

zur Erlangung
des Grades eines Diplom-Ingenieurs
der technischen Wissenschaften

über das Thema

Messung von Direkt- und Diffusstrahlung bei Photovoltaikanlagen

unter der Leitung von

EM.O.UNIV.PROF. DR.-ING. GÜNTHER BRAUNER

betreut von

UNIV.ASS. DIPL.-ING. CHRISTOPH GROISS

eingereicht am

**INSTITUT FÜR ENERGIESYSTEME UND ELEKTRISCHE ANTRIEBE,
FAKULTÄT FÜR ELEKTROTECHNIK UND INFORMATIONSTECHNIK,
TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN**

von

FLORIAN HEINZE, BSc
Matr.-Nr. 0325817

Wien, im November 2011



Abbildung I: Einweihung des Photovoltaik-Forschungszentrums in Zwentendorf.
v.l.n.r.: Florian Sam (TU/EVN); Martin Boxleitner, Florian Heinze, Prof. Günther
Brauner (alle TU Wien); Dr. Adolf Aumüller, Gerhard Kampichler, Manuel Rösel
(alle EVN). © TU Wien

Danksagung

Ich bedanke mich bei allen Personen, die mich auf meinem Weg durch die Studien der Elektrotechnik und der Energietechnik begleitet haben. Dieser Weg war nicht immer einfach, doch durch die großartige Unterstützung meiner Familie und meiner Freunde ist es mir gelungen, alle Steine aus dem Weg zu räumen.

Besonders bedanken möchte ich mich bei meiner Mutter Mag. Elisabeth Heinze, die mir das Studium finanziell ermöglicht hat und mich auch sonst immer nach Kräften unterstützt hat.

Für das Zustandekommen dieser Arbeit bedanke ich mich bei em.O.univ.Prof. Dr.Ing. Günther Brauner, der mir diese Arbeit ermöglicht hat. Außerdem bedanke ich mich bei Univ.Ass. Dipl.-Ing. Christoph Groß, der mich betreut hat und mir stets mit Rat und Tat zur Seite stand. Schließlich möchte ich mich bei allen Assistentinnen und Assistenten der Arbeitsgruppe *Elektrische Anlagen* des Instituts für Energiesysteme und elektrische Antriebe bedanken. Sie haben mich für die Zeit meiner Diplomarbeit in ihrer Mitte aufgenommen und mir ein angenehmes Arbeiten ermöglicht.

Schließlich bedanke ich mich bei der Firma EVN, die durch die Gründung des Photovoltaik-Forschungszentrums Zwentendorf und den Zugang zu den Messdaten die Basis dieser Diplomarbeit ermöglicht haben. Besonders erwähnen möchte ich Dr. Adolf Aumüller, der das Forschungszentrum initiiert und ermöglicht hat und Ing. Werner Schöner, der immer auf unsere Wünsche eingegangen ist.

Kurzfassung

Das Ziel dieser Diplomarbeit ist es, einen Teil der Modellierung von Photovoltaik-Anlagen zu entwickeln. Wie eine solche Modellierung aussehen kann, wird im Folgenden kurz beschrieben.

Modellierung von Photovoltaikanlagen

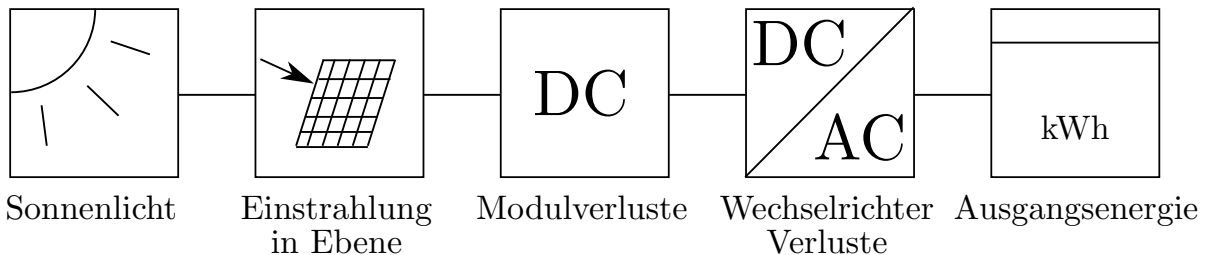


Abbildung II: Modellierung einer Photovoltaikanlage.

Die Modellierung einer PV-Anlage lässt sich in mehrere Teilschritte aufteilen, wie in Abbildung II dargestellt. Als Basis bzw. als Eingang des Modells dient das Sonnenlicht. Das Sonnenlicht hat Anteile aus verschiedenen Richtungen, und muss in die Ebene des Photovoltaik-Generators umgerechnet werden, bevor es für die Modellierung einer PV-Anlage verwendet werden kann.

Im Anschluss werden zunächst die Verluste der Photovoltaikmodule berücksichtigt. Dies betrifft alle Verluste auf der Gleichstromseite einer PV-Anlage. In die Modellierung solcher Verluste fällt auch die Modellierung der thermischen Eigenschaften von PV-Modulen, da ein großer Anteil dieser Verluste thermischer Natur ist.

Der nächste Schritt ist die Modellierung der Wechselrichterverluste. Nach diesem Schritt ist die Ausgangsleistung des PV-Systems bekannt und die Modellierung abgeschlossen.

Kern dieser Arbeit

Die gesamte Modellierung einer PV-Anlage würde den Umfang dieser Arbeit sprengen. Daher behandelt diese Arbeit Teilbereiche daraus.

Zuerst wird ein Modell zur Messung der Solarstrahlung ohne Richtungsabhängigkeit entwickelt. Dafür bedient sich diese Arbeit bekannter Modelle, welche angepasst und kombiniert werden.

Aus dem Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf stehen Messdaten der Einstrahlung in vier Ebenen zur Verfügung: Horizontal und Vertikal in Ost, Süd und Westrichtung.

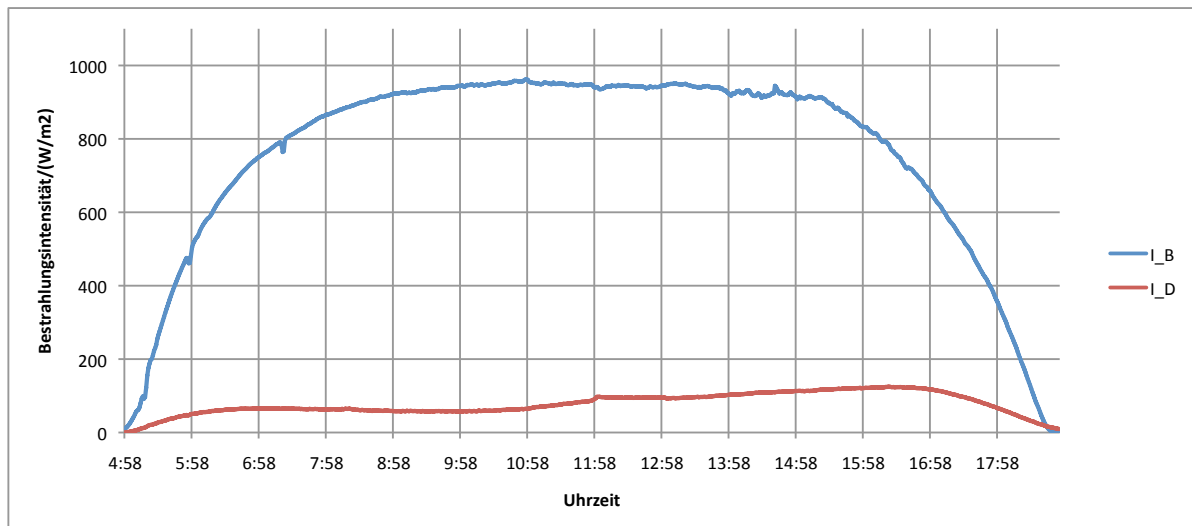


Abbildung III: Berechnete Direkt- und Diffusstrahlungsanteile für den 21. April 2011.

Diese Messdaten werden in die Direkt- und Diffusstrahlung umgerechnet. Ein Ergebnis dieser Rechnung ist in Abbildung III zu sehen.

Weiters wird die Umrechnung der so gewonnenen Daten in eine beliebige Ebene beschrieben.

Da im Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf auch die Ausgangsenergie der einzelnen Anlagenteile bekannt ist, wird die Performanz der PV-Anlage berechnet. Diese beschreibt das Verhältnis zwischen Ausgangsenergie und verfügbarer Einstrahlungsenergie und kann als Zwischenergebnis der Modellierung angesehen werden. Bei diesem Zwischenergebnis ist unbekannt wie dazwischen liegenden Verluste aufgeteilt sind.

Als Ausblick beinhaltet diese Arbeit noch einen Teil der Modellierung der Wechselrichterverluste. Hier wird beschrieben, welche Leistungsverteilung die Wechselrichter bei den Einstrahlungsverhältnissen von Zwentendorf haben und durch welche Gleichung der durchschnittliche Wechselrichter-Wirkungsgrad berechnet werden kann.

Abstract

The aim of this master thesis is to develop a part of the a model used for modelling photovoltaic systems. How such a model can look like is described below.

Model of a photovoltaic system

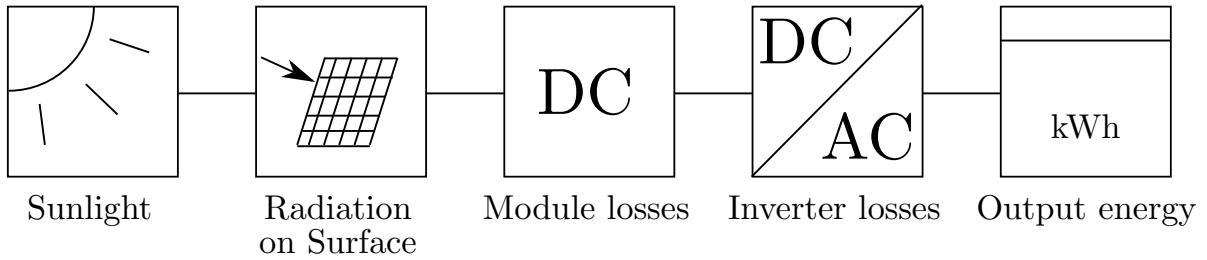


Figure IV: Model of a photovoltaic system.

A photovoltaic model can be split into multiple steps, as shown in Figure IV. The base respectively the input of the model is the sunlight. Sunlight has parts that come from different directions. It needs to be transformed into the radiation on the tilted plane of the photovoltaic generator.

Subsequently the losses of the photovoltaic modules need to be considered. This includes all losses on the DC side of a PV system. The modelling of such losses also contain the thermal characteristic of PV modules, because a big part of these losses is of a thermal nature.

The next step is the modelling of the inverter losses. After to this step the output power of the PV system is known and the model is complete.

Core of this thesis

Modelling all steps would go beyond the scope of this thesis. Hence only parts of a complete model are dealt with.

First a model to measure the sunlight without dependence on a direction is developed. To achieve this known models are used, adapted and combined.

At the Zwentendorf Photovoltaic Research Center solar radiation is measured in four directions: horizontally and vertically in the directions east, south and west. From the data of these measurements the direct and diffuse solar radiation is calculated. A result of this calculation can be seen in Figure V.

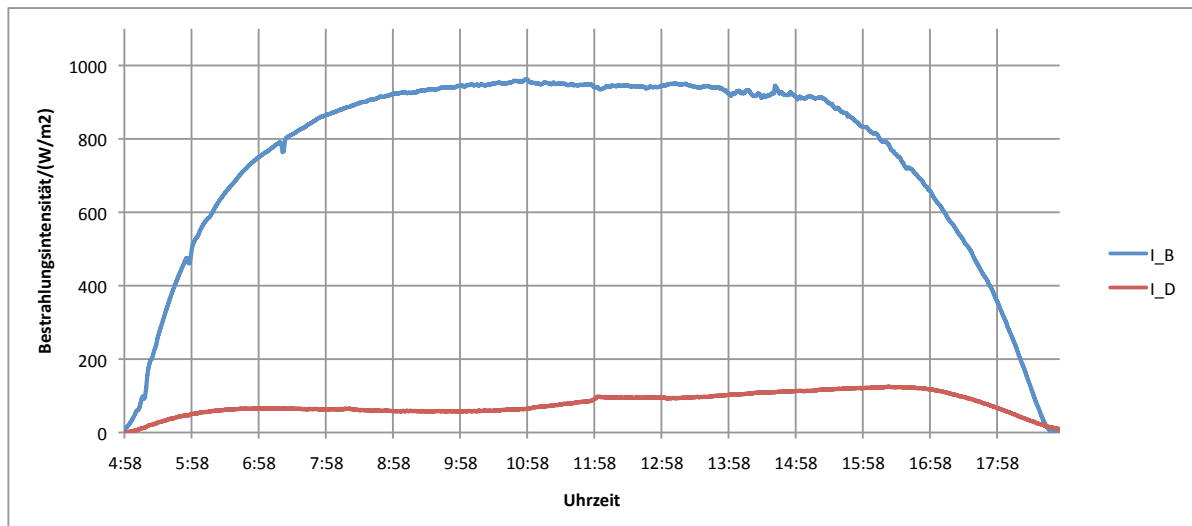


Figure V: Calculated direct and diffuse solar radiation for April 21, 2011.

Furthermore it is described how the radiation on a directed plane can be calculated from the extracted radiation data.

As at Zwentendorf Photovoltaic Research Center the output energy of the solar inverters is known, the performance ratio is also calculated. The performance ratio describes the ratio of output energy to available radiation energy and can be seen as an intermediate result of the model. This intermediate result does not tell us how the losses in between are distributed.

In the outlook this thesis contains a part of the model of the inverter losses. It describes how the electric power of the inverter is distributed at the radiation conditions of Zwentendorf and which equation can describe the mean inverter efficiency.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	10
1.1. Photovoltaikanlagen	10
1.1.1. Photovoltaikgenerator	11
1.1.2. DC-Anschlüsse	11
1.1.3. Wechselrichter	11
1.1.4. Energiezähler	12
1.1.5. Ausrichtung des PV-Generators	12
1.2. Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf	12
1.3. Verwendete Software	15
2. Grundlagen	16
2.1. Berechnung des Sonnenstandes	16
2.1.1. Berechnung im Detail	16
2.1.2. Sonnenstandsvektor	19
2.2. Einstrahlungsmodelle	20
2.2.1. Extraterrestrische Einstrahlung und Luftmasse	20
2.2.2. Dreikomponentenmodell	21
2.3. Verluste von Photovoltaik-Anlagen	24
2.3.1. Maximum Power Point	24
2.3.2. Standard Test Conditions (STC)	25
2.3.3. Temperaturverluste	26
2.3.4. Mismatch- und Leitungsverluste	26
2.3.5. Verschattungsverluste	27
2.3.6. Wechselrichterverluste	28
2.3.7. Sonstige Verluste	29
2.4. Normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung von Solaranlagen	30
2.4.1. Normierte Leistungen	30
2.4.2. Normierte Erträge	31
3. Messung der Globalstrahlung	33
3.1. Anforderungen an Globalstrahlungs-Messsysteme	33
3.2. Sensoren	34
3.2.1. Photodioden	34
3.2.2. Pyranometer	35
3.2.3. Referenzsolarzellen	36
3.3. Messung von Direkt- und Diffusstrahlung	36
3.3.1. Messung mit Schattenband	37
3.3.2. Spezialpyranometer zur Direkt- und Diffusstrahlungsmessung	37
3.3.3. Messung von Direkt- und Diffusstrahlung in Zwentendorf	37

4. Berechnung von Direkt- und Diffusstrahlung aus Messwerten der Sensoren in Zwentendorf	40
4.1. Grundlagen	40
4.2. Geschlossene Gleichungen für Direkt- und Diffusstrahlung	40
4.2.1. Diffusstrahlung	41
4.2.2. Direktstrahlung	44
4.3. Berücksichtigung der einfallswinkelabhängigen Verluste der Referenzsolarzellen	45
4.4. Zusammenfassung der Berechnung	50
5. Verifikation der Berechnungsergebnisse	51
5.1. Ergebnisse verschiedener Einzeltage	51
5.2. Vergleich mit einer Globalstrahlungsdatenbank	54
5.3. Vergleich mit Messwerten der Wechselrichter	55
5.3.1. Wechselrichter F14	55
5.3.2. Restliche Wechselrichter	56
6. Modellierung von Wechselrichtern	58
6.1. Begrenzung der Ausgangsleistung durch den Wechselrichter	58
6.2. Verteilung der Einstrahlungsenergie	59
7. Schlussfolgerungen und Ausblick	61
Abkürzungsverzeichnis	63
Formelzeichen	64
Tabellenverzeichnis	65
Abbildungsverzeichnis	66
Literatur	68
A. Berechnungsprogramm für den Sonnenstand	71
B. Berechnungsprogramm für Direkt- und Diffusstrahlung	73
C. Berechnungsprogramm für die Globalstrahlung in der Ebene	76
D. Berechnungsprogramm für die Einstrahlungsverteilung nach Abschnitt 6.2	78

1. Einleitung

In Zeiten des Klimawandels ist die Vermeidung von CO₂-Emissionen ein wichtiges Anliegen. Da der Ausbau von Wasserkraft und teilweise auch von Windenergie auf Widerstand stößt, ist Photovoltaik als wichtige Energiequelle der Zukunft anzusehen [Mai10].

Derzeit hat die Stromerzeugung aus Photovoltaik zwar einen sehr geringen Anteil an der gesamten Erzeugung. Dieser Anteil wächst europaweit jedoch derzeit stark an. [Eur10].

Die mittlere auf die Erde eingestrahlte Leistung der Sonne beträgt ungefähr 174 PW und liegt damit um viele Größenordnungen über dem Energieverbrauch der Menschheitⁱ. Allerdings ist die Leistungsdichte auf der Erde eingeschränkt. Nur noch wenige 100 W/m² erreichen die Erdoberfläche und können dort genutzt werden. Von dieser Leistungsdichte kann aber auch nur ein kleiner Teil genutzt werden, denn kommerzielle polykristalline Siliziumsolarzellen haben Wirkungsgrade von 10% bis 16% [Wik11k]. Aufgrund dieser geringen Leistungsdichte sind für Photovoltaikanlagen große Flächen notwendig. Dies und der hohe Preis der Komponenten führt zu hohen Investitionskosten bei geringem Energieertrag und damit zu hohen Stromgestehungskosten.

Daher ist es besonders wichtig PV-Anlagen zu optimieren, um Verluste zu vermindern und damit bei gleichbleibenden Investitionskosten einen höheren Energieertrag zu erzielen.

Meist wird bei PV-Anlagen nur der Energieertrag bezogen auf die Anlagengröße betrachtet. Diese sogenannten Volllaststunden berücksichtigen aber nicht das solare Dargebot und schwanken im Lauf der Jahre stark, da sie auch stark vom Wetter abhängen. Um die Performanz einer Solaranlage richtig bewerten zu können ist es daher notwendig, das solare Dargebot zu kennen.

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Messung des solaren Dargebots am Beispiel des Photovoltaik-Forschungszentrums in Zwentendorf.

1.1. Photovoltaikanlagen

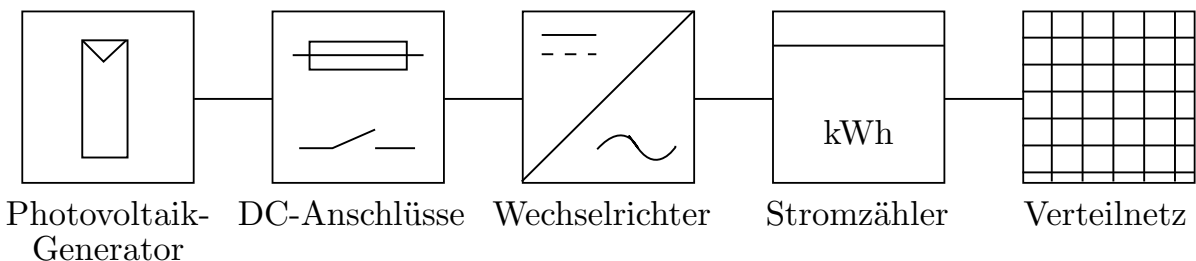


Abbildung 1.1: Komponenten einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage.

ⁱ $P_{\text{Sonne}} = S_0 \cdot d_{\text{Erde}}^2 \cdot \frac{\pi}{4}$

In Photovoltaikanlagen wird Sonnenstrahlung in elektrische Energie umgewandelt. Die Energiewandlung erfolgt dabei direkt mit Hilfe von Solarzellen. Weitere Teile einer solchen Anlage dienen dabei anderen Zwecken wie der Befestigung der Solarzellen, der Spannungswandlung oder auch der Stromzählung.

In Abbildung 1.1 sind die typischen Komponenten einer netzgekoppelten PV-Anlage dargestellt. Davon zu unterscheiden sind noch Inselanlagen, die zusätzlich über Energiespeicher und Laderegler verfügen. Diese Arbeit beschäftigt sich aber ausschließlich mit netzgekoppelten PV-Anlagen.

1.1.1. Photovoltaikgenerator

Der PV-Generator (oder Solargenerator) stellt die Gesamtheit der Solarzellen inklusive Befestigungen dar.

Hierbei werden mehrere Solarzellen zunächst zu Modulen zusammengeschaltet. Ein Modul sorgt für mechanischen und elektrischen Schutz der Solarzellen und schaltet die Zellen in Serie, so dass eine höhere Ausgangsspannung entsteht.

Mehrere PV-Module werden dann elektrisch zu einem PV-Generator zusammengeschaltet. Alle Solarzellen und -module eines PV-Generators sollten die gleiche Ausrichtung haben. Die wesentliche Kenngröße des PV-Generators ist die Leistung bei STCⁱⁱ. Von einem Wirkungsgrad spricht man bei PV-Generatoren nicht mehr.

Die vorherrschende Technologie bei Solarzellen sind polykristalline Siliziumzellen. Es werden aber auch andere Technologien entwickelt, da der Wirkungsgrad von polykristallinen Siliziumzellen niedrig ist.

1.1.2. DC-Anschlüsse

Zwischen PV-Generator und Wechselrichter sind noch die DC-Anschlüsse zu nennen. Hier wird der PV-Generator an den Wechselrichter angeschlossen. An dieser Stelle gibt es auch Schutzkomponenten wie Sicherungen und Schalter.

1.1.3. Wechselrichter

Der Wechselrichter dient zwei Zwecken: Einerseits wandelt er die (variable) Gleichspannung des PV-Generators in Netz-Wechselspannung um, damit die erzeugte Energie ins Netz eingespeist werden kann.

Andererseits soll er den PV-Generator im idealen Strom-Spannungs-Punkt betreiben. Dieser Punkt heißt *Maximum Power Point* und ist der Punkt maximaler Leistung.

ⁱⁱVgl. Abschnitt 2.3.2.

Er verändert sich bei unterschiedlichen Einstrahlungen und Zelltemperaturen, und muss so ständig nachgeführt werden. Diese Funktion nennt sich *Maximum Power Point Tracking*.

Prinzipiell ist es auch möglich Gleichstrom zu nutzen. Aber auch in diesem Fall benötigt man einen Maximum-Power-Point-Tracker und zumeist einen Spannungswandler.

1.1.4. Energiezähler

Nach dem Wechselrichter befindet sich ein Energiezähler für die Abrechnung des Einspeisetarifs. Für einen Anlagenbetreiber ist es günstig einen solchen Zähler vor etwaigen Transformatoren zu betreiben, da er dann die Transformatorverluste nicht mittragen muss. Obwohl es möglich wäre Eigenverbraucher vor dem Energiezähler anzuschließen ist dies unüblich, da der geförderte Einspeisetarif meist über dem handelsüblichen Strompreis liegt.

1.1.5. Ausrichtung des PV-Generators

Die Ausrichtung eines PV-Generators wird üblicherweise auf die gesamte erzeugte Energie optimiert. In Mitteleuropa ist über das gesamte Jahr gesehen eine Ausrichtung nach Süden mit einer Neigung von 30-35° optimal.

Monatsweise betrachtet ist aufgrund des mittleren Sonnenstands im Winter eine höhere Neigung der Module optimal und im Sommer eine flachere Neigung.

Um die Ausbeute zu erhöhen ist es auch möglich einen PV-Generator ein oder zweiachsig nachzuführen. Solche Anlagen werden als *Tracker* bezeichnet. Ein Tracker hat einen höheren Energieertrag aber auch höhere Kosten, da er eine aufwendige Mechanik benötigt.

1.2. Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf

Die Firma *EVN* hat auf dem Dach und auf dem Gelände des ehemaligen Kernkraftwerks in Zwentendorf eine Photovoltaikanlage errichtet. Diese gilt als weltweit einzige PV-Anlage, die auf einem Kernkraftwerk errichtet ist.

Um die 2009 errichtete PV-Anlage wissenschaftlich nutzen zu können wurde im Mai 2010 eine Messdatenerfassung errichtet, welche alle wesentlichen Anlagendaten erfasst. Außerdem wurde in Kooperation mit der Technischen Universität Wien das Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf gegründet, welches die PV-Anlage wissenschaftlich betreut.

In Abbildung 1.2 ist ein Übersichtsplan der PV-Anlage dargestellt. Dieser stammt aus dem Messdatenerfassungsprogramm der PV-Anlage. Man erkennt die beiden Bereiche

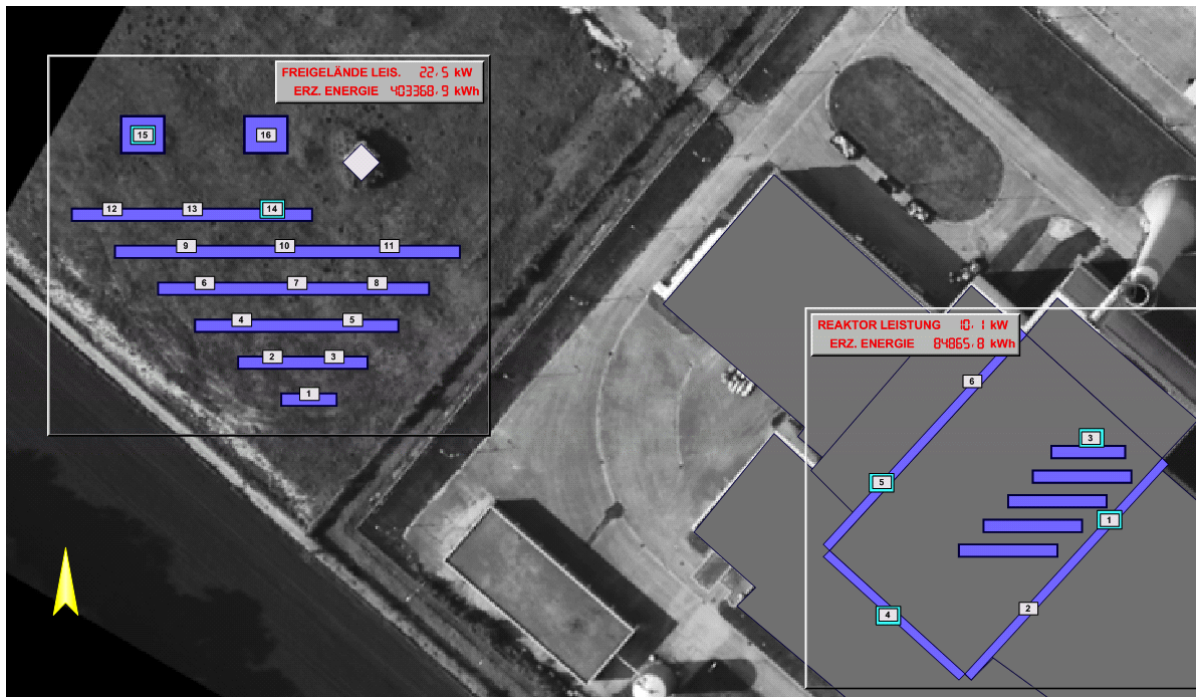


Abbildung 1.2: Übersicht der PV-Anlage Zwentendorf. Quelle: Messdatenerfassungsprogramm.

Reaktordach (mit 6 Wechselrichtern) und Freigelände (mit 16 Wechselrichtern). Die Bezeichnung eines Wechselrichters besteht aus dem Buchstaben F für Freigelände oder R für Reaktordach und einer fortlaufenden Nummer.

Zwei Wechselrichter, nämlich F15 und F16 sind als zweiachsige Tracker ausgeführt. Diese werden dem Sonnenstand nachgeführt.

Auf dem Reaktordach gibt es einige PV-Generatoren an der Fassade, nämlich R01, R02, R04, R05 und R06.

Die restlichen PV-Generatoren sind nach Süden ausgerichtet und haben eine Neigung von 30° .

Tabelle 1.1: Daten der Wechselrichter in Zwentendorf.

Wechselrichter	P_{G0}	max. P_A	max. P_{Nutz}	β	γ
R01	8,8 kW	8,4 kW	8 kW	90°	-45°
R03	10,57 kW	8,4 kW	8 kW	30°	0°
R04	10,67 kW	6,8 kW	6,5 kW	90°	$+45^\circ$
R05	7,75 kW	6,8 kW	6,5 kW	90°	$+135^\circ$
F14	8,95 kW	8,4 kW	8 kW	30°	0°
F15	7,69 kW	8,4 kW	8 kW	Tracker	

Die gesamte installierte Modulleistung beträgt 214 kW. Diese wird aber aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen nie erreicht.

An allen Wechselrichtern, deren Bezeichnung in Abbildung 1.2 türkis umrandet ist, wird genauer gemessen als an den restlichen Wechselrichtern. Bei diesen Wechselrichtern werden zusätzlich die Generatortemperatur und einige Werte auf der DC- und der AC-Seite erfasst.

Von den restlichen Wechselrichtern stehen jene Werte zur Verfügung, die die Wechselrichter der Fronius IG-Plus-Serie selbst erfassen.

Eine Übersicht über die Leistungen und Ausrichtungen der genau vermessenen PV-Generatoren gibt Tabelle 1.1.

Messung der Einstrahlung

Anfangs wurde die Einstrahlung in der Photovoltaikanlage Zwentendorf mit Hilfe einer Wetterstation gemessen. Diese Messung hat sich als ungenügend erwiesen, weil sie

- eine zu geringe zeitliche Auflösung hat
- nur in der horizontalen Ebene misst
- teilweise verschattet ist.

Daher wurde auf Anregung der TU Wien eine Sensorkombination eingebaut, welche die Einstrahlung in vier Ebenen erfasst. Diese wurde Anfang März 2011 in Betrieb genommen und liefert seither Messwerte im Sekundentakt.

Alle Messdaten, die zum Erstellen dieser Arbeit verwendet wurden stammen aus dem Zeitraum zwischen 4. März 2011 und 30. September 2011, da für diesen Zeitraum Messdaten der Einstrahlungssensoren zur Verfügung stehen.

Obwohl dieser Zeitraum kein ganzes meteorologisches Jahr umfasst, wird doch ein Großteil der Energieerzeugung eines Jahres gemessen: Von 1. Oktober 2010 bis 30. September 2011 wurden in Zwentendorf 240 MWh elektrische Energie ins Netz eingespeist. Von 4. März bis 30. September waren es 197 MWh, also 82% der Jahresproduktion.

Alle in dieser Arbeit angegebenen Uhrzeiten beziehen sich ausnahmslos auf die MEZ (UTC+1), da diese eher der Sonnenzeit entspricht als die MESZ und eine Umstellung der Zeit für die Auswertung der Messung äußerst ungünstig wäre.

1.3. Verwendete Software

Die meisten verwendeten Messungen zeichnen im Sekundentakt Messdaten auf. Dadurch entstehen ca. 2,6 Millionen Messpunkte pro Monat. Um diese Datenmenge bewältigen zu können, wurde die Software *SPSS* der Firma *IBM* verwendet, die mit solchen Datenmengen zurechtkommt.

Ein Vorteil dieser Software ist, dass Berechnungen in Form von Skriptprogrammen gespeichert werden können. Daher sind die Berechnungen reproduzierbar. Im Anhang befinden sich vier solcher Programme.

Für die Auswertung der berechneten Daten und die Erstellung von Diagrammen wurde auf das Tabellenkalkulationsprogramm *Microsoft Excel* zurückgegriffen.

2. Grundlagen

In den folgenden Abschnitten werden die theoretischen Grundlagen beschrieben, welche für die spätere Entwicklung der Berechnungsmodelle notwendig ist. Anfangs werden Eigenschaften des Sonnenlichts behandelt. Danach geht es um Eigenschaften von PV-Anlagen, und zum Schluss wird die normierte Darstellung von Leistungen und Energien beschrieben.¶

2.1. Berechnung des Sonnenstandes

Für die Berechnung von Direkt- und Diffusstrahlung aus Messdaten ist es wichtig zu wissen, welchen Stand die Sonne hat. Das im Folgenden beschriebene Verfahren stammt aus Wikipedia, der freien Enzyklopädie [Wik11] und bezieht sich wiederum auf mehrere Publikationen ([UNN⁺04], [Mee00], [VFP79]).

Bei der Berechnung handelt es sich um eine Näherungsrechnung, welche die langfristige Änderungen des Sonnenstandes nicht berücksichtigt. Die Genauigkeit liegt im Zeitraum von 1950 bis 2050 unter $0,01^\circ$, und ist damit ausreichend.

Es gibt auch einfachere Berechnungsmethoden mit geringerer Genauigkeit. Durch die rechnerunterstützte Berechnung ist die Einfachheit der Rechnung nicht das oberste Kriterium. Diese Methode wurde gewählt, weil sie verfügbar war.

2.1.1. Berechnung im Detail

Als Tagesvariable n wird die Tagesanzahl seit dem Standardäquitorium J2000.0 (1. Januar 2000, 12:00 UT) inklusive Tagesbruchteil verwendet.

Man setzt eine mittlere Geschwindigkeit der Sonne an (360° in ca. 365,2422 Tagen) und erhält die mittlere ekliptikale Länge L der Sonne:

$$L = 280,460^\circ + 0,9856474^\circ \cdot n. \quad (2.1)$$

Um den Einfluss der Bahnelliptizität nachträglich zu berücksichtigen und die ekliptikale Länge λ zu erhalten, ist hierzu als Korrektur die so genannte Mittelpunkts Gleichung zu addieren. Diese Korrektur hängt vom Winkel zwischen Sonne und Perihel ab, der so genannten Anomalie. Die Mittelpunkts Gleichung erwartet als Eingabewert die (fiktive) gleichförmig anwachsende mittlere Anomalie g . Diese wächst um 360° in einem anomalistischen Jahr zu etwa 365,2596 Tagen:

$$g = 357,528^\circ + 0,9856003^\circ \cdot n. \quad (2.2)$$

Die Mittelpunkts Gleichung ist eine periodische Funktion der mittleren Anomalie und kann daher in eine Fourierreihe zerlegt werden. Bei kleinen Bahnexzentrizitäten kann die Reihe

nach wenigen Termen abgebrochen werden. Berücksichtigt man in der (numerischen) Exzentrizität e nur lineare und quadratische Terme, so lautet die Mittelpunkts Gleichung

$$\lambda - L = \left(2e \sin(g) + \frac{5}{4}e^2 \sin(2g) \right) \cdot \frac{180^\circ}{\pi}. \quad (2.3)$$

Mit $e \approx 0,0167$ und Umstellung ergibt sich daraus für die ekliptikale Länge λ der Sonne:

$$\lambda = L + 1,915^\circ \cdot \sin(g) + 0,02^\circ \cdot \sin(2g). \quad (2.4)$$

Nun lassen sich daraus die Äquatorialkoordinaten der Sonne berechnen. Für die so berechnete, entlang der Ekliptik gezählte, ekliptikale Länge λ muss nun die zugehörige entlang des Himmelsäquators gezählte Rektaszension α bestimmt werden. Mit der Schiefe der Ekliptik

$$\varepsilon = 2,439^\circ - 0,0000004^\circ \cdot n \quad (2.5)$$

ergibt sich die Rektaszension α als

$$\alpha = \arctan \left(\frac{\cos(\varepsilon) \sin(\lambda)}{\cos(\lambda)} \right). \quad (2.6)$$

Falls der Nenner im Argument des Arcustangens einen Wert kleiner Null hat, sind 180° zum Ergebnis zu addieren, um den Winkel in den richtigen Quadranten zu bringen (α muss im gleichen Quadranten liegen wie λ).

Die senkrecht zum Himmelsäquator gezählte Deklination δ ergibt sich als

$$\delta = \arcsin(\sin(\varepsilon) \sin(\lambda)). \quad (2.7)$$

Zur besseren Vorstellung sind die eben berechneten Größen in Abbildung 2.1 dargestellt.

Nachdem nun die Äquatorialkoordinaten der Sonne berechnet wurden, werden im nächsten Schritt die Horizontalkoordinaten berechnet.

Zuerst benötigt man für den betrachteten Zeitpunkt die Tagesvariable T_0 , welche die Anzahl der Tage seit J2000.0 in julianischen Jahrhunderten angibt (1 julianisches Jahrhundert = 36525 Tage).

Diese Zahl ergibt sich aus unserer bisherigen Zeitvariable n zu:

$$T_0 = \frac{\lfloor n - 0,5 \rfloor + 0,5}{36525} \quad (2.8)$$

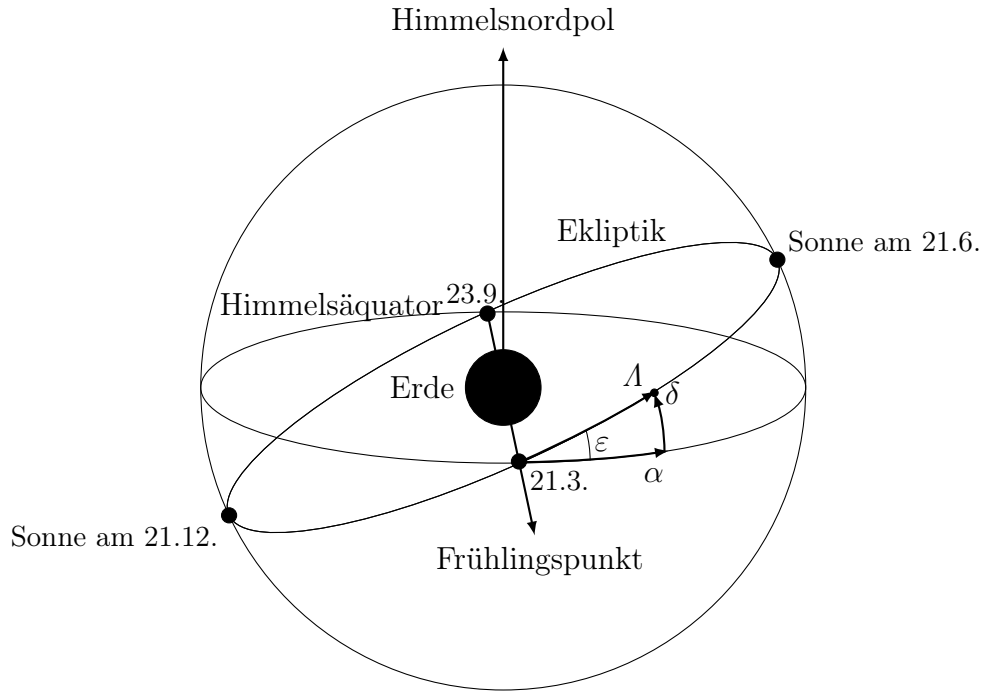


Abbildung 2.1: Grafische Darstellung der der ekliptikalischen Länge Λ , der Rektaszension α , der Deklination δ und der Schiefe ε . Nach [Wik11d].

Außerdem wird der Tageszeitpunkt T in Stunden und Stundenbruchteilen benötigt. Dieser ergibt sich aus n zu:

$$T = (n - \lfloor n + 0,5 \rfloor + 0,5) \cdot 24 \quad (2.9)$$

Daraus lässt sich die mittlere Sternzeit in Greenwich θ_G^h für den gesuchten Zeitpunkt berechnen:

$$\theta_G^h = 6,697376 + 2400,05134 \cdot T_0 + 1,002738 \cdot T \quad (2.10)$$

Der erste Term ist die Sternzeit von Greenwich zum Zeitpunkt J2000.0, der zweite Term ist die Drift des Frühlingspunktes seit J2000.0.

Multiplikation mit dem Umrechnungsfaktor $15^\circ/\text{h}$ liefert den Greenwich Stundenwinkel des Frühlingspunktes im Gradmaß.

$$\theta_G = \theta_G^h \cdot 15 \quad (2.11)$$

Für einen Ort auf der geographischen Längeⁱⁱⁱ λ ist der Stundenwinkel des Frühlingspunktes

$$\theta = \theta_G + \lambda, \quad (2.12)$$

ⁱⁱⁱZwentendorf hat die Koordinaten $\lambda = 15,8847222^\circ$ und $\varphi = 48,3544444^\circ$ [Wik11e].

und Subtraktion der Rektaszension der Sonne α liefert den Stundenwinkel τ der Sonne für den gesuchten Ort:

$$\tau = \theta - \alpha. \quad (2.13)$$

Azimut a und Höhenwinkel h ergeben sich mit der geographischen Breite φ zu

$$a = \arctan \left(\frac{\sin(\tau)}{\cos(\tau) \sin(\varphi) - \tan(\delta) \cos(\varphi)} \right) \quad (2.14)$$

beziehungsweise zu

$$h = \arcsin(\cos(\delta) \cos(\tau) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi)). \quad (2.15)$$

Falls der Nenner im Argument des Arcustangens kleiner als Null ist, so sind 180° zum Ergebnis zu addieren, um den Winkel in den richtigen Quadranten zu bringen.

Der berechnete Azimut wird, wie beim Sonnenstand allgemein üblich, von Süden aus gezählt. Zur besseren Handhabung empfiehlt es sich, den Azimut a auf einen Bereich von $\pm 180^\circ$ einzuschränken.

Schließlich bedarf es noch einer Korrektur des Höhenwinkels h , da die Refraktion (Lichtbrechung in der Atmosphäre) berücksichtigt werden muss. Dieser Effekt führt dazu, dass die Sonne etwas höher erscheint, als sie tatsächlich steht. Die mittlere Refraktion in Bogenminuten lässt sich näherungsweise berechnen zu:

$$R = \frac{1,02}{\tan \left(h + \frac{10,3}{h+5,11} \right)} \quad (2.16)$$

Damit ist die refraktionsbehaftete Höhe:

$$h_R = h + R/60. \quad (2.17)$$

2.1.2. Sonnenstandsvektor

Die Sonnenstandskoordinaten a und h_R lassen sich als Kugelkoordinaten interpretieren. Im Gegensatz zur sonst üblichen Definition werden hier allerdings ein Höhenwinkel anstelle eines Zenitwinkels verwendet.

Damit lässt sich ein Sonnenstandsvektor $\vec{s}$ definieren. Dieser Vektor ist ein Einheitsvektor ($|\vec{s}| = 1$) und zeigt in Richtung der Sonne.

2.2. Einstrahlungsmodelle

Um die Einstrahlung der Sonne auf eine beliebige Ebene auf der Erde berechnen zu können, ist es nötig die Einstrahlung modellhaft zu beschreiben.

Durch Brechungen und Reflexionen in der Atmosphäre und auf der Erdoberfläche kommt die Einstrahlung in der Regel aus vielen verschiedenen Richtungen gleichzeitig. Eine vollständige Beschreibung der Einstrahlstärken aus all diesen Richtungen ist nicht sinnvoll, daher wird ein vereinfachtes Modell verwendet.

2.2.1. Extraterrestrische Einstrahlung und Luftmasse

Um dieses Modell aufzubauen muss zunächst von extraterrestrischen Verhältnissen ausgegangen werden.

Die extraterrestrische Bestrahlungsstärke S_{ex} hängt von der Sonnenaktivität und vom Abstand Erde – Sonne (welcher über das Jahr schwankt) ab. Sie schwankt um den Mittelwert $S_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ (Solarkonstante) mit einem Maximum Anfang Jänner von 1414 W/m^2 und einem Minimum Anfang Juli von 1322 W/m^2 . [Häb07]

Diese Einstrahlungsstärken werden auf der Erde in der Regel nicht erreicht, da die Sonnenstrahlung auf dem Weg durch die Atmosphäre Verluste erleidet. Höchstens bei kurzzeitigen Reflexionen an Wolken, bei denen gleichzeitig viel direktes Licht die Erde erreicht, können auch auf der Erde solche Bestrahlungsstärken erreicht werden. [Häb07]

Der Weg durch die Atmosphäre lässt sich mit der Luftmasse (Englisch: Airmass, kurz AM) beschreiben. Die Luftmasse ist definiert als das Verhältnis zwischen der Weglänge l des Lichts durch die Atmosphäre und der minimalen Weglänge l_0 bei senkrechtem Lichteinfall.

$$AM := \frac{l}{l_0} \quad (2.18)$$

Die Luftmasse beeinflusst nicht nur die Bestrahlungsstärke, sondern auch das Spektrum des Sonnenlichts.

Als AM0 werden extraterrestrische Verhältnisse beschrieben ($AM = 0$), Als AM1 Verhältnisse innerhalb der Wendekreise ($AM = 1$, senkrechtes Auftreffen der Solarstrahlung auf die Erdoberfläche), und als AM1,5 Verhältnisse in unseren Breiten ($AM = 1,5$).

Die Luftmasse lässt sich näherungsweise berechnen [KY89]:

$$AM = \frac{1}{\sin h_R + 0,50572 (6,07995 - h_R)^{-1,6364}} \quad (2.19)$$

Die Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche lässt sich daraus näherungsweise berechnen zu [MM76, Wik11a]:

$$I = 1,1 \cdot I_0 \cdot 0,7^{(AM^{0,678})} \quad (2.20)$$

Diese Bestrahlungsstärke kommt aus der Richtung der Sonne und ist noch nicht auf eine bestimmte Ebene bezogen.

2.2.2. Dreikomponentenmodell

Die Bestrahlungsstärke aus Gleichung 2.20 gilt nur bei wolkenlosem Himmel, und damit in unseren Breiten nur in Ausnahmefällen. Aber auch bei wolkenfreiem Himmel ist dieses Modell bereits ungenau, weil nicht die gesamte Einstrahlung aus der Richtung der Sonne kommt.

Um die Solarstrahlung modellieren zu können wird in diesem Abschnitt das 3-Komponentenmodell beschrieben [Häb07].

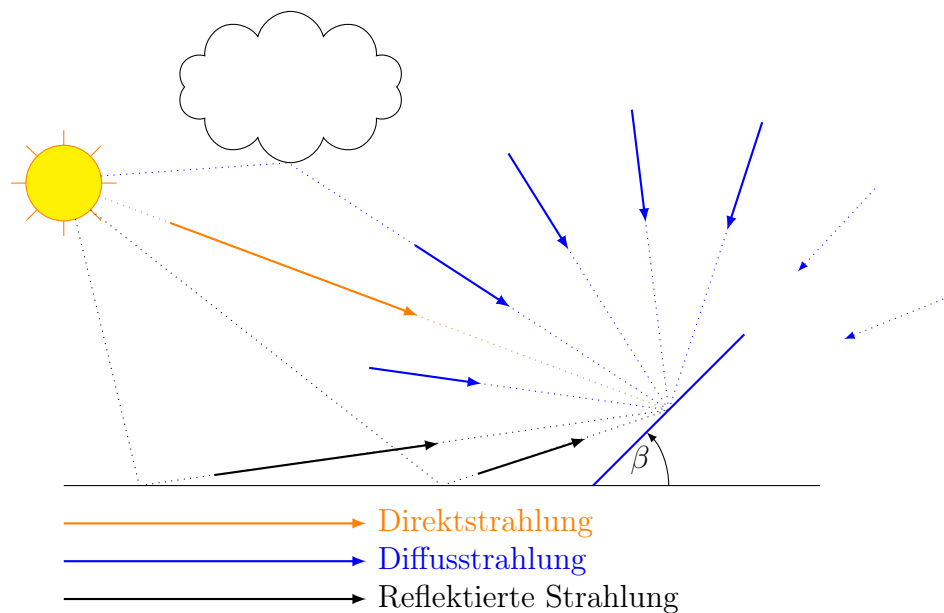


Abbildung 2.2: Zusammensetzung der Einstrahlung G auf eine Fläche mit dem Winkel β aus den drei Komponenten Direkt-, Diffus- und Reflexionsstrahlung. Nach [Häb07].

Wie in Abbildung 2.2 dargestellt ist, lässt sich die Einstrahlung in eine beliebige Ebene als Summe dreier Strahlungskomponenten darstellen. Diese drei Komponenten sind:

- Direktstrahlung G_B (von engl. *Beam*)
- Diffusstrahlung G_D

- Reflektierte Strahlung G_R

Die Summe dieser drei Komponenten wird auch die Globalstrahlung in die geneigte Ebene G genannt und hat die Einheit W/m^2 .

$$G = G_B + G_D + G_R \quad (2.21)$$

Geneigte Ebene

Eine geneigte Ebene wird durch ihren Südwinkel γ und ihren Neigungswinkel β definiert. Daraus ergibt sich ein Flächennormalvektor $\vec{n}(\beta, \gamma)$. Dieser Vektor ist ein Einheitsvektor ($|\vec{n}| = 1$).

Bei dieser Definition ist zu beachten, dass im Gegensatz zum Sonnenstandsvektor $\vec{s}$ beim Flächennormalvektor $\vec{n}$ ein Zenitwinkel angegeben wird!

Direktstrahlung

Die Direktstrahlung ist jener Anteil, der direkt von der Sonne kommt. Bei bekannter Direktstrahlintensität I_B ergibt sich die Direktstrahlung in die Ebene zu:

$$G_B = I_B \cdot \vec{s} \cdot \vec{n}. \quad (2.22)$$

Das Inprodukt der Vektoren $\vec{s}$ und $\vec{n}$ wird nun als einheitenfreier Direktstrahlbeiwert R_B definiert. Hierbei ist zu beachten, dass nur positive Werte des Inprodukts zulässig sind, da negative Werte bedeuten würden, dass die Sonne von hinten auf die Modulfläche trifft, was üblicherweise nicht zur Energieumwandlung beiträgt.

$$R_B := \begin{cases} \vec{s} \cdot \vec{n} & \text{wenn } \vec{s} \cdot \vec{n} > 0 \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (2.23)$$

Das Inprodukt mit eingesetzten Winkeln ergibt sich unter Beachtung der gewählten Winkeldefinitionen zu

$$\vec{s} \cdot \vec{n} = \sin \beta \sin \gamma \cos h_R \cos a + \sin \beta \sin \gamma \cos h_R \sin a + \cos \beta \sin h_R. \quad (2.24)$$

Zu beachten sind hier die unterschiedlichen Winkeldefinitionen der beiden Vektoren, weshalb sich dieses Inprodukt auch von üblichen Inprodukten in Kugelkoordinaten unterscheidet.

Damit gilt

$$G_B = I_B \cdot R_B. \quad (2.25)$$

Diffusstrahlung

Die Diffusstrahlung ist jener Lichtanteil, der an Atmosphäre und Wolken gestreut bzw. reflektiert wird. Ihre Intensität ist im Mittel unabhängig von der Richtung. D.h. an Orten mit tiefem Horizont kommt die diffuse Himmelsstrahlung gleichverteilt aus allen Richtungen [Häb07].

Daher ist leicht ersichtlich, dass der Diffusstrahlanteil nur von der Diffusstrahlintensität I_D und vom Neigungswinkel β abhängt, aber vom Südwinkel γ unabhängig ist.

$$G_D = \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos \beta \right) \cdot I_D \quad (2.26)$$

Hier wird nun ein Diffusstrahlbeiwert R_D eingeführt:

$$R_D := \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos \beta \right) \quad (2.27)$$

Damit gilt

$$G_D = I_D \cdot R_D. \quad (2.28)$$

Ein horizontales PV-Modul mit dem Anstellwinkel $\beta = 0$ hat $R_D = 1$ und fängt damit die gesamte Diffusstrahlung ein. Ein PV-Modul mit dem Anstellwinkel $\beta = 90^\circ$ hat $R_D = \frac{1}{2}$ und fängt somit nur die halbe Diffusstrahlung ein.

Reflektierte Strahlung

Die dritte Komponente der Solarstrahlung in die geneigte Ebene ist die reflektierte Strahlung. Sie entsteht dadurch, dass ein Teil des Sonnenlichts, welches auf den Boden trifft reflektiert wird. Der reflektierte Strahlungsanteil lässt sich berechnen zu

$$G_R = \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos \beta \right) \cdot \rho \cdot G_H. \quad (2.29)$$

Hierbei ist G_H die Globalstrahlung in die horizontale Ebene und ρ die Albedo, welche die Reflexionsfähigkeit des Bodens beschreibt.

Als Reflexionsbeiwert wird nun definiert

$$R_R := \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos \beta \right) \cdot \rho. \quad (2.30)$$

Damit gilt

$$G_R = G_H \cdot R_R. \quad (2.31)$$

Für ein horizontales Modul ($\beta = 0$) ergibt sich ein Reflexionsbeiwert von $R_R = 0$. Damit muss für solche Module die reflektierte Strahlung nicht berücksichtigt werden. Bei vertikalen Modulen ($\beta = 90^\circ$) ergibt sich der maximale Reflexionsbeiwert von $R_R = \rho/2$.

Die Albedowerte hängen von der Bodenbeschaffenheit vor den PV-Modulen ab und können sich im Lauf des Jahres ändern. Dies geschieht besonders bei Schneefall, wenn kurzzeitig sehr hohe Albedowerte gelten. Eine Übersicht über typische Albedowerte findet sich in Tabelle 2.1.

Tabelle 2.1: Albedowerte für verschiedene Böden ([Bur83, MC03, Qua03, WSVH91] zitiert nach [Wik11b]).

Boden	ρ
Frischer Schnee	0,75...0,90
Alter Schnee	0,50...0,75
Wüstensand	0,30...0,40
Beton	0,20...0,35
Grasbedeckter Boden	0,20...0,30
Trockener Erdboden	0,15...0,30
Nasser Erdboden	0,10...0,20
Grüner Wald	0,10...0,20
Asphalt	0,10...0,15

2.3. Verluste von Photovoltaik-Anlagen

Die Kenntnis der Verluste von PV-Anlagen ist deswegen so wichtig, weil PV-Anlagen sehr hohe Stromgestehungskosten haben. Um diese Kosten zu senken ist es sinnvoll die Verluste zu reduzieren und so bei gleichen Investitionen einen höheren Ertrag zu erwirtschaften.

2.3.1. Maximum Power Point

Der *Maximum Power Point* (kurz MPP) ist der Punkt des Strom-Spannungs-Diagramms einer Solarzelle, an dem die größte Leistung entnommen werden kann, d.h. der Punkt, an welchem das Produkt von Strom und Spannung sein Maximum hat. Er ist nicht konstant, sondern hängt von der Bestrahlungsstärke, der Temperatur und dem Typ der Solarzellen ab. [Wik11f]

In Abbildung 2.3 sind Kennlinien von Solarzellen für unterschiedliche Einstrahlungen dargestellt. Erkennbar ist, dass der MPP weder bei konstantem Strom noch bei konstanter Spannung ist.

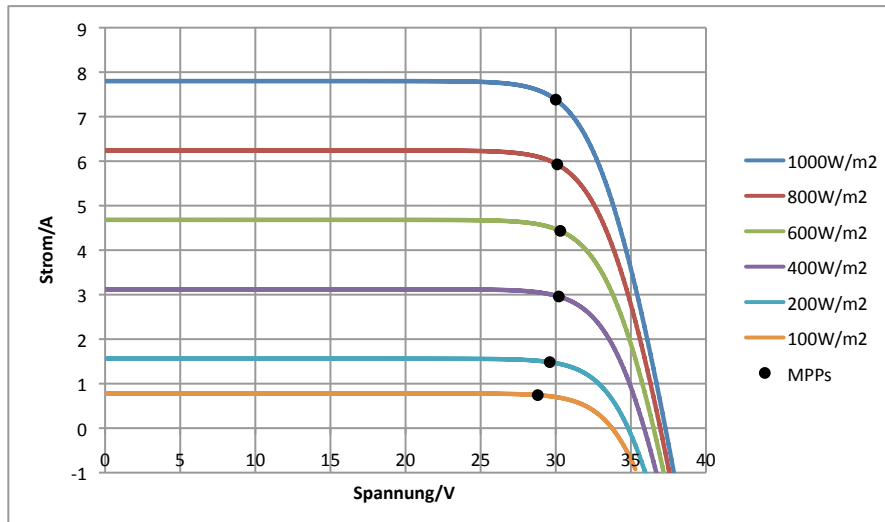


Abbildung 2.3: Typische Kennlinie $I = f(U)$ eines Solarmoduls bei unterschiedlichen Einstrahlungen und einer Zelltemperatur von 25°C. Selbst erstellt mit Berechnungsmethoden nach [Wal01].

2.3.2. Standard Test Conditions (STC)

Unter dem Begriff *Standard Test Conditions*^{iv} werden jene Bedingungen zusammengefasst, bei welchen sich die Herstellerangaben der Module einstellen.

Diese Herstellerangaben sind üblicherweise:

- Maximum Power Point Leistung P_{MPP}
- Maximum Power Point Spannung U_{MPP}
- Maximum Power Point Strom I_{MPP}
- Leerlaufspannung U_{OC}
- Kurzschlussstrom I_{SC}

Die STC sind [Häb07]:

- Bestrahlungsstärke 1000 W/m²
- AM1,5-Spektrum
- Zelltemperatur 25°C

Da sich PV-Module bei einer Bestrahlungsstärke von 1000 W/m² beträchtlich erwärmen, kommen STC-Bedingungen praktisch nicht vor.

^{iv}Auf Deutsch auch Standard Test Bedingungen.

2.3.3. Temperaturverluste

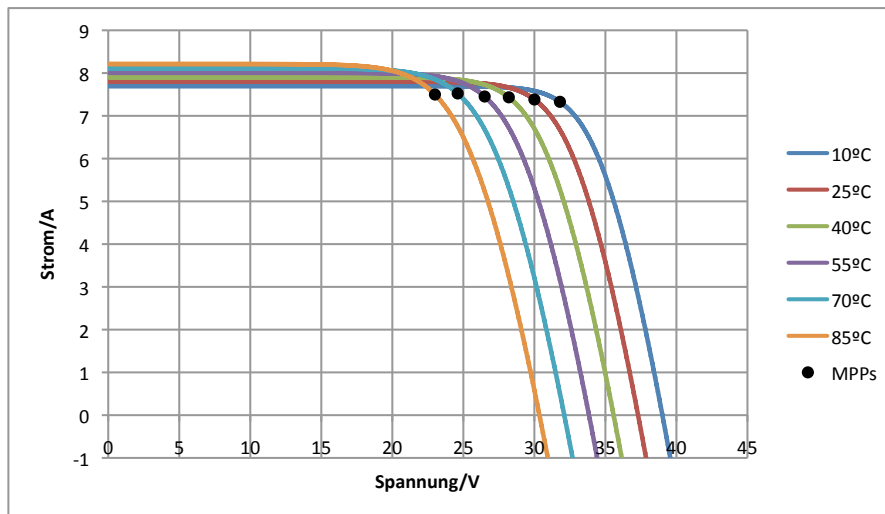


Abbildung 2.4: Typische Kennlinie $I = f(U)$ eines Solarmoduls bei unterschiedlichen Zellentemperaturen und einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 . Selbst erstellt mit Berechnungsmethoden nach [Wal01].

Bei steigender Zellentemperatur sinkt die Leerlauf- und die MPP-Spannung. Gleichzeitig steigen Kurzschluss- und MPP-Strom (wenn auch nur geringfügig). Dadurch kommt es bei steigender Temperatur zu sinkenden MPP-Leistungen. Diese Situation ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

Durch den geringen elektrischen Wirkungsgrad von Solarzellen (derzeit bei kristallinen Siliziumzellen typisch ca. 14%) wird ein Großteil der eingestrahnten Energie nicht in elektrische Energie sondern statt dessen in Wärme umgewandelt. Daher erwärmen sich Solarmodule in der Sonne stark und Temperaturverluste spielen größenordnungsmäßig eine bedeutende Rolle.

2.3.4. Mismatch- und Leitungsverluste

Kommerzielle polykristalline Silizium-Solarzellen haben eine Leerlaufspannung von etwa 0,55 V bis 0,72 V [Häb07].^v Diese geringe Spannung ist nicht für den Transport über längere Leitungen geeignet. Daher werden üblicherweise mehrere Zellen in Serie zu einem Modul verschaltet.

Bei größeren PV-Anlagen werden wiederum mehrere Module zusammengeschaltet. Hier werden so viele Module in Serie geschaltet, dass die Wechselrichtereingangsspannung auch

^vBei STC.

bei unterschiedlichen Einstrahlungen und Zelltemperaturen im erlaubten Spannungsbereich bleibt. Eine solche Serienschaltung wird als *String* bezeichnet. Um trotz begrenzter WR-Eingangsspannung größere Leistungen zu erreichen werden mehrere Strings gleicher Spannung parallel geschaltet.

Es entstehen aber sogenannte Mismatchverluste: Aufgrund von Herstellungstoleranzen sind die elektrischen Werte mehrerer Solarzellen nie exakt gleich. Bei Serienschaltungen bestimmt im Wesentlichen die Zelle mit dem geringsten Strom den Gesamtstrom^{vi}. Bei Parallelschaltungen bestimmt die Zellengruppe mit der geringsten Gesamtspannung die Gesamtspannung der Parallelschaltung.

Die Gesamtleistung einer Verschaltung mehrerer Zellen ist also nicht die Summe der Einzelleistungen. Da üblicherweise Modulleistungen addiert werden, kommt es hier zu Verlusten (d.h. die tatsächliche Gesamtleistung liegt unter der nominellen Gesamtleistung).

Als Beispiel: Bei einem Solargenerator mit neun Modulen hat ein Modul eine Minderleistung von 10%. Die Summe der Teilleistungen liegt 1,1% unter der Summe von neun Modulen mit 100% Leistung. Die tatsächliche MPP-Leistung liegt aber um 4,2% darunter [Häb07].

Um zu verhindern, dass defekte oder verschattete Einzelzellen einen ganzen String lahmlegen, enthalten PV-Module üblicherweise *Bypassdioden*. Näheres dazu in Abschnitt 2.3.5.

2.3.5. Verschattungsverluste

In Abbildung 2.5 ist eine Teilbeschattungssituation für einen Solargeneratorstrangs mit zwei Modulen dargestellt. In diesem Fall gibt es eine sogenannte Bypassdiode, die antiparallel zur Solarzelle (oder aus Kostengründen antiparallel zu einer Gruppe von Solarzellen) geschaltet ist. Der Strom kann so am beschatteten Modul vorbeifließen. Wenn es keine Bypassdiode gibt, dann bestimmt das schwächste Modul den Gesamtstrom, und es kommt zu Leistungsverlusten.

Außerdem verhindern Bypassdioden den sogenannten Hot-Spot-Effekt: Wenn eine Solarzelle durch einen Defekt oder starke Teilverschattung keinen Strom liefert, so würde sie ohne Bypassdiode den ganzen Strang außer Betrieb nehmen. Überschreitet nun die Spannung der restlichen, funktionstüchtigen Solarzellen die Sperrspannung, so kommt es zu einer Erwärmung der defekten oder nicht bestrahlten Solarzelle. Dies kann zur Zerstörung und sogar zum Brand führen. [Häb07, Wik11j]

^{vi}Ohne Bypassdioden. Vgl. Abschnitt 2.3.5

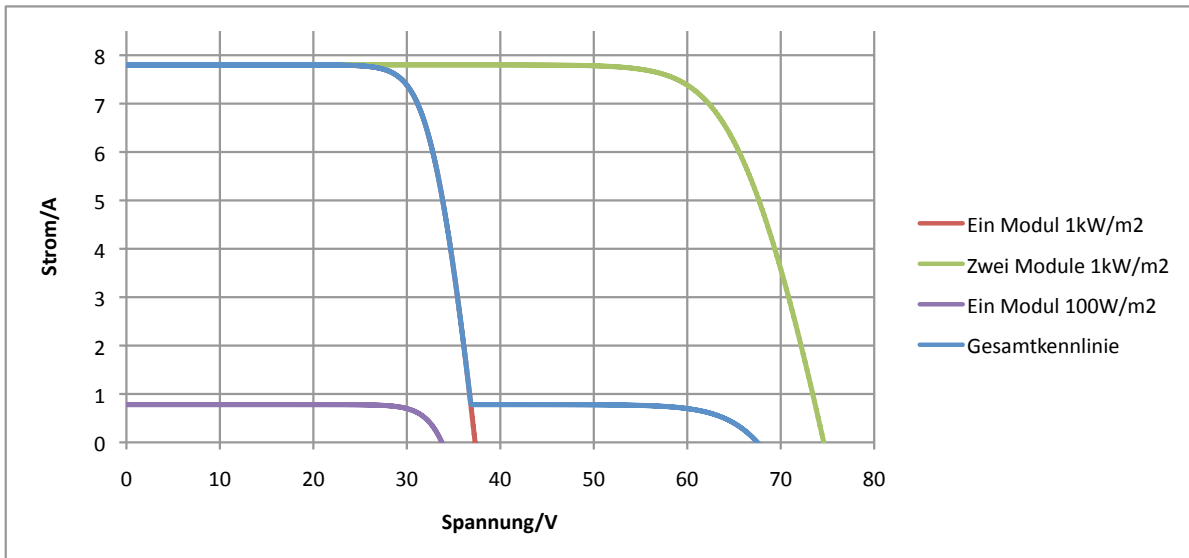


Abbildung 2.5: Kennlinie eines Solargeneratorstrangs aus zwei Modulen bei Beschattung eines Moduls, das mit einer idealen Bypassdiode überbrückt ist. Selbst erstellt mit Berechnungsmethoden nach [Wal01].

2.3.6. Wechselrichterverluste

Bei netzgekoppelten PV-Anlagen ist der Wechselrichter das letzte Glied in der Wirkungskette.

Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters ist aber nicht konstant sondern variiert über die Leistung und auch über die Eingangsspannung. In Abbildung 2.6 ist ein solcher Wirkungsgradverlauf dargestellt.

Um eine einfache Vergleichbarkeit von Wechselrichtern zu ermöglichen hat sich der *Europäische Wirkungsgrad* als Quasi-Standard etabliert. Dieser setzt sich aus mehreren Teillastwirkungsgraden zusammen ist definiert als

$$\eta_{\text{EURO}} = 0,03 \cdot \eta_5 + 0,06 \cdot \eta_{10} + 0,13 \cdot \eta_{20} + 0,1 \cdot \eta_{30} + 0,48 \cdot \eta_{50} + 0,2 \cdot \eta_{100}. \quad (2.32)$$

Der Indexwert gibt an, bei wieviel Prozent der Nennleistung dieser Teillastwirkungsgrad auftritt. Die Gewichtungsfaktoren entsprechen den gleichstromseitigen jährlichen Energieanteilen, die sich für den jeweiligen Teillastbereich ergeben. [Häb07]

Der *europäische Wirkungsgrad* wurde erstmals in einer Fußnote in [Hot91] angegeben. Es ist aber völlig unklar, auf welche Daten sich der Autor bezieht.^{vii}

^{vii}Vergleiche Abschnitt 6.2

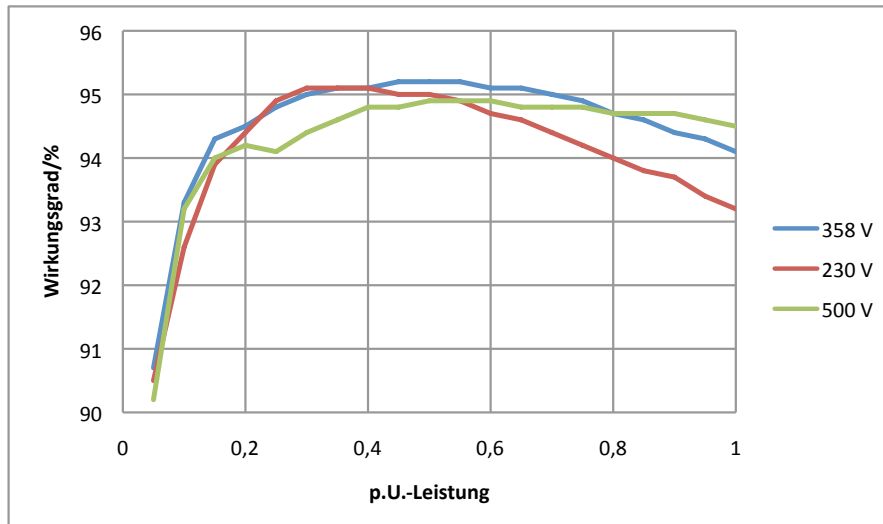


Abbildung 2.6: Wechselrichterwirkungsgrade bei unterschiedlichen Leistungen und unterschiedlichen Eingangsspannungen. Daten: [Ars08].

2.3.7. Sonstige Verluste

Unter diese Kategorie fallen – sofern nicht bereits in einem anderen Verlustfaktor berücksichtigt – folgende Verluste:

- Verluste durch Wechselrichterausfälle.
- Verluste durch Außerbetriebnahme der PV-Anlage (z.B. Für Wartung und Reparatur).
- Verluste durch Verschmutzung der Solarmodule.
- Verluste durch Schneebedeckung der Solarmodule.
- Verluste durch Pflanzenbewuchs vor den Solarmodulen.
- Verluste durch Alterung.
- Verluste durch Ausfall von Trackerantrieben.
- Verluste durch nichtideales Nachführen von Trackern^{viii}.
- Verluste durch die Schutzschaltung von Trackern bei starkem Wind^{ix}.

^{viii}z.B.: Wenn der Tracker an Tagen mit sehr geringem Direktstrahlanteil genau dem Sonnenstand folgt, so dass $\vec{n} = \vec{s}$, ist das Ergebnis schlechter als wenn $\beta = 0^\circ$. Dies geschieht bei astronomisch geführten Trackern

^{ix}Bei starkem Wind wird ein Tracker in die horizontale Position gefahren, um Beschädigungen zu vermeiden.

2.4. Normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung von Solaranlagen

Zum Vergleich von PV-Anlagen eignet sich die normierte Darstellung nach [Häb07] besonders gut. Hier werden alle Werte auf die Größe der PV-Anlage (d.h. meist auf die Nennleistung des PV-Generators) bezogen, um so die gebrachten Erträge vergleichen zu können. Zu unterscheiden sind normierte Leistungen (Momentanwerte) und normierte Erträge (Energiewerte).

2.4.1. Normierte Leistungen

Da das Temperaturverhalten von PV-Modulen meist gut bekannt ist, können temperaturbedingte Verluste berechnet werden. Hierfür wird zuerst die temperaturkorrigierte Solargenerator-Nennleistung eingeführt:

$$P_{G_0T} = P_{G_0} \cdot (1 + c_T \cdot (T_Z - T_0)) \quad (2.33)$$

Damit kann man die normierten Leistungen und Verluste sowie die momentane Performanz definieren:

Normierte Strahlungsleistung:

$$y_R = \frac{G_G}{G_0} = \frac{G_G}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (2.34)$$

Temperaturkorrigierte Strahlungsleistung:

$$y_T = y_R \cdot \frac{P_{G_0T}}{P_{G_0}} = y_R \cdot (1 + c_T \cdot (T_Z - T_0)) \quad (2.35)$$

Normierte Solargeneratorleistung:

$$y_A = \frac{P_A}{P_{G_0}} \quad (2.36)$$

Normierte Nutzleistung:

$$y_F = \frac{P_{\text{Nutz}}}{P_{G_0}} \quad (2.37)$$

Temperaturbedingte normierte Generatorverlustleistung:

$$l_{CT} = y_R - y_T \quad (2.38)$$

Nicht temperaturbedingte normierte Generatorverlustleistung:

$$l_{\text{CM}} = y_{\text{T}} - y_{\text{A}} \quad (2.39)$$

Normierte Systemverlustleistung:

$$l_{\text{S}} = y_{\text{A}} - y_{\text{F}} \quad (2.40)$$

Momentane Performance-Ratio:

$$pr = \frac{y_{\text{F}}}{y_{\text{R}}} \quad (2.41)$$

Mit den Formelzeichen:

P_{G_0}	Solargenerator-Nennleistung bei STC
c_{T}	Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung des Solargenerators
T_{Z}	Zelltemperatur des Solargenerators
T_0	STC-Bezugstemperatur (25°C)
G_{G}	Globalstrahlung in Generatorebene
G_0	Bestrahlungsstärke bei STC (1 kW/m ²)
P_{A}	vom Solargenerator produzierte Gleichstromleistung
P_{Nutz}	von der PV-Anlage produzierte Nutzleistung (bei netzgekoppelten Anlagen: $P_{\text{Nutz}} = P_{\text{AC}}$)

2.4.2. Normierte Erträge

Aus den Momentanwerten können durch Integration bzw. Aufsummieren über einen bestimmten Zeitraum Erträge gebildet werden. Als Zeitraum bieten sich der Tagesertrag und der Jahresertrag an. Monaterträge sollten vermieden werden, da Monate unterschiedlich lang sind. Über längere Zeiträume die kürzer als ein Jahr sind, ist es günstig *Tages-Durchschnittswerte* anzugeben. Durch Aufsummieren erhält man:

$$Y_i = \int_0^T y_i \cdot dt = \sum_k y_{ik} \cdot \Delta t \quad (2.42)$$

für normierte Leistungen bzw.

$$L_i = \int_0^T l_i \cdot dt = \sum_k l_{ik} \cdot \Delta t \quad (2.43)$$

für normierte Verluste.

Damit erhält man folgende Größen:

Strahlungsertrag

Der Strahlungsertrag Y_R entspricht jener Zeit, während der die Sonne mit $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$ scheinen muss, damit die Energie H_G auf den PV-Generator einstrahlt. Er berechnet sich zu

$$Y_R = \frac{H_G}{G_0}. \quad (2.44)$$

Generatorverluste

Die Generatorverluste L_C sind aufgeteilt in die temperaturbedingten Verluste L_{CT} und die nicht temperaturbedingten Verluste L_{CM} . Unter nicht temperaturbedingte Verluste fallen Verschattungen, Verschmutzungen, Verdrahtungsverluste, Mismatch usw., aber auch Fehler bei der Strahlungsmessung.

Generator-Ertrag

Der Generatorertrag Y_A entspricht jener Zeit, während der die Anlage mit PV-Generator-Nennleistung P_{G_0} arbeiten muss, um die Generator-DC-Energie E_A zu erzeugen. Er ist definiert als

$$Y_A = \frac{E_A}{P_{G_0}}. \quad (2.45)$$

Systemverluste

Unter Systemverluste L_S fallen die Wechselrichterverluste. Bei Inselanlagen fallen zusätzlich die Speicherverluste darunter.

Endertrag

Der normierte Endertrag Y_F ist jene Zeit, während der die Anlage mit PV-Generator-Nennleistung P_{G_0} arbeiten muss, um die Nutzenergie E_{Nutz} zu erzeugen. Bei netzgekoppelten Anlagen gilt: $E_{\text{Nutz}} = E_{AC}$

Performance-Ratio

Die Performance-Ratio PR ist das Verhältnis zwischen effektiv genutzter Energie E_{Nutz} und der Energie, die eine verlustlose, ideale PV-Anlage bei $T_Z = 25^\circ\text{C}$ bei gleicher Einstrahlung produzieren würde:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.46)$$

Weiters gilt:

$$Y_R - L_C = Y_A \quad (2.47)$$

$$Y_A - L_S = Y_F \quad (2.48)$$

3. Messung der Globalstrahlung

Für die Bewertung von PV-Systemen ist es notwendig das solare Dargebot genau zu kennen. Die kostengünstigste Variante ist die Benutzung von Datenbanken zur Abfrage des Dargebots (z.B. [Eur11]). Dies hat aber mehrere Nachteile:

- Die Daten solcher Datenbanken beruhen auf Messungen von vergangenen Jahren. Das jeweils aktuelle Jahr kann sich signifikant davon unterscheiden.
- Die zeitliche Auflösung dieser Daten ist sehr grob. Bei *PVGIS* ([Eur11]) sind z.B. nur Monatsmittelwerte verfügbar.
- Die Daten beruhen auf Satellitenmessungen und nehmen auf lokale Umstände (z.B. Verschattungen) keine Rücksicht.
- Die Datenbanken rechnen meist mit festen, nicht einstellbaren Albedowerten.

Will man bei einem PV-System das solare Dargebot genau kennen, so ist es notwendig dieses vor Ort zu messen. Dafür stehen unterschiedliche Sensoren zur Verfügung.

3.1. Anforderungen an Globalstrahlungs-Messsysteme

Bei der Messung der Globalstrahlung ist eine hohe Genauigkeit der Messdaten erforderlich. Schließlich sollen die Messdaten Auskunft über den Wirkungsgrad und die Verlustfaktoren des Solargenerators geben. Daher ist die Aussagekräftigkeit solcher Ergebnisse direkt von der Genauigkeit der Globalstrahlungsmessung abhängig.

Wichtige Anforderungen sind:

- Messgenauigkeit:
Manche der in Abschnitt 2.3 genannten Verlustfaktoren betragen nur wenige Prozent. Die Messgenauigkeit der Globalstrahlungsmessung muss besser sein als der geringste zu messende Verlustfaktor.
- Zeitliche Auflösung:
Wie in [RF05] gezeigt wird, ist es notwendig die Globalstrahlung in hoher zeitlicher Auflösung (15 Sekunden oder besser) zu messen. Bei geringerer zeitlicher Auflösung werden an wechselhaften Tagen manche Globalstrahlungsspitzen vom Messsystem nicht erfasst. Dadurch wird fälschlicherweise von einer zu gleichmäßigen Verteilung der Einstrahlungsleistungen ausgegangen.
- Spektrales Matching:
Die Messung sollte möglichst genau den spektralen Teil des Sonnenlichts messen, der von den Solarzellen zur Energieumwandlung genutzt werden kann.

Photodioden sind meist in kostengünstigen Globalstrahlungssensoren enthalten. Das Messprinzip dieser Sensoren beruht darauf, dass die Diode im Sperrbereich betrieben wird (vgl. Abbildung 3.1). Nun fließt ein linear von der Einstrahlung abhängiger Strom. Problematisch ist hier der Avalanche-Effekt, der den Photostrom durch Lawineneffekte verstärken kann und der Reststrom bei Dunkelheit (Dunkelstrom) [Wik11g].

Die spektrale Empfindlichkeit einer Photodiode ist von der Dotierung abhängig. Meist fehlt eine Herstellerangabe zur genauen spektralen Empfindlichkeit.

Sensoren die auf Photodioden beruhen haben interne Abgleichschaltungen zur Nullpunktkompensation und Linearisierung. Die Genauigkeit liegt zwischen 7% und 10%.^x

Wird eine Photodiode im Kurzschluss betrieben, so ist der Übergang zur Referenzsolarzelle (Abschnitt 3.2.3) fließend.

3.2.2. Pyranometer

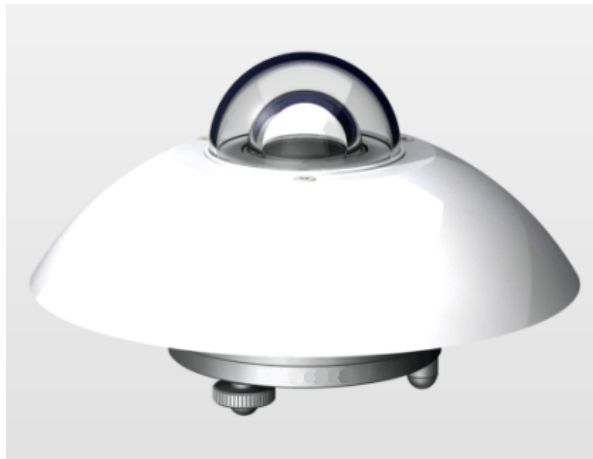


Abbildung 3.2: Pyranometer SR11 der Firma *Hukseflux*. [Wik11h].

Pyranometer^{xi} werden in der Meteorologie fast ausschließlich verwendet, um Bestrahlungsstärken zu messen. Sie bestehen aus einer Thermosäule mit vielen in Serie geschalteten Thermoelementen. Eine schwarze Empfangsfläche am Ende der Thermosäule absorbiert breitbandig die gesamte eingestrahlte Energie im Wellenlängenbereich zwischen 300 nm und 3000 nm.

Die Ausgangsspannung von Pyranometern liegt im Bereich weniger Millivolt und kann daher nicht direkt weiterverarbeitet werden, sondern benötigt eine Verstärkung.

^xBeruhend auf einer Recherche für das Photovoltaik Forschungszentrum Zwentendorf im November 2010.

^{xi}von altgriechisch πῦρ (pyr) *Feuer* und οὐρανός (ouranós) *Himmel*.

Die Empfindlichkeit von Pyranometern nimmt im Lauf der Zeit sehr langsam ab (im Bereich von Promille pro Jahr).

Gute und genaue Pyranometer sind relativ teuer (1200 € bis 2000 €).^x

In Abbildung 3.2 ist ein Pyranometer abgebildet. Erkennbar ist die doppelte Glaskuppel, welche Reflexionen verhindern soll, zur thermischen Isolation dient und ein Beschlagen verhindern soll. [Häb07, Wik11h]

3.2.3. Referenzsolarzellen

Referenzsolarzellen sind genau kalibrierte Solarzellen, welche zur Globalstrahlungsmessung eingesetzt werden können. Sie sind zum Schutz vor Umwelteinflüssen gut verpackt und haben meist einen Temperatursensor zum Abgleich von Temperatureinflüssen. Ihre Kosten liegen wesentlich unter denen von Pyranometern mit ca. 300 € bis 450 €.^x

Im Gegensatz zu Pyranometern können Referenzsolarzellen nur einen Teil des Sonnenspektrums auswerten, nämlich nur Photonen, welche genug Energie besitzen um die Bandlücke zu überwinden ($E_G = 1,12 \text{ eV} \Rightarrow \lambda < c \cdot h / E_G = 1,13 \mu\text{m}$ [FHN⁺05]). Dies ist der gleiche spektrale Anteil, den auch PV-Module zur Energieumwandlung verwenden können.

Die Kalibrierung erfolgt mit künstlichem Licht. Daher kann es zu Abweichungen der Kalibrierung kommen, weil das Spektrum des künstlichen Lichts zwar ein sonnenähnliches, aber nicht das gleiche Spektrum wie natürliches Sonnenlicht hat.

Referenzsolarzellen sollten nach der gleichen Technologie gefertigt und den gleichen Umwelteinflüssen ausgesetzt sein wie der zu bewertende Solargenerator.[Häb07]

Werden die Messungen mit Referenzsolarzellen nicht zum direkten Vergleich mit PV-Modulen in der gleichen Ebene verwendet, so muss beachtet werden, dass Solarzellen einfallswinkelabhängige Verluste aufweisen. Die Höhe dieser Verluste lässt sich bei bekanntem Einfallswinkel nach [MR01] berechnen.

3.3. Messung von Direkt- und Diffusstrahlung

Wenn eine Messung Auskunft über die Globalstrahlung in verschiedenen Ebenen geben soll, so ist es notwendig die Direkt- und Diffusstrahlung (und evt. zusätzlich die Albedo) zu messen. Hierfür kommen verschiedene Messverfahren in Frage.



Abbildung 3.3: Messung der Diffusstrahlung durch ein Pyranometer mit Verschattung. Quelle: [nre11].

3.3.1. Messung mit Schattenband

Hierbei handelt es sich um eine genaue aber aufwändige Messung der Diffusstrahlung. Bei einem Pyranometer wird dabei die Empfängerfläche verschattet und so die Diffusstrahlung gemessen. Mit einem zweiten Pyranometer wird nun die unverschattete Globalstrahlung in horizontaler Ebene gemessen. Die Differenz der beiden Pyranometerwerte entspricht nun der Direktstrahlung in horizontaler Ebene.

Zur Verschattung gibt es Schattenringe, die ohne Antrieb auskommen aber alle paar Tage manuell nachgeführt werden müssen. Eine andere, ähnliche aber aufwendigere Variante ist in Abbildung 3.3 zu sehen: Mit Hilfe eines Antriebs wird eine schwarze Kugel so gesteuert, dass die Empfängerfläche des Pyranometers verschattet ist. Die Steuerung der Kugel beruht auf dem bekannten Sonnenstand, und benötigt daher nur eine genaue Zeitbasis. Der Vorteil dieser Methode sind neben der automatisierten Messung, dass geringere Bereiche verdeckt werden als beim klassischen Schattenband.

3.3.2. Spezialpyranometer zur Direkt- und Diffusstrahlungsmessung

Die Firma *Delta-T* bietet das in Abbildung 3.4 dargestellte Pyranometer zur Messung von Direkt- und Diffusstrahlung an. Dieses Pyranometer besitzt mehrere Empfangsfelder und fest montierte Schattenringe. Leider können laut [MW09] die Herstellerangaben (Genauigkeit $\pm 5\%$) nicht eingehalten werden. Die tatsächliche Genauigkeit beträgt nur $\pm 15\%$ im Monatsmittel.

3.3.3. Messung von Direkt- und Diffusstrahlung in Zwentendorf

Für das *Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf* wurde ein Einstrahlungssensor gesucht, der:



Abbildung 3.4: Pyranometer zur Direkt- und Diffusstrahlungsmessung *SPN1* der Firma *Delta-T*.
Quelle: Produktdatenblatt.

- Direkt- und Diffusstrahlung messen kann,
- zuverlässig und robust ist,
- kostengünstig ist.

Auf Grund der diversen Vor- und Nachteile der in den vorigen Abschnitten genannten Sensoren wurde entschieden, eine Konstruktion mit vier Referenzsolarzellen anfertigen zu lassen. Dabei ist eine Referenzsolarzelle horizontal montiert und drei Referenzsolarzellen vertikal in die Himmelsrichtungen Ost, Süd und West. Die fertige Konstruktion ist in Abbildung 3.5 zu sehen und wurde Anfang Mai 2011 montiert und in Betrieb genommen. Seit 4. Mai 2011, 11:43 liefert diese Sensorkombination Daten.

Im folgenden Abschnitt wird nun darauf eingegangen, wie man aus Daten dieses Sensors die Direkt- und Diffusstrahlung berechnen kann.



Abbildung 3.5: Sensorkombination in Zwentendorf. Quelle: Firma *EVN*.

4. Berechnung von Direkt- und Diffusstrahlung aus Messwerten der Sensoren in Zwentendorf

Dieser Abschnitt beschreibt die Berechnung von Direkt- und Diffusstrahlung aus Messwerten der Sensoren in Zwentendorf. Dabei wird auf die Grundlagen aus Abschnitt 2 aufgebaut und die Methoden so kombiniert, dass aus den Messwerten der vier Sensoren Direkt- und Diffusstrahlung berechnet werden kann.

Weiters wird darauf eingegangen, welche nichtideale Rahmenbedingungen es gibt die mathematisch berücksichtigt werden müssen

4.1. Grundlagen

Wir rufen uns nun wieder die Grundlagen aus Abschnitt 2.2.2 ins Gedächtnis:

Die Globalstrahlung G_H des horizontalen Sensors^{xii} setzt sich aus der Direktstrahlung und der gesamten Diffusstrahlung zusammen, enthält aber keine reflektierte Strahlung ($R_{DH} = 1, R_{RH} = 0$).

$$G_H = I_B \cdot R_{BH} + I_D \quad (4.1)$$

Bei der Globalstrahlungen G handelt es sich genauso wie bei den Intensitäten I um Leistungen pro Fläche. Daher haben sie die Einheit W/m^2 .

Die Globalstrahlung, die ein vertikaler Sensor auffängt setzt sich aus Direkt-, reflektierter und der halben Diffusstrahlung zusammen ($R_{DV} = \frac{1}{2}, R_{RV} = \frac{\rho}{2}$).

$$G_V = I_B \cdot R_{BV} + \frac{1}{2} \cdot I_D + \frac{\rho}{2} \cdot G_H \quad (4.2)$$

mit dem Indexbuchstaben V für die vertikalen Sensoren. Für einen Einzelsensor gelten die Indexbuchstaben O, S oder W.

4.2. Geschlossene Gleichungen für Direkt- und Diffusstrahlung

Aus den Messergebnissen der Sensoren, welche in Abbildung 4.1 für einen wolkenfreien Tag dargestellt sind, lassen sich nun geschlossene Lösungen ermitteln. Da manche Rahmenbedingungen der Messungen nicht ideal sind, mussten einige Parameteranpassungen vorgenommen werden. Diese wurden mit Hilfe der Messungen von wolkenfreien Tagen durchgeführt, da sich an diesen Tagen die Messergebnisse mit dem theoretischen Modell aus 2.2.1 vergleichen lassen.

^{xii}Der Index H steht für den horizontalen Sensor. Weiters gelten die Indizes O, S und W für die vertikalen Ost, Süd und West-Sensoren.

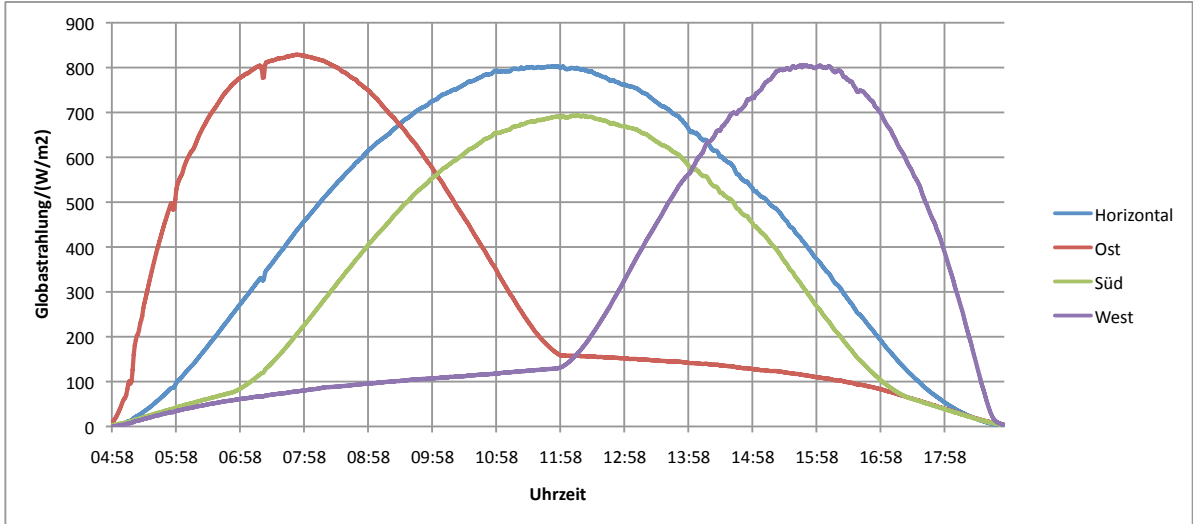


Abbildung 4.1: Messergebnisse der Sensoren am 21. April 2011. Uhrzeit ist in MEZ.

Als Beispiel für nichtideale Rahmenbedingungen sei darauf verwiesen, dass Ost- und Westglobalstrahlung in Abbildung 4.1 gleich groß sein sollten, wenn die Sonne genau im Süden steht. Es ist leicht erkennbar, dass dies nicht so ist. Die Erklärung folgt in den nächsten Abschnitten.

Außerdem sollte nach der Sonnenstandberechnung die Sonne um ca. 11:55 genau im Süden stehen. Nach den Messdaten in Abbildung 4.1 würde man schließen, dass dieser Sonnenstand um ca. 11:59 erreicht ist.

4.2.1. Diffusstrahlung

Wenn die vertikalen Sensoren nicht direkt von der Sonne bestrahlt werden, so ist $R_{BV} = 0$, und sie empfangen nur Diffusstrahlung und reflektierte Strahlung. Bei bekanntem Reflexionskoeffizient ist die reflektierte Strahlung nur von der horizontalen Globalstrahlung G_H abhängig, welche gemessen wird.

Am Vormittag ($a \leq 0$) ist der West-Sensor nicht direkt bestrahlt, am Nachmittag ($a > 0$) ist der Ost-Sensor nicht direkt bestrahlt. Damit gilt im Idealfall:

$$I_D = \begin{cases} 2 \cdot (G_W - G_H \cdot \frac{\rho}{2}) & \text{wenn } a \leq 0 \\ 2 \cdot (G_O - G_H \cdot \frac{\rho}{2}) & \text{wenn } a > 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

Nichtideale Rahmenbedingungen

Bei näherer Betrachtung der Messergebnisse fällt auf, dass der erwartete Wechsel der Direktbestrahlung von Ost- auf Westsensor nicht genau bei $a = 0$ stattfindet. Tatsächlich

findet er bei $a = 1,8^\circ$ statt. Ein solcher Fehler kann mehrere Ursachen haben. Es könnte

1. die geographische Ortsangabe des Längengrades fehlerhaft sein,
2. die Uhrzeit des Messsystems eine Abweichung haben oder
3. der Messsensor ungenau nach Süden ausgerichtet sein.

Am wahrscheinlichsten erscheint die dritte Variante, vor allem wenn man bedenkt dass die magnetische Missweisung in Österreich ca. 2° beträgt. [Wik11c]

Unabhängig von der Ursache muss dieser Fehler bei den folgenden Berechnungen berücksichtigt werden.

Am Vormittag nimmt der Westsensor nur Reflektierte- und Diffusstrahlung auf. Am Nachmittag gilt das gleiche für den Ostsensor. Am Übergang zwischen Vor- und Nachmittag, also dem Zenit sollten beide Sensoren den gleichen Wert liefern. Wie in Abbildung 4.1 zu sehen ist, trifft dies nicht zu. Dies könnte wiederum mehrere Ursachen haben:

1. Der Direktstrahlanteil könnte unterschiedlich sein,
2. der Westsensor könnte eine geringere Empfindlichkeit haben bzw. falsch kalibriert sein.
3. der Ostsensor könnte eine höhere Empfindlichkeit haben bzw. falsch kalibriert sein.
4. der Diffusstrahlanteil könnte unterschiedlich sein oder

Die erste Ursache könnte entstehen, wenn einer der Sensoren etwas verdeckt ist, und damit nicht die gesamte Diffusstrahlung auffangen kann. Dies würde man allerdings sehr deutlich in jenen Zeiten sehen, in denen der Sensor direkt von der Sonne bestrahlt wird, was nicht der Fall ist.

Die zweite bzw. dritte Ursache konnte empirisch ausgeschlossen werden, in dem die Messergebnisse mehrerer wolkenfreier Tage mit berechneten, theoretischen Einstrahlungen nach Abschnitt 2.2.1 verglichen wurden. Hier hat sich gezeigt, dass sich die Abweichung der beiden Sensoren nicht durch einfaches Hochskalieren des Westsensors beheben lassen, da dieser sonst am Nachmittag (bei direkter Bestrahlung) zu hohe Werte liefern würde.

Die vierte Ursache erklärt das Verhalten der Sensoren schlüssig. Die gesamte Sensorkonstruktion ist am Rand des Reaktordachs angebracht. Dabei ist der Ostsensor in Richtung Reaktordach gerichtet, der Westsensor in Richtung Wiese vor dem Reaktor, und der Südsensor ist teilweise auf das Reaktordach und teilweise auf die Wiese gerichtet.

Grasbedeckter Boden hat nach Tabelle 2.1 eine Albedo zwischen 0,2 und 0,3. Die Albedo des Schotterdachs ist unbekannt. Beton hat eine sehr ähnliche Farbe und hat eine Albedo zwischen 0,2 und 0,35. Die Albedo von Sand (den man auch als sehr feinen Schotter betrachten kann) liegt zwischen 0,3 und 0,4. Daher wurde angenommen, dass die Albedo des Schotterdachs höher ist, als jene der Wiese.

Durch Vergleich mehrerer wolkenfreier Tage zwischen Mai und August 2011 wurden passende Albedowerte gesucht. Dabei wurde besonders darauf geachtet, dass

- die berechneten Werte für die Diffusstrahlung an allen Tagen zum Zenitzeitpunkt stetig sind und
- die Rückrechnung der berechneten Direkt- und Diffusstrahlungswerte auf die Sensorebenen mit der tatsächlichen Messung noch Übereinstimmt.

Tabelle 4.1: Albedowerte für verschiedene Himmelsrichtungen der Sensorkombination.

Himmelsrichtung	ρ
Ost	0,28
Süd	0,26
West	0,22

Somit wurden die in Tabelle 4.1 beschriebenen Albedowerte herausgefunden. Diese Werte sind zwischen Mai und September 2011 stabil.

Nach Berücksichtigung dieser Faktoren muss die Gleichung 4.3 neu definiert werden zu:

$$I_D = \begin{cases} 2 \cdot (G_W - G_H \cdot \frac{\rho_W}{2}) & \text{wenn } a \leq v \\ 2 \cdot (G_O - G_H \cdot \frac{\rho_O}{2}) & \text{wenn } a > v \end{cases} \quad (4.4)$$

mit der Verdrehung $v = 1,8^\circ$.

Tabelle 4.2: CV(RMSE)-Werte für unterschiedliche Albedo-Werte am 21. April.

Albedowerte	Horizontal	Ost	Süd	West
siehe Tab. 4.1	15,9%	4,6%	9,6%	7,1%
alle 0,22	19,1%	3,9%	9,8%	10,2%

Das diese gefundenen Albedowerte eine Verbesserung gegenüber Albedowerten die für alle Sensoren gleich sind darstellt, wird mit Tabelle 4.2 gezeigt: Für diese Werte wurden zuerst die Direkt- und Diffusstrahlung mit den in diesem Abschnitt gezeigten Methoden berechnet. Anschließend wurden die gefunden Werte zurück in die (idealen) Sensor-Ausrichtungen gerechnet. Bei diesen Berechnungen wurden einmal die Albedowerte aus Tabelle 4.1 verwendet, und einmal ein Albedowert von 0,22 für alle Sensoren. Anschließend wurden jeweils die RMSE-Werte^{xiii} berechnet. Hier zeigt sich eine Verbesserung bei allen Sensoren, außer beim Ost-Sensor. Im Mittel aller Sensoren führt diese Maßnahme zu einer Verbesserung.

^{xiii}CV(RMSE): Coefficient of variation of the root-mean-square-error. Wurzel des Mittelwertes der quadratischen Abweichungen bezogen auf den Mittelwert der Messung. [Wik11i]

4.2.2. Direktstrahlung

Für die Berechnung der Direktstrahlung gibt es mehrere Möglichkeiten. Grundsätzlich aber muss von einem Sensor mit Direktstrahlanteil ($R_B > 0$) der diffuse und der reflektierte Anteil abgezogen werden.

Am Morgen steht die Sonne im Osten, während der West-Sensor nur Diffus- und reflektierte Strahlung empfängt. Daher gilt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Albedowerte

$$G_{BO} = I_{BO} \cdot R_{BO} = G_O - G_W - (R_{RO} - R_{RW}) \cdot G_H \quad (4.5)$$

Bzw.

$$I_{BO} = \frac{G_O - G_W - (R_{RO} - R_{RW}) \cdot G_H}{R_{BO}}. \quad (4.6)$$

Hier ist G_{BO} der Direktstrahlanteil auf den Ostsensor und I_{BO} ist die aus dem Ostsensor berechnete Direktstrahlintensität. Diese sollte natürlich gleich groß wie die gesamte Direktstrahlintensität I_B sein.

Eine ähnliche Situation gibt es am Abend. Die Sonne steht im Westen und der Ost-Sensor empfängt nur Diffus- und reflektierte Strahlung. Analog zu Gleichung 4.6 gilt in diesem Fall

$$I_{BW} = \frac{G_W - G_O - (R_{RW} - R_{RO}) \cdot G_H}{R_{BW}} \quad (4.7)$$

mit der aus dem Westsensor berechneten Direktstrahlintensität I_{BW} .

Für den Direktstrahlbeiwert des Ost- und Westsensors gilt vereinfachend:

$$R_{BOW} = R_{BO} + R_{BW} = |\vec{n}_O \cdot \vec{s}| = |\vec{n}_W \cdot \vec{s}| \quad (4.8)$$

Diese beiden Gleichungen lassen sich nun unter Verwendung von Gleichung 4.8 zusammenfassen:

$$I_{BOW} = \frac{|G_O - G_W - (R_{RO} - R_{RW}) \cdot G_H|}{R_{BOW}} \quad (4.9)$$

Diese Gleichung gilt nun sowohl am Vormittag als auch am Nachmittag. Zur Mittagszeit, wenn die Sonne im Süden steht gilt diese Gleichung nicht, wie leicht aus Abbildung 4.2 ersichtlich ist. Daher wird für diese Zeit eine zusätzliche Gleichung benötigt.

Für diese Mittagsstunden bietet sich der Südsensor an. Der Südsensor empfängt zur Mittagszeit alle drei Sonnenlichtkomponenten. Daher erhält man durch Subtraktion:

$$G_{BS} = I_{BS} \cdot R_{BS} = G_S - R_{DS} \cdot I_D - R_{RS} \cdot G_H \quad (4.10)$$

Bzw. mit $R_{DS} = \frac{1}{2}$

$$I_{BS} = \frac{G_S - \frac{1}{2} \cdot I_D - R_{RS} \cdot G_H}{R_{BS}}. \quad (4.11)$$

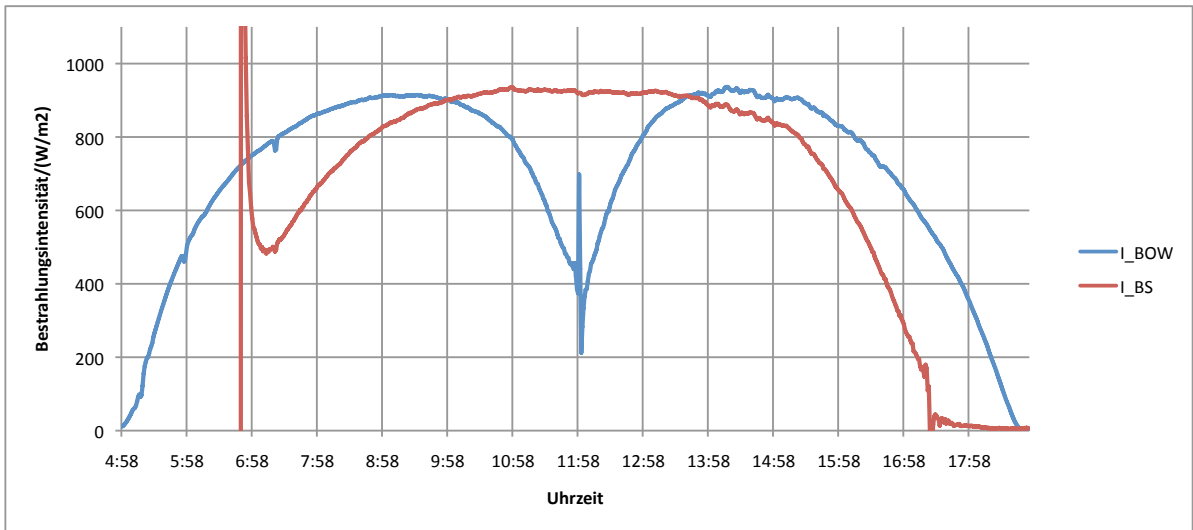


Abbildung 4.2: I_{BS} und I_{BOW} für den 21. April 2011.

Das Ergebnis der Gleichungen 4.9 und 4.11 ist in Abbildung 4.2 grafisch dargestellt. Es wäre nach unseren bisherigen Kenntnissen zu erwarten, dass die dargestellten Ergebnisse der Gleichungen 4.9 und 4.11 zumindest in während eines gewissen Zeitraums das gleiche Ergebnis liefern, nämlich I_B . Dies ist offensichtlich nicht der Fall. Daher bedarf es noch an einer Verbesserung des Modells, welche im folgenden Abschnitt behandelt wird.

4.3. Berücksichtigung der einfallswinkelabhängigen Verluste der Referenzsolarzellen

Solarzellen haben einfallswinkelabhängige Verluste. Fällt das Licht normal auf die Solarzelle, so gibt es keine solchen Verluste. Je flacher der Winkel wird, desto größer werden diese Verluste. Dies hängt damit zusammen, dass es einerseits bei flachem Einfallswinkel zu höheren Reflexionen kommt und andererseits flach einfallende Photonen schlechter die

für die Ladungsträgertrennung relevante Raumladungszone erreichen, da ihr Weg länger ist als bei senkrecht auftreffenden Photonen.

Es existiert ein analytisches Modell, welches diese Zusatzverluste zuverlässig beschreibt:

$$AL(\alpha) = 1 - \frac{1 - \exp(-(\cos \alpha)/a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (4.12)$$

Dieses Modell stammt aus [MR01] und verwendet folgende Formelzeichen:

- AL Angular Losses
- α Einfallswinkel. 0° bedeutet senkrechter Einfall auf das Modul.
- a_r Verlustkoeffizient. Dieser hat einen Wert von 0,16 bis 0,17 für saubere Solarzellen und einen höheren Wert für verschmutzte Solarzellen.

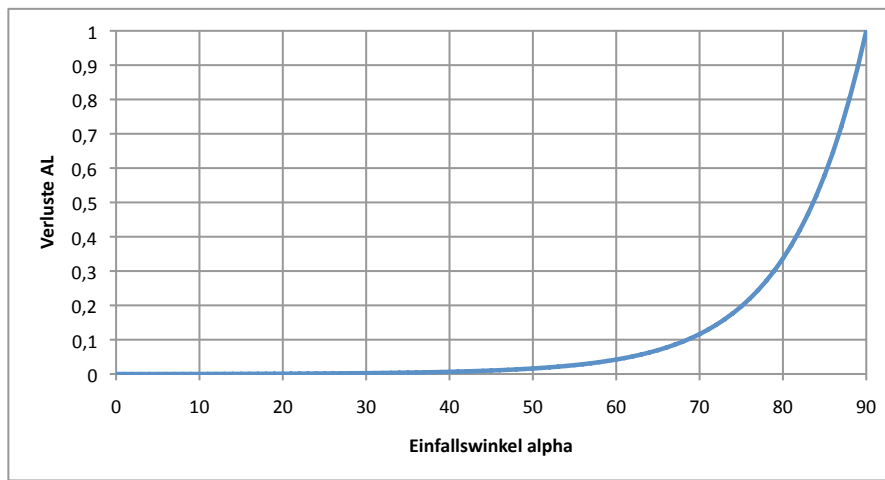


Abbildung 4.3: Winkelabhängige Verluste nach [MR01].

Gleichung 4.12 ist in Abbildung 4.3 grafisch dargestellt. Hier ist erkennbar, dass bei flachen Einfallswinkeln die Verluste sehr groß werden.

Um Gleichung 4.12 in unser Modell einbauen zu können müssen wir die Verluste zuerst in einen Wirkungsgrad umwandeln.

$$\eta(\alpha) = 1 - AL(\alpha) \quad (4.13)$$

Nun muss der Einfallswinkel berechnet werden. Für den Direktstrahlanteil gilt bei jedem Modul

$$\alpha = \arccos(\vec{s} \cdot \vec{n}) = \arccos(R_B). \quad (4.14)$$

Damit ergeben sich für die beiden Direktstrahl-Gleichungen die Wirkungsgrade

$$\eta_{OW} = \frac{1 - \exp(-R_{BOW}/a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (4.15)$$

und

$$\eta_S = \frac{1 - \exp(-R_{BS}/a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (4.16)$$

mit $a_r = 0,16$.

Dieser Wirkungsgrad muss in den Gleichungen 4.9 und 4.11 berücksichtigt werden. Damit gilt nun:

$$I_{BOW} = \frac{|G_O - G_W - (R_{RO} - R_{RW}) \cdot G_H|}{R_{BOW} \cdot \eta_{OW}} \quad (4.17)$$

und

$$I_{BS} = \frac{G_S - \frac{1}{2} \cdot I_D - R_{RS} \cdot G_H}{R_{BS} \cdot \eta_S}. \quad (4.18)$$

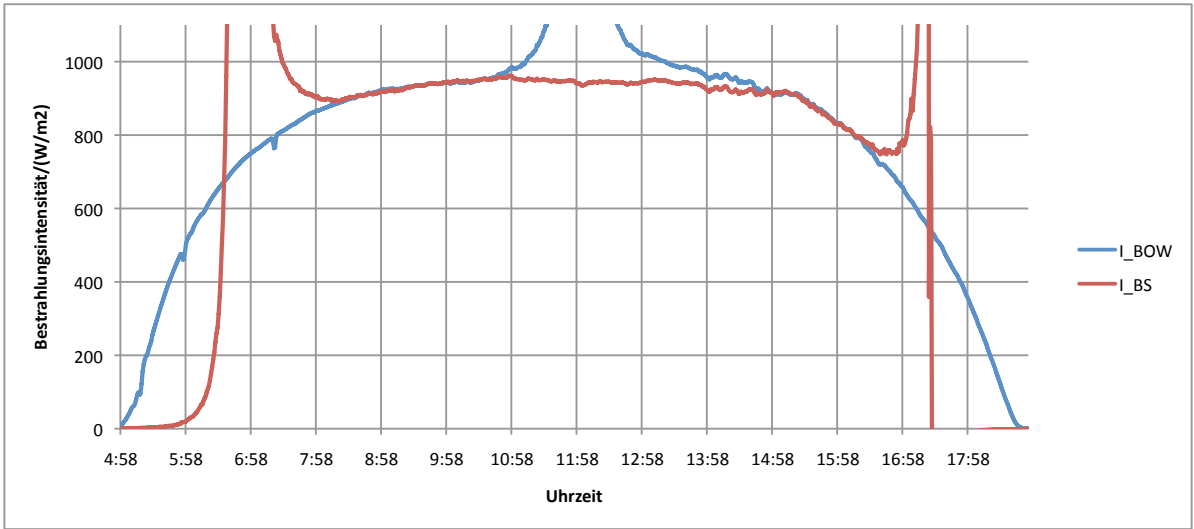


Abbildung 4.4: I_{BS} und I_{BOW} nach der Korrektur für den 21. April 2011.

Das Ergebnis dieser Gleichungen ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Hier ist erkennbar, dass es nun Bereiche gibt, in denen beide Gleichungen übereinstimmen. Außerdem ist sichtbar, dass es Zeitbereiche gibt, in denen beide Gleichungen sehr hohe Werte annehmen. Dies ist bei I_{BS} um ca. 7:00 und ca. 17:00 und bei I_{BOW} um ca. 12:00. Zu diesen Zeiten fällt das direkte Sonnenlicht sehr flach auf die Sensoren. Dadurch geht der einstrahlungswinkelabhängige Wirkungsgrad $\eta(\alpha)$ gegen Null.

Als Wechsel zwischen den Gleichungen hat sich ein Winkel von 75° bewährt. Daher gilt für die Direktstrahlung:

$$I_B = \begin{cases} I_{BOW} & \text{wenn } |a| \geq 75^\circ + v \\ I_{BS} & \text{wenn } |a| < 75^\circ + v \end{cases} \quad (4.19)$$

Aufgrund des gewählten Winkels muss I_{BOW} zwischen ca. 20. Oktober und ca. 20. Februar nicht berücksichtigt werden, da in diesem Zeitraum der Sonnenstand niemals $|a| > 75^\circ$ erreicht.

Auch für die Diffusstrahlung müssen winkelabhängige Verluste berücksichtigt werden. Nach [MR01] betragen diese Verluste für diffuse Strahlung bei senkrechten Solarzellen 5%. Daher gilt statt Gleichung 4.4:

$$I_D = \begin{cases} 2,1 \cdot (G_W - G_H \cdot \frac{\rho_W}{2}) & \text{wenn } a \leq v \\ 2,1 \cdot (G_O - G_H \cdot \frac{\rho_O}{2}) & \text{wenn } a > v \end{cases} \quad (4.20)$$

Mit der Verdrehung $v = 1,8^\circ$.

Somit ergeben sich für den betrachteten Tag (21. April 2011) die in Abbildung 4.5 dargestellten Bestrahlungsintensitäten.

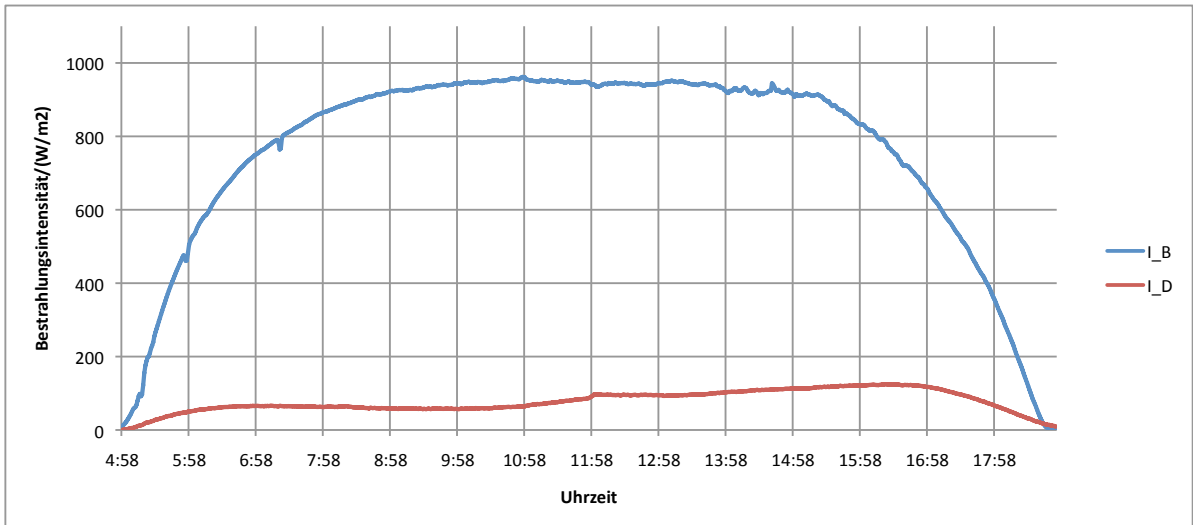


Abbildung 4.5: I_B und I_D für den 21. April 2011.

Dass die Diffus-Bestrahlungsintensität I_D am Nachmittag höher ist als am Vormittag liegt an einer weiteren Nichtidealität der Sensorkonstruktion:

Der Zeitpunkt des maximalen Messwerts des horizontalen Sensors stimmt nicht mit dem Zeitpunkt des maximalen Messwerts des Südsensors überein und auch nicht mit dem

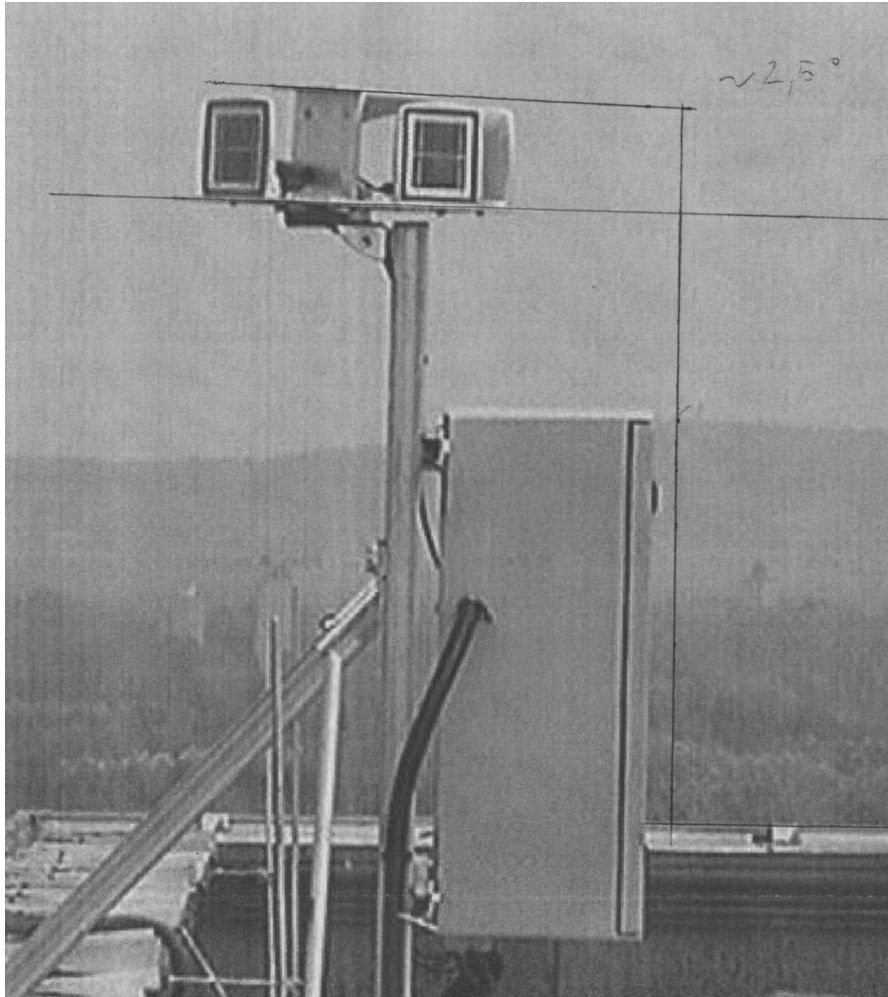


Abbildung 4.6: Abweichung des horizontalen Sensors von der horizontalen Ebene.

Übergang der Direktstrahlung zwischen Ost- und Westsensor (vgl. Abbildung 4.1). Als Ursache dafür konnte eine nicht ideale Montage des horizontalen Sensors entdeckt werden. Durch Vergleich der Messwerte mit nach Abschnitt 2.2.1 berechneten theoretischen Einstrahlungswerten konnte festgestellt werden, dass sich der horizontale Sensor so verhält, wie man es von einem um $2,6^\circ$ nach Osten geneigten Sensor erwarten würde. Dieser Verdacht konnte durch eine Fotografie der Sensorkonstruktion erhärtet werden: In Abbildung 4.6 ist diese Fotografie zu sehen. Zusätzlich wurde hier eine vertikale Hilfslinie, welche im rechten Winkel vom horizontalen Rand des Reaktorgebäudes wegführt, eingezeichnet. Die eingezeichnete Verlängerung der Kante des horizontalen Sensors hat einen nicht rechten Winkel zur vertikalen Hilfslinie. Die Abweichung vom rechten Winkel beträgt (gemessen mit einem Geodreieck) ca. $2,5^\circ$.

Dadurch wird der reflektierte Anteil in unserem Modell am Vormittag etwas zu hoch und am Nachmittag etwas zu niedrig eingeschätzt. Damit wird der diffuse Strahlungsanteil

am Vormittag etwas zu niedrig und am Nachmittag etwas zu hoch berechnet (vgl. Abbildung 4.5). Es ist nicht gelungen diesen Fehler mathematisch zu beheben.

4.4. Zusammenfassung der Berechnung

Die wesentlichen Ergebnisse dieses Abschnitts sind die Berechnungen von Direkt- und Diffusanteil aus den Messdaten der vier Sensoren. Hierbei handelt es sich um die Ergebnisse der Gleichungen 4.19 und 4.20 inklusive der Berechnungen aus den vorgelagerten Gleichungen.

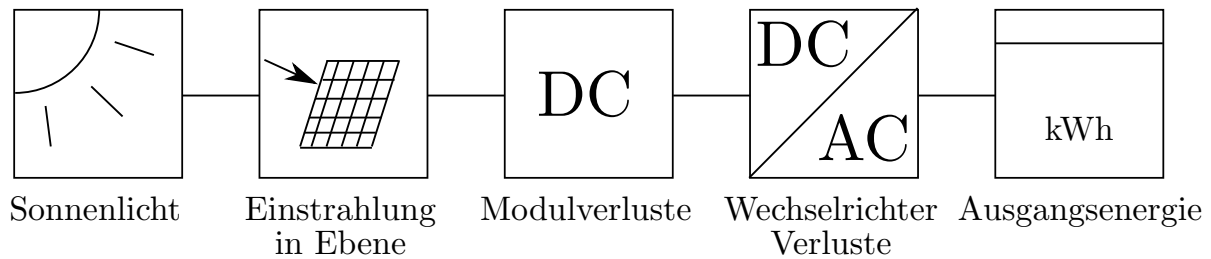


Abbildung 4.7: Modellierung einer Photovoltaikanlage.

Dies stellt den ersten Teil der Modellierung eines PV-Systems nach Abbildung 4.7 dar: Hier wird das Sonnenlicht erfasst und mit Direkt- und Diffusanteil modellhaft beschrieben.

Der zweite Teil der Modellierung eines PV-Systems ist die Transformation dieser Ergebnisse in die Ebene des PV-Generators nach Abschnitt 2.2.2.

Gemeinsam bilden diese beiden Teile ein Modell, welches von der Messung der Solarstrahlung bis zur Berechnung der Einstrahlung in die Ebene geht, und welches im folgenden Abschnitt verifiziert wird.

Die weiteren Teile der Modellierung eines PV-Systems befassen sich mit der Modellierung der Generatorverluste und der Wechselrichterverluste. Ausgang eines Gesamtmodells ist eine elektrische Leistung bzw. Energie.

5. Verifikation der Berechnungsergebnisse

Dieser Abschnitt befasst sich mit der Verifikation des Berechnungsmodells aus dem vorangegangenen Abschnitt. Es werden die Ergebnisse mit unterschiedlichen Quellen verglichen und auf verschiedene Arten (grafisch, mit Kennzahlen) in ihrer Qualität beschrieben.

5.1. Ergebnisse verschiedener Einzeltage

Für den 21. April 2011, dessen Direkt- und Diffuswerte bereits in Abbildung 4.5 dargestellt sind, wird nun die Gültigkeit des Modells verifiziert. Dazu wurden zuerst die Direkt- und Diffusstrahlanteile aus den Messungen dieses Tages berechnet. Anschließend wurden die Direkt- und Diffusstrahlanteile in die Ebenen Horizontal ($\beta = 0^\circ$), Ost ($\beta = 90^\circ, \gamma = -90^\circ$), Süd ($\beta = 90^\circ, \gamma = 0^\circ$) und West ($\beta = 90^\circ, \gamma = 90^\circ$) zurückgerechnet. Die Ergebnisse dieser Berechnung werden nun mit den ursprünglichen Messdaten verglichen.

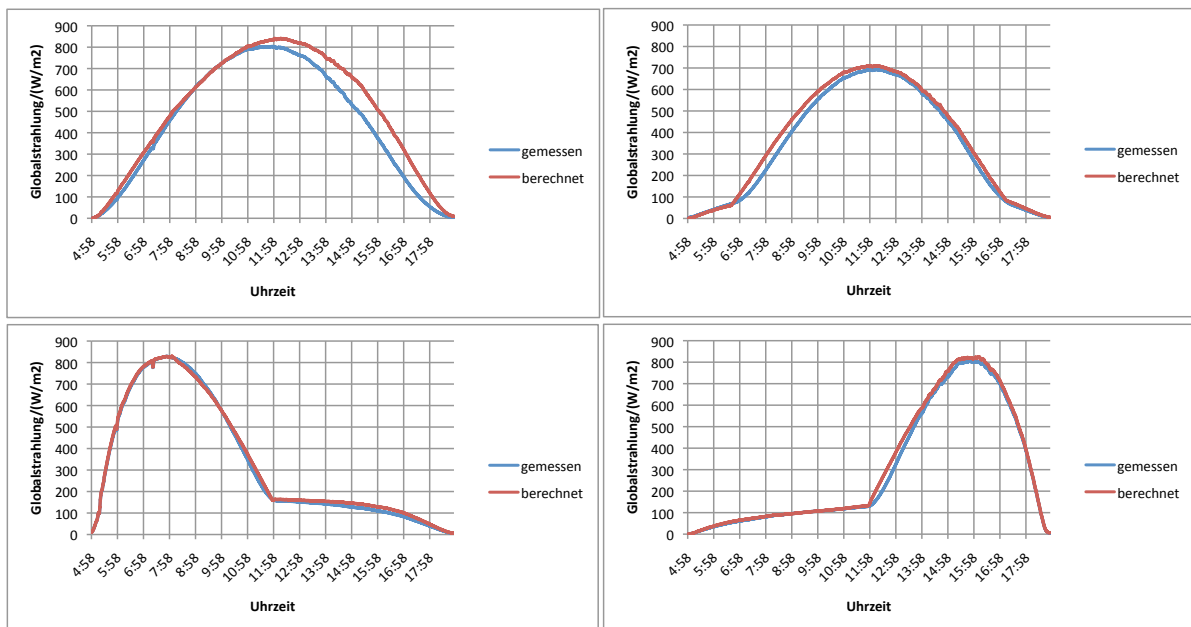


Abbildung 5.1: Messung und Berechnung nach Modell für die vier Messsensoren für den 21. April. Von oben links nach unten Rechts: Horizontal, Süd, Ost, West.

In Abbildung 5.1 sind die Ergebnisse der Berechnung im Vergleich mit den Sensormesswerten zu sehen. Wie grafisch bereits erkennbar ist, stimmen diese gut überein. Ein Teil der Unterschiede rührt daher, dass die berechneten Werte für die vorher erwähnten Ausrichtungen gelten, die Sensoren aber Abweichungen zu diesen Ausrichtungen haben. Außerdem berücksichtigt sind die Sensorwerte mit einstrahlungswinkelabhängigen Verlusten belastet, die berechneten Werte allerdings nicht.

Tabelle 5.1: Statistische Kennwerte zum Vergleich von Messung und Modell am 21. April 2011.

Ausrichtung	Abweichung der Tagessumme	Korrelationskoeffizient	CV(RMSE)
Horizontal	+13,3%	0,985	15,9%
Ost	+3,8%	0,999	4,6%
Süd	+7,5%	0,997	9,6%
West	+5,6%	0,999	7,1%

In Tabelle 5.1 sind die Abweichungen der Tagessumme und die Korrelationskoeffizienten zwischen Messung und Rechnung nach dem Modell angegeben. Hier ist zu sehen, dass alle Ausrichtungen mit dem Modell etwas zu hoch eingeschätzt werden. Horizontal und Süd werden stärker überschätzt als Ost und West. Der Unterschied zwischen den Sensoren bewegt sich innerhalb der Herstellertoleranz, die $\pm 5\%$ beträgt. Daraus lässt sich im schlechtesten Falle ein Unterschied von 10% zwischen zwei Sensoren erklären.

Alle Ausrichtungen weisen sehr hohe Korrelationskoeffizienten auf, was für eine hohe Übereinstimmung zwischen Modell und Messung spricht. Den geringsten Korrelationskoeffizienten hat die horizontale Ebene. Dies lässt sich mit der in Abschnitt 4.3 erklärten Abweichung des horizontalen Sensors aus der horizontalen Ebene erklären.

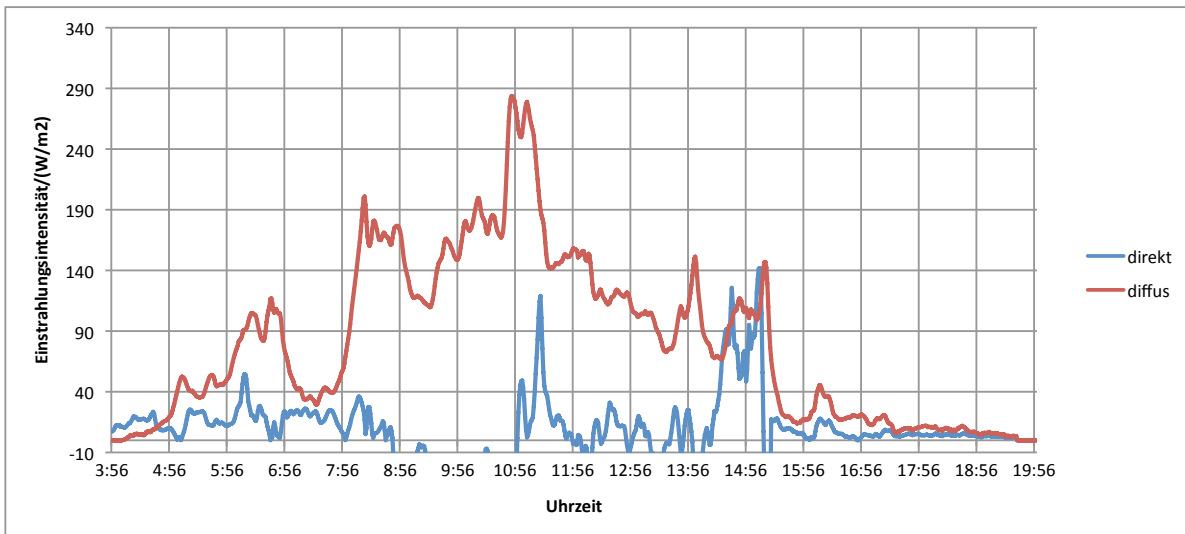


Abbildung 5.2: I_{BS} und I_{BOW} für den 18. Juni 2011.

Da in Österreich der wolkenfreie Tag eher die Ausnahme ist, ist es sinnvoll auch einen Schlechtwettertag zu betrachten. Hierfür wurde der 18. Juni 2011 ausgewählt. Wie bereits zuvor wurden zuerst aus den Messwerten der Direkt- und Diffusstrahlanteil berechnet. Im Anschluss wurden diese Berechnungsergebnisse in die Horizontale-, Ost-, Süd- und Westebene zurückgerechnet. In Abbildung 5.2 sind die berechneten Direkt- und Diffusstrahlanteile dargestellt. Erkennbar ist, dass hier der Diffusstrahlanteil fast

durchgängig höher als der Direktstrahlanteil ist. Der Direktstrahlanteil ist manchmal kleiner als Null, was physikalisch nicht sinnvoll ist. Dies rührt daher, dass auch die Diffusstrahlung eine Richtungsabhängigkeit besitzt, welche im Dreikomponentenmodell nicht berücksichtigt wird. Wenn die Hauptrichtung der Diffusstrahlung in die der Sonne entgegengesetzte Richtung ist, so wird der Direktstrahlanteil kleiner Null. Es wurde darauf verzichtet, den Direktstrahlanteil auf einem Minimum von Null festzuhalten, da dies eine Abweichung in der Gesamtenergiebilanz zur Folge haben würde.

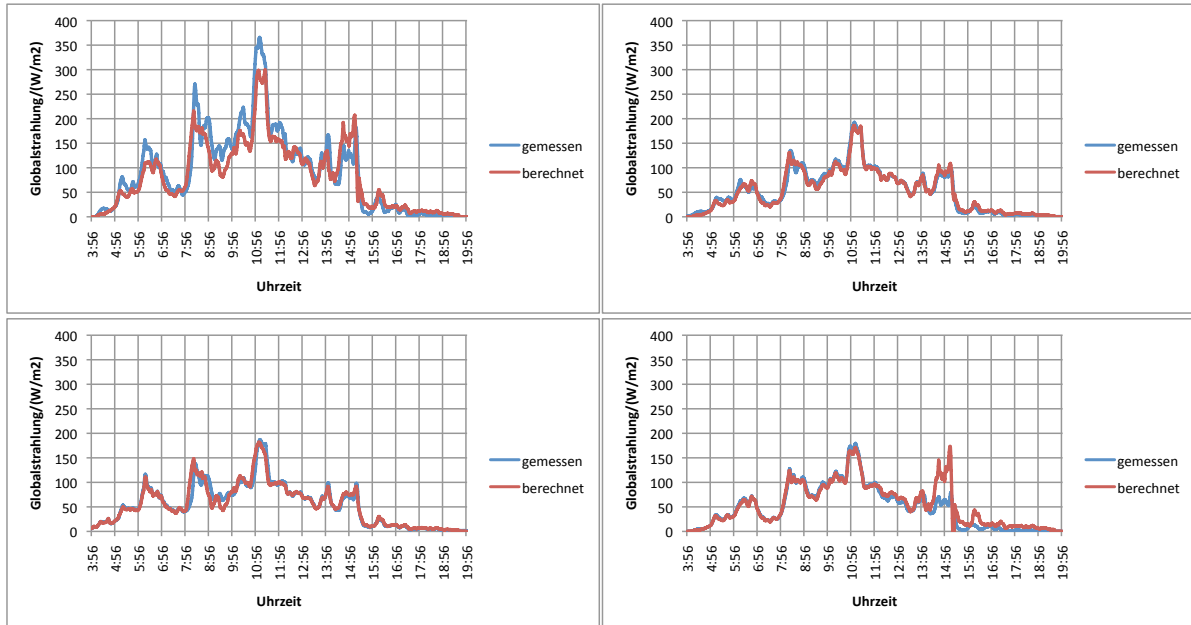


Abbildung 5.3: Messung und Berechnung nach Modell für die vier Messsensoren für den 18. Juni 2011. Von oben links nach unten Rechts: Horizontal, Süd, Ost, West.

In Abbildung 5.3 sind die Messergebnisse der Sensoren gemeinsam mit der Berechnung der Einstrahlung in die Ebenen dargestellt. Man kann erkennen, dass aufgrund der hohen Diffusstrahlung der horizontale Sensor eine wesentlich größere Amplitude hat als alle anderen Sensoren. Erkennbar ist auch ein größerer Fehler des Modells: Um ca. 15:00 ist der berechnete Wert der Westebene wesentlich höher als der gemessene Wert des Westsensors. Dies stammt von einer Richtungsabhängigkeit der Diffusstrahlung.

Tabelle 5.2: Statistische Kennwerte zum Vergleich von Messung und Modell am 18. Juni 2011.

Ausrichtung	Abweichung der Tagessumme	Korrelationskoeffizient	CV(RMSE)
Horizontal	-8,6%	0,956	27,7%
Ost	+1,6%	0,968	17,2%
Süd	-0,6%	0,988	11,9%
West	+13,1%	0,954	31,4%

Tabelle 5.2 zeigt die statistischen Kennwerte für diesen Tag. Die Tagessummenabweichung ist hier kleiner, als am schönen Tag in Tabelle 5.1, mit Ausnahme des Westsensors aufgrund der bereits beschriebenen Abweichung. Da ein Schlechtwettertag einen geringeren Energieertrag hat als ein Schönwettertag beeinflusst er das Gesamtergebnis weniger, als ein Schönwettertag. Dadurch fällt die geringere Genauigkeit nicht so stark ins Gewicht.

5.2. Vergleich mit einer Globalstrahlungsdatenbank

Eine weitere Möglichkeit des Vergleichs der Ergebnisse ist der Vergleich mit einer Globalstrahlungsdatenbank. Gewählt wurde die Datenbank *PVGIS* ([Eur11]), welche von der Europäischen Union betrieben wird. Diese Datenbank ist frei verfügbar und basiert auf Satellitenmessungen. Alle Abfragen von *PVGIS* wurden aus der Datenbank *Climate-SAF PVGIS* getätigt, da diese nach eigenen Aussagen einen geringeren Fehler als die anderen verfügbaren Datenbanken hat.

Nun wurden die berechneten Direkt- und Diffusstrahlwerte in die Ausrichtung der meisten Solargeneratoren in Zwentendorf ($\beta = 30^\circ, \gamma = 0^\circ$) umgerechnet. Der Gesamtenergieertrag aus dieser Rechnung wurde mit einer Abfrage aus der Datenbank *PVGIS* verglichen.

Tabelle 5.3: Vergleich des Modells mit der Datenbank *PVGIS* bei $\beta = 30^\circ, \gamma = 0^\circ$.

Monat	Abweichung
März	-3,89%
April	+3,88%
Mai	+17,13%
Juni	+10,96%
Juli	-21,28%
August	+12,32%
September	+21,25%
Durchschnitt	+7,23%

In Tabelle 5.3 sind die monatlichen und gesamten Abweichungen angegeben. Eine positive Abweichung bedeutet, dass das Modell einen höheren Wert als *PVGIS* liefert. Diese Abweichungen sind zwar zum Teil beträchtlich, aber es muss beachtet werden, dass sich *PVGIS* nicht auf das Jahr 2011 bezieht, sondern lediglich ein Durchschnittsjahr angibt. Außerdem lässt sich bei *PVGIS* kein Albedowert einstellen, und der intern verwendete Albedowert konnte nicht ermittelt werden.

In Tabelle 5.4 wird nun die Datenbank *PVGIS* mit der Einstrahlungsmessung am horizontalen Sensor verglichen. Im Vergleich der beiden Tabellen erkennt man nun den gemeinsamen Trend, und damit dass die tatsächliche Abweichung des Modells geringer ist als in Tabelle 5.3 angegeben.

Tabelle 5.4: Vergleich des horizontalen Sensors mit der Datenbank *PVGIS* ($\beta = 0^\circ$).

Monat	Abweichung
März	-12,91%
April	-1,33%
Mai	+15,48%
Juni	+11,23%
Juli	-14,34%
August	+12,58%
September	+18,61%
Durchschnitt	+5,87%

5.3. Vergleich mit Messwerten der Wechselrichter

5.3.1. Wechselrichter F14

In Abbildung 5.4 ist der Aufbau des Wechselrichters F14 der PV-Anlage Zwentendorf dargestellt. Der Wechselrichter besteht aus drei Strings mit je 14 PV-Modulen und einem Wechselrichter der Firma *PVT* mit 8 kW elektrischer Nennleistung (wechselstromseitig). In Tabelle 5.5 sind die elektrischen Kennwerte der in Abbildung 5.4 angeführten, bei Wechselrichter F14 verbauten Module aufgelistet.

Tabelle 5.5: Elektrische Kennwerte der PV-Module *PVT-2XXAE-C*. Quelle: Produktdatenblatt.

Modultyp	P_{MPP}	U_{MPP}	I_{MPP}	U_{OC}	I_{SC}
PVT-210AE-C	210 W	30,20 V	6,97 A	36,9 V	7,58 A
PVT-215AE-C	215 W	30,40 V	7,10 A	37,1 V	7,70 A
PVT-220AE-C	220 W	30,70 V	7,20 A	37,3 V	7,80 A

Damit kommt der PV-Generator von F14 auf eine Generatornennleistung von $P_{G_0} = 8,95 \text{ kW}$.

Um das Modell mit dem Wechselrichter F14 vergleichen zu können wurde die Globalstrahlung für die Ebene $\gamma = 0^\circ, \beta = 30^\circ$ berechnet. Zwischen der gemessenen AC-Leistung und der berechneten Einstrahlung ergab die Berechnung der Korrelation einen Wert von 0,987.

In Tabelle 5.6 sind die nach Abschnitt 2.4 berechneten Werte angegeben. Die *PR*-Werte sind alle im für PV-Anlagen normalen Bereich zwischen 70% und 80%. In kühlen Monaten sind die *PR*-Werte tendenziell höher.

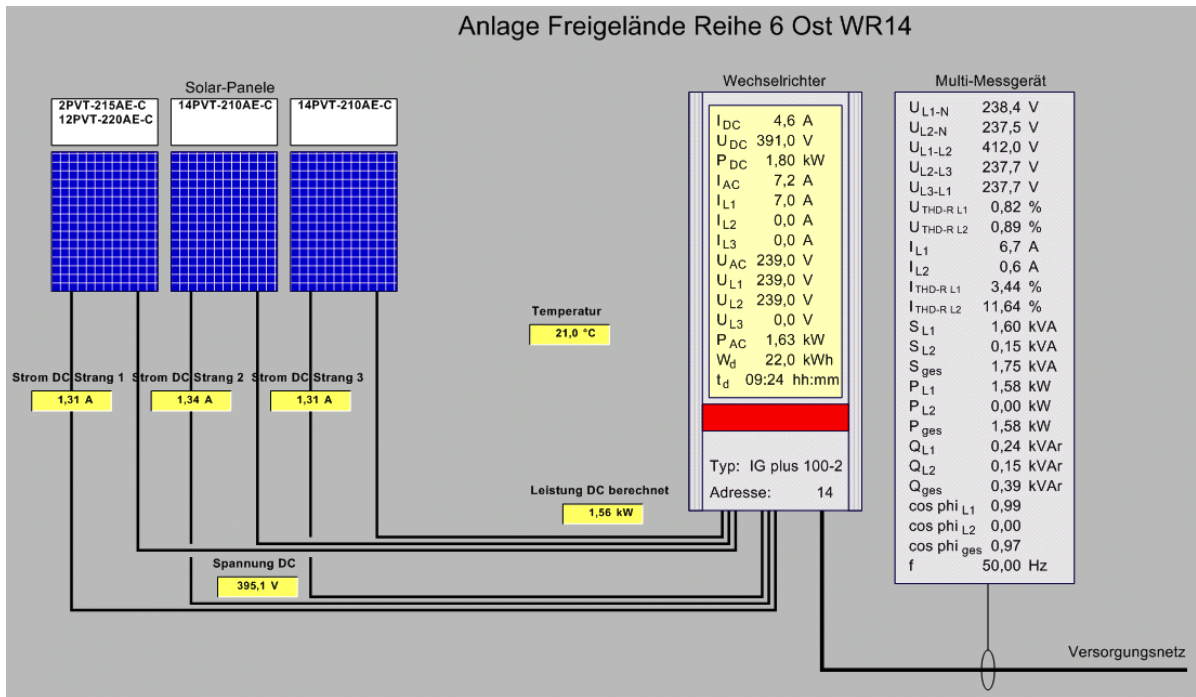


Abbildung 5.4: Aufbau des Wechselrichters F14 der PV-Anlage in Zwentendorf. Quelle: Messdatenerfassungsprogramm.

5.3.2. Restliche Wechselrichter

In Tabelle 5.7 sind die *PR*-Werte für alle in Zwentendorf genau vermessenen Wechselrichter angegeben.

Für den Tracker F15 gilt die Annahme, dass sich der Tracker astronomisch ideal nach dem Sonnenstand ausrichtet und somit:

$$G_{\text{Tracker}} = I_B + I_D \cdot \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cdot \sin(h_R) \right) + G_H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cdot \sin(h_R) \right) \quad (5.1)$$

Zur Interpretation dieser Ergebnisse:

- Die aufgeständerten, um 30° geneigten PV-Generatoren R03 und F14 haben gute *PR*-Werte. Die Temperaturverluste beider Wechselrichter sind ähnlich groß. R03 hat nicht temperaturbedingte Verluste aufgrund eines geringen Verhältnisses $\frac{P_{DCn}}{P_{G0}} = 0,79$. F14 hat Zusatzverluste aufgrund einer Verschattung durch den Abluftkamin des Kernkraftwerks.
- Der *PR*-Wert des Trackers ist weniger gut als wie die Werte der fest aufgeständerten Module. Dies hat auch damit zu tun, dass der Tracker ab einer gewissen gemessenen Windgeschwindigkeit in eine horizontale Schutzposition fährt. Mit 30.8.2011 wurde

Tabelle 5.6: Normierte Erträge von Wechselrichter F14 im Tagesdurchschnitt.

Monat	Y_R	Y_F	PR
März	3,78 h/d	2,97 h/d	78,4%
April	5,58 h/d	4,32 h/d	77,3%
Mai	6,54 h/d	4,92 h/d	75,2%
Juni	6,29 h/d	4,66 h/d	74,1%
Juli	4,55 h/d	3,47 h/d	76,3%
August	5,89 h/d	4,32 h/d	73,4%
September	5,04 h/d	3,62 h/d	71,9%
Durchschnitt	5,40 h/d	4,05 h/d	75,0%

Tabelle 5.7: PR der restlichen Wechselrichter.

Wechselrichter	Y_F	PR
R01	2,88 h/d	83,8%
R03	4,12 h/d	76,3%
R04	2,26 h/d	67,4%
R05	1,44 h/d	69,5%
F14	4,05 h/d	75,0%
F15	5,25 h/d	72,6%

die Grenzgeschwindigkeit auf 50 km/h erhöht, davor war eine niedrigere Geschwindigkeit eingestellt.

Der Endertrag des Trackers ist der höchste aller Wechselrichter.

- Die Fassadenmodule haben sehr unterschiedliche PR -Werte. Dies liegt vor allem an der Erwärmung der Module. Durch ihre Montageart sind sie nur schlecht gekühlt. Der Wechselrichter in Richtung Süd-Ost (R01) ist temperaturmäßig bevorzugt, da in der Früh, wenn der Wechselrichter die größten Leistungen hat die Außentemperatur am geringsten ist.
- Aus dem gleichen Grund ist der PR -Wert von R04 relativ schlecht.

6. Modellierung von Wechselrichtern

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit einem Teil der Modellierung von Wechselrichtern. Es wird hier untersucht, wie man den Wirkungsgrad von Wechselrichtern möglichst einfach berücksichtigen kann, und ob das bisher gebräuchliche Modell des europäischen Wirkungsgrades zulässig ist.

6.1. Begrenzung der Ausgangsleistung durch den Wechselrichter

Bei der Auslegung einer PV-Anlage muss sowohl die Größe des PV-Generators als auch des Wechselrichters festgelegt werden. Wird der Wechselrichter im Verhältnis zum PV-Generator zu groß gewählt, so wird er nicht optimal ausgenutzt. Wird andererseits der Wechselrichter zu klein gewählt, so geht jene Leistung verloren, die über der maximalen Leistung des Wechselrichters liegt.

Das empfohlene Verhältnis zwischen Wechselrichternennleistung^{xiv} und PV-Generatorenennleistung $\frac{P_{DCn}}{P_{G0}}$ liegt zwischen 0,8 und 1,1 liegen [PW11].

Meist wird der PV-Generator etwas größer gewählt als der Wechselrichter. [Häb07] weist darauf hin, dass es zweckmäßig ist den PV-Generator leicht überzudimensionieren (d.h. $\frac{P_{DCn}}{P_{G0}} < 1$). Dadurch sollen die Teillastwirkungsgrade etwas erhöht werden.

Im folgenden wird die Verteilung der Einstrahlung und der Ausgangsleistung untersucht. Dazu wird die Messgröße wie bei einem Histogramm in Klassen eingeteilt. Der Einfachheit halber sollten diese Klassen alle gleich breit sein.

Nun werden aber nicht wie bei einem normalen Histogramm die Leistungswerte gezählt, welche in eine Klasse fallen, sondern diese Leistungswerte werden aufsummiert. Dadurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass ein Messwert von Null keine Energie liefert, während ein hoher Leistungswert auch einen hohen Energiewert liefert.

Wird der entstehende Wert noch auf die Gesamtsumme (Gesamtenergie) bezogen, dann sagt jeder Wert aus, wie viel die jeweilige Leistungsklasse zum Gesamtenergieertrag beiträgt. Das entstandene Diagramm ist eine Energieverteilung

In Abbildung 6.1 ist eine solche Energieverteilung für den Wechselrichter R03 angegeben. Dieser Wechselrichter hat ein Verhältnis $\frac{P_{DCn}}{P_{G0}} = 0,79$. Dieser Wert ist unter dem von [Häb07] empfohlenen Wert.

Eine Begrenzung durch den Wechselrichter bedeutet, dass ein gewisser Teil der Energie verloren geht. Allerdings geht nur der Teil an Energie verloren, der über der maximalen Eingangsleistung liegt.

^{xiv}DC-seitig

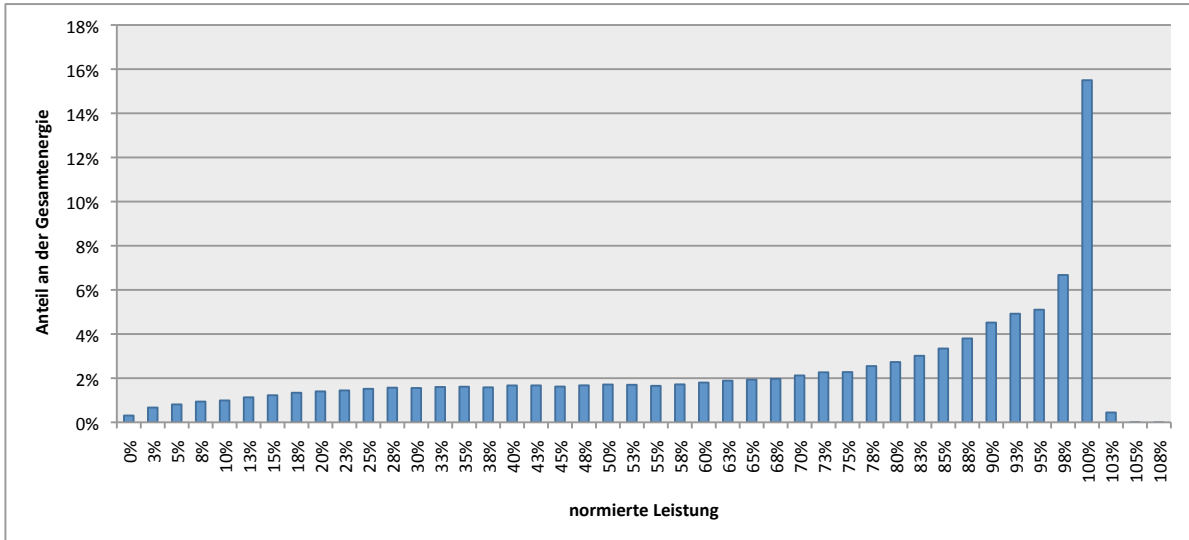


Abbildung 6.1: Verteilung der Ausgangsenergie über die Ausgangsleistungen von WR R03.

6.2. Verteilung der Einstrahlungsenergie

Um einschätzen zu können, ob tatsächlich Energie durch zu geringe Wechselrichterdimensionierung verloren geht, wurde ein Diagramm für die Verteilung der Einstrahlungsleistung erstellt. Dieses Diagramm ist in Abbildung 6.2 dargestellt. Auf der horizontalen Achse sind die Einstrahlungsleistungsklassen angegeben ($100\% \hat{=} 1 \text{ kW/m}^2$). Auf der vertikalen Achse ist der Anteil der einzelnen Klassen an der Gesamtenergie aufgetragen.

Der europäische Wirkungsgrad (Gleichung 2.32) beruft sich laut [Hot91] auf eine Einstrahlungsverteilung. Daher wurde er auf 2,5%-Klassen umgerechnet^{xv}.

Die Gleichung für den europäischen Wirkungsgrad wird hier noch einmal wiederholt:

$$\eta_{\text{EURO}} = 0,03 \cdot \eta_5 + 0,06 \cdot \eta_{10} + 0,13 \cdot \eta_{20} + 0,1 \cdot \eta_{30} + 0,48 \cdot \eta_{50} + 0,2 \cdot \eta_{100}. \quad (6.1)$$

Unter der Annahme, dass die Klassengrenzen des europäischen Wirkungsgrades in der Mitte zwischen zwei Klassen sind, und das $\frac{P_{\text{DCn}}}{P_{G_0}} = 1$ gilt, wurde der europäische Wirkungsgrad in neue 2,5%-Klassen umgerechnet:

- η_5 : von 0% bis 7,5% sind 4 Klassen. Höhe der Klassen: $\frac{3\%}{4} = 0,75\%$
- η_{10} : von 10% bis 15% sind 3 Klassen. Höhe der Klassen: $\frac{6\%}{3} = 2\%$

^{xv}Vorraussetzung für den Vergleich von Histogrammen ist die gleiche Klasseneinteilung

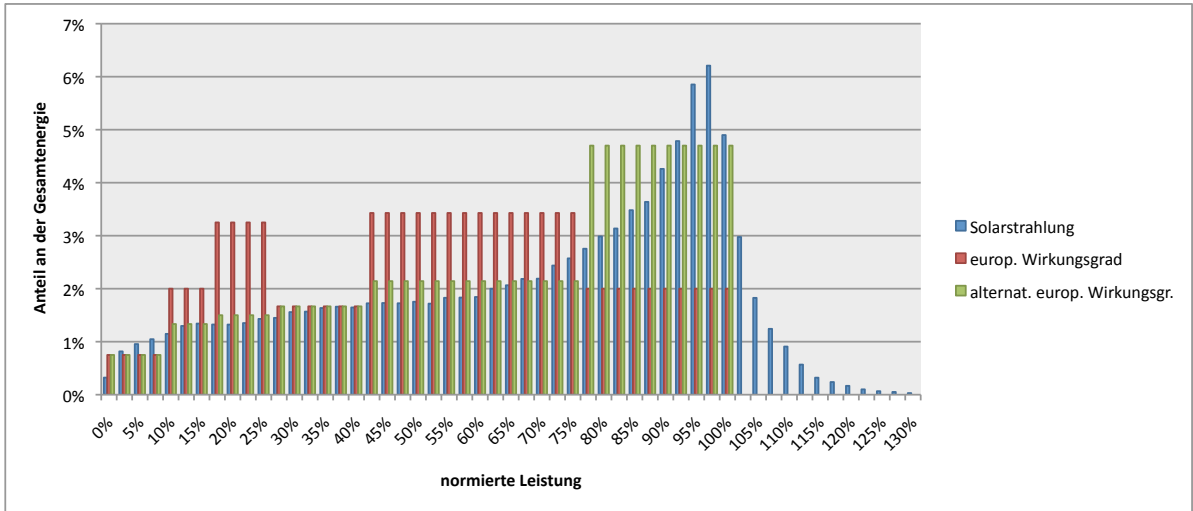


Abbildung 6.2: Verteilung der Strahlungsleistung ($\beta = 30^\circ$) im Vergleich mit dem europäischen Wirkungsgrad.

- η_{20} : von 17,5% bis 25% sind 4 Klassen. Höhe der Klassen: $\frac{13\%}{4} = 3,25\%$
- η_{30} : von 27,5% bis 40% sind 6 Klassen. Höhe der Klassen: $\frac{10\%}{6} = 1,67\%$
- η_{50} : von 42,5% bis 75% sind 14 Klassen. Höhe der Klassen: $\frac{48\%}{14} = 3,43\%$
- η_{100} : von 77,5% bis 100% sind 10 Klassen. Höhe der Klassen: $\frac{20\%}{10} = 2\%$

Diese Werte wurden in Abbildung 6.2 hinzugefügt. Erkennbar ist, dass diese Verteilung nicht mit der Verteilung der tatsächlichen Einstrahlung in Zwentendorf übereinstimmt.

Auf Basis der gemessenen Einstrahlungsverteilung wurde nun ein alternativer europäischer Wirkungsgrad unter Beibehaltung der Klassen berechnet. Dieser ist ebenfalls in Abbildung 6.2 dargestellt, und hat die Gleichung

$$\eta_{\text{EU-neu}} = 0,03 \cdot \eta_5 + 0,04 \cdot \eta_{10} + 0,06 \cdot \eta_{20} + 0,1 \cdot \eta_{30} + 0,3 \cdot \eta_{50} + 0,47 \cdot \eta_{100}. \quad (6.2)$$

Diese Gleichung kann verwendet werden, um den durchschnittlichen Wirkungsgrad eines Wechselrichters zu beschreiben, und damit den Wechselrichter auf sehr einfache Weise zu Modellieren.

7. Schlussfolgerungen und Ausblick

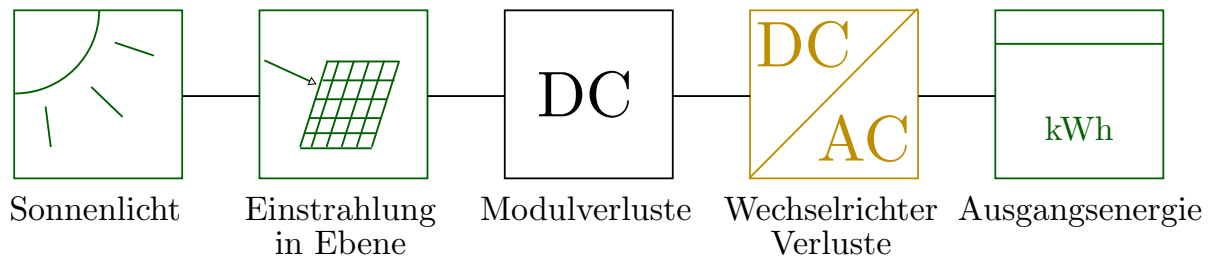


Abbildung 7.1: Modellierung einer Photovoltaikanlage mit Hervorhebung der in dieser Arbeit behandelten Teile.

Wie anfangs erwähnt wurde, besteht die Modellierung einer Photovoltaikanlage aus mehreren Teilen. Dies ist in Abbildung 7.1 dargestellt: Der erste Teil behandelt die Modellierung des Sonnenlichts und der zweite Teil die Umrechnung des modellierten Sonnenlichts in die Ebene des Solargenerators. Diese beiden Teile wurden in dieser Arbeit vollständig behandelt und sind deshalb in Abbildung 7.1 grün eingefärbt.

Die Korrektheit dieser Berechnungsmethoden konnte durch Vergleich eines der Rechenergebnisse mit Sensormessungen gezeigt werden. Hierbei ergaben sich Korrelationskoeffizienten zwischen 0,954 und 0,999. Optisch lässt sich die Übereinstimmung der Rechenergebnisse mit den Messungen gut in den Abbildungen 5.1 und 5.3 erkennen.

Die weiteren Teile umfassen die Generatorverluste und die Wechselrichterverluste. Die Generatorverluste wurden in dieser Arbeit nicht behandelt. Die Wechselrichterverluste wurden teilweise behandelt und wurden daher in Abbildung 7.1 gelb eingefärbt.

Durch das vorgestellte Verfahren der Messung und Berechnung von Direkt- und Diffusstrahlung ist es möglich, die Einstrahlung in viele verschiedene Ebenen zu berechnen. Dies ermöglicht die Erfassung der Einstrahlung in der PV-Anlage Zwentendorf mit vier Sensoren an einem einzigen Messort. Für eine Messung direkt bei den Solargeneratoren wären in Zwentendorf mindestens sechs Sensoren notwendig, die über die gesamte Anlage verteilt wären.

Die Erfassung der Einstrahlung in der Ebene stellt eine wichtige Voraussetzung für die Bewertung von PV-Anlagen dar. Ohne bekannte Einstrahlung kann nur die Ausgangsenergie bewertet werden. Dadurch ist die Höhe der Umwandlungsverluste gänzlich unbekannt.

Durch die Berechnung der Einstrahlung in die Ebene $\beta = 30^\circ$, $\gamma = 0^\circ$ mit anschließender Berechnung der Verteilung der Einstrahlungsleistungen konnte eine treffendere Charakterisierung der Wechselrichterverluste berechnet werden als die Charakterisierung durch den europäischen Wirkungsgrad.

In weiterer Folge können durch eine korrekte DC-Messung an den Wechselrichtern die Teillastwirkungsgrade herausgefunden werden. Dadurch lassen sich die tatsächlichen

Wechselrichterverluste herausfinden und die berechnete Charakterisierung der Wechselrichterverluste verifizieren.

Weiters können die temperaturbedingten Verluste betrachtet werden. Diese lassen sich durch Messung der Temperatur des Solargenerators berechnen. Die Erwärmung der Photovoltaikgeneratoren lässt sich ebenfalls modellieren, so dass die temperaturbedingten Verluste auch ohne Messung der Modultemperatur berechnet werden können. [JU01]

Bei bekannter Einstrahlung, bekannten temperaturbedingten Verlusten und bekannten Wechselrichterverlusten ergeben sich die nicht temperaturbedingten Verluste aus der Differenz. Diese Verluste geben Aufschluss über Anlagendefekte.

Zusammenfassend wurden folgende Teile eines Modells für Photovoltaikanlagen in dieser Arbeit behandelt:

- Erfassung der Solarstrahlung als Direkt- und Diffusstrahlanteile
- Umrechnung der Direkt- und Diffusstrahlung in jede beliebige Ebene
- Verteilung der Einstrahlungsleistungen und damit der Wechselrichterleistungen.

Offen sind noch folgende Teile:

- Temperaturbedingte Generatorverluste
- Nicht temperaturbedingte Generatorverluste
- Vollständige Modellierung der Wechselrichterverluste.

Abkürzungen

AM	Airmass, Luftmasse
AC	Alternating current, Wechselstrom
DC	Direct current, Gleichstrom
GIS	geographisches Informationssystem
MESZ	Mitteleuropäische Sommerzeit: GMT+2
MEZ	Mitteleuropäische Zeit: GMT+1 (<i>Winterzeit</i>)
MPP	Maximum Power Point: Punkt maximaler Leistung
OC	Open circuit, Leerlauf
PV	Photovoltaik
SC	Short circuit, Kurzschluss
STC	Standard Test Conditions
UTC	Coordinated Universal Time, koordinierte Weltzeit
H	Horizontal
V	Vertikal
O	Ost
S	Süd
W	West

Formelzeichen

Zeichen	Bedeutung	Einheit
a	Azimut des Sonnenstandes	°
AM	Airmass	1
β	Neigungswinkel einer Fläche	°
c_T	Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung	%/K
η_{EURO}	Europäischer Wirkungsgrad	1
G	Globalstrahlung	W/m ²
G_B	Direktstrahlung	W/m ²
G_D	Diffusstrahlung	W/m ²
G_G	Globalstrahlung in Generatorebene	W/m ²
G_H	Globalstrahlung in horizontale Ebene	W/m ²
G_O	Globalstrahlung vertikaler Ostrichtung	W/m ²
G_R	reflektierte Strahlung	W/m ²
G_S	Globalstrahlung vertikaler Südrichtung	W/m ²
G_W	Globalstrahlung vertikaler Westrichtung	W/m ²
γ	Südwinkel einer geneigten Fläche	°
h_R	Höhenwinkel des Sonnenstandes	°
I	Bestrahlungsintensität	W/m ²
$\vec{n}$	Flächennormalvektor	1
P_A	vom Solargenerator produzierte Gleichstromleistung	W
P_{G_0}	Solargenerator-Nennleistung bei STC	W
P_{G_0T}	temperaturkorrigierte Solargenerator-Nennleistung	W
P_{Nutz}	von der PV-Anlage produzierte Nutzleistung	W
R_B	Direktstrahlbeiwert	1
R_D	Diffusstrahlbeiwert	1
R_R	Reflexionsbeiwert	1
ρ	Albedo	1
$\vec{s}$	Sonnenstandsvektor	1
T_Z	Zelltemperatur	°C
Konstanten:		
Zeichen	Bedeutung	Größe
G_0	STC-Bestrahlungsstärke	1000 W/m ²
S_0	Solarkonstante	1367 W/m ²
T_0	STC-Temperatur	25°C

Tabellenverzeichnis

1.1. Daten der Wechselrichter in Zwentendorf.	13
2.1. Albedowerte für verschiedene Böden ([Bur83, MC03, Qua03, WSVH91] zitiert nach [Wik11b]).	24
4.1. Albedowerte für verschiedene Himmelsrichtungen der Sensorkombination.	43
4.2. CV(RMSE)-Werte für unterschiedliche Albedo-Werte am 21. April. . . .	43
5.1. Statistische Kennwerte zum Vergleich von Messung und Modell am 21. April 2011.	52
5.2. Statistische Kennwerte zum Vergleich von Messung und Modell am 18. Juni 2011.	53
5.3. Vergleich des Modells mit der Datenbank <i>PVGIS</i> bei $\beta = 30^\circ, \gamma = 0^\circ$. . .	54
5.4. Vergleich des horizontalen Sensors mit der Datenbank <i>PVGIS</i> ($\beta = 0^\circ$). .	55
5.5. Elektrische Kennwerte der PV-Module <i>PVT-2XXAE-C</i> . Quelle: Produkt- datenblatt.	55
5.6. Normierte Erträge von Wechselrichter F14 im Tagesdurchschnitt.	57
5.7. <i>PR</i> der restlichen Wechselrichter.	57

Abbildungsverzeichnis

I.	Einweihung des Photovoltaik-Forschungszentrums in Zwentendorf. v.l.n.r.: Florian Sam (TU/EVN); Martin Boxleitner, Florian Heinze, Prof. Günther Brauner (alle TU Wien); Dr. Adolf Aumüller, Gerhard Kampich- ler, Manuel Rösel (alle EVN). © TU Wien	2
II.	Modellierung einer Photovoltaikanlage.	4
III.	Berechnete Direkt- und Diffusstrahlungsanteile für den 21. April 2011. . .	5
IV.	Model of a photovoltaic system.	6
V.	Calculated direct and diffuse solar radiation for April 21, 2011.	7
1.1.	Komponenten einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage.	10
1.2.	Übersicht der PV-Anlage Zwentendorf. Quelle: Messdatenerfassungspro- gramm.	13
2.1.	Grafische Darstellung der der ekliptikalen Länge Λ , der Rektaszension α , der Deklination δ und der Schiefe ε . Nach [Wik11d].	18
2.2.	Zusammensetzung der Einstrahlung G auf eine Fläche mit dem Winkel β aus den drei Komponenten Direkt-, Diffus- und Reflexionsstrahlung. Nach [Häb07].	21
2.3.	Typische Kennlinie $I = f(U)$ eines Solarmoduls bei unterschiedlichen Einstrahlungen und einer Zelltemperatur von 25°C. Selbst erstellt mit Berechnungsmethoden nach [Wal01].	25
2.4.	Typische Kennlinie $I = f(U)$ eines Solarmoduls bei unterschiedlichen Zelltemperaturen und einer Einstrahlung von 1000 W/m ² . Selbst erstellt mit Berechnungsmethoden nach [Wal01].	26
2.5.	Kennlinie eines Solargeneratorstrangs aus zwei Modulen bei Beschattung eines Moduls, das mit einer idealen Bypassdiode überbrückt ist. Selbst erstellt mit Berechnungsmethoden nach [Wal01].	28
2.6.	Wechselrichterwirkungsgrade bei unterschiedlichen Leistungen und unter- schiedlichen Eingangsspannungen. Daten: [Ars08].	29
3.1.	Typische Kennlinie $I = f(U)$ einer Photodiode. Im dritten Quadrant Betrieb als Photodiode, im vierten Quadrant Betrieb als Solarzelle. [Wik11g].	34
3.2.	Pyranometer SR11 der Firma <i>Hukseflux</i> . [Wik11h].	35
3.3.	Messung der Diffusstrahlung durch ein Pyranometer mit Verschattung. Quelle: [nre11].	37
3.4.	Pyranometer zur Direkt- und Diffusstrahlungsmessung <i>SPN1</i> der Firma <i>Delta-T</i> . Quelle: Produktdatenblatt.	38
3.5.	Sensorkombination in Zwentendorf. Quelle: Firma <i>EVN</i>	39
4.1.	Messergebnisse der Sensoren am 21. April 2011. Uhrzeit ist in MEZ. . . .	41
4.2.	I_{BS} und I_{BOW} für den 21. April 2011.	45
4.3.	Winkelabhängige Verluste nach [MR01].	46
4.4.	I_{BS} und I_{BOW} nach der Korrektur für den 21. April 2011.	47
4.5.	I_B und I_D für den 21. April 2011.	48
4.6.	Abweichung des horizontalen Sensors von der horizontalen Ebene.	49
4.7.	Modellierung einer Photovoltaikanlage.	50

5.1.	Messung und Berechnung nach Modell für die vier Messsensoren für den 21. April. Von oben links nach unten Rechts: Horizontal, Süd, Ost, West.	51
5.2.	I_{BS} und I_{BOW} für den 18. Juni 2011.	52
5.3.	Messung und Berechnung nach Modell für die vier Messsensoren für den 18. Juni 2011. Von oben links nach unten Rechts: Horizontal, Süd, Ost, West.	53
5.4.	Aufbau des Wechselrichters F14 der PV-Anlage in Zwentendorf. Quelle: Messdatenerfassungsprogramm.	56
6.1.	Verteilung der Ausgangsenergie über die Ausgangsleistungen von WR R03.	59
6.2.	Verteilung der Strahlungsleistung ($\beta = 30^\circ$) im Vergleich mit dem europäischen Wirkungsgrad.	60
7.1.	Modellierung einer Photovoltaikanlage mit Hervorhebung der in dieser Arbeit behandelten Teile.	61

Literatur

- [Ars08] ARSENAL RESEARCH: *Messung am PV-Wechselrichter Fronius IGplus 50-1*. 2008
- [Bur83] BURESCH, M.: *Photovoltaic Energy Systems*. McGraw-Hill, Incorporated, New York, NY, 1983
- [Eur10] EUROSTAT: *Statistisches Amt der Europäischen Union*. <http://ec.europa.eu/eurostat>. Version: 2010
- [Eur11] EUROPÄISCHE UNION: *Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS)*. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Version: 2011. – [Online; Stand 24. September 2011]
- [FHN⁺05] FASCHING, G. ; HAUSER, H. ; NICOLICS, J. ; SMETANA, W. ; WIMMER, J.: *Werkstoffe für die Elektrotechnik*. Springer Verlag, 2005
- [Hot91] HOTOPP, R.: *Private Photovoltaik-Stromerzeugungsanlagen im Netzparallelbetrieb. Planung, Errichtung, Betrieb, Wirtschaftlichkeit*. 2. Auflage. RWE Energie, 1991
- [Häb07] HÄBERLIN, H.: *Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. AZ-Verlag, 2007. – ISBN 3905214539
- [JU01] JONES, AD ; UNDERWOOD, CP: A thermal model for photovoltaic systems. In: *Solar Energy* 70 (2001), Nr. 4, S. 349–359
- [KY89] KASTEN, F. ; YOUNG, A. T.: Revised optical air mass tables and approximation formula. In: *Applied Optics* 28 (1989), Nr. 22, S. 4735–4738
- [Mai10] MAIER, C.: Der Weg zur naturverträglichen Energiewende. In: *OGE Fachtagung – Stromlos in die Zukunft*, 2010
- [MC03] MARKVART, T. ; CASTANER, L.: *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Elsevier Science, 2003
- [Mee00] MEEUS, J. H.: *Astronomical Algorithms*. Willmann-Bell, Incorporated, 2000
- [MM76] MEINEL, A. B. ; MEINEL, M. P.: *Applied Solar Energy. An Introduction*. Addison-Wesley Publishing Co., Reading, MA, 1976
- [MR01] MARTIN, N. ; RUIZ, J. M.: Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. In: *Solar energy materials and solar cells* 70 (2001), Nr. 1, S. 25–38
- [MW09] MYERS, D. R. ; WILCOX, S. M.: Relative Accuracy of 1-Minute and Daily Total Solar Radiation Data for 12 Global and 4 Direct Beam Solar Radiometers. (2009)

- [nre11] *National Renewable Research Laboratory*. <http://www.nrel.gov>. Version: 2011. – [Online; Stand 30. September 2011]
- [PW11] PHOTOVOLTAIK-WEB: *Dimensionierung und Auslegung Wechselrichter*. <http://www.photovoltaik-web.de/wechselrichter/auslegung-wechselrichter.html>. Version: 2011. – [Online; Stand 12. Oktober 2011]
- [Qua03] QUASCHNING, V.: *Regenerative Energiesysteme – Technologie, Berechnung, Simulation*. Carl Hanser Verlag, 2003
- [RF05] RANSOME, S. ; FUNTAN, P.: Why hourly averaged measurement data is insufficient to model PV system performance accurately. In: *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, 2005*
- [UNN⁺04] US DEFENSE DEPT. ; NAVAL OBSERVATORY ; NAUTICAL ALMANAC OFFICE ; HER MAJESTY’S NAUTICAL ALMANAC OFFICE ; RUTHERFORD APPLETON LABORATORY ; ENGL AND GREAT BRITAIN. NAUTICAL ALMANAC OFFICE: *Astronomical Almanac for the Year 2006*. Dept. of the Navy, 2004
- [VFP79] VAN FLANDERN, T. C. ; PULKKINEN, K. F.: Low-precision formulae for planetary positions. In: *The Astrophysical Journal Supplement Series* 41 (1979), S. 391–411
- [Wal01] WALKER, G.: Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model. In: *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia* 21 (2001), Nr. 1, S. 49–56
- [Wik11a] WIKIPEDIA: *Air mass (solar energy)*. [http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Air_mass_\(solar_energy\)&oldid=445991807](http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Air_mass_(solar_energy)&oldid=445991807). Version: 2011. – [Online; accessed 22-September-2011]
- [Wik11b] WIKIPEDIA: *Albedo*. <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Albedo&oldid=93700448>. Version: 2011. – [Online; Stand 24. September 2011]
- [Wik11c] WIKIPEDIA: *Deklination (Geographie)*. [http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Deklination_\(Geographie\)&oldid=93875332](http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Deklination_(Geographie)&oldid=93875332). Version: 2011. – [Online; Stand 3. November 2011]
- [Wik11d] WIKIPEDIA: *Ekliptikale Länge*. http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Ekliptikale_L%C3%A4nge&oldid=90592617. Version: 2011. – [Online; Stand 22. September 2011]
- [Wik11e] WIKIPEDIA: *Kernkraftwerk Zwentendorf*. http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Kernkraftwerk_Zwentendorf&oldid=93110091. Version: 2011. – [Online; Stand 9. September 2011]

- [Wik11f] WIKIPEDIA: *Maximum Power Point*. http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Maximum_Power_Point&oldid=92484366. Version: 2011. – [Online; Stand 26. September 2011]
- [Wik11g] WIKIPEDIA: *Photodiode*. <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Photodiode&oldid=93408819>. Version: 2011. – [Online; Stand 29. September 2011]
- [Wik11h] WIKIPEDIA: *Pyranometer*. <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Pyranometer&oldid=88969608>. Version: 2011. – [Online; Stand 29. September 2011]
- [Wik11i] WIKIPEDIA: *Root mean square deviation*. http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Root_mean_square_deviation&oldid=453935951. Version: 2011. – [Online; accessed 3-November-2011]
- [Wik11j] WIKIPEDIA: *Solarmodul*. <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Solarmodul&oldid=93796699>. Version: 2011. – [Online; Stand 29. September 2011]
- [Wik11k] WIKIPEDIA: *Solarzelle*. <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Solarzelle&oldid=94955637>. Version: 2011. – [Online; Stand 20. Oktober 2011]
- [Wik11l] WIKIPEDIA: *Sonnenstand*. <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Sonnenstand&oldid=92738200>. Version: 2011. – [Online; Stand 9. September 2011]
- [WSVH91] WINTER, C. J. ; SIZMANN, R. L. ; VANT-HULL, L. L.: *Solar Power Plants: Fundamentals, Technology, Systems, Economics*. Springer-Verlag, Berlin, 1991

A. Berechnungsprogramm für den Sonnenstand

```
1 *dateiname: sonnenstand.sps.
2 *(c) Florian Heinze.
3 *berechnung des sonnenstandes.
4 *voraussetzung: gültige variable timestamp.
5
6 *definitionen.
7 define !geobreite ()
8 48.3544444
9 !enddefine.
10
11 define !geolaenge ()
12 15.8847222
13 !enddefine.
14
15 define !pi ()
16 3.14159265
17 !enddefine.
18
19 *berechnung.
20 COMPUTE n = (timestamp - 13166110800) / 86400.
21
22 COMPUTE L = MOD(280.460 + 0.9856474*n, 360).
23
24 COMPUTE g = MOD(357.528 + 0.9856003*n, 360).
25
26 COMPUTE Lambda = MOD(L + 1.915*sin(g*!pi/180) + 0.02*sin(2*g*!pi
    /180), 360).
27
28 COMPUTE epsilon = MOD(23.439 - 0.0000004*n, 360).
29
30 COMPUTE alpha = MOD(atan((cos(epsilon*!pi/180)*sin(Lambda*!pi
    /180)) / cos(Lambda*!pi/180))*180/!pi, 360).
31
32 COMPUTE alpha1 = alpha + 180*(ABS(cos(Lambda*!pi/180))/cos(Lambda
    *!pi/180) - 1) / -2.
33
34 COMPUTE delta = MOD(ARSIN(SIN(epsilon*!pi/180)*SIN(Lambda*!pi
    /180))*180/!pi, 360).
35
36 COMPUTE T_0 = (trunc(n - .5) + 0.5) / 36525.
37
```

```

38 COMPUTE T = (n - TRUNC(n+.5)+.5)*24.
39
40 COMPUTE theta_h_g = MOD(6.697376+2400.05134*T_0 + 1.002738*T
    ,24) .
41
42 COMPUTE theta = theta_h_g*15 + !geolaenge.
43
44 COMPUTE tau = theta - alpha1.
45
46 COMPUTE A_hilf = (cos(tau*!pi/180)*SIN(!geobreite*!pi/180) -
    sin(delta*!pi/180)/cos(delta*!pi/180)*COS(!geobreite*!pi
    /180)) .
47
48 COMPUTE A1 = ARTAN(SIN(tau*!pi/180)/A_hilf) * 180/ !pi .
49
50 COMPUTE A = MOD( A1+180*(ABS(A_hilf)/A_hilf-1)/-2 ,360) .
51
52 COMPUTE h = ARSIN(cos(delta*!pi/180)*cos(tau*!pi/180)*cos(!
    geobreite*!pi/180)+sin(delta*!pi/180)*sin(!geobreite*!pi
    /180)) * 180/!pi .
53
54 COMPUTE R = 1.02*cos((h+(10.3/(h+5.11)))*!pi/180)/sin((h
    +(10.3/(h+5.11)))*!pi/180) .
55
56 COMPUTE hr = h+R/60.
57
58 *a in bereich +-180 grad bringen.
59 DO IF A>180.
60     COMPUTE A = A-360.
61 END IF .
62 EXECUTE.
63
64 *Hilfsvariablen loeschen.
65 DELETE VARIABLES n L g Lambda epsilon alpha alpha1 delta T_0 T
    theta_h_g theta tau A_hilf R A1 R h.

```

B. Berechnungsprogramm für Direkt- und Diffusstrahlung

```
1 *dateiname: direkt-diffus.sps.
2 *(c) Florian Heinze.
3 *berechnung von direkt- und diffusanteil.
4 *voraussetzung: file mit timestamp und 4 einstrahlungsmesswerten
   + sonnenstand.
5
6 *definitionen: verdrehung aus der suedachse.
7 define !verdrehung ()
8 1.8
9 !enddefine.
10
11 *verdrehung des horizontalen sensors aus der waagrechten.
12 define !thetahor ()
13 2.6
14 !enddefine.
15
16 *zeitpunkt der umschaltung zwischen den unterschiedlichen
   direkt-berechnungsmethoden.
17 define !umschaltdir ()
18 75
19 !enddefine.
20
21 *reflexionsbeiwert ostsensor.
22 define !rost ()
23 0.14
24 !enddefine.
25
26 *reflexionsbeiwert suedsensor.
27 define !rsued ()
28 0.13
29 !enddefine.
30
31 *reflexionsbeiwert westsensor.
32 define !rwest ()
33 0.11
34 !enddefine.
35
36 define !pi ()
37 3.14159265
38 !enddefine.
```

```

39
40 *beiwert fuer reflexionsverluste.
41 define !ar ( )
42 0.16
43 !enddefine.
44
45 *berechnungen.
46 COMPUTE beiostwest = ABS(COS((-90+!verdrehung)*!pi/180)*COS(hr
    *!pi/180)*COS(A*!pi/180)+SIN((-90+!verdrehung)*!pi/180)*COS(
    hr*!pi/180)*SIN(A*!pi/180)).
47
48 COMPUTE beisued = COS(!verdrehung)*!pi/180)*COS(hr*!pi/180)*
    COS(A*!pi/180)+SIN(!verdrehung)*!pi/180)*COS(hr*!pi/180)*
    SIN(A*!pi/180).
49
50 COMPUTE diffus1 = 2.1*(ISET_West_Solarstrahlung-
    ISET_Hori_Solarstrahlung*!rwest).
51
52 COMPUTE diffus2 = 2.1*(ISET_Ost_Solarstrahlung-
    ISET_Hori_Solarstrahlung*!rost).
53
54 COMPUTE diffus = ((A-!verdrehung)+ABS((A-!verdrehung)))/(2*ABS
    ((A-!verdrehung))*diffus2 -((A-!verdrehung)-ABS((A-!
    verdrehung)))/(2*ABS((A-!verdrehung))*diffus1).
55
56 COMPUTE direkt10 = (ABS(ISET_Ost_Solarstrahlung-
    ISET_WEST_Solarstrahlung-(!rost-!rwest)*
    ISET_Hori_Solarstrahlung))/beiostwest.
57
58 COMPUTE wirk10 = (1-EXP((-1)*beiostwest/!ar))/(1-EXP(-1/!ar)).
59
60 COMPUTE direkt1 = direkt10/wirk10.
61
62 COMPUTE direkt20 = (ISET_Sued_Solarstrahlung-1/2*diffus-!rsued*
    ISET_Hori_Solarstrahlung)/beisued.
63
64 COMPUTE wirk20 = (1-EXP((-1)*beisued/!ar))/(1-EXP(-1/!ar)).
65
66 COMPUTE direkt2 = direkt20/wirk20.
67
68 COMPUTE direkt = (-((A-!umschaltdir-!verdrehung)-ABS(A-!
    umschaltdir-!verdrehung))/(2*ABS(A-!umschaltdir-!verdrehung)
    )+((A+!umschaltdir-!verdrehung)-ABS(A+!umschaltdir-!
    verdrehung))/(2*ABS(A+!umschaltdir-!verdrehung))*direkt2

```

```

69  +(1+(((A!umschaltdir -!verdrehung)-ABS(A!umschaltdir -!
      verdrehung)))/(2*ABS(A!umschaltdir -!verdrehung))-((A+!
      umschaltdir -!verdrehung)-ABS(A+!umschaltdir -!verdrehung))
      /(2*ABS(A+!umschaltdir -!verdrehung))))*direkt1.
70  EXECUTE.
71
72  *hilfsvariablen loeschen.
73  DELETE VARIABLES beiostwest beisued diffus1 diffus2 direkt1
      direkt2 direkt10 wirk10 direkt20 wirk20.

```

C. Berechnungsprogramm für die Globalstrahlung in der Ebene

```
1  *dateiname: ebene.sps.
2  *(c) Florian Heinze.
3  *berechnen der globalstrahlung in der ebene aus direkt und
   diffusanteil.
4  *voraussetzung: file direkt und diffus berechnet + sonnestand.
5
6  *definitionen: ausrichtung ebene.
7  define !theta ()
8  30
9  !enddefine.
10
11 define !alpha ()
12 0
13 !enddefine.
14
15 *albedo.
16 define !r ()
17 0.24
18 !enddefine.
19
20 define !pi ()
21 3.14159265
22 !enddefine.
23
24 *berechnung.
25 COMPUTE beiwert = (SIN(!theta*!pi/180)*COS(!alpha*!pi/180)*COS(
   hr*!pi/180)*COS(A*!pi/180)+SIN(!theta*!pi/180)*SIN(!alpha*!
   pi/180)*COS(hr*!pi/180)*SIN(A*!pi/180)+COS(!theta*!pi/180)*
   SIN(hr*!pi/180)
26 +ABS(SIN(!theta*!pi/180)*COS(!alpha*!pi/180)*COS(hr*!pi/180)*
   COS(A*!pi/180)+SIN(!theta*!pi/180)*SIN(!alpha*!pi/180)
27 *COS(hr*!pi/180)*SIN(A*!pi/180)+COS(!theta*!pi/180)*SIN(hr*!pi
   /180)))/2.
28
29 COMPUTE inebene = direkt*beiwert+diffus*(1/2+1/2*cos(!theta*!pi
   /180))+(direkt*sin(hr*!pi/180)+diffus)*!r*(1/2-1/2*cos(!
   theta*!pi/180)).
30
31 EXECUTE.
32
```

33 **hilfsvariable* *loeschen*.
34 **DELETE VARIABLES** beiwert.

D. Berechnungsprogramm für die Einstrahlungsverteilung nach Abschnitt 6.2

```
1  *dateiname: histogramm.sps.
2  *(c) Florian Heinze.
3  *berechnet ein histogramm aus den eingangsdaten.
4  *voraussetzung: file mit globalstrahlung in der ebene (inebene
   ).
5
6  COMPUTE break=trunc(inebene,25).
7  EXECUTE.
8
9  DATASET DECLARE histogramm.
10 AGGREGATE
11   /OUTFILE='histogramm '
12   /BREAK=break
13   /energie=SUM(inebene).
```