

Universität Kassel
Fachbereich 16 - Elektrotechnik / Informatik
Wilhelmshöher Allee 73
34121 Kassel

WS 07/08

Diplomarbeit

Automatische Fehlererkennung in netzparallelen Photovoltaikanlagen

vorgelegt von

Jens Haines

geb. am 15. August 1980 in Eschwege

Matrikelnummer 02237318

Eingereicht am 3. März 2008

Gutachter:

Prof. Dr. Claudia Leopold

Prof. Dr. Heinrich Werner

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig angefertigt, sowie keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Diese Arbeit wurde bisher keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Kassel, den 3. März 2008

(Unterschrift)
Jens Haines

Einführung

Netzparallele Photovoltaikanlagen sind eine umweltfreundliche Möglichkeit zur Stromerzeugung. Durch die Verwendung unbeweglicher Teile wird der Betrieb sehr leise und zuverlässig. Trotzdem können auch hier Ausfälle von Komponenten oder andere störende Effekte auftreten, welche zu einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der Anlage führen. Insbesondere die teilweisen Ausfälle sind nicht leicht zu erkennen und führen durch die späte Entdeckung und Behebung zu erheblichen Ertragseinbußen. Aus diesem Grund sind zahlreiche Photovoltaikanlagen mit einem Datenerfassungssystem ausgestattet, das die Erkennung von Fehlern durch Analyse der aufgezeichneten Daten ermöglicht. Diese Analyse findet jedoch häufig manuell statt. Eine automatische Fehleranalyse würde hier viel Zeit sparen und den Zeitraum zwischen Auftreten eines Fehlers und der Behebung der Störung verkürzen.

In der Diplomarbeit wurde ein solches automatisches Fehleranalysesystem für netzparallele Photovoltaikanlagen entwickelt. Das System ist in der Lage, die von den Datenloggern aufgezeichneten Werte einzulesen, zu analysieren und im Fehlerfall eine Meldung zu erzeugen. Bei der Analyse werden die Daten in einem Zeitraum von einem Tag und einem Monat betrachtet. Auf beide Zeiträume werden unterschiedliche Analysemethoden angewendet. Diese Analysemethoden wurden während der Diplomarbeit teilweise erarbeitet.

Die Arbeit gibt zunächst in Kapitel 1 einen kurzen Überblick über die Grundlagen der solaren Energiegewinnung, um eine Basis für das Verständnis der folgenden Kapitel zu schaffen. In Kapitel 2 werden die aktuell vorhandenen Ansätze zur Fehleranalyse von Photovoltaikanlagen vorgestellt, wobei auf die jeweiligen Vor- und Nachteile eingegangen wird. Einige der dort vorgestellten Verfahren wurden später in das Analyseprogramm implementiert. Kapitel 3 stellt das entwickelte Analyseprogramm *KACO Data Monitoring System* vor und geht dabei auf die allgemeine Programmstruktur und auf die Vorgehensweise bei der Fehleridentifikation ein. Die angewendeten Algorithmen werden kurz erläutert und mit Hilfe von Quelltextbeispielen erklärt. Kapitel 4 beschreibt, wie das Programm für verschiedene Photovoltaikanlagen getestet wurde, um seine Funktionsweise zu validieren. Zum Schluss fasst Kapitel 5 die Arbeit zusammen und gibt einen Ausblick auf die zukünftige Vorgehensweise.

Diese Diplomarbeit wurde im Forschungs- und Entwicklungszentrum Kassel der Firma KACO Gerätetechnik GmbH durchgeführt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Michael Viotto
 Dipl.-Inf. Helmut Giese

Inhaltsverzeichnis

Erklärung	I
Einführung	II
1 Nutzung solarer Strahlungsenergie	1
1.1 Energie aus der Sonne	1
1.1.1 Sonnenstrahlung	1
1.2 Grundlagen der Photovoltaik	4
1.2.1 Geschichte	4
1.2.2 Aufbau einer PV-Anlage und Anlagentypen	5
1.2.3 Aufbau und Funktionsweise einer Solarzelle	6
1.2.4 Der Wechselrichter	9
1.3 Die Firma KACO Gerätetechnik	11
1.3.1 Der Powador-proLOG	11
2 Fehleranalyse	14
2.1 Ursachen für Ertragseinbußen	14
2.2 Überwachung durch Ertragsvergleich	15
2.3 Überwachung durch Mustererkennung	17
2.3.1 Suchen nach bekannten Mustern	17
2.3.2 Unbekannte Muster erlernen	17
2.4 Überwachung mit Ertragsabschätzung	18
2.4.1 PVSat	19
2.4.2 Abschätzung der Einstrahlung	21
2.5 Ertragsabschätzung mit normierten Erträgen	22
2.5.1 Erträge, Leistungen und Verluste	23
2.5.2 Statistiken	26

2.6	Zusammenfassung	27
3	Das Programm KACO DMS	29
3.1	Programmstruktur	29
3.1.1	Die grafische Benutzeroberfläche	29
3.1.2	Die Verzeichnisstruktur	31
3.1.3	Die Datenbeschaffung	32
3.1.4	Die Berechnung der normierten Messwerte	34
3.2	Fehleranalyse	36
3.2.1	Analyse eines Tages	36
3.2.2	Analyse längerer Zeiträume	39
4	Validierung des Programms	41
4.1	Die PV-Anlage KACO Kassel	41
4.1.1	Die 20kW Teilanlage	42
4.1.2	Die 75kW Teilanlage	42
4.2	Test mit realen Daten	44
4.2.1	Tagesanalyse	44
4.2.2	Monatsanalyse	47
4.2.3	Auswirkung der Schwellwerte	48
4.3	Auswertung der Tests	49
5	Schlußbemerkung	51
5.1	Was ist bereits erreicht?	51
5.2	Was bleibt noch zu tun?	51
5.3	Fazit	52
A	Datenblatt BP Solar SX 170b	54
B	Datenblatt Solon P220/6+	56
	Verwendete Formelzeichen	57
	Glossar	59
	Literaturverzeichnis	62

Abbildungsverzeichnis

1.1	Weg der Sonnenstrahlung durch die Atmosphäre	2
1.2	Sonnenspektrum (Quelle: [Uni07])	3
1.3	Bild eines Pyrano- und Pyrheliometers (Quelle: [Wik05][Wor07])	4
1.4	Bestandteile einer netzgekoppelten PV-Anlage (Quelle: [SSF05])	6
1.5	Kristallgitter von Silizium mit Kovalenzbindungen	7
1.6	Energienutzung von Materialien im Sonnenspektrum (Quelle: [Hah01])	9
1.7	Kennlinie einer Solarzelle	11
1.8	Powador-proLOG XL (Quelle: [KAC06a])	12
2.1	Einstrahlung in Modulebene der PV-Anlage KACO Kassel	15
2.2	Übersicht über das PVSAT-Verfahren (Vergleich: [PVS05])	20
2.3	Funktionsweise der Footprint-Methode (Vergleich: [HSB ⁺ 04][BLB ⁺ 06]) . . .	21
2.4	Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland (Vergleich: [Deu07]) . .	22
2.5	Monatsstatistik KACO Kassel September 2007	26
2.6	Tagesdiagramm der 20kW Teilanlage KACO Kassel 23. September 2007 . .	27
3.1	Die grafische Benutzeroberfläche von KACO Data Monitoring System	30
3.2	Der Dialog zur Anlageneingabe	31
3.3	Verzeichnisbaum von KACO Data Monitoring System	32
4.1	Die PV-Anlage KACO Kassel	41
4.2	Modulkonfiguration der 20kW Teilanlage	42
4.3	Modulkonfiguration der 75kW Teilanlage	43
4.4	Analyse der Performance Ratio der 75kW Teilanlage vom 23. September 2007	45
4.5	Vergleich der normierten AC-Leistungen von sechs Wechselrichtern der 75kW Teilanlage vom 09.02.2008.	47
4.6	Verschattung der Solarmodule des Wechselrichters 13 der 75kW Teilanlage .	48

Quelltextverzeichnis

3.1	Beispiel der Datenspeicherung	33
3.2	Berechnung der normierten momentanen Leistungen	34
3.3	Berechnung der normierten Erträge und Verluste	35
3.4	Pseudocode der Tagesanalyse	37
3.5	Pseudocode des Wechselrichtervergleichs	39
3.6	Pseudocode der Monatsanalyse	40

1 Nutzung solarer Strahlungsenergie

1.1 Energie aus der Sonne

Die Sonne, der zentrale Stern unseres Planetensystems, hat einen Durchmesser von etwa $1,39 \cdot 10^9 \text{m}$ und ist im Durchschnitt $1,5 \cdot 10^{11} \text{m}$ von der Erde entfernt [DB91]. Dieser Abstand variiert aufgrund der elliptischen Umlaufbahn der Erde um die Sonne. Er erreicht am 3. Januar, im sogenannten Perihel, sein Minimum und am 3. Juli, im Aphel, sein Maximum. Die Sonne produziert durch Kernfusion, bei der Wasserstoffkerne in Heliumkerne umgewandelt werden, Energie, die sie radial abstrahlt. Der Anteil der Energie, die dabei auf der Erde eintrifft, entspricht weit mehr als dem 1000-fachen des gesamten Energieverbrauchs der Erde [Häb07]. Es ließen sich also sämtliche Energieprobleme lösen, wenn nur 0,1% dieser Energie nutzbar gemacht werden könnte. Das Gebiet der Photovoltaik hat sich dies zur Aufgabe gemacht.

Die Solarkonstante gibt den Wert der Sonnenstrahlung auf der Erdumlaufbahn an. Gemessen wird die Leistung bezogen auf eine ebene Fläche senkrecht zur Sonnenstrahlung auf der Erdumlaufbahn. Dieser Messwert gilt außerhalb der Erdatmosphäre, da durch diese ein gewisser Anteil an Strahlung absorbiert bzw. reflektiert wird. Die Solarkonstante ist im eigentlichen Sinne keine Konstante, sondern variiert je nach Jahreszeit bzw. Stand der Erde zur Sonne. Die Ursache für diese Schwankung ist die leicht elliptische Umlaufbahn der Erde um die Sonne. Die Strahlung nimmt im Perihel ihren Maximalwert von etwa 1414W/m^2 und im Aphel ihren Minimalwert von 1322W/m^2 an [Häb07]. Die Solarkonstante wurde von der Weltorganisation für Meteorologie mit einer Fehlertoleranz von 1% auf einen Wert von 1367W/m^2 festgelegt [DB91].

1.1.1 Sonnenstrahlung

Die Sonnenstrahlung, die ohne Atmosphäre auf der Erde eintreffen würde, wird durch die Solarkonstante beschrieben. Die Strahlung wird jedoch durch die Atmosphäre reduziert bzw. umgelenkt. Zum besseren Verständnis sollen zunächst einige Begriffe erläutert werden.

Unter der Sonnenstrahlung versteht man die Strahlung der Sonne im Wellenlängenbereich von $0,3 \mu\text{m}$ bis $3 \mu\text{m}$. Die Direktstrahlung ist dabei der Anteil, der, ohne umgelenkt zu werden, auf

der Erdoberfläche eintrifft. Im Gegensatz dazu ist die Diffusstrahlung der Anteil der Sonnenstrahlung, welcher von Partikeln in der Atmosphäre (Wassertröpfchen in Wolken, Schmutzpartikel in der Luft, etc.) umgelenkt wird, bevor er auf die Erdoberfläche auftrifft. Unter der Globalstrahlung versteht man die Summe aus Direkt- und Diffusstrahlung, d.h. die gesamte von der Sonne ausgehende Strahlung, die auf der Erdoberfläche eintrifft. Der Begriff der Air Mass beschreibt das Verhältnis der Atmosphärenmasse (also die optische Dicke), welche die Strahlung durchläuft, zu der Atmosphärenmasse, welche die Strahlung im Idealfall (bei einem Sonnenstand von 90°) durchlaufen würde. Als Bezugspunkt wird hierbei der Meeresspiegel gewählt.

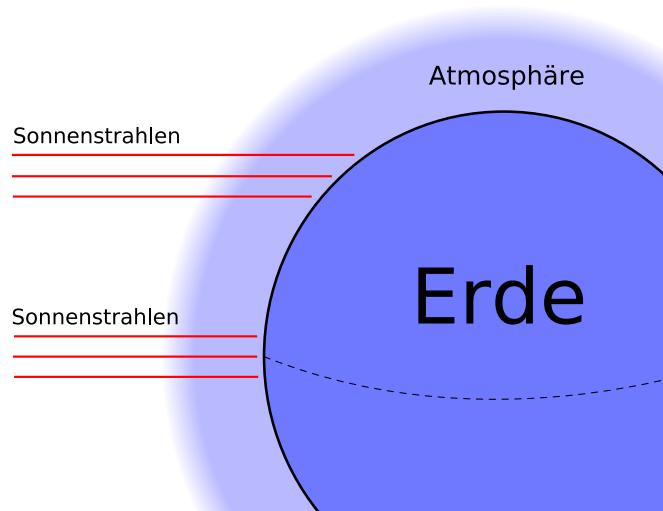


Abbildung 1.1: Weg der Sonnenstrahlung durch die Atmosphäre

In Regionen um den Äquator (Sonnenhöhe nahezu 90°) ergibt sich für die Air Mass etwa ein Wert von 1. Da bei der Air Mass als Bezugspunkt der Meeresspiegel gilt, können im Bergland auch Werte < 1 erreicht werden. In Europa kann bei einer mittleren Sonnenhöhe von $41,8^\circ$ ein Wert von 1,5 angenommen werden. In Abbildung 1.1 wird noch einmal veranschaulicht, welche Strecke das Licht durch die Atmosphäre zurücklegen muss. Es wird deutlich, je kleiner der Winkel des Sonnenstandes, desto größer die Strecke, welche das Licht durch die Atmosphäre zurücklegen muss. Dementsprechend höhere Werte ergeben sich für die Air Mass.

Bestimmte Anteile des Lichtspektrums der Sonne werden durch die Erdatmosphäre und andere Faktoren stärker absorbiert als andere. Abbildung 1.2 zeigt diesen Sachverhalt für eine Air Mass von 0 (außerhalb der Atmosphäre) und eine Air Mass von 1,5 (Durchgang durch die 1,5-fache Atmosphärendicke). Der 6000 K schwarze Strahler (engl. Blackbody) stellt eine ideale thermische Strahlungsquelle dar, welche ein temperaturabhängiges Spektrum aussendet. Er ist hier als Referenzwert eingetragen. Die Abweichung der Air Mass 0 von dem schwarzen Strahler liegt an dem Durchlassvermögen der Sonnenatmosphäre bei unterschiedlichen Wellenlängen. Einige Wellenlängen werden von der Sonnenatmosphäre stärker absorbiert, wodurch kein

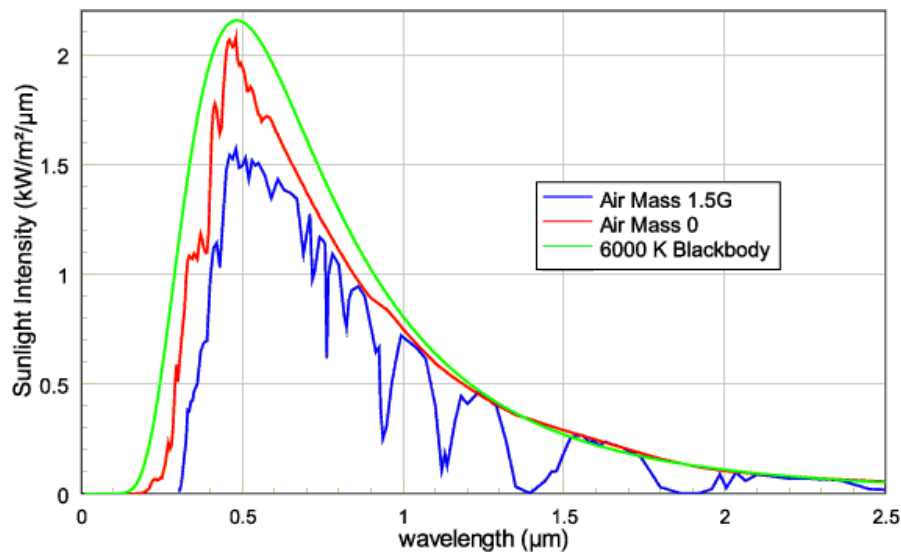


Abbildung 1.2: Sonnenspektrum (Quelle: [Uni07])

ideales Spektrum erreicht wird.

Vergleicht man die Kurven der Air Mass 0 und der Air Mass 1,5 miteinander fällt auf, dass bei der Air Mass 1,5 einige Wellenlängenbereiche von der Erdatmosphäre stärker absorbiert werden als andere. Diese Absorption wird durch bestimmte Elemente wie Ozon, Wasser oder Kohlendioxid in der Atmosphäre hervorgerufen (vergleiche hierzu auch Abbildung 1.6). Durch die Verluste in der Atmosphäre erhält man in Gebieten nahe des Äquators noch Einstrahlungswerte von etwa 1 kW/m^2 , in Europa etwa 835 W/m^2 [Häb07]. Die absoluten Werte schwanken je nach Wetterbedingungen, Standort und Jahreszeit. Auch der Anteil an Direkt- und Diffusstrahlung ist stark wetter- und standortabhängig.

Methoden zur Messung der Sonnenstrahlung

Zur Messung der Sonnenstrahlung stehen verschiedene Sensoren zur Verfügung. Die einfachste Variante ist die Messung der Sonnenstrahlung mit einer Referenzzelle. Referenzzellen sind speziell geeichte Solarzellen, welche die Einstrahlung messen können. Sie sind die preisgünstigsten Geräte zur Messung der Einstrahlung, haben jedoch den Nachteil, dass sie nur einen bestimmten Anteil der Wellenlängen des Sonnenspektrums auswerten können.

Eine weitere Methode ist die Messung der Globalstrahlung mit einem so genannten Pyranometer. Ein Pyranometer besteht aus einer Glaskuppel, die es vor äußeren Einflüssen schützt. In der Mitte der Kuppel befindet sich eine schwarze, temperaturempfindliche Fläche. Der durch den Lichteinfall hervorgerufene Temperaturunterschied zur Umgebungstemperatur (die Gehäusetemperatur) ist proportional zur Einstrahlung. Mit einem geeichten Pyranometer können



(a) Pyranometer



(b) Pyrliometer

Abbildung 1.3: Bild eines Pyrano- und Pyrliometers (Quelle: [Wik05][Wor07])

sehr genaue Ergebnisse erzielt werden, allerdings sind sie aufgrund der thermischen Funktionsweise eher träge. Sie sind im Vergleich zu den Referenzzellen auch wesentlich teurer in der Anschaffung. Um nur den Anteil der Diffusstrahlung zu messen, wird ein Band über das Pyranometer gestellt, welches den Anteil an direkter Einstrahlung abschirmt [Häb07].

Ein Pyrliometer ist eine besondere Bauweise eines Pyranometers. Dabei ist die temperatur-empfindliche Fläche am Ende einer langen Röhre angebracht. Diese Röhre wird stets nach der Sonne ausgerichtet und misst so nur den Anteil der Direktstrahlung an der Globalstrahlung [DB91].

1.2 Grundlagen der Photovoltaik

1.2.1 Geschichte

Unter dem Begriff Photovoltaik versteht man die Umwandlung von Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie mit Hilfe von Solarzellen. Der Begriff Photovoltaik (kurz PV) ist eine Komposition aus den beiden Begriffen *Photos* dem griechischen Wort für Licht und *Voltaik* nach Alessandro Volta einem Pionier der Elektrotechnik und Namensgeber für die Einheit der elektrischen Spannung [Häb07]. Das Prinzip des photoelektrischen Effekts wurde bereits 1839 von dem französischen Physiker Alexandre Edmond Becquerel entdeckt, jedoch erst 1954 gelang es, eine praktisch nutzbare Solarzelle zu entwickeln. Zunächst wurden Solarzellen für die Energieversorgung von Satelliten eingesetzt. Die hohen Kosten der Solarzellen waren dabei zu vernachlässigen. Viel wichtiger war eine hohe Zuverlässigkeit, ein geringes Gewicht und ein hoher Wirkungsgrad. Erst ab Mitte der 70er Jahre wurde ein Einsatz auf der Erde interessant. Seitdem hat das Interesse an dieser Art der Energieerzeugung enorm zugenommen. Das gestiegene Umweltbewusstsein seit der Energiekrise 1973 und dem Atomunfall

in Tschernobyl 1986 sowie wirtschaftliche Anreize haben der Photovoltaik in den letzten Jahrzehnten zu einem enormen Wachstum verholfen.

Mit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) zum 01.04.2000 wurden bundesweite Förderprogramme ins Leben gerufen. Als Beispiel sei das 100.000-Dächer-Programm (als Nachfolger des 1000-Dächer-Programms von 1990) erwähnt, welches die Errichtung von privaten oder kleineren industriellen Photovoltaikanlagen förderte. Als 2003 das gesetzte Ziel von 300MW_p installierter Leistung erreicht war, lief das Programm aus [DP07].

1.2.2 Aufbau einer PV-Anlage und Anlagentypen

Photovoltaikanlagen lassen sich prinzipiell in zwei Bereiche einteilen. Auf der einen Seite gibt es sogenannte Inselanlagen, welche ihren Strom ausschließlich aus den Solarzellen erhalten. Diese Anlagen werden dort eingesetzt, wo eine Anbindung an das öffentliche Stromnetz nicht möglich oder sinnvoll ist. Bei Inselanlagen wird der Strom meist in einem Akkumulator gepuffert, um ihn tagsüber zu speichern und nachts wieder zu entnehmen. Inselanlagen werden z.B. bei Parkscheinautomaten oder in Wohnmobilen eingesetzt. Sie können auch in unzugänglichen Gebieten für die Stromerzeugung genutzt werden. Kleinere Dörfer in Entwicklungsländern können so mit Strom versorgt werden, ohne dass lange Strecken mit Überlandleitungen zurückgelegt werden müssen.

Im Gegensatz zu den Inselanlagen sind die sogenannten Netzparallelanlagen direkt mit dem öffentlichen Versorgungsnetz verbunden. Bei diesen Anlagen wird der erzeugte Strom in Teilen oder im Ganzen in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Erzeugt die Anlage mehr Strom als verbraucht wird, wird der überschüssige Anteil in das Netz eingespeist. Wird im Gegenzug weniger Strom erzeugt als verbraucht, so wird der benötigte Strom aus dem Netz entnommen. Da heutzutage die Vergütung für den eingespeisten Strom über dem Strompreis liegt, ist es sinnvoll den erzeugten Strom komplett in das öffentliche Stromnetz einzuleiten und den benötigten Strom wieder zu entnehmen.

Hauptbestandteil einer PV-Anlage sind die Solarmodule, die aus mehreren Solarzellen zusammengesetzt sind. Diese wandeln das Licht in elektrischen Strom um und müssen deshalb mit möglichst direkter Sicht zur Sonne installiert werden. Typische Standorte sind Hausdächer oder eigens installierte Halterungen. Auch an Gebäudefassaden oder Lärmschutzwänden können Solarmodule sinnvoll eingesetzt werden. Ein weiterer wichtiger Bestandteil einer PV-Anlage ist der Wechselrichter. Dieser wandelt den von den Solarzellen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um. Wie bei jeder Art von Energieumwandlung entstehen dabei Verluste. Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters gibt an, wieviel Energie tatsächlich nach der Umwandlung wieder zur Verfügung steht. Er liegt heute etwa im Bereich um 95%. Werden nur Gleichstromverbraucher betrieben wird kein Wechselrichter benötigt. Weitere Bestandteile einer PV-Anlage sind z.B. bei Inselanlagen der Laderegler, welcher die einzelnen Stränge der Solarmodule zusammenfasst und für das Laden des Akkumulators verantwortlich ist. Bei



Abbildung 1.4: Bestandteile einer netzgekoppelten PV-Anlage: Solarmodul (1), Generatoranschlusskasten (2), Wechselrichter (3), Stromzähler (4), Netzananschluss (5) (Quelle: [SSF05])

netzgekoppelten PV-Anlagen wird ein Stromzähler benötigt, welcher den eingespeisten Strom protokolliert. Die wichtigsten Bestandteile einer netzparallelen PV-Anlage sind in Abbildung 1.4 noch einmal zusammengefasst.

1.2.3 Aufbau und Funktionsweise einer Solarzelle

Eine Solarzelle ist aus einem Halbleitermaterial aufgebaut. Ein Halbleiter ist ein Material, das eine bessere elektrische Leitfähigkeit als ein Isolator besitzt und eine schlechtere als ein Leiter. Beispiele für Halbleitermaterialien sind Silizium (Si), Germanium (Ge), Selen (Se) oder Galliumarsenid (GaAs) bzw. Galliumphosphid (GaP). Der am häufigsten verwendete Halbleiterwerkstoff ist sicherlich Silizium, da er ausreichend zur Verfügung steht und nicht umweltgefährdend ist [Häb07]. Silizium hat vier Außenelektronen und geht für eine stabile Elektronenkonfiguration mit jeweils vier Nachbarelektronen eine sogenannte kovalente Bindung ein (vergleiche hierzu Abbildung 1.5(a)).

Beim Dotieren wird eine geringe Menge an Fremdatomen in das Material eingebracht, um seine elektrischen Eigenschaften gezielt zu verändern. Durch Dotierung von Silizium mit Phosphor entsteht die Gitterstruktur aus Abbildung 1.5(b). Das Phosphoratom besitzt ein weiteres Außenelektron, welches keine kovalente Bindung eingehen kann. Dieses Elektron löst sich daher sehr leicht vom Atomkern ab, was eine Leitfähigkeit durch negative Ladungen bewirkt. Einen solchen Halbleiter nennt man auch n-leitend. Wird Silizium mit einer geringen Menge Bor dotiert, erhält man die Kristallgitterstruktur aus Abbildung 1.5(c). Das Boratom hat ein

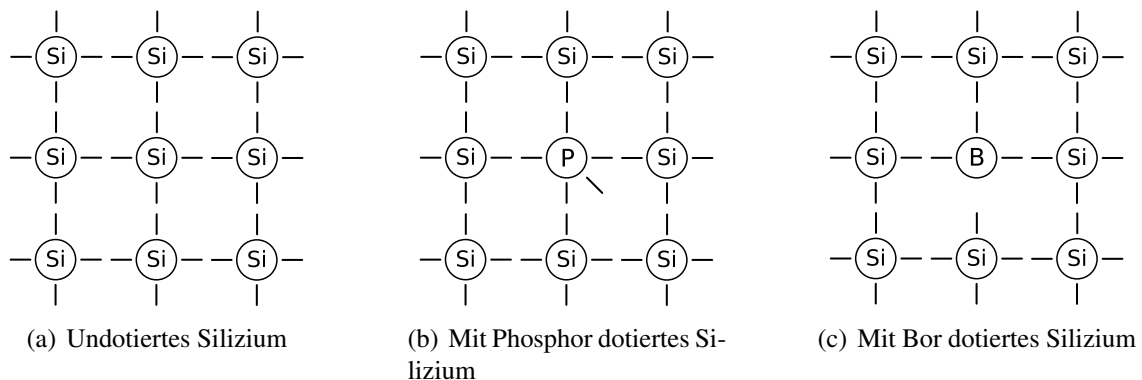


Abbildung 1.5: Kristallgitter von Silizium mit Kovalenzbindungen

Außenelektron weniger als die Siliziumatome, weshalb es nur mit jeweils drei Nachbaratomen eine kovalente Bindung eingehen kann. Es entsteht ein sogenanntes Elektronenloch. In dieses Loch kann ein Nachbarelektron hineinfallen, wodurch sich ein Loch ebenso frei bewegen kann wie ein freies Elektron. Durch Löcher wird also eine Leitfähigkeit durch positive Ladungen bewirkt, daher nennt man solche Halbleiter auch p-leitend [Häb07][Gre82].

Wird nun ein n-Leiter mit einem p-Leiter zusammen gebracht, wandern die freien Elektronen aus dem n-Leiter in die Löcher des p-Leiters. Es entsteht ein elektrisches Feld, das diesem Vorgang entgegenwirkt und ihn begrenzt. Somit entsteht eine Zone an den Kontaktstellen, in der es nahezu keine freien Elektronen mehr gibt. Diese Zone wird p/n-Übergang genannt.

Der photovoltaische Effekt

Eine Solarzelle funktioniert aufgrund des photovoltaischen Effekts. Trifft ein Photon auf ein Atom kann es passieren, dass es dabei seine Energie auf ein Elektron überträgt. Das Photon wird bei diesem Vorgang absorbiert, und es entsteht ein Elektronen-/Loch-Paar. Verursacht durch das elektrische Feld am p/n-Übergang wandern die so erzeugten Löcher und Elektronen auf die jeweils andere Schicht. Auf diese Weise findet eine Ladungstrennung statt, durch welche eine Spannung erzeugt wird. Bringt man nun Kontakte an den Unterseiten der Schichten an und verbindet diese elektrisch leitend, fließt ein Strom.

Standard Test Conditions

Um Solarzellen unterschiedlicher Hersteller und Bauformen miteinander vergleichen zu können, sind Hersteller verpflichtet, die Kenngrößen unter Standard Test Bedingungen (kurz STC) anzugeben. Dabei werden die Kenngrößen gemessen bei einer Zelltemperatur von 25°C , einer Air Mass von 1,5 und einer Bestrahlungsstärke von $1000\text{W}/\text{m}^2$. Diese Werte werden im

normalen Betrieb nur selten gleichzeitig erreicht, Daher wird diskutiert, ob diese Testbedingungen nicht der Realität anzupassen sind [Puk97].

Verluste einer Solarzelle

Die Umwandlung von Licht in elektrische Energie ist mit großen Verlusten verbunden. Es können nicht alle Wellenlängen genutzt werden, um Elektronen-/Loch-Paare zu erzeugen. Bei Photonen mit zu geringer Energie reicht diese nicht aus, um ein Elektronen-/Loch-Paar zu erzeugen. Photonen mit zu hoher Energie durchdringen die Solarzelle einfach ohne Elektronen freizusetzen. Des Weiteren treten noch Verluste durch Reflexion an der Oberfläche der Solarzelle auf. Ein Teil des einfallenden Lichtes wird von der Oberfläche reflektiert und kann so nicht zur Energiegewinnung beitragen. Ein weiteres Problem ist die Selbstverschattung durch die Kontakte auf der Oberfläche. Diese sollten deshalb möglichst klein gewählt werden. Die Betriebstemperatur, bei der eine Solarzelle arbeitet, hat ebenfalls einen großen Einfluss auf ihren Wirkungsgrad. Bei kälteren Temperaturen kann mehr Energie erzeugt werden als bei Wärme [Gre82]. All diese Faktoren führen bei heutigen Solarzellen zu einem Wirkungsgrad im Bereich von 10-15% für polykristallines Silizium [Wik07]. Maximal lässt sich in der Theorie ein Wirkungsgrad von 30% erreichen. Bei einigen Laborversuchen konnten Solarzellen entwickelt werden, die an diese Grenze recht nahe herankamen. Es gibt jedoch Ansätze, die Obergrenze des Wirkungsgrades zu erhöhen. Eine Möglichkeit ist es, das einfallende Licht mit Hilfe einer Linse oder Spiegeln zu bündeln. Dafür müssen die Solarzellen nachgeführt werden, damit sie immer im richtigen Winkel zur Sonne stehen. Diese Art Solarzellen kann allerdings keine Diffusstrahlung in Energie umsetzen und ist daher nur in Gegenden mit geringer Bewölkung sinnvoll. Ein anderer Ansatz ist es, Solarzellen aus verschiedenen Halbleitermaterialien untereinander zu platzieren. Dadurch lassen sich Wellenlängen, die durch die obere Schicht hindurchgehen, in den unteren Schichten umwandeln. Somit können mehr Wellenlängen als bisher zur Energiegewinnung beitragen [Häb07]. Vergleiche hierzu auch die Energienutzung der einzelnen Materialien in Abbildung 1.6.

Eine Solarzelle sollte immer möglichst so ausgerichtet sein, dass das Licht in einem rechten Winkel auf sie trifft. Je flacher der Winkel ist, in dem das Licht auftrifft, desto größer ist auch die Fläche, auf die sich die Energie des Lichtes verteilt (vergleiche hierzu auch Abbildung 1.1). Da die Solarzelle nur eine begrenzte Größe hat, kann dann weniger Energie in Strom umgewandelt werden. Es gibt Anlagen, welche die Solarzellen dem Stand der Sonne anpassen. Dies kann einachsiger (in horizontaler oder vertikaler Ebene) oder zweiachsig (in beiden Ebenen) geschehen. Solche Anlagen sind jedoch aufgrund der verwendeten Mechanik wartungsintensiver und nicht überall einsetzbar. Daher ist die Ausrichtung von Solarzellen enorm wichtig, um Verluste möglichst gering zu halten. Sie sollten in horizontaler Ebene möglichst nach Süden ausgerichtet sein. Dies gilt selbstverständlich nur für Regionen auf der Nordhalbkugel der Erde. Auf der Südhalbkugel ist dementsprechend eine nördliche Ausrichtung sinnvoll. In vertikaler Ebene ist für Mitteleuropa ein Anstellwinkel von etwa 30° optimal. Die

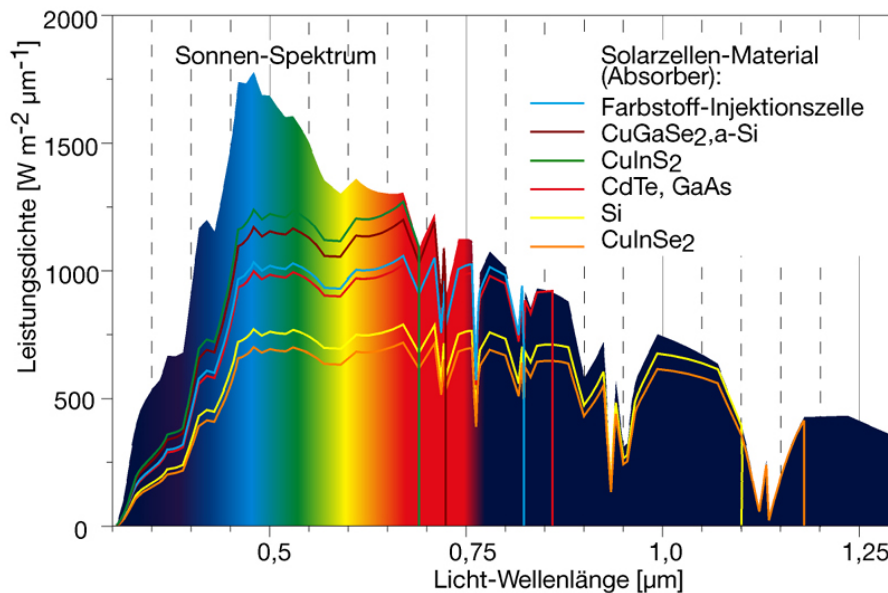


Abbildung 1.6: Energienutzung von Materialien im Sonnenspektrum (Quelle: [Hah01])

vertikale Ausrichtung ergibt sich einfach aus dem Verlauf der Sonne von der Erde aus gesehen. Der Anstellwinkel ergibt sich aus zwei Faktoren. Zum einen spielt der Stand der Sonne dabei eine Rolle. Im Sommer erreicht die Sonne zur Mittagszeit einen maximalen Winkel von ca 60°-65° zum Horizont in Mitteleuropa. Im Winter hingegen beträgt der Winkel maximal 15°-20°. Im Mittel über den Tag und über das Jahr ergibt sich so etwa ein Winkel von 30°. Der zweite Faktor hat mit der Selbstreinigung der Solarmodule zu tun. Solarmodule verschmutzen mit der Zeit durch Staub oder andere Ablagerungen. Damit diese Verschmutzung bei einem Regenschauer wieder entfernt werden kann, sollte das Solarmodul möglichst steil aufgestellt werden. In Alpenregionen ist es durch den erhöhten Schneefall daher sinnvoll, einen höheren Anstellwinkel zu wählen, damit der Schnee besser abgleiten kann. Hier wird ein Winkel von etwa 45° bis 50° empfohlen.

1.2.4 Der Wechselrichter

Bei Wechselrichtern muss unterschieden werden zwischen selbstgeführten und fremdgeführten Wechselrichtern. Selbstgeführte Wechselrichter erzeugen eine Wechselspannung unabhängig vom öffentlichen Stromnetz. Sie werden ausschließlich bei Inselanlagen eingesetzt. Fremdgeführte Wechselrichter hingegen müssen sich mit dem öffentlichen Stromnetz synchronisieren, damit sie den erzeugten Wechselstrom einspeisen können. Tritt ein Fehler während des Betriebs der Anlage auf, sollten sie abschalten, damit keine Überspannung oder ähnliches in das öffentliche Netz eingespeist wird, da man davon ausgeht, dass das öffentliche Versorgungsnetz störungsfrei ist. Dies hat sich aus historischen Gründen so ergeben [Dür08].

In der Photovoltaik unterscheidet man die netzgeführten Wechselrichter noch in drei weitere Kategorien. Modulwechselrichter transformieren den Gleichstrom eines einzigen Solarmoduls direkt in Wechselstrom. Dabei ist von Vorteil, dass bei einem Ausfall eines einzelnen Wechselrichters die anderen weiterhin volle Leistung bringen können. Allerdings besitzen diese Wechselrichter einen eher niedrigen Wirkungsgrad und werden deshalb nur selten eingesetzt. Die zweite Kategorie sind die Strang- bzw. Multi strangwechselrichter. Diese wandeln den Gleichstrom von einem oder mehreren Strängen (einer Zusammenschaltung) von Solarmodulen in Wechselstrom um. Diese Art von Wechselrichtern ist zur Zeit am weitesten verbreitet, da sie einen sehr guten Wirkungsgrad besitzen und bei einem Ausfall nicht die komplette Anlage betroffen ist. Fällt ein Wechselrichter aus, bringen die anderen auch weiterhin die volle Leistung. Allerdings ist bei einem Ausfall ein weitaus größerer Teil der PV-Anlage betroffen, und die Einbußen sind dementsprechend höher als bei den Modulwechselrichtern. Die letzte Kategorie stellen die Zentralwechselrichter. Diese fassen alle Stränge von Solarmodulen zusammen und wandeln den Strom um. Ihr Nachteil ist, dass bei einem Ausfall die komplette Anlage keine Leistung mehr liefert. Dafür haben die Zentralwechselrichter meist den höchsten Wirkungsgrad.

Da alle Wechselrichter im Teillastbereich (d.h. bei geringer Sonneneinstrahlung) einen vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad aufweisen, haben sich besondere Verschaltungskonzepte durchgesetzt. Bei der sogenannten *Master-Slave-Verschaltung* wird die Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom zunächst nur von einem Wechselrichter übernommen. Steigt die Einstrahlung dann im Laufe des Tages, sodass ein einzelner Wechselrichter dafür nicht mehr ausreicht, schaltet der Master weitere Slave-Wechselrichter hinzu. Weil der Master im Vergleich zu den Slave-Wechselrichtern eine wesentlich höhere Anzahl an Betriebsstunden aufweist und somit schneller verschleißt, wurde das sogenannte *Team-Konzept* entwickelt. Bei diesem startet morgens derjenige Wechselrichter mit der niedrigsten Anzahl an Betriebsstunden. Dieser stellt dann den Team-Leader und schaltet je nach Bedarf weitere Wechselrichter hinzu. Durch diese Methoden wird gewährleistet, dass sämtliche Wechselrichter stets unter Volllast laufen und somit ihren hohen Wirkungsgrad ausnutzen können [Dür08].

Der Maximum-Power-Point

In Abbildung 1.7(a) ist eine typische Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle aufgetragen. Der Maximum-Power-Point (kurz MPP) ist der Punkt in der Kennlinie, an dem das Produkt aus Strom und Spannung maximal wird. An diesem Punkt gibt die Solarzelle also ihre maximale Leistung ab. Die Kennlinie ist nicht konstant sondern hängt von unterschiedlichen Faktoren wie der Einstrahlung oder der Temperatur der Solarzelle ab. Erhöht sich die Einstrahlung, steigt der Strom annähernd proportional mit an, während die Spannung sich nur unwesentlich verändert (vergleiche Abbildung 1.7(b)). Wenn sich jedoch die Modultemperatur erhöht, sinkt die Spannung ab, und der Strom verändert sich nur leicht (vergleiche Abbildung 1.7(c)). Um während des Betriebes einer Solarzelle ständig den Punkt maximaler Leistung

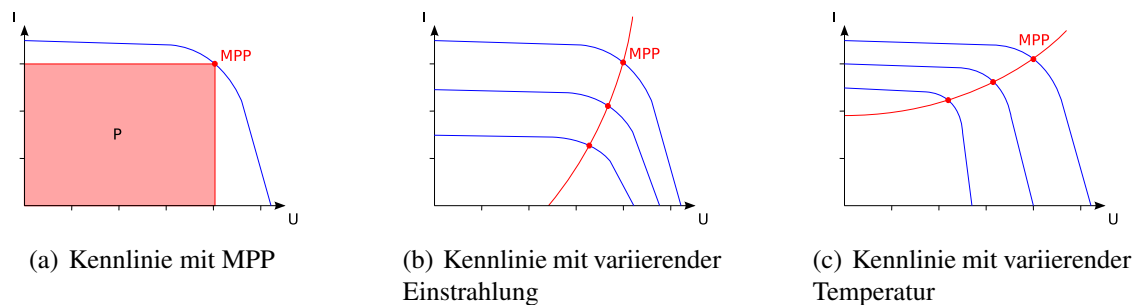


Abbildung 1.7: Kennlinie einer Solarzelle

zu treffen, wird ein sogenanntes MPP-Tracking-Verfahren angewendet. Dieses berechnet aus einem entnommenen Intervall von Stromwerten jeweils die Leistung und stellt den Strom auf die höhere Leistung ein. Durch ein solches Verfahren arbeitet die Solarzelle jedoch nicht exakt im MPP sondern nur in dessen Nähe. Dadurch geht ein gewisser Teil an Energie verloren, der im Allgemeinen jedoch vernachlässigt werden kann. Der MPP-Tracker wird üblicherweise in den Wechselrichter integriert.

1.3 Die Firma KACO Gerätetechnik

Die Firma KACO Gerätetechnik ist seit über 60 Jahren in den Bereichen Industrie- und Schienenfahrzeuge tätig und seit 8 Jahren im Bereich der Photovoltaik. Das Unternehmen stellt hauptsächlich Wechselrichter für den Einsatz in Solaranlagen her. Um die Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom kontrollieren zu können, sind die Wechselrichter mit verschiedenen Sensoren ausgestattet. Die so erhobenen Messwerte können von einem Datenlogger in einem vorgegebenen Zeitintervall erfasst werden. Zu diesem Zweck stellt KACO den externen Datenlogger Powador-proLOG zur Verfügung, welcher nachfolgend kurz vorgestellt werden soll.

1.3.1 Der Powador-proLOG

Der Powador-proLOG dient zur Aufzeichnung von Messdaten, die beim Betrieb der Wechselrichter anfallen. Er ist in drei unterschiedlichen Varianten (M, L und XL) erhältlich. Bei der Datenaufzeichnung werden unter anderem Ströme, Spannungen, Leistungen und die Temperatur der einzelnen Wechselrichter erfasst. Bei den Strömen, Spannungen und Leistungen wird jeweils unterschieden zwischen den Messwerten am DC-seitigen Eingang (DC = *Direct Current* zu deutsch „Gleichstrom“) und am AC-seitigen Ausgang (AC = *Alternate Current* zu deutsch „Wechselstrom“) des Wechselrichters. Durch weitere digitale und analoge Eingänge



Abbildung 1.8: Powador-proLOG XL (Quelle: [KAC06a])

können zusätzliche Messgeräte an den ProLOG angeschlossen werden. So lassen sich zusätzlich noch Messwerte der Einstrahlung oder Zählerstände erfassen [KAC06b].

Die gemessenen Werte werden täglich in speziellen Logdateien abgelegt. Dabei kann ein Messwertintervall von 5-60 Minuten gewählt werden. Die aufgezeichneten Messwerte sind dabei jeweils Mittelwerte aus dem vorgegebenen Messintervall. Die einzelnen Logdateien werden täglich im Verzeichnis `data` auf dem proLOG gespeichert. Dort wird für jeden Tag ein eigenes Unterverzeichnis mit dem jeweiligen Datum des Tages als Name in der Form `JJMMTT` (J = Jahr, M = Monat und T = Tag) erstellt. Die einzelnen Logdateien sind:

int_kwr_<Datum>.txt In dieser Datei werden alle aufgezeichneten Messwerte der angeschlossenen Wechselrichter abgelegt. Diese sind die Gleichspannung U_{DC} , der Gleichstrom I_{DC} , die Gleichstromleistung P_{DC} , die Wechselspannung U_{AC} , der Wechselstrom I_{AC} , die Wechselstromleistung P_{AC} , die Gerätetemperatur T_{WR} und die umgesetzte Tagesenergie E_{DWR} .

int_ana_<Datum>.txt In dieser Datei werden alle Messwerte aus den Analogeingängen abgelegt. Hier finden sich die Einstrahlungsdaten und die Außentemperatur wieder, falls die entsprechenden Sensoren angeschlossen sind.

int_dig_<Datum>.txt In dieser Datei werden die angeschlossenen Zählerstände abgelegt. Daraus lässt sich z.B. die eingespeiste Energie ablesen.

tag_<Datum>.txt In dieser Datei wird am Ende eines Tages eine Bilanz wichtiger Messwerte erstellt.

anomalie_kwr.txt In dieser Datei werden die Übergänge der einzelnen Betriebszustände der Wechselrichter protokolliert. Dabei werden ebenfalls alle wichtigen Momentanwerte mit aufgezeichnet.

Die einzelnen Logdateien sind als CSV-Dateien (Abkürzung für „Comma/Colon/Character Separated Values“) organisiert. Die einzelnen Messwerte sind dabei jeweils durch ein Semikolon voneinander getrennt. In jeder Zeile stehen die Messwerte aus einem Messwertintervall pro Wechselrichter.

Um mit dem Powador-proLOG kommunizieren zu können, ist standardmäßig ein Modem in den proLOG integriert. Bei den Varianten M und XL existiert außerdem noch eine Ethernet-Schnittstelle, mit der sich der proLOG in ein bestehendes Netzwerk integrieren lässt. Um die aufgezeichneten Daten abzufragen, verfügt der Datenlogger über einen integrierten HTTP- und einen FTP-Server.

2 Fehleranalyse

Um eine größere Solaranlage zuverlässig überwachen zu können, ist eine Aufzeichnung der Messwerte unerlässlich. Je kleiner die Intervalle der Aufzeichnungen sind, desto genauer kann im Fehlerfall eine Aussage über die Ursache des Fehlers getroffen werden. Im Folgenden soll zunächst auf die möglichen Ursachen für Ertragsverluste eingegangen werden. Danach werden die gängigsten Vorgehensweisen zur Anlagenüberwachung kurz vorgestellt. Dabei wird auf die jeweiligen Vor- und Nachteile der Überwachungsmethoden eingegangen.

2.1 Ursachen für Ertragseinbußen

Einbußen im Ertrag einer Solaranlage können unterschiedliche Ursachen haben. Beispiele hierfür sind eine teilweise oder komplette Abschattung von Solarmodulen, Schnee auf den Solarmodulen, der Ausfall einzelner Solarmodule oder eines kompletten Strangs von Solarmodulen, der Ausfall eines Wechselrichters oder Störungen im MPP-Tracking. Jeder Fehlertyp weist eine eigene Charakteristik auf und kann mehr oder weniger erfolgreich erkannt werden. Die Ursachen der Fehler können sehr unterschiedlich sein und müssen im Fehlerfall im Einzelnen untersucht werden.

Eine teilweise oder komplette Verschattung von Solarmodulen ist ohne Einstrahlungsdaten nur schwer zu erkennen. Verschattungen können permanent auftreten, etwa durch Fernsehtennen, Hochspannungsleitungen, große Bäume oder Gebäude in der Umgebung. Auch durch die Eigenverschattung von zu dicht platzierten Solarmodulen kann es zu Verschattungen kommen. Temporäre Verschattungen können durch vorbeiziehende Wolken oder ähnliches auftreten. Sie lassen sich meist nicht vermeiden. Die daraus resultierenden Ertragseinbußen müssen deshalb akzeptiert werden. Eine permanente Verschattung kann größere Ertragsverluste zur Folge haben. Daher sollten sie erkannt und nach Möglichkeit auch beseitigt bzw. vermieden werden. Sie anhand der Messdaten zu erkennen, ist ohne Daten über die Einstrahlung jedoch nur schwer möglich. Eine PV-Anlage zeigt je nach Wetterbedingungen und Jahreszeit ein sehr unterschiedliches Verhalten, daher lässt sich nur schwer ein Muster erkennen. Vergleiche hierzu auch Abbildung 2.1. Das Bild zeigt die Einstrahlungswerte der PV-Anlage KACO Kassel an einem bewölkten Tag (Abbildung 2.1(a)) und an einem sonnigen Tag (Abbildung 2.1(b)) im September.

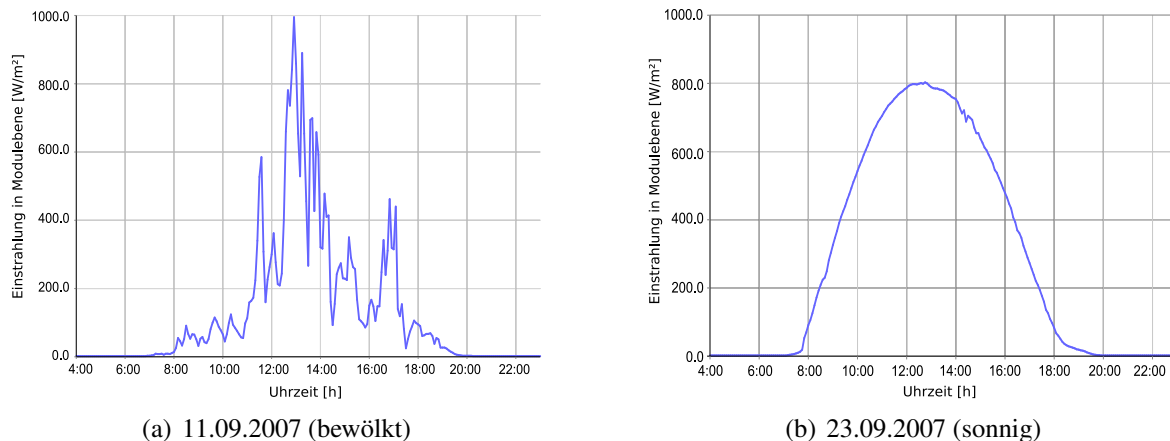


Abbildung 2.1: Einstrahlung in Modulebene der PV-Anlage KACO Kassel

Ein Komplettausfall der PV-Anlage ist durch eine Nulllinie in den Messwerten zu erkennen. Dies lässt sich leicht und zeitnah identifizieren. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass auch schneebedeckte Solarmodule eine Nulllinie in den Messwerten hervorrufen können. Schneefall ist jedoch kein Grund für eine Fehlermeldung, da die Anlage keine Störung aufweist, sondern nur zeitweise durch den Schnee außer Betrieb ist. Es ist also wichtig zu unterscheiden, ob tatsächlich ein Komplettausfall wegen eines technischen Defektes vorliegt oder nur ein zeitweiser Ausfall wegen Schneefalls.

Eine Störung im MPP-Tracking ist ebenfalls anhand der Kennlinien der Messwerte zu erkennen. Sie hat z.B. einen konstanten Wert in der Kennlinie der Gleichspannung zur Folge. Für diese Fehlerursachen werden keine weiteren Messdaten über die Einstrahlung benötigt. Sie können direkt aus den Messdaten der Wechselrichter erkannt werden.

2.2 Überwachung durch Ertragsvergleich

Die wohl naheliegendste Methode zur Überwachung von PV-Anlagen ist der Vergleich verschiedener Anlagen untereinander. Dabei ist zu beachten, dass bei einem solchen Vergleich mehrere Faktoren berücksichtigt werden müssen. Es sollten immer nur Anlagen miteinander verglichen werden, die geografisch nahe beieinander liegen und somit in etwa den selben Wetterbedingungen ausgesetzt sind. Außerdem muß die installierte Leistung (also die Anzahl der Solarmodule) der jeweiligen PV-Anlage berücksichtigt werden. Dies geschieht üblicherweise durch eine Normierung der Messwerte. Die unterschiedliche Hardware der Solarmodule und Wechselrichter sollte ebenfalls in Betracht gezogen werden.

Eine für kleinere PV-Anlagen durchaus praktikable Methode ist die manuelle Ertragsüberwachung. Dabei werden die erzielten Erträge der PV-Anlage in einem kostengünstigen Daten-

logger aufgezeichnet und manuell mit den Erträgen anderer PV-Anlagen aus der Umgebung verglichen. Für diesen Vergleich stehen einige Internetseiten zur Verfügung, in denen Benutzer die erzielten Erträge ihrer PV-Anlagen eintragen können. Aus dem Vergleich mit anderen Anlagen lässt sich dann erschließen, ob bei der eigenen Anlage Ertragseinbußen zu verzeichnen sind. Diese Methode hat den Vorteil, dass sie extrem kostengünstig ist. Sie wird meist von Betreibern kleinerer privater PV-Anlagen eingesetzt. Damit das Verfahren funktioniert, ist ein kontinuierlicher Vergleich unabdingbar. Für mittlere oder große PV-Anlagen ist diese Methode zu ungenau, da keine Normierung stattfindet und nur die tatsächlich erzielten Erträge miteinander verglichen werden.

Eine Weiterentwicklung der manuellen Überwachung ist der automatisierte Vergleich von PV-Anlagen. Wie schon bei dem manuellen Vergleich werden dabei mehrere PV-Anlagen miteinander verglichen. Eine Normierung der Messwerte auf die jeweils installierte Leistung liefert dafür vergleichbare Werte (siehe hierzu auch Kapitel 2.5). Über die Breiten- und Längengrade des Standorts der PV-Anlagen lässt sich entscheiden, ob diese überhaupt miteinander verglichen werden können. Treten bei einer Anlage größere Ertragseinbußen als bei anderen auf, ist dies ein Indiz dafür, dass es ein Problem mit dieser Anlage gibt.

Sind bei einer PV-Anlage mehrere Wechselrichter vorhanden, und werden die Messwerte dieser Wechselrichter einzeln erfasst, dann lassen sich diese Messwerte untereinander vergleichen. Um die Messwerte der unterschiedlichen Wechselrichter miteinander vergleichen zu können, müssen diese ebenfalls normiert werden. Treten größere Abweichungen unter den einzelnen Wechselrichtern auf, so ist ein Fehler bei dem Wechselrichter mit dem Minderertrag zu vermuten. Die Fehlerursache könnte dann anhand der Kennlinien des Wechselrichters näher bestimmt werden. Diese Überwachungsmethode stellt also einen Spezialfall der automatisierten Überwachung dar.

Vorteil der Überwachung durch den Vergleich von unterschiedlichen Anlagen bzw. Wechselrichtern ist, dass kaum zusätzliche Hardware erforderlich ist. Es wird lediglich ein Datenlogger zur Messwertaufzeichnung benötigt. Da das Verfahren ohne Einstrahlungsdaten auskommt, kann auf einen kostspieligen Einstrahlungssensor verzichtet werden. Außerdem lässt sich die Methode gut als Ergänzung zu anderen Überwachungsmethoden einsetzen. Mit Hilfe des Vergleichs der einzelnen Wechselrichter können genauere Rückschlüsse auf die Fehlerursache getroffen werden.

Ein Vergleich zwischen zwei PV-Anlagen ist immer nur bedingt möglich, da es große Unterschiede in den erzielten Erträgen geben kann. PV-Anlagen können trotz geografischer Nähe zueinander große Unterschiede in ihrem Betriebsverhalten aufweisen. Der Standort ist jedoch nicht allein für den erzielten Ertrag verantwortlich. Auch die verwendete Hardware der Solarmodule und Wechselrichter, sowie die Ausrichtung der Solarmodule und weitere Faktoren spielen hierbei eine nicht zu unterschätzende Rolle. Diese Einflüsse werden bei dem Vergleich zweier PV-Anlagen nur bedingt berücksichtigt. Ein Vergleich ist daher immer grob, da hierbei stets große Toleranzen gelten müssen. Der Nachteil des Vergleichs von mehreren Wechselrichtern untereinander ist, dass man Wechselrichter benötigt, die vergleichbar sein müssen.

Das bedeutet die Wechselrichter müssen an einer Anlage mit Modulen verbunden sein, die in etwa der selben Sonneneinstrahlung ausgesetzt sind und eine vergleichbare Ausrichtung aufweisen.

2.3 Überwachung durch Mustererkennung

Ein anderer Ansatz zur Fehlererkennung ist es, bestimmte Muster während des Anlagenbetriebs zu identifizieren. Diese Muster sind entweder im Voraus bekannt oder werden während des Anlagenbetriebs erlernt. Beide Methoden werden nachfolgend vorgestellt.

2.3.1 Suchen nach bekannten Mustern

Bei Wechselrichtern lässt sich ein bestimmtes Betriebsverhalten definieren. Dieses sollte sich in den täglichen Messwerten wiederfinden lassen. Weichen die Daten eines Wechselrichters von dem vordefinierten Muster deutlich ab, ist zu erwarten, dass ein Fehler eingetreten ist. Diese Muster lassen sich aus unterschiedlichen Messwerten und Kombinationen von Messwerten bilden. So besteht z.B. ein Zusammenhang zwischen der gemessenen Gleichspannung und der Leistung.

Diese Überwachung funktioniert auch in umgekehrter Weise. Es lässt sich ein typisches Fehlermuster definieren. Wird während des Betriebs ein solches Muster entdeckt, ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass ein Fehler eingetreten ist. Als Beispiel hierfür weißt eine konstante Gleichspannungskennlinie auf ein Problem mit dem MPP-Tracking des Wechselrichters hin (siehe hierzu auch Kapitel 1.2.4).

Der Vorteil dieser Methode ist, dass sie ganz ohne Einstrahlungsmesswerte auskommt. Alle Daten, die benötigt werden, sind normalerweise in den aufgezeichneten Messwerten vorhanden. Auch die typischen Verhaltensmuster, die ein Wechselrichter während des Tagesbetriebs aufweist, sind bekannt. Somit lassen sich Abweichungen vom Normalbetrieb relativ schnell erkennen. Jedoch ist der Übergang zwischen den normalen Tagesschwankungen und einem tatsächlich aufgetretenen Fehler oftmals nur schwer zu erkennen. Es ist also sehr wichtig gute Grenzwerte zu finden, ab denen tatsächlich ein Fehler vorliegt, damit unnötige Fehlalarme vermieden werden.

2.3.2 Unbekannte Muster erlernen

Prinzipiell ist es denkbar, dass die aus der Informatik bekannten adaptiven Systeme, wie neuronale Netze oder ähnliche, zur Überwachung von PV-Anlagen eingesetzt werden. Dies wäre dann sinnvoll, wenn ein Verhaltensmuster nicht im Voraus bekannt ist. Dann muss aufgrund

von vorhandenen Messwerten (wie Leistung, Spannung, Strom, ...) eine Aussage über mögliche Ertragseinbußen getroffen werden. Ein Beispiel hierfür ist die Verschattung von Solarmodulen. Das dadurch hervorgerufene Betriebsmuster lässt sich aus den Messwerten erlernen, weil es täglich auftritt. Es kann jedoch nicht im Voraus definiert werden, da es von Anlage zu Anlage unterschiedliche Ausprägungen hat.

Diese Methode der Anlagenüberwachung ist zur Zeit noch nicht weit verbreitet. Das Unternehmen AS Solar GmbH bietet ein Überwachungssystem an, welches ein Verfahren zur selbstlernenden Verschattungserkennung implementiert hat [Ram06]. Bei diesem Verfahren werden die Wirkungsgradkurven aufeinander folgender Tage miteinander verglichen. Diese Kurven sind weitgehend vom Wetter unabhängig und erlauben daher einen guten Ansatz zur Mustererkennung.

Ein Vorteil dieser Überwachungsmethode ist, dass sie mit nur wenig Messwerten auskommt. Außer dem Datenlogger wird keine zusätzliche Hardware benötigt. Der Nachteil dieser Methode liegt in dem erhöhten Lernaufwand. Erst nach einem bestimmtem Einarbeitungszeitraum läuft die Fehlererkennung zuverlässig. Außerdem können evtl. vorhandene Zusatzinformationen, durch die eine bessere Fehleridentifikation ermöglicht werden würde, nicht bzw. nur schlecht in das adaptive System integriert werden. Somit gehen diese Informationen ungenutzt verloren. Eine Aussage über die Fehlerursache zu treffen, ist ebenfalls nur schwer möglich.

2.4 Überwachung mit Ertragsabschätzung

Die am häufigsten verwendete Methode zur Überwachung von PV-Anlagen ist, den Ertrag aufgrund von Einstrahlungswerten für den Standort der Anlage im Voraus abzuschätzen. Die Strahlungswerte können dafür entweder durch einen Strahlungssensor vor Ort ermittelt (siehe hierzu auch Abschnitt 1.1.1) oder aus Satellitenbildern errechnet werden. Die berechneten Werte können größere Fehler aufweisen. Deshalb wurde ein Verfahren entwickelt, um sie mit Hilfe von Messwerten aus umliegenden Wetterstationen zu verbessern [BB04].

Aus den so ermittelten Einstrahlungswerten lässt sich ein hypothetischer Ertrag ermitteln. Dieser Ertrag ist umso genauer, je weniger Fehler in den Strahlungsmesswerten auftreten. Der so simulierte Ertrag wird dann mit dem real gemessenen Ertrag verglichen. Tritt eine größere Abweichung zwischen den beiden Werten auf, wird eine Fehlermeldung an den Anlagenbetreiber gesendet. Diese Vorgehensweise erlaubt eine besonders genaue Fehlerdiagnose. Auf der Grundlage der so entstehenden Ertragskurven lassen sich Aussagen über eine wahrscheinliche Fehlerursache treffen. Somit kann dem Anlagenbetreiber gleich eine mögliche Fehlerquelle mitgeteilt werden.

Das Problem dieser Methode ist, die Einstrahlungsdaten für die Anlage zu erhalten. Für kleinere Anlagen lohnt sich die Anschaffung eines Strahlungsmessgerätes in den meisten Fällen nicht. Die so entdeckten Ertragsverluste würden den Anschaffungspreis des Messgerätes nicht

rechtfertigen. Daher bieten Firmen an, die Einstrahlungsdaten für den Anlagenstandort aus Satellitenbildern zu extrahieren und die Anlage auf Basis dieser Daten für den Anlagenbetreiber zu überwachen.

Dieses Verfahren hat also den großen Vorteil, dass es mit nur wenig zusätzlicher Hardware vor Ort auskommt. Es wird lediglich ein Datenlogger benötigt, der die Daten aufzeichnet. Diese werden dann zentral gespeichert und mit den Daten des Wettersatelliten verglichen, um eine Aussage über das Anlagenverhalten treffen zu können. Dieses Verfahren lohnt sich also, wenn mehrere PV-Anlagen überwacht werden sollen, ohne dass teure zusätzliche Hardware vor Ort installiert werden soll.

Ein Verfahren, welches diesen Ansatz verfolgt, soll nachfolgend kurz beschrieben werden. Hier wird besonders auf das Fehlerdiagnoseprogramm eingegangen.

2.4.1 PVSat

Das EU Projekt PVSAT-2 hat die Entwicklung eines Verfahrens zur Überwachung von kleinen und mittleren PV-Anlagen zum Ziel [HSB⁺04]. Das eigentliche Verfahren zur Anlagenüberwachung wurde bereits im Vorläuferprojekt PVSAT [RWT⁺00] entwickelt und soll nun durch eine automatische Fehlererkennung und weitere Kommunikationsmöglichkeiten ergänzt werden.

Die Anlagenüberwachung erfolgt in einem zentralen Server. Dieser empfängt die Strahlungsdaten von lokalen Wetterstationen und einem Satelliten (METEOSAT-7). Um die Genauigkeit dieser Daten zu erhöhen, werden sie mit einem geostatistischen Interpolationsverfahren („Kriging der Differenzen“ [HSB⁺04] und [BB04]) miteinander kombiniert. Um den Ertrag einer Anlage abschätzen zu können, benötigt der Server noch eine Anlagenbeschreibung. Diese enthält unter anderem die Ausrichtung und Neigung der Solarmodule, den Typ des Wechselrichters und eine Beschreibung möglicher Verschattungen [HSB⁺04]. Die Anlagenbeschreibung wird zu Beginn einmalig übertragen. Ein eigens entwickelter Datenlogger sendet dann stündlich die Anlagendaten an den zentralen Server. Hier wird mit Hilfe der Anlagenbeschreibung der Ertrag simuliert und mit dem tatsächlich gemessenen Ertrag verglichen. Diese Vorgehensweise ist in Abbildung 2.2 noch einmal zusammengefasst.

Der Vergleich des simulierten und gemessenen Ertrags findet täglich statt. Im Falle eines Minderertrages wird die Fehlerursache möglichst genau definiert und eine Fehlermeldung an den Betreiber der Anlage gesendet. Zur Erkennung von Fehlfunktionen wird eine sogenannte *Footprint*-Methode eingesetzt. Diese ist in zwei Schritte unterteilt [DBL⁺04]. Im ersten Schritt werden die Daten auf das Vorkommen einer Fehlfunktion untersucht. Im zweiten Schritt wird dann versucht, eine mögliche Ursache für den Fehler zu finden.

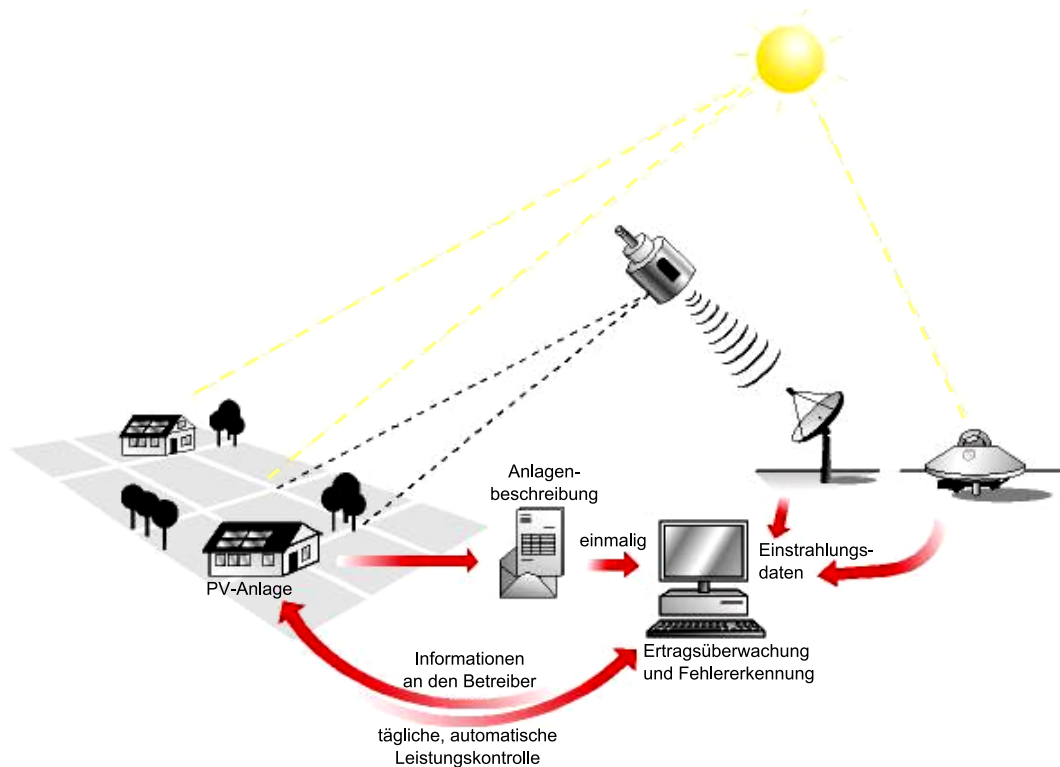


Abbildung 2.2: Übersicht über das PVSAT-Verfahren (Vergleich: [PVS05])

Die Footprint-Methode

Die Eingangssignale für die Footprint-Methode sind die gemessenen Stundenwerte der Einstrahlung sowie des gemessenen und des erwarteten (berechneten) Ertrags. Für den ersten Schritt werden diese Messwerte zunächst normalisiert, indem die folgenden Quotienten gebildet werden:

$$\frac{P_{sim}}{P_{mon}} = \frac{\text{simulierter Leistung}}{\text{gemessene Leistung}} \quad \text{und} \quad \frac{P_{mon}}{P_{inst}} = \frac{\text{gemessene Leistung}}{\text{installierte Leistung}}$$

Da die gemessenen Werte der Einstrahlung hohe Standardabweichungen aufweisen können, findet nach der Normierung zusätzlich eine Mittelwertbildung in Intervallklassen der normierten gemessenen Leistung (P_{mon}/P_{inst}) und über den Tagesverlauf der Stundenintervalle statt. Für beide Intervallbereiche wird jeweils ein Zeitraum von einem Tag, einer Woche (den letzten 7 Tagen) oder einem Monat (den letzten 30 Tagen) betrachtet. Diese Mittelwertbildung über den Tagesverlauf der Stundenintervalle ist in Abbildung 2.3(a) zu sehen.

Im zweiten Schritt wird aus den so normierten und gemittelten Werten ein Fehlermuster extrahiert. Weichen die Intervallwerte stark ab, so werden entsprechend die Fehlermarken gesetzt. Dies ist in Abbildung 2.3(b) veranschaulicht. Die so erhaltenen Fehlermuster werden dann

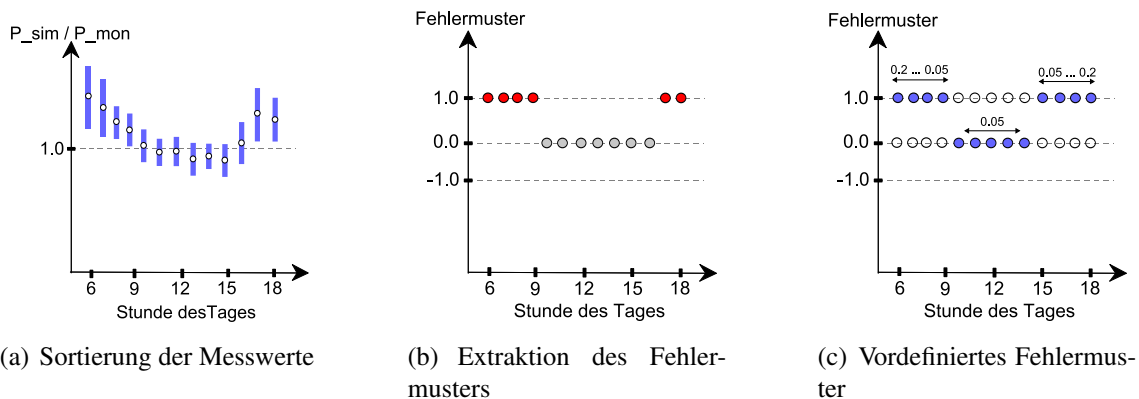


Abbildung 2.3: Funktionsweise der Footprint-Methode (Vergleich: [HSB⁺04][BLB⁺06])

mit vorher definierten Mustern verglichen. In Abbildung 2.3(c) ist ein solches Fehlermuster für Verschattung abgebildet. Durch den Vergleich des errechneten Fehlermusters mit den vorher definierten lässt sich eine Wahrscheinlichkeit für die jeweilige Fehlerursache erstellen [DBL⁺04].

Mit diesem Verfahren lassen sich Verluste durch Verschattung oder Schnee und dauerhafte Ertragsverluste durch fehlerhaftes MPP-Tracking oder Stringausfälle entdecken. Es wird zur Zeit kommerziell vom Unternehmen Meteotest unter dem Namen SPYCE (Satellite Photovoltaic Yield Control & Evaluation) [Met07] eingesetzt.

2.4.2 Abschätzung der Einstrahlung

Sind die Einstrahlungsdaten für den Anlagenstandort nicht bekannt, gibt es die Möglichkeit sie mit Hilfe von aufgezeichneten Messwerten abzuschätzen. Die Strahlungswerte werden von den Wetterdiensten aufgezeichnet und in Form von Strahlungskarten zur Verfügung gestellt. Als Beispiel ist in Abbildung 2.4 die Strahlungskarte der Bundesrepublik Deutschland abgebildet. Diese Karten existieren für Monats- bzw. Jahresmittelwerte und können bei den Wetterdiensten käuflich erworben werden. Aus diesen Durchschnittswerten lässt sich ein theoretischer Monats- bzw. Jahresertrag berechnen. Dieser kann dann wieder mit dem tatsächlich erzielten Monats- bzw. Jahresertrag verglichen werden.

Diese Vorgehensweise ist sicherlich sehr ungenau und lässt nur größere Ertragseinbußen erkennen. Läuft die Anlage fehlerfrei kann es trotzdem dazu kommen, dass ein Minderertrag gemeldet wird. Dies ist dann der Fall, wenn die tatsächlichen Einstrahlungsdaten im überwachten Zeitraum stark hinter den statistisch gemessenen zurückliegen. Bei einem stark verregneten Juli kann es so z.B. dazu kommen, dass die Überwachungsmethode fälschlicherweise einen Fehler meldet, obwohl die Anlage fehlerfrei gelaufen ist. Eine solche Abschätzung der Einstrahlungsdaten zur Anlagenüberwachung kann also nur eine gewisse Wahrscheinlichkeit

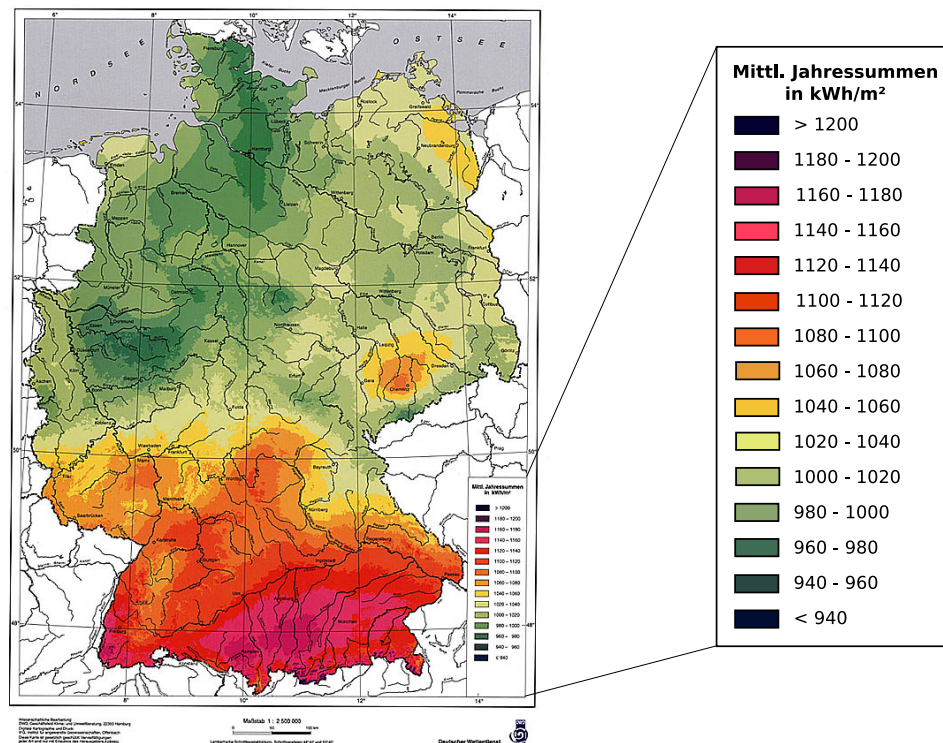


Abbildung 2.4: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Mittlere Jahressummen für den Zeitraum 1981 - 2000. (Vergleich: [Deu07])

für das Auftreten eines Fehlers angeben. Für eine exakte Anlagenüberwachung ist diese Methode daher nicht zu empfehlen.

2.5 Ertragsabschätzung mit normierten Erträgen

Damit man die Leistungen und Erträge von unterschiedlichen Wechselrichtern oder kompletten PV-Anlagen miteinander vergleichen kann, müssen die gemessenen Werte auf ein einheitliches Niveau normiert werden. Dies passiert üblicherweise durch Dividieren der Werte durch die Nennleistung der Solarmodule. Werden zwei unterschiedliche PV-Anlagen miteinander verglichen, sind jedoch noch zusätzliche Faktoren zu berücksichtigen. Eine Fassadenanlage, die nach Osten ausgerichtet ist, wird meistens weniger Ertrag liefern als eine optimal nach Süden ausgerichtete Flachdachanlage. Solche Faktoren können allein durch das Normieren der Messwerte nicht eliminiert werden.

Im folgenden Abschnitt wird eine Methode zur Messwertnormierung vorgestellt, welche auf einem Verfahren vom JRC in Ispra (Italien) beruht. Die Methode ist unter anderem von Habeler entwickelt worden und wird näher in [Häb07],[HB95] bzw. [HBL96] beschrieben. Sie

normiert nicht nur die Erträge bzw. die Leistungen, sondern definiert zusätzlich weitere Werte, aus denen sich Rückschlüsse über den Betrieb der PV-Anlage schließen lassen. Die definierten Werte lassen sich in Tages-, Monats- und Jahresdiagrammen auftragen. Mit Hilfe dieser Diagramme werden Fehler beim Anlagenbetrieb offenbar, und es können Rückschlüsse auf deren Ursachen getroffen werden.

2.5.1 Erträge, Leistungen und Verluste

In diesem Abschnitt wird die Methode vorgestellt, mit der die erzielten Erträge bzw. die momentanen Leistungen und die dabei aufgetretenen Verluste unterschiedlicher PV-Anlagen oder Wechselrichter miteinander verglichen werden können.

Normierte Erträge und Leistungen

Die Größe der PV-Anlage (also die installierte Leistung) lässt sich eliminieren, indem der erzielte Ertrag in einer bestimmten Bezugsperiode durch die Nennleistung der Solarmodule P_0 bei Standard-Testbedingungen (siehe Abschnitt 1.2.3) dividiert wird. Die Bezugsperiode kann dabei frei gewählt werden. Üblicherweise wird ein Tag, ein Monat oder ein Jahr betrachtet. Bei den erzielten Erträgen wird zwischen dem End-Ertrag Y_F (im Englischen „Final Yield“) und dem Generator-Ertrag Y_A (im Englischen „Array Yield“) unterschieden. Der End-Ertrag wird aus der von der PV-Anlage produzierten Energie E_{Nutz} berechnet und der Generator-Ertrag aus der von den Solarmodulen erzielten Gleichstromenergie E_{DC} .

Bei den meisten PV-Anlagen werden die Messwerte in kleineren Intervallen als einem Tag aufgezeichnet. In solchen Fällen kann eine detailliertere Analyse stattfinden, wenn die Bezugsperiode gleich der Aufzeichnungsperiode gewählt wird. Für diesen Fall erhält man dann nicht mehr den normierten Ertrag, sondern die normierte momentane Leistung. Dabei wird für die normierte Nutzleistung y_F die momentane Nutzleistung P_{Nutz} durch die Nennleistung der Solarmodule P_0 dividiert. Entsprechend wird für die normierte Generatorleistung y_A die Gleichstromleistung P_{DC} durch die Nennleistung der Solarmodule P_0 geteilt.

$$Y_F = \frac{E_{Nutz}}{P_0} \quad \text{bzw.} \quad y_F = \frac{P_{Nutz}}{P_0} \quad (2.1)$$

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_0} \quad \text{bzw.} \quad y_A = \frac{P_{DC}}{P_0} \quad (2.2)$$

Der Ertrag E_{Nutz} ist bei netzparallelen Anlagen gleich dem erzielten Wechselstromertrag E_{AC} . Das Entsprechende gilt auch für die Leistungen. Es gilt also für netzparallele PV-Anlagen $E_{Nutz} = E_{AC}$ bzw. $P_{Nutz} = P_{AC}$.

Um die standortbedingten Strahlungseinflüsse der Sonne zu berücksichtigen, wird ein weiterer Wert definiert. Der Strahlungs-Ertrag Y_R (im Englischen „Reference Yield“) berechnet sich aus der in der Bezugsperiode in Solarmodulebene eingestrahlt Energie H_G in kWh/m^2 . Normiert wird der Wert, indem durch die Bestrahlungsstärke bei Standard-Testbedingungen G_0 geteilt wird. Diese ist festgelegt auf $1kW/m^2$ (siehe Kapitel 1.2.3). Für die normierte momentane Strahlungsleistung y_R wird die globale Bestrahlungsstärke in Solarmodulebene G_G in kW/m^2 durch die Bestrahlungsstärke bei Standard-Testbedingungen G_0 dividiert.

$$Y_R = \frac{H_G}{G_0} \quad \text{bzw.} \quad y_R = \frac{G_G}{G_0} \quad (2.3)$$

Wird neben den Einstrahlungswerten zusätzlich die Modultemperatur T_C aufgezeichnet, lässt sich damit noch eine temperaturkorrigierte Strahlungsleistung y_T errechnen. Dafür wird der aus dem Datenblatt der Solarmodule bekannte Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung c_T benötigt. Als Bezugspunkt dient die Temperatur bei Standard-Testbedingungen T_0 (25°C).

$$y_T = y_R \cdot [1 + c_T \cdot (T_C - T_0)] \quad (2.4)$$

Normierte Verluste

Mit den vorher definierten normierten Erträgen und Leistungen lassen sich normierte Verluste einer PV-Anlage definieren. Die Differenz zwischen dem Referenzertrag Y_R und dem Generator-Ertrag Y_A wird als Generatorverlust L_C bezeichnet. Der Generatorverlust lässt sich noch in jeweils zwei Teilverluste unterteilen. Zum Einen in die temperaturbedingten Verluste L_{CT} und zum Anderen in die nicht temperaturbedingten Verluste L_{CM} . Für die normierten Leistungen gilt das Entsprechende.

$$L_C = Y_R - Y_A = L_{CT} + L_{CM} \quad \text{bzw.} \quad l_C = y_R - y_A = l_{CT} + l_{CM} \quad (2.5)$$

Bei den normierten Verlusten lassen sich die temperaturbedingten Verluste l_{CT} und die nicht temperaturbedingten Verluste l_{CM} aus den folgenden Formeln berechnen:

$$l_{CT} = y_R - y_T \quad (2.6)$$

$$l_{CM} = y_T - y_A \quad (2.7)$$

Die Differenz zwischen dem Generator-Ertrag Y_A bzw. der normierten Generatorleistung y_A und dem End-Ertrag Y_F bzw. der normierten Nutzleistung y_F wird als Systemverlust L_S bzw. l_S bezeichnet. Darunter fallen alle Verluste, die bei der Umwandlung des Gleichstroms in

Wechselstrom auftreten. Verluste, die durch Wechselrichterausfälle oder fehlerhaftes MPP-Tracking entstehen, sind nicht in L_S sondern in L_{CM} enthalten. Die Systemverluste sind somit gegeben durch:

$$L_S = Y_A - Y_F \quad \text{bzw.} \quad l_S = y_A - y_F \quad (2.8)$$

Die Performance Ratio

Die Performance Ratio PR ist der Quotient aus dem End-Ertrag Y_F und dem Strahlungs-Ertrag Y_R . Das Entsprechende gilt für die momentane Performance Ratio pr .

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad \text{bzw.} \quad pr = \frac{y_F}{y_R} \quad (2.9)$$

Der Strahlungs-Ertrag Y_R bzw. die Strahlungsleistung y_R dient hierbei als Referenzwert und ist immer größer als der End-Ertrag Y_F bzw. die normierte Nutzleistung y_F . Das liegt daran, dass bei den einzelnen Komponenten einer PV-Anlage Verluste auftreten und somit die eingestrahlte Energie nicht komplett umgesetzt werden kann. Außerdem ist die PV-Generatortemperatur meist größer als die in den Standard-Testbedingungen festgelegten 25°C . Aus diesen Gründen kann die Performance Ratio nur Werte zwischen 1 und 0 annehmen. Bei gut ausgelegten und umgesetzten PV-Anlagen sollte sich stets ein Wert möglichst nahe an 1 ergeben.

Aus normierten Momentanwerten die Erträge berechnen

Aus den normierten Momentanleistungen y_R , y_T , y_A , y_F und den normierten momentanen Verlusten l_{CT} , l_{CM} und l_S lassen sich durch Integration die Tages-, Monats- und Jahreswerte Y_i bzw. L_i berechnen.

$$Y_i = \int_0^T y_i \cdot dt = \sum_k y_{ik} \cdot \Delta t \quad \text{bzw.} \quad L_i = \int_0^T l_i \cdot dt = \sum_k l_{ik} \cdot \Delta t \quad (2.10)$$

Mit Hilfe dieser Beziehungen lassen sich jetzt auch die Tages-, Monats- und Jahreswerte des temperaturkorrigierten Strahlungsertrags Y_T , der temperaturbedingten Verluste L_{CT} und der nicht temperaturbedingten Verluste L_{CM} berechnen.

2.5.2 Statistiken

Die in Abschnitt 2.5.1 eingeführten normierten Erträge, Leistungen und Verluste lassen sich in verschiedene Diagramme eintragen. Mit Hilfe von diesen Statistiken werden Probleme beim Betrieb einer PV-Anlage schnell sichtbar. Die normierten Erträge werden dabei üblicherweise in Stabdiagrammen als Monats- bzw. Jahresstatistik aufgetragen. Ein Beispiel hierfür zeigt Abbildung 2.5. In diesem Diagramm ist die Monatsstatistik eines Wechselrichters der 20kW PV-Anlage KACO Kassel für September eingetragen.

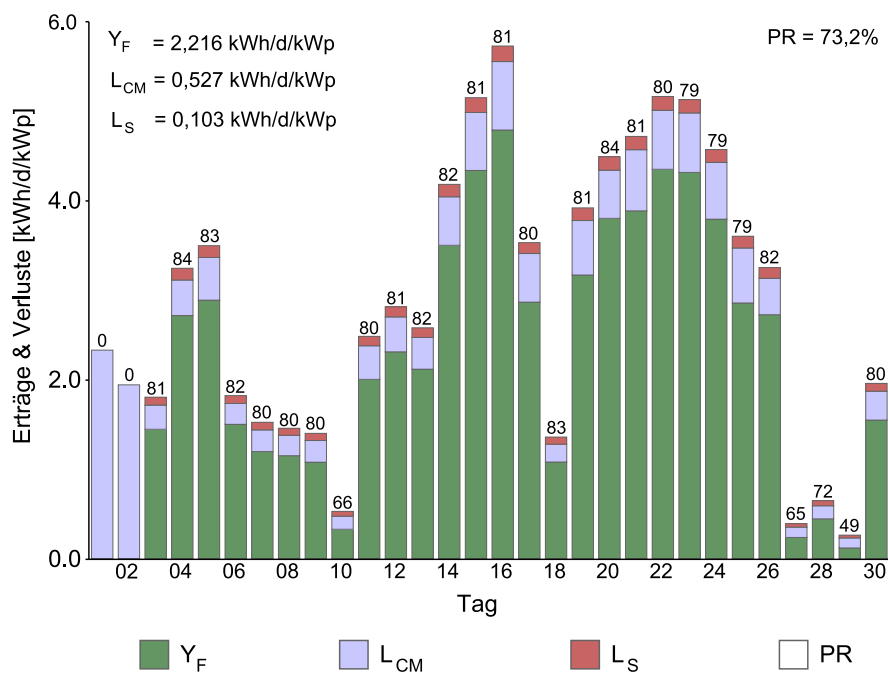


Abbildung 2.5: Monatsstatistik KACO Kassel September 2007

Daraus wird ersichtlich, dass an den ersten beiden Tagen des Monats der Wechselrichter ausgefallen bzw. von der Anlage getrennt war. Ansonsten sind keine größeren Auffälligkeiten festzustellen. Die eher niedrige Performance an manchen Tagen liegt an dem schlechteren Wirkungsgrad bei niedrigen Einstrahlungsverhältnissen. Im Teillastbereich weisen die Wechselrichter meist einen schlechteren Wirkungsgrad auf als unter Vollast. Ein Problem wäre dann zu vermuten, wenn die Performance Ratio PR niedrig ist, und gleichzeitig die nicht temperaturbedingten Verluste L_{CM} hoch sind.

Eine normierte Jahresstatistik ist ähnlich der normierten Monatsstatistik mit dem Unterschied, dass anstelle der Tage die einzelnen Monatssummen aufgetragen sind.

Sind normierte Momentanwerte vorhanden, lassen sich aus diesen normierte Tagesdiagramme erstellen. Mit Hilfe dieser Diagramme kann eine noch feinere Fehlerdiagnose stattfinden. Aus

ihnen lässt sich meist der exakte Zeitpunkt ablesen, ab dem ein Fehler eingetreten ist. Ein Beispiel für ein normiertes Tagesdiagramm der 20kW PV-Anlage KACO Kassel für einen Wechselrichter ist in Abbildung 2.6 zu sehen.

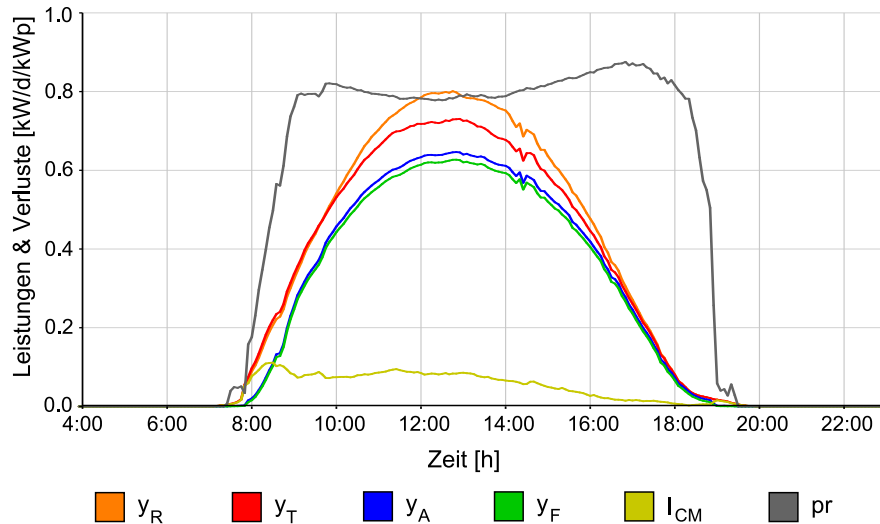


Abbildung 2.6: Tagesdiagramm der 20kW Teilanlage KACO Kassel 23. September 2007

Aus dieser Tagesstatistik lassen sich einige Informationen entnehmen. Der Wechselrichter lief den ganzen Tag ohne nennenswerte Probleme. Die im Vergleich höheren Verluste zu Beginn des Tages resultieren aus der nicht ganz optimalen Südausrichtung der Solarmodule. Die Performance Ratio geht über die Mittagszeit leicht zurück, was sich durch die erhöhte Betriebstemperatur der Solarmodule zu der Zeit erklären lässt. Ansonsten liegt die Performance Ratio stets im Bereich um 0,8, und die nicht temperaturbedingten Verluste liegen in einem Bereich unter 0,1. Daraus lässt sich schließen, dass während des Betriebs keine nennenswerten Probleme aufgetreten sind.

Mit Hilfe dieser Statistiken lässt sich ein Fehler im Anlagenbetrieb jetzt leicht erkennen und auch eingrenzen. In der Jahresstatistik sind monatliche Mindererträge anhand einer zu geringen Performance Ratio und zu hohen Verlusten erkennbar. Anhand der Monatsstatistik des entsprechenden Monats können einzelne Tage identifiziert werden, an denen Probleme aufgetreten sind. Mit Hilfe der Tagesdiagramme lässt sich dann durch eine genaue Analyse eine evtl. Fehlerursache bestimmen.

2.6 Zusammenfassung

Für eine zuverlässige Überwachung von PV-Anlagen ist eine kontinuierliche Datenaufzeichnung unumgänglich. Dabei sollte zumindest die von den Solarmodulen erzeugte DC-Leistung

und die von den Wechselrichtern umgesetzte AC-Leistung erfasst werden. Für eine genauere Analyse im Fehlerfall sind jedoch weitere Messwerte wie Spannungen, Ströme, Temperaturen oder Einstrahlungsdaten sinnvoll. Um zuverlässiger Fehler zu erkennen, ist eine Betrachtung von alten aufgezeichneten Daten ebenfalls sinnvoll. Aus diesen lässt sich oftmals erschließen, ob tatsächlich ein Fehler vorliegt oder nur eine tageszeitbedingte Schwankung.

Die meisten Verfahren, die heutzutage eingesetzt werden, beruhen auf dem Prinzip der Ertragssimulation. Diese Verfahren haben den Vorteil, dass sie sehr genau arbeiten und im Fehlerfall eine gute Aussage über dessen Ursache treffen können. Die Beschaffung der Einstrahlungsdaten für den Standort einer PV-Anlage ist jedoch mit erhöhten Kosten und Aufwand verbunden. Entweder müssen eigens Messstationen eingerichtet werden, oder die Daten müssen über einen Wettersatelliten empfangen und aufbereitet werden. Gerade bei kleineren PV-Anlagen ist es nicht sinnvoll zusätzliche Messgeräte zur Überwachung der Anlage anzuschaffen. Hier sind die Überwachungsmethoden klar im Vorteil, die ohne diese Messwerte auskommen. Allerdings lassen sich dann oft nur ungenaue Angaben über eine mögliche Fehlerursache treffen.

3 Das Programm KACO DMS

Das Programm KACO Data Monitoring System (kurz KACO DMS) wurde im Rahmen dieser Diplomarbeit speziell zur Fehleranalyse entwickelt und in `Tcl/Tk` implementiert. Einige in Kapitel 2 beschriebene Ansätze sind in diesem Programm verwirklicht worden. Zum besseren Verständnis der Arbeitsweise des Programms soll zunächst die grundlegende Struktur dargestellt werden. Dabei wird kurz die Benutzeroberfläche, die Verzeichnisstruktur, die Datenbeschaffung und die Berechnung der normierten Messwerte erläutert. Im Detail wird dann auf die eigentliche Fehleranalyse eingegangen. Wichtige Programmfunktionen werden anhand von Quelltextauszügen detailliert erläutert. Dabei handelt es sich um stark vereinfachte Quelltextfragmente, welche lediglich die grundlegende Funktionsweise darstellen sollen. Die verwendeten Algorithmen werden bei Bedarf in Pseudocode-Beispielen näher erklärt.

3.1 Programmstruktur

Jede Teilfunktion des Programms ist in einer separaten Quelltextdatei implementiert. `Tcl` stellt dazu die Möglichkeit von sogenannten *Namespaces* zur Verfügung. Mit Hilfe dieser Namensräume lassen sich logisch zusammenhängende Funktionen und Variablen zusammenfassen. Jede Quelldatei hat somit ihren eigenen Namensraum. Dort, wo es sinnvoll ist, lassen sich auch Unterräume definieren. So ist z.B. die Quelldatei mit den Benutzerdialogen ein Unterraum der grafischen Benutzeroberfläche.

3.1.1 Die grafische Benutzeroberfläche

Die grafische Benutzeroberfläche des Programms ist bewusst einfach gehalten. Sie soll möglichst intuitiv zu bedienen und selbsterklärend sein. In Abbildung 3.1 ist die Benutzeroberfläche des Programms dargestellt. Sie lässt sich in zwei Teilbereiche einteilen. Auf der linken Seite befindet sich der Bereich für die Benutzereingabe und auf der rechten Seite der Bereich für die Ausgabe des Programms.

Der Benutzer kann über den Navigationsbereich auf der linken Seite mit dem Programm interagieren. Nach dem Programmstart werden die PV-Anlagen aus einem Verzeichnis eingelesen

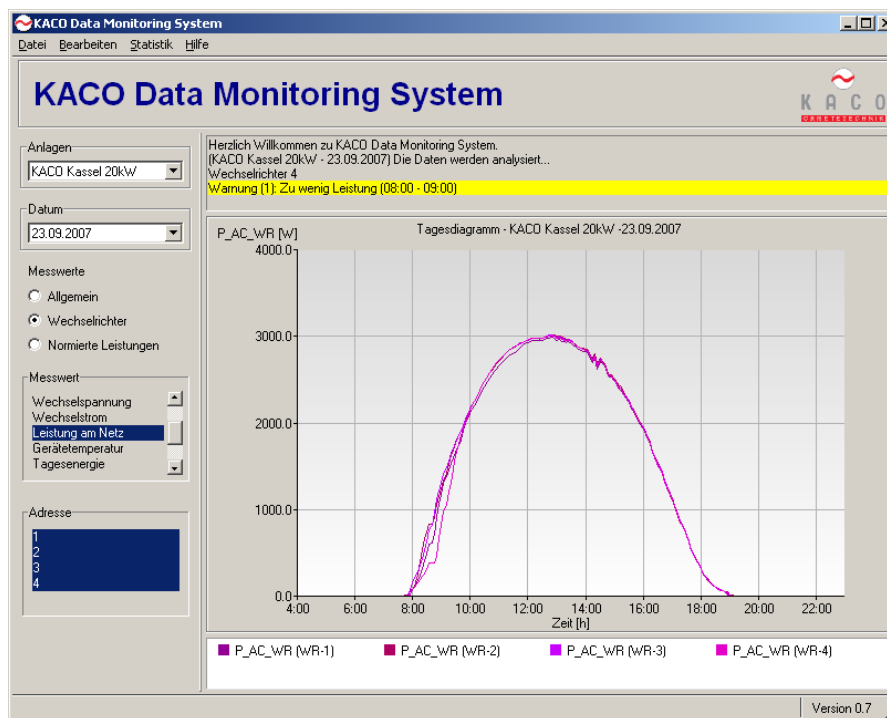


Abbildung 3.1: Die grafische Benutzeroberfläche von KACO Data Monitoring System

und im Anlagenfeld eingetragen. Wählt der Benutzer eine Anlage aus, werden die vorhandenen Datumsangaben der Logdateien im Datumsfeld eingetragen. Dort kann der Benutzer jetzt ein beliebiges Datum auswählen, von dem die Logdateien eingelesen und automatisch analysiert werden (siehe hierzu Abschnitt 3.2.1). Danach werden die eingelesenen Messwerte sowie die vorhandenen Wechselrichteradressen eingeblendet. Diese können vom Benutzer ausgewählt werden. Die resultierenden Messwertkurven werden dann im rechten Teilbereich der Benutzeroberfläche angezeigt. Darunter wird die Legende des angezeigten Diagramms eingeblendet.

Über den Menüeintrag *Statistik* können Monats- und Jahresstatistiken berechnet und angezeigt werden. Diese werden als Stabdiagramme dargestellt und sind an die in Abschnitt 2.5.2 vorgestellten Statistiken angelehnt. Für die Fehleranalyse der Daten über einen Monatszeitraum steht ein weiterer Menüpunkt im *Datei*-Menü zur Verfügung. Hier kann der Benutzer über einen Dialog einen Monat und ein Jahr auswählen. Die Daten dieses Zeitraums werden dann auf Langzeitfehler analysiert (siehe hierzu Abschnitt 3.2.2).

Das Programm informiert den Benutzer durch die am unteren Bildschirmrand befindliche Statusleiste über den allgemeinen Programmablauf. Hier werden Hinweistexte und der Fortschritt bei länger dauernden Programmaktionen angezeigt. Für die Ausgaben der Fehleranalyse existiert ein spezieller Bereich über der Anzeige der Messwertkurven. Die bei der Analyse aufgetretenen Warnungen oder Fehlermeldungen werden in diesem Bereich farblich unterschiedlich

markiert ausgegeben.

Abbildung 3.2: Der Dialog zur Anlageneingabe

Die Verwaltung der PV-Anlagen geschieht über den Menüeintrag `Bearbeiten`. Hier können neue Anlagen hinzugefügt und vorhandene Anlagen bearbeitet oder gelöscht werden. Das Hinzufügen einer neuen PV-Anlage geschieht über den Dialog aus Abbildung 3.2. Hier werden alle wichtigen Anlagenparameter erfasst. Zunächst muss ein eindeutiger Name für die PV-Anlage eingetragen werden. Unter diesem Namen wird die Anlage später im Programm identifiziert. Danach müssen die Zugangsdaten für den Powador-proLOG angegeben werden. Dies sind die IP-Adresse und der Benutzername für den FTP-Account. Aus Sicherheitsgründen wird das Passwort nicht gespeichert, sondern bei jeder Anmeldung neu abgefragt. Für die Normierung der Messwerte werden noch einige Angaben der verwendeten Solarmodule benötigt. Diese umfassen die Nennleistung P_0 , den Temperaturkoeffizienten c_T sowie Länge und Breite eines Moduls und können in den Datenblättern der Solarmodule nachgelesen werden. Als Beispiel sind in Anhang A und Anhang B die Datenblätter der verwendeten Solarmodule der beiden Teilanlagen der PV-Anlage KACO Kassel abgelegt. Zum Schluss ist noch die Modulkonfiguration anzugeben. Dafür werden die einzelnen Wechselrichter und die Anzahl der jeweils angeschlossenen Stränge sowie die Anzahl der PV-Module je Strang eingetragen.

3.1.2 Die Verzeichnisstruktur

Für jede vom Benutzer neu hinzugefügte PV-Anlage legt das Programm in einem Unterverzeichnis `pv-systems` einen eigenen Unterordner mit dem Namen der PV-Anlage an. In diesem Verzeichnis werden dann zwei Unterverzeichnisse `data` und `statistics` angelegt.

Im ersten Verzeichnis befinden sich die Logdateien des Datenloggers. Diese sind so strukturiert, dass für jeden Tag ein eigenes Unterverzeichnis angelegt wird, welches das Datum des jeweiligen Tages als Namen erhält. Diese Struktur ist der auf dem Powador-proLOG nachempfunden (siehe Kapitel 1.3.1). Im Verzeichnis `statistics` werden die errechneten Monats- bzw. Jahresstatistiken abgelegt. Da die Berechnung dieser Statistiken längere Zeit in Anspruch nimmt, werden die einmal berechneten Werte hier zwischengespeichert. Bei der nächsten Verwendung müssen sie dann nicht erneut berechnet werden, wodurch sich die Ladezeit erheblich verringert. Der Verzeichnisbaum ist in Abbildung 3.3 noch einmal schematisch dargestellt.

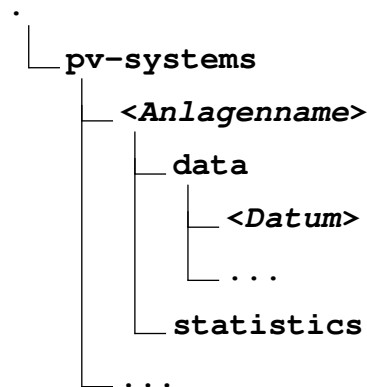


Abbildung 3.3: Verzeichnisbaum von KACO Data Monitoring System

Die Einstellungen des Programms umfassen die Toleranzen der Fehleranalyse. Sie werden in einer `ini`-Datei im Hauptverzeichnis des Programms gespeichert. Die Informationen zu den PV-Anlagen beinhalten z.B. die Anzahl und den Typ der verwendeten Wechselrichter sowie die jeweils angeschlossenen Solarmodule mit deren Nennleistungen und Ausmaßen. Diese Informationen sind für jede PV-Anlage in zwei separaten `ini`-Datei gesichert, die in dem jeweiligen Unterverzeichnis der PV-Anlage abgelegt sind.

3.1.3 Die Datenbeschaffung

Um das Programm möglichst kompatibel zu den vom Datenlogger erstellten Logdateien zu halten, wurde auf die Verwendung einer Datenbank verzichtet. Stattdessen werden die benötigten Daten bei Bedarf direkt aus den Logdateien gewonnen. Diese können entweder unmittelbar vom Datenlogger über eine FTP-Verbindung heruntergeladen oder aus einem auf der Festplatte befindlichen Verzeichnis in das Programm importiert werden. Dies hat den Vorteil, dass die Rohdaten für den Benutzer stets lesbar bleiben. Er kann sie bei Bedarf sogar ändern. Nachteil bei dieser Vorgehensweise ist der erhöhte Zeitaufwand beim Einlesen. Dieser würde entfallen, wenn stattdessen die Daten direkt nach dem Herunterladen vom FTP-Server oder nach dem Importieren aus einem Verzeichnis in einer Datenbank abgelegt würden. Da jedoch

bei der Entwicklung des Programms mehr Wert auf Kompatibilität als auf Geschwindigkeit gelegt wurde, ist die Entscheidung auf die oben erwähnte Vorgehensweise zur Datenbeschaffung gefallen.

In Tc1 gibt es nur einen einzigen Datentyp. Dieser kann Zahlen und Zeichenketten enthalten und wird je nach Zugriff interpretiert. Als Datenstrukturen stehen assoziative Arrays und Listen zur Verfügung. Assoziative Arrays haben den Vorteil, dass sie als Index außer Zahlen auch Zeichenketten zulassen. In Tc1 sind allerdings keine mehrdimensionalen Arrays vorgesehen. Diese müssen mit Hilfe der assoziativen Arrays simuliert werden. Dafür werden üblicherweise die einzelnen Indizes mit Kommata getrennt. Eine Liste kann aus Zeichenketten (bzw. Zahlen) und weiteren Listen bestehen. Listen können also verschachtelt werden. Für Listen stehen in Tc1 besondere Zugriffskommandos zur Verfügung, mit denen sie sich besonders komfortabel bearbeiten lassen.

Für das bessere Verständnis der Quelltextbeispiele soll kurz erläutert werden, auf welche Weise die Daten im Programm verwaltet werden. Damit die eingelesenen Daten aus den Logdateien im ganzen Programm zur Verfügung stehen, werden sie in ein sogenanntes Namespace-Array eingelesen. Auf dieses Array kann global lesend und schreibend zugegriffen werden. Die jeweiligen Messwertbezeichnungen in den Logdateien (diese sind als Überschrift in den Dateien vorhanden) werden als Indizes in dem Array verwendet. Die einzelnen Arrayeinträge beinhalten eine Liste mit den jeweiligen Messwerten. Bestimmte Messwerte sind für jeden Wechselrichter unterschiedlich. Ist dies der Fall, wird eine verschachtelte Liste erstellt, in der dann die einzelnen Listen mit den Messwerten des jeweiligen Wechselrichters stehen. Dabei stimmt die Position der Wechselrichteradresse in der Liste der Wechselrichter mit der Position der korrespondierenden Messwertliste überein. In den einzelnen Arrayeinträgen der Messwerte stehen also entweder Listen mit Messwerten oder Listen von Listen mit Messwerten. Der erste Fall tritt bei Messwerten wie der Einstrahlung oder der Modultemperatur ein, der zweite bei Werten wie der Gleichspannung oder der Wechselstromleistung. Ein Beispiel dieser Datenanordnung ist in Quelltext 3.1 zu sehen.

```
1  # Der Namespace
2  namespace eval data {
3      # Das Array mit den Daten der Logdatei
4      variable logDat
5      array set logDat {}
6  }
7
8  # Die Liste der Wechselrichteradressen
9  set data::logDat(listWR) {1 2 3 4}
10
11 # Die Liste der Einstrahlung G_M0
12 set data::logDat(G_M0) {0 58 276 ...}
13
```

```

14 # Die Liste mit den Gleichspannungen
15 set data::logDat(U_DC) { \
16     {0 354 367 ...} \ # WR 1
17     {0 356 368 ...} \ # WR 2
18     {0 350 359 ...} \ # WR 3
19     {0 348 359 ...} \ # WR 4
20 }
```

Quelltext 3.1: Beispiel der Datenspeicherung

3.1.4 Die Berechnung der normierten Messwerte

Nachdem die Daten aus den Logdateien eingelesen wurden, werden zur Fehleranalyse noch weitere Werte berechnet. Dazu werden unter anderem die vom Benutzer bei der Erstellung der PV-Anlage im Programm eingegebenen Anlagenparameter benötigt. Aus den Momentanwerten der AC- und DC-Leistungen werden zunächst die normierten Momentanleistungen y_F und y_A berechnet. Dazu werden die Formeln (2.1) bzw. (2.2) verwendet. Um die Werte auf die Nennleistung zu normieren, muss zunächst die Leistung des Wechselrichters durch die Anzahl der angeschlossenen Module dividiert werden, da nur die Nennleistung eines einzelnen Solarmoduls bekannt ist. Erst danach kann durch die Nennleistung dividiert werden. Das Vorgehen ist in Quelltext 3.2 dargestellt.

```

1 # Die normierte AC-Leistung
2 #  $y_F = \text{AC-Leistung der PV-Anlage} / \text{Nennleistung bei STC}$ 
3 set yF [expr { ($pAC / $wrModCount) / $modPower }]
4
5 # Die normierte DC-Leistung
6 #  $y_A = \text{DC-Leistung der Solarmodule} / \text{Nennleistung bei STC}$ 
7 set yA [expr { ($pDC / $wrModCount) / $modPower }]
```

Quelltext 3.2: Berechnung der normierten momentanen Leistungen

Wurden beim Einlesen der Logdateien auch Messwerte der Einstrahlungsdaten und der Modultemperatur gefunden, dann können die anderen unter Abschnitt 2.5 definierten Momentanwerte ebenfalls berechnet werden. Ist dies nicht der Fall, kann die Analyse der Performance Ratio später nicht durchgeführt werden. Die momentane Strahlungsleistung y_R und die temperaturkorrigierte Strahlungsleistung y_T berechnen sich aus den Formeln (2.3) und (2.4). Zur Berechnung der temperaturkorrigierten Strahlungsleistung y_T wird der Temperaturkoeffizient

c_T benötigt. Dieser wird vom Benutzer zusammen mit den übrigen Anlagendaten beim Erstellen einer neuen Anlage im Programm angegeben.

Aus den momentanen Leistungen lassen sich dann die normierten momentanen Verluste l_{CT} , l_{CM} und l_S mit Hilfe der Formeln (2.6), (2.7) und (2.8) berechnen. Dies geschieht durch einfache Subtraktion der jeweiligen Leistungen. Zum Schluss wird aus der normierten Nutzleistung y_F und der normierten Strahlungsleistung y_R die momentane Performance Ratio pr berechnet. Dafür wird die Formel (2.9) verwendet. Per Definition ist die Performance Ratio pr gleich Null, wenn die normierte Strahlungsleistung y_R gleich Null ist. Somit wird eine Division durch Null vermieden.

Berechnung der normierten Erträge

Für die Monats- und Jahresstatistiken werden anstelle der momentanen Leistungen die normierten Erträge benötigt. Wie in Abschnitt 2.5.1 gezeigt wurde, lassen sich aus den Momentanwerten durch Aufsummieren die normierten Erträge berechnen. Entsprechendes gilt für die normierten Verluste. Die Monats- und Jahresdiagramme werden bei KACO DMS also bei Bedarf nach der Formel (2.10) berechnet. In Quelltext 3.3 ist diese Vorgehensweise schematisch für eine beliebige momentane Leistung y_i für einen Tag gezeigt. Entsprechendes gilt auch für die normierten Verluste.

```

1  # Der normierte Ertrag.
2  set Yi 0
3
4  # Die Liste mit den einzelnen Momentanwerten durchgehen.
5  foreach yi $listyi {
6      set Yi [expr {$Yi + ($yi * (1 / (60 / $intervall)))}]
7  }
```

Quelltext 3.3: Berechnung der normierten Erträge und Verluste

Da die Erträge in kWh und nicht in kW gemessen werden, ist der zeitliche Faktor ΔT aus Formel (2.10) mit einzubringen. Dies geschieht in Zeile 6 durch die Division zum Schluss. Das `intervall` ist dabei der Abstand zwischen zwei Messwerten in den Logdateien in Minuten.

3.2 Fehleranalyse

In der Fehleranalyse des Programms wurden drei Ansätze aus Kapitel 2 implementiert: die Überwachung durch Mustererkennung aus Abschnitt 2.3, die Überwachung durch Ertragsabschätzung mit normierten Messwerten aus Abschnitt 2.5 und die Überwachung durch Ertragsvergleich aus Abschnitt 2.2. Die exakte Vorgehensweise bei diesen Methoden wird im Folgenden genauer erläutert. Dabei werden die einzelnen Implementationen gezeigt, und die verwendeten Algorithmen werden mit Hilfe von Pseudocodebeispielen erklärt.

3.2.1 Analyse eines Tages

Zu Beginn der Tagesanalyse wird zunächst der Median über die normierten momentanen AC-Leistungen y_F der einzelnen Wechselrichter gebildet. Dieser wird als Referenzwert für die spätere Analyse benötigt. Es wurde bewusst der Median und nicht das arithmetische Mittel verwendet, da dieser robuster gegenüber Ausreißern ist.

Für die Tagesanalyse werden jeweils Intervalle von einer Stunde über den Tag betrachtet. Die einzelnen Analysemethoden werden dann auf diese Intervalle angewendet. Diese Vorgehensweise erlaubt eine feine Analyse der Messwerte und ist, dank des Medians, besonders robust gegenüber einzelnen, stark abweichenden Messwerten. Der Algorithmus wurde eigens für das Programm entwickelt. In Quelltext 3.4 ist der prinzipielle Ablauf der Tagesanalyse dargestellt. Die Berechnung des Medians ist hier nicht abgebildet.

Der Tag wird in 24 Stundenintervalle eingeteilt. Dies geschieht durch die äußere `for`-Schleife. Es werden immer nur die Werte aus der jeweiligen Messwertliste ausgewertet, die in dem Stundenintervall liegen. Dies geschieht in `Tcl` durch die Auswahl nur bestimmter Listenelemente mit Hilfe des Kommandos `lrange` und den Grenzen `h` und `h+1`. Als erstes wird überprüft, ob der Median der einzelnen normierten Leistungen über eine Stunde gemittelt höher ist als ein **Schwellwert**. Dieser ist ein prozentualer Wert des Maximums des Medians der normierten AC-Leistungen des Tages und kann vom Benutzer angegeben werden. Liegt also der Mittelwert über dem Schwellwert, findet eine Auswertung der Daten des Intervalls statt. Dazu werden die Prozeduren **checkWRBlackout**, **checkKonstUDC**, **checkPR** und **compareWR** aufgerufen. Diese werden in den nachfolgenden Abschnitten genauer erläutert.

Die Vorgehensweise, erst ab einem bestimmten Wert der Leistung eine Auswertung vorzunehmen, wurde im Rahmen dieser Diplomarbeit entwickelt. Wechselrichter können während ihrer Ein- und Ausschaltvorgänge ein sehr unterschiedliches Verhalten aufweisen. Eine sinnvolle Analyse kann jedoch erst erfolgen, wenn die Wechselrichter komplett hochgefahren sind. Morgens kann es passieren, dass einige Wechselrichter schon angelaufen sind, wohingegen andere noch nicht hochgefahren sind. Ein ähnliches Verhalten ist in den Abendstunden zu beobachten. Daher wurde versucht die Stundenintervalle zu vermeiden, in denen die Wechselrichter noch nicht (oder nicht mehr) genügend Leistung liefern. Dies geschieht durch die Berechnung des

```

# Den Tag in Stundenintervallen durchgehen
for h = 0 to h < 24
    Berechne den Mittelwert aus den Medianwerten des Intervalls.
    if Mittelwert des Medians < Schwellwert then
        continue
    end if

# Die Daten der einzelnen Wechselrichter analysieren
foreach Wechselrichter aus der Liste
    # Überwachung durch Mustererkennung
    checkWRBlackout(Liste der AC-Leistungen des Intervalls)
    checkKonstUDC(Liste der DC-Spannungen des Intervalls)

    # Überwachung durch Ertragsabschätzung
    checkPR(
        Liste der momentanen Performance Ratio des Intervalls
        Liste der nicht temp. Verluste des Intervalls
    )
end foreach

# Überwachung durch Vergleich der Wechselrichter
compareWR(
    Liste aller Wechselrichter
    Liste der Medianwerte des Intervalls
    Liste der einzelnen yF-Werte der Wechselrichter des ...
    ...Intervalls
)
end for

```

Quelltext 3.4: Pseudocode der Tagesanalyse

Mittelwertes des Medians der normierten AC-Leistungen und durch den Vergleich mit dem Schwellwert. Erst wenn alle Wechselrichter genügend Leistung liefern wird dieser Schwellwert überschritten, und es findet eine Auswertung statt. Ohne diese Einschränkung würde es besonders in den Morgen- und Abendstunden zu häufigen Fehlalarmen kommen.

Suche nach bekannten Mustern

Diese Art der Fehleranalyse beruht auf den Vorüberlegungen aus Abschnitt 2.3 und wurde im Rahmen der Diplomarbeit entwickelt. Sie setzt ein gewisses Verständnis der Arbeitsweise der Wechselrichter voraus. Die gesuchten Muster sind entweder offensichtlich (wie im Fall des Totalausfalls eines Wechselrichters) oder wurden in Zusammenarbeit mit den Betreuern der

Diplomarbeit entwickelt.

Die Prozedur **checkWRBlackout** in Quelltext 3.4 untersucht ob die AC-Leistung des Wechselrichters in dem Intervall konstant 0 gewesen ist. Ist dies der Fall hat der entsprechende Wechselrichter in dem Zeitintervall keine Leistung geliefert, und es muss eine Fehlermeldung erstellt werden. Ähnlich untersucht die Prozedur **checkKonstUDC** ob die Gleichspannung in dem Zeitintervall konstant (und ungleich 0) geblieben ist. Ist dies der Fall liegt ein MPP-Tracking-Problem vor. Diese beiden Analysemethoden werden hier nicht anhand von Quelltextbeispielen vorgestellt. Sie veranschaulichen jedoch die prinzipielle Vorgehensweise bei dieser Methode der Datenanalyse. Es können im Prinzip beliebige Muster in den Daten erkannt werden.

Die Performance Ratio analysieren

Dieser Ansatz zur Fehleridentifikation beruht auf den in Abschnitt 2.5 angestellten Vorüberlegungen. Die Methode zur automatischen Fehlererkennung durch den Vergleich der Performance Ratio pr und der nicht temperaturbedingten Verluste l_{CM} , wie sie hier Verwendung findet, wurde dort vorgeschlagen und ist im Rahmen der Diplomarbeit umgesetzt worden.

Die Prozedur **checkPR** in Quelltext 3.4 überprüft die Performance Ratio des Zeitintervalls. Die dafür benötigten Werte wurden bereits nach dem Einlesen der Logdatei berechnet. Zur Analyse wird zunächst das arithmetische Mittel der Performance Ratio pr und der nicht temperaturbedingten Verluste l_{CM} über das Stundenintervall gebildet. Liegt die Performance Ratio unter einem einstellbaren Schwellwert $tolPR$, und liegen gleichzeitig die Verluste über einem einstellbaren Schwellwert $tolLCM$, wird eine Fehlermeldung erstellt. Diese Analysemethode bezieht die Einstrahlungsdaten über die Berechnung der Performance Ratio mit ein.

Vergleich der einzelnen Wechselrichter

Die Prozedur **compareWR** in Quelltext 3.4 vergleicht die einzelnen Wechselrichter untereinander. Sie ist in Quelltext 3.5 schematisch als Pseudocode dargestellt. Diese Methode der Fehlererkennung durch den Vergleich von erzielten normierten Leistungen basiert auf den Ansätzen aus Abschnitt 2.2. Die grundlegende Idee des Vergleichs mehrerer Wechselrichter untereinander wurde in vielen Veröffentlichungen als Analysemethode erwähnt. Der eigentliche Algorithmus wie er hier beschrieben wird, wurde eigens für das Programm entwickelt.

Die Wechselrichter werden alle einzeln in einer Schleife abgearbeitet. Zunächst wird für jeden Momentanwert der normierten AC-Leistung die Abweichung zum Median in Prozent ausgerechnet. Dies geschieht in der inneren `foreach`-Schleife. Diese geht alle Werte des Medians und der Liste mit den normierten AC-Leistungen des Wechselrichters durch und berechnet jeweils die momentane Abweichung in Prozent. Über diese einzelnen Prozentwerte wird dann

```

program compareWR
  foreach Wechselrichter aus der Liste
    # Schleife über alle Werte des Stundenintervalls
    foreach Momentanwert des Medians und Momentanwert von yF
      Berechne die momentane Abweichung des Medians
        von der normierten Leistung yF in Prozent.
    end foreach
    Berechne die mittlere Abweichung über das Stundenintervall

    if mittlere Abweichung > tolerance then
      print "WR mit zu wenig Leistung"
    end if
  end foreach
end compareWR

```

Quelltext 3.5: Pseudocode des Wechselrichtervergleichs

das arithmetische Mittel gebildet. Liegt diese mittlere Abweichung über einer vom Benutzer einstellbaren monatlich abhängigen Toleranzgrenze **tolerance** wird eine Fehlermeldung für das Intervall erstellt. Eine monatlich abhängige Toleranzgrenze verhindert zu häufige Fehlalarme in den Wintermonaten und erlaubt gleichzeitig eine feinere Analyse der Sommermonate.

3.2.2 Analyse längerer Zeiträume

Für die Analyse eines längeren Zeitraums werden die Daten eines Monats betrachtet. Die Daten der einzelnen Tage werden dafür eingelesen und jeweils analysiert. Dabei können auch unvollständige Monate betrachtet werden, eine Auswertung findet jedoch erst ab einer Menge von sieben Tagen statt. In Quelltext 3.6 ist der Pseudocode dieser Vorgehensweise gezeigt. Die Grundidee dieser Langzeitanalysemethode wurde in einigen Veröffentlichungen erwähnt [SBW07], jedoch nicht näher beschrieben. Die Details der Ausarbeitung und der hier verwendete Algorithmus wurden im Rahmen dieser Diplomarbeit erarbeitet.

In der ersten Schleife werden die einzelnen Tage überprüft, und die dabei entstandenen Warnungen werden in einer Liste abgelegt. Diese Liste wird dann in der zweiten Schleife abgearbeitet. Es werden nur Fehlermeldungen betrachtet, die einen Leistungsverlust anzeigen. Dies geschieht in der eigentlichen Implementierung durch die Abfrage einer Fehlernummer. Ein Zähler summiert die aufgetretenen Warnungen für jeden Wechselrichter und jedes Intervall separat auf. Es wird also vermerkt, welcher Wechselrichter in welchem Zeitintervall wie oft einen Leistungsverlust zu verzeichnen hatte. In der dritten Schleife wird untersucht, ob

```
# Die einzelnen Tage analysieren.
foreach Tag des Monats
    Analysiere den einzelnen Tag mit der Tagesanalyse
end foreach

# Die erhaltenen Warnungen für jedes Intervall
# und für jeden Wechselrichter aufsummieren.
foreach Warnung aus der Tagesanalyse
    foreach Wechselrichter aus der Liste
        for h = 0 to h < 24
            Summiere bestimmte Warnungen der einzelnen
            Intervalle für jeden Wechselrichter auf.
        end for
    end foreach
end foreach

# Die einzelnen Intervalle für jeden Wechselrichter betrachten.
foreach Wechselrichter aus der Liste
    for h = 0 to h < 24
        if Anzahl der Warnungen im Intervall > tolerance then
            print "Verschattung des Wechselrichters in Intervall h"
        end if
    end for
end foreach
```

Quelltext 3.6: Pseudocode der Monatsanalyse

überdurchschnittlich viele Fehlermeldungen für einen Wechselrichter in einem Intervall aufgetreten sind. Dazu wird ein Schwellwert **tolerance** benötigt, der aus der Anzahl der Tage des Monats geteilt durch einen vom Benutzer anzugebenden Grenzwert gebildet wird. Diese Grenze gibt an, wie oft im Monat ein Wechselrichter Ertragseinbußen aufweisen darf, ohne dass eine Verschattungswarnung erstellt wird. Ist in einem Intervall bei einem Wechselrichter besonders häufig ein Ertragsverlust zu finden, liegt die Vermutung nahe, dass der Wechselrichter in diesem Intervall verschattete Solarmodule hat. Ein Strangfehler würde auftreten, wenn der Wechselrichter über alle Intervalle konstant Ertragseinbußen verzeichnet. Dies würde auch unabhängig vom Wetter zu sehen sein.

4 Validierung des Programms

Um die Funktionsweise des Programms zu testen, wurde es anhand von aufgezeichneten Daten der PV-Anlage KACO Kassel untersucht. Im Folgenden soll die PV-Anlage kurz vorgestellt werden. Dabei wird auf die jeweiligen Konfigurationen der Teilanlagen eingegangen. Danach wird untersucht, ob die vom Programm gefundenen Fehler auch tatsächlich aufgetreten sind. Ausgewählte Beispiele werden dafür genauer betrachtet.

4.1 Die PV-Anlage KACO Kassel

Die PV-Anlage KACO Kassel ist in zwei unterschiedliche Teilanlagen aufgeteilt: eine Teilanlage mit 20kW installierter Leistung und eine Teilanlage mit 75kW installierter Leistung. Die PV-Anlage ist auf dem Gelände des Industrie- und Gewerbeparks KADRUF (Kasseler Druckerei und Färberei AG) in Kassel installiert.



(a) Die 20kW Teilanlage



(b) Die 75kW Teilanlage

Abbildung 4.1: Die PV-Anlage KACO Kassel

Beide Anlagen werden vom Forschungs- und Entwicklungszentrum der Firma KACO Gerätetechnik unter anderem dazu verwendet, die aktuellen Wechselrichter unter realen Bedingungen zu testen. Daher sind die aufgetretenen Fehler meist auf den Einsatz der Prototypen bzw. die dort verwendete Software zurückzuführen. Diese Situation stellt einen Sonderfall für den Betrieb von PV-Anlagen dar. Normalerweise wird eine PV-Anlage eingerichtet und arbeitet im

Idealfall über viele Jahre ohne nennenswerte Veränderungen der Hardware. Für die Entwicklung des Programms KACO Data Monitoring System wurde daher davon ausgegangen, dass die verwendete Verschaltung von Solarmodulen und Wechselrichtern feststeht. Das Programm ignoriert daher unvorhergesehene Wechselrichteradressen in den Logdateien. In dem betrachteten Zeitraum von 8 Monaten hat sich an der Anlagenkonfiguration nicht viel geändert, sodass eine qualifizierte Datenauswertung erfolgen konnte.

Zur Aufzeichnung der anfallenden Messdaten ist ein Powador-proLOG XL mit den beiden Teilanlagen verbunden. Auf diesen lässt sich über das firmeninterne Netzwerk über das FTP-Protokoll zugreifen.

4.1.1 Die 20kW Teilanlage

Die 20kW Anlage (in Abbildung 4.1(a)) besteht aus 112 Solarmodulen, welche an vier Strangwechselrichter angeschlossen sind. Dafür werden je 14 Module zu einem Strang zusammengefasst. An einen Wechselrichter werden dann jeweils zwei Stränge angeschlossen. Die exakte Modulkonfiguration ist in Abbildung 4.2 zu sehen.

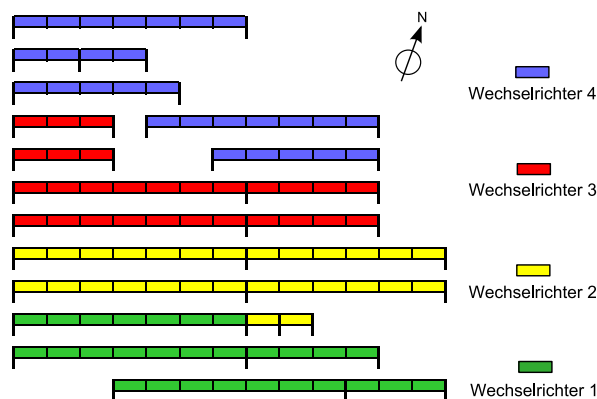


Abbildung 4.2: Modulkonfiguration der 20kW Teilanlage

Die Teilanlage ist nicht optimal südlich ausgerichtet, sondern weist eine leichte Neigung nach Osten auf. Die Referenzzelle zur Messung der Sonneneinstrahlung befindet sich ebenfalls auf dem Dach der Teilanlage und ist in Solarmoduleebene angebracht.

4.1.2 Die 75kW Teilanlage

Die 75kW Anlage ist in Abbildung 4.1(b) zu sehen. Sie besteht aus 336 Solarmodulen, welche an sieben Wechselrichter angeschlossen sind. Bei dieser Anlage werden zur Zeit sechs Strangwechselrichter und ein Zentralwechselrichter eingesetzt. Dabei werden je 8 bzw. 16 Module

zu Strängen zusammengefasst. An die Wechselrichter werden dann jeweils zwei bzw. drei Stränge angeschlossen. Die exakte Modulkonfiguration ist in Abbildung 4.3 dargestellt.

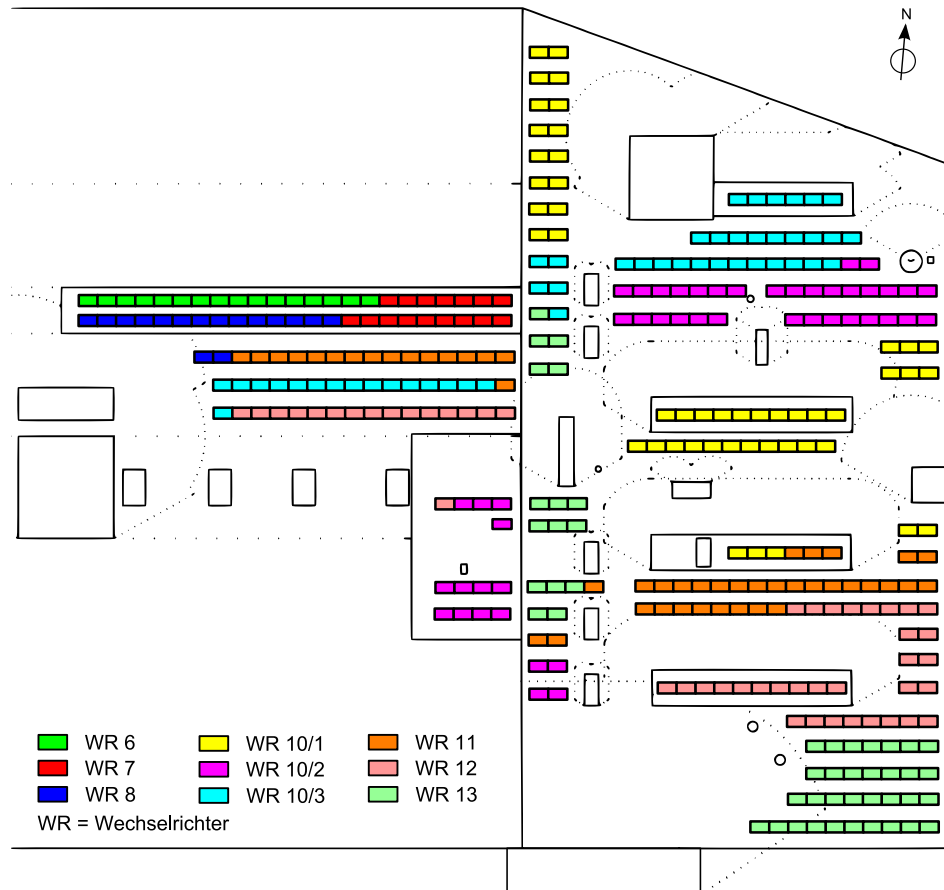


Abbildung 4.3: Modulkonfiguration der 75kW Teilanlage

Die Teilanlage ist nahezu optimal südlich ausgerichtet. Da für diese Anlage kein eigener Strahlungssensor vorhanden ist, können die Strahlungsdaten der Referenzzelle der 20kW Teilanlage als Richtwert verwendet werden. Durch die leicht unterschiedliche Ausrichtung in horizontaler Ebene der beiden Teilanlagen sind die Einstrahlungsdaten jedoch nicht hundertprozentig korrekt für die 75kW Teilanlage. Die Abweichung macht sich in den Kennlinien bemerkbar. Für die automatische Fehleridentifikation durch das Programm hat sich dieser Unterschied jedoch nicht als besonders problematisch herausgestellt.

4.2 Test mit realen Daten

Für den Test des Programms standen Logdateien der PV-Anlage über einen Zeitraum von etwa 1,5 Jahren zur Verfügung. Da der Strahlungssensor jedoch erst vor acht Monaten installiert wurde, fand eine Auswertung erst ab diesem Zeitpunkt statt. Die Anlagenkonfiguration hat sich in diesem Zeitraum nur geringfügig verändert, sodass dies keine größeren Auswirkungen auf die Fehlersuche hatte.

Die Kommunikation mit dem Datenlogger erfolgt über das FTP-Protokoll. Für Tc1 stehen bereits fertige Pakete für die Kommunikation über dieses Protokoll zur Verfügung, daher funktionierte dieser Programmteil schon relativ früh einwandfrei. Das Einlesen der Logdateien war zeitweise etwas schwierig, da es vorkommen kann, dass der Datenlogger keine Signale von den Wechselrichtern empfängt. Dieser Kommunikationsausfall zwischen dem Datenlogger und den Wechselrichtern tritt jedoch äußerst selten auf. Im Programm wird dies so gehandhabt, dass die fehlenden Werte als 0-Werte angenommen werden, weil nicht immer unterschieden werden kann, ob ein Wert tatsächlich 0 ist oder einfach keine Verbindung zu den Wechselrichtern vorhanden war.

4.2.1 Tagesanalyse

Die Tagesanalyse erfolgt direkt nach dem Einlesen einer Logdatei. In den folgenden Abschnitten sollen die einzelnen Fehler, die dabei aufgetreten sind, jeweils kurz aufgeführt werden. Dabei werden die Ursachen untersucht, und es wird geklärt, ob die Fehlermeldung des Programms im Einzelfall korrekt war.

Suche nach bekannten Mustern

Durch die Suche nach bekannten Mustern werden Totalausfälle der Wechselrichter und Probleme mit dem MPP-Tracking entdeckt. Dies funktioniert im Fall der Suche nach einem Totalausfall wie erwartet sehr zuverlässig. So wird z.B. der Ausfall des Wechselrichters in Abbildung 2.5 in den ersten beiden Tagen des Monats gefunden. Die Suche nach einer konstanten Gleichspannung als Indikator für ein MPP-Problem hat sich als leicht problematisch erwiesen. Es kann im Normalbetrieb durchaus vorkommen, dass die Wechselrichter über einen längeren Zeitraum eine konstante Gleichspannung aufweisen. Dies wird dann ebenfalls als Fehler erkannt, obwohl es sich lediglich um eine längere MPP-Suchbewegung des Wechselrichters handelt. Das Problem ist daher nicht die Analysemethode an sich, sondern das verwendete Muster. Ein genaueres Muster bzw. eine Ergänzung des bestehenden Musters könnte hier bessere Ergebnisse liefern.

Die Performance Ratio analysieren

Die Fehler, die mit Hilfe der Performance Ratio gefunden wurden, sind besonders zuverlässig. Wann immer ein solcher Fehler gemeldet wurde, war auch tatsächlich ein Problem festzustellen. So konnte z.B. ein Problem mit Wechselrichter 2 an der 20kW Teilanlage nachvollzogen werden. Dieser Wechselrichter hatte zu Beginn des Monats August ein Problem und lieferte nur die halbe Leistung. Dieses Problem wurde aus den Daten anhand der Analyse der Performance Ratio gefunden. Die Fehler, die mit dieser Methode gefunden wurden, ließen sich auch durch die Methode des Vergleichs der Wechselrichter wiederfinden.

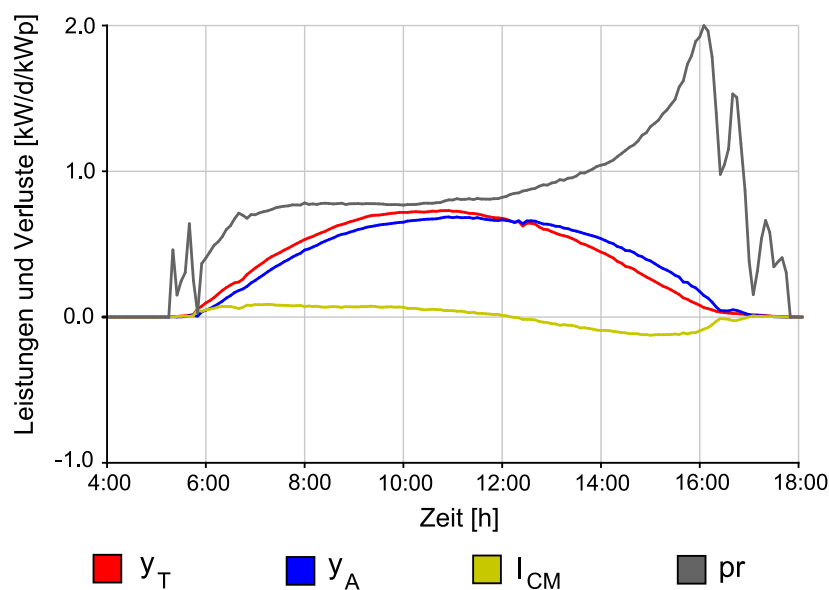


Abbildung 4.4: Analyse der Performance Ratio der 75kW Teilanlage vom 23. September 2007

Dadurch, dass der Einstrahlungssensor auf dem Dach der 20kW Anlage installiert ist und somit nicht exakt in horizontaler Ebene mit den Modulen der 75kW Teilanlage übereinstimmt, sind die Ergebnisse der Performance Ratio Analyse für die 75kW Teilanlage nicht immer korrekt. Abbildung 4.4 zeigt diesen Sachverhalt (vergleiche hierzu auch Abbildung 2.6). Die Kurve der temperaturkorrigierten Strahlungsleistung y_T ist leicht nach links geneigt. Dies lässt sich durch die stärkere Ostausrichtung in horizontaler Ebene der Referenzzelle (diese ist auf dem Dach der 20kW Teilanlage installiert) im Vergleich zu der Ausrichtung der Solarmodule der 75kW Teilanlage erklären. In den Morgenstunden ist die Referenzzelle daher besser zur Sonne ausgerichtet als die Solarmodule der 75kW Anlage. In den Abendstunden ist es umgekehrt. Die nicht temperaturbedingten Verluste berechnen sich aus der Formel (2.7). Hier gehen die Einstrahlungswerte der Referenzzelle mit ein. Durch die Linksneigung der Kurve der temperaturkorrigierten Strahlungsleistung y_T kann es passieren, dass die Generatorleistung y_A

größer ist als y_T . Aus diesem Grund werden die nicht temperaturbedingten Verluste negativ, was laut Definition nicht erlaubt ist. Dies würde bedeuten, dass mehr Energie umgesetzt wird als eigentlich eingestrahlt wird. Die Performance Ratio steigt aus den selben Ursachen in den Abendstunden stark an und erreicht Werte über 1, was laut Definition ebenfalls nicht erlaubt ist.

Aus diesem Grund werden für die 75kW Teilanlage nicht immer alle Fehler gefunden, die eigentlich mit dieser Analyse gefunden werden könnten. Die Fehler, die gefunden wurden, ließen sich jedoch nachvollziehen, weshalb diese Methode auch mit leicht abweichenden Einstrahlungsdaten zurechtkommt.

Vergleich der einzelnen Wechselrichter

Durch den Vergleich der einzelnen Wechselrichter untereinander können sehr gut die Wechselrichter erkannt werden, die zu wenig Leistung liefern. Durch diesen Vergleich allein kann jedoch nicht auf eine Ursache zurück geschlossen werden. Beim Test mit realen Daten konnten verschiedene Probleme mit einzelnen Wechselrichtern festgestellt werden. Eine Analyse dieser Fehler hat gezeigt, dass die Ursache dafür sehr unterschiedlich sein kann. Die aufgetretenen Fehler waren jedoch alle plausibel und konnten gut erklärt werden. Als Beispiel ist in Abbildung 4.5 der Vergleich der sechs Strangwechselrichter der 75kW Teilanlage vom 09.02.2008 gezeigt.

An diesem Tag wurde unter anderem eine zu geringe Leistung an Wechselrichter 13 von 15:00 bis 17:00 Uhr durch das Programm entdeckt. Diese lässt sich anhand der Kennlinie gut erkennen. Die zu kleine Leistung an Wechselrichter 13 ist jedoch tatsächlich schon ab etwa 13:00 Uhr vorhanden. Das Programm erkennt diese jedoch erst ab dem späteren Zeitpunkt, da vorher die Kennlinien des Zentralwechselrichters (Wechselrichter 10 nicht in der Abbildung vorhanden) den Median leicht nach unten ziehen. Die Ursache für den Leistungsverlust bei Wechselrichter 13 ist eine Verschattung der Solarmodule in den Abendstunden (siehe hierzu auch Abschnitt 4.2.2).

Hier wird ein Problem der Analysemethode deutlich. Der Vergleich der Wechselrichter untereinander kann nur dann korrekt funktionieren, wenn die Mehrheit der Wechselrichter störungsfrei arbeitet. Tritt zum selben Zeitpunkt bei mehreren Wechselrichtern ein Problem auf, kann nicht mehr zuverlässig für einzelne Wechselrichter entschieden werden, ob tatsächlich ein Fehler vorhanden ist. Ein besserer Referenzwert als der Median könnte hier evtl. Vorteile bringen. Dieser müsste das Maximum mit einbeziehen, ohne jedoch zu stark von Ausreißern beeinflusst zu werden.

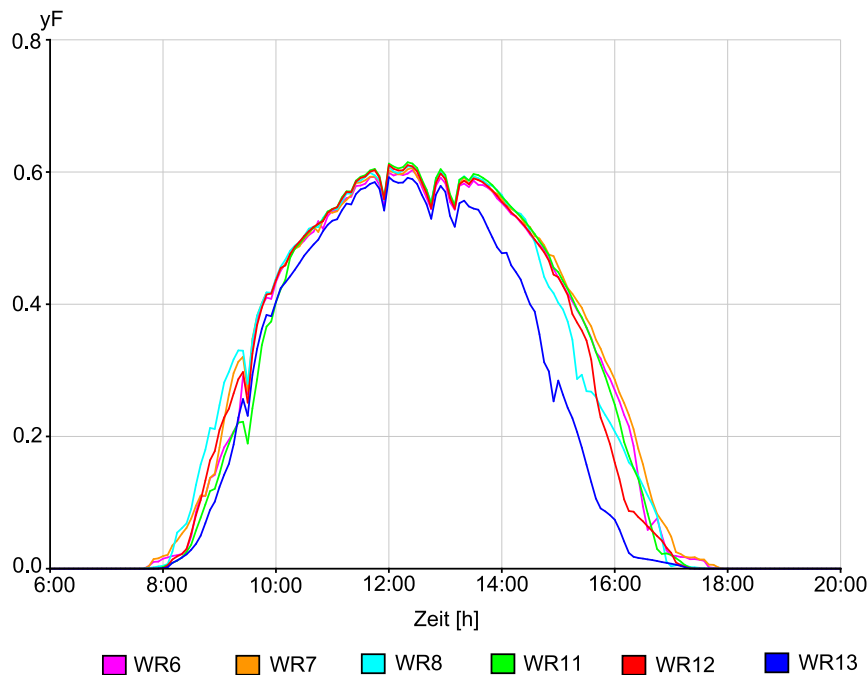


Abbildung 4.5: Vergleich der normierten AC-Leistungen von sechs Wechselrichtern der 75kW Teilanlage vom 09.02.2008.

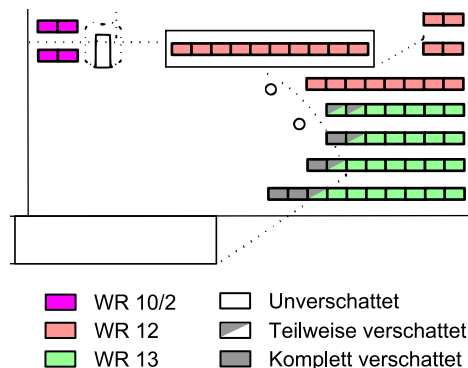
4.2.2 Monatsanalyse

Mit Hilfe der Monatsanalyse konnten verschiedene Verschattungen an den beiden Teilanlagen zu unterschiedlichen Zeiten entdeckt werden. Diese wurden aus den Daten ersichtlich und vom Programm auch so erkannt. Bei einer Begehung der Teilanlagen zu den fragwürdigen Zeiten konnten die einzelnen Verschattungen dokumentiert werden. Als Beispiel soll die Verschattung der Solarmodule des Wechselrichters 13 in den Abendstunden gezeigt werden. Wie bereits anhand der Abbildung 4.5 ersichtlich wird, weist der Wechselrichter in den Abendstunden einen Leistungsverlust auf. Dieser konnte anhand der Langzeitanalyse des Öfteren beobachtet werden. Die Monatsanalyse hat für den Monat Februar 2008 eine Verschattung in der Zeit von 16:00 bis 17:00 Uhr festgestellt. Abbildung 4.6 zeigt die Verschattung der Solarmodule, wodurch der Ertragsverlust bei Wechselrichter 13 hervorgerufen wird.

Das Problem bei der Langzeitanalyse ist, dass nur die Intervalle gefunden werden, bei denen besonders häufig Leistungseinbußen erkannt werden. Deshalb wird in dem Beispiel auch nicht die komplette Uhrzeit der Verschattung erkannt, sondern nur ein einziges Intervall, bei dem die Verschattung besonders stark ist. Außerdem ist diese Verschattung nur dann zu erkennen, wenn der Monat viele Sonnentage hat. An stark bewölkten Tagen ist der Anteil der Direktstrahlung besonders niedrig, wodurch der Verlust durch Verschattung nur sehr gering ist, bzw. überhaupt nicht auftritt.



(a) Verschattung der Solarmodule am 08.02.2008 um 15:00Uhr



(b) Verschattung im Modulplan visualisiert

Abbildung 4.6: Verschattung der Solarmodule des Wechselrichters 13 der 75kW Teilanlage

Das Programm könnte dahingehend verbessert werden, dass ähnlich wie bei dem Vergleich der einzelnen Wechselrichter eine monatliche Toleranzgrenze gewählt wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass es in den Sommermonaten mehr Sonnentage gibt als in den Wintermonaten. Dadurch könnte die Verschattungsanalyse zuverlässiger werden und exakter die Zeiträume finden, in denen die Solarmodule tatsächlich verschattet sind.

4.2.3 Auswirkung der Schwellwerte

Im Verlauf der Testphase des Programms wurden verschiedene Schwellwerte für die Fehleridentifikation ausprobiert. Zunächst wurden sehr kleine Toleranzen getestet. Das Ergebnis waren viele Fehlwarnungen in den Morgen- und Abendstunden. Somit ließ sich nicht mehr exakt entscheiden, ob tatsächlich ein Fehler vorlag oder nur eine Schwankung in Folge der unterschiedlichen Ein- bzw. Ausschaltzeiten. Durch eine Anhebung der Toleranzen konnte eine Verbesserung der Fehleridentifikation erreicht werden. Außerdem hat sich herausgestellt, dass die Schwellwerte in den Wintermonaten eher hoch zu wählen sind. In den Sommermonaten können niedrigere Schwellwerte gewählt werden, was eine feinere Fehleridentifikation zulässt. Die Abstufung der Toleranzen in monatliche Schwellwerte hat sich als sehr hilfreich erwiesen. Dadurch können im Sommer sehr genau Fehler erkannt werden, und im Winter werden trotzdem nicht zu viele Fehlalarme erstellt.

Das genaue Einstellen der Schwellwerte hängt stark von den Wetterbedingungen des Anlagenstandortes ab. Daher wurden die Schwellwerte bewusst nicht fest in das Programm integriert, sodass der Benutzer sie jederzeit nach Belieben ändern kann.

4.3 Auswertung der Tests

Der Test mit den realen Daten hat ergeben, dass die gesuchten Fehler zum großen Teil erfolgreich gefunden werden konnten. Die Zuverlässigkeit bei dieser Suche hängt entscheidend von der Wahl der Schwellwerte ab. Werden diese zu niedrig gewählt, kommt es zu häufig zu Fehlalarmen. Werden sie hingegen zu hoch gewählt, werden evtl. nicht alle Fehler entdeckt. Die Wahl der Schwellwerte ist besonders für die Langzeitanalyse von Bedeutung. Diese untersucht die in der Tagesanalyse aufgetretenen Fehler. Werden diese nicht korrekt erkannt, kann die Langzeitanalyse auch keine sinnvollen Ergebnisse liefern.

Die Schwellwerte sollten zunächst eher zu niedrig eingestellt werden. Dies hat zur Folge, dass das Programm einige Fehlalarme erstellt. Danach können die Schwellwerte so lange angehoben werden, bis nur noch die Fehlermeldungen übrig bleiben, die auch tatsächlich anhand der Messwertkurven nachvollziehbar sind. Erst wenn die Schwellwerte bei der Tagesanalyse sinnvolle Werte liefern kann mit der Langzeitanalyse begonnen werden.

Besonders der Vergleich der unterschiedlichen Wechselrichter hat sich bei der Tagesanalyse als zuverlässig erwiesen. Durch diese Methode konnten sehr genau die Zeiträume bestimmt werden, bei denen es Probleme mit einigen Wechselrichtern gab. Diese Probleme konnten auch in der Performance Ratio Analyse entdeckt werden. Jedoch werden hier die Zeitintervalle nicht so exakt erkannt, da erst ein Fehler erstellt wird, wenn die Verluste einen Grenzwert überschreiten. Eine niedrige Performance Ratio heißt nicht automatisch, dass ein Fehler vorliegt. Der Vergleich der Wechselrichter setzt voraus, dass die Mehrheit der Wechselrichter störungsfrei arbeitet. Dies ist im Normalbetrieb einer PV-Anlage zu erwarten. Fehlfunktionen treten nur selten auf und können daher durch den Vergleich der Wechselrichter untereinander leicht erkannt werden. Haben mehrere Wechselrichter Probleme mit Verschattungen ist die Annahme, dass die Mehrheit der Wechselrichter störungsfrei arbeitet nicht mehr gegeben. Dann ist allein durch den Vergleich nicht mehr zuverlässig erkennbar, welcher Wechselrichter im einzelnen Leistungsverlust aufweist. Da bei der Installation von PV-Anlagen die einzelnen Solarmodule möglichst so montiert werden, damit sie freie Sicht zur Sonne haben, kann im Allgemeinen davon ausgegangen werden, dass sich eine Verschattung nicht bei der Mehrheit der Wechselrichter auswirkt.

Die Methode, erst bei einer bestimmten Leistungsgrenze eine Auswertung der Stundenintervalle vorzunehmen, ist nicht besonders exakt. Es gibt evtl. bessere Indikatoren ab wann ein Wechselrichter tatsächlich arbeitet, sodass eine bessere Auswertung der Zeitintervalle möglich wäre. In der Praxis hat sich die Methode der Leistungsbegrenzung jedoch als praktikabel erwiesen und konnte die Fehlermeldungen enorm verringern.

Durch die Langzeitanalyse konnten Verschattungen in der PV-Anlage erkannt werden. Bei einer Begehung der PV-Anlage zu den fraglichen Zeiträumen konnten diese auch nachgewiesen und dokumentiert werden. Die Langzeitanalyse ist jedoch stark von den Wetterbedingungen abhängig. Bei einem stark bewölkten Monat kann keine Verschattung erkannt werden, da an

Wolkentagen kein Schattenwurf vorhanden ist. Ein monatlicher Schwellwert wäre für die Verschattungsanalyse hier ebenfalls von Vorteil.

5 Schlußbemerkung

Die automatische Fehleridentifikation bei PV-Anlagen ist ein Gebiet, auf dem zur Zeit viele Bemühungen angestellt werden, eine für alle Seiten zufriedenstellende Lösung zu finden. Eine allgemein anerkannte Methode hat sich dabei noch nicht herauskristallisiert. Wie in Kapitel 2 gezeigt wurde, gibt es diverse Ansätze, die alle unterschiedliche Vor- und Nachteile haben. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurden einige dieser Ansätze in einem Programm realisiert.

5.1 Was ist bereits erreicht?

Das Programm KACO Data Monitoring System kann mit Hilfe verschiedener Methoden diverse Fehler beim Betrieb einer PV-Anlage finden und teilweise auch die Ursache für den aufgetretenen Fehler angeben. Ein Test mit realen Daten der PV-Anlage KACO in Kassel hat ergeben, dass die eingesetzten Methoden zuverlässig arbeiten und die gesuchten Fehler auch korrekt erkannt werden. Das richtige Einstellen der Toleranzen ist jedoch eine Grundvoraussetzung für die zuverlässige Arbeitsweise des Programms.

Die Monatsanalyse des Programms erkennt durch eine Betrachtung der Häufigkeiten der aufgetretenen Fehler Verschattungen einzelner Wechselrichter in bestimmten Zeitintervallen. Die identifizierten Verschattungen konnten dokumentiert und nachvollzogen werden.

5.2 Was bleibt noch zu tun?

Das Einstellen der Schwellwerte muss zur Zeit noch durch den Benutzer vorgenommen werden. Dies könnte in Zukunft evtl. über ein aktives Lernverfahren geschehen. Ähnliche Verfahren werden heutzutage bei vielen E-Mailprogrammen eingesetzt. Dort muss der Benutzer bei eintreffenden E-Mails entscheiden, ob es sich um unerwünschte Werbemails handelt oder nicht. Durch diese Methode lernt der Spamfilter und kann zukünftige E-Mails dann automatisch einstufen. Dieses Prinzip, angewendet auf die Fehleranalyse, würde dann bedeuten, dass der Benutzer nur noch anzugeben braucht, ob es sich bei einer Fehlermeldung um einen Fehlalarm handelt oder nicht. Das Programm könnte dann je nach Benutzerangabe die Grenzwerte neu einstellen.

Neue Suchmuster könnten zu besseren Ergebnissen führen. Prinzipiell lässt sich das Programm um beliebig viele Suchmuster erweitern. Diese Muster können auch wesentlich komplizierter sein als die bisher vorgestellten. Auch eine Kombination aus verschiedenen Methoden wäre denkbar. So ließe sich der Vergleich der einzelnen Wechselrichter auch mit der Mustersuche kombinieren. Die einzelnen Kennlinien der Gleichspannung sind für jeden Wechselrichter relativ ähnlich. Diese können mit einander verglichen werden, und bei einer Abweichung um ein vorher definiertes Muster wird eine Fehlermeldung erstellt. Eine solche Fehler-suche ist zur Zeit in Vorbereitung.

Ein besserer Vergleich der Wechselrichterkennlinien untereinander könnte eine noch feinere Fehleranalyse erlauben. Mathematische Methoden wie der Korrelationskoeffizient oder ähnliche Vergleichsmaße können hierfür evtl. eingesetzt werden. Erste Tests haben jedoch ergeben, dass sich von einer linearen Abweichung der Kennlinien untereinander, wie sie der Korrelationskoeffizient findet, nicht unbedingt auf einen Fehler in der Funktion der PV-Anlage schließen lässt. Andere Vergleichsmaße könnten jedoch eine Wertvolle Ergänzung zu der Methode des Wechselrichtervergleichs darstellen.

5.3 Fazit

Ein grundlegender Ansatz zur automatischen Fehlererkennung in netzparallelen Photovoltaikanlagen konnte mit dem Programm KACO Data Monitoring System erzielt werden. Dies wurde anhand eines Tests mit realen Daten nachgewiesen. Bei einigen Fehlern lässt sich gleichzeitig eine genaue Ursache des Fehlers angeben. Für eine zuverlässige Arbeitsweise des Programms ist das Einstellen der Schwellwerte unumgänglich. Das Programm könnte hier in Zukunft verbessert werden. Außerdem ließe es sich um weitere Fehleridentifikationsmethoden erweitern.

Anhang


SX 170B

170 Watt Photovoltaic Module

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride multicrystalline silicon cells.

Performance

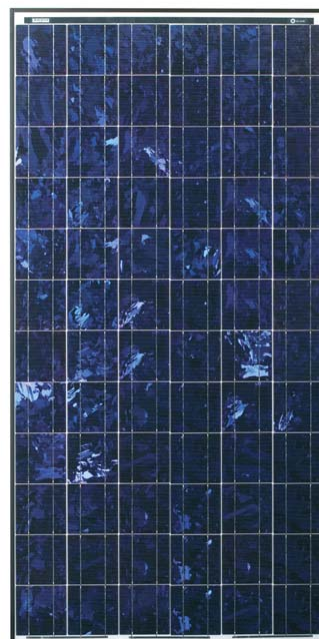
Rated power (P_{max})	170W
Power tolerance	$\pm 9\%$
Nominal voltage	24V
Limited Warranty ₁	25 years

Configuration

SX 170B	Bronze frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
SX 160B	Bronze frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors

Electrical Characteristics²

	SX170B	SX 160B
Maximum power (P_{max}) ³	170W	160W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	35.4V	35.0V
Current at P_{max} (I_{mp})	4.8A	4.6A
Warranted minimum P_{max}	155W	145W
Short-circuit current (I_{sc})	5.0A	4.8A
Open-circuit voltage (V_{oc})	44.2V	43.8V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065 \pm 0.015)%/°C	
Temperature coefficient of V_{oc}	-(160 \pm 20)mV/°C	
Temperature coefficient of power	-(0.5 \pm 0.05)%/°C	
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² ; wind 1m/s)	47 \pm 2°C	
Maximum series fuse rating	15A	
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC & IEC 61215 rating)	



Mechanical Characteristics

Dimensions	Length: 1593mm (62.8")	Width: 790mm (31.1")	Depth: 50mm (1.97")
------------	------------------------	----------------------	---------------------

Weight	15.0 kg (33.1 pounds)
--------	-----------------------

Solar Cells	72 cells (125mm x 125mm) in a 6x12 matrix connected in series
-------------	---

Output Cables	RHW AWG# 12 (4mm ²) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 1250mm (-) and 800mm (+)
---------------	---

Diodes	IntegraBus™ technology includes Schottky by-pass diodes integrated into the printed circuit board bus
--------	--

Construction	Front: High-transmission 3mm (1/8 th inch) tempered glass; White back; Encapsulant: EVA
--------------	--

Frame	Anodized aluminum alloy type 6063T6 Universal frame; Color: bronze
-------	--

1. Warranty: Power output for 25 years. Freedom from defects in materials and workmanship for 5 years. See our website or your local representative for full terms of these warranties.
2. These data represent the performance of typical SX 170/160 products, and are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (STC.)
3. During the stabilization process that occurs during the first few months of deployment, module power may decrease by up to 3% from typical P_{max} .



Quality and Safety

ESTI

Module power measurements calibrated to World Radiometric Reference through ESTI (European Solar Test Installation at Ispra, Italy); Certified to IEC 61215

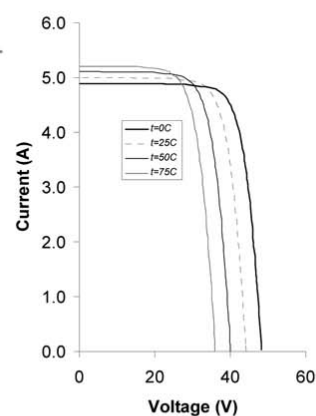


Listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating)

Qualification Test Parameters

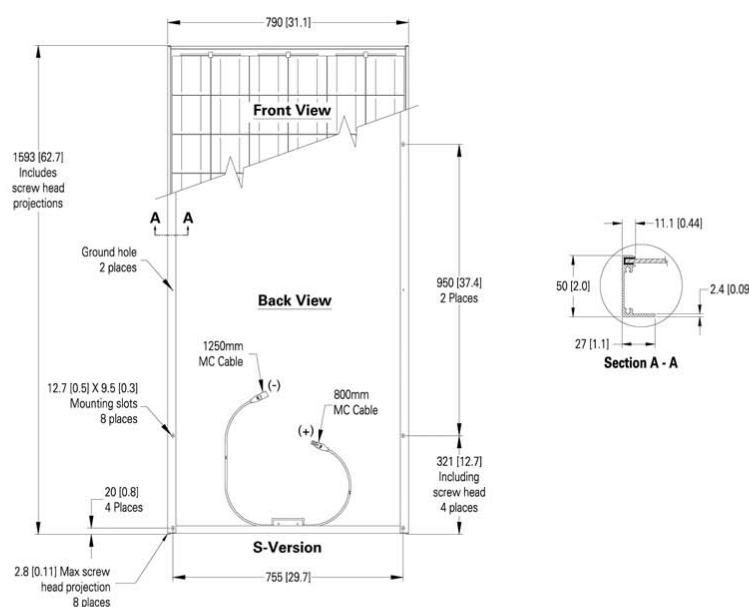
Temperature cycling range	-40°C to +85°C (-40°F to 185°F)
Humidity freeze, damp heat	85% RH
Static load front and back (e.g. wind)	50psf (2400 pascals)
Front loading (e.g. snow)	113psf (5400 pascals)
Hailstone impact	25mm (1 inch) at 23 m/s (52mph)

SX 170B I-V Curves



Module Diagram

Dimensions in brackets are in inches. Unbracketed dimensions are in millimeters. Overall tolerances $\pm 3\text{mm}$ (1/8")



Included with each module: self-tapping grounding screws, instruction sheet, and warranty document.

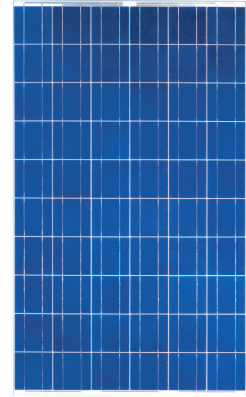
Note: This publication summarizes product warranty and specifications, which are subject to change without notice.



SOLON P220/6+

Mechanische Daten

Länge:	1.660 mm
Breite:	990 mm
Höhe:	42 mm
Gewicht:	26 kg
Anschlussdose:	1 SOLON Dose mit Bypassdioden
Kabel:	Solkabel 1100 mm Länge, 4 mm ² , vorkonfektioniert mit MC-Stecker
Frontglas:	ESG Weißglas 4 mm
Zellen:	60 Stk. polykristallin Si 6,2" (156 x 156 mm)
Zelleinbettung:	EVA (Ethylen-Vinyl-Acetat)
Rückseite:	Tedlar-Verbundfolie
Rahmen:	eloxiertes Aluminiumprofil
Maße des Laminats ohne Rahmen:	1653 x 983 x 5 mm (L x B x H)



Elektrische Daten (typisch)

Modulkategorie P _{max} (±3%):	235 W _p *	230 W _p	225 W _p	220 W _p	215 W _p	210 W _p	205 W _p	200 W _p
Nennspannung U _{mp} :	29,2 V	29,0 V	28,9 V	28,8 V	28,5 V	28,3 V	28,1 V	27,8 V
Nennstrom I _{mp} :	8,05 A	7,95 A	7,80 A	7,65 A	7,55 A	7,45 A	7,30 A	7,20 A
Leerlaufspannung U _{oc} :	36,9 V	36,7 V	36,6 V	36,4 V	36,3 V	36,1 V	35,9 V	35,6 V
Kurzschlussstrom I _{sc} :	8,65 A	8,55 A	8,40 A	8,30 A	8,20 A	8,10 A	8,00 A	7,90 A
Max. Systemspannung:	860 V	860 V	860 V	860 V	860 V	860 V	860 V	860 V
Modulwirkungsgrad:	14,30 %	14,00 %	13,69 %	13,39 %	13,08 %	12,78 %	12,47 %	12,17 %

Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung: -0,35 %/K

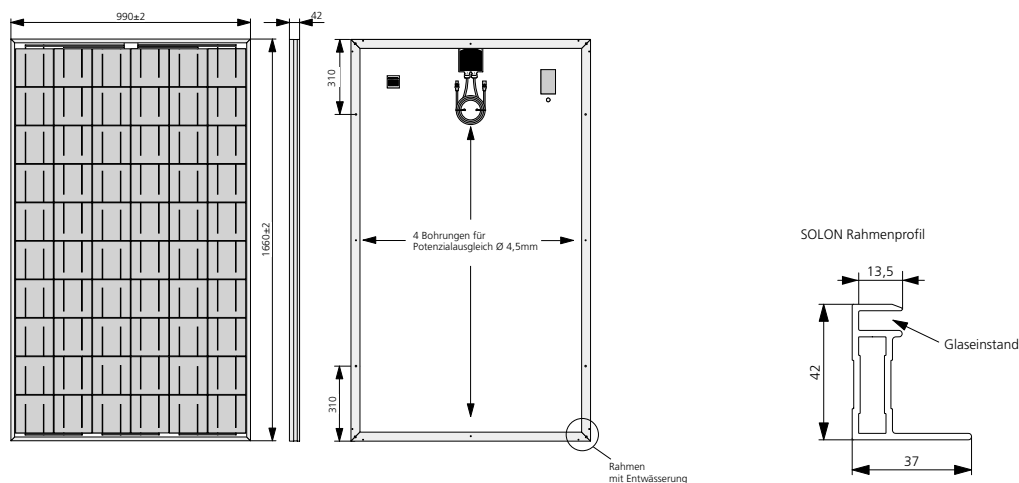
Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms: 0,05 %/K

Temperaturkoeffizient der Leistung: -0,44 %/K

Die oben genannten Werte gelten für eine Einstrahlung von 1.000 W/m², AM 1,5 und eine Zelltemperatur von 25 °C (Standard Testbedingungen). Auf Anfrage werden die Module mit den dazugehörigen Messprotokollen ausgeliefert.

Zulässige Betriebsbedingungen

Temperaturbereich:	-40 °C bis +85 °C
Hagel:	bis 28 mm Korndurchmesser und 86 km/h Aufschlaggeschwindigkeit
Prüfbelastung:	geprüft bis 5400 Pa nach IEC 61215 (erweiterter Test)



Genaue Details entnehmen Sie bitte unseren Montagehinweisen, die Sie auf unserer Homepage www.solon-pv.com finden.
Stand 06/2007. Änderungen vorbehalten, elektrische Daten ohne Gewähr

*nur auf Anfrage erhältlich.

Verwendete Formelzeichen

In diesem Kapitel werden die in der Diplomarbeit verwendeten Formelzeichen noch einmal zusammengefasst. Dabei ist zu beachten, dass in der Arbeit verwendete Kleinbuchstaben jeweils für die Momentanwerte gelten. Diese werden hier daher nicht noch einmal gesondert aufgelistet.

c_T Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung eines Solarmoduls

E_{AC} Produzierte Wechselstromenergie

E_{DC} Von den Solarmodulen produzierte Gleichstromenergie

E_{DWR} Die umgesetzte Tagesenergie

E_{Nutz} Produzierte Energie (bei netzparallelen Anlagen ist $E_{Nutz} = E_{AC}$)

G_0 Bestrahlungsstärke bei Standard-Testbedingungen (STC) = $1kW/m^2$

G_G Bestrahlungsstärke in Solarmodulebene in kW/m^2

H_G In Bezugsperiode τ in PV-Generatorebene eingestrahlte Energie in kWh/m^2

I_{AC} Wechselstrom

I_{DC} Gleichstrom

L_C Generatorverluste (*Capture Losses*)

L_{CM} Nicht temperaturbedingte Generatorverluste (*Miscellaneous Capture Losses*)

L_{CT} Temperaturbedingte Generatorverluste (*Thermal Capture Losses*)

L_S Systemverluste

P_0 Nennleistung des PV-Generators (Summe der Modulleistungen) bei STC

P_{AC} Wechselstromleistung

P_{DC} Gleichstromleistung

P_{inst} Installierte Leistung

P_{mon} Gemessene Leistung

Verwendete Formelzeichen

P_{Nutz} Momentane Nutzleistung (bei netzparallelen Anlagen ist $P_{Nutz} = P_{AC}$)

P_{sim} Simulierte Leistung

PR Performance Ratio

T₀ Temperatur bei Standard-Testbedingungen (25°C)

T_C Momentane Modultemperatur (*Cell Temperature*)

T_{WR} Gerätetemperatur des Wechselrichters

U_{AC} Wechselspannung

U_{DC} Gleichspannung

Y_A Generator-Ertrag (*Array Yield*)

Y_F End-Ertrag (*Final Yield*)

Y_R Strahlungsertrag (*Reference Yield*)

Y_T Temperaturkorrigierter Strahlungsertrag

Glossar

A

AC Die Abkürzung AC steht für den englischen Ausdruck *Alternate Current*, was übersetzt Wechselstrom bedeutet.

Air Mass Die Air Mass (kurz AM) ist das Verhältnis der Atmosphärenmasse (optische Dichte), welche die Strahlung durchläuft zu der Atmosphärenmasse, welche die Strahlung im Idealfall (bei einem Sonnenstand von 90°) durchlaufen würde. Der Bezugspunkt ist die Meereshöhe.

Akkumulator Mit Hilfe eines Akkumulators (kurz Akku) lässt sich elektrische Energie speichern. Akkumulatoren werden häufig für Inselanlagen verwendet, um die tagsüber umgewandelte Strahlungsenergie auch nachts nutzen zu können.

C

CSV Die Abkürzung CSV steht für *Comma Separated Values*, *Colon Separated Values* oder allgemein für *Character Separated Values* und ist ein Dateiformat für Textdateien zur strukturierten Speicherung von Daten. Die Daten werden dabei durch ein beliebiges Zeichen (meist das Komma oder das Semikolon) getrennt gespeichert.

D

Datenblatt In einem Datenblatt eines elektrotechnischen Bauelements werden alle wichtigen Kenngrößen des Bauteils vom Hersteller angegeben

DC Die Abkürzung DC steht im Englischen für den Ausdruck *Direct Current*, was übersetzt Gleichstrom bedeutet.

Diffusstrahlung Die Diffusstrahlung ist der Anteil der Sonnenstrahlung, der von Partikeln in der Atmosphäre (Wassertröpfchen in Wolken, Schmutzpartikel in der Luft, etc.) umgelenkt wird, bevor er auf die Erdoberfläche auftrifft.

Direktstrahlung Die Direktstrahlung ist der Anteil der Sonnenstrahlung, der direkt auf der Erdoberfläche eintrifft.

E

Energie Unter dem Begriff Energie E versteht man die in einem Zeitintervall T umgesetzte Leistung P . Es gilt allgemein: $E = \int_0^T P(t) dt$

Ertrag Der Begriff Ertrag wird häufig synonym zum Begriff der Energie verwendet. Er bezeichnet ebenfalls die in einem Zeitintervall umgesetzte Leistung. Beim Ertrag soll jedoch deutlich gemacht werden, dass damit wirtschaftliche Absichten verbunden sind.

G

Globalstrahlung Die Summe aus Direkt- und Diffusstrahlung, d.h. die gesamte von der Sonne ausgehende Strahlung, die auf der Erdoberfläche eintrifft wird als Globalstrahlung bezeichnet. Sie wird oft auch als Sonneneinstrahlung oder kurz Einstrahlung genannt.

I

INI Die Abkürzung INI steht für *Initialisierungsdatei* und ist ein Dateiformat für Textdateien zur Speicherung von Programmeinstellungen. Die Datei wird dabei in mehrere Sektionen eingeteilt, unter denen Schlüssel-Wert-Paare abgelegt werden können.

L

Leistung Die elektrische Leistung P berechnet sich aus dem Produkt der elektrischen Spannung U und dem elektrischen Strom I . Es gilt: $P = U \cdot I$

M

Median Der Median, auch als Zentralwert bekannt, liefert in einer sortierten Liste von Werten (x_1, x_2, \dots, x_n) denjenigen, der die Liste in der Mitte teilt. Er berechnet sich durch die Formel:

$$\tilde{x} = \begin{cases} x_{\frac{n+1}{2}} & \text{wenn } n \text{ ungerade} \\ \frac{1}{2}(x_{\frac{n}{2}} + x_{\frac{n}{2}+1}) & \text{wenn } n \text{ gerade} \end{cases}$$

Der Median ist weniger anfällig gegenüber Ausreißern und kann auch für ordinal skalierte Werte angewendet werden.

MPP Der Maximum Power Point (kurz MPP) ist der Punkt in der Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle, in dem die Leistung maximal wird. An diesem Punkt kann die Solarzelle ihre maximale Leistung abgeben.

N

Nennleistung Die Nennleistung ist die vom Hersteller eines elektrischen Gerätes angegebene Leistung, die das Gerät im Dauerbetrieb maximal erreicht.

P

Photon Photonen (auch „Lichtteilchen“ genannt) sind masselose Teilchen, die die elektromagnetische Wechselwirkung des Lichts vermitteln.

S

Solargenerator Die Summe aller Solarmodule einer PV-Anlage wird oft auch als Solargenerator oder kurz Generator bezeichnet.

Solarmodul Ein Solarmodul fasst mehrere Solarzellen zu einem Bauelement zusammen. Zum besseren Schutz der Solarzellen werden sie mit einer speziellen, besonders lichtdurchlässigen Glasscheibe versehen.

Solarzelle Eine Solarzelle ist ein elektrisches Bauelement, das die im Licht enthaltene Strahlungsenergie mit Hilfe des photovoltaischen Effekts in elektrische Energie umwandelt.

Sonnenstrahlung Die Sonnenstrahlung ist die Strahlung der Sonne im Wellenlängenbereich von $0,3\mu m$ bis $3\mu m$.

Standard Testbedingungen Die Standard Testbedingungen (Englisch „Standard Test Conditions“ kurz STC) legen fest, unter welchen Bedingungen die Kenngrößen von Solarzellen in den Datenblättern anzugeben sind. Die Bedingungen sind dabei eine Zellentemperatur von $25^{\circ}C$, eine Air Mass von 1,5 und eine Bestrahlungsstärke von $1kW/m^2$.

W

Wirkungsgrad Unter dem Wirkungsgrad η versteht man allgemein das Verhältnis von abgegebener Leistung P_{ab} zur aufgewendeten Leistung P_{auf} . Es gilt also die Formel $\eta = \frac{P_{ab}}{P_{auf}}$

Literaturverzeichnis

- [BB04] BETCKE, J. ; BEYER, H.G.: Accuracy Improvement of Irradiation Data by Combining Ground and Satellite Measurements. In: *EUROSUN (ISES Europe Solar Congress)*, 2004
- [BLB⁺06] *Kapitel 6 - Monitoring of Photovoltaic Systems in Large Scale - The Project PVSAT-2.* In: BEYER, Hans G. ; LORENZ, Elke ; BETCKE, Jethro ; DREWS, Anja ; HEINEMANN, Detlev ; KEIZER, Corry de ; SARK, Wilfried van ; FEIGE, Sandra ; BOFINGER, Stefan ; SCHNEIDER, Martin ; HEILSCHER, Gerd ; STETTLER, Sandra ; TOGGWEILER, Peter ; WIEMKEN, Edo ; HEIDENREICH, Wolfgang: *Solar Energy Resource Management for Electricity Generation from Local Level to Global Scale.* Nova Science Publishers Inc., 2006. – ISBN 1–59454–919–2, S. 69–81
- [DB91] DUFFIE, John A. ; BECKMAN, William A.: *Solar engineering of thermal processes.* 2. Edition. John Wiley & Sons, Inc 605 Third Avenue, New York, N.Y. 10158-0012, 1991. – ISBN 0–471–51056–4
- [DBL⁺04] DREWS, A. ; BETCKE, J. ; LORENZ, E. ; HEINEMANN, D. ; TOGGWEILER, P. ; STETTLER, S. ; RASSMUSSEN, J. ; SARK, W. van ; HEILSCHER, G. ; SCHNEIDER, M. ; WIEMKEN, E. ; HEYDENREICH, W. ; BEYER, H. G.: Intelligent performance check of PV system operation based on satellite data. In: *EUROSUN (ISES Europe Solar Congress)*, 2004
- [Deu07] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Globalstrahlungskarte für Deutschland.* Version: 24.05.2007. http://www.dwd.de/de/wir/Geschaeftsfelder/KlimaUmwelt/Leistungen/Klimakarten/Globalstrahlung/Globalstrahlungskarte_brd_beispiel.htm, Abruf: 16.01.2008
- [DP07] 100.000-DÄCHER-PROGRAMM: *Homepage des Förderprogramms.* Version: 29.11.2007. <http://www.100000daecher.de/>, Abruf: 29.11.2007
- [Dür08] DÜRSCHNER, Christian: Konzepte für den Weg ins Netz. In: *photovoltaik - Das Magazin für Profis* (2008), Nr. 2

- [Gre82] GREEN, Martin A.: *Solar Cells - Operating Principles, Technology and System Application*. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J. 07632, 1982. – ISBN 0-13-822270-3
- [Hah01] HAHN-MEITNER-INSTITUT BERLIN: *Energienutzung von Materialien im Sonnenspektrum*. Version: 13.03.2001. http://www.hmi.de/pr/bildarchiv/solarenergie/grafiken/giffs_jpeg/sonnenspektrum.jpg, Abruf: 14.01.2008
- [HB95] HAEBERLIN, H. ; BEUTLER, Ch.: Normalized Representation of Energy and Power for Analysis of Performance and On-line Error Detection in PV-Systems. In: *13th EU PV Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1995
- [Häb07] HÄBERLIN, Heinrich: *Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. 1. Auflage. AZ Fachverlag AG, CH-5001 Aarau, 2007. – ISBN 978-3-905214-53-6
- [HBL96] HÄBERLIN, H. ; BEUTLER, Ch. ; LIEBI, Ch.: Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung. In: *11. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 1996
- [HSB⁺04] HEILSCHER, G. ; SCHNEIDER, M. ; BETCKE, J. ; DREWS, A. ; HEINEMANN, D. ; LORENZ, E. ; TOGGWEILER, P. ; SARK, W. van ; WIEMKEN, E. ; BEYER, H. G.: Satellitengestützte Ertragsüberwachung mit automatischer Fehlererkennung für kleine und mittlere Photovoltaikanlagen. In: *19. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2004
- [KAC06a] KACO GERÄTETECHNIK GMBH: *Bild des Powador-proLOG XL*. Version: 12.04.2006. <http://www.kaco-geraetetechnik.de/Files/600/EditorPictures/Produkte/350/Powador-proLOG.jpg>, Abruf: 01.02.2008
- [KAC06b] KACO GERÄTETECHNIK GMBH: *Bedienungsanleitung Powador-proLOG*, 28.02.2006
- [Met07] METEOTEST: *Homepage des Unternehmens*. Version: 16.01.2007. <http://www.spyce.ch/>, Abruf: 16.01.2007
- [Puk97] PUKROP, Detlef: *Zur Modellierung großflächiger Photovoltaik-Generatoren*, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Diss., 1997
- [PVS05] PVSAT: *Homepage des Projektes*. Version: 14.07.2005. <http://www.pvsat.de/>, Abruf: 16.01.2007
- [Ram06] RAMHORST, Jens: Selbstlernende Verschattungserkennung zur automatischen Fehleranalyse bei Photovoltaikanlagen. In: *21. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2006

- [RWT⁺00] REISE, Christian ; WIEMKEN, Edo ; TOGGWEILER, Peter ; DIJK, Vincent van ; HEINEMANN, Detlev ; BEYER, Hans G.: Remote Performance Check for Grid Connected PV Systems Using Satellite Data. In: *16th European Photovoltaik Solar Energy Conference*, 2000
- [SBW07] SCHNEIDER, Martin ; BOFINGER, Stefan ; WEBER, Valentin: Kein falscher Alarm durch Schnee oder Verschattung. In: *22. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2007
- [SSF05] SCHUL-SOLAR-FORUM: *Bestandteile einer netzgekoppelten PV-Anlage*. Version: 05.09.2005. <http://www.schul-solar-forum.de/uploads/pics/netzgekoppelte-pv-anlage.jpeg>, Abruf: 29.11.2007
- [Uni07] UNIVERSITY OF DELAWARE: *Graph of the Airmass 0 spectrum compared to a blackbody at 6000 K and the Airmass 1.5 Spectrum*. Version: 24.12.2007. <http://www.udel.edu/igert/pvcdrom/APPEND/AM15AM0.gif>, Abruf: 14.01.2008
- [Wik05] WIKIMEDIA: *Bild eines Pyranometers*. Version: 16.06.2005. <http://de.wikipedia.org/wiki/Bild:Lp02-foto-v0501.JPG>, Abruf: 12.12.2007
- [Wik07] WIKIPEDIA: *Eintrag - Solarzelle*. Version: 28.11.2007. <http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle>, Abruf: 28.11.2007
- [Wor07] WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION: *Bild eines Pyrheliometers*. Version: 12.12.2007. http://www.wmo.ch/pages/publications/meteoworld/_archive/fr/fev2007/images/pyrheliometer.jpg, Abruf: 12.12.2007