

Messbericht PV P+D, DIS 26746 / 66583, November 2002

1-MW-Solarkette der NOK

Normierte Daten 1992-2000

ausgearbeitet durch:

Stefan Roth

EKZ

Dreikönigstr. 18, 8002 Zürich



1-Megawatt-Solarkette der NOK

Feinmessungen und Analysen zur Beurteilung des Langzeitbetriebsverhaltens von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen

Normierte Daten 2000

PSEL Project No. 159
BFE Project No. 26'746/66'583

1. Zusammenfassung

Die NOK haben 1991 das Aktionsprogramm zur Förderung der *neuen erneuerbaren Energien* gestartet. Im Rahmen dieser Arbeiten entstand das Projekt der *1-Megawatt-Solarkette*, welches heute acht Photovoltaik-Installationen umfasst. Diese Anlagen sind mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet, so dass sehr detaillierte Messdaten anfallen.

Der vorliegende, massgeblich vom *Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft* (PSEL) und vom *Bundesamt für Energie* (BFE) unterstützte Bericht enthält die Ergebnisse des Feinmessprogrammes von 1992 bis 2000. Die Resultate des Jahres 2000 werden dem BFE zusätzlich in elektronischer Form überlassen, so dass ausgewählte Informationen in die Photovoltaik-Datenbank der Internationalen Energie-Agentur (IEA) Eingang finden. Damit ist sichergestellt, dass die Erkenntnisse aus dem Betrieb der Pilotanlagen dem nationalen und internationalen Fachpublikum zugänglich sind.

Alle Anlagenkenngrössen werden nach den einschlägigen Normen berechnet, so dass die Vergleichbarkeit mit anderen Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Grösse und Sonnenexposition gewährleistet ist. Der Bericht empfiehlt sich als Nachschlagewerk über den Betrieb der einzelnen Anlagen und Jahre. Die Kapitel sind identisch aufgebaut, so dass die jeweils interessierenden Informationen einfach und schnell gefunden werden können. Die durchgeführte Arbeit umfasst die Analyse von 52 Anlagenjahren. Die Resultate zeigen Eigenheiten und Unterschiede der verschiedenen Technologien und Anlageparameter bezüglich Energieproduktion und Verfügbarkeit, aber auch die Wirkung von Modifikationen und Verbesserungen an den Anlagen deutlich auf.

Es hat sich gezeigt, dass es sinnvoll ist, Photovoltaik-Anlagen nicht nur während des ersten Betriebsjahres, wo vielfach Kinderkrankheiten eine energetische Bewertung verunmöglichen, auszumessen. Vielmehr ist es wesentlich, die bestehenden Anlagen über deren gesamte Lebensdauer detailliert zu beobachten, um Erfahrungen bezüglich Alterung, Degradation und Langzeitzuverlässigkeit der Komponenten und Anlageteile zu gewinnen. Die Weiterführung der Messkampagne über den bisher definierten Zeitraum bis 2001 ist aus diesen Überlegungen anzustreben.

NOK's 1-Megawatt-Solar Chain

Monitoring and Analysis in Order to Evaluate long-term Behaviour of grid-connected Photovoltaic Systems

Normalized Data 2000

PSEL Project No. 159
BFE Project No. 26'746/66'583

1.e Abstract

In 1991 the Nordostschweizerische Kraftwerke launched their program to promote the use of renewable energy forms. A major part of the program was the construction of the *1-Megawatt-Solar Chain*. To date, this Solar Chain consists of eight photovoltaic installations with a power range from 2.5 to 100 kWp, located at sites between 350 and 1'900 meters above sea level, with façade- and roof-integrated solar modules mounted on fixed and tracked support structures. All of these photovoltaic installations are supplied with a comprehensive set of sophisticated measurement equipment. Thus, detailed monitoring data from all stations are available.

The present report, which was decisively subsidized by the *Fund of the Swiss Utilities for Projects and Studies* (PSEL) as well as by the *Federal Office of Energy* (BFE), contains the outcome of the detailed monitoring campaign between 1992 and 2000. The results of the year 2000 are provided to the BFE also in a suitable electronic file, so that selected data can be inserted into the IEA photovoltaic data base. This guarantees the lessons learned with the maintenance and operation of the pilot plants to be distributed widely among the photovoltaic community and beyond.

All energy- and performance-values are calculated according to the current guidelines of the *European Solar Test Installation* (ESTI) at Ispra and the International Energy Agency (IEA). This allows a comparison between photovoltaic installations of varying size built at different sites. This report is supposed to be a reference book containing the operational data of the different installations and years since the start of the NOK-program. The chapters are all structured in the same way to facilitate the search of specific information. The calculations carried out altogether contain the results of 52 years of operation with photovoltaic pilot plants. The results show very clearly the peculiarities and differences between the different techniques and construction characteristics referred to energy production and reliability, but also the effect of modifications and improvements on the single installations.

It is obviously useful not only to observe a photovoltaic installation during its first year of operation, when teething problems often prevent an uninterrupted period of operation, but to extend the observation period favourably over lifetime to gain experience concerning aging, degradation and long-term reliability of the components used. Therefore it will be taken into consideration to launch a consecutive project after the actual program will have been expired by the end of 2001.

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	1
1.e Abstract	2
2. Ziel des Projektes	4
3. Erfahrungen mit den Anlagen der 1-MW-Solarkette	4
3.1. Erträge, Leistungen und Wirkungsgrade	4
3.2. Meteorologische Daten	6
3.3. Zuverlässigkeit der Anlagen.....	8
4. Zentralverwaltung Baden	9
4.1. Anlagebeschrieb (BAD).....	9
4.2. Zusammenfassung 1992 - 2000 (BAD)	9
4.3. Jahresbericht 2000 (BAD00)	11
5. Alp Findels	13
5.1. Anlagebeschrieb (FIN).....	13
5.2. Zusammenfassung 1993 - 2000 (FIN).....	14
5.3. Jahresbericht 2000 (FIN00).....	16
6. ISOKW Brugg	18
6.1. Anlagebeschrieb (BRU)	18
6.2. Zusammenfassung 1993 - 2000 (BRU)	19
6.3. Jahresbericht 2000 (BRU00).....	21
7. Kirche Steckborn	23
7.1. Anlagebeschrieb (STE).....	23
7.2. Zusammenfassung 1994 - 2000 (STE).....	23
7.3. Jahresbericht 2000 (STE00).....	25
8. Disentis-Caischedra	27
8.1. Anlagebeschrieb (DIS).....	27
8.2. Zusammenfassung 1994 - 2000 (DIS).....	28
8.3. Jahresbericht 2000 (DIS00).....	30
9. Migros-Winterthur	32
9.1. Anlagebeschrieb (WIN).....	32
9.2. Zusammenfassung 1995 - 2000 (WIN).....	33
9.3. Jahresbericht 2000 (WIN00).....	34
10. Neu-Technikum Buchs	36
10.1. Anlagebeschrieb (BUC).....	36
10.2. Zusammenfassung 1996 - 2000 (BUC).....	37
10.3. Jahresbericht 2000 (BUC00).....	39
11. Vorderberg	41
11.1. Anlagebeschrieb (EWB).....	41
11.2. Zusammenfassung 1999 - 2000 (EWB).....	42
11.3. Jahresbericht 2000 (EWB00).....	44
12. Vergleich der Strahlungssensoren	46
12.1. Problemstellung.....	46
12.2. Messresultate.....	46
13. Verdankungen	47
14. Literatur	47
15. Anhang	48
15.1. Symbole und Formeln	48
15.2. Datenerfassung und Archivierung	49
15.3. NOK-Berechnungsprogramm.....	50
15.4. Nominalleistungen der Anlagen.....	55

2. Ziel des Projektes

Das Projekt *Normierte Daten 2000* hat zum Ziel, die Betriebsdaten der zwischen 1992 und 2000 im Rahmen der *1-Megawatt-Solkette der NOK* ausgemessenen Photovoltaikanlagen gemäss den aktuellen Richtlinien der *European Solar Test Installation (ESTI)* in Ispra und der *International Energy Agency (IEA)* auszuwerten und darzustellen. Mit den Solaranlagen NOK-Zentralverwaltung Baden (2.54 kWp), Alp Findels (13.34 kWp), ISOKW Brugg (51.96 kWp), Kirche Steckborn (19.42 kWp), Disentis-Caischavedra (97.78 kWp), Migros-Winterthur (67.44 kWp), Neu-Technikum Buchs (18.12 kWp) und EW Buchs, Vorderberg (29.37 kWp) liegen diesem Projekt acht für die Schweiz sowohl technologisch wie geographisch repräsentative Photovoltaik-Anlagen zu Grunde.

Im Rahmen des vorliegenden Feinmessprogrammes werden alle relevanten Betriebsgrössen der Anlagen sowie die dazugehörigen meteorologischen Grössen im 10-Sekunden-Rhythmus abgetastet und als 10-Minuten-Mittelwerte abgespeichert. Pro Anlage fallen folglich über 50'000 Datensätze pro Jahr an. Mit dieser Informationsfülle kann das Betriebsverhalten im Detail analysiert und beurteilt werden. Dieser Bericht enthält die Resultate von insgesamt 52 Anlagenjahren.

Dank der normierten Darstellung der Betriebsdaten [3], [4] können die Kennzahlen von Anlagen unterschiedlicher Grösse und Bauart unter verschiedenen klimatischen Verhältnissen direkt miteinander verglichen werden.

Neben dem Eingang in die IEA-Solardatenbank finden die Resultate und Erkenntnisse auch Anwendung im Unterricht an technischen Schulen, so z.B. am Neu-Technikum Buchs, an der HTL Chur, an der Ingenieurschule in Burgdorf, an der FH Zürich und an der Scuola Tecnica Superiore (TISO) in Lugano.

Die Ergebnisse der Messreihen zwischen Januar 1992 und Dezember 2000 wurden in [7], [11], [13], [14] publiziert und können unter http://www.infoenergie.ch/p_d/F_Pber.htm bestellt werden.

3. Erfahrungen mit den Anlagen der 1-MW-Solkette

Die simultane Messung aller betriebsrelevanten Daten mit identisch aufgebauten Messapparaturen erlaubt einen bestmöglichen Vergleich der acht Photovoltaikanlagen der *1-Megawatt-Solkette der NOK*.

Diese vergleichenden Betrachtungen sind insbesondere deshalb interessant, weil die genannten Anlagen sowohl bezüglich der eingesetzten Produkte und Komponenten wie auch der meteorologischen Bedingungen ein breites Spektrum abdecken.

3.1. Erträge, Leistungen und Wirkungsgrade

Höchste Momentanleistungen

Die maximal eingespeiste Wechselstromleistung ist stark abhängig von den geometrischen (Ausrichtung, evtl. Nachführung der Neigung und/oder des Azimutes des Solargenerators, Beschattungen, usw.) und meteorologischen Randbedingungen.

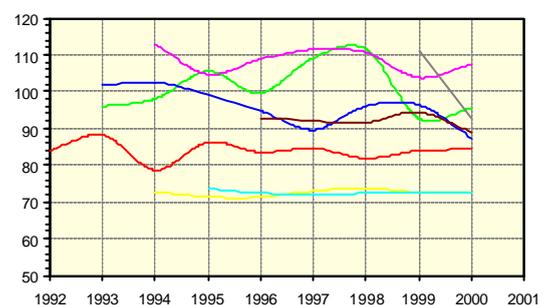


Fig 3.1.1: Höchster 10-Minuten-Mittelwert der eingespeisten Leistung [%P₀], BAD = rot, FIN = grün, BRU = dunkelblau, STE = gelb, DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun, EWB = grau

Die höchsten 10'-Mittelwerte liegen zwischen **71.3% und 112.9%** der Nominalleistung des Solargenerators. Der Unterschied zwischen einer Anlage mit geneigtem Generator in den

Alpen und einer Fassadenanlage im Mittelland beträgt ungefähr einen Faktor 1.6.

Es gilt hier allerdings anzumerken, dass die Vergleichbarkeit der relativen Leistungs- und Energiewerte sowie des PR durch die nach unterschiedlichen Methoden und zum Teil unzuverlässig bestimmten Nominalleistungen sehr eingeschränkt ist (vgl. Kap. 15.4).

Höchste Tageserträge

An günstigen Tagen erreichen die PV-Anlagen der 1-Megawatt-Solarkette maximal zwischen **3.6 und 7.3 kWh/kW_p/d** ("Volllaststunden").

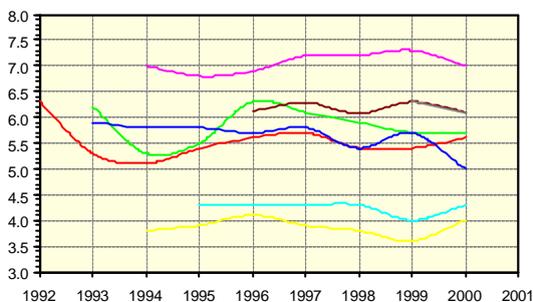


Fig 3.1.2: Höchste Tageserträge [kWh_{ac}/kW_p/d]. Anlagen gem. Fig. 3.1.1

Der Unterschied der maximalen Erträge ist mit einem Faktor von 2.0 noch grösser als jener der maximalen Leistungen. Das kommt daher, dass bei der Fassadenanlage im Gegensatz zum geneigten Generator die höchsten Einstrahlungsleistungen auf die Modulebene im Winter, also an Tagen kurzer Sonnenscheindauer auftreten.

Jahresertrag

Die jährlichen Energieerträge liegen zwischen **1.23 und 3.52 kWh_{ac}/kW_p/d** (449 ... 1'285 kWh_{ac}/kW_p/a). Der langjährige Mittelwert aller Anlagen (1992 - 2000) liegt bei 2.21 kWh_{ac}/kW_p/d oder 807.5 kWh_{ac}/kW_p/a.

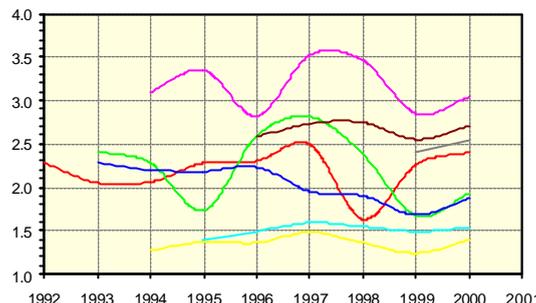


Fig 3.1.3: Jahresertrag Yf [kWh_{ac}/kW_p/d]. Anlagen gem. Fig. 3.1.1

Somit ist der Jahresertrag der besten Anlage um einen Faktor 2.9 höher als jener einer ungünstig ausgerichteten Fassadenanlage.

Der Vergleich mit zwei weiteren langjährigen Messprogrammen über mehrere Photovoltaik-Installationen zeigt, dass die NOK-Anlagen im Streubereich vergleichbarer Programme liegen.

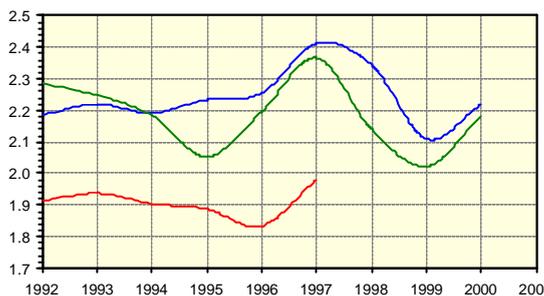


Fig 3.1.4: Jahresertrag Yf [kWh_{ac}/kW_p/d] der Messkampagnen des **1000-Dächer-Programms** (rot, wurde Ende 1997 abgeschlossen), der **VSE-PV-Statistik** (blau) und der **1-MW-Solarkette der NOK** (grün)

Dass solche Mittelwerte in hohem Masse auch die geometrischen Generatorparameter widerspiegeln, zeigt die Entwicklung der 1-MW-Solarkette-Jahresmittelwerte: Mit den Fassadenanlagen Kirche Steckborn (1994) und Migros-Winterthur (1995) sanken die Jahresmittelwerte, mit der Anlage Neu-Technikum Buchs (1996, 30° geneigt) trat anschliessend eine Trendwende ein. Der Anstieg 1997 ist auf die überdurchschnittlich hohe Sonneneinstrahlung zurückzuführen.

Leistungsziffer

Die nachfolgende Graphik zeigt den Vergleich der Leistungsziffer PR (Performance Ratio).

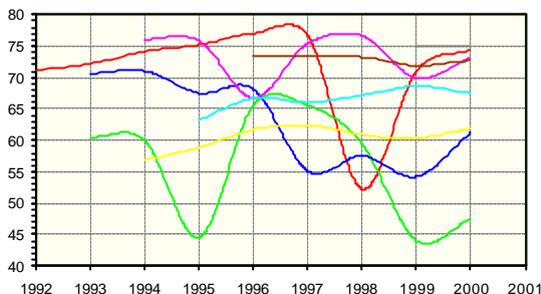


Fig 3.1.5: Performance Ratio PR: BAD = rot, FIN = grün, BRU = dunkelblau, STE = gelb, DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun, EWB = grau

Starke Einbrüche sind in der Regel auf besondere Vorkommnisse zurückzuführen, wie beispielsweise der über lange Zeit teilweise eingeschneite Generator auf der Alp Findels 1995, 1999 und 2000, die andauernden Wechselrichterausfälle in Disentis 1996 oder beim ISOKW Brugg 1997 sowie der als Folge einer Gebäudesanierung im zweiten Halbjahr 1998 erfolgte Betriebsunterbruch der Anlage NOK-Baden.

Solargeneratorwirkungsgrad

Die nachfolgende Graphik zeigt den Vergleich des Generatorwirkungsgrades η_a^* .

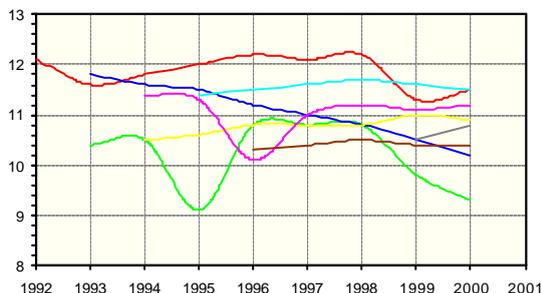


Fig 3.1.6: Generatorwirkungsgrad η_a^* : Arco Solar M55 (BAD) = rot, Solution/Siemens Solar 185 (FIN) = grün, Siemens Solar M55 (BRU) = dunkelblau, Siemens Solar M65 (STE) = gelb, Solution/Siemens 266 (DIS) = violett, Solution/Sharp 128 (WIN) = hellblau, GPV 110 (BUC) = braun, Siemens Solar SM110/24 (EWB) = grau

Dazu muss bemerkt werden, dass die Wechselrichterausfälle, welche ja bekanntlich grundsätzlich zu Lasten des gemittelten Generatorwirkungsgrades gehen, bei der hier verwendeten energetischen Kennzahl (*) bereits eliminiert sind. Für die Abweichungen zu den Herstellerangaben sind folgende Gründe verantwortlich: Abweichung der Betriebsbedingungen von den STC, Mismatch- und ohmsche Verluste durch Zusammenschaltung der Module, Ungenauigkeit des MPP-Trackings, Ausfall nur eines Teils der Anlage (z.B. in Disentis-Caischedra einer der zwei Wechselrichter) oder Verschmutzung und Alterung des Generators.

Wechselrichterwirkungsgrad

Die nachfolgende Graphik zeigt den Vergleich des Wechselrichterwirkungsgrades η_i^* .

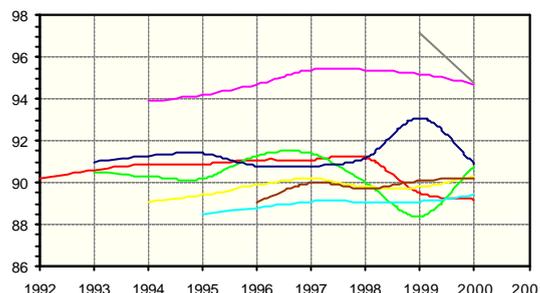


Fig 3.1.7: Wechselrichterwirkungsgrad η_i^* : Solcon 3 kW (BAD) = rot, Ecopower 15 kW (FIN) = grün, Ecopower 50 kW (BRU) = dunkelblau, Ecopower 15 kW (STE) = gelb, Ecopower 120 kW (DIS) = violett, Solarmax 50 kW (WIN) = hellblau, Schmidhauser P420 20 kW (BUC) = braun, Schmidhauser P430 30 kW (EWB) = grau

Die grösste Anlage in Disentis weist den höchsten Inverterwirkungsgrad auf. Die Werte der EWB-Anlage Vorderberg sind insofern zu relativieren, als dass die DC/DC-Wandler aufgrund der Messanordnung dem Generator- und nicht dem Inverterwirkungsgrad zugeschlagen werden.

3.2. Meteorologische Daten

Für die solare Stromerzeugung sind die Globalstrahlung auf die Generatorebene sowie

die Generatortemperatur die wesentlichen meteorologischen Grössen.

Das solare Strahlungsangebot entwickelte sich über die Betrachtungsperiode wie folgt:

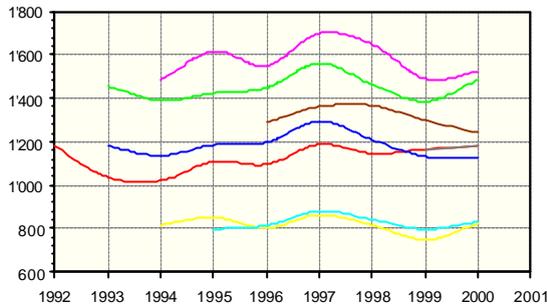


Fig 3.2.1: Globalstrahlung auf die Modulebene [kWh/m²/a]: BAD = rot, FIN = grün, BRU = dunkelblau, STE = gelb, DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun, EWB = grau

Obwohl für die betriebliche Beurteilung von Photovoltaik-Anlagen der PR-Wert am aussagekräftigsten ist, werden immer wieder Beurteilungen anhand der Jahresenergieproduktionen angestellt. Dies ist aber nur dann sinnvoll, wenn die Ertragswerte witterungsbereinigt, das heisst auf einen langjährigen Einstrahlungsmittelwert normiert werden. Dazu ist zu beachten, dass die Einstrahlung auf die geneigte und auf die horizontale Messebene nicht zwingend kongruente Verläufe der Jahressummen haben müssen, folglich also mit den Werten auf die geneigte Ebene korrigiert werden muss. Nachfolgend sind die Abweichungen der Globalstrahlungsjahreswerte von den entsprechenden Mittelwerten seit Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage dargestellt.

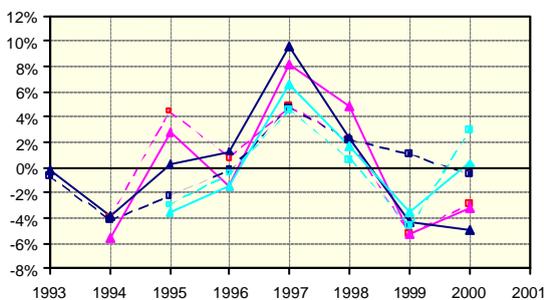


Fig 3.2.2: Abweichung der Jahresglobalstrahlung vom langjährigen Mittelwert: BRU = dunkelblau, DIS = violett

lett, WIN = hellblau. Gestrichelte Linien = Horizontalstrahlung, ausgezogene Linien = Arraystrahlung

Die Schwankungen liegen zwischen -5.6% (G_a DIS 94) und +9.6% (G_a BRU 97).

Die Lufttemperatur zeigt die folgenden Verläufe:

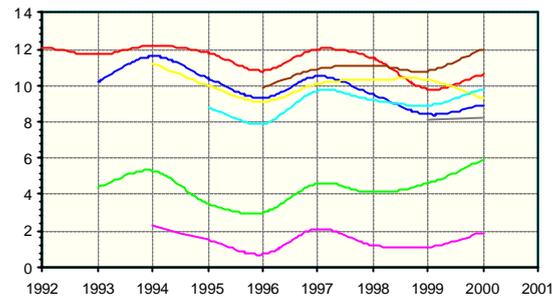


Fig 3.2.3: Umgebungstemperatur [°C]: BAD = rot, FIN = grün, BRU = dunkelblau, STE = gelb, DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun, EWB = grau

Die Module erwärmen sich unter diesen Bedingungen wie folgt:

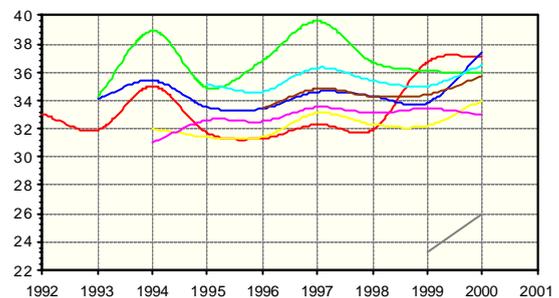


Fig 3.2.4: Gewichtete Modultemperaturen [°C]: BAD = rot, FIN = grün, BRU = dunkelblau, STE = gelb, DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun, EWB = grau

Die gewichteten Modultemperaturen liegen somit mit Ausnahme der EWB-Anlage Vorderberg, deren Solargenerator durch das Seewasser eine beträchtliche Abkühlung erfährt, deutlich über der in den STC definierten Standardtemperatur von 25°C.

Interessant ist nun die Erwärmung der Module gegenüber der Umgebungsluft:

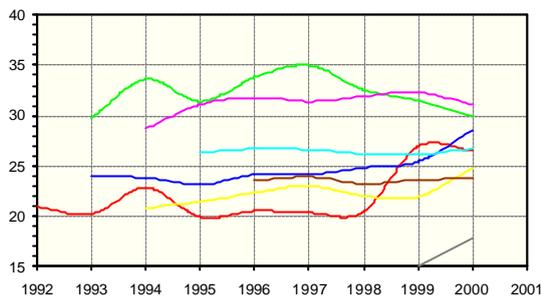


Fig 3.2.5: Modulerwärmung (gewichtete Modultemperatur – Lufttemperatur) [°C]: BAD = rot, FIN = grün, BRU = dunkelblau, STE = gelb, DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun, EWB = grau

Erwartungsgemäss ist die Erwärmung des Generators der Anlage Alp Findels aufgrund der gebäudeintegrierten Bauweise und der starken Einstrahlung am höchsten.

Erstaunlich ist jedoch die grosse Erwärmung der Module in Disentis-Caischavedra. Dies ist wahrscheinlich auf die vergleichsweise sehr hohe Sonnenbestrahlung zurückzuführen.

Die gut hinterlüfteten Fassaden von Steckborn und Winterthur liegen im Streubereich der übrigen Anlagen. Hier kompensieren sich die zusätzliche Erwärmung durch integrierte Bauweise und die Mindererwärmung durch geringere Sonnenbestrahlung.

Der markante Anstieg der Modultemperatur bei der Anlage ZV-Baden ist einerseits auf den Umbau des Solargenerators (Herbst 1998), aber möglicherweise zum Teil auch auf die Erneuerung der Temperatursensoren für die Modul- und insbesondere für die Umgebungsluft (anderer Sensortyp) zurückzuführen.

3.3. Zuverlässigkeit der Anlagen

Die Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlagen wird bestimmt durch technische Ausfälle (Wechselrichter, Überstrom-/Fehlstromsicherungen), meteorologische Einflüsse (Schnee auf den Modulen) sowie betriebliche Einschränkungen (Wartungsarbeiten, Netzabschaltungen, Gebäudesanierungen).

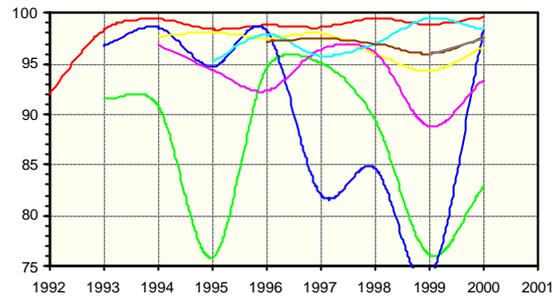


Fig 3.3.1: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlagen [%]: BAD = rot, FIN = grün, BRU = dunkelblau, STE = gelb, DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun, EWB = grau

Über die gesamten ausgewerteten Anlagenjahre beträgt die Verfügbarkeit 96.9%. Die Ausfälle gliedern sich wie folgt:

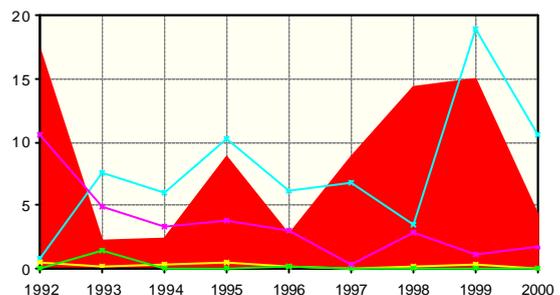


Fig 3.3.2: Durchschnittliche jährliche Ausfälle der Anlagen der 1-MW-Solarkette [Tage]: Wechselrichter (rot), schneebedeckte Module (blau), Wartung (gelb), Netzausfall (grün), nicht identifizierbar (violett)

Im Mittel sind die Anlagen 2000 16.5 Tage nicht verfügbar. Die Ausfälle betreffen hauptsächlich Wechselrichterstörungen (4.3 Tage) und schneebedeckte Solargeneratoren (10.6 Tage).

Von Wechselrichterstörungen waren insbesondere die Geräte Invertomatic Ecopower der Anlagen Disentis-Caischavedra und Kirche Steckborn betroffen.

Betriebliche Beeinträchtigungen durch einen schneebedeckten Solargenerator traten nicht nur bei den höhergelegenen Anlagen in Disentis-Caischavedra, auf der Alp Findels und auf dem Vorderberg auf, auch die Anlage am Neu-Technikum Buchs mit dem flachen Generator war beeinträchtigt.

Die Nicht-Verfügbarkeit einer Anlage ist durch folgende Bedingungen definiert: Son-

neneinstrahlung $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und eingespeiste Leistung $P_a < 0.05 P_0$.

4. Zentralverwaltung Baden

4.1. Anlagebeschrieb (BAD)

Die Photovoltaik-Anlage in der Zentralverwaltung der NOK in Baden wurde im Oktober 1990 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 10.25 Jahren in Betrieb.



Fig 4.1.1.a: Ansicht der PV-Anlage NOK-Zentralverwaltung Baden, Aufbau bis 5. August 1998

Der Solargenerator war bis am 5. August 1998 auf einer Tragstruktur an der Südfassade des Neubaus montiert (frei aufgestellt). Zu Testzwecken konnten die zwei östlichen Heliostaten mit einem passiven Trakersystem einachsigt dem Tagesgang der Sonne nachgeführt werden. Das Tracker-System war bis zum 19. Oktober 1992 während 2 Jahren im Einsatz und wurde anschließend demontiert. In der Folge einer Gebäudesanierung wurde die Anlage unter Verwendung der ursprünglichen Module in geänderter Form neu aufgebaut und Ende Dezember 1998 wieder in Betrieb genommen.



Fig 4.1.1.b: Ansicht der PV-Anlage NOK-Zentralverwaltung Baden, Aufbau ab Dezember 1998

Solarmodule:

Hersteller	Arco Solar Inc.
Typ.....	M55
Struktur der Zellen.....	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC).....	53 Wp
Fläche.....	0.426 m ²
Anzahl.....	48

Solargenerator (ab 12.98):

Nominalleistung (MPP, STC).....	2.54 kWp
Spannung MPP, STC.....	104.4 V
Strom MPP, STC	24.32 A
Ausrichtung	15°
Neigung	45°

Wechselrichter:

Hersteller	Hardmeier Electronics
Typ.....	Solcon 3000
Leistung.....	3.0 kW

Fig 4.1.2: Technische Daten der PV-Anlage NOK-Zentralverwaltung Baden

4.2. Zusammenfassung 1992 - 2000

(BAD)

Nachdem im ersten Betriebsjahr häufige Störungen am Wechselrichter auftraten, welche zusammen mit dem Gerätehersteller vollumfänglich behoben werden konnten, läuft die Anlage seither sehr zufriedenstellend und gibt kaum Anlass zu Kritik.

Der Solargenerator gibt keine Probleme auf. Ein Solarmodul musste im Herbst 1998 er-

Datum: 1. November 2002
Seite: 10

setzt werden, als es während der Gebäudesanierung durch ein unvorsichtiges Manöver des Kranführers zerstört wurde.

Energieertrag (BAD)

Der mittlere Jahresertrag beträgt 2'038 kWh (803 kWh/kWp oder 2.19 kWh/kWp/d).

Der höchste Jahresertrag wurde mit 2'311 kWh 1997 erzielt. Seit 1992 betrug die erzeugte Energie total 18.34 MWh.

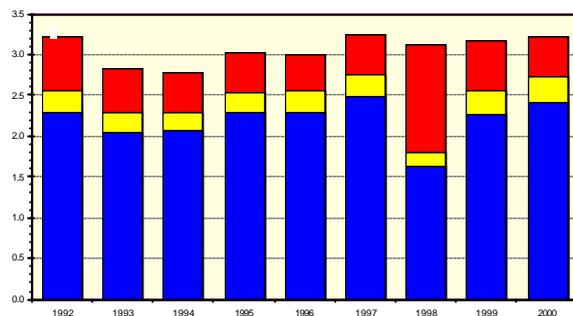


Fig. 4.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya (gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Leistungsziffer (BAD)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Performance Ratio) beträgt 71.2%.

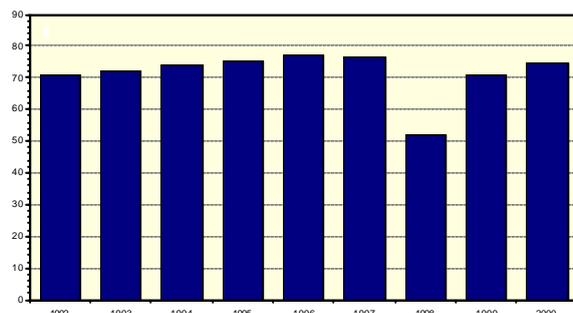


Fig. 4.2.2: Performance Ratio PR [%]

Der höchste Wert wurde 1996 mit 77.0% erzielt. Der tiefe Wert von 1998 ist auf den Betriebsunterbruch infolge der Gebäudesanierung zurückzuführen.

Höchste Momentanleistung (BAD)

Bei der maximalen Momentanleistung wird unterschieden zwischen einem 10-Minuten- und einem Stundenwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 27.7.93 um 12.20 Uhr mit **88.2%** der Nominalleistung (2.24 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von **82.1%** (2.09 kW) am 30.3.95 um 12.30 Uhr.

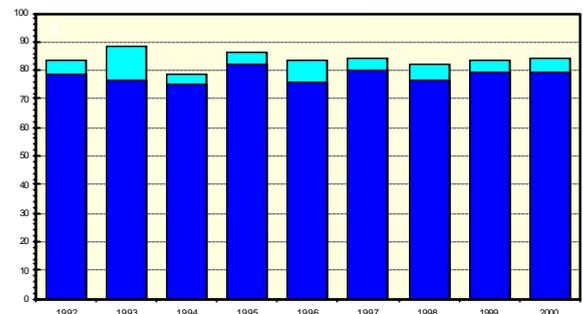


Fig. 4.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

Strahlungswerte (BAD)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 1'124 kWh/m² auf die geneigte Ebene und 940 kWh/m² auf die Horizontalebene.

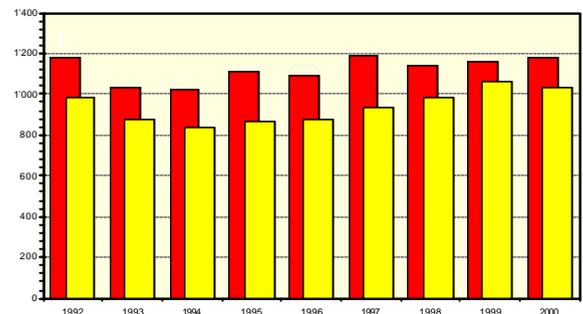


Fig. 4.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap} (rot) und G_{hp} (gelb).

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 1997 mit 1'187 kWh/m² registriert.

Temperaturen (BAD)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 11.4 °C, die gewichtete Generator Temperatur 33.4 °C

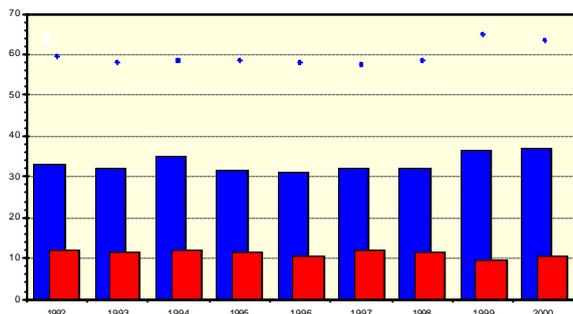


Fig. 4.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generator Temperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Der höchste 10'-Wert der Generator Temperatur beträgt 65.0 °C. Die Zunahme der Generator Temperatur ab 1999 ist auf die neue Anordnung der Solarmodule nach dem Umbau der Anlage zurückzuführen.

Verfügbarkeit (BAD)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 98.2%.

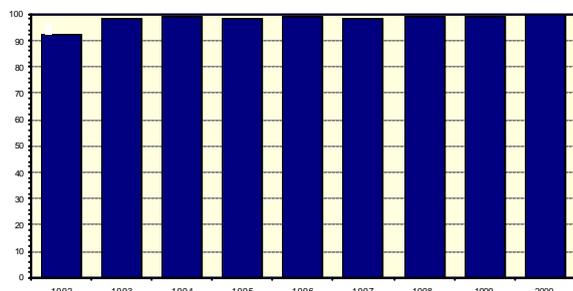


Fig. 4.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 2000 mit 99.6% erzielt.

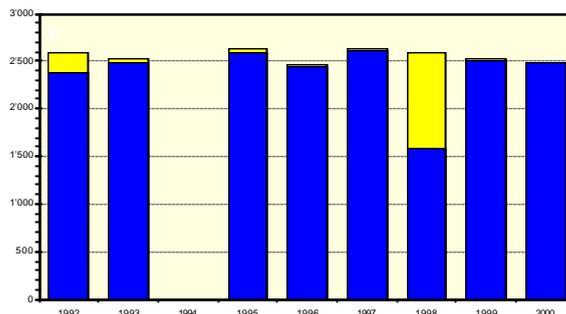


Fig. 4.2.7: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'379 Betriebsstunden bei 2'557 Sonnenstunden.

Messsystem (BAD)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 91.8%.

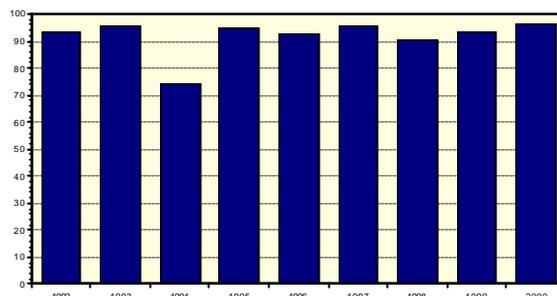


Fig. 4.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Der höchste Wert von 96.4% wurde 2000 erreicht.

4.3. Jahresbericht 2000 (BAD00)

Energieertrag (BAD00)

Der Jahresenergieertrag betrug 2'230 kWh resp. 878 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 1'181 kWh/m².

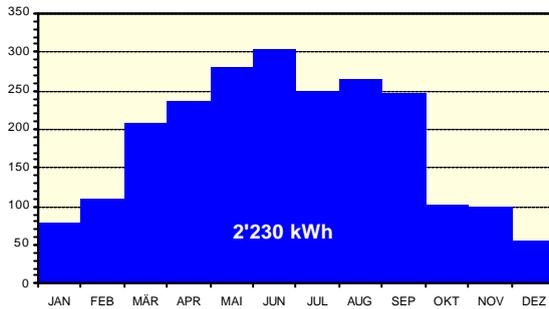


Fig. 4.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 70.8% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 29.2% auf das Winterhalbjahr.

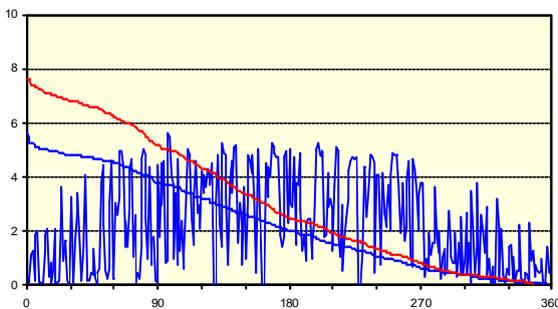


Fig. 4.3.2: Tageswerte Yr (rot) und Yf (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt +3.0%.

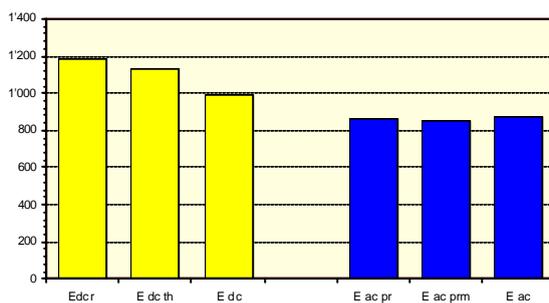


Fig 4.3.3: Jahresarrayertrag **E_{dc}** (gelb): Referenz ($T_m=25^\circ\text{C}$), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); **Jahresenergie ins Netz E_{ac}** (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungsbereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

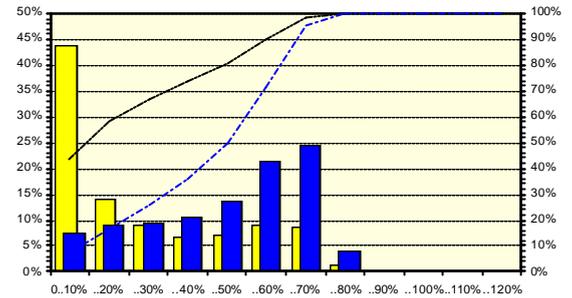


Fig. 4.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Während 58% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 16% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 81% der Betriebsstunden und 50% der Energieproduktion.

Leistungsziffer (BAD00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Yf und der Einstrahlung Yr. Der mittlere Jahreswert von PR betrug 71.1% mit einem monatlichen Maximalwert von 75.7% (September) und einem Minimalwert von 70.5% (Mai). Die mit den Bedingungen $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und $PAC > 0.05 \cdot P_0$ ermittelte Jahres-Energieziffer PR* betrug 72.8%.

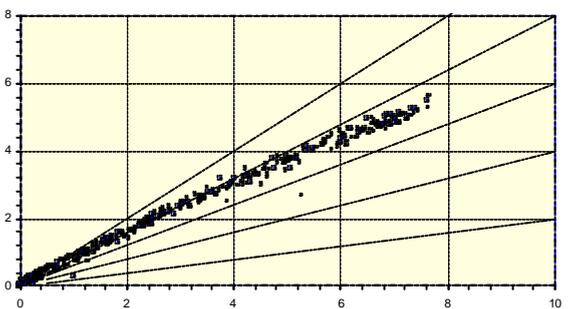


Fig. 4.3.5: Final Yield Yf vs. Reference Yield [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (BAD00)

Der Wechselrichter zeigt ein befriedigendes Betriebsverhalten. Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}^* betragen 88.1% resp. 89.2%.

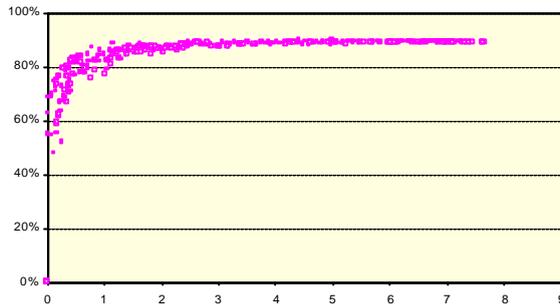


Fig. 4.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (BAD00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 10.0% ($\eta_{TOT}^* = 10.2\%$).

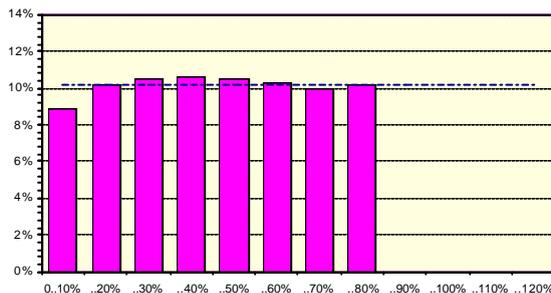


Fig. 4.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

Störungen an der PV-Anlage (BAD00)

Die Anlage lief während des ganzen Jahres im wesentlichen störungsfrei.

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 99.6%.

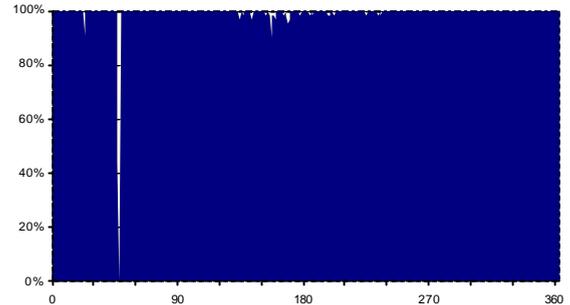


Fig. 4.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzten sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter	0	0.0
2.	Schnee auf Modulen.....	1	0.5
3.	Wartungsarbeiten.....	0	0.0
4.	Netzabschaltungen.....	0	0.0
5.	Nicht lokalisiert.....	1	1.0

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems (BAD00)

(BAD00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 96.4%.

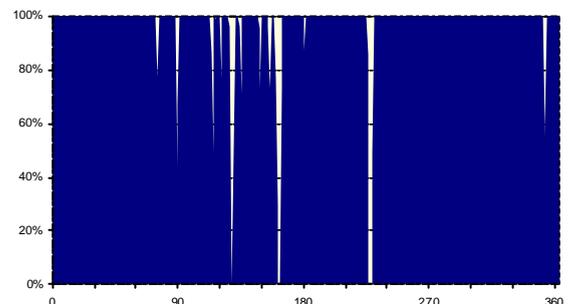


Fig. 4.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

5. Alp Findels

5.1. Anlagebeschrieb (FIN)

Die Photovoltaik-Anlage auf der Alp Findels (Gemeinde Pfäfers, SG) wurde im November 1991 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 9.2 Jahren in Betrieb.



Fig 5.1.1: Die PV-Anlage Alp Findels liegt auf einer Höhe von 1650m.ü.M.

Zusammen mit den Firmen Solution AG und Zetter AG entwickelten die NOK für diese Anlage ein neues Dacheinbausystem, bei welchem die herkömmlichen Dachziegel komplett ersetzt wurden. Damit konnte diese Photovoltaikanlage vor allem auch ästhetischen Kriterien genügen.

Solarmodule:	
Hersteller.....	Solution
Typ	SoSi-185
Struktur der Zellen	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC)	185 Wp
Fläche	1.484 m ²
Anzahl	72
Solargenerator:	
Nominalleistung (MPP, STC)	13.34 kWp
Spannung MPP, STC	±383.4 V
Strom MPP, STC	17.40 A
Ausrichtung	20°
Neigung.....	50°
Wechselrichter:	
Hersteller.....	Invertomatic
Typ	Ecopower 15
Leistung.....	15.0 kW

Fig 5.1.2: Technische Daten der PV-Anlage Alp Findels

5.2. Zusammenfassung 1993 - 2000
(FIN)

Das grösste Problem auf der Alp Findels ist der Schnee. Obwohl der Abstand von der

untersten Modulreihe (traufseitige Kante) zum Terrain fast drei Meter beträgt, wird das Dach immer wieder teilweise oder ganz von Schnee bedeckt. Das rührt von den häufig auftretenden Südwinden her, welche immense Schneeverfrachtungen mit sich bringen. Es handelt sich also um ein fundamentales Problem, welches nicht behoben werden kann. Ein gutes Betriebsjahr ist in Findels folglich immer ein schneearmes Jahr.

Am Wechselrichter mussten verschiedene Karten und Systeme ausgetauscht werden: 20.8.93: Control Board und Measurement Board; 10.1.94: Campbell-Logger; 19.4.94: AC-Interface Board. Das Gerät ist nach wie vor störungsanfällig.

Am 29.6.99 musste ein gebrochenes Solarmodul ersetzt werden. Als Ursache des Schadens wird zu hoher Schneedruck vermutet.

Energieertrag (FIN)

Der mittlere Jahresertrag beträgt 10'864 kWh (814 kWh/kWp oder 2.23 kWh/kWp/d).

Der höchste Jahresertrag wurde mit 13'665 kWh 1997 erzielt. Seit 1993 betrug die erzeugte Energie total 86.91 MWh.

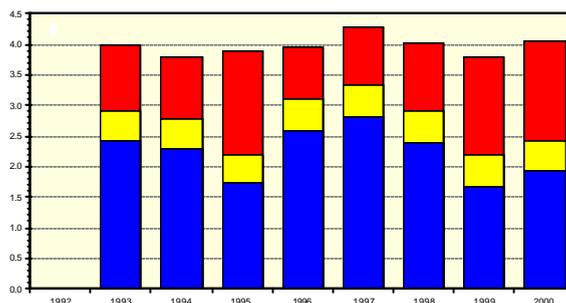


Fig. 5.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya (gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Leistungsziffer (FIN)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Performance Ratio) beträgt 55.9%.

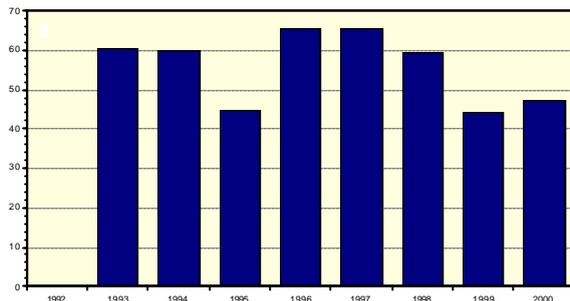


Fig. 5.2.2: Performance Ratio PR [%]

Der höchste Wert wurde 1997 mit 65.6% erzielt.

Höchste Momentanleistung (FIN)

Bei der maximalen Momentanleistung wird unterschieden zwischen einem 10-Minuten- und einem Stundenwert.

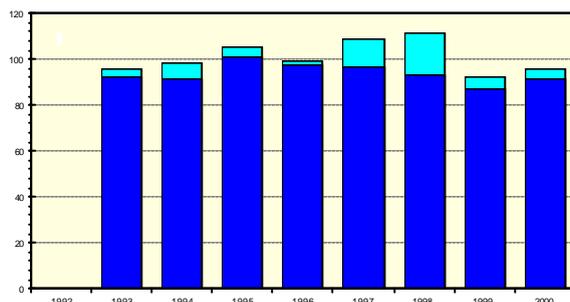


Fig. 5.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 7.4.98 um 12.50 Uhr mit 111.5% der Nominalleistung (14.9 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von 101.4% (13.5 kW) am 23.4.95 um 14.20 Uhr.

Strahlungswerte (FIN)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 1'450 kWh/m² auf die geneigte Ebene und 1'277 kWh/m² auf die Horizontalebene.

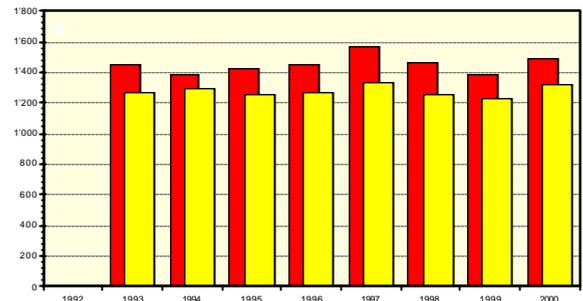


Fig. 5.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap} (rot) und G_{hp} (gelb).

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 1997 mit 1'561 kWh/m² registriert.

Temperaturen (FIN)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 4.4 °C, die gewichtete Generator Temperatur 36.6 °C

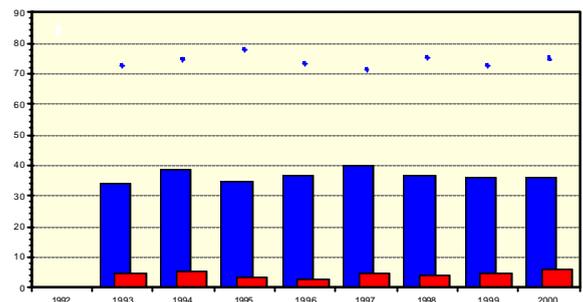


Fig. 5.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generator Temperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Der höchste 10'-Wert der Generator Temperatur beträgt 78.0 °C.

Es ist offensichtlich, dass die vorgesehe Hinterlüftung der Module ungenügend ist und sich der Solargenerator über Gebühr erwärmt.

Verfügbarkeit (FIN)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 87.0%.

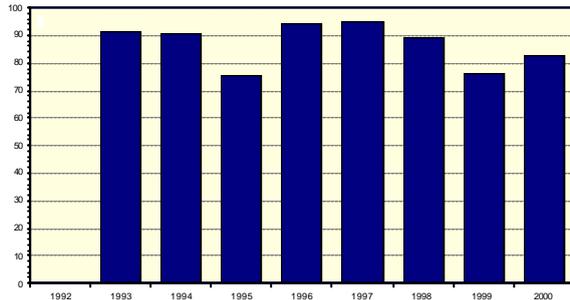


Fig. 5.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 1997 mit 95.1% erzielt.

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'524 Betriebsstunden bei 2'855 Sonnenstunden (die Jahre 1994 und 1995 wurden nicht einbezogen, da zu geringe Datenverfügbarkeit).

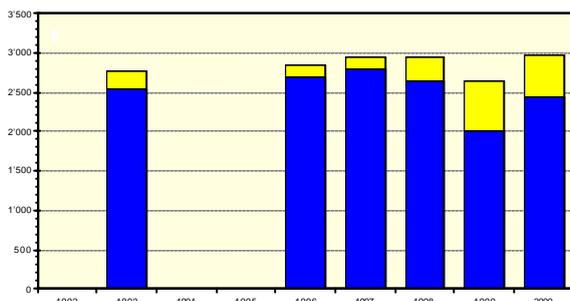


Fig. 5.2.7: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Messsystem (FIN)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 90.9%.

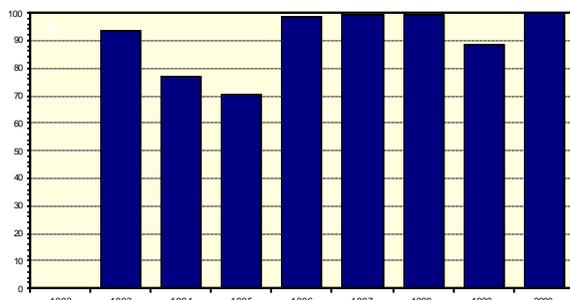


Fig. 5.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Der höchste Wert von 99.9% wurde 2000 erreicht.

5.3. Jahresbericht 2000 (FIN00)

Energieertrag (FIN00)

Der Jahresenergieertrag betrug 9'432 kWh resp. 707 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 1'483 kWh/m².

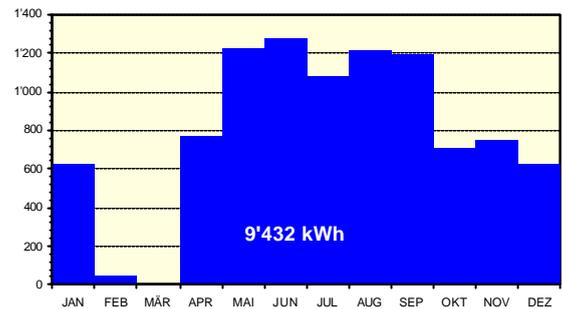


Fig. 5.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 71.6% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 28.4% auf das Winterhalbjahr.

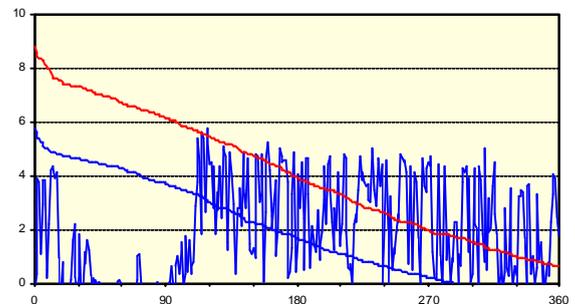


Fig. 5.3.2: Tageswerte Yr (rot) und Yf (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt -25.8%.

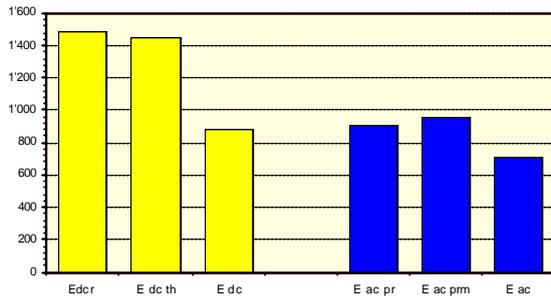


Fig 5.3.3: **Jahresarrayertrag E_{dc}** (gelb): Referenz ($T_m=25^\circ\text{C}$), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); **Jahresenergie ins Netz E_{ac}** (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungsbereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

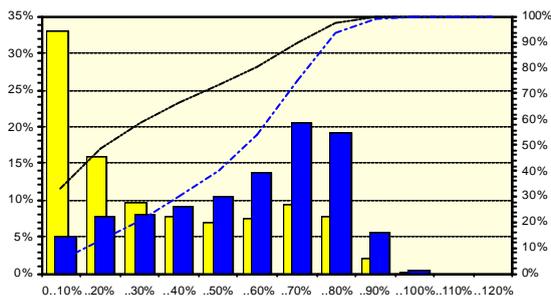


Fig. 5.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Während 49% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 13% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 73% der Betriebsstunden und 40% der Energieproduktion.

Leistungsziffer (FIN00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Y_f und der Einstrahlung Y_r . Der mittlere Jahreswert von PR betrug 47.5% mit einem monatlichen Maximalwert von 64.6% (Mai) und einem Minimalwert von 0.0% (März). Die mit den Bedingungen $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und

$PAC > 0.05 \cdot P_0$ ermittelte Jahres-Energieziffer PR* betrug 62.7%.

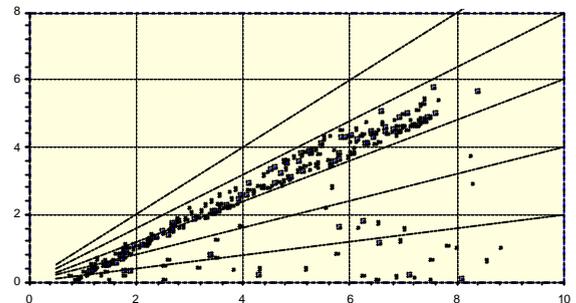


Fig. 5.3.5: Final Yield Y_f vs. Reference Yield [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (FIN00)

Der Wechselrichter hatte keine eigentlichen Störungen. Die grosse Streubreite der gemessenen "Kennlinie" deutet jedoch auf Probleme der Regelung hin. Der partiell schneebedeckte Generator beeinträchtigte zu Jahresbeginn den optimalen Betrieb. Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}^* betragen 79.7% resp. 90.8%.

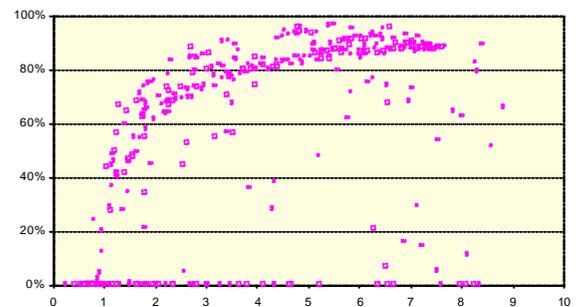


Fig. 5.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (FIN00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 6.4% ($\eta_{TOT}^* = 8.4\%$).

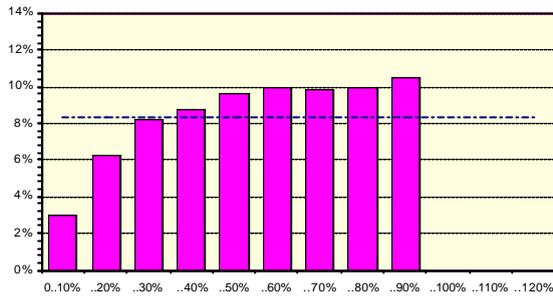


Fig. 5.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

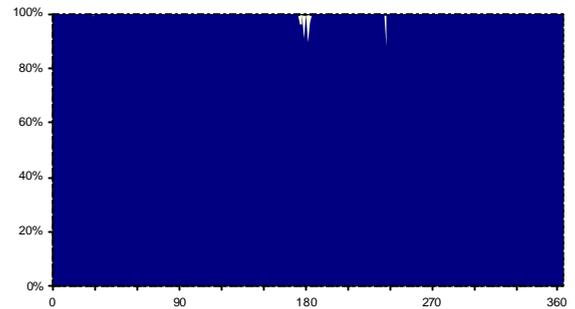


Fig. 5.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

Störungen an der PV-Anlage (FIN00)

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 82.8%.

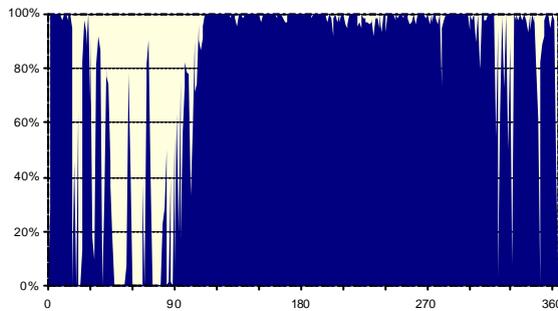


Fig. 5.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzten sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter.....	0.....	0.0
2.	Schnee auf Modulen	5.....	61.0
3.	Wartungsarbeiten.....	0.....	0.0
4.	Netzabschaltungen	0.....	0.0
5.	Nicht lokalisiert	2.0

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems (FIN00)

(FIN00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 99.9%.

6. ISOKW Brugg

6.1. Anlagebeschrieb (BRU)

Die NOK beteiligten sich finanziell an der Photovoltaik-Anlage auf dem Dach der Kabelwerke Brugg. Die Anlage wurde im Juli 1992 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 8.5 Jahren in Betrieb.



Fig 4.1.1: Ansicht der PV-Anlage ISOKW Brugg

Die NOK begleiten dieses Projekt und führen die Datenauswertungen und Betriebsanalysen durch.

Solarmodule:	
Hersteller.....	Siemens Solar Inc.
Typ	M55
Struktur der Zellen	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC)	55 Wp
Fläche	0.426 m ²
Anzahl	945
Solargenerator:	
Nominalleistung (MPP, STC)	51.96 kWp
Spannung MPP, STC	±365.4 V
Strom MPP, STC	71.10 A
Ausrichtung	32°
Neigung	30°
Wechselrichter:	
Hersteller.....	Invertomatic
Typ	Ecopower 50
Leistung.....	50.0 kW

Fig 6.1.2: Technische Daten der PV-Anlage ISOKW Brugg

6.2. Zusammenfassung 1993 - 2000
(BRU)

1998 wurde die Messplatine des Inverters ersetzt. Seither arbeitet die Anlage zuverlässiger. Die durch den Wechselrichter verursachten Störungen konnten damit jedoch nicht vollständig eliminiert werden.

An den Solarmodulen traten bis heute keine Schäden auf.

Energieertrag (BRU)

Der mittlere Jahresertrag beträgt 39'134 kWh (753 kWh/kWp oder 2.06 kWh/kWp/d).

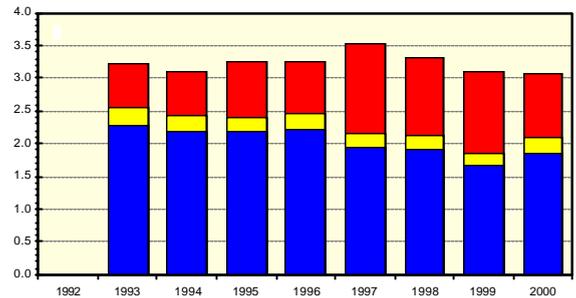


Fig. 6.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya (gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Der höchste Jahresertrag wurde mit 43'270 kWh 1993 erzielt. Seit 1993 betrug die erzeugte Energie total 309.62 MWh.

Leistungsziffer (BRU)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Performance Ratio) beträgt 63.4%.

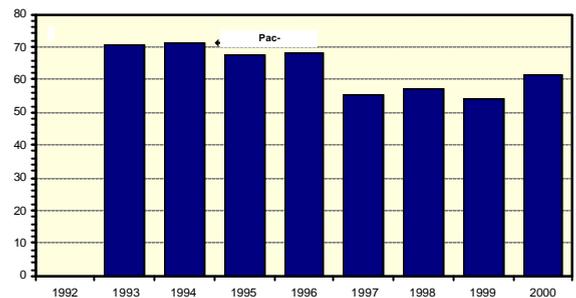


Fig. 6.2.2: Performance Ratio PR [%]

Der höchste Wert wurde 1994 mit 71.0% erzielt.

Höchste Momentanleistung (BRU)

Bei der maximalen Momentanleistung wird unterschieden zwischen einem 10-Minuten- und einem Stundenwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 9.4.94 um 13.20 Uhr mit **102.5%** der Nominalleistung (53.3 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von **85.3%** (44.3 kW) am 21.7.93 um 13.20 Uhr.

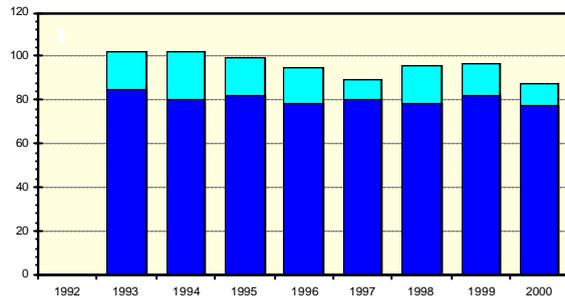


Fig. 6.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

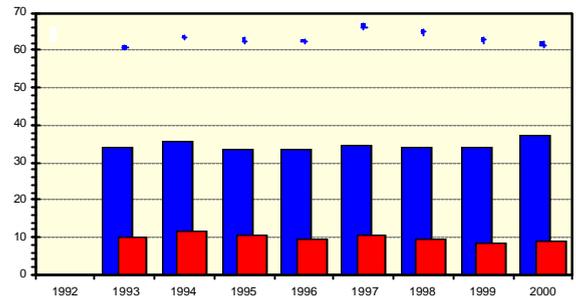


Fig. 6.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generatortemperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Strahlungswerte (BRU)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 1'181 kWh/m² auf die geneigte Ebene und 1'053 kWh/m² auf die Horizontalebene.

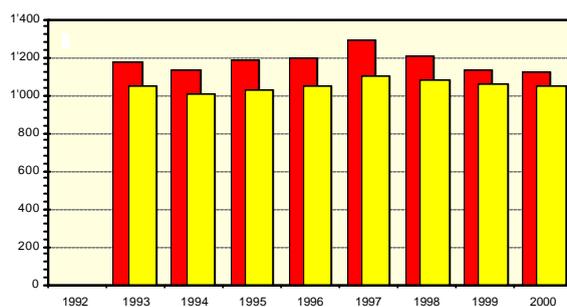


Fig. 6.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap} (rot) und G_{hp} (gelb).

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 1997 mit 1'294 kWh/m² registriert.

Temperaturen (BRU)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 9.9 °C, die gewichtete Generatortemperatur 24.7 °C

Der höchste 10'-Wert der Generatortemperatur beträgt 66.2 °C.

Verfügbarkeit (BRU)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 90.9%.

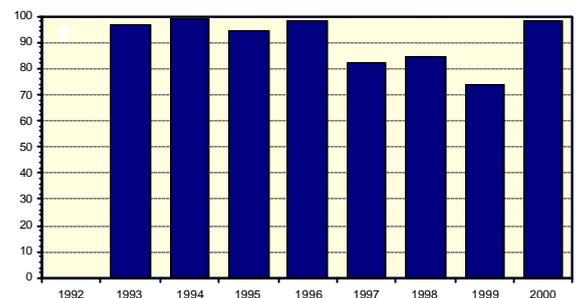


Fig. 6.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 1994 mit 98.6% erzielt.

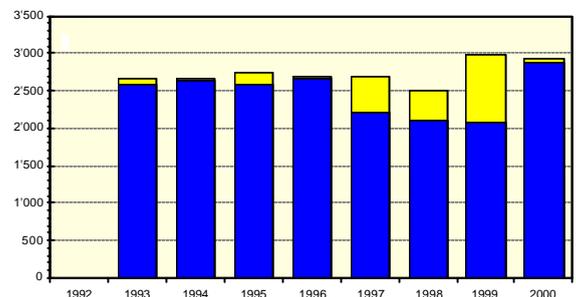


Fig. 6.2.7: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'467 Betriebsstunden bei 2'733 Sonnenstunden.

Messsystem (BRU)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 87.7%. Sie hat sich in den vergangenen Jahren kontinuierlich verschlechtert und lässt mit aktuell 41.7% keine aussagekräftige Auswertung mehr zu.

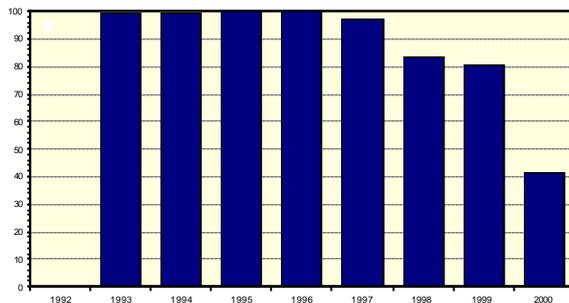


Fig. 4.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Die höchsten Werte von 100.0% wurden 1995 und 1996 erreicht.

6.3. Jahresbericht 2000 (BRU00)

Energieertrag (BRU00)

Der Jahresenergieertrag betrug 35'680 kWh resp. 687 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 1'122 kWh/m².

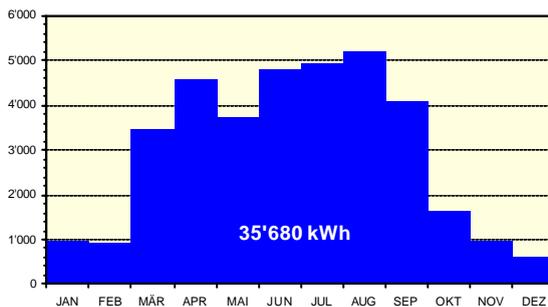


Fig. 6.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 76.3% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 23.7% auf das Winterhalbjahr.

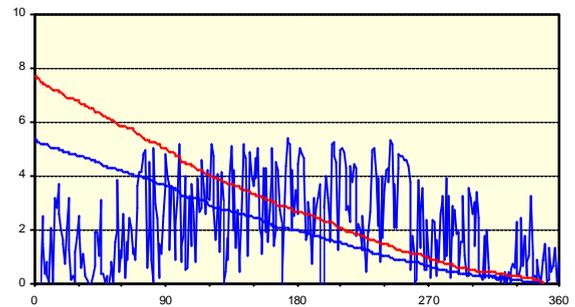


Fig. 6.3.2: Tageswerte Yr (rot) und Yf (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt -17.5%.

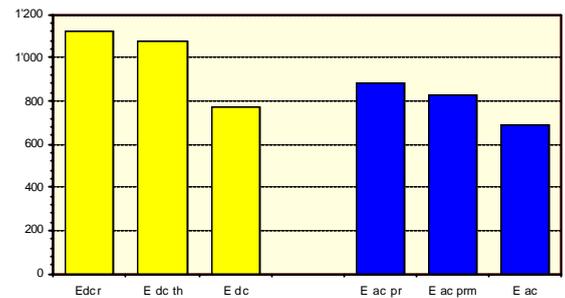


Fig 6.3.3: **Jahresarrayertrag E_{dc}** (gelb): Referenz (T_m=25°C), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); **Jahresenergie ins Netz E_{ac}** (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungs-bereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

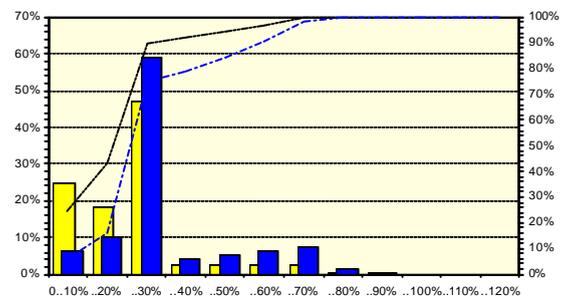


Fig. 6.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Datum: 1. November 2002
Seite: 22

Während 43% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 16% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 95% der Betriebsstunden und 48% der Energieproduktion. Aufgrund der desolaten Datensituation ist diese Auswertung allerdings sehr fraglich.

Leistungsziffer (BRU00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Y_f und der Einstrahlung Y_r . Der mittlere Jahreswert von PR betrug 61.2% mit einem monatlichen Maximalwert von 65.1% (März) und einem Minimalwert von 41.7% (Dezember). Die mit den Bedingungen $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und $PAC > 0.05 \cdot P_0$ ermittelte Jahres-Energieziffer PR^* betrug 63.8%.

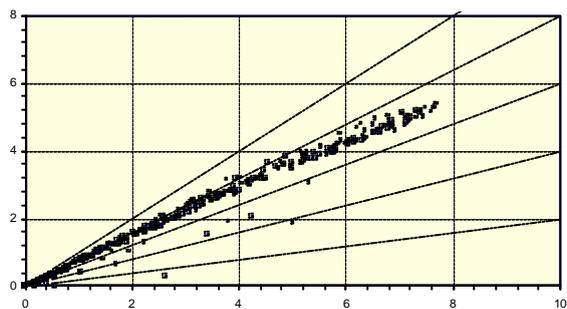


Fig. 6.3.5: Final Yield Y_f vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (BRU00)

Der Wechselrichter zeigt im Normalbetrieb ein gutes Betriebsverhalten. Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}^* betragen 88.7% resp. 90.9%.

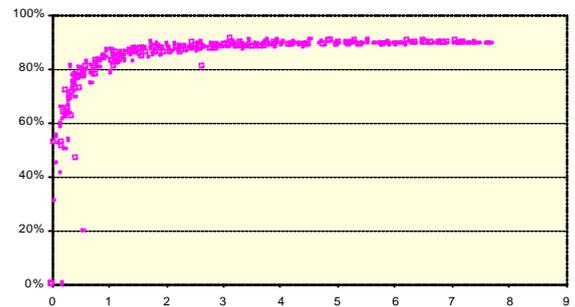


Fig. 6.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (BRU00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 8.9% ($\eta_{TOT}^* = 9.3\%$).

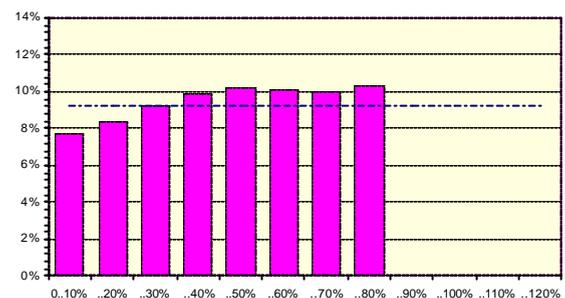


Fig. 6.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

Störungen an der PV-Anlage (BRU00)

Abgesehen von einigen kleineren Wechselrichterstörungen lief der Betrieb zufriedenstellend.

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 98.2%.

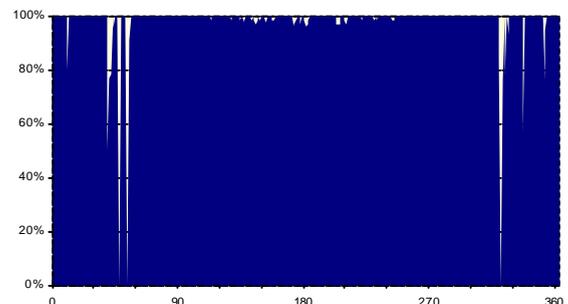


Fig. 6.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzten sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter.....	3.....	4.0
2.	Schnee auf Modulen	0.....	0.0
3.	Wartungsarbeiten.....	0.....	0.0
4.	Netzabschaltungen	0.....	0.0
5.	Nicht lokalisiert	2.6

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

(BRU00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 41.7%. Aufgrund von Kommunikationsstörungen konnte der Datenspeicher nicht mehr ausgelesen werden, so dass Daten überschrieben wurden.

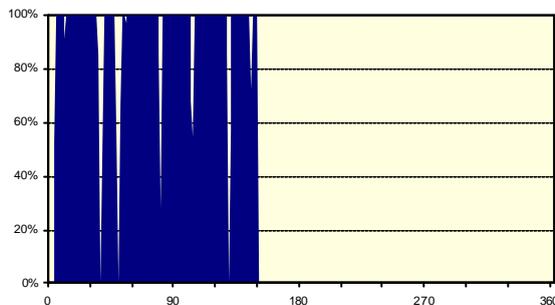


Fig. 6.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems



Fig 7.1.1: Ansicht der PV-Anlage Kirche Steckborn

Solarmodule:

Hersteller	Siemens Solar Inc.
Typ.....	M65
Struktur der Zellen.....	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC).....	45 Wp
Fläche.....	0.347 m ²
Anzahl.....	432

Solargenerator:

Nominalleistung (MPP, STC).....	19.42 kWp
Spannung MPP, STC.....	±391.5 V
Strom MPP, STC	24.80 A
Ausrichtung	-23°
Neigung	86°

Wechselrichter:

Hersteller	Invertomatic
Typ.....	Ecopower 15
Leistung.....	15.0 kW

Fig 7.1.2: Technische Daten der PV-Anlage Kirche Steckborn

7. Kirche Steckborn

7.1. Anlagebeschrieb (STE)

Die Photovoltaik-Anlage Kirche Steckborn wurde im April 1993 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 7.75 Jahren in Betrieb.

Der Solargenerator wurde als Fassadenelement ausgestaltet. Die Befestigung erfolgte mit dem bewährten System Aluhit K.

7.2. Zusammenfassung 1994 - 2000

(STE)

Die Leistungskennwerte dieser Anlage liegen unter den Erwartungen. Es scheint, dass sowohl die Module wie auch der Wechselrichter nicht ganz die der Planung zugrundeliegenden Werte erreichen.

Bis am 31.12.2000 gab es 10 gebrochene Module (Bruchrate: 2.31%). Der letzte Schaden trat am 7. August 2000 auf. Umfassende Abklärungen und Versuche konnten das Phänomen nicht abschliessend klären. Es wird vermutet, dass die ungleichmässigen

Glaskanten die Ursache sind. Die Anlage Migros-Winterthur mit dem selben Befestigungssystem, aber anderen Modulen, hatte bis heute keine Glasbruchschäden.

Schaden Nr. 10 war auf einen Vandalenakt (Einschuss, mit Gewehr) zurückzuführen.

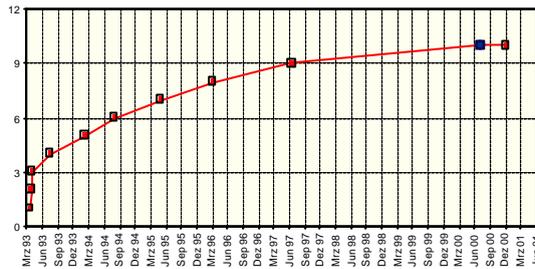


Fig. 7.2.0: Kumulierte Anzahl der Modul-Glasbrüche. Zwar ist das Problem nicht behoben, die Bruchhäufigkeit ist jedoch abnehmend.

Ansonsten läuft die Anlage ohne grössere Störungen.

Energieertrag (STE)

Der mittlere Jahresertrag beträgt 9'576 kWh (493 kWh/kWp oder 1.35 kWh/kWp/d).

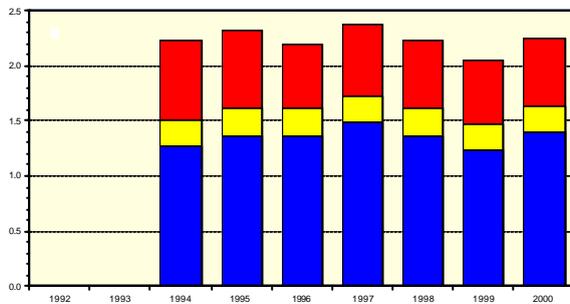


Fig. 7.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya (gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Der höchste Jahresertrag wurde mit 10'454 kWh 1997 erzielt. Seit 1994 betrug die erzeugte Energie total 67.03 MWh.

Leistungsziffer (STE)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Performance Ratio) beträgt 60.4%.

Der höchste Wert wurde 1997 mit 62.4% erzielt.

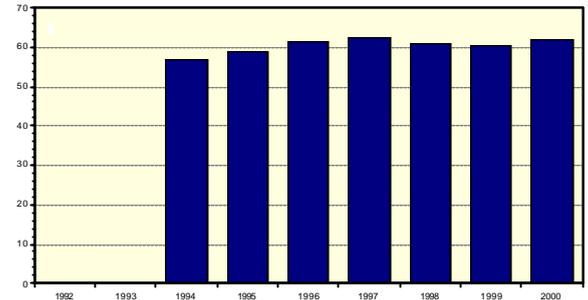


Fig. 7.2.2: Performance Ratio PR [%]

Höchste Momentanleistung (STE)

Bei der maximalen Momentanleistung wird unterschieden zwischen einem 10-Minuten- und einem Stundenwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 9.3.98 um 10.40 Uhr mit 73.8% der Nominalleistung (14.2 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von 70.3% (13.7 kW) am 12.1.99 um 12.10 Uhr.

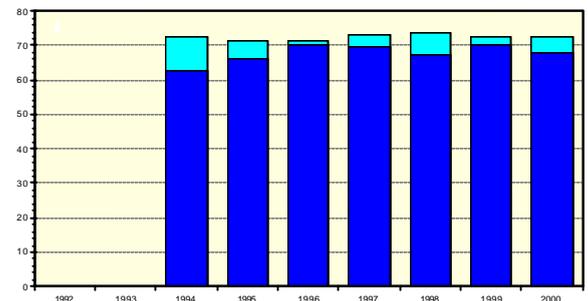


Fig. 7.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

Strahlungswerte (STE)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 817 kWh/m² auf die geneigte Ebene.

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 1997 mit 863 kWh/m² registriert.

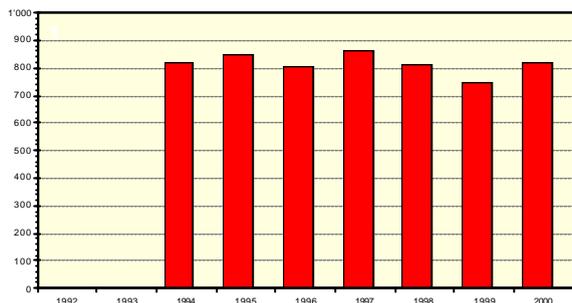


Fig. 7.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap}.

Temperaturen (STE)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 10.0 °C, die gewichtete Generator Temperatur 32.3°C

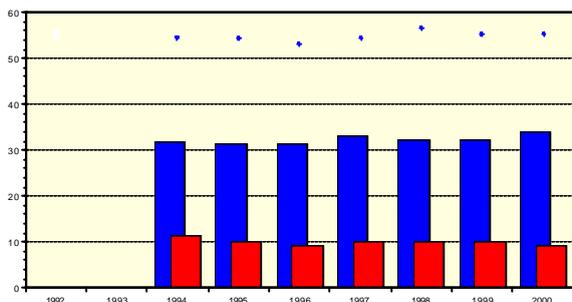


Fig. 7.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generator Temperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Der höchste 10'-Wert der Generator Temperatur beträgt 56.6 °C.

Verfügbarkeit (STE)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 96.9%.

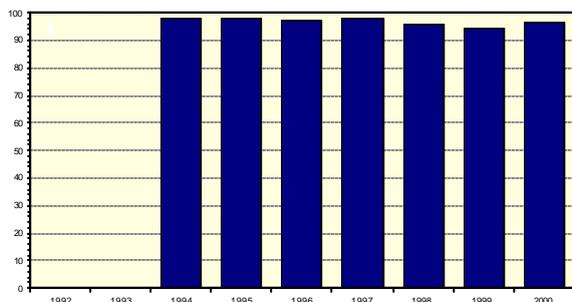


Fig. 7.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 1995 mit 98.1% erzielt.

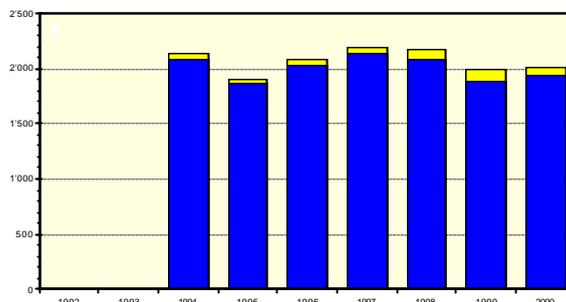


Fig. 7.2.7: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'007 Betriebsstunden bei 2'072 Sonnenstunden.

Messsystem (STE)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 95.0%.

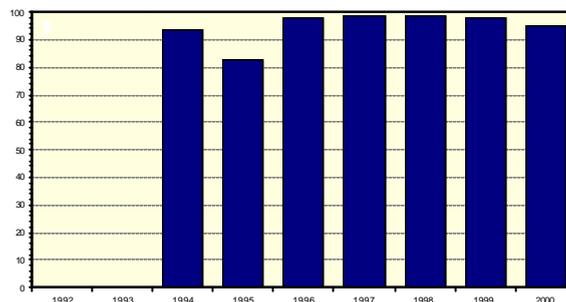


Fig. 7.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Der höchste Wert von 99.0% wurde 1998 erreicht.

7.3. Jahresbericht 2000 (STE00)

Energieertrag (STE00)

Der Jahresenergieertrag betrug 9'884 kWh resp. 509 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 822 kWh/m².

Datum: 1. November 2002
Seite: 26

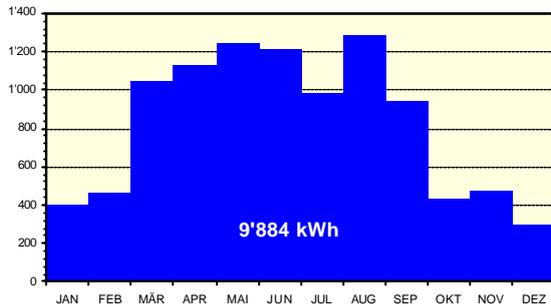


Fig. 7.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 68.7% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 31.3% auf das Winterhalbjahr.

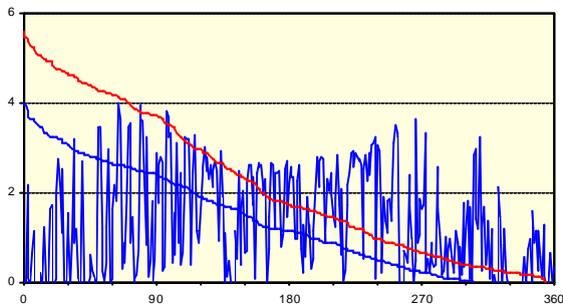


Fig. 7.3.2: Tageswerte Yr (rot) und Yf (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt +4.0%.

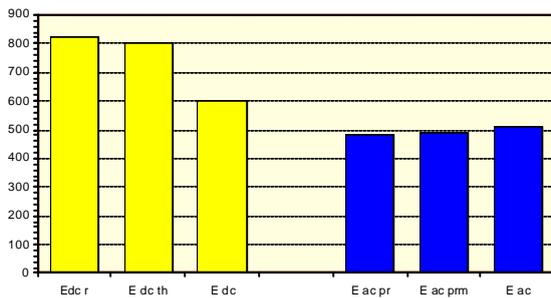


Fig 7.3.3: Jahresarrayertrag E_{dc} (gelb): Referenz (T_m=25°C), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); Jahresenergie ins Netz E_{ac} (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungs-bereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

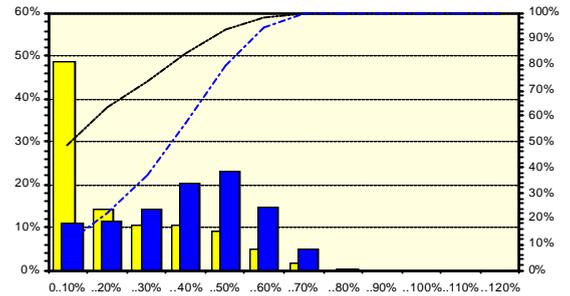


Fig. 7.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Während 63% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 22% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 94% der Betriebsstunden und 80% der Energieproduktion.

Leistungsziffer (STE00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Y_f und der Einstrahlung Y_r. Der mittlere Jahreswert von PR betrug 61.9% mit einem monatlichen Maximalwert von 67.1% (März) und einem Minimalwert von 53.3% (Dezember). Die mit den Bedingungen G_a>80 W/m² und PAC>0.05*P₀ ermittelte Jahres-Energieziffer PR* betrug 68.7%.

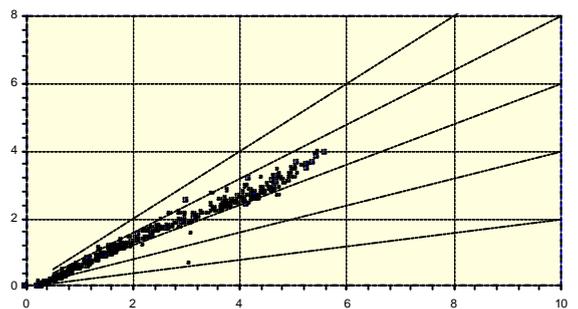


Fig. 7.3.5: Final Yield Y_f vs. Reference Yield [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (STE00)

Der Wechselrichter zeigt ein befriedigendes Betriebsverhalten. Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}* betragen 84.9% resp. 90.3%.

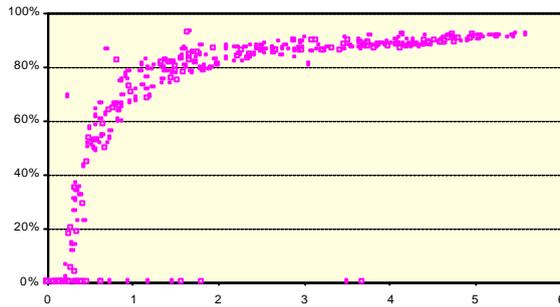


Fig. 7.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Yr [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (STE00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 8.8% ($\eta_{TOT}^* = 9.8\%$).

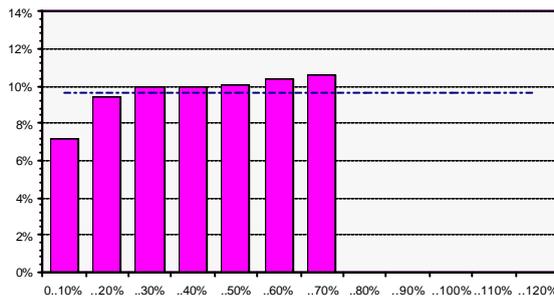


Fig. 7.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

Störungen an der PV-Anlage (STE00)

Der Wechselrichter hatte diverse kürzere Störungen, die fernquittiert werden konnten.

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 96.6%.

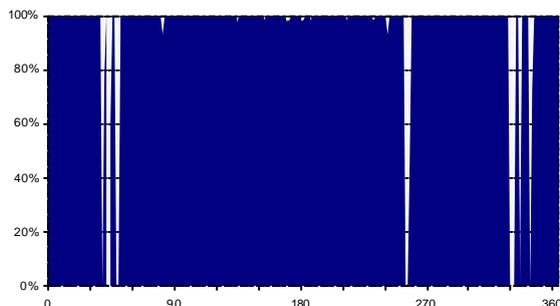


Fig. 7.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzten sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter	8	12.0
2.	Schnee auf Modulen.....	0	0.0
3.	Wartungsarbeiten.....	0	0.0
4.	Netzabschaltungen.....	0	0.0
5.	Nicht lokalisiert.....	0.4	

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

(STE00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 95.1%.

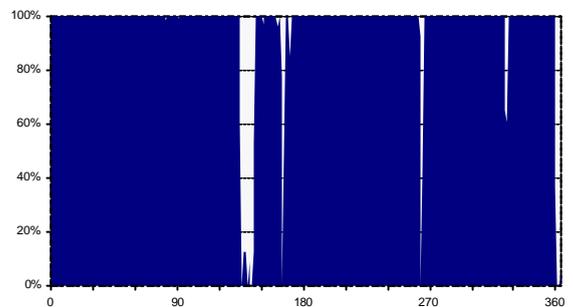


Fig. 7.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

8. Disentis-Caischavedra

8.1. Anlagebeschreibung (DIS)

Die Photovoltaik-Anlage Disentis-Caischavedra wurde im Mai 1993 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 7.7 Jahren in Betrieb.



Fig 8.1.1: Ansicht der PV-Anlage der Desertasol in Disentis-Caischavedra

Der Solargenerator kann manuell in eine Sommer- (Neigung 30°) und in eine Winterstellung (Neigung 60°) gebracht werden.

Solarmodule:	
Hersteller.....	Solution AG
Typ.....	SoSi-266
Struktur der Zellen.....	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC).....	266 Wp
Fläche.....	2.188 m ²
Anzahl.....	368
Solargenerator:	
Nominalleistung (MPP, STC).....	97.78 kWp
Spannung MPP, STC.....	±364.0 V
Strom MPP, STC.....	134.32 A
Ausrichtung.....	-15°/-32°
Neigung.....	30°/60°
Wechselrichter:	
Hersteller.....	Invertomatic
Typ.....	Ecopower 120
Leistung.....	120.0 kW

Fig 8.1.2: Technische Daten der PV-Anlage Disentis-Caischavedra

8.2. Zusammenfassung 1994 - 2000

(DIS)

Die Anlage zeigte immer wieder Schwächen in der Wechselrichtersteuerung und –überwachung. Dank Modifikationen konnte die Situation kontinuierlich verbessert werden. Die Verfügbarkeit ist aber nur knapp zufriedenstellend.

An den Solarmodulen traten bis heute keine Schäden auf.

Umstellung der Neigung der Module (DIS)

Jahr	60° ↻ 30°	30° ↻ 60°
1993	19. Mai	24. November
1994	29. April	27. September
1995	25. Mai	19. Oktober
1996	2. April	15. Oktober
1997	3. April	23. Oktober
1998	15. April	8. Oktober
1999	14. April	14. Oktober
2000	25. April	18. Oktober

Energieertrag (DIS)

Der mittlere Jahresertrag beträgt 113'030 kWh (1'156 kWh/kWp oder 3.16 kWh/kWp/d).

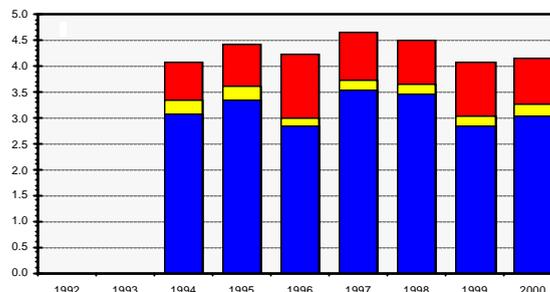


Fig. 8.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya (gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Der höchste Jahresertrag wurde mit 125'381 kWh 1997 erzielt. Seit 1994 betrug die erzeugte Energie total 791.2 MWh.

Leistungsziffer (DIS)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Performance Ratio) beträgt 73.4%.

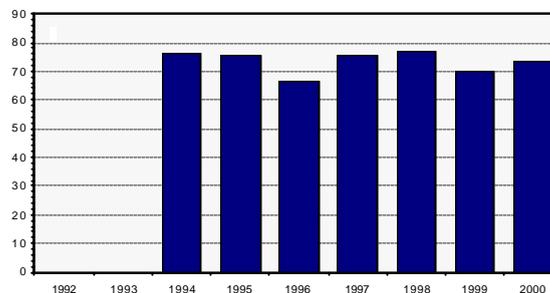


Fig. 8.2.2: Performance Ratio PR [%]

Der höchste Wert wurde 1998 mit 76.6% erzielt.

Höchste Momentanleistung (DIS)

Bei der maximalen Momentanleistung wird unterschieden zwischen einem 10-Minuten- und einem Stundenwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 10.4.93 um 11.30 Uhr mit **112.9%** der Nominalleistung (110.4 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von **100.9%** (98.7 kW) am 5.3.98 um 12.10 Uhr.

Datum: 1. November 2002
Seite: 29

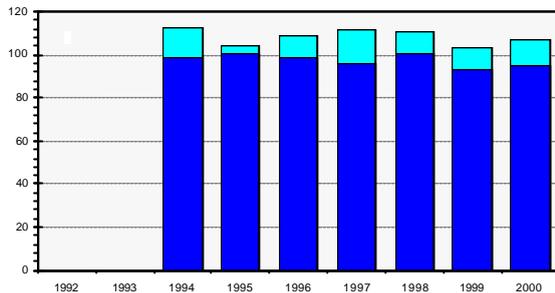


Fig. 8.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

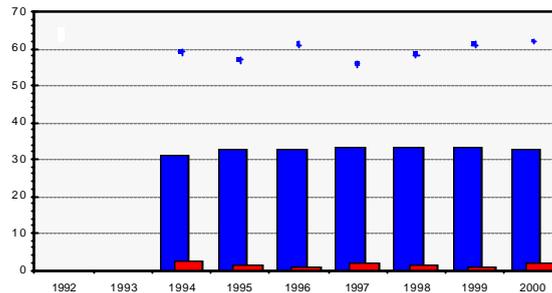


Fig. 8.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generatortemperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Strahlungswerte (DIS)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 1'572 kWh/m² auf die geneigte Ebene und 1'204 kWh/m² auf die Horizontalebene.

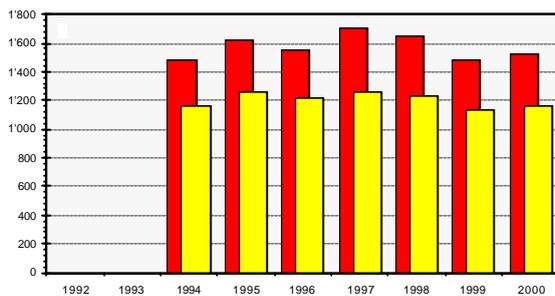


Fig. 8.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap} (rot) und G_{hp} (gelb).

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 1997 mit 1'699 kWh/m² registriert.

Temperaturen (DIS)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 1.5 °C, die gewichtete Generatortemperatur 32.7 °C

Der höchste 10'-Wert der Generatortemperatur beträgt 62.1°C.

Verfügbarkeit (DIS)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 94.0%.

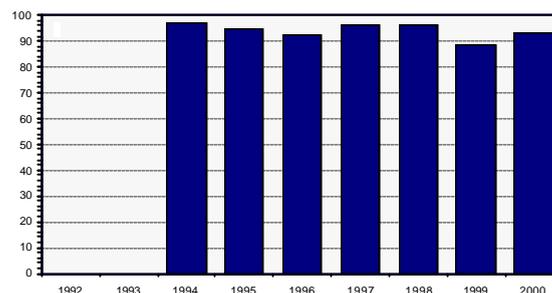


Fig. 8.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 1994 mit 96.9% erzielt.

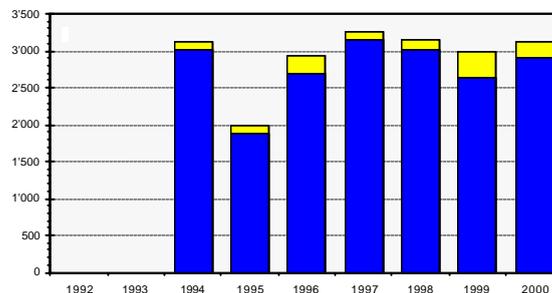


Fig. 8.2.7: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'762 Betriebsstunden bei 2'939 Sonnenstunden.

Messsystem (DIS)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 92.7%.

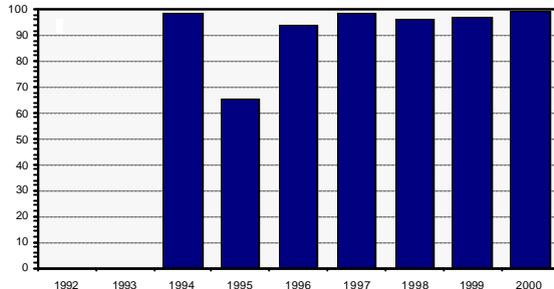


Fig. 8.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Der höchste Wert von 99.1% wurde 2000 erreicht.

Vergleich der Strahlungssensoren (DIS)

Die mittlere Abweichung der Globalstrahlungsmessung zwischen Pyranometer und Referenzzelle beträgt -5.8%.

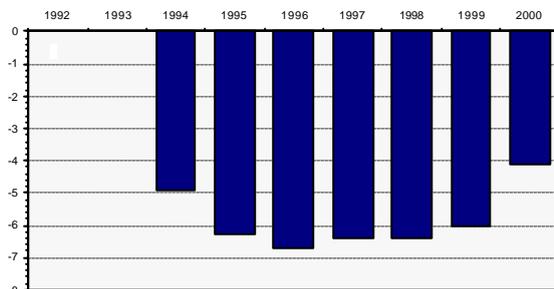


Fig. 8.2.9: Differenz der Strahlungssummen zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung [%]

Die höchste jährliche Abweichung beträgt -6.7% (1996).

8.3. Jahresbericht 2000 (DIS00)

Energieertrag (DIS00)

Der Jahresenergieertrag betrug 108'970 kWh resp. 1'114 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 1'521 kWh/m².

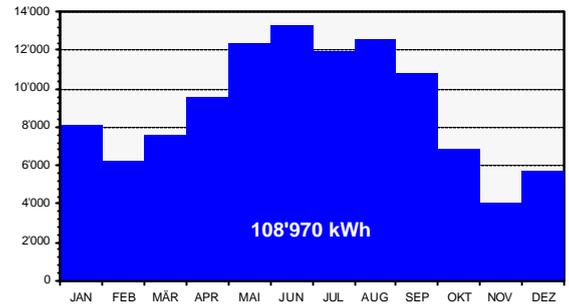


Fig. 8.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 64.7% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 35.3% auf das Winterhalbjahr.

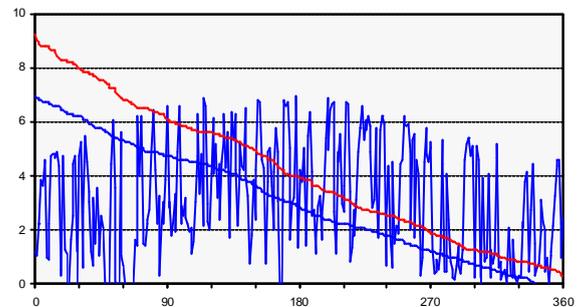


Fig. 8.3.2: Tageswerte Yr (rot) und Yf (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt -4.8%.

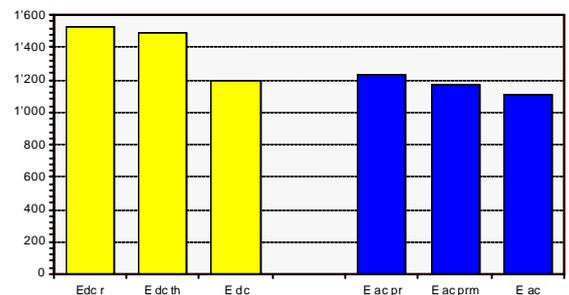


Fig 8.3.3: Jahresarrayertrag E_{dc} (gelb): Referenz (T_m=25°C), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); Jahresenergie ins Netz E_{ac} (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungs-bereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

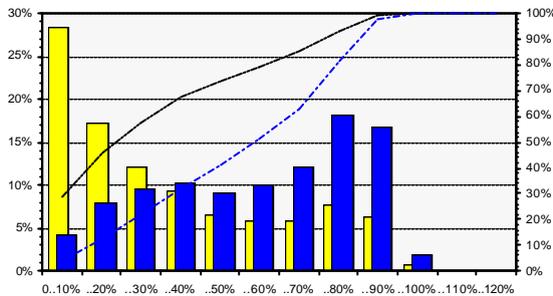


Fig. 8.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Während 46% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 13% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 74% der Betriebsstunden und 41% der Energieproduktion.

Leistungsziffer (DIS00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Y_f und der Einstrahlung Y_r . Der mittlere Jahreswert von PR betrug 73.2% mit einem monatlichen Maximalwert von 79.8% (April) und einem Minimalwert von 55.4% (März). Die mit den Bedingungen $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und $PAC > 0.05 \cdot P_0$ ermittelte Jahres-Energieziffer PR^* betrug 78.9%.

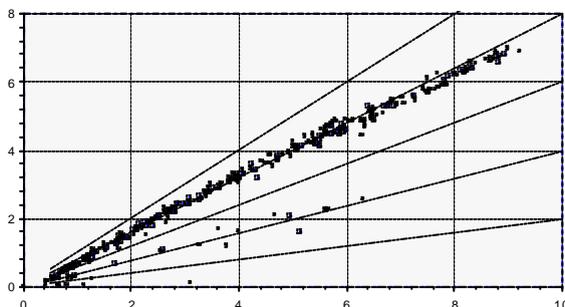


Fig. 8.3.5: Final Yield Y_f vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (DIS00)

Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}^* betragen 93.7% resp. 94.7%.

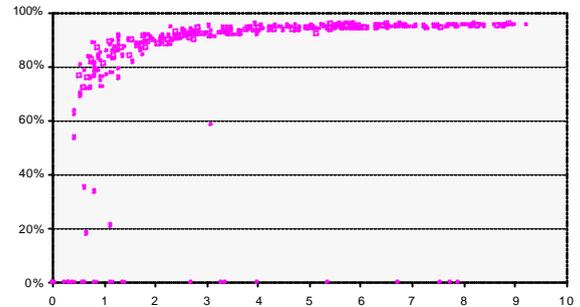


Fig. 8.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (DIS00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 9.9% ($\eta_{TOT}^* = 10.6\%$).

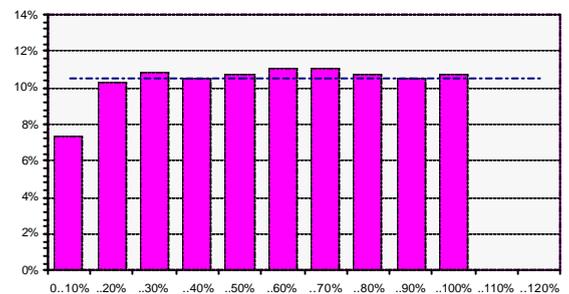


Fig. 8.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

Störungen an der PV-Anlage (DIS00)

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 93.4%.

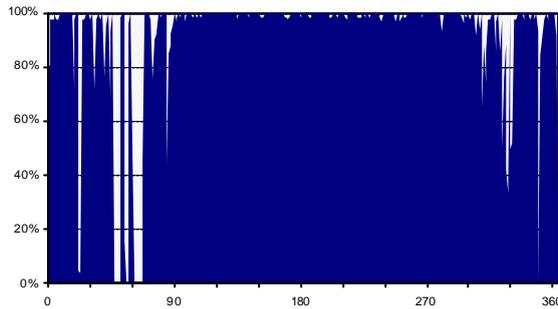


Fig. 8.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzten sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter ¹⁾	3	15.0
2.	Schnee auf Modulen	5	5.0
3.	Wartungsarbeiten	0	0.0
4.	Netzabschaltungen	0	0.0
5.	Nicht lokalisiert	4	2.2

¹⁾ nur Ausfälle beider Maschinen zusammen berücksichtigt

Der Wechselrichter bereitet trotz diverser Modifikationen immer noch überdurchschnittlich viele Probleme. Am 9. März musste der Ausgangsschutz des Wechselrichters ersetzt werden.

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems
(DIS00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 99.1%.

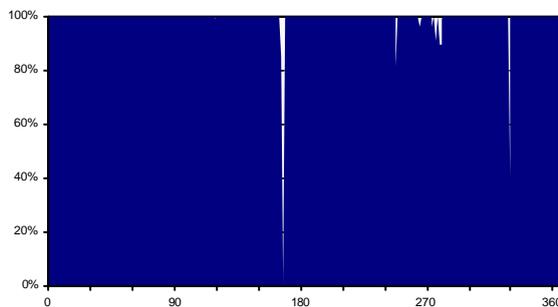


Fig. 8.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

9. Migros-Winterthur

9.1. Anlagebeschrieb (WIN)

Die Photovoltaik-Anlage Migros-Winterthur wurde im März 1994 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 6.8 Jahren in Betrieb.



Fig 9.1.1: Ansicht der PV-Anlage Migros-Winterthur

Der Solargenerator bildet die Südfassade des Betriebsgebäudes II der Migros-Genossenschaft Winterthur-Schaffhausen.

Solarmodule:	
Hersteller	Solution AG
Typ	SoSh-128
Struktur der Zellen	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC)	128 Wp
Fläche	1.045 m ²
Anzahl	528
Solargenerator:	
Nominalleistung (MPP, STC)	67.44 kWp
Spannung MPP, STC	686.4 V
Strom MPP, STC	98.25 A
Ausrichtung	-30°
Neigung	90°
Wechselrichter:	
Hersteller	Sputnik
Typ	Solar Max 50
Leistung	50.0 kW

Fig 9.1.2: Technische Daten der PV-Anlage Migros-Winterthur

9.2. Zusammenfassung 1995 - 2000

(WIN)

Die Anlage läuft gut. Die spezifischen Ertragswerte sind aufgrund der geometrischen Anordnung der Solarmodule (Fassade) erwartungsgemäss tief.

Energieertrag (WIN)

Der mittlere Jahresertrag beträgt 37'055 kWh (549 kWh/kWp oder 1.50 kWh/kWp/d).

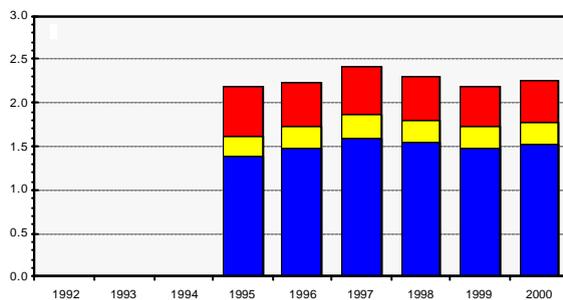


Fig. 9.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya (gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Der höchste Jahresertrag wurde mit 39'165 kWh 1997 erzielt. Seit 1995 betrug die erzeugte Energie total 222.33 MWh.

Leistungsziffer (WIN)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Performance Ratio) beträgt 66.5%.

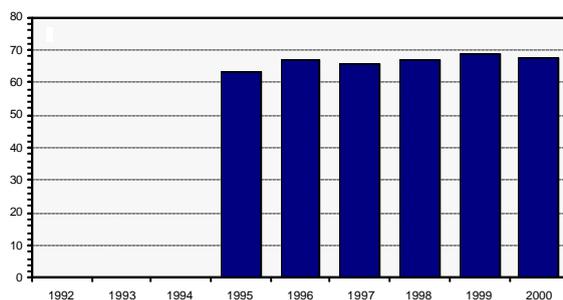


Fig. 9.2.2: Performance Ratio PR [%]

Der höchste Wert wurde 1998 mit 68.6% erzielt.

Höchste Momentanleistung (WIN)

Bei der maximalen Momentanleistung wird unterschieden zwischen einem 10-Minuten- und einem Stundenwert.

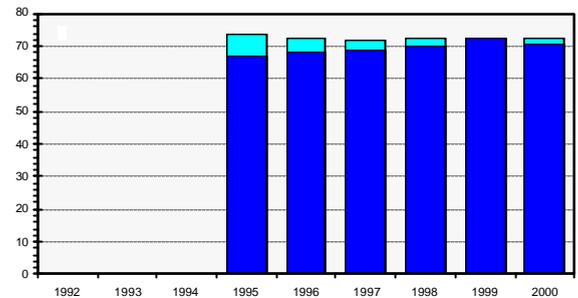


Fig. 9.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 28.2.95 um 10.10 Uhr mit **73.6%** der Nominalleistung (49.6 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von **72.2%** (48.7 kW) am 12.1.99 um 12.30 Uhr.

Strahlungswerte (WIN)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 826 kWh/m² auf die geneigte Ebene und 1'118 kWh/m² auf die Horizontalebene.

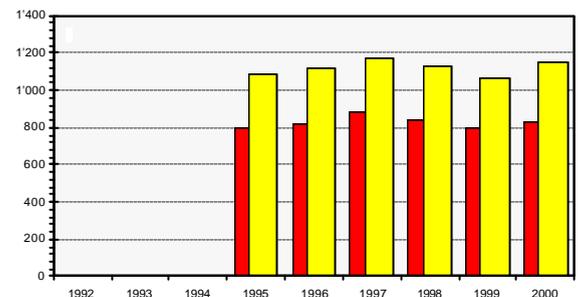


Fig. 9.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap} (rot) und G_{hp} (gelb).

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 1997 mit 880 W/m² registriert.

Temperaturen (WIN)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 9.1 °C, die gewichtete Generatortemperatur 35.5 °C

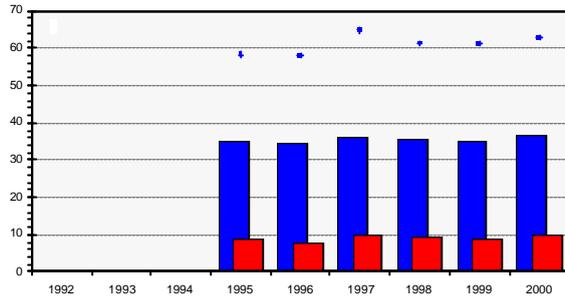


Fig. 9.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generator Temperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Der höchste 10'-Wert der Generator Temperatur beträgt 64.8°C .

Verfügbarkeit (WIN)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 97.3%.

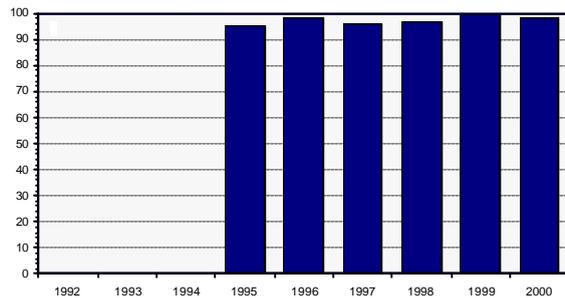


Fig. 9.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 1999 mit 99.5% erzielt.

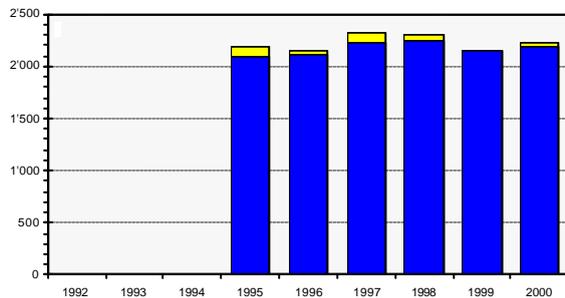


Fig. 8.2.9: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'166 Betriebsstunden bei 2'226 Sonnenstunden.

Messsystem (WIN)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 97.5%.

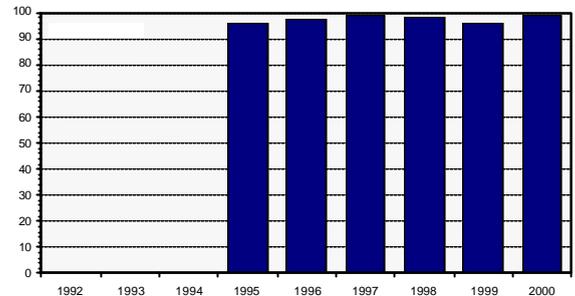


Fig. 9.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Der höchste Wert von 99.1% wurde 2000 erreicht.

Vergleich der Strahlungssensoren (WIN)

Die mittlere Abweichung der Globalstrahlungsmessung zwischen Pyranometer und Referenzzelle beträgt -7.4% .

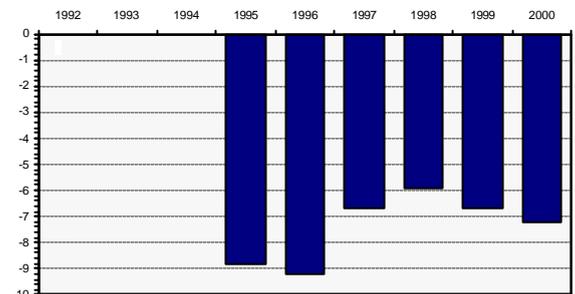


Fig. 9.2.9: Differenz der Strahlungssummen zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung [%]

Die höchste jährliche Abweichung beträgt -9.2% (1996).

9.3. Jahresbericht 2000 (WIN00)

Energieertrag (WIN00)

Der Jahresenergieertrag betrug 37'713 kWh resp. 559 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 829 kWh/m².

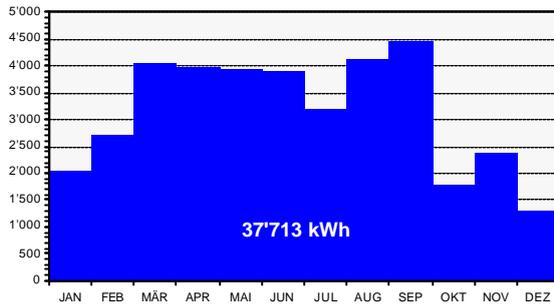


Fig. 9.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 62.3% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 37.7% auf das Winterhalbjahr.

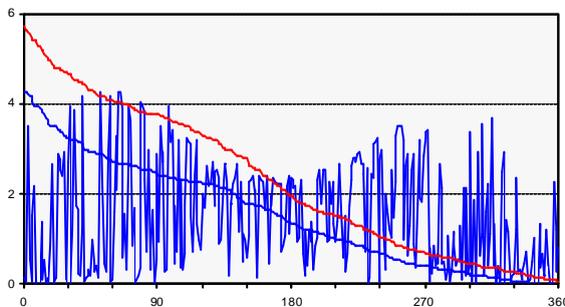


Fig. 9.3.2: Tageswerte Yr (rot) und Yf (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt -1.4%.

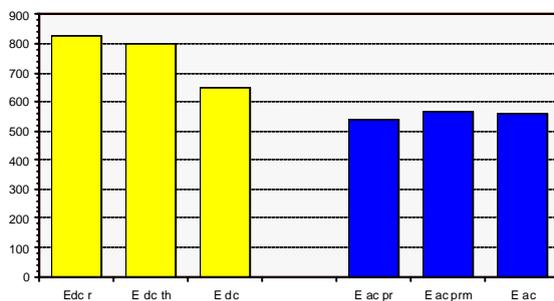


Fig 9.3.3: Jahresarrayertrag E_{dc} (gelb): Referenz ($T_m=25^\circ C$), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); Jahresenergie ins Netz E_{ac} (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungs-bereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

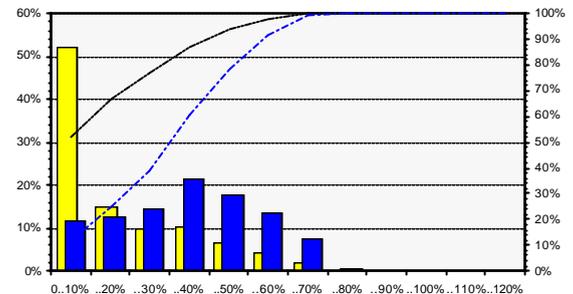


Fig. 9.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Während 67% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 25% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 94% der Betriebsstunden und 78% der Energieproduktion.

Leistungsziffer (WIN00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Yf und der Einstrahlung Yr. Der mittlere Jahreswert von PR betrug 65.5% mit einem monatlichen Maximalwert von 73.1% (November) und einem Minimalwert von 60.4% (August). Die mit den Bedingungen $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und $PAC > 0.05 \cdot P_0$ ermittelte Jahres-Energieziffer PR* betrug 70.8%.

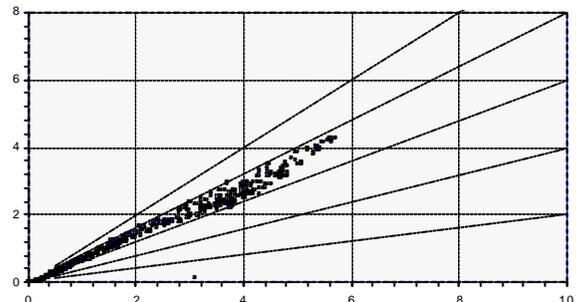


Fig. 9.3.5: Final Yield Yf vs. Reference Yield [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (WIN00)

Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}^* betragen 85.9% resp. 89.4%.

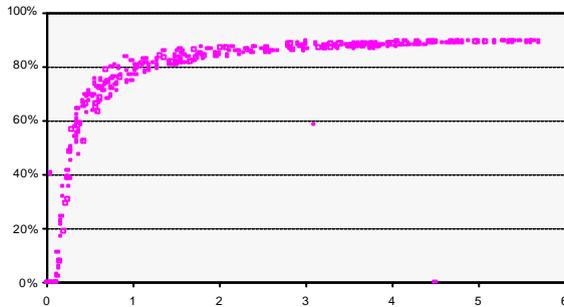


Fig. 9.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Yr [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (WIN00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 9.8% ($\eta_{TOT}^*=10.3\%$).

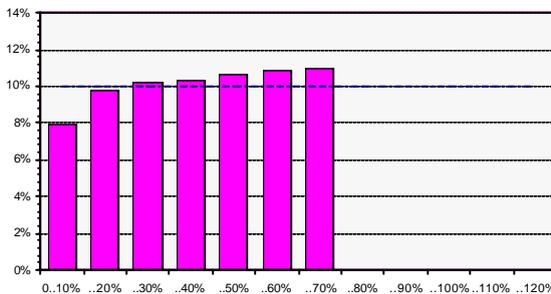


Fig. 9.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

Störungen an der PV-Anlage (WIN00)

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 98.4%.

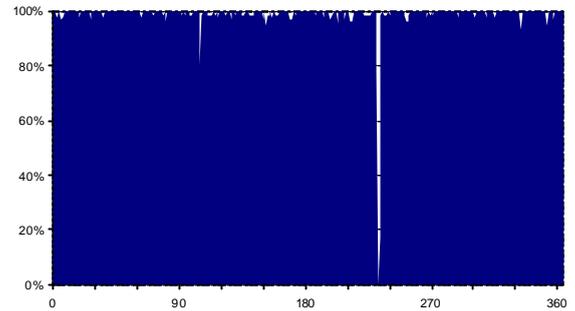


Fig. 9.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzten sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter	1	3.0
2.	Schnee auf Modulen.....	0	0.0
3.	Wartungsarbeiten.....	0	0.0
4.	Netzabschaltungen.....	0	0.0
5.	Nicht lokalisiert.....		2.9

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems (WIN00)

(WIN00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 99.1%.

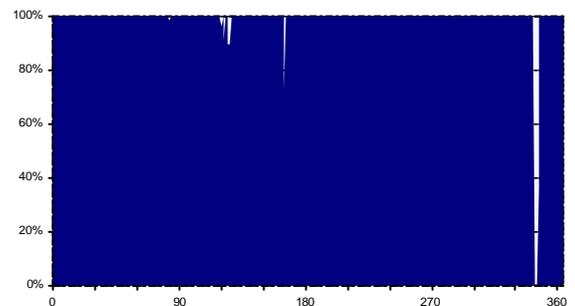


Fig. 9.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

10. Neu-Technikum Buchs

10.1. Anlagebeschrieb (BUC)

Die Photovoltaik-Anlage Neu-Technikum Buchs wurde im Dezember 1995 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 5.1 Jahren in Betrieb.



Fig 10.1.1: Ansicht der PV-Anlage Neu-Technikum Buchs (NTB)

Der Solargenerator auf dem Dach des Grundlagentraktes ist als Pergola ausgebildet .

Solarmodule:	
Hersteller.....	Gällivare Photovoltaic GPV
Typ	110
Struktur der Zellen	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC)	106 Wp
Fläche	0.845 m ²
Anzahl	192
Solargenerator:	
Nominalleistung (MPP, STC)	20.42 kWp
Spannung MPP, STC	102.7 V
Strom MPP, STC	198.87 A
Ausrichtung	-14°
Neigung.....	30°
Wechselrichter:	
Hersteller.....	Schmidhauser
Typ	P 420
Leistung.....	20.0 kW

Fig 10.1.2: Technische Daten der PV-Anlage Neu-Technikum Buchs (NTB)

10.2. Zusammenfassung 1996 - 2000
(BUC)

Die Anlage läuft gut. Die ursprünglich berechneten Ertragswerte wurden nie erreicht, da die Solarmodule die vom Hersteller angegebenen Leistungswerte bei weitem nicht erreichten. Nachdem der Hersteller nicht in der Lage war, innert nützlicher Frist den Garantiepfllichten nachzukommen und eine Er-

satzlieferung mit Modulen korrekter Leistung zu entsenden, wurde am 16.4.99 vereinbart, die Module nicht auszutauschen, jedoch der Schule die fehlende Leistung in Form von zusätzlichen Solarmodulen zur Verfügung zu stellen. Somit wurde für die Monatsauswertungen rückwirkend ab 1.1.1999 mit einer Anlagenleistung von 18.12 kWp anstelle von 20.42 kWp gerechnet. Die älteren Jahreskennwerte wurden ebenfalls dieser neuen Leistung angepasst.

An den Solarmodulen traten bis heute keine Schäden auf.

Energieertrag (BUC)

Der mittlere Jahresertrag beträgt 17'622 kWh (972 kWh/kWp oder 2.66 kWh/kWp/d).

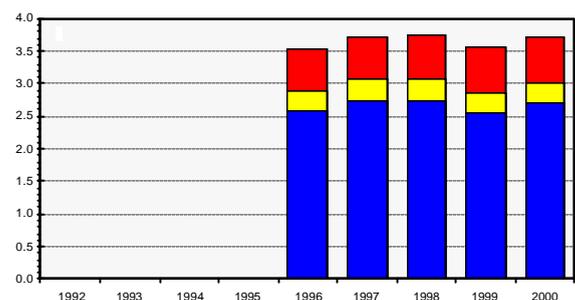


Fig. 10.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya (gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Der höchste Jahresertrag wurde mit 18'167 kWh 1998 erzielt. Seit 1996 betrug die erzeugte Energie total 88.11 MWh.

Leistungsziffer (BUC)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Performance Ratio) beträgt 72.9%.

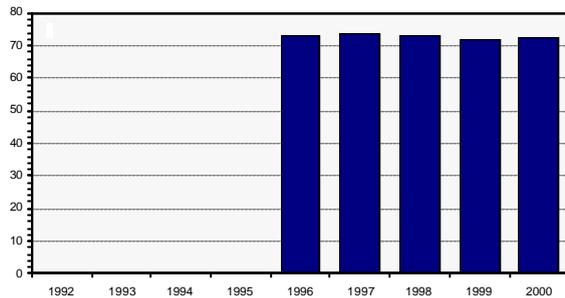


Fig. 10.2.2: Performance Ratio PR [%]

Der höchste Wert wurde 1997 mit 73.5% erzielt.

Höchste Momentanleistung (BUC)

Bei der maximalen Momentanleistung wird unterschieden zwischen einem 10-Minuten- und einem Stundenwert.

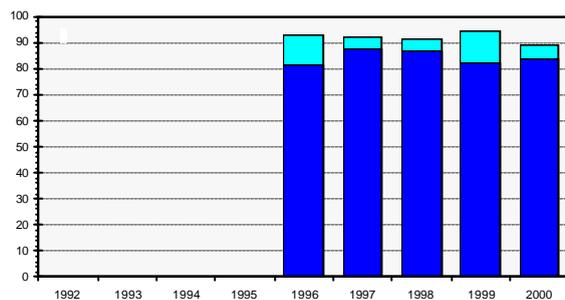


Fig. 10.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 9.4.99 um 11.40 Uhr mit **94.4%** der Nominalleistung (17.1 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von **87.7%** (15.9 kW) am 9.5.97 um 12.40 Uhr.

Strahlungswerte (BUC)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 1'366 kWh/m² auf die geneigte Ebene und 1'185 kWh/m² auf die Horizontalebene.

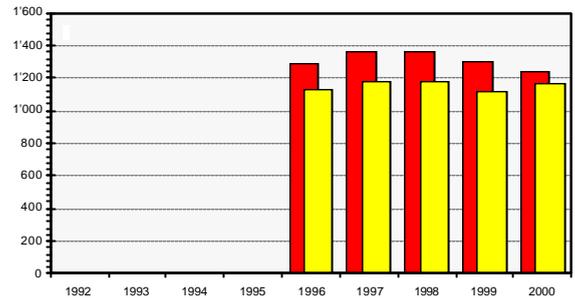


Fig. 10.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap} (rot) und G_{hp} (gelb).

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 1998 mit 1'366 W/m² registriert.

Temperaturen (BUC)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 10.9 °C, die gewichtete Generator Temperatur 34.5 °C

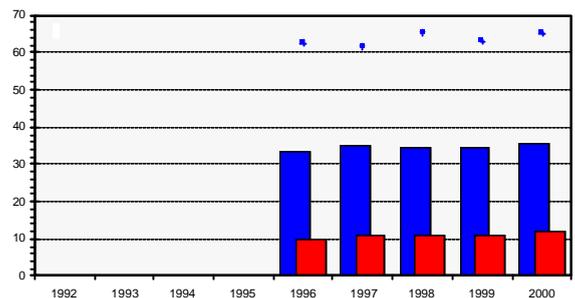


Fig. 10.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generator Temperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Der höchste 10'-Wert der Generator Temperatur beträgt 65.4°C.

Verfügbarkeit (BUC)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 97.0%.

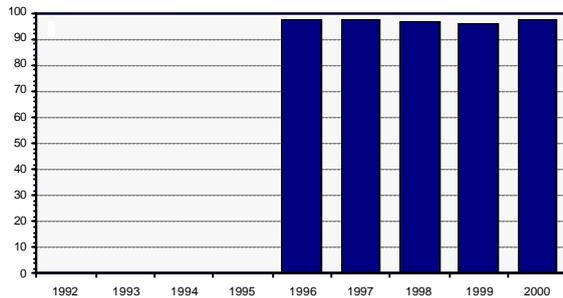


Fig. 10.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 1997 mit 97.5% erzielt.

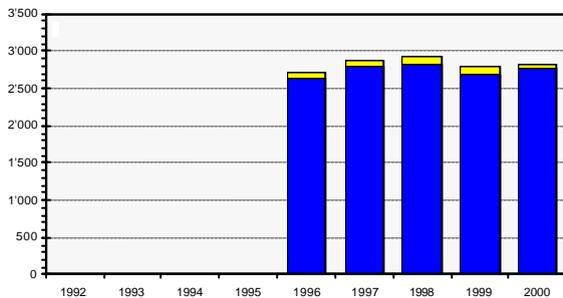


Fig. 10.2.9: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'738 Betriebsstunden bei 2'822 Sonnenstunden.

Messsystem (BUC)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 97.4%.

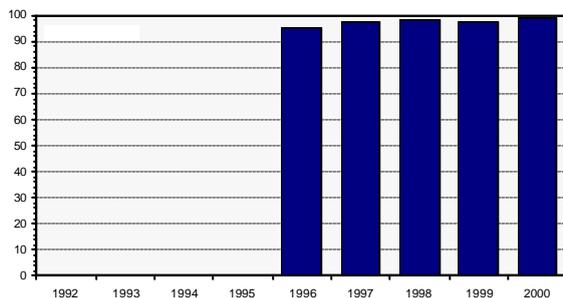


Fig. 10.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Der höchste Wert von 98.8% wurde 2000 erreicht.

Vergleich der Strahlungssensoren (BUC)

Die mittlere Abweichung der Globalstrahlungsmessung zwischen Pyranometer und Referenzzelle beträgt -8.1%.

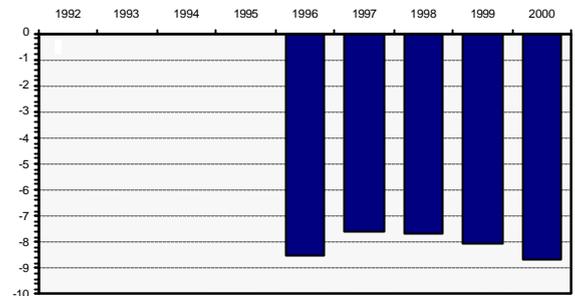


Fig. 10.2.9: Differenz der Strahlungssummen zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung [%]

Die höchste jährliche Abweichung beträgt -8.7% (2000).

10.3. Jahresbericht 2000 (BUC00)

Energieertrag (BUC00)

Der Jahresenergieertrag betrug 17'874 kWh resp. 986 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 1'240 kWh/m².

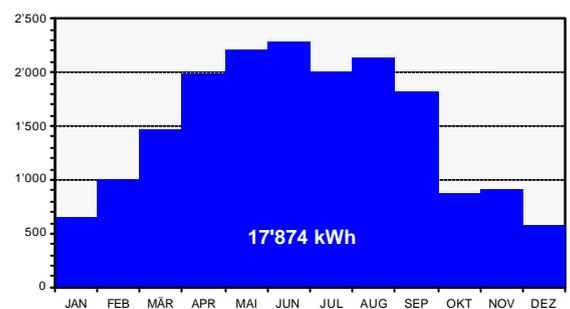


Fig. 10.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 69.5% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 30.5% auf das Winterhalbjahr.

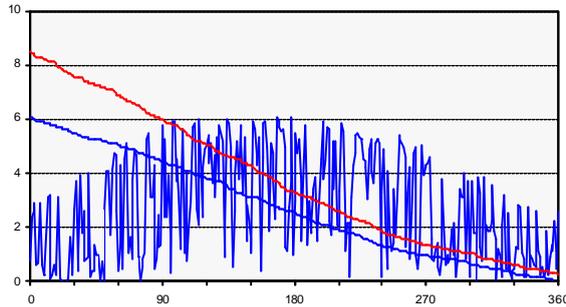


Fig. 10.3.2: Tageswerte Y_r (rot) und Y_f (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt +6.5%.

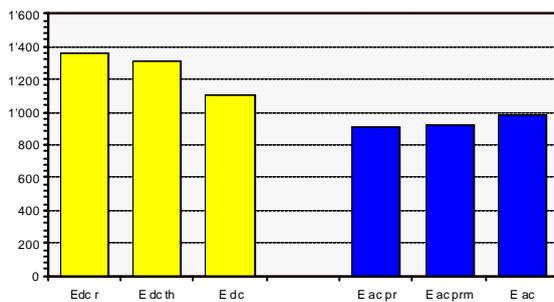


Fig 10.3.3: **Jahresarrayertrag E_{dc}** (gelb): Referenz ($T_m=25^\circ C$), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); **Jahresenergie ins Netz E_{ac}** (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungs-bereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

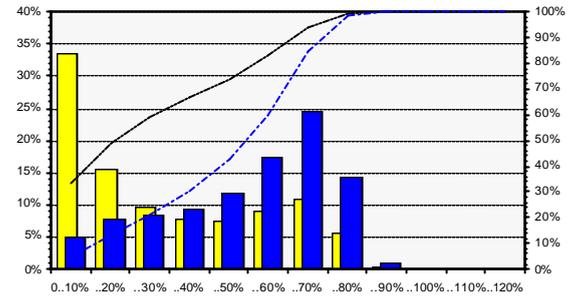


Fig. 10.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Während 49% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 13% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 74% der Betriebsstunden und 42% der Energieproduktion.

Leistungsziffer (BUC00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Y_f und der Einstrahlung Y_r . Der mittlere Jahreswert von PR betrug 72.7% mit einem monatlichen Maximalwert von 79.1% (November) und einem Minimalwert von 57.0% (Januar). Die mit den Bedingungen $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und $PAC > 0.05 \cdot P_0$ ermittelte Jahres-Energieziffer PR^* betrug 74.9%.

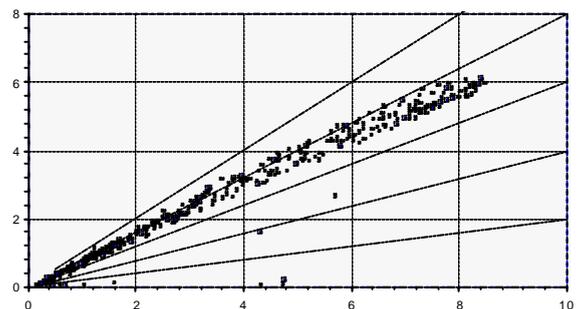


Fig. 10.3.5: Final Yield Y_f vs. Reference Yield [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (BUC00)

Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}^* betragen 89.4% resp. 90.2%.

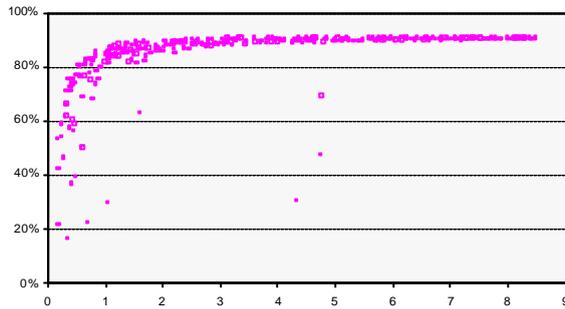


Fig. 10.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (BUC00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 9.1% ($\eta_{TOT}^* = 9.4\%$).

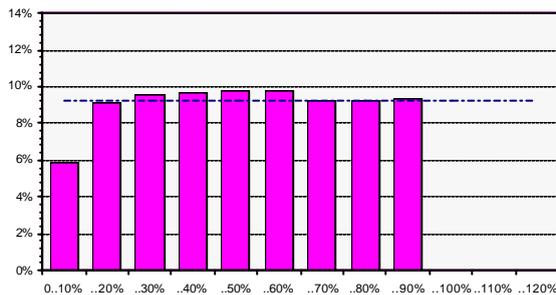


Fig. 10.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

Störungen an der PV-Anlage (BUC00)

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 97.5%.

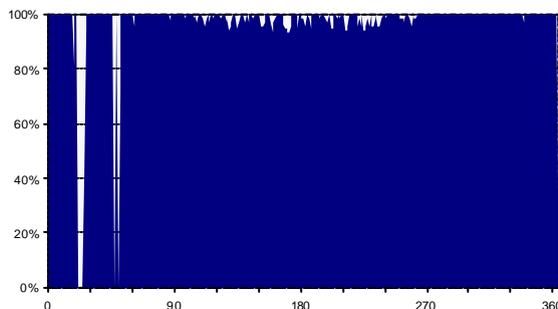


Fig. 10.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzen sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter	0	0.0
2.	Schnee auf Modulen.....	3	9.0
3.	Wartungsarbeiten.....	0	0.0
4.	Netzabschaltungen.....	0	0.0
5.	Nicht lokalisiert.....	0.2	0.2

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems (BUC00)

(BUC00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 98.8%.

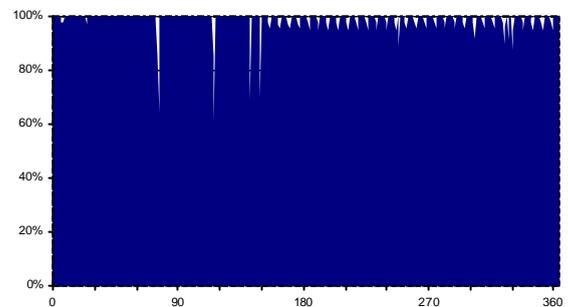


Fig. 10.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

11. Vorderberg

11.1. Anlagebeschrieb (EWB)

Die Photovoltaik-Anlage Vorderberg des EW Buchs wurde im Juni 1998 in Betrieb genommen. Sie ist somit per Ende 2000 seit 2.6 Jahren in Betrieb.



Fig 11.1.1: Ansicht der PV-Anlage Buchserberg/Vorderberg

Die Photovoltaikanlage Buchserberg steht auf einer Stahlplattform im Ausgleichsweiher Vorderberg. Die Neigung der Module wird

zwecks maximaler Stromproduktion wö-
chentlich in einem Bereich zwischen 20° und
60° dem mittleren Sonnenstand angepasst.

Solarmodule:	
Hersteller.....	Siemens Solar
Typ.....	SM 110
Struktur der Zellen.....	monokristallin
Nominalleistung (MPP, STC).....	103 Wp
Fläche.....	0.869 m ²
Anzahl.....	285
Solargenerator:	
Nominalleistung (MPP, STC).....	29.37 kWp
Spannung MPP, STC.....	105.0 V
Strom MPP, STC.....	298.57 A
Ausrichtung.....	0°
Neigung.....	20°-60°
Wechselrichter:	
Hersteller.....	Schmidhauser
Typ.....	P 415
Leistung.....	15.0 kW
Anzahl.....	2

Fig 11.1.2: Technische Daten der PV-Anlage Vorder-
berg (EWB)

11.2. Zusammenfassung 1999 - 2000
(EWB)

Die Anlage läuft gut. Die Ertragswerte liegen
leicht über dem Prognosewert. Die Abstrah-
lung von der Wasseroberfläche führt zu ver-
gleichsweise tiefen Modultemperaturen, was
der Effizienz der Solarzellen natürlich zuträ-
glich ist.

An den Solarmodulen traten bis heute keine
Schäden auf.

Energieertrag (EWB)

Der mittlere Jahresertrag beträgt
26'626 kWh (903 kWh/kWp oder
2.48 kWh/kWp/d).

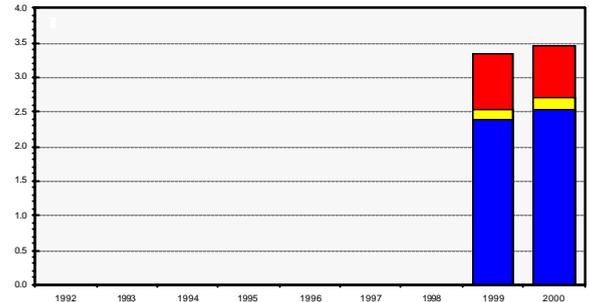


Fig. 11.2.1: Spezifische Jahreserträge Yr (rot), Ya
(gelb) und Yf (blau) [kWh/kWp/d]

Der höchste Jahresertrag wurde mit
27'409 kWh 2000 erzielt. Seit 1999 betrug
die erzeugte Energie total 53.25 MWh.

Leistungsziffer (EWB)

Die mittlere Jahresleistungsziffer (Perfor-
mance Ratio) beträgt 72.7%.

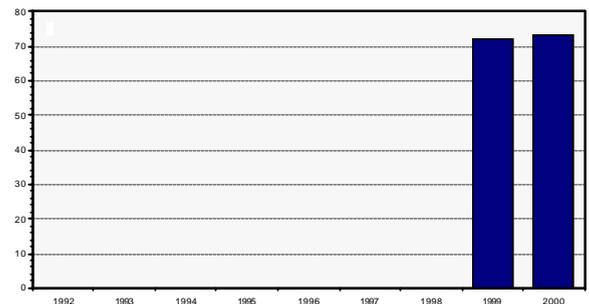


Fig. 11.2.2: Performance Ratio PR [%]

Der höchste Wert wurde 2000 mit 73.4% er-
zielt.

Höchste Momentanleistung (EWB)

Bei der maximalen Momentanleistung wird
unterschieden zwischen einem 10-Minuten-
und einem Stundenwert.

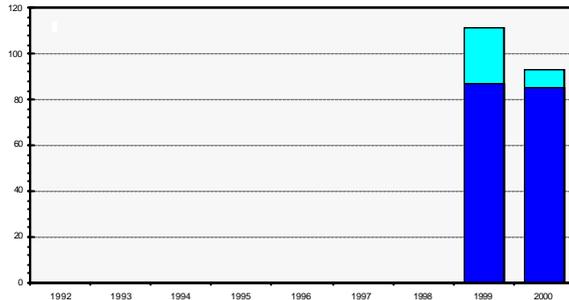


Fig. 11.2.3: Höchste Momentanleistungen in [%] der Nominalleistung (DC, STC). Hellblau: 10'-Mittelwert; dunkelblau: 1h-Mittelwert.

Der höchste 10'-Wert wurde am 12.6.00 um 12.00 Uhr mit **111.2%** der Nominalleistung (32.7 kW) erreicht, der höchste Stundenwert von **87.4%** (25.7 kW) am 12.6.00 um 12.30 Uhr.

Strahlungswerte (EWB)

Die mittlere jährliche Globalstrahlung beträgt 1'247 kWh/m² auf die geneigte Ebene und 1'056 kWh/m² auf die Horizontalebene.

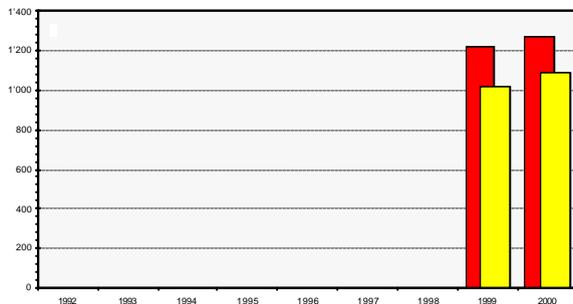


Fig. 11.2.4: Jährliche Globalstrahlung G_{ap} (rot) und G_{hp} (gelb).

Der höchste Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Ebene wurde 2000 mit 1'271 W/m² registriert.

Temperaturen (EWB)

Die mittlere jährliche Lufttemperatur beträgt 8.2 °C, die gewichtete Generatortemperatur 24.6 °C

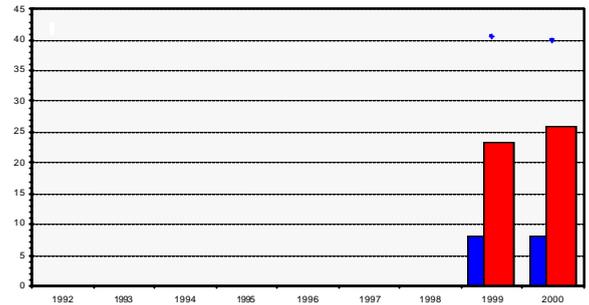


Fig. 11.2.5: Umgebungstemperatur T_{amb} (rot) und gewichtete Generatortemperatur T_{ag} (blau). Als Punkte sind die jeweiligen maximalen 10'-Mittelwerte von T_{ag} aufgetragen.

Der höchste 10'-Wert der Generatortemperatur beträgt 40.7°C.

Verfügbarkeit (EWB)

Die mittlere Anlageverfügbarkeit beträgt 96.7%.

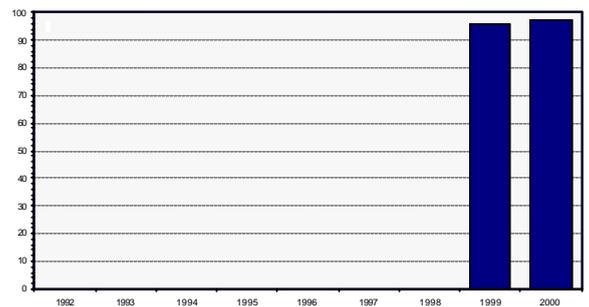


Fig. 11.2.6: Anlageverfügbarkeit [%]

Der höchste Wert wurde 2000 mit 97.5% erzielt.

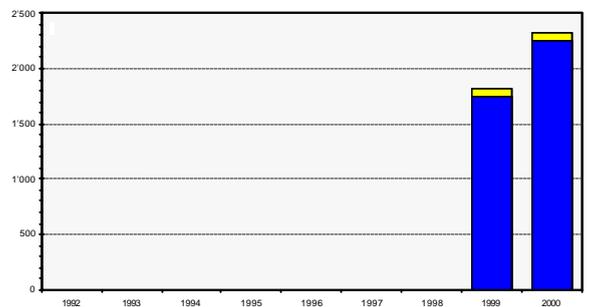


Fig. 11.2.9: Array-Betriebsstunden (blau) und Sonnenstunden (gelb) [%]

Durchschnittlich erreicht die Anlage 2'002 Betriebsstunden bei 2'069 Sonnenstunden.

Messsystem (EWB)

Die mittlere Verfügbarkeit des Messsystems beträgt 79.0%.

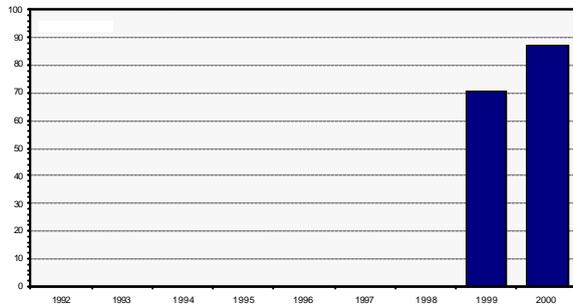


Fig. 11.2.8: Verfügbarkeit des Messsystems [%]

Der höchste Wert von 87.0% wurde 2000 erreicht.

Vergleich der Strahlungssensoren (EWB)

Die mittlere Abweichung der Globalstrahlungsmessung zwischen Pyranometer und Referenzzelle beträgt -7.4%.



Fig. 11.2.9: Differenz der Strahlungssummen zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung [%]

Die höchste jährliche Abweichung beträgt -7.7% (1999).

11.3. Jahresbericht 2000 (EWB00)

Energieertrag (EWB00)

Der Jahresenergieertrag betrug 27'409 kWh resp. 931 kWh/kWp. Die im gleichen Zeitraum angefallene Globalstrahlung auf die geneigte Ebene summiert sich zu 1'271 kWh/m².

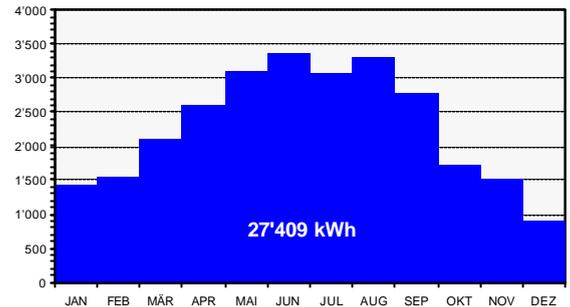


Fig. 11.3.1: Monatliche Energieerträge [kWh/Mt]

Insgesamt fielen 66.3% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr und 33.7% auf das Winterhalbjahr.

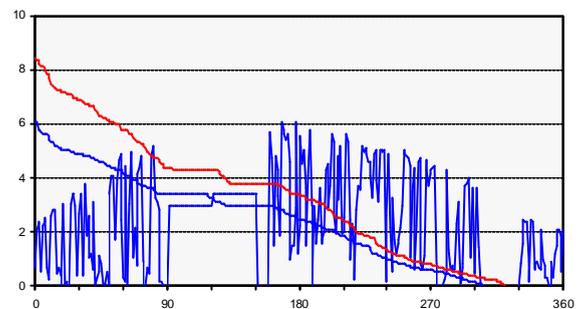


Fig. 11.3.2: Tageswerte Yr (rot) und Yf (blau), chronologisch und geordnet [kWh/kWp/d]

Die Abweichung des effektiven Jahresenergieertrages vom witterungsbereinigten prognostizierten Ertrag gemäss der Meteonorm [1], [2] beträgt +4.4%.

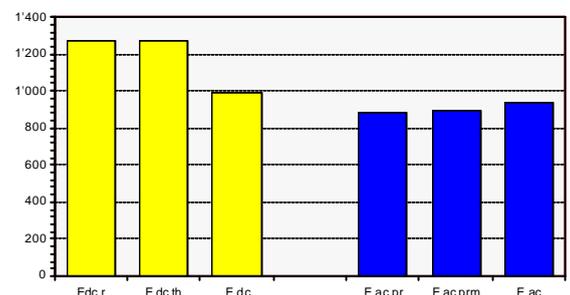


Fig 11.3.3: Jahresarrayertrag E_{dc} (gelb): Referenz (T_m=25°C), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); Jahresenergie ins Netz E_{ac} (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungs-bereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

Das nachfolgende Histogramm zeigt die Verteilung der Betriebsstunden und der generierten Energie.

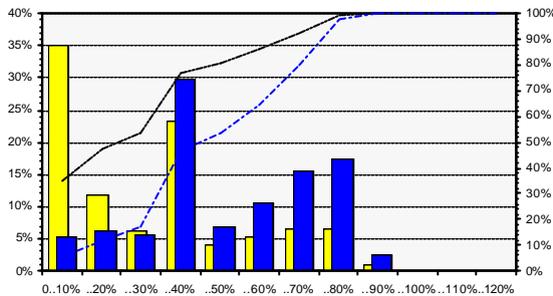


Fig. 11.3.4: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

Während 47% der Zeit läuft die Anlage unterhalb 20% der Nennlast und generiert dabei 12% der Energie. Auf den Bereich bis 50% der Nennleistung entfallen 81% der Betriebsstunden und 54% der Energieproduktion.

Leistungsziffer (EWB00)

Die Leistungsziffer PR (Performance Ratio) ist der Quotient aus dem Energieertrag Y_f und der Einstrahlung Y_r . Der mittlere Jahreswert von PR betrug 73.4% mit einem monatlichen Maximalwert von 78.8% (Mai) und einem Minimalwert von 62.1% (Dezember). Die mit den Bedingungen $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und $PAC > 0.05 \cdot P_0$ ermittelte Jahres-Energieziffer PR^* betrug 75.0%.

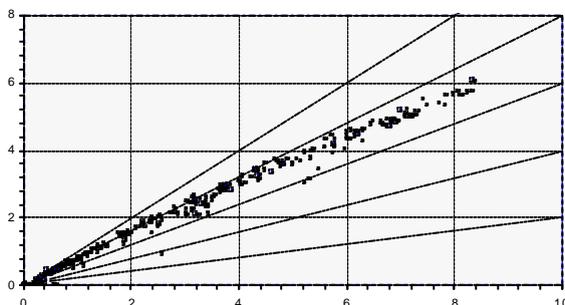


Fig. 11.3.5: Final Yield Y_f vs. Reference Yield [kWh/kWp/d]

Wechselrichter (EWB00)

Die Jahresmittelwerte für η_{WR} bzw. η_{WR}^* betragen 94.3% resp. 94.8%, dies allerdings ohne Berücksichtigung der Verluste der DC/DC Wandler zwischen dem Solargenerator und dem Wechselrichter.

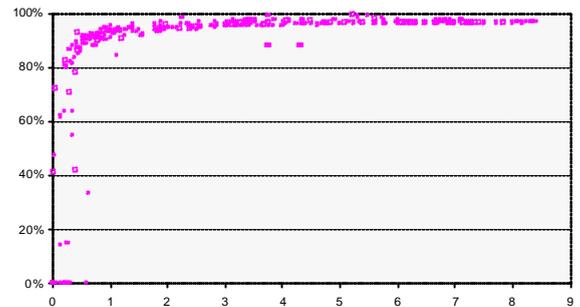


Fig. 11.3.6: Tageswerte des Wechselrichterwirkungsgrades η_{WR} [%] vs. Reference Yield Y_r [kWh/kWp/d]

Gesamtwirkungsgrad des Systems (EWB00)

Der mittlere Systemwirkungsgrad η_{TOT} , berechnet als Produkt aus dem Feldwirkungsgrad und dem Wechselrichterwirkungsgrad, beträgt über das gesamte Jahr im Mittel 10.0% ($\eta_{TOT}^* = 10.2\%$).

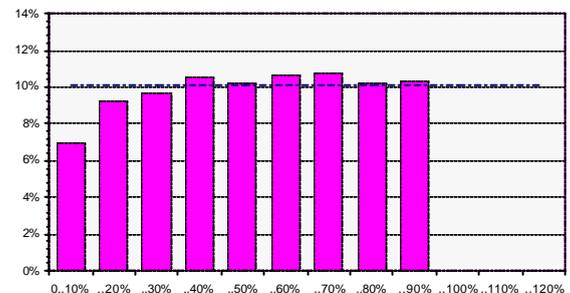


Fig. 11.3.7: Systemwirkungsgrad η_{TOT}^* [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

Störungen an der PV-Anlage (EWB00)

Die Verfügbarkeit der Anlage betrug 97.5%.

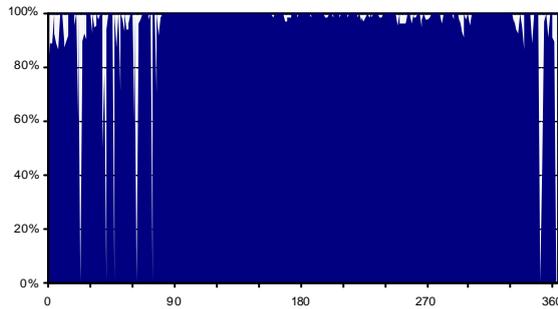


Fig. 11.3.8: Verfügbarkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ausfälle setzten sich wie folgt zusammen:

#	Ausfallgrund	Anzahl	Tage
1.	Wechselrichter.....	0.....	0.0
2.	Schnee auf Modulen	5.....	9.0
3.	Wartungsarbeiten.....	0.....	0.0
4.	Netzabschaltungen	0.....	0.0
5.	Nicht lokalisiert	0.....	0.2

Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

(EWB00)

Die Verfügbarkeit des Monitoring-Systems betrug 87.0%.

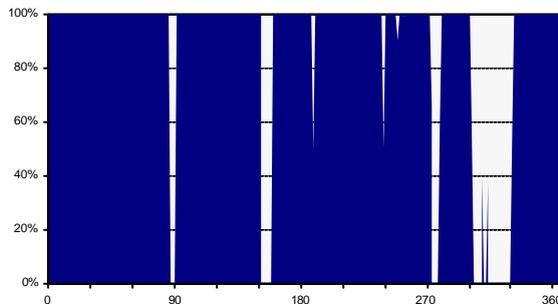


Fig. 11.3.9: Verfügbarkeit des Monitoring-Systems

12. Vergleich der Strahlungssensoren

12.1. Problemstellung

Die Messung der einfallenden Globalstrahlung auf die Modulebene ist für die Berechnung der energetischen Kenngrößen von ausschlaggebender Bedeutung, geht es

doch um die Quantifizierung des eingesetzten "Brennstoffes".

Heute gelangen sowohl Pyranometer wie auch Siliziumzellen zur Anwendung. Aus Kostenüberlegungen werden mehr und mehr Siliziumreferenzzellen anstelle der teureren Pyranometer verwendet.

Die zwei Sensortypen weisen jedoch unterschiedliche Eigenschaften auf, die eine vergleichbare Messung erschweren. Die Hauptunterschiede sind die **spektrale Empfindlichkeit** (Pyranometer: konstanter Verlauf zwischen 0.3 μm und 2.8 μm ; Silizium: variierender Verlauf zwischen 0.4 μm und 1.1 μm), **die Trägheit** (Pyranometer: langsam; Silizium: schnell) und die **Reflexionseigenschaften** (Pyranometer: sphärisches Glas, minimale Reflexionen auf der Absorptionsfläche; Silizium: plane Abdeckung, Reflexionen auf der Absorptionsfläche).

12.2. Messresultate

Drei der 1-MW-Solarkette-Anlagen sind doppelt instrumentiert worden, so dass die unterschiedlichen Messergebnisse analysiert werden können.

Wird der Tagesverlauf der beiden Sensoren an einem schönen Tag mit hohem Direktstrahlungsanteil betrachtet (Fig. 16.3.7), ist einerseits der Einfluss der spektralen Empfindlichkeit (etwa konstante Abweichung während der Zeit hohen Sonnenstandes), andererseits der Einfluss der Reflexionseigenschaften (Spitzen am Morgen und am Abend) zu beobachten.

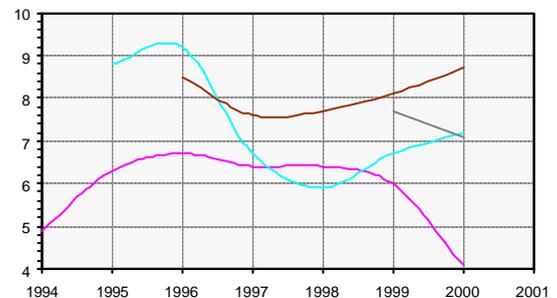


Fig. 12.2.1: Mittlere jährliche Differenz zwischen Pyranometer und c-Si-Referenzzellen in [% Pyranometer]: DIS = violett, WIN = hellblau, BUC = braun.

Datum: 1. November 2002
Seite: 47

Die durchschnittlichen Abweichungen der doppelt instrumentierten Anlagen betragen: Disentis-Caischedra 5.8%, Migros-Winterthur: 7.4%, Neu-Technikum Buchs 8.1% und Vorderberg 7.4%.

Um die wesentlich kostengünstigeren Silizium-Referenzzellen trotzdem für die Ermittlung der energetischen Kenngrößen einer Photovoltaikanlage einsetzen zu können, sollten diese im Feld mit einem Referenzpyranometer kalibriert und mit der daraus abgeleiteten Korrekturkurve umgerechnet werden [5], [6]

13. Verdankungen

Das vorliegende Projekt wurde sowohl ideell wie materiell getragen vom Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft PSEL, dem Bundesamt für Energie BFE und von den Nordostschweizerischen Kraftwerken NOK.

Zur Verfügbarkeit der weitverteilten Datenerfassungssysteme auf den jeweiligen Anlagen haben durch ihren spontanen und uneigennütigen Einsatz massgeblich beigetragen: Herr Bergamin (EWBO), Herr Gerber (Genossenschaft Migros Ostschweiz), Herr A. Pinsini (Katholische Kirchgemeinde Steckborn), Herr G. Russenberger (A-Systemtechnik), Herr B. Tschärner (Neu-Technikum Buchs) und Herr Jörg (EW Buchs).

Der Einsatz aller Beteiligten sei an dieser Stelle verdankt.

14. Literatur

- [1] Bundesamt für Energiewirtschaft, *Me-teonorm, Daten für den Solarplaner* (1995)
- [2] Bundesamt für Konjunkturfragen, *Photovoltaik Planungsunterlagen*, Pacer (1992)
- [3] Commission of the European Communities, *Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants*, Document A & B, Ispra (1993)
- [4] L. Clavadetscher, A. Frölich, Th. Nordmann, *Normierte Auswertungen Messdaten PV-Netzverbundanlagen*, Männedorf (1995)
- [5] H. Reiss, P. Sprau, *Comparison of a Thermopile and a Silicon Type Global Irradiation Sensor under Outdoor Conditions*
- [6] M. Grottko, M. Imamura, *Comparative Assessment of Silicon Cell Pyranometers* (1991)
- [7] S. Roth, *1-Megawatt-Solarkette der NOK, Normierte Daten 1992 – 1996* (1997), BFE P&D Best. Nr. 9'814'516/1
- [8] J. Grochowski, *Minderertragsanalysen und Optimierungspotentiale an netzgekoppelten Photovoltaikanlagen des 1000-Dächer-Programms* (1996/97)
- [9] S. Roth, E.T. Schönholzer, *20-kW-Photovoltaikanlage NTB/NOK: Auslegung, Wechselrichter, Messdaten* (1996)
- [10] A.P. Breu, *Photovoltaik-Kleinkraftwerk am NTB*, NTB Nr. 36 (Februar 1998)
- [11] S. Roth, *1-Megawatt-Solarkette der NOK, Normierte Daten 1997* (1998), BFE P&D Best. Nr. 9'826'746/1
- [12] S. Roth, *Überlegungen zur energiewirtschaftlichen Bewertung des Photovoltaikstromes*, VSE-Bulletin 10/99
- [13] S. Roth, *1-Megawatt-Solarkette der NOK, Normierte Daten 1998* (1999)
- [14] S. Roth, *1-Megawatt-Solarkette der NOK, Normierte Daten 1999* (2000)
- [15] PSEL Tätigkeitsbericht 2000, *1-Megawatt-Solarkette der NOK - IEA-konforme Datenauswertung 1997-2001* (2001)

15. Anhang

15.1. Symbole und Formeln

Name	Abkürzung	Einheit	Formel, Bemerkung
Standardtestbedingungen	STC		$G_a=1 \text{ kW/m}^2$, $T_a=25^\circ\text{C}$, $AM=1.5$
Arbeitspunkt maximaler Leistung	MPP		
Solarzellen-Nennleistung	P_0	kWp	unter STC im MPP
Solarzellen-Nennwirkungsgrad	η_{a0}	%	unter STC im MPP
Solarzellenfläche	F_c	m^2	Fläche der Einzelzellen
Solarmodulfläche	F_a	m^2	Fläche der Solarmodule
Temperaturkoeffizient der Solarmodule	c_T	K^{-1}	Einfluss auf die Modulleistung
<i>Betriebswerte</i>	X		<i>ohne Beschränkungen</i>
<i>Energiewerte</i>	X^*		<i>mit $G_a > 80 \text{ W/m}^2$ und $P_a > 0.05 P_0$</i>
Anzahl Tage eines Monats	I_{Monat}	Tage	
Verfügbarkeit des Monitoring-Systems	M	%	$M = t_M / t$
Sonnenstunden	S_h	h	wenn $G_a > 80 \text{ W/m}^2$
Betriebsstunden des Solargenerators	$Betr_a^*$	h	wenn $G_a > 80 \text{ W/m}^2$, $P_a > 0.05 P_0$
Nicht-Verfügbarkeit des Systems	O	%	$O = (S_h / Betr_a^*) - 1$
Umgebungstemperatur	T_{amb}	$^\circ\text{C}$	
Solarmodultemperatur	T_a	$^\circ\text{C}$	
Gewichtete Solarmodultemperatur	T_{ag}	$^\circ\text{C}$	$T_{\text{ag}} = (\Sigma(G_a \cdot T_a)) / \Sigma G_a$
Windgeschwindigkeit	W_s	m/s	
Globalstrahlung auf die Horizontalebene	G_{hp}	kWh/m^2	gemessen mit Pyranometer
Globalstrahlung auf die Modulebene	G_{ap}	kWh/m^2	gemessen mit Pyranometer
Globalstrahlung auf die Modulebene	G_{ar}	kWh/m^2	gemessen mit Referenzzelle
Verhältnis Globalstrahlung Modulebene zu Horizontalebene (R-Faktor)	$R(\beta, \gamma)$	-	$G_{\text{ap}} / G_{\text{hp}}$
Energie vom Solargenerator	E_{dc}	MWh	$E_{\text{dc}} = \int P_{\text{dc}} dt$
Energie ins öffentliche Netz	E_{ac}	MWh	$E_{\text{ac}} = \int P_{\text{ac}} dt$
Normierte horizontale Globalstrahlung	$Y_{r,h}$	kWh/kWp/d	$Y_{r,h} = \int G_{\text{hp}} dt / G_0$
Normierte Globalstrahlung auf Module	Y_r	kWh/kWp/d	$Y_r = \int G_{\text{ap}} dt / G_0$
Normierter Generatorertrag	Y_a	kWh/kWp/d	$Y_a = E_{\text{dc}} / P_0$
Normierter Ertrag der Anlage	Y_f	kWh/kWp/d	$Y_f = E_{\text{ac}} / P_0$
Verluste des Wechselrichters	L_s	kWh/kWp/d	$L_s = Y_a - Y_f$

Datum: 1. November 2002
Seite: 49

Temperaturbedingte Generatorverluste	L_{cT}	kWh/kWp/d	$L_{cT} = Y_r \cdot c_T \cdot (25^\circ C - T_{ag})$
Übrige Generatorverluste	L_{cM}	kWh/kWp/d	$L_{cM} = Y_r - Y_a - L_s - L_{cT}$
Leistungsziffer	PR	%	$PR = Y_f / Y_r$
Solarzellenwirkungsgrad	η_a	%	$h_a = E_{dc} / (G_{ap} \cdot F_c)$
Wechselrichterwirkungsgrad	η_i	%	$h_i = E_{ac} / E_{dc}$
Anlagewirkungsgrad	η_t	%	$h_t = h_a \cdot h_i$

15.2. Datenerfassung und Archivierung

Datenerfassung

Die Daten werden auf den einzelnen Anlagen mit einem autonomen System aufgezeichnet. Als Logger werden die Geräte Analogic Acro 400 und Acro 900 verwendet. Die Mess-PC waren bis 1995 mit dem Betriebssystem Windows 3.11 ausgerüstet. Probleme mit dem Multi-Tasking (Datenerfassung, On-Line-Datenvisualisierung vor Ort, Datenkommunikation nach Baden) führten zu häufigen Systemausfällen. Daraufhin wurden alle Stationen mit leistungsfähigerer Hardware ausgerüstet und auf das Betriebssystem Windows 95 umgestellt. Anschliessend war die Stabilität der Mess-PC bedeutend besser.

Sensoren

Für alle Anlagen wurde eine weitestgehend einheitliche Instrumentierung gewählt.

Die **globale Sonneneinstrahlung** wird erfasst mit Sensoren des Typs Kipp & Zonen CM11.

Zur Erfassung der "**siliziumgefilterten**" **Einstrahlung** werden folgende c-Si-Referenzzellen verwendet:

ESTI-Sensor ES 1'222 (BUC und EWB)
Solution Reference Module YT01 (WIN)
Siemens Reference Module M1R (DIS)

Die **Lufttemperatur** wird mit einem elektrisch ventilierten Temperaturgeber vom Typ Friedrichs 2010 erfasst.

Die **Modultemperaturen** werden mit Folienthermometern Minco Pt100 aufgenommen.

Die **Winddaten** werden mit einem Geber der Firma Schildknecht (Typ 566.1s-143) registriert.

Die wechselstromseitige **Leistung** wird mit Umformern Camille Bauer Sineax PQ 502 erfasst.

Kalibrierung der Pyranometer

Die Genauigkeit der Strahlungsmessung ist für die gesamte Auswertung kritisch. Aus diesem Grunde werden die im Rahmen der **1-Megawatt-Solarkette** eingesetzten Pyranometer jährlich kalibriert und die neuen Koeffizienten im Messprogramm nachgeführt.

Die Kalibrierung erfolgt während mindestens 2 Stunden, wobei der Himmel wolkenlos sein muss. Als Beispiel einer solchen Kalibrierung sind nachfolgend die Werte des Sensors der Anlage **Alp Findels** (Arrayebene G_{ap}) vom 23.7.97 aufgezeichnet.

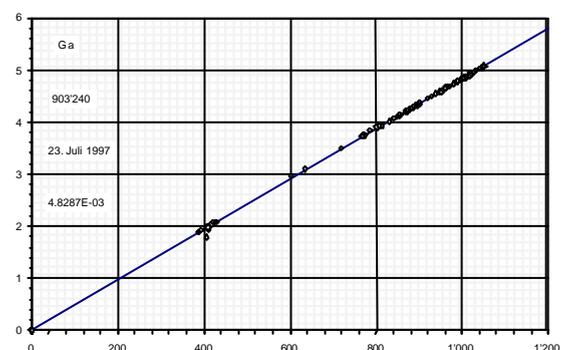


Fig. 16.2.1: Messwerte der Kalibrierung (Abszisse: Einstrahlung in W/m^2 , Ordinate: Pyranometerspannung)

nung in mV) sowie Regressionsgerade (blau) und Empfindlichkeit (Koeffizient: $4.8287 \mu\text{V}/[\text{W}/\text{m}^2]$)

Anl.	Instr.	K&Z	Nachkalibrierung					
			96	97	98	99	00	01
DAV	Gref	4.70	4.74	4.74	4.72	4.75	4.74	
	924'674	20.1.93	23.7	10.9	31.8	14.9	12.9	
BAD	Gh	5.03			5.03	4.94	5.01	4.99
	986'580	1.7.98			21.7	27.5	9.6	16.8
	Gz	5.43			5.46	5.39	5.45	5.41
	986'581	1.7.98			21.7	27.5	9.6	16.8
FIN	Gh	4.72		4.75	4.79	4.77	4.79	4.83
	913'597	28.8.91		23.7	5.6	29.6	25.8	13.8
	Gz	4.75		4.83	4.83	4.82	4.87	4.89
	903'240	14.11.90		23.7	5.6	29.6	25.8	13.8
DIS	Gh	4.41	4.46	4.44	4.41	4.42	4.43	4.49
	924'261	18.6.92	18.9	30.7	23.7	16.7	5.9	15.8
	Gz o	4.39	4.44	4.42	4.41	4.47	4.42	4.46
	924'263	18.6.92	18.9	30.7	23.7	16.7	5.9	15.8
	Gz w	4.45	4.51	4.48	4.47	4.56	4.48	4.53
924'262	18.6.92	18.9	30.7	23.7	16.7	5.9	15.8	
STE	Gz	4.64		4.69	4.69	4.67	4.71	4.76
	913'882			5.8	20.5	17.6	19.6	16.8
WIN	Gh	4.54	4.58	4.60	4.64	4.58	4.60	4.60
	935'082	8.11.93	29.8	5.8	20.5	21.7	14.6	7.8
	Gz	4.59	4.63	4.68	4.61	4.62	4.65	4.62
	935'053	9.11.93	29.8	5.8	20.5	21.7	14.6	7.8
BUC	Gh	5.10		5.13	5.15	5.16	5.12	
	955'782	9.5.95		16.7	25.6	2.7	6.9	
	Gz	5.14		5.19	5.16	5.17	5.19	
	955'800	11.5.95		16.7	25.6	2.7	6.9	
EWE	Gh	5.18			5.15	5.16	5.19	
	986'490				25.6	2.7	6.9	
	Gz	5.00			4.97	4.98	5.04	
	986'492				25.6	2.7	6.9	

Fig. 16.2.2: Empfindlichkeit der Pyranometer (Koeffizienten in $\mu\text{V}/[\text{W}/\text{m}^2]$), Kalibrierdatum

Die Pyranometer zeigen bis jetzt ein sehr stabiles Verhalten.

Die Abweichungen von den ursprünglichen Werksangaben liegen im Bereich zwischen 0.5% und 2.0%.



Fig. 16.2.3: Anordnung der Sensoren während des Kalibriervorganges: Referenzpyranometer (oben links), ESTI-Zelle (Mitte) und drei Feldpyranometer. Das Bild entstand in Disentis-Caischavedra während der Kalibriermessung vom 18. September 1996.

Die Kalibriermessungen der Pyranometer werden jährlich wiederholt.

Zerlegung der Datenfiles und Datenarchivierung

Die im ASCII-Format abgespeicherten Dateien werden in einzelne Tagesfiles à 144 Datensätze zerlegt (z.B. BA961231.DAT). Diese Dateien werden komprimiert und in einem Monatsfile zusammengefasst und archiviert (z.B. BA9612.ZIP). Die Tagesdateien mit den Rohdaten dienen als Basis für alle weiteren Berechnungen.

15.3. NOK-Berechnungsprogramm

Grundlagen

Um aus den verschiedenenorts durchgeführten Datenerhebungen über das Betriebsverhalten von Photovoltaikanlagen zu vergleichbaren Ergebnissen zu gelangen, ist eine Auswertung nach einem standardisierten und normierten Vorgehen notwendig. Die Basis für die Programmierung der NOK-Auswertung bildeten [3] und [4].

Korrektur von Messdatenausfällen

Um trotz Messdatenausfällen eine lückenlose Auswertung durchführen zu können, wird das folgende Korrekturmodell verwendet:

Der ertragsgewichtete tägliche Datenverlust zwischen Sonnenaufgang (SA) und Sonnenuntergang (SU) wird wie folgt berechnet:

Die Ertragskurve wird durch eine Sinus-Funktion angenähert.

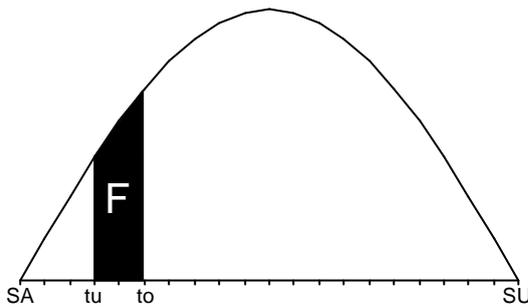


Fig. 15.3.1: Gewichtung der Datenverluste

Die schwarz markierte Fläche, welche den gewichteten Datenverlust in der Zeit von t_u bis t_o darstellt, berechnet sich nach der Formel

$$F_i = 0.5 \cdot \int_{p \cdot \frac{t_u - SA}{SU - SA}}^{p \cdot \frac{t_o - SA}{SU - SA}} \sin(a) \cdot da$$

$$= -0.5 \cdot \cos\left(p \cdot \frac{t_o - SA}{SU - SA}\right) + 0.5 \cdot \cos\left(p \cdot \frac{t_u - SA}{SU - SA}\right)$$

Die in den Tabellen und Graphiken dargestellten Tageswerte werden nicht korrigiert. Für die Monatswerte wird folgender Korrekturfaktor berechnet (Monatskorrekturfaktor für Energiewerte):

$$k = \frac{\sum_{i=1}^{I_{Monat}} F_i}{I_{Monat}}$$

Damit lassen sich die korrigierten monatlichen Energiewerte berechnen:

$$E_{korrigiert} = \frac{1}{1 - k} \cdot E_{gemessen}$$

Für $k=1$ (ganzer Monat keine Daten) werden die berechneten Prognosewerte eingesetzt.

Temperaturkoeffizient der Solarzellen

Der Temperaturkoeffizient der Solarzellen kann als Parameter für jede Berechnung frei

gesetzt werden. Für die im vorliegenden Bericht durchgeführten Auswertungen wurde einheitlich der Wert $c_{Tp} = -3.46E-3^{\circ}C^{-1}$ verwendet (gemäss Fabrimex: Temperature Characteristics of a Typical 103 mm Siemens Solar Cell).

Tagesauswertungen

Dargestellt werden die aus den 10"-Werten berechneten 10'- und Stundenmittelwerte. Als Beispiel sind nachfolgend die Auswertungen der Anlage Disentis-Caischavedra vom 3. Mai 1994 dargestellt.

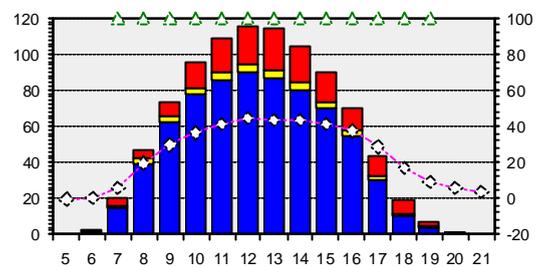


Fig. 15.3.2: Spezifische Erträge Y_r , Y_a (gelb) und Y_f (blau) in $[kWh/kWp/h \cdot 100\%]$, auf der linken Skala, Lufttemperatur und Systemverfügbarkeit auf der rechten Skala

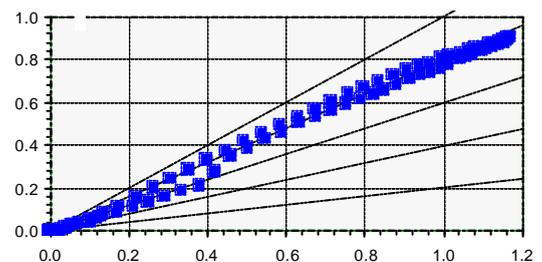


Fig. 15.3.3: Energieertrag AC $[kWh/kWp/h]$ vs. Globalstrahlung $[kWh/m^2/h]$

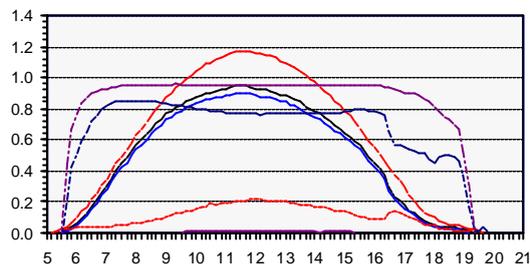


Fig. 15.3.4: Yr (rot, ausgezogen), Ya (schwarz, ausgezogen), Yf (blau, ausgezogen), L_{CM} (rot, gestrichelt), L_{CT} (violett, strich-punktiert), PR (dunkelblau, ausgezogen), η_{Inv} (violett, strich-punktiert)

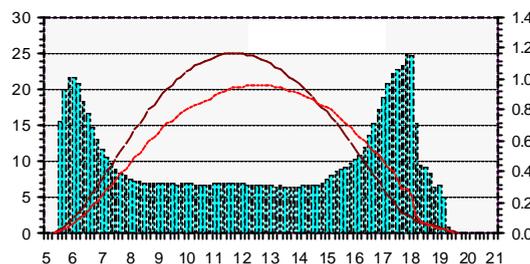


Fig. 15.3.7: Abweichung zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung in [% des Pyranometerwertes] auf der linken Skala, Yr,h (hellrot) und Yr (dunkelrot) in [kWh/kWp/h] auf der rechten Skala

Diese Graphiken werden im Normalfall nicht ausgedruckt. Sie sind aber besonders bei der Analyse von Unregelmässigkeiten sehr wertvoll.

Monatsauswertungen

Dargestellt werden die aus den 10'-Werten berechneten Tagessummen und -mittelwerte. Als Beispiel sind nachfolgend die Auswertungen der Anlage Disentis-Caischavedra vom Mai 1994 dargestellt.

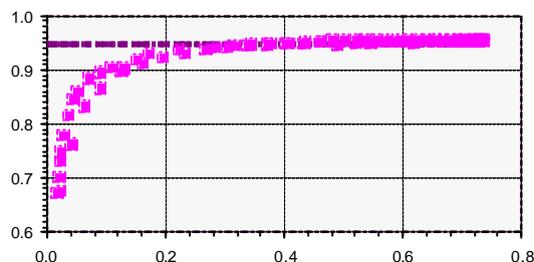


Fig. 15.3.5: η_{Inv} vs. P_{ac}/P_{nom} Inverter

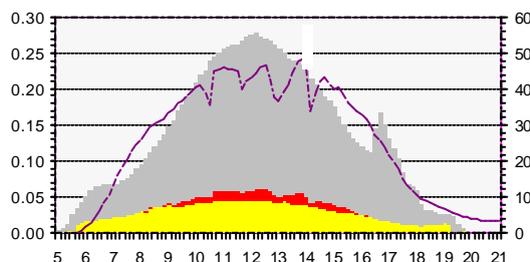


Fig. 15.3.6: L_s (gelb), L_{CT} (rot) und L_{CM} in [kWh/kWp/h] auf der linken Skala, gewichtete Modultemperatur in [°C] auf der rechten Skala

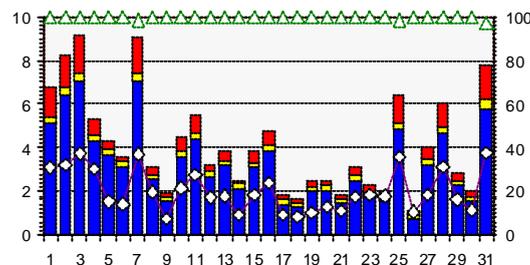


Fig. 15.3.8: Spezifische Erträge Yr, Ya (gelb) und Yf (blau) in [kWh/kWp/d], auf der linken Skala, gewichtete Modultemperatur und Systemverfügbarkeit auf der rechten Skala

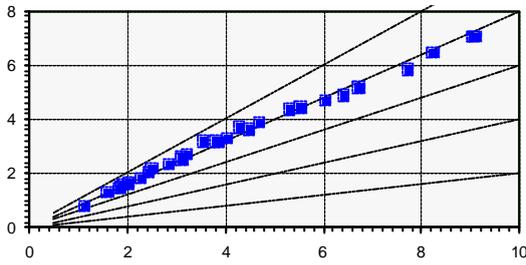


Fig. 16.3.9: Y_f [kWh/kWp/d] vs. Y_r [kWh/m²/d]

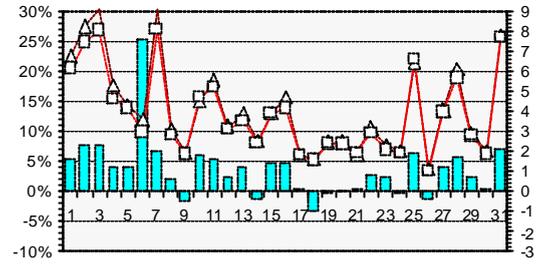


Fig. 15.3.13: Abweichung zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung in [% des Pyranometerwertes] auf der linken Skala, $Y_{r,h}$ (hellrot) und Y_r (dunkelrot) in [kWh/kWp/d] auf der rechten Skala

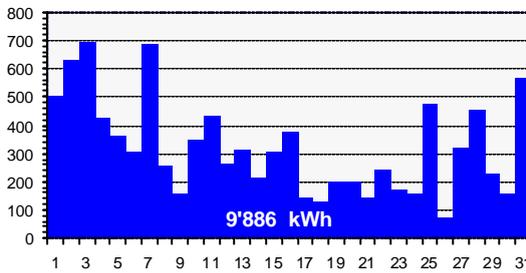


Fig. 15.3.10: Energieerträge [kWh/Tag]

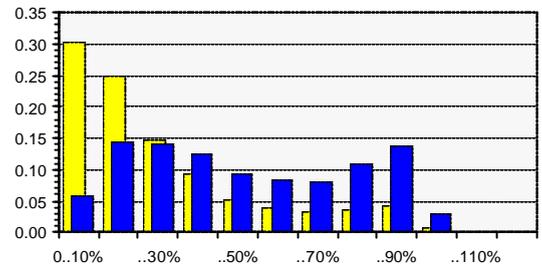


Fig. 15.3.14: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

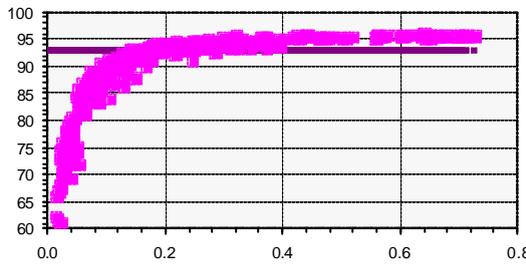


Fig. 15.3.11: η_{Inv} (Stundenwerte) vs. P_{ac}/P_{nom} Inverter

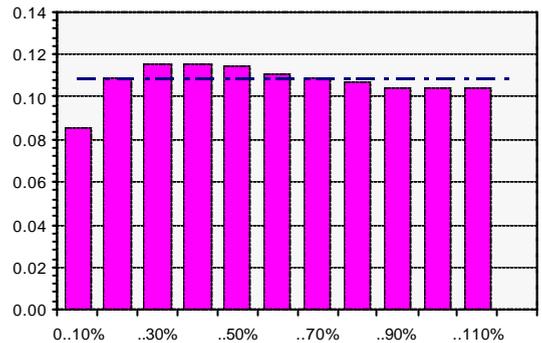


Fig. 15.3.15: Systemwirkungsgrad η_{TOT} [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

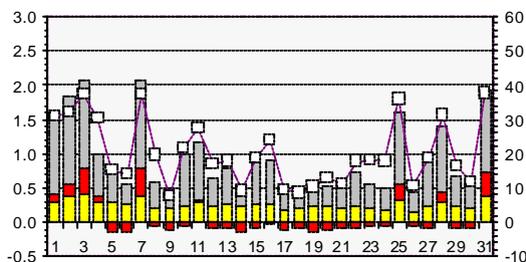


Fig. 15.3.12: L_s (gelb), L_{CT} (rot) und L_{cM} in [kWh/kWp/d] auf der linken Skala, gewichtete Modultemperatur in [°C] auf der rechten Skala

Die Datentabelle sowie die ersten zwei Graphiken der Monatsauswertungen werden ausgedruckt und abgelegt. Diese Informationen sind jederzeit zugänglich.

Jahresauswertungen

Dargestellt werden die aus den Tageswerten berechneten Monatssummen und -mittelwerte. Als Beispiel sind nachfolgend die Auswertungen der Anlage Disentis-Caischavendra von 1994 dargestellt.

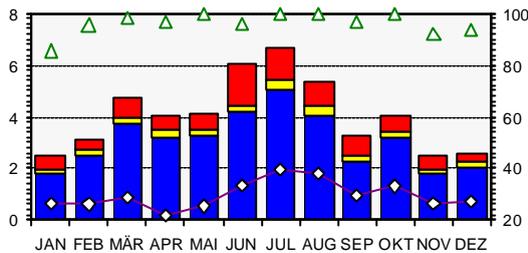


Fig. 15.3.16: Spezifische Erträge Yr, Ya (gelb) und Yf (blau) in [kWh/kWp/d], auf der linken Skala, gewichtete Modultemperatur und Systemverfügbarkeit auf der rechten Skala

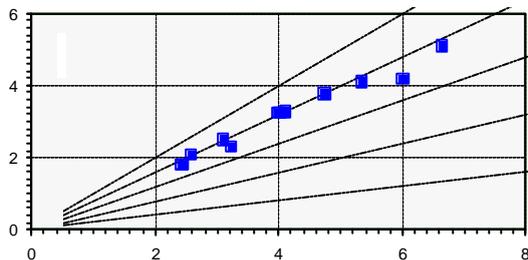


Fig. 15.3.17: Yf [kWh/kWp/d] vs. Yr [kWh/m²/d]

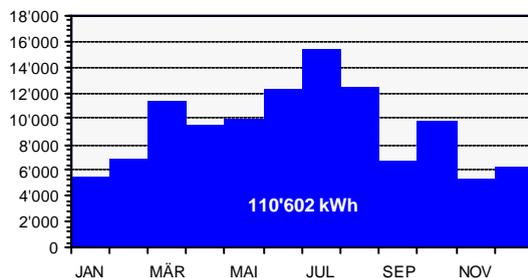


Fig. 15.3.18: Energieerträge [kWh/Mt]

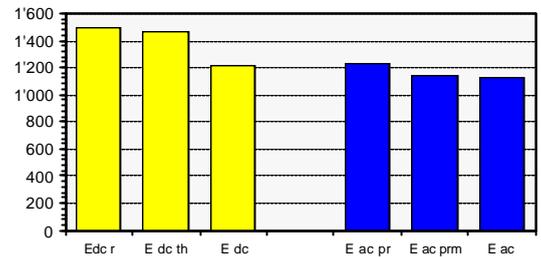


Fig 15.3.19: **Jahresarrayertrag E_{dc}** (gelb): Referenz (T_m=25°C), theoretisch (temperaturkorrigiert) und effektiv (gemessen); **Jahresenergie ins Netz E_{ac}** (blau): Prognose (Meteonorm), Prognose (witterungsbereinigt), effektiv (gemessen) [kWh/kWp/a]

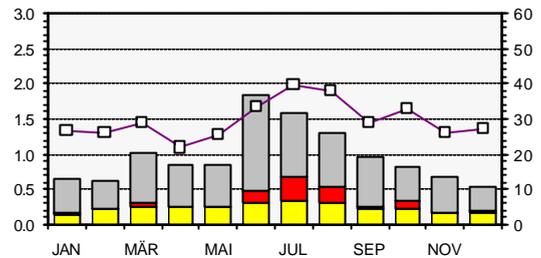


Fig. 15.3.20: L_s (gelb), L_{ct} (rot) und L_{cm} in [kWh/kWp/d] auf der linken Skala, gewichtete Modultemperatur in [°C] auf der rechten Skala

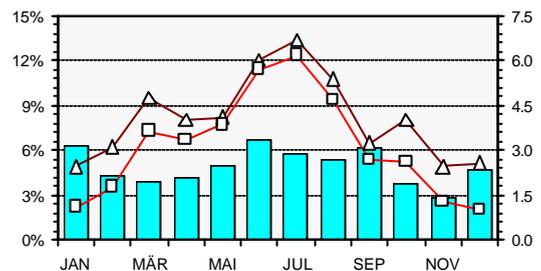


Fig. 15.3.21: Abweichung zwischen Pyranometer- und Referenzzellenmessung in [% des Pyranometerwertes] auf der linken Skala, Yr,h (hellrot) und Yr (dunkelrot) in [kWh/kWp/d] auf der rechten Skala

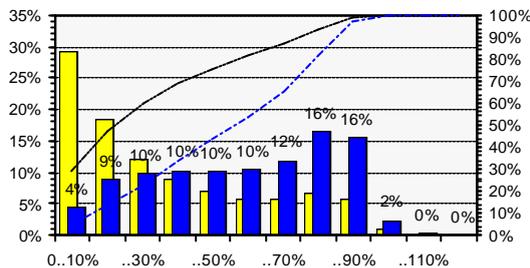


Fig. 15.3.22: Häufigkeit der Betriebsstunden (gelb) und des Energieertrages (blau) vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC. Linien: Summenhäufigkeit

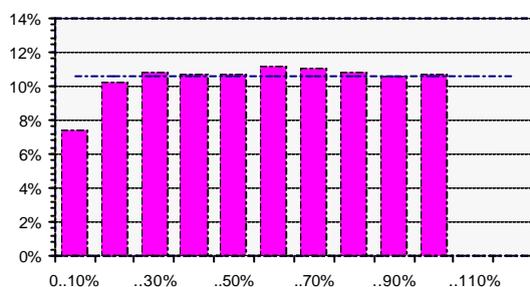


Fig. 15.3.23: Systemwirkungsgrad η_{TOT} [%] vs. Leistungsbereich PAC/PDC STC

15.4. Nominalleistungen der Anlagen

Um Photovoltaikanlagen untereinander vergleichen zu können, werden relative Ertrags- und Leistungskenngrößen berechnet. Als Bezugsgrösse kommt hierbei die nominale Leistung des Solargenerators unter Standardtestbedingungen (STC) zur Anwendung. Die Festlegung dieser Nominalleistung bereitet in der Praxis etwelche Mühe. Im wesentlichen bieten sich vier verschiedene Methoden mit entsprechend unterschiedlichem Aufwand an:

1. Die Modulleistung im Datenblatt des Herstellers wird mit der Anzahl Modulen des gesamten Generators multipliziert.
2. Die Hersteller verfügen über einen eigenen Sun-Simulator und liefern zu jedem Modul ein Messprotokoll. Die Leistung des Generators errechnet sich als die Summe

aller Modul-Einzelleistungen aus den Messprotokollen.

3. Die Modulleistung einiger zufällig ausgewählter Testmodule wird von einem unabhängigen Institut gemessen (JRC ESTI Ispra, TÜV, FhISE, usw.). Die Protokolle der übrigen Module werden linear korrigiert.
4. Die Generatorleistung wird im Feld gemessen und auf STC umgerechnet.

Das **Vorgehen Nr. 1** führt generell zu zu hohen Nominalleistungen. Die Hersteller garantieren nach 10 jähriger Benützung eine Abweichung der Leistung vom Nominalwert von $\pm 10\%$, heute zum Teil $\pm 5\%$. Die Praxis zeigt, dass das Toleranzband eher einseitig zu tieferen Leistungen hin beansprucht wird [9].

Die Nominalleistungen der PV-Anlagen ZV-Baden, Alp Findels, ISOKW-Brugg, Kirche Steckborn und Disentis-Caischavedra wurden nach der Methode 1 bestimmt.

Das **Vorgehen Nr. 2** lässt eine differenziertere Beurteilung zu. Im Rahmen der Qualitätssicherung werden bei den meisten Herstellern alle Module einem Funktionstest im Sun-Simulator unterzogen. Damit ist einerseits die Leistung im MPP bestimmt, andererseits können die Module einer Lieferung stromklassensortiert installiert werden. Für die zuverlässige Leistungsbestimmung ist es wichtig, dass die Sun-Simulatoren periodisch kalibriert werden. Leider gibt es Beispiele, die die gewissenhafte Kalibrierung in Frage stellen.

Die Nominalleistung der PV-Anlage Migros-Winterthur wurde nach der Methode 2 bestimmt.

Das **Vorgehen Nr. 3** kann grundsätzlich angewendet werden, wenn sowohl sämtliche Herstellerprotokolle wie auch die unabhängige Messung von Stichproben vorliegen. Ausgehend von der Annahme einer linearen systematischen Abweichung zwischen den Ergebnissen des Sun-Simulators des Herstellers und den Messungen des anerkannten Messinstitutes können alle Protokollwerte proportional umgerechnet werden.

Datum: 1. November 2002
Seite: 56

Dieses Vorgehen scheint aus Sicht der Erfahrungen mit der 1-Megawatt-Solarkette das zweckmässigste zu sein.

Die Nominalleistungen der PV-Anlagen Neu-Technikum Buchs und EW Buchs Vorderberg wurden nach der Methode 3 bestimmt.

Das **Vorgehen Nr. 4** unterdrückt anlagen-spezifische Eigenheiten wie Mismatchverluste und Ohm'sche Verluste in der DC-Verkabelung und in den Strangdioden. Korrekturrechnungen und die Umrechnung auf STC sind nicht unproblematisch und machen dieses Verfahren deshalb eher weniger empfehlenswert.

("Nameplate Rating") = Vorgehen Nr. 1; B: Hersteller-messungen (Protokolle) = Vorgehen Nr. 2; C: Anhand unabhängiger Messungen korrigierte Herstellerangaben = Vorgehen Nr. 3.

Die nominale Modulleistung fließt direkt in die **relativen Leistungskenngrößen** Y_a , Y_f , L_c , L_s und PR ein. Da dies die typischen Grössen für Anlagenvergleiche sind, ist eine möglichst gute Angabe der Nominalleistung, wie sie beispielsweise das Vorgehen Nr. 3 gewährleistet, wesentlich.

Die Problematik der erheblich eingeschränkten Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Anlagen ist aber in jedem Fall offensichtlich, solange unterschiedliche und/oder ungeeignete Vorgehensweisen angewendet werden. Als anschauliches Beispiel hierzu dienen die Daten der PV-Anlage Neu-Technikum Buchs, wo die Nominalleistung zwischen Variante 1 und Variante 3 um über 14% differiert!

Es stellt sich die Frage, ob es nicht sinnvoller wäre, für Anlagenvergleiche anstelle des PR -Wertes die **Wirkungsgrade** heranzuziehen. Diese lassen sich aus Leistungsmessungen (P_{ac} , P_{dc}), Globalstrahlungsmessungen (G_{ap}) und der Bestimmung der Solarzellenfläche (F_c) berechnen, womit das Problem der Unsicherheit bei der Festlegung der Nominalleistung elegant umgangen werden könnte.

Nr.	Anl.	Anz.	Ø - Leistung		
			A	B	C
			53 Wp		
1	BAD	48	2.54 kWp		
	Arco M55				
			185 Wp		
2	FIN	72	13.34 kWp		
	Solution SI185				
			55 Wp		
3	BRU	945	51.96 kWp		
	Siemens M55				
			45 Wp		
4	STE	432	19.42 kWp		
	Siemens M65				
			266 Wp		(273 Wp)
5	DIS	368	97.78 kWp		(100.32 kWp)
	Solution SI266				(2.6%)
			125 Wp	128 Wp	
6	WIN	528	66.08 kWp	67.44 kWp	
	Solution SH125			2.1%	
			110 Wp	106 Wp	94 Wp
7	NTB	192	21.12 kWp	20.42 kWp	18.12 kWp
	GPV 110			-3.3%	-14.2%
			110 Wp	111 Wp	103 Wp
8	EWB	285	31.35 kWp	31.52 kWp	29.37 kWp
	Siemens SM110			0.6%	-6.3%

Fig. 15.4.1: Nominalleistungen der Anlagen der 1-Megawatt-Solarkette der NOK: A: Herstellerangaben