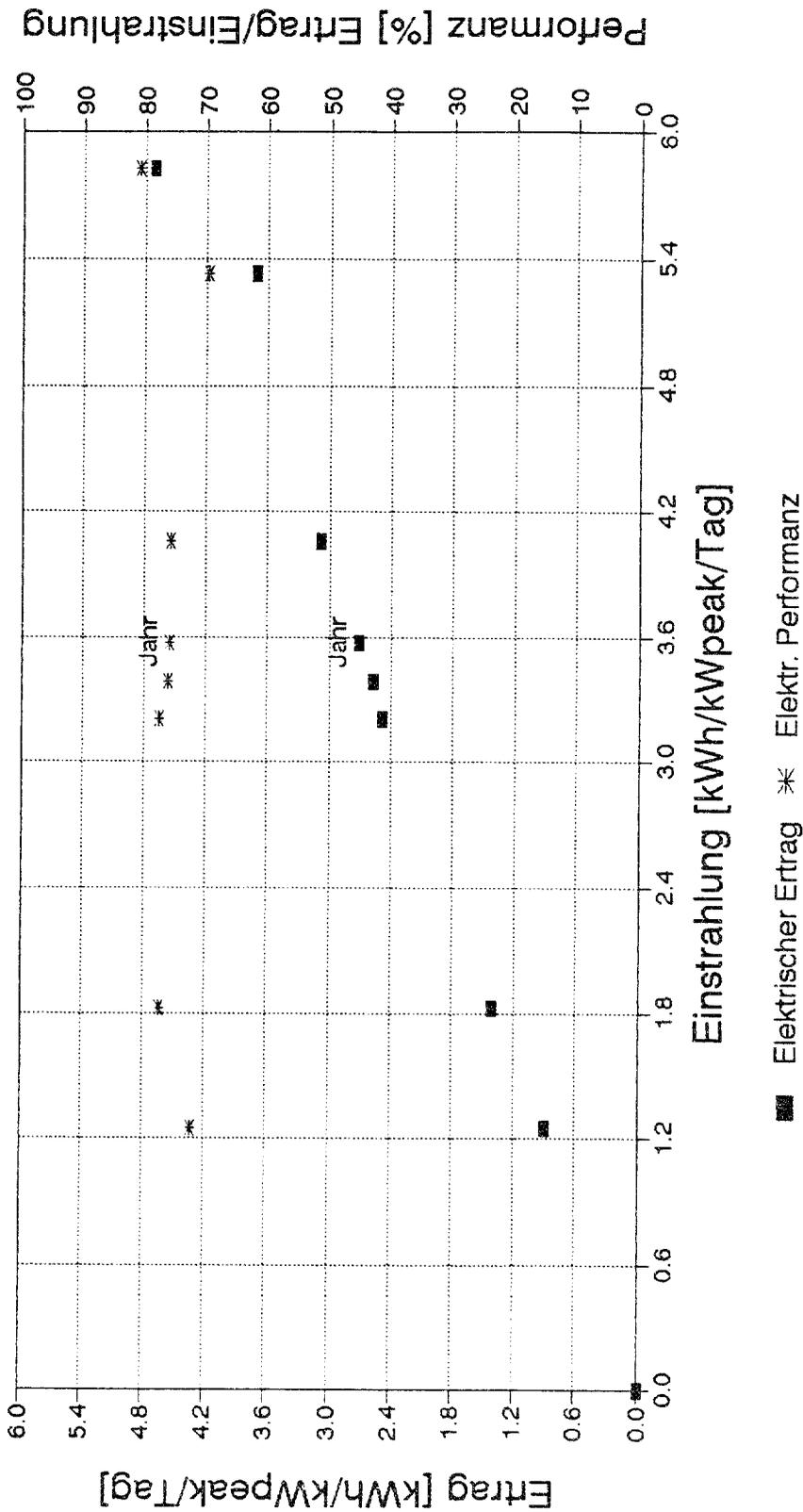
ATLANTIS ENERGIE AG CH - BERN

PhotoVoltaik-Anlage : Rigi/Gruebisbalm

Elektr. Performanz im Jahr 1993

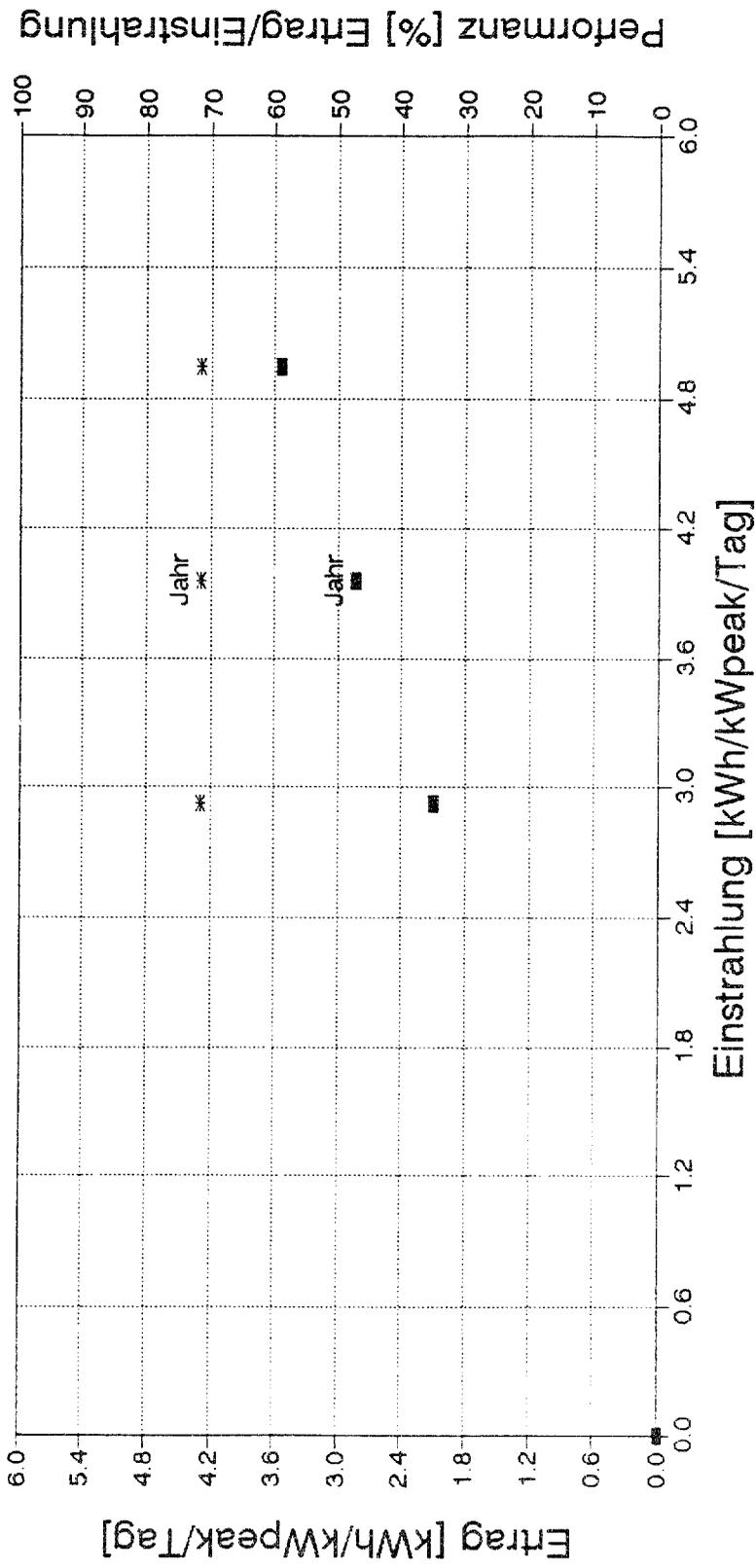


PhotoVoltaik-Anlage : Rigi/Gruebisbalm Elektr. Performanz im Jahr 1994



PhotoVoltaik-Anlage : Rigi/Gruebisbalm

Elektr. Performanz im Jahr 1994



■ Elektrischer Ertrag * Elektr. Performanz

ATLANTIS ENERGIE AG CH - BERN

PV-Anlage	Scheidegger/Kirchberg/BE				Monatlicher Thermischer Ertrag						Jahr 1993				
	Monat	Sonnen-Einstrahlung kWh/m ² Global	Temperatur Umgebung °C	Energie Erzeugung kWh thermisch EA.th	elektrisch EA.el	Vernichtungs- thermielektr n:1 V.th.el	Temperatur Generator °C Tp	Wärmult TW	Erwärmung dT	Wirkungsgrad % thermisch nA.th	elektrisch nA.el	Wärme-Ertrag kWh/kWp/d Referenz Yr.th	Generator Yr.th	Verlust nor kWh/kWp/d Generator Ls.th	Performanz thermisch PR.th
1	28	41	2	238	152	1.6	7	9	7	14.5	9.3	1.3	0.6	0.7	49
2	42	52	-0	388	194	2.0	6	10	10	18.6	9.3	1.8	1.2	0.7	62
3	95	100	5	723	392	1.8	14	14	9	17.9	9.7	3.2	1.9	1.3	60
4	112	89	10	526	328	1.6	17	16	5	14.7	9.1	3.0	1.5	1.5	49
5	146	96	14	633	349	1.8	22	19	5	16.4	9.0	3.1	1.7	1.4	55
6	156	106	17	764	378	2.0	25	22	5	17.8	8.8	3.5	2.1	1.4	60
7	157	108	18	674	387	1.7	25	21	4	15.5	8.9	3.5	1.8	1.7	52
8	147	116	18	967	420	2.3	26	23	5	20.6	9.0	3.7	2.6	1.1	69
9	86	74	13	575	274	2.1	19	16	3	19.2	9.2	2.5	1.6	0.9	65
10	36	28	8	128	95	1.3	11	10	2	11.2	8.3	0.9	0.3	0.6	38
11	23	25	2	267	84	3.2	5	8	6	26.4	8.3	0.8	0.7	0.1	89
12	22	26	3	116	88	1.3	0	6	3	11.2	8.5	0.8	0.3	0.5	37
Jahr	1049	860	9	5998	3141	1.9	15	15	5	17.3	9.0	2.4	1.4	1.0	58

Die Energie Erzeugung bezieht sich auf den zentralen Fassadenteil in dem gleichzeitig Strom (Solarzellen) und Wärme (Kühlluft) erzeugt wird.
Aus den Erträgen kann das Verhältnis der Wärme- zur Stromproduktion für den Hybridbetrieb der Photovoltaik-Generatoren bestimmt werden.

Die thermische Spitzenleistung beträgt 12 kW bei 1000 W/m² Sonnen-Einstrahlung. Der Wärme-Ertrag der Generatoren wurde deshalb auf 12 kW normiert.

Der normierte thermische Referenz-Ertrag ist die Sonnen-Einstrahlung pro m² und Tag.

Der normierte thermische Generator-Ertrag ist der effektiv gemessene Wärme-Ertrag pro kW Spitzenleistung (12 kW) und Tag.

Der normierte Generator-Verlust ist die Differenz zwischen dem Referenz- und dem Generator-Ertrag.

Die thermische Performanz ist das Verhältnis von effektivem Generator-Ertrag zum Referenz-Ertrag in Prozent.

Performanz und thermischer Wirkungsgrad sind relativ niedrig, weil sie Monatsmittelwerte über sonnige und bedeckte Tage sind.

Die Wärme kann erst ab einer minimalen Kühlluft-Temperatur von 26 °C genutzt werden. An bedeckten Tagen mit niedriger Einstrahlung wird diese nicht erreicht.

Normierte Auswertung der Scheidegger-Fassade 1993

Anhang 10.3: Elektrische Daten Zelle, Stränge

Datum / Date	130392K1850
Art der Messung / Type of Measurement	I-U Hellkennlinie
Auftraggeberin / Client	SOLUTION
Zellenkennung / TC-Identification	BP3MD-27
RC-Kennung / RC-Identification	R-13
Ref.Spektrum / Ref.Spectrum	AM 1.5,ASTM
Einstrahlung / Irradiance [mW/cm ²]	100
spektr.Korrektur / Spectr.Mismatch ?	ja
M-Faktor / M-Factor	.961
Zelltemperatur / Cell Temp. [°C]	25
Fläche der Zelle / TC-Area [cm ²]	97.7
Meßwiderstand / lsc-Shunt [Ohm]	.1
Bemerkungen zum Meßablauf	Siehe Logbuch vom 130392K1850
U-Monitor	121.91 mV
Intensitätsfaktor / Intensity Factor	1.00574
(Diskette: solution; Datei: MONAT03.92\13K1211)	

ERGEBNISSE / RESULTS :

```

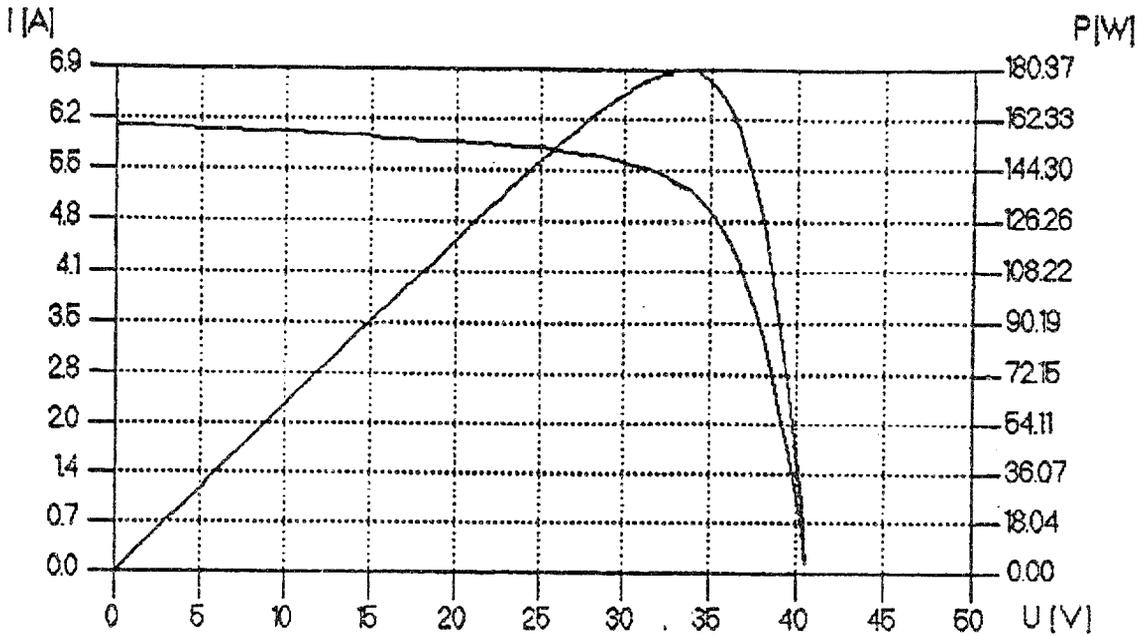
*****
*
*   Uoc= 604.68 mV           Isc=3278.220 mA           J= 33.55 mA/cm^2
*
*   FF = 77.48 %           Eta= 15.72 %
*
*****

```

Umax= 503.20mV Imax=3052.330mA Pmax=1535.931mW

Uisc= 0.58mV Iuoc= 1.350mA

I / U Hellkennlinie Solar - Generator



Testobjekt	PV-Schindel Rigi Typ B1 (130 Zellen, BP Saturn)
Einstrahlung soll	1000 W/m ²
Einstrahlung ist	1007 W/m ²
Temperatur ist	20,6 °C
Spektrum	AM 1,5
Messung	26.10.93
P_{mpp} absolut	180,37 W
P_{mpp} bzgl. soll	175,82 W

Messungen der Solution AG an einer PV-Schindel Typ B

Elektrische Messungen der PV-Anlage

Wetter: geschlossene Nebeldecke, Einstrahlung gemessen mit ca. 130 W/m²

Messwerte:

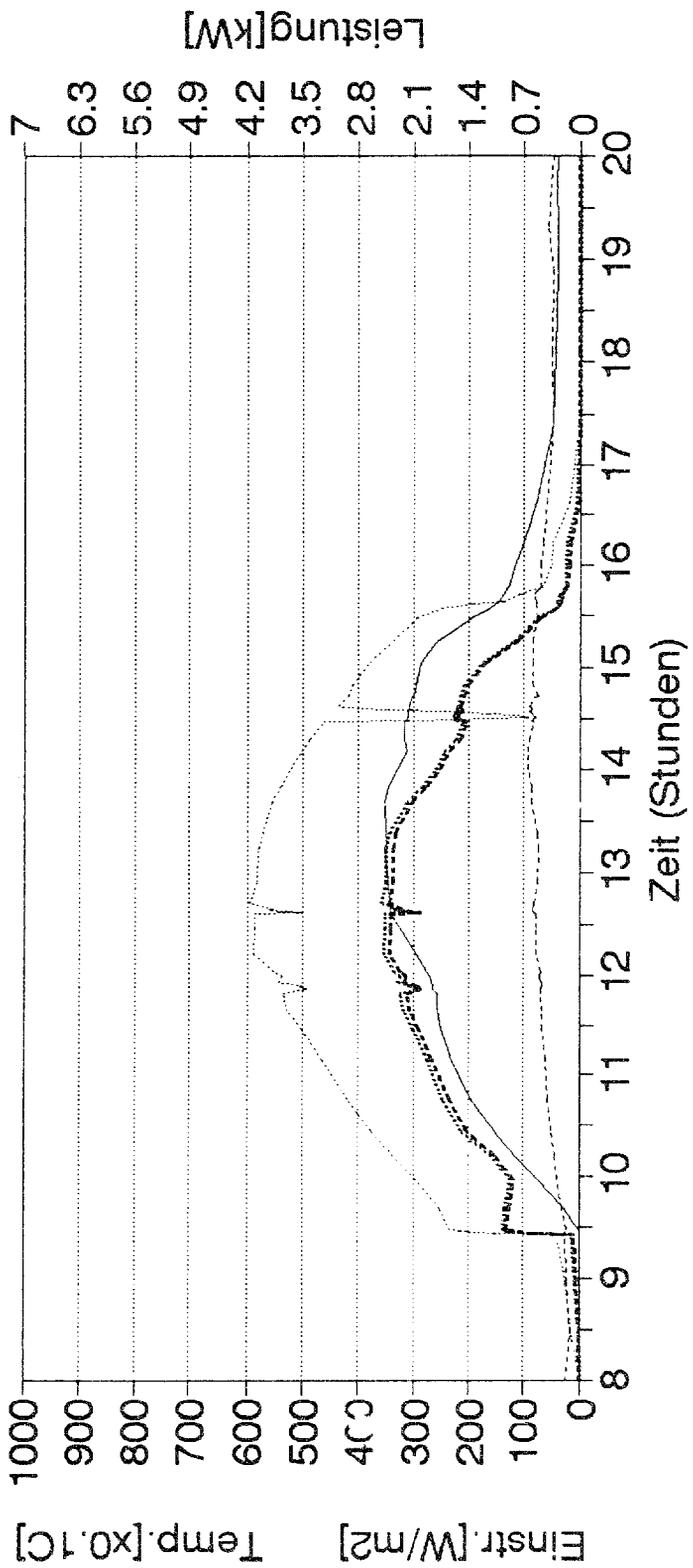
Messung Hauptdach (WR 1 + 2)			Messung Nebendach (WR 3)		
Strang Nr.	Leerlaufspannung [V]	Kurzschlussstrom [A]	Strang Nr.	Leerlaufspannung [V]	Kurzschlussstrom [A]
1	71.4	1.44	1	70.1	0.73
2	71.2	1.44	2	71.1	0.75
3	70.9	1.46	3	69.7	0.87
4	71.3	1.46	4	71.1	0.89
5	71.5	1.46	5	71.8	0.93
6	71.1	1.46	6	71.2	0.93
7	70.5	1.47	7	71.4	0.93
8	70.7	1.49	8	71.4	0.46
9	71.1	0.99			

Auf dem Hauptdach sind die Stränge 1 bis 4 auf WR 1, die Stränge 5 bis 9 auf WR 2 geschaltet.
Auf dem Nebendach sind alle Stränge auf den WR 3 geschaltet.

Anhang 10.4 Tagesverläufe zu Kapitel 6

PhotoVoltaik-Anlage : Gruebisbalm/Rigi

Gesamt-Uebersicht : 13.12.93

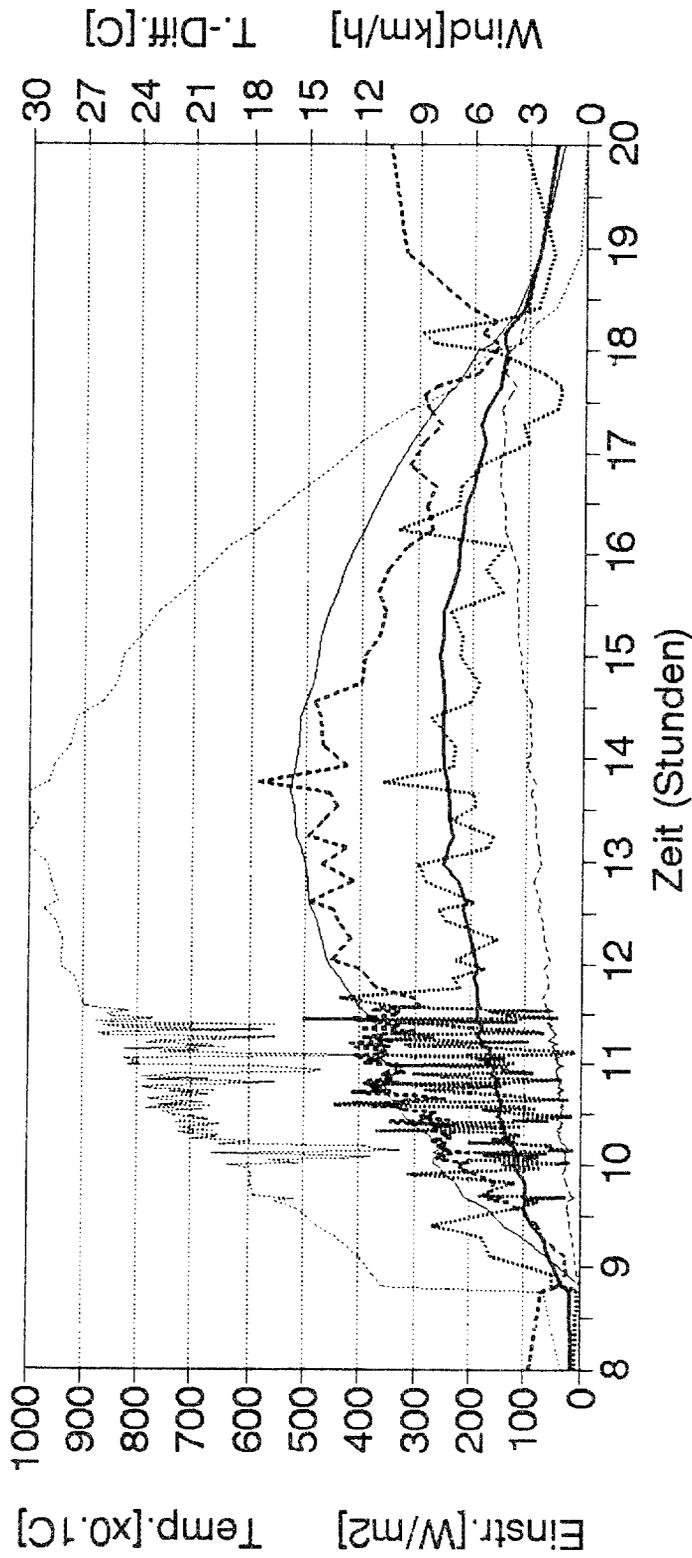


- Einstr. Generator
- Leist. Generator
- Temp. Luft aussen
- Temp. Generator
- Leist. ins Netz

ATLANTIS ENERGIE AG CH - BERN

PhotoVoltaik-Anlage : Gruebisbalm/Rigi

Thermische-Verhältnisse : 27.3.94

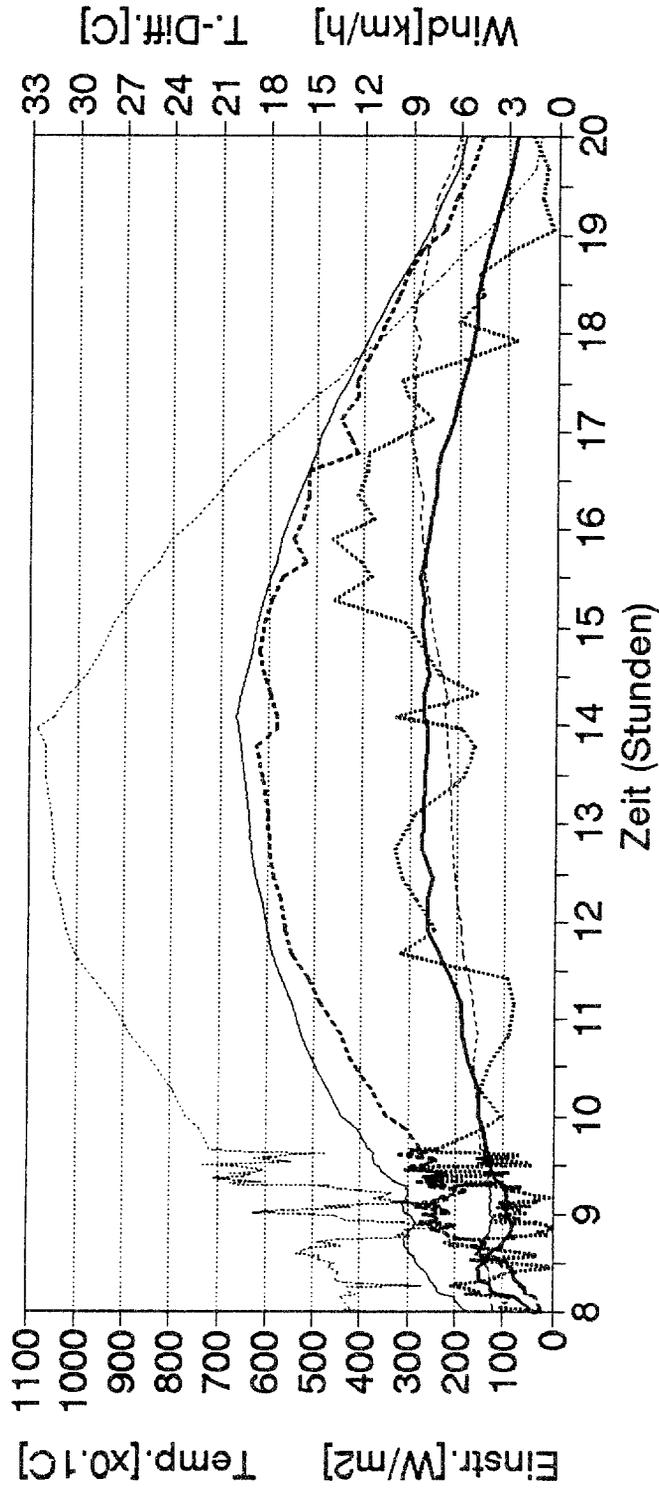


Einstr. Generator Temp. Luft aussen — Temp. Generator
 Wind-Geschw. - · - · - · T.-Diff. Luft T.-Diff. Generator —

ATLANTIS ENERGIE AG CH - BERN

PhotoVoltaik-Anlage : Gruebisbalm/Rigi

Thermische-Verhältnisse : 7.6.94

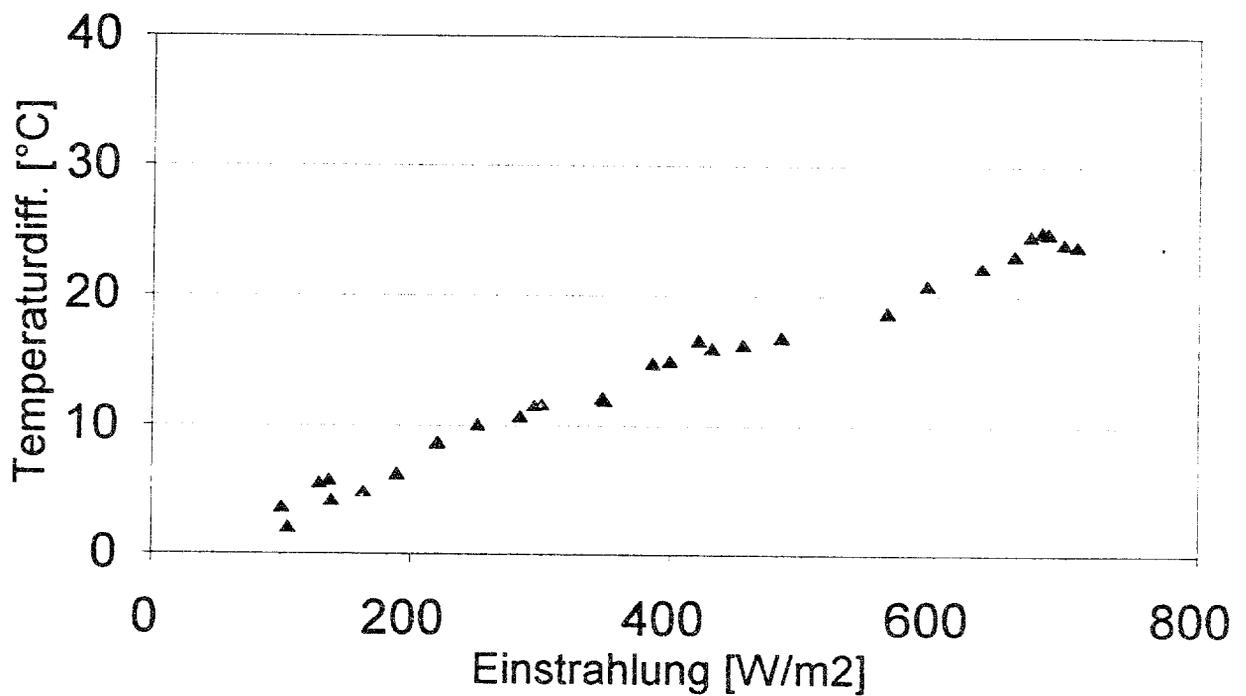


- Einstr. Generator
- Wind-Geschw.
- Temp. Luft aussen
- T.-Diff. Luft
- Temp. Generator
- T.-Diff. Generator

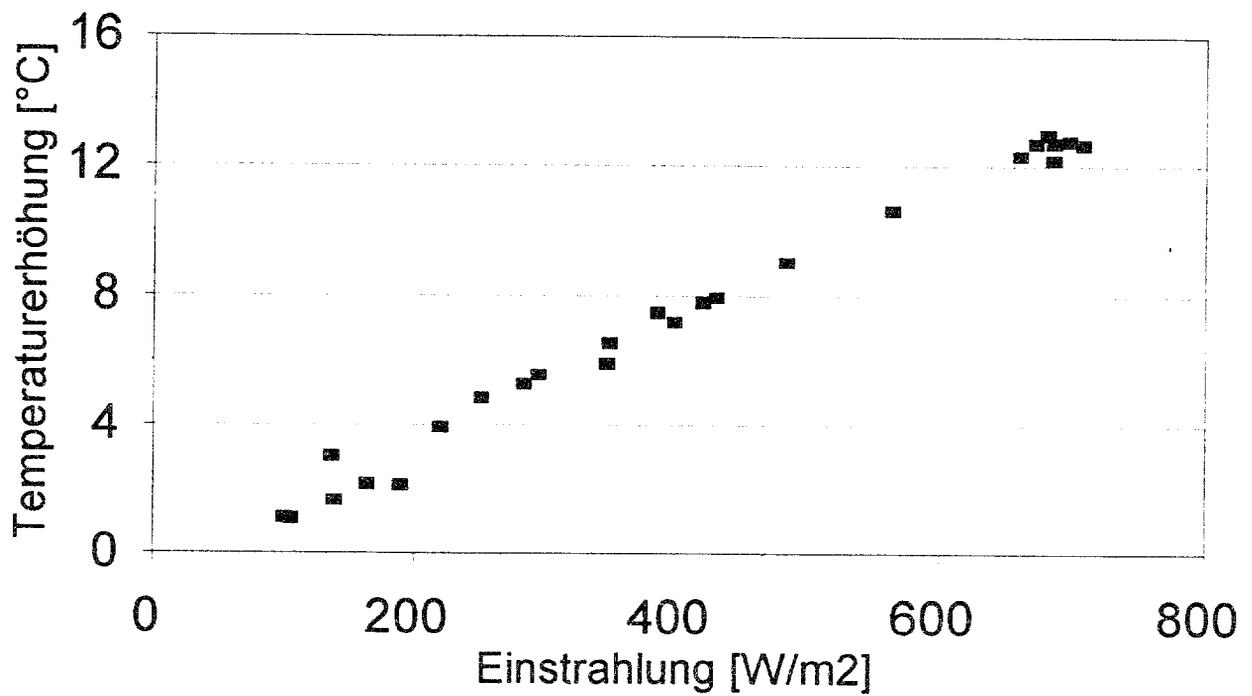
ATLANTIS ENERGIE AG CH - BERN

Anhang 10.5: Tagesmittelwerte der Temperaturerhöhungen

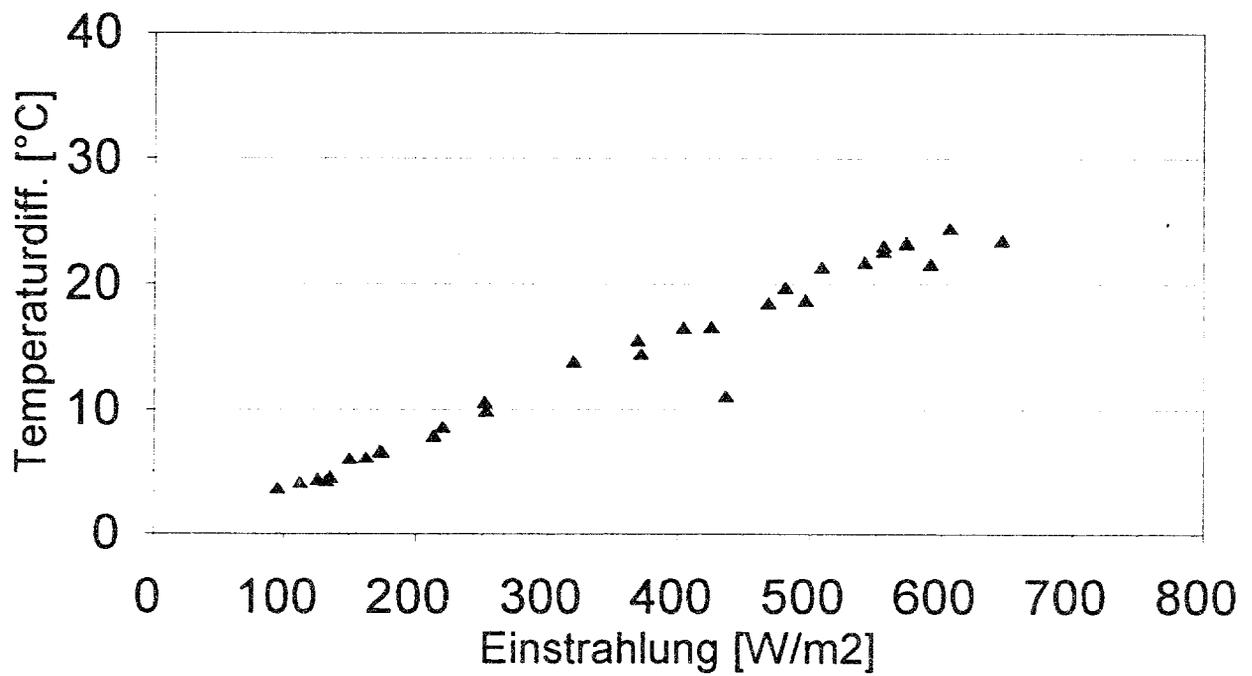
Rigi Juli 93: Mittleres Delta T PV-Elemente - Aussentemp



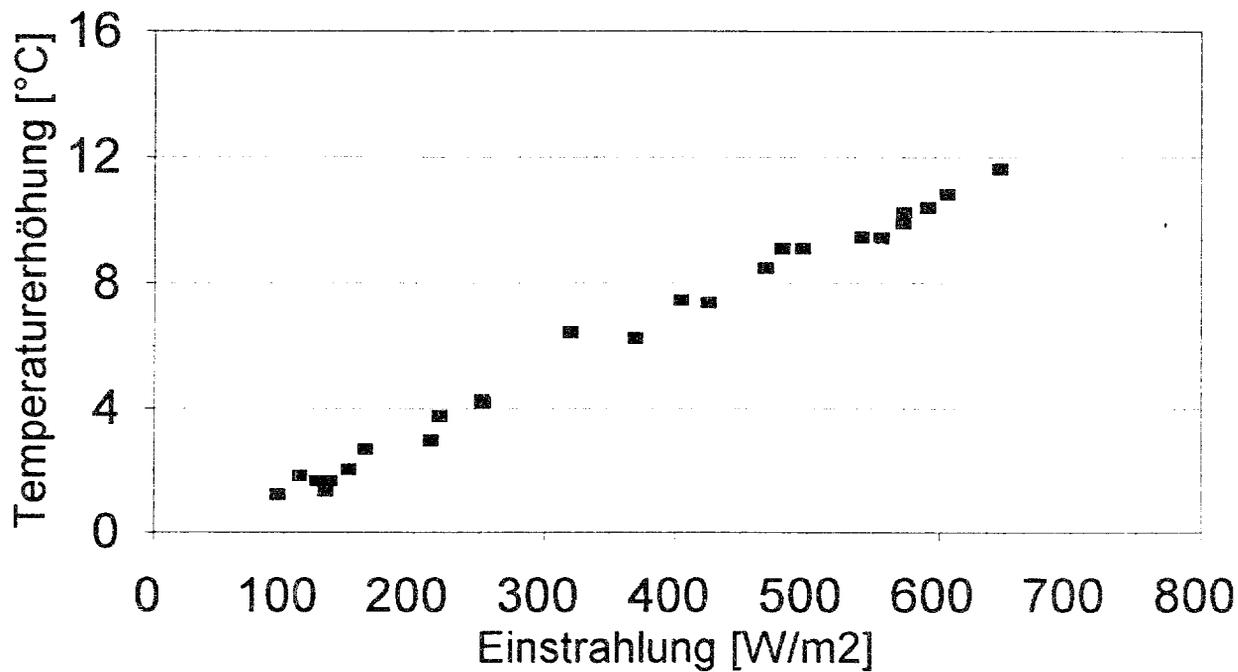
Rigi: Temperaturerhöhung Kühlluft Juli 93



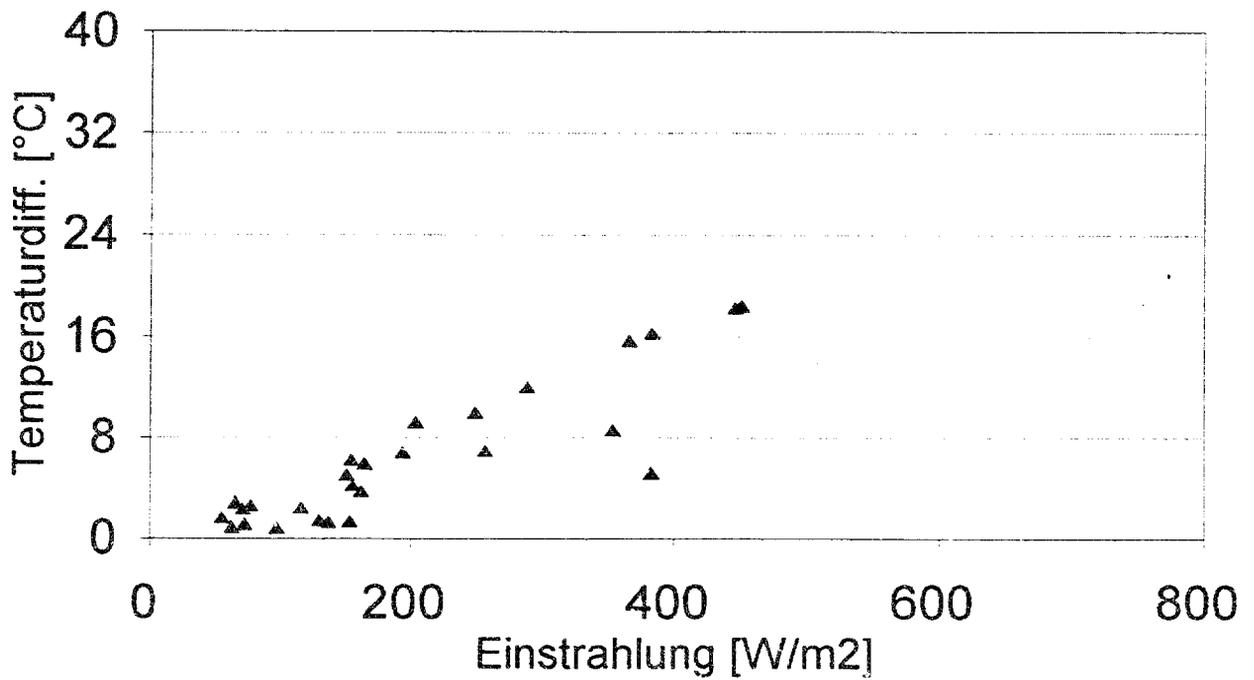
Rigi September 93: Mittleres Delta T PV-Elemente - Aussentemp.



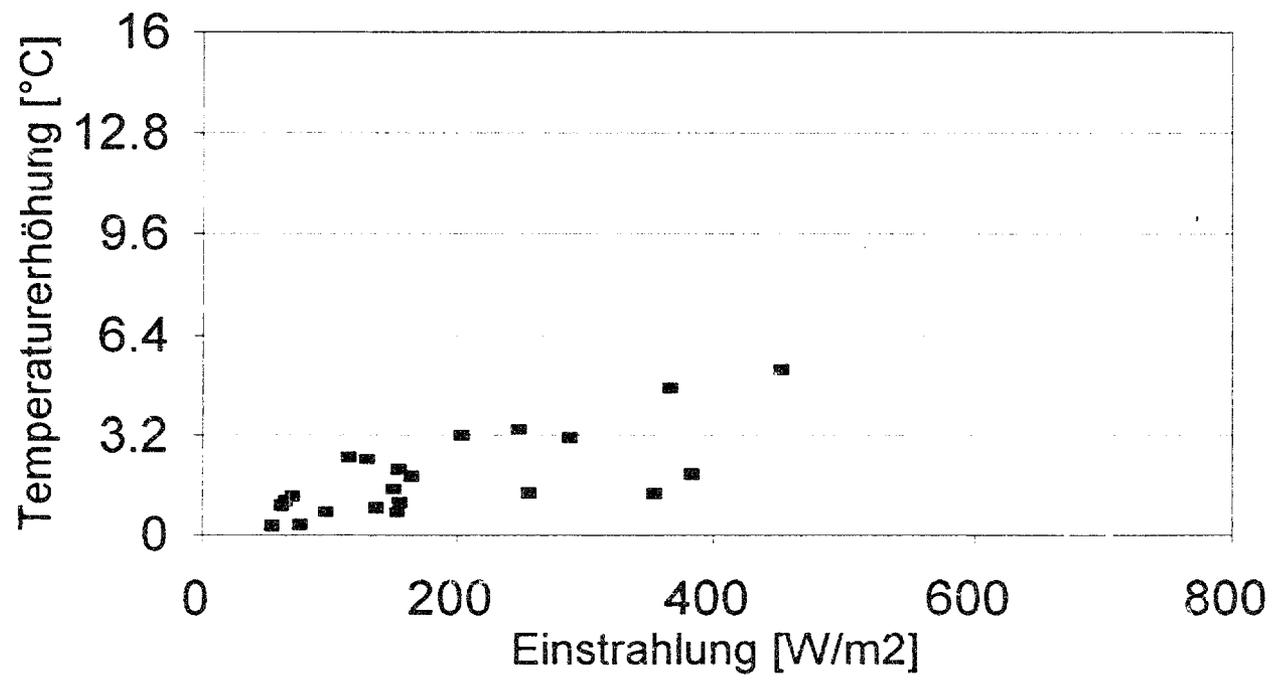
Rigi: Temperaturerhöhung Kühlluft September 93



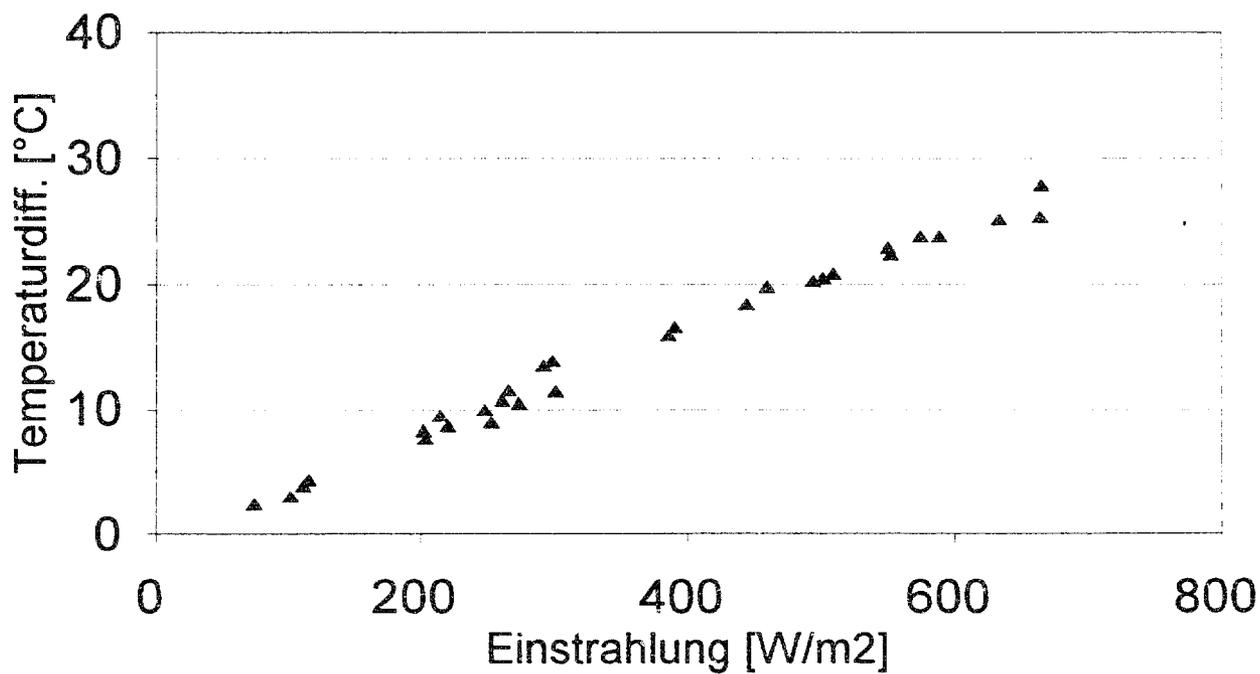
Rigi Dezember 93: Mittleres Delta T PV-Elemente - Aussentemp



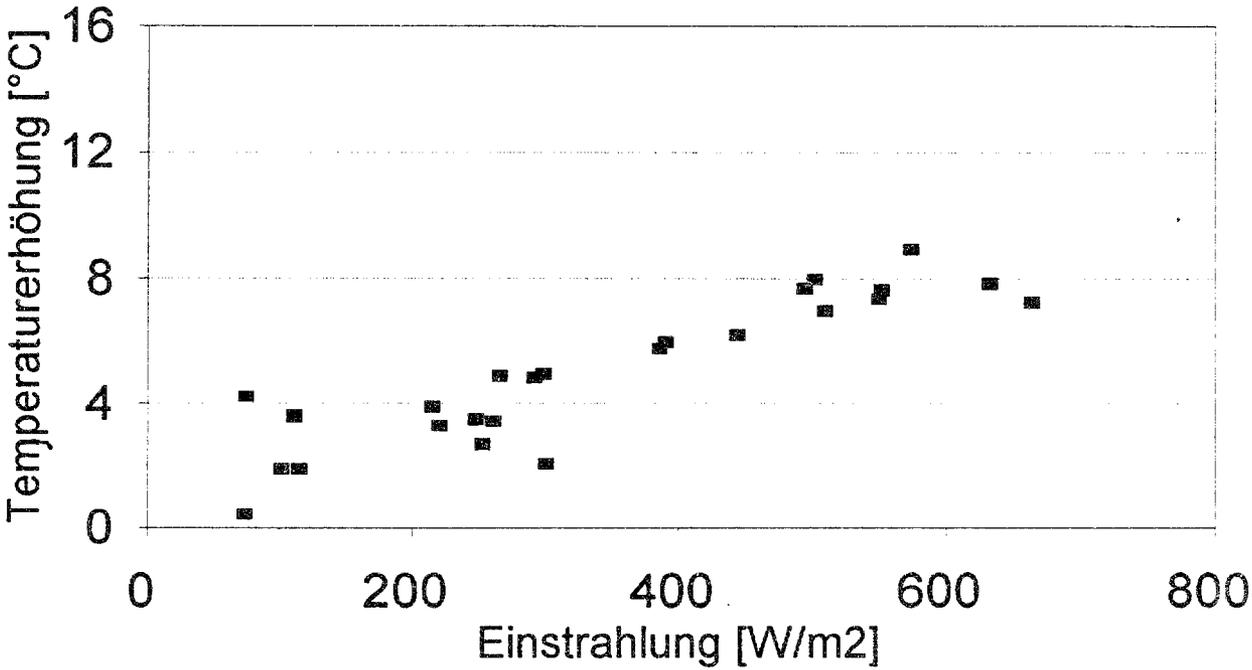
Rigi: Temperaturerhöhung Kühlluft Dezember 93



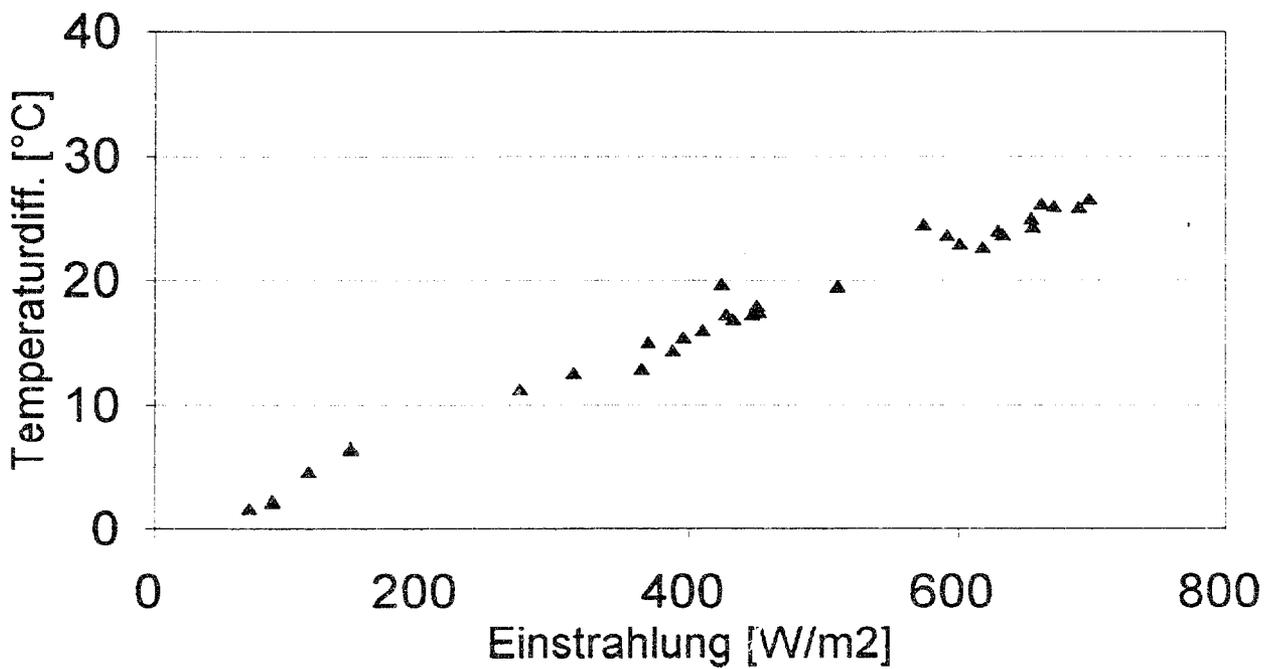
Rigi März 94: Mittleres Delta T PV-Elemente - Aussentemp



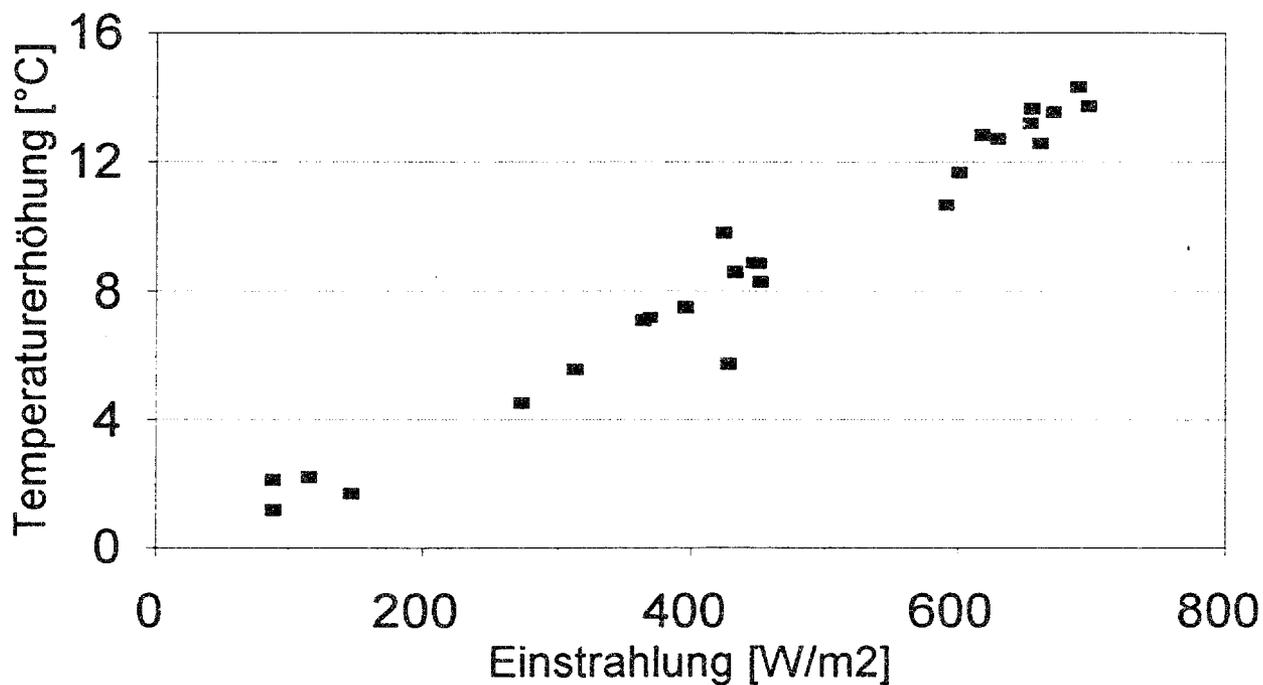
Rigi: Temperaturerhöhung Kühlluft März 94



Rigi Juni 94: Mittleres Delta T PV-Elemente - Aussentemp



Rigi: Temperaturerhöhung Kühlluft Juni 94



Anhang 10.6: Publikationen

- The importance of hybrid PV-building integration, M. Posnansky, S. Gnos: Atlantis Energie AG, S. Coonen: Atlantis Energy Inc., First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, Dezember 1994
- Hybrid PV-shingle roofs, realized examples, abstract, S. Gnos, M. Posnansky, Th. Hostettler, 1993
- Photovoltaik und Architektur, Othmar Humm, Peter Toggweiler, Birkhäuser Verlag, 1993, S. 88

Im Zusammenhang:

15 kW PV-Schindeldach Brig mit gleichzeitiger Wärmenutzung, Th. Hostettler, S. Gnos, CISBAT 93, Lausanne