

# **Vergleich des Alterungsverhaltens verschiedener Dünnschichttechnologien in Photovoltaikmodulen**

**Dissertation**

zur

Erlangung des Doktorgrades

Dr. rer. nat.

der Fakultät für Naturwissenschaften

der Universität Ulm

vorgelegt von

Jochen Wirth

aus Ulm

2012

**Amtierender Dekan**

Prof. Dr. Axel Groß

**Erstgutachter**

Prof. Dr. sc. nat./ETH Zürich Othmar Marti

**Zweitgutachter**

Prof. Dr. Peter Reineker

Tag der Promotion: 31. Oktober 2012

Das Leben ist schön.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Grundlagen</b>	<b>6</b>
2.1	Aufbau von Photovoltaikmodulen . . . . .	6
2.1.1	Solarzellen . . . . .	6
2.1.2	Aufbau von Dünnschichtphotovoltaikmodulen . . .	8
2.1.3	Typen von Dünnschichtsolarzellen . . . . .	8
2.1.3.1	Amorphes Silicium . . . . .	8
2.1.3.2	Kadmium-Tellurid . . . . .	10
2.1.3.3	Chalcopyrit Halbleiter . . . . .	11
2.1.4	Untersuchte Photovoltaikmodule . . . . .	11
2.2	Solarstrahlung . . . . .	11
2.2.1	Air Mass . . . . .	11
2.2.2	Solarspektrum . . . . .	12
2.2.3	Spektrale Empfindlichkeit . . . . .	14
2.3	Strom-Spannungs-Kennlinie . . . . .	15
2.3.1	Grundlagen zur Strom-Spannungs-Kennlinie . . . . .	15
2.3.2	Korrektur auf Standard-Testbedingungen . . . . .	18
2.4	Gebrauchsdaueranalytik . . . . .	20
2.4.1	Degradationseffekte . . . . .	20
2.4.2	Temperaturabhängigkeiten nach dem Arrhenius Modell . . . . .	21
2.4.3	Phänomenologische Modellierung der Leistungsdegradation . . . . .	22
2.4.3.1	Modelle aus der Literatur . . . . .	22
2.4.3.2	Entwicklung eines neuen Modells . . . . .	24
<b>3</b>	<b>Außenbewitterung</b>	<b>27</b>
3.1	Aufbau . . . . .	27
3.1.1	Datenaufzeichnung . . . . .	29
3.1.2	Potential für Messungenauigkeit und Störgrößen . .	30
3.1.2.1	Verteilung der Modultemperaturen . . . . .	32
3.1.2.2	Dämmungsschicht während der Blütezeit .	33

3.1.2.3	Schatten bei Strahlungseinfall zur Winterzeit	34
3.2	Auswertung	36
3.2.1	Korrektur und Aussortierung der Messwerte	36
3.2.2	Stabilisierung bei Außenexposition nach langzeitiger geschützter Lagerung	37
3.2.3	Außenexposition nach der Stabilisierung	41
<b>4</b>	<b>Innenbewitterung</b>	<b>46</b>
4.1	Solarsimulator	46
4.1.1	Messverfahren	46
4.1.2	Auswertung	47
4.1.2.1	Verlauf der Leistung $P_{mpp}$	47
4.1.2.2	Vergleich der Stabilisierung mit dem Solar- simulator mit der Stabilisierung bei Außen- bewitterung	49
4.2	Feuchte-Wärme-Prüfung	51
4.2.1	Messverfahren	51
4.2.2	Auswertung	53
4.2.3	Außenexposition nach der Feuchte-Wärme-Exposition	57
<b>5</b>	<b>Modellierung</b>	<b>59</b>
5.1	Modultemperatur	59
5.1.1	David King Modell	60
5.1.2	David Faiman Modell	61
5.1.3	Bestimmung der Koeffizienten	62
5.1.4	Berechnung der Modultemperatur und Vergleich mit Messwerten	62
5.1.5	Differenzierung von Tag und Nacht bei der Modellie- rung der Modultemperatur	63
5.1.6	Rückseitige Dämmung der Module	66
5.2	Phänomenologische Mod. der Leistungsdegradation	69
5.2.1	Bestimmung der Koeffizienten	69
5.2.1.1	Bestimmung der Aktivierungsenergie $E_b$	69
5.2.1.2	Bestimmung der Koeffizienten $\beta$ und $m$	72
5.2.1.3	Bestimmung der Aktivierungsenergie $E_a$	74
5.2.1.4	Bestimmung der Koeffizienten $\alpha$ und $n$	76
5.2.2	Vergleich der Wege zur Bestimmung der Koeffizienten	78
5.2.3	Validierung der Ergebnisse der Modellierung mit den Außenbewitterungsmessungen für Freiburg	79
<b>6</b>	<b>Ergebnisse der Simulationsrechnungen</b>	<b>82</b>
6.1	Variation der Klimata	82
6.1.1	Freiburg im Breisgau, Deutschland	84
6.1.2	Carpentras, Frankreich	88

6.1.3	Cabauw, Niederlande . . . . .	91
6.1.4	Boulder, Colorado, Vereinigte Staaten von Amerika .	93
6.1.5	Desert Rock, Nevada, Vereinigte Staaten von Amerika	96
6.1.6	Riyadh, Saudi Arabien . . . . .	99
6.1.7	Darwin, Northern Territory, Australien . . . . .	103
6.1.8	Momote, Papua-Neuguinea . . . . .	105
6.1.9	Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen . . . . .	108
6.1.10	Südpol, Antarktis . . . . .	110
6.2	Vergleich der betrachteten Klimata . . . . .	113
6.3	Bewertung des entwickelten Modells . . . . .	114
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>117</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>I</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>VII</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>XII</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>XIII</b>
	<b>Einheitenverzeichnis</b>	<b>XV</b>
	<b>A Solarsimulator</b>	<b>XVII</b>
	<b>B Fehlerberechnung</b>	<b>XXIII</b>
	<b>Danksagung</b>	<b>XXVIII</b>

# Kapitel 1

## Einleitung

Die Geschichte der Energieerzeugung ist seit jeher verwoben mit der Frage nach einer Abschaffungsmöglichkeit schädlicher Nebenwirkungen. Zu Beginn der Industrialisierung wurden viele Substanzen ungefiltert in die Luft entlassen und hatten schlechte Sicht in Städten und unterschiedliche neue Krankheiten zur Folge. In der folgenden Zeit wurde durch Abgasreinigungen eine wesentliche Menge des sichtbaren Abfalls aufgefangen.

Spätestens im Jahr 2007 jedoch wurde die bereits wissenschaftliche und politische Diskussion über den Klimawandel, welcher durch den anthropogenen Treibhausgasanstieg verursacht wurde, offiziell. Diese Entwicklung lässt sich an einigen internationalen Abkommen wie dem "United Nations Framework Convention on Climate Change" (UNFCCC), dem Kyoto Protokoll<sup>51</sup> oder der Bali-Roadmap<sup>52</sup> abzeichnen. Im Jahr 2007 stufte sogar der 4. Sachstandsbericht, den die Arbeitsgruppe 1 des "Intergovernmental Panel on Climate Change" (IPCC) der Vereinten Nationen angefertigt hatte, diese anthropogene Ursache als "sehr wahrscheinlich" ein.<sup>49</sup> Nicht nur der Klimawandel gefährdet die Umwelt, sondern auch Schiffsunglücke von Öltankern oder Lecks an Ölplattformen gefährden das Leben im Meer.

In vielen Staaten wurde die Atomenergie als Alternative zu den Energieerzeugern mit Kohlendioxid-Ausstoß gesehen. Doch diese Art von Energieerzeugung löst nicht nur die Frage der Müllentsorgung in keinsten Weise, sondern bringt auch prägnantere Gefahren für Mensch und Umwelt mit sich. Bereits am 26. April 1986 mit der Katastrophe in Tschernobyl wurde klar, welche Auswirkungen ein Unfall mit folgender Explosion des Atomkraftwerks hat. Dieser Vorfall hatte nicht nur regionale Folgen, sondern betraf weite Teile Europas. Entgegen der Prognosen, dass ein solcher Unfall in der heutigen Zeit nicht mehr geschehen kann, bewies das am 11. März 2011 beginnende katastrophale Ereignis in Fukushima, Japan, das Gegenteil. Nicht nur die Unsicherheit gegenüber zukünftiger Vorfälle in Kernkraftwerken und deren Folgen, sondern auch die ungeklärte Frage nach Endlagern für den entstandenen und noch weiterhin entstehenden Müll

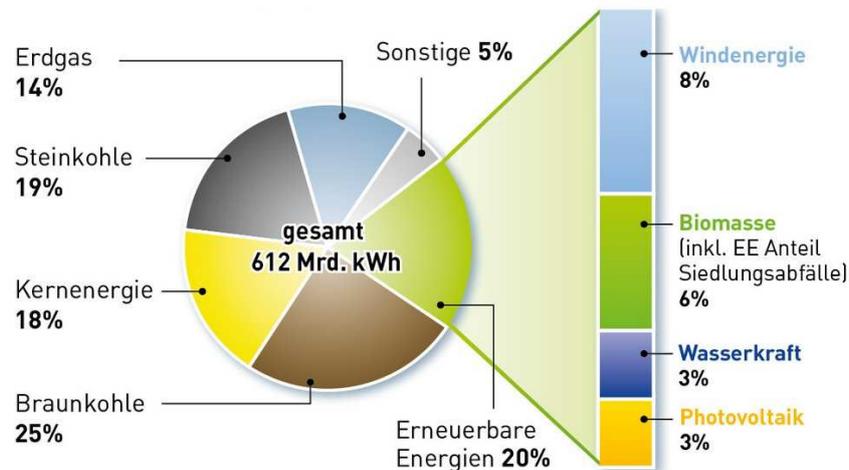


Abbildung 1.1: Der Strommix in Deutschland im Jahr 2011. Der Anteil der Solarenergie betrug im Jahr 2011 bereits 3% der gesamten Stromerzeugung in Deutschland<sup>1</sup>

zeigt, dass Atomenergie das Potenzial besitzt, Menschenleben zu gefährden.

Viele Staaten haben bereits Konsequenzen aus den beschriebenen Vorfällen und potenziellen Gefahren gezogen. Immer häufiger werden neue und saubere Energiequellen gefördert, was zu einer umweltpolitischen Neudefinierung führt. Manche Länder, wie z.B. Norwegen, beziehen ihren Energiebedarf bereits zu über 95% aus erneuerbaren Energien.<sup>32</sup> Die deutsche Bundesregierung führte im Jahre 2000 das "Erneuerbare Energien Gesetz" (EEG) ein.<sup>10</sup> Seit Einführung dieses Gesetzes wuchs der Markt für regenerative Energien jährlich zwischen 30% und 100%.<sup>11</sup> Ein neuer Sektor entstand, der sowohl für den Umweltschutz als auch für die Industrie äußerst attraktiv ist.

Der Anteil der regenerativen Energien am Bruttostromverbrauch hat sich von 6,4% im Jahr 2000 auf 20% im Jahr 2011 (siehe Abbildung 1.1) im Verlauf der Jahre mehr als verdreifacht.<sup>9</sup> Durch den inzwischen weltweiten starken Anstieg der Nutzung von erneuerbaren Energien wird diese Art von Energieerzeugung günstiger, wobei gleichzeitig die Preise für fossile Energieträger aufgrund von deren Verknappung derzeit steigen.<sup>22</sup> Durch diese Entwicklung ergibt sich die Chance eines gigantischen Marktwachstums, für welches bereits die heutigen Ansätze ein großes Potential für erneuerbare Energien vorhersagen. So schätzt auch der "Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen" (WBGU) auf Grundlage eines exemplarischen Pfades für die Transformation des globalen Energiesystems den Anteil regenerativer Energien zum Primär-

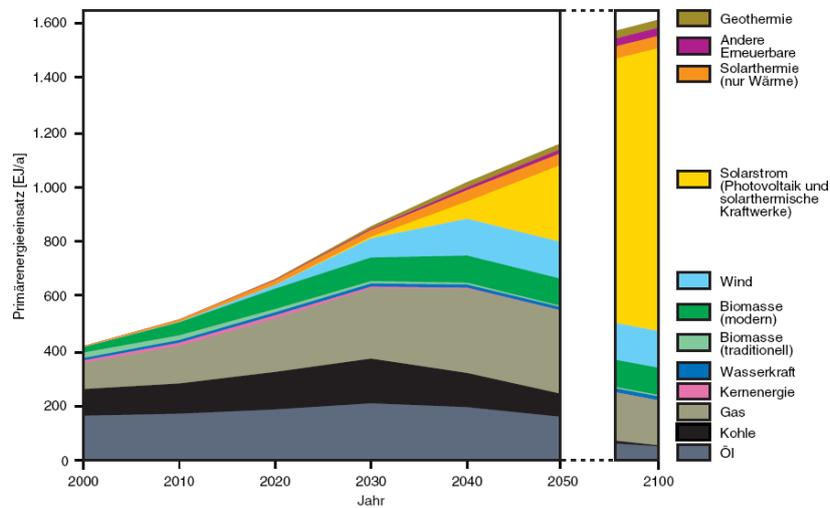


Abbildung 1.2: Die Veränderung des globalen Energiemix im exemplarischen Pfad des WBGU bis 2050/2100<sup>62</sup>

energieeinsatz bis 2100 auf über 85% (Abbildung 1.2). Der kleinere Anteil davon besteht dabei aus verschiedenen regenerativen Energiequellen wie Wind, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie. Allerdings wird der wesentlich größere Anteil mit über 70% laut WBGU im Jahre 2100 durch Solarenergie wie Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke vertreten sein.<sup>62</sup> Während in Deutschland der Anteil der Energieerzeugung durch Photovoltaik im Jahr 2006 bei circa 0,4% lag,<sup>11</sup> wuchs er bis 2011 auf circa 3%.<sup>1</sup> Dies zeigt, trotz ursprünglich nicht eingeplanter zusätzlicher Kürzungen der staatlichen Zuschüsse, eine Versiebenfachung innerhalb von nur fünf Jahren.

Die starke Zuwachsrates der Solarenergie ist auf deren praktisch unbegrenzter Verfügbarkeit zurückzuführen. Durch den deutlichen Anstieg der Produktionsmenge entsteht auch ein Rückgang der Herstellungskosten von Strom aus der Solarenergie, der auf die zunehmende Technologiereife und Upscaling-Effekte in der Produktion zurückzuführen ist. Voraussichtlich sind Marktunterstützungsprogramme wie das EEG für Photovoltaik nur noch in etwa bis zum Jahre 2020 notwendig,<sup>14</sup> damit weiteres Wachstum gewährleistet ist. Angesichts der oben genannten Voraussetzungen besteht also ein erhebliches globales Potential für Photovoltaiksysteme als zentraler Bestandteil einer zukünftigen nachhaltigen Energieversorgung.

Immerwährend wird daran geforscht, neue Technologien und Materialien im Bereich der Photovoltaik zu finden, die die Stromgewinnung effizienter und gleichzeitig günstiger machen. Dadurch wird die Energieerzeugung durch Photovoltaik ökonomisch sowie ökologisch lukrativer. Vier verschiedene Modultechnologien lassen sich dem Bereich der Photovol-

taik zuordnen. Dazu gehören Dickschicht-, Dünnschicht-, Konzentrator-Photovoltaikmodule und Module mit organischen Materialien. Im Rahmen dieser Arbeit findet eine fokussierte Betrachtung verschiedener Arten von Dünnschichtphotovoltaikmodulen statt.

Das Photovoltaikmodul tritt als Marktprodukt für Photovoltaik Systeme auf, für welches Hersteller eine Gebrauchsdauer von meist 20 oder 25 Jahren garantieren. Dabei garantiert der Hersteller in der Regel eine Leistung von 80% der ursprünglichen Nennleistung während der garantierten Gebrauchsdauer. Über einen solch langen Zeitraum ist es nicht möglich, die Gebrauchsdauer limitierender Degradationsprozesse vor der Markteinführung zu analysieren. Daher werden Experimente durchgeführt, bei welchen diese Prozesse beschleunigt ablaufen. Mit solchen Tests und deren Optimierung beschäftigt sich die Abteilung Gebrauchsdaueranalytik und Umweltsimulation am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg.

Für diese Beschleunigungen gibt es jedoch auch Begrenzungen und keinen zweifelsfreien Nachweis von deren Äquivalenz zu den im natürlichen Gebrauch ablaufenden Degradationsprozessen. Daher bietet sich als ein alternativer Ansatz eine Modellierung dieser Vorgänge an. Auf diese Weise können Simulationen von langzeitigem Alterungsverhalten Aufschlüsse über die Degradationsprozesse unter verschiedenen Voraussetzungen geben.

Ziel der Arbeit ist es, Informationen über die relative Leistungsdegradation von Dünnschichtphotovoltaikmodulen zu erhalten. Dazu sollen phänomenologische Modellierungen der Leistungsdegradation über lange Zeiträume durchgeführt werden, welche auf Klima-Zeitreihen von verschiedenen Orten unterschiedlicher Klimata basieren. Hierzu ist es notwendig, die zur Modellierung benötigten Koeffizienten zu bestimmen. Dies ist möglich über die Auswertung von Innenbewitterungsprozessen, bei denen in der Natur stattfindende Prozesse in beschleunigter Form ablaufen.

Um den Realitätsgehalt von Simulationsergebnissen herauszufinden, sind experimentelle Validierungen der Ergebnisse notwendig. Mit den langzeitigen Außenbewitterungen von Dünnschichtphotovoltaikmodulen soll eine solche Validierung durchgeführt werden.

### **Aufbau der Arbeit**

Die in *Kapitel 2* beschriebenen Grundlagen dieser Arbeit beginnen mit einer kurzen allgemeinen Beschreibung des Aufbaus von Photovoltaikmodulen mit einem Fokus auf die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Typen von Dünnschichtphotovoltaikmodulen. Eine Grundlage der Photovoltaik ist die Solarstrahlung, welche im darauf folgenden Absatz genauer

beschrieben ist. Weiter werden einige Grundlagen zur Strom-Spannungs-Kennlinie sowie deren Korrektur auf vergleichbare Bedingungen erläutert. Zum Abschluss des Kapitels werden die Grundsätze der Gebrauchsdauernanalytik dargestellt, in deren Rahmen auch eine Diskussion von derzeit vorhandenen Modellen zur phänomenologischen Modellierung der Leistungsdegradation stattfindet. Aus diesen Grundlagen wird im Rahmen dieser Arbeit ein neues Modell entwickelt und vorgestellt.

*Kapitel 3* befasst sich mit dem Aufbau und der Auswertung der Außenbewitterung der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Dünnschichtphotovoltaikmodule. Die zur Auswertung dieser Daten benötigten Korrekturfaktoren wurden dabei im Rahmen einer Diplomarbeit entwickelt.<sup>29</sup> Im Rahmen einer weiteren Diplomarbeit wurde die Entwicklung der Stabilisierung nach einer Neuexposition untersucht.<sup>43</sup> Mit Hilfe dieser Grundlagen wird weiter der langzeitige Verlauf der korrigierten Leistung betrachtet. Daraus wird die resultierende Leistungsdegradation über den bisherigen Expositionszeitraum ermittelt.

Die in *Kapitel 4* diskutierten Ergebnisse von Innenbewitterungen wurden im Rahmen des EU Projektes "A science base on photovoltaics performance for increased market transparency and customer confidence"<sup>38</sup> ermittelt. Dabei fanden die beschriebenen Solarsimulator-Expositionen am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE),<sup>59</sup> die Feuchte-Wärme-Expositionen teilweise am European Commission DG-Joint Research Centre (JRC)<sup>41</sup> und teilweise am Swedish National Testing and Research Institute (SP)<sup>27</sup> statt. Die hierbei ermittelten Daten wurden im Rahmen dieser Arbeit benötigt, um die für die folgende Modellierung der Leistungsdegradation benötigte Koeffizienten zu bestimmen.

Verschiedene Wege der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen werden in *Kapitel 5* beschrieben. Es handelt sich zum einen um die Modellierung der Modultemperatur, zum anderen um die phänomenologische Modellierung der Leistungsdegradation. Die Modultemperaturen werden hierzu simuliert und mit deren Messwerten verglichen.<sup>28, 60</sup> Dabei wird zudem eine Differenzierung von Tag und Nacht durchgeführt. Der Schwerpunkt dieser Arbeit ist die phänomenologische Modellierung der Leistungsdegradation von Dünnschichtphotovoltaikmodulen. Die dafür benötigten Koeffizienten werden durch die in *Kapitel 4* diskutierten Ergebnisse der Innenbewitterungen in *Kapitel 5* bestimmt und durch die in *Kapitel 3* ermittelten Ergebnisse der Außenbewitterung validiert.

Die Ergebnisse der Leistungsdegradationsmodellierung für verschiedene Umgebungsbedingungen werden im abschließenden *Kapitel 6* ermittelt und diskutiert.

# Kapitel 2

## Grundlagen

### 2.1 Aufbau von Photovoltaikmodulen

Der grobe Grundaufbau eines Photovoltaikmoduls (PV-Moduls) ist in Abbildung 2.1 anhand eines PV-Moduls mit Solarzellen aus kristallinem Silicium dargestellt. Dieses besteht aus einer Front- und Rückseitenabdeckung und aus einem Einkapselungsmaterial, in dem die Solarzellen mit einer elektrischen Verschaltung eingebettet sind.

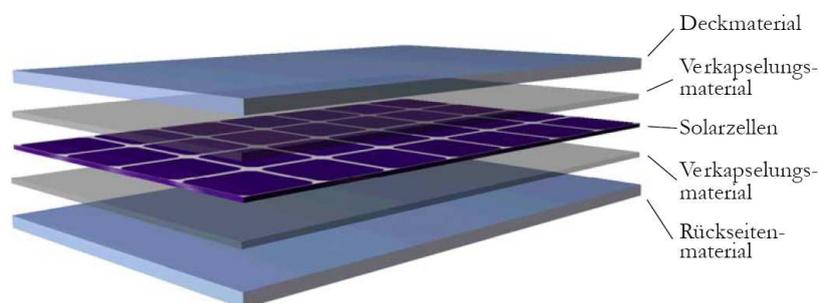


Abbildung 2.1: Standardaufbau eines Photovoltaikmoduls mit Solarzellen aus kristallinem Silicium<sup>45</sup>

#### 2.1.1 Solarzellen

Neben den klassischen Solarzellen, die aus kristallinem Silicium (c-Si) gefertigt werden, sind inzwischen marktfähige Alternativen, die sogenannten Dünnschichtsolarzellen, gefunden worden. Einen wesentlichen Anteil davon stellen amorphes Silicium (a-Si), Kupfer-Indium-(Gallium)-Diselenid (CI(G)S) und Kadmium-Tellurit (CdTe) dar. Weitere technisch mögliche Konzepte von Solarzellen sind in Abbildung 2.2 dargestellt. Derzeit ist der Anteil von Solarzellen aus kristallinem Silizium noch deutlich größer als

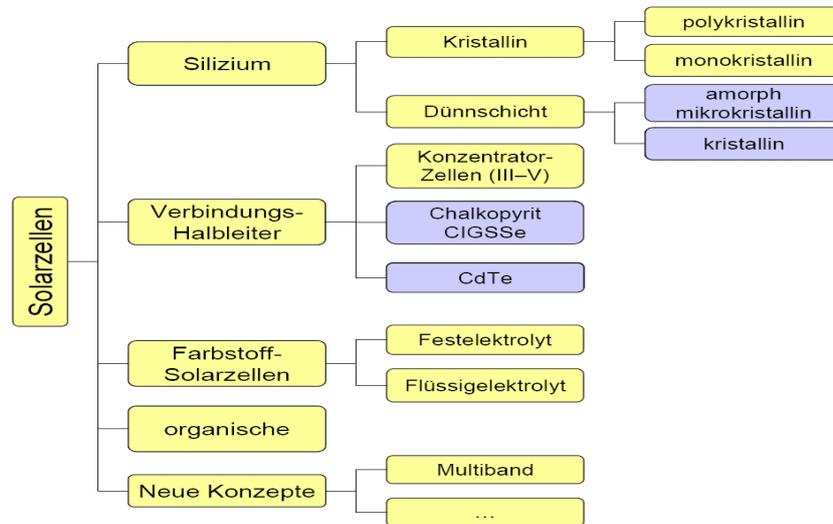


Abbildung 2.2: Einordnung der technisch möglichen Konzepte von Solarzellen.<sup>35</sup> Markiert sind die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Konzepte

der von Dünnschicht solarzellen. Es ist jedoch ein deutliches Wachstum des Anteils der Dünnschicht solarzellen am Solarzellenmarkt zu beobachten. Dies ist auf deren, trotz geringeren Wirkungsgrades, deutlich günstigeren Kosten der von Dünnschichtzellen produzierten Energie zurückzuführen. Ein Vergleich des Wirkungsgrades der derzeitigen Produktionen zeigt für Dünnschicht solarzellen mit 5-12% zwar einen deutlich geringeren Wirkungsgrad als kristallines Silizium mit 13-17%, jedoch lagen Mitte 2012 die PV-Modul-Kosten im Verhältnis zur Energieproduktion mit Dünnschicht solarzellen (0,6-0,7 €/W) deutlich niedriger als mit Solarzellen aus kristallinem Silizium (0,7-1,0 €/W).<sup>48</sup>

Kristalline Silizium-Solarzellen haben in der Regel eine Dicke von 0,15 mm - 0,3 mm und eine Länge und Breite von 4 inch - 8 inch, meist jedoch 6 inch = 15,24 cm. Der Strom, der in den Zellen erzeugt wird, wird frontseitig über dünne Leiterbahnen (Grids) zu den sogenannten Zellverbindern geführt. Es handelt sich dabei um ca. 3 mm breite und ca. 0,3 mm dicke verzinnte Kupferleiter.<sup>34</sup> Dahingegen haben Dünnschicht solarzellen eine Zelldicke von ca. 1-2  $\mu\text{m}$  und können in beliebigen Größen und Formen gefertigt werden. Wie auch bei Modulen aus kristallinem Silizium werden bei Dünnschicht solarmodulen frontseitig Grids geführt um den Energietransport aus dem Modul zu ermöglichen.

In den folgenden Unterkapiteln werden die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen betrachtet.

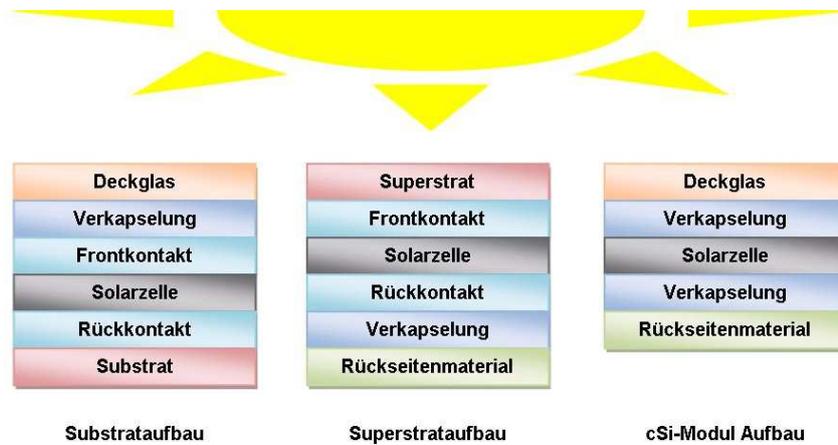


Abbildung 2.3: Vergleich des Substrataufbaus und des Superstrataufbaus der Dünnschicht-PV-Modultypen mit dem Aufbau eines Moduls mit kristallinem Silicium (c-Si)

## 2.1.2 Aufbau von Dünnschichtphotovoltaikmodulen

Für alle betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen gibt es in der Industrie zwei Aufbauprinzipien: den Substrataufbau und den Superstrataufbau. Diese Prinzipien unterscheiden sich in der Anordnung der Modulbestandteile. Ein Vergleich der Dünnschicht-PV-Modultypen mit dem Aufbau eines Photovoltaikmoduls mit Solarzellen aus kristallinem Silicium (c-Si) ist in Grafik 2.3 dargestellt.

Während als Material für das Superstrat nur Glas eingesetzt werden kann, können für Substrate neben Glas auch Edelstahl- oder Polymerfolien verwendet werden.<sup>29</sup> Das Temperaturverhalten der PV-Module ist abhängig vom Aufbau des PV-Moduls. Daher spielt eine genaue Betrachtung und Unterscheidung eine wesentliche Rolle. Als Verkapselungsmaterial wird meist Ethylvinylacetat (EVA) verwendet. Eine Alternative, die zudem in der Produktion als Verkapselungsmaterialien verwendet wird, ist Polycylnylbutyral (PVB). Beim Superstratsaufbau wird als Rückseitenmaterial meist Polyvinylfluorid (PVF) verwendet.

## 2.1.3 Typen von Dünnschichtsolarzellen

### 2.1.3.1 Amorphes Silicium

Der Rohstoff Silicium ist reichlich verfügbar auf der Erde und wird zudem als umweltunschädlich betrachtet. Für CIS und CdTe Dünnschicht Anwendungen bleiben dahingegen die Fragen bezüglich Materialressourcen (In) und Umweltgefährdung (Cd und Se) im Raum.<sup>17</sup> Ein beachtliches Grundwissen zu amorphem Silicium (a-Si) wurde außerhalb der Photovoltaik

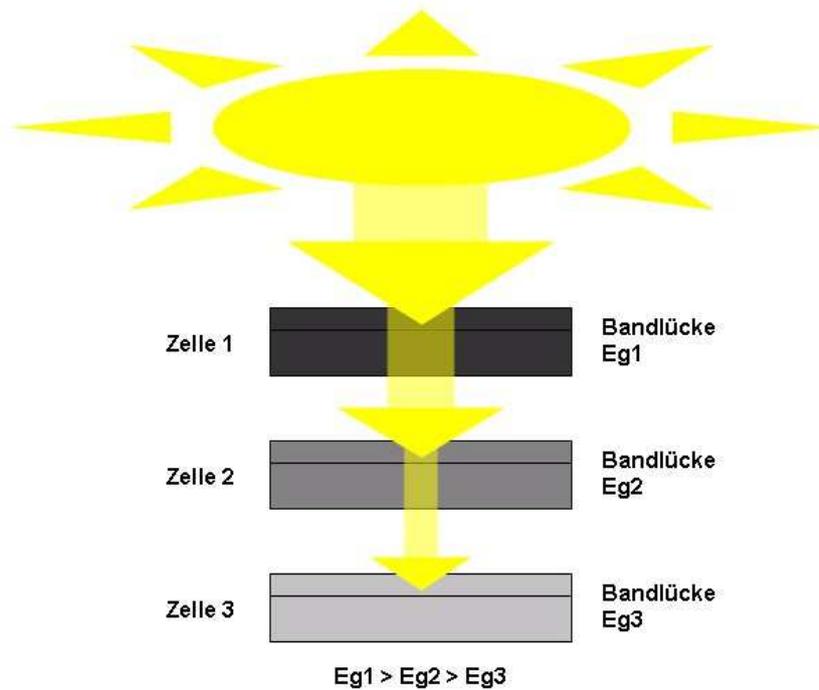


Abbildung 2.4: Aufbau einer Mehrfachzelle: Absorption von Sonnenstrahlung verschiedener Wellenlängen in einer Stapelzelle. Dabei ist die Zelle mit der kleinsten Bandlücke unten ( $E_{g3}$ ) und die Zelle mit der größten Bandlücke oben ( $E_{g1}$ )

entwickelt, wie zum Beispiel im Rahmen von Dünnschicht Transistoren. Ein bedeutender Vorteil der a-Si Dünnschichttechnologie ist die Möglichkeit, die Modulgrößen relativ schnell zu vergrößern, ohne wesentliche Verluste in deren Leistung. So sind auch die stabilisierten Leistungen von ein- und zweischichtigen (single junction und double junction) a-Si PV-Modulen unabhängig von der Modulgröße.

Mehrfachzellen in a-Si PV-Modulen werden entsprechend der Anzahl der Zellschichten als ein-, zwei- und dreischichtige (single-, double- und tripple-junction) bezeichnet. Dabei werden die Zellschichten aufeinandergelegt, was die Effizienz des Moduls steigert. Dies wird durch das Verwenden verschiedener Zellen mit unterschiedlichen spektralen Empfindlichkeiten erreicht. Jede Zelle absorbiert dabei einen bestimmten Wellenlängenbereich der Solarstrahlung und ist für Licht anderer Wellenlängen durchlässig, wodurch eine deutliche Steigerung der Effizienz erreicht wird. Dabei ist die Zelle mit der kleinsten Bandlücke unten und die Zelle mit der größten Bandlücke oben (siehe Abbildung 2.4).

Im Rahmen der a-Si PV-Module gibt es auch eine Mischphase aus sehr

kleinen Siliciumkristallen und amorphem Silicium. Diese wird als mikrokristallines Silicium ( $\mu\text{c-Si}$ ) bezeichnet. Mikrokristallines Silicium zeigt keine oder nur sehr geringe Lichtalterung und absorbiert im Gegensatz zu amorphem Silicium auch Solarstrahlung aus dem nahen Infrarot.<sup>17</sup>

Fragen, die die zukünftige Entwicklung der a-Si Technologien beeinflussen könnten, sind zum einen die geringe Effizienz, der Staebler-Wronski-Effekt (siehe unten) und neue Innovationen, die die Herstellung des Produkts vereinfachen. Der derzeitige Wirkungsgrad von a-Si PV-Modulen liegt bei ca. 5-7%. Um jedoch langfristige Konkurrenzfähigkeit zu bewahren, ist eine Erhöhung dessen auf 12-15% notwendig.<sup>39</sup> Theoretisch liegt die maximal mögliche Effizienz für a-Si PV-Module zwischen 22% (single junction) und 33% (triple junction), was jedoch praktisch aufgrund von u.a. Verlusten durch Reflexion und Absorption sowie durch technische Möglichkeiten nicht möglich sein wird. Stattdessen ist eher von einem realen Limit von einem Wirkungsgrad von ca. 18% auszugehen.<sup>39</sup>

### Staebler-Wronski-Effekt

David L. Staebler and Christopher R. Wronski entdeckten 1977, dass bei der Lichtexposition von a-Si Solarzellen ein Rückgang der Leistung zu beobachten ist. Dieser Effekt ist auf das Entstehen von Defekten in der atomaren Struktur zurückzuführen und wird als Auswirkung der Lichtaufnahme (Light Soaking) bezeichnet. Des Weiteren stellten Staebler und Wronski fest, dass dieser Effekt unter hohen Temperaturen reversibel ist. Diese Reversibilität wird als Annealing bezeichnet und ist vor allem bei a-Si zu beobachten.<sup>50</sup> Sehr deutlich erkennbar ist dieser Effekt bei einer Betrachtung der Entwicklung der Leistung während einer Innenbewitterung von a-Si PV-Modulen bei einer konstanten Bestrahlung. Aber auch bei einer Außenbewitterung tritt der Staebler-Wronski-Effekt deutlich auf. Dies ist beim Vergleich der gemessenen Leistung zu Sommer- und zu Winterzeiten zu beobachten. Da zu Sommerzeiten die Sonnenstrahlung über eine längere Zeitdauer erfolgt als zur Winterzeit ist während der Sommerzeit auch ein klares Wachstum der Leistung von a-Si PV-Modulen zu beobachten.

#### 2.1.3.2 Kadmium-Tellurid

Die ersten auf Kadmium-Tellurid (CdTe) basierenden Zellen wurden aus einem CdTe/Cu<sub>2</sub>Te Aufbau erstellt. Jedoch zeigte dieser Aufbau Instabilitäten, die durch die Diffusion von Cu entstanden. Daher ist derzeit die übliche Zusammenstellung CdTe/CdS.<sup>39</sup> Die Grundmaterialien Cd und Te sind relativ preiswert und in guten Mengen verfügbar. Jedoch ist Cd ein sehr umweltgefährdendes Material, das bereits in Japan zum Verbot der Installation von CdTe PV-Modulen geführt hat.<sup>64</sup> CdTe wurde als eines der vielversprechenden Materialien für Solarzellen gesehen wegen seiner di-

rekten Bandlücke von  $1,45\text{eV}$ .<sup>8</sup> Die theoretisch maximale Effizienz liegt für CdTe bei ca. 27%, der derzeitige Wirkungsgrad bei ca. 10%.

### 2.1.3.3 Chalcopyrit Halbleiter

Solarzellen aus der Gruppe der Chalcopyrit Halbleiter sind Heteroübergänge und bestehen aus unterschiedlichen Variationen der Elemente Kupfer (Cu), Indium (In), Gallium (Ga), Schwefel (S) und Selen (Se). Die in dieser Gruppe am meisten verwendeten Zellen sind Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) und Kupfer-Indium-Disulfid (CIS). Sie gelten derzeit als sehr aussichtsreich, da es sich um einen einfachen Produktionsvorgang handelt.<sup>39</sup> Der derzeitige Wirkungsgrad bei erwerbbaaren Modulen liegt bei 10-12%.

### 2.1.4 Untersuchte Photovoltaikmodule

Im Rahmen dieser Arbeit war es möglich für alle Untersuchungen die selben Dünnschicht-PV-Modultypen zu verwenden. Dies wurde durch das EU Projekt PV Performance<sup>38</sup> realisiert, da die an dem Projekt teilhabenden PV-Modul Hersteller für dieses Projekt meist 30 PV-Module pro Typ zur Verfügung stellten. Tabelle 2.1 zeigt die betrachteten Modultypen und deren Aufbau.

## 2.2 Solarstrahlung

### 2.2.1 Air Mass

Die Air Mass beschreibt die relative Weglänge der Solarstrahlung beim Durchqueren der Erdatmosphäre:

$$AM = \frac{l}{l_0} \quad (2.1)$$

Dabei ist  $l$  die Länge des Weges der Sonnenstrahlung durch die Erdatmosphäre beim Einfallswinkel  $\gamma_S$  auf die Erdoberfläche. Beim Einfallswinkel  $\gamma_S = 90^\circ$  wird diese Länge als  $l_0$  bezeichnet. Die Air Mass ist dabei AM 1. AM 0 gibt die Strahlung ohne Schwächung durch die Erdatmosphäre an. Im Bereich von AM 1 bis AM 3 gilt die Näherung<sup>55</sup>

$$AM \approx \frac{1}{\sin \gamma_S} \quad (2.2)$$

Die AM 1.5 trifft damit bei einem Einfallswinkel von  $41,8^\circ$  bezogen auf die Erdoberfläche auf. Dieser Zusammenhang ist in Grafik 2.5 für das Beispiel der Stadt Berlin dargestellt.

Die Sonnenstrahlung erreicht ihren maximalen Einfallswinkel zur Mittagszeit, womit die Air Mass ihr Minimum erreicht.

PV-Modultyp	Größe / mm <sup>2</sup>	Konstruktion
a-Si single junction	700 x 350	Polymer/Polymer; flexibles, rahmenloses Modul; kommerziell
a-Si/a-Si tandem	575 x 325	Glas/Polymer; rahmenloses Modul; Prototyp
a-Si/ $\mu$ -Si micro-morph	1130 x 935	Glas/Glas; Aluminium-Rahmen; kommerziell
a-Si triple junction	1260 x 790	Polymer/Metall; Aluminium-Rahmen; kommerziell
CIS 1	1310 x 656	Glas/Glas; Aluminium-Rahmen; kommerziell
CIS 2	1205 x 605	Glas/Glas; Aluminium-Rahmen; kommerziell
CdTe	1200 x 600	Glas/Glas; rahmenloses Modul; kommerziell
c-Si Referenz	1620 x 806	Glas/Polymer; Aluminium-Rahmen; kommerziell

Tabelle 2.1: Im Rahmen dieser Arbeit verwendete Photovoltaikmodule, die durch das EU Projekt PV Performance<sup>38</sup> zur Verfügung standen

## 2.2.2 Solarspektrum

Beim Durchgang der Solarstrahlung durch die Erdatmosphäre zur Erdoberfläche ist diese verschiedenen Reflexions-, Absorptions- und Streuungsprozessen ausgesetzt.<sup>30</sup> Die Auswirkung dieser Einflüsse ist in Abbildung 2.6 dargestellt.

Ein Vergleich extraterrestrischer Strahlung AM 0 mit der durch die Atmosphäre geschwächte Strahlung zeigt die Auswirkungen der Reflexions-, Absorptions- und Streuungsprozessen auf dem Weg der Solarstrahlung zur Erdoberfläche. Bei einem in dieser Grafik weiter dargestellten Vergleich verschiedener Einfallswinkel der Solarstrahlung finden keine wesentlichen weiteren Effekte dieser Art statt. Stattdessen ist aufgrund der Abnahme des Einfallswinkels nur eine Änderung der Stärke der spektralen Intensität zu beobachten.

## Globalstrahlung

Die Globalstrahlung  $G$  ist die gesamte Solarstrahlung, die auf einer horizontalen Ebene am Erdboden empfangen wird. Sie setzt sich zusammen aus der Direktstrahlung und der Diffusstrahlung. Während die Direktstrahlung auf direktem Weg die Erdoberfläche erreicht, gelangt die Diffusstrahlung

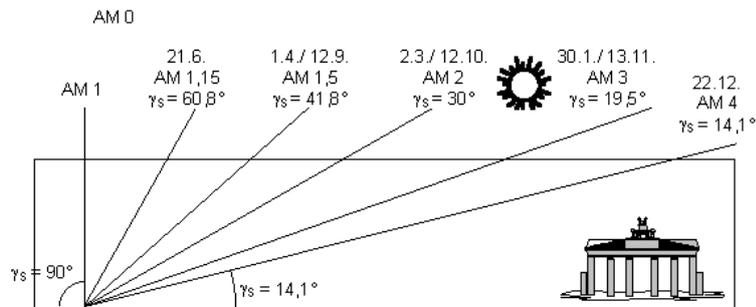


Abbildung 2.5: Verlauf der Air Mass in Berlin über ein Jahr<sup>54</sup>

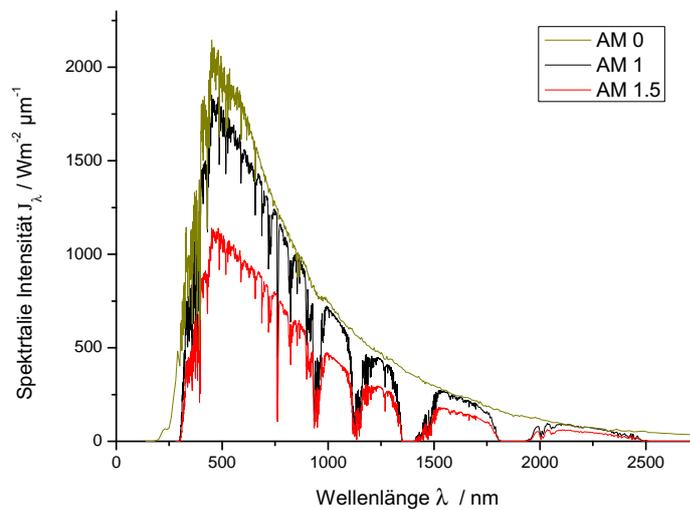


Abbildung 2.6: Extraterrestrische Strahlung AM 0 im Vergleich zur durch die Atmosphäre geschwächte Strahlung. Die geschwächte Solarstrahlung ist für AM 1 und AM 1.5 dargestellt<sup>37</sup>

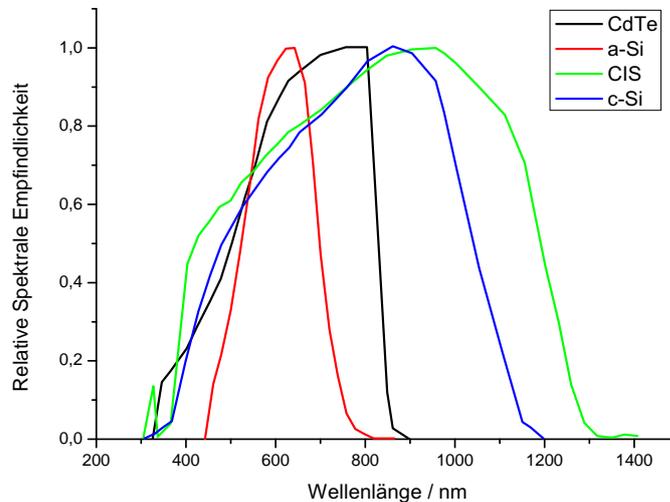


Abbildung 2.7: Vergleich der typischen relativen spektralen Empfindlichkeiten der verschiedenen betrachteten Dünnschichtsolarzellen<sup>29</sup>

lung über Reflexion und Streuung, wie z.B. Wolken, Staub- und Wasserpartikeln an die Erdoberfläche. Daher trifft die Diffusstrahlung ungerichtet und mit weniger Intensität auf die Erdoberfläche ein. Ihr Anteil steigt mit zunehmender Bewölkung.

### 2.2.3 Spektrale Empfindlichkeit

Für die Betrachtung der Auswirkungen des Solarspektrums auf die Aufnahme der PV-Module ist die Untersuchung deren spektraler Empfindlichkeit notwendig. Diese unterscheiden sich deutlich unter den betrachteten Materialien, da nur ein Teil der auftreffenden Solarstrahlung von dem PV-Modul in elektrischen Strom umgewandelt wird. Es tritt hierbei ein deutlicher Unterschied zwischen den verschiedenen Zelltypen auf. Dabei stellt sich die Herausforderung, die Anzahl der Elektronen zu bestimmen, die in einer bestimmten Wellenlänge zum Photostrom beitragen. Abbildung 2.7 zeigt, dass unterschiedliche Halbleitermaterialien Licht gleicher Wellenlänge unterschiedlich gut absorbieren und in Photostrom umwandeln können. Dies kann beim Bestimmen der Leistung nach Standard-Test-Bedingungen (STC) zu einem Messfehler führen, der als spektrale Fehlanpassung oder Spectral Mismatch bezeichnet wird (siehe auch Kapitel 2.3.2).

Eine weitere Voraussetzung für das Auftreten einer spektralen Fehlanpassung ist eine starke Abweichung der spektralen Verteilung der Solarstrahlung (oder der Simulatorstrahlung) vom gewünschten Referenzspek-

trum.<sup>6</sup> Bei einer Bestimmung des Wirkungsgrades eines PV-Moduls im Freilandversuch kann das Sonnenspektrum je nach Umweltbedingungen vom gewünschten Referenzspektrum abweichen.

## 2.3 Strom-Spannungs-Kennlinie

### 2.3.1 Grundlagen zur Strom-Spannungs-Kennlinie

Die Strom-Spannungs-Kennlinie (IU-Kennlinien) ist eine Basis der Datenermittlung in der Photovoltaik, die den Strom  $I$  im Verhältnis zur Spannung  $U$  darstellt. Abbildung 2.8 zeigt den Verlauf einer IU-Kennlinie, in der neben dem Punkt maximaler Leistung ( $P_{mpp}$ ) die Leerlaufspannung ( $U_{oc}$ ), die Spannung am Punkt maximaler Leistung ( $U_{mpp}$ ), der Kurzschlussstrom ( $I_{sc}$ ) sowie der Strom im Punkt maximaler Leistung ( $I_{mpp}$ ) gekennzeichnet sind. Der Füllfaktor  $FF$  beschreibt das Verhältnis zwischen der Fläche des Rechtecks mit den Ecken  $I_{sc}$  und  $U_{oc}$  und der Fläche des Rechtecks mit den Ecken  $I_{mpp}$  und  $U_{mpp}$ .

$$FF = \frac{I_{mpp}U_{mpp}}{I_{sc}U_{oc}} \quad (2.3)$$

Mit Hilfe von Daten der solaren Einstrahlung ist zudem die Bestimmung des Wirkungsgrades  $\eta$  eines PV-Moduls möglich. Dieser berechnet sich aus dem Verhältnis von der abgegebenen elektrischen Leistung des Moduls  $P_{abgegeben}$  zu der eingestrahlt Leistung  $P_{eingestrahlt}$ .

$$\eta = \frac{P_{abgegeben}}{P_{eingestrahlt}} = FF \frac{I_{sc}U_{oc}}{AE_{total}} \quad (2.4)$$

Dabei ist  $A$  die Oberfläche des PV-Moduls und  $E_{total}$  die totale Strahlungsleistungsdichte der Einstrahlung. Zur Bestimmung des Wirkungsgrades  $\eta$  ist damit die Messung der Einstrahlung  $E_{total}$  notwendig. Sie erfolgt durch den Einsatz von kalibrierten Referenzzellen oder anderer Strahlungsdetektoren.

Verschiedene Einstrahlungsbedingungen zeigen eine deutliche Auswirkung auf den Verlauf der IU-Kennlinie. Neben der Globalstrahlung  $G$  (siehe Abbildung 2.9) hat auch die Modultemperatur  $T_{mod}$  starke Auswirkungen auf den Verlauf der IU-Kennlinie (siehe Abbildung 2.10).

Während bei der Einstrahlungsvariation die Auswirkungen sich vergleichbar auf die Spannung (logarithmisch auf die Leerlaufspannung) wie auf den Strom (linear auf den Kurzschlussstrom) auswirken, ist deutlich zu erkennen, dass die Änderung der Modultemperatur sich wesentlich deutlicher auf die Spannung auswirkt. Ein deutlicher Abfall der Leerlaufspannung ist mit steigender Modultemperatur zu erkennen, während nur ein minimaler Anstieg des Kurzschlussstroms auftritt.

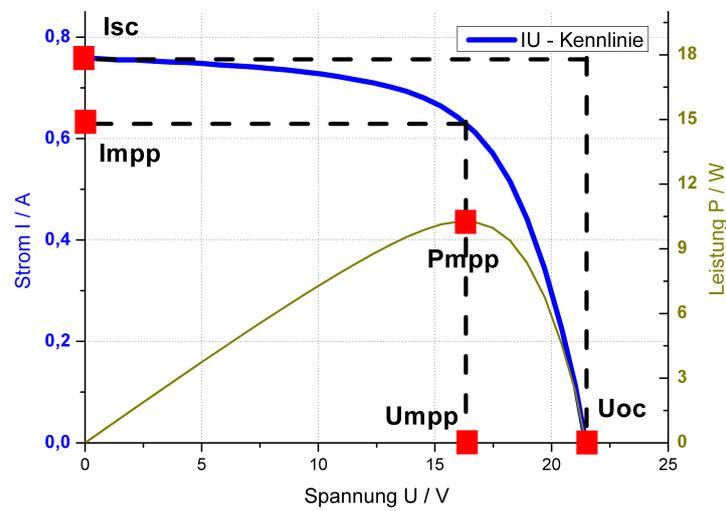


Abbildung 2.8: Aufbau einer IU-Kennlinie. Hier sind neben dem Punkt maximaler Leistung ( $P_{mpp}$ ) die Leerlaufspannung ( $U_{oc}$ ), die Spannung am Punkt maximaler Leistung ( $U_{mpp}$ ), der Kurzschlussstrom ( $I_{sc}$ ) sowie den Strom im Punkt maximaler Leistung ( $I_{mpp}$ ) gekennzeichnet. Das Verhältnis zwischen der Fläche des Rechtecks mit den Ecken  $I_{sc}$  und  $U_{oc}$  und der Fläche des Rechtecks mit den Ecken  $I_{mpp}$  und  $U_{mpp}$  gibt den Füllfaktor  $FF$  an. Die Flächen sind durch die gestrichelten Linien gekennzeichnet

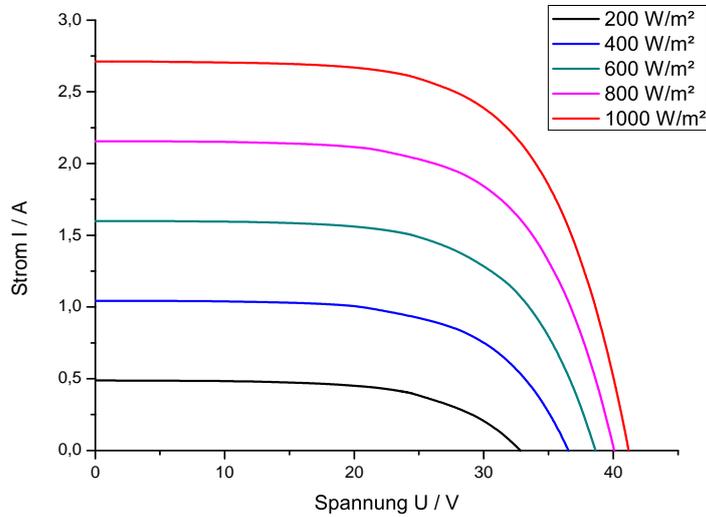


Abbildung 2.9: IU-Kennlinie für verschiedene Einstrahlungen. Bei steigender Globalstrahlung  $G$  findet ein linearer Anstieg des Stroms am Punkt  $I_{sc}$  sowie ein logarithmischer Anstieg der Spannung am Punkt  $U_{oc}$  statt

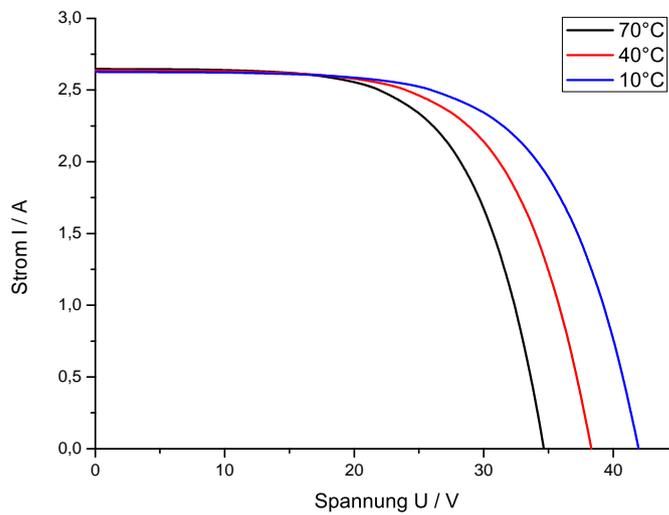


Abbildung 2.10: Bei steigender Modultemperatur und konstanter Einstrahlung ist deutlich eine Verschiebung des Verlaufs der IU-Kennlinie zu beobachten. Diese führt zu einer Verringerung von  $P_{mpp}$  bei steigender Modultemperatur<sup>36</sup>

### 2.3.2 Korrektur auf Standard-Testbedingungen

Um gemessene IU-Kennlinien vergleichbar zu machen, ist es notwendig, dass diese unter den selben klimatischen Bedingungen stattgefunden haben. Die Kriterien für eine solche Filterung sind im Rahmen der Norm IEC 60904<sup>19</sup> festgelegt auf eine Globalstrahlung  $G = 1000 \frac{W}{m^2}$  sowie eine Modultemperatur  $T_{mod} = 25^\circ C$ . Diese Bedingungen werden als Standard-Testbedingungen (STC) bezeichnet, jedoch treffen diese Bedingungen auf die meisten Messwerte nicht zu. Die Außenmessung der IU-Kennlinien findet bei natürlichen klimatischen Bedingungen statt.

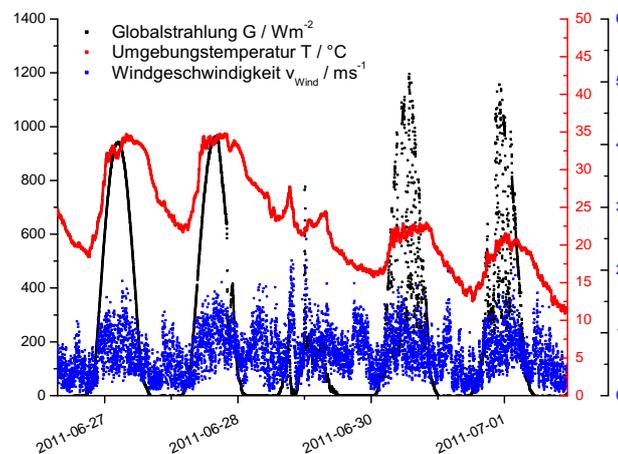


Abbildung 2.11: Klimadatenverlauf der Außentemperatur  $T$ , der Globalstrahlung  $G$  sowie der Windgeschwindigkeit  $v_{wind}$  über 5 Tage im Sommer 2011. Der Messstand liegt in Freiburg, Deutschland

Dadurch sind die Kennlinien ohne eine Korrektur auf konstante klimatische Bedingungen nicht vergleichbar. Die Auswirkungen auf die IU-Kennlinien durch den Einfluss der Einstrahlung und durch die Modultemperatur wurden bereits in Grafiken 2.9 und 2.10 dargestellt. Um eine Vergleichbarkeit darzustellen, ist es also notwendig im ersten Schritt eine intensive Filterung der Messdaten durchzuführen. Für diese Aussortierung werden Grenzen festgelegt, um vergleichbare Messwerte gegenüber stellen und bewerten zu können. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Grenzen für diese Aussortierung folgendermaßen festgelegt:

- Globalstrahlung  $G$ :  $800 \frac{W}{m^2} < G < 1200 \frac{W}{m^2}$
- wahre Ortszeit WOZ: 11 Uhr < WOZ < 13 Uhr

- Globalstrahlungsschwankung von Beginn bis Ende der Messung einer IU-Kennlinie  $\Delta G$ :  $-1\% < \Delta G < +1\%$
- mittlere Quadratische Abweichung  $MSE < 0,05$  (vgl. Abb. 3.4)

Um nach der ersten Aussortierung eine tatsächliche Vergleichbarkeit der IU-Kennlinien zu schaffen ist im zweiten Schritt eine Korrektur der Messwerte von Strom und Spannung ( $I, U$ ) auf einen vergleichbaren Standard notwendig. Dazu werden die Messwerte der Globalstrahlung und Modultemperatur ( $G, T_{mod}$ ) unter den verschiedenen Umgebungsbedingungen auf die erforderlichen Bedingungen ( $G_{korr}, T_{mod,korr}$ ) umgerechnet. Die Ergebnisse dieser Korrektur stellen die korrigierten Werte von Strom und Spannung ( $I_{korr}, U_{korr}$ ) dar. Um die Korrektur der IU-Kennlinie durchzuführen, gibt es verschiedene Verfahren.<sup>31</sup> Grundlage der Korrekturverfahren ist das im Rahmen der Planung von Mars- und Venusmissionen entwickelte Verfahren zur Vorhersage des Energieertrags von Siliciumsolarzellen in der Raumfahrt.<sup>42</sup> Ein Vergleich der Messwerte der gemessenen Leistung  $P_{mpp}$  mit dessen korrigierten gefilterten Werten über einen Zeitraum von fünf Tagen ist in Grafik 2.12 beispielhaft dargestellt.

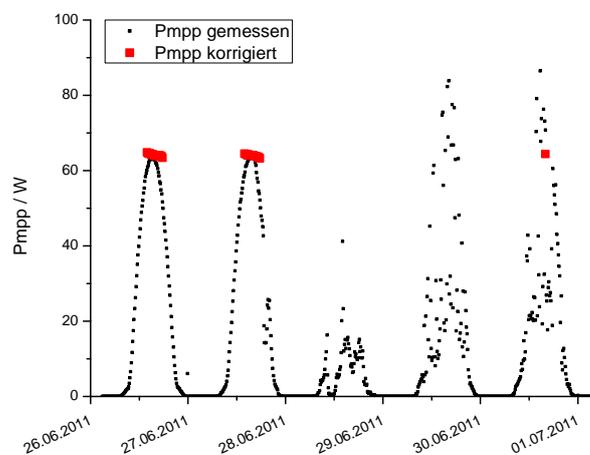


Abbildung 2.12: Diese Grafik zeigt den Vergleich der Messwerte des  $P_{mpp}$  mit dessen korrigierten aussortierten Werten über einen realen zeitlichen Verlauf. Die schwarzen Punkte zeigen die zehnmündigen Messwerte des  $P_{mpp}$ . Die nach der Ausführung der beschriebenen Aussortierung und der Korrektur auf Standard-Testbedingungen (siehe Kapitel 2.3.2) verbleibenden Werte sind durch rote Punkte dargestellt

Im Rahmen dieser Arbeit wurde als Korrekturverfahren das auf die Blässer Methode<sup>7</sup> zurückgehende Verfahren leicht variiert nach IEC 60891<sup>18</sup>

verwendet. Gleichung 2.5 zeigt dabei die von der IEC Methode abgeleitete Korrekturgleichung für den Temperatur- und Einstrahlungskorrigierten Strom  $I_{korr}$ . Gleichung 2.6 zeigt die Gleichung zur Bestimmung der entsprechend korrigierten Spannung  $U_{korr}$ .

$$I_{korr} = \frac{G_{korr}}{G} [I + \alpha(T_{mod,korr} - T_{mod})] \quad (2.5)$$

$$U_{korr} = U + \beta(T_{mod,korr} - T_{mod}) + a \ln \left( \frac{G_{korr}}{G} \right) \quad (2.6)$$

Dabei ist der zu bestimmende Koeffizient  $\alpha$  der absolute Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms  $I_{SC}$ ,  $\beta$  der absolute Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung  $U_{OC}$  und  $a$  dessen absoluter Einstrahlungskoeffizient. Das Korrekturverfahren nach IEC 60891 enthält sowohl einen Kurvenkorrekturfaktor als auch den internen seriellen Widerstand des PV-Moduls  $R_S$ . Da sich sowohl  $R_S$  als auch der Kurvenkorrekturfaktor aus Outdoormessungen nicht mit hinreichender Genauigkeit bestimmen lassen, werden diese Größen im Rahmen dieser Arbeit bei der Korrektur nicht betrachtet.

## 2.4 Gebrauchsdaueranalytik

### 2.4.1 Degradationseffekte

Mit zunehmender Betriebsdauer kann bei PV-Modulen deren Wirkungsgrad und damit deren Leistung sinken. Dieser Alterungseffekt hat sehr viele verschiedene Ursachen, die sich auf die einzelnen Komponenten eines PV-Moduls beziehen. Diese Komponenten gehen in eine unbeschreibliche Detaillierung über, die nicht definierbar ist. Zum einen können sich die Auswirkungen auf sehr unterschiedliche Komponenten oder Details von Komponenten beziehen. Zum anderen ist die Gesamtzahl der Einflüsse, die diese Auswirkungen verursachen können nicht definierbar. Daher ist es wichtig, die Faktoren zu bestimmen, die nach dem derzeitigen wissenschaftlichen Stand die größten Auswirkungen auf die Leistungsdegradation haben. Ein weiterer Faktor ist jedoch zudem die Messbarkeit dieser Faktoren. Daher ist es notwendig Faktoren zu definieren, die zur weiteren Untersuchung betrachtet werden.

Einen wesentlichen Beitrag zur Degradation leistet die Temperatur zur Beschleunigung von Prozessen.<sup>23,27,26</sup> Wesentliche Einflussfaktoren auf die Degradation haben zudem die Feuchtigkeit und die Solarstrahlung (vor allem bei höheren Frequenzen im UV-Strahlungsbereich), aber auch der Salzgehalt, der vor allem an meeresnahen Umgebungen eine bedeutende Rolle spielt.<sup>47</sup> Auch andere natürliche Faktoren wie mechanische Belastungen durch Hagel oder Schneefall haben deutliche Einflüsse auf einen rapiden

Einbruch.<sup>4</sup> Jedoch können nicht alle Faktoren in einer möglichst allgemeinen Betrachtung berücksichtigt werden.

Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Fokus auf die klimatischen Faktoren Temperatur, Feuchtigkeit und UV-Solarstrahlung gelegt.

## 2.4.2 Temperaturabhängigkeiten nach dem Arrhenius Modell

Die Arrhenius Gleichung wurde 1889 von Svante Arrhenius (1859-1927) aufgestellt und beschreibt ein für viele physikalische Prozesse zutreffendes Modell für die quantitative Beschreibung der Temperaturabhängigkeit. Sie bezieht sich auf die Reaktionsgeschwindigkeit bei chemischen Umwandlungsprozessen, kann aber auch zur Beschreibung von temperaturabhängigen Diffusions- und Permeationsvorgängen angewandt werden.<sup>53</sup>

Nach Arrhenius gilt für die Reaktionsgeschwindigkeitskonstante  $k$ :

$$k = Ae^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (2.7)$$

Dabei ist  $A$  der Frequenzfaktor,  $E_a$  die Aktivierungsenergie,  $R$  die allgemeine Gaskonstante ( $8,314 \frac{J}{molK}$ ) und  $T$  die Temperatur (in  $K$ ). Ein Verlauf des Frequenzfaktors ist in Grafik 2.13 dargestellt. Der für  $k$  maximal erreichbare Werte liegt zwar bei dem Frequenzfaktor  $A$ . Jedoch liegt dabei die Temperatur meist in sehr hohen Bereichen, die in der Natur praktisch nicht vorkommen. Unter natürlichen Bedingungen ist daher eine stark zunehmende Beschleunigung der physikalischen und chemischen Prozesse bei Erhöhung der Temperatur zu beobachten.

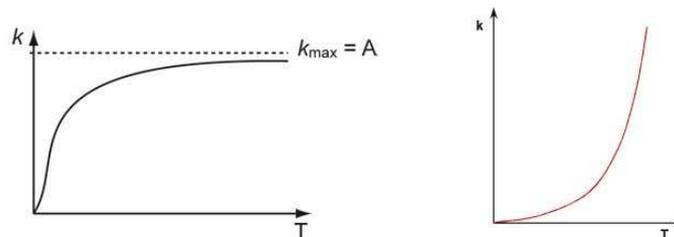


Abbildung 2.13: Zusammenhang der Reaktionsgeschwindigkeit  $k$  und der Reaktionstemperatur  $T$  nach dem Arrhenius Modell.<sup>12</sup> Die linke Grafik zeigt dabei den Verlauf von  $k$  für uneingeschränkte Temperaturen. Die rechte Grafik zeigt den Verlauf der Reaktionsgeschwindigkeit im Bereich der Temperaturen, die auch praktisch in der Natur vorkommen

Analog zur Temperaturabhängigkeit der Reaktionsgeschwindigkeit von chemischen Umwandlungsprozessen kann nun auch die Temperaturabhängigkeit der Löslichkeitskoeffizienten  $S$ , Permeationskoeffizienten  $P$  und Diffusionskoeffizienten  $D$  in guter Näherung durch das Arrhenius Modell

beschrieben werden:<sup>40</sup>

$$S = A_S e^{\frac{-H_S}{RT}} \quad (2.8)$$

$$P = A_P e^{\frac{-E_P}{RT}} \quad (2.9)$$

$$D = A_D e^{\frac{-E_D}{RT}} \quad (2.10)$$

Dabei sind  $A_S$ ,  $A_P$  und  $A_D$  empirische Konstanten,  $H_S$  die Sorptionsenthalpie,  $E_P$  die Aktivierungsenergie der Permeation und  $E_D$  die Aktivierungsenergie der Diffusion.

### 2.4.3 Phänomenologische Modellierung der Leistungsdegradation

Eine Berücksichtigung aller Einflüsse auf die Leistungsdegradation aus dem chemischen und physikalischen Bereich ist aufgrund ihres unbeschreiblich großen Umfangs nicht machbar. Daher findet wie in Absatz 2.4.1 beschrieben, eine phänomenologische Modellierung der Leistungsdegradation in Abhängigkeit der klimatischen Faktoren Temperatur  $T$ , relative Feuchtigkeit  $rH$  und Globalstrahlung  $G$  statt. Im Folgenden werden einige der derzeit bestehenden Modelle zur phänomenologischen Modellierung der Leistungsdegradation diskutiert.

#### 2.4.3.1 Modelle aus der Literatur

##### Modell 1

Ein erstes Modell (Jorgensen) beschreibt eine Abhängigkeit der Leistungsdegradation  $\frac{dP}{dt}$  von den ausgewählten klimatischen Faktoren:<sup>23</sup>

$$\frac{dP}{dt} = k_{UV} (G_{UV}(t))^n \exp \left[ \frac{-E}{RT(t)} \right] \exp [k_{rH} rH(t)] \quad (2.11)$$

Dabei wird bereits in diesem Modell für die Globalstrahlung nur der Einfluss der UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$  berücksichtigt.  $R$  ist dabei die Gaskonstante,  $E$  die Aktivierungsenergie und  $k_{UV}$  sowie  $k_{rH}$  sind zu bestimmende Konstanten.

Ein wesentlicher Nachteil dieses Modells ist bei der Modellierung der Leistungsdegradation bei Nacht zu sehen. Da es zur Nachtzeit keine wesentliche Globalstrahlung auf die Erde gibt, definiert dieses Modell, dass es nachts praktisch keine Leistungsdegradation gibt. Jedoch zeigen die Innenbewitterung bei hoher Luftfeuchtigkeit und ohne Bestrahlung (siehe Kapitel 4.2) deutlich, dass auch zu dieser Zeit ein sehr wesentlicher Anteil der Leistungsdegradation stattfinden kann.

**Modell 2**

Um eine unabhängige Betrachtung der Abhängigkeit der Leistungsdegradation von der Globalstrahlung und der Luftfeuchtigkeit zu schaffen wurde ein weiteres Modell definiert:<sup>27</sup>

$$\frac{dP}{dt} = k_{UV}(G_{UV}(t))^n \exp\left[\frac{-E_{UV}}{RT(t)}\right] + k_{rH}rH(t) \exp\left[\frac{-E_{aq}}{RT(t)}\right] \quad (2.12)$$

Neben der Unabhängigkeit der Globalstrahlung von der Luftfeuchtigkeit wurde hierbei der Einbezug der Luftfeuchtigkeit verändert. Während diese in dem in Gleichung 2.11 beschriebenen Modell einen exponentiellen Einfluss auf die Degradation zeigt, wurde dieser hier linear. Dazu werden auch die Aktivierungsenergie für Prozesse abhängig von der Globalstrahlung  $E_{UV}$  und die Aktivierungsenergie für Prozesse abhängig von der relativen Luftfeuchtigkeit  $E_{rH}$  differenziert betrachtet.

**Modell 3**

Ein weiteres Modell stellt eine Erweiterung der Abhängigkeit der Leistungsdegradation dar:<sup>26</sup>

$$\begin{aligned} \Delta P = \sum_{i=1}^w \left( \right. & \\ & A\Delta t_i \exp\left(\frac{-E_A}{RT_i}\right) \\ & + B\Delta t_i f(rH)_i \exp\left(\frac{-E_B}{RT_i}\right) \\ & + C\Delta t_i G_{UV,i}^n \exp\left(\frac{-E_C}{RT_i}\right) \\ & + D\Delta t_i f(\Delta T)_i \exp\left(\frac{-E_D}{RT_i}\right) \\ & + E\Delta t_i f(P)_i f_p(rH)_i \exp\left(\frac{-E_E}{RT_i}\right) \\ & + F\Delta t_i f(S)_i f_p(rH)_i \exp\left(\frac{-E_F}{RT_i}\right) \\ & \left. + \dots + X\Delta t_i G_{UV,i}^n f(X)_i \exp\left(\frac{-E_X}{RT_i}\right) \right) \end{aligned} \quad (2.13)$$

Neben der UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$  und der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$  erweitert dieses Modell die Abhängigkeit der Leistungsdegradation  $\Delta P$  um den Temperaturwechsel, der durch die Funktion  $f(\Delta T)$  dargestellt ist, um die potentialinduzierte Degradation, welche durch die Funktion  $f(P)f_p(rH)$

dargestellt ist, sowie um den Salzgehalt, welcher durch  $f(S)f_p(rH)$  dargestellt ist. Es sind weitere mögliche Degradationsprozesse und Synergien in diesem Modell als Option einbezogen worden. Die Aktivierungsenergien  $E_A \dots E_X$  sowie die Konstanten  $A \dots X$  unterscheiden sich für jeden Einflussfaktor.

In den vorherigen Modellen hatte die relative Luftfeuchtigkeit einmal exponentielle, sowie einmal lineare Einflüsse auf die Leistungsdegradation. Dieses Modell definiert diese Abhängigkeit noch nicht genauer und beschreibt sie daher als eine Funktion  $f(rH)$ .

### 2.4.3.2 Entwicklung eines neuen Modells

Es ist klar erkennbar, dass von den betrachteten Modellierungsansätzen Gleichung 2.13 unter detaillierter Betrachtung der klimatischen Einflüsse die genauesten Angaben über die Außenbedingungen gibt. Jedoch ist es mit den derzeit verfügbaren Daten nicht möglich sämtliche zur Modellierung benötigten Koeffizienten zu bestimmen. Es ist jedoch auch nicht möglich für die klimatischen Messdaten den Verlauf zwischen zwei tatsächlich vorhandenen aufeinanderfolgenden Leistungsmesswerten zu finden. Genauso sollte aufgrund verschiedener Zwischenfälle an verschiedenen Orten auch nicht von einer konstanten Zeit zwischen den Messwerten ausgegangen werden. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit ein neues Modell entwickelt, das als Grundlage eine Kombination der oben beschriebenen Ansätze verwendet.

Es beruht wie alle zuvor beschriebenen Modelle auf einer Temperaturabhängigkeit nach dem Arrhenius Modell sowie auf eine Abhängigkeit von der UV-Globalstrahlung. Die Einbeziehung der relativen Luftfeuchtigkeit wurde durch eine Datenanalyse der im Rahmen dieser Arbeit vorhandenen Messdaten neu definiert. Während das Verhalten der relativen Feuchte in Modell 1 (Gleichung 2.11) noch durch ein exponentielles Verhalten  $f(rH) = \exp[k_{rH}rH]$  definiert war,<sup>23</sup> und in Modell 2 (Gleichung 2.12) durch ein lineares Verhalten  $f(rH) = k_{rH}rH$ ,<sup>27</sup> wurde im Rahmen dieser Arbeit eine neue Definition durch ein kobisches Verhalten durchgeführt:

$$f(rH) = \beta rH^m \quad (2.14)$$

Mit diesen Grundlagen ergab sich durch die Kombination der diskutierten Modelle sowie der Einbindung des kobischen Verhaltens der relativen Feuchte ein neues im Rahmen dieser Arbeit verwendetes Modell, welches in Gleichung 2.15 dargestellt ist.

$$\Delta P = \alpha G_{UV}^n \exp\left[\frac{-E_a}{RT}\right] \Delta t + \beta rH^m \exp\left[\frac{-E_b}{RT}\right] \Delta t \quad (2.15)$$

Gleichung 2.15 gibt damit die Leistungsdegradation über einen Zeitraum  $\Delta t$  an. Während diesen Zeitraums sind neben der zu bestimmenden Ko-

effizienten  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $n$ ,  $m$ , der Aktivierungsenergien  $E_a$  und  $E_b$  auch die UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$ , die Umgebungstemperatur  $T$  sowie die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$  konstant. Um die Leistungsdegradation zu betrachten muss daher ein Verlauf über einen längeren Zeitraum  $\Delta t_{gesamt} = \sum_{i=1}^w \Delta t_i$  betrachtet werden, welcher aus  $w$  Teilen besteht. Dabei variieren zudem die klimatischen Faktoren, weshalb der in Gleichung 2.16 dargestellte Weg zur Modellierung der Leistungsdegradation als Basis verwendet werden kann.

$$\Delta P_{t_{gesamt}} = \sum_{i=1}^w \left\{ \alpha G_{UV,i}^n \exp \left[ \frac{-E_a}{RT_i} \right] \Delta t_i + \beta r H_i^m \exp \left[ \frac{-E_b}{RT_i} \right] \Delta t_i \right\} \quad (2.16)$$

Jedoch können bei dem in Gleichung 2.16 beschriebenen Weg zur Modellierung der Leistungsdegradation unter extremen Bedingungen auch Bereiche erreicht werden, welche im negativen Bereich liegen (siehe Abb. 2.14). Um dies zu umgehen wurde eine weitere Umformung des Modells getätigt. In diesem wird der Startwert der Simulationen auf  $\Delta P_{i=0} = 1 = 0\%$  Leistungsdegradation festgelegt. Jeder weitere Teil der Leistungsdegradation findet in Bezug auf dessen Vorgänger im prozentualen Rückganges statt. Dieses Vorgehensweise ist in Gleichung 2.17 beschrieben:

$$\Delta P_{t_{gesamt}} = \prod_{i=0}^w \{ \Delta P_i + 1 \} \quad (2.17)$$

Gleichung 2.15 eingesetzt ergibt

$$\Delta P_{t_{gesamt}} = \prod_{i=0}^w \left\{ \alpha G_{UV,i}^n \exp \left[ \frac{-E_a}{RT_i} \right] \Delta t_i + \beta r H_i^m \exp \left[ \frac{-E_b}{RT_i} \right] \Delta t_i + 1 \right\} \quad (2.18)$$

Ein Vergleich der beiden Modellierungsansätze ist in Abbildung 2.14 dargestellt.

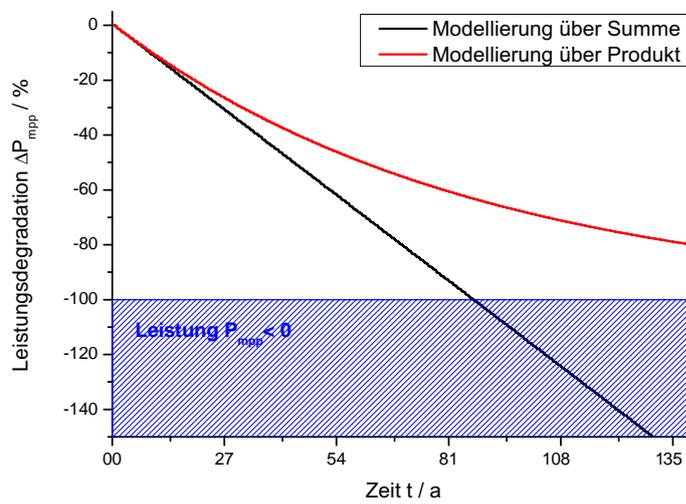


Abbildung 2.14: Vergleich des Ansatzes zur Modellierung der Leistungsdegradation nach Gleichung 2.16 als Summe mit dem Ansatz zur Modellierung der Leistungsdegradation nach Gleichung 2.18 als Produkt

## Kapitel 3

# Außenbewitterung

### 3.1 Aufbau

Als Grundlage der im Rahmen dieser Arbeit benötigten Daten sind die durch eine Außenbewitterung aufgezeichneten Messdaten an den Modulen sowie an dem selben Ort aufgezeichneten Klimadaten erforderlich. Der schematische Messaufbau im Freibewitterungsteststand ist in Grafik 3.1 dargestellt. Der Messaufbau ist dabei untergliedert in getrennte Messsysteme. Dabei werden die meisten Klimadaten mehrfach erfasst und in einem einminütigen Intervall unabhängig voneinander aufgezeichnet. Die Winddaten werden an einem 3D-Anemometer im Sekundentakt dokumentiert. Zur Messung der PV-Moduldaten sind jeweils mindestens drei Module jedes betrachteten PV-Modultyps in Freiburg Richtung Süden exponiert (siehe Abbildung 3.2). Eine genaue Beschreibung der PV-Modultypen ist in Tabelle 2.1 dargestellt. Die Module sind stets in einem gewissen Abstand zueinander montiert, um eine gleichmäßige Hinterlüftung zu gewährleisten. Ohne eine solche Hinterlüftung, ist ein klarer Anstieg der Modultemperatur zu beobachten (vgl. Kapitel 5.1.6). Die Neigung des Teststandes liegt bei einem Winkel von  $n = 45^\circ$ , die geografische Breite des Ortes ist  $b = 48,009^\circ$ , die geografische Länge  $l = 7,835^\circ$ . Der Teststand ist nach Süden ausgerichtet, womit der Azimut Winkel  $= 0^\circ$  ist. Dabei werden alle zehn Minuten von den im Rahmen dieser Arbeit betrachteten exponierten PV-Modulen IU-Kennlinien aufgezeichnet. Zur Messung der Temperaturen der PV-Modulrückseiten und der Referenzzelle sind an jedem Modul mindestens zwei Widerstandsthermometer (Pt100) angebracht. Die PV-Module werden über eine variable Last gesteuert, welche neben der Messung der IU-Kennlinien die Module zwischen den Messungen im MPP hält.

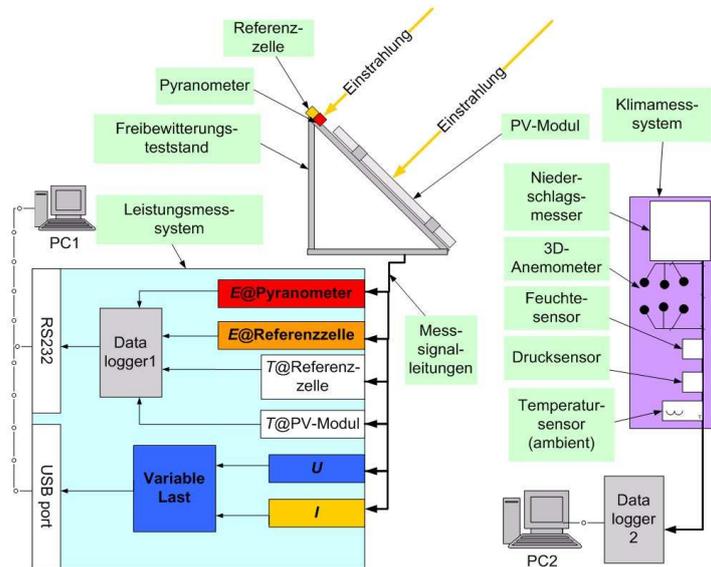


Abbildung 3.1: Darstellung des schematischen Messaufbaus der Außenbewitterung in Freiburg<sup>61</sup>

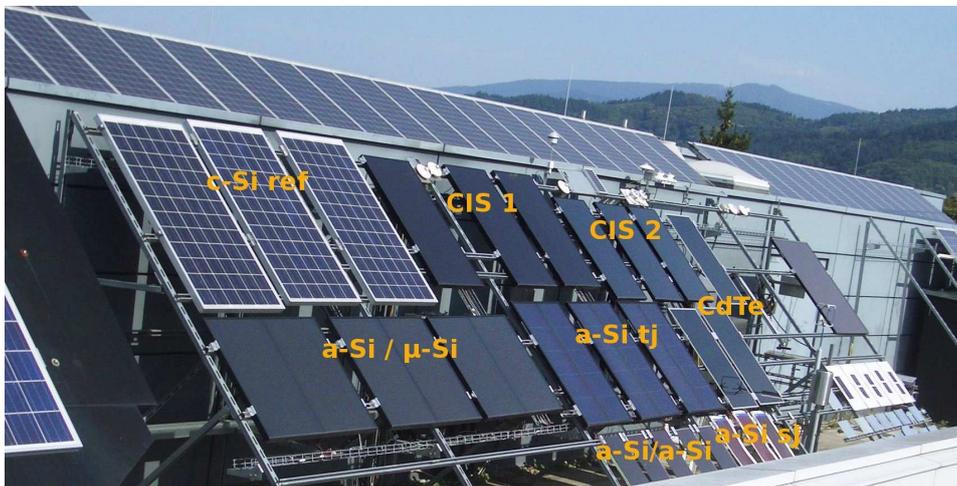


Abbildung 3.2: Aufbau der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Außenbewitterungen in Freiburg. Die PV-Module sind dabei in Richtung Süden bei einer Neigung von  $n = 45^\circ$  exponiert.<sup>61</sup> Die geografische Breite des Ortes ist  $b = 48,009^\circ$ , die geografische Länge  $l = 7,835^\circ$

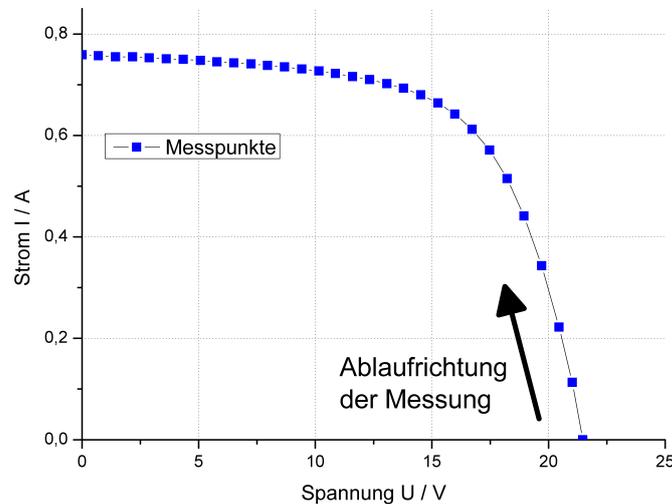


Abbildung 3.3: Aufzeichnung der Messwerte für die Aufzeichnung einer IU-Kennlinie. Dabei wird in 31 Schritten bei einem Strom  $I=0$  angefangen diesen Schritt für Schritt zu einer Spannung von  $U=0$  zu bringen

### 3.1.1 Datenaufzeichnung

Um eine IU-Kennlinie zu messen, wird stets vor deren Messung die Leerlaufspannung  $U_{oc}$  des PV-Moduls bestimmt. Dazu wird die Last abgeschaltet, und nach einer Wartezeit von 1 Sekunde wird  $U_{oc}$  gemessen. Danach wird die Last wieder eingeschaltet und die gemessene  $U_{oc}$  eingestellt. Nach einer Messung von Spannung und Strom beginnt die eigentliche Messung der IU-Kennlinie. Dazu wird in weiteren 30 Schritten  $\Delta U = \frac{U_{oc}}{30}$  nach jeweils einer Wartezeit von 0,2 Sekunden der zugehörige Strom  $I$  gemessen. Der Ablauf ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

Die Datenaufzeichnung wurde stets verbessert. Seit 2010 wird sowohl zu Beginn als auch direkt nach jeder Messung einer IU-Kennlinie die aktuelle Globalstrahlung gemessen. Daraus wird deren Schwankung während der Messung einer IU-Kennlinie als Qualitätsmerkmal ausgegeben. Diese Schwankung der Globalstrahlung wird bei jedem Messwert dokumentiert. Bei einer größeren Schwankung wird dadurch ersichtlich ob während der Messung einer IU-Kennlinie eine vorbeiziehende Wolke (o.ä.) das Resultat verfälschte. Eine Aussortierung solcher Unsicherheiten ist damit möglich. Da dies erst seit 2010 möglich ist, sind die Abweichungen der  $P_{mpp}$  Messwerte ab diesem Zeitpunkt geringer und ein klarerer Verlauf ist erkennbar.

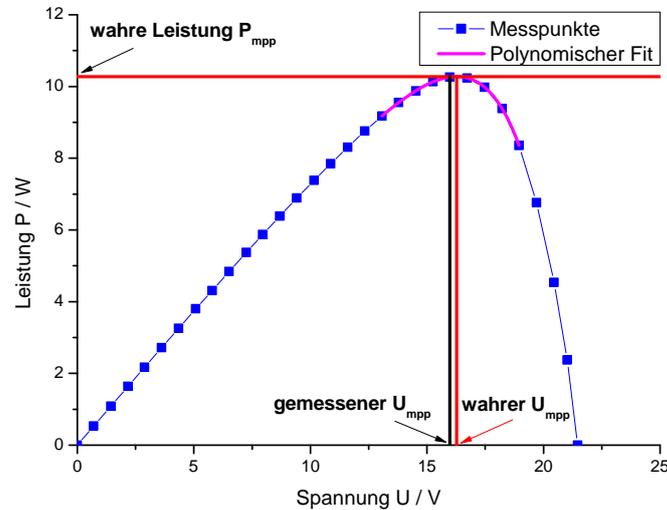


Abbildung 3.4: Polynomische Anpassung (Fit) zur Bestimmung des Punktes der maximalen Leistung

### Bestimmung des Punktes Maximaler Leistung

Da bei dem beschriebenen Messprogramm einzelne Punkte der IU-Kennlinie gemessen werden und nicht die gesamte IU-Kennlinie, ist es notwendig eine polynomische Anpassung durchzuführen, um den tatsächlichen Punkt maximaler Leistung zu bestimmen. Dazu wird wie in Grafik 3.4 dargestellt eine polynomische Anpassung durchgeführt, um den Punkt maximaler Leistung (MPP) zu approximieren. Die Leistung an diesem Punkt wird als  $P_{mpp}$  beschrieben.

### 3.1.2 Potential für Messungenauigkeit und Störgrößen

Um die potentielle Ungenauigkeit der Messverfahren zu analysieren, wird im Folgenden eine Übersicht über quantifizierbare und nicht quantifizierbare Messungenauigkeiten des Messsystems dargestellt. Manche Effekte können nicht direkt gemessen werden. Da sich ihr Einfluss jedoch auf die Messergebnisse auswirkt, wird ihre potentielle Auswirkung beschrieben.

#### Strom und Spannung

Laut Herstellerangaben der variablen Last beträgt die Messungenauigkeit hierbei jeweils maximal 0,2%, also maximal  $\Delta I = 20\text{mA}$  und  $\Delta U = 200\text{mV}$ .<sup>13</sup>

### **Modultemperatur**

Laut Herstellerangaben des Datenloggers, welcher die gemessene Spannung in ein digitales Signal umwandelt, beträgt die Messungenauigkeit hier 0,05%.<sup>2</sup> Jedoch wird die Modultemperatur zwar an verschiedenen Punkten in der Mitte des PV-Moduls gemessen. Allerdings ist die Temperaturverteilung auf der Modulfläche nicht homogen. Je nach PV-Modultyp, Umgebungstemperatur, Einstrahlung oder Windgeschwindigkeit ist die Temperatur am Rand des Moduls verschieden zu der Temperatur in deren Mitte.

### **Einstrahlung**

Laut Herstellerangaben liegt die Messungenauigkeit der Einstrahlungsmessung mit dem Pyranometer bei 0,5%.<sup>25</sup>

### **Zeit**

Die Uhrzeiten, unter der die verschiedenen Messsysteme Daten erfasst haben zeigten teilweise Abweichung von bis zu 2 Minuten.

### **Umbau des Teststandes**

Während der Außenexposition wurden die PV-Module teilweise für Zwischenuntersuchungen abgebaut. Es ist möglich, dass mit dem Wiederaufbau nicht die selben Expositionsbedingungen hergestellt wurden. Es sind dabei Abweichungen beim Abstand zu den benachbarten Modulen sowie der Anbringung der Messapparaturen möglich, was z.B. Einfluss auf die Messergebnisse der Modultemperatur zeigen könnte.

### **Reflexion**

Vormittags und nachmittags treten Einfallswinkel  $\neq 0^\circ$  des Sonnenlichts auf die nicht nachgeführten PV-Module auf. Durch die Reflexion der Sonnenstrahlung an der Oberfläche kann dadurch ein Leistungsverlust eintreten.

### **Spektrum der Solarstrahlung**

Die spektrale Fehlanpassung wirkt sich wie in Kapitel 2.2.3 beschrieben negativ auf die Wiederholbarkeit der Wirkungsgradmessung von PV-Modulen aus. Um den Einfluss dieser Fehlanpassung abzuschätzen, müsste das Sonnenspektrum für verschiedene Umgebungsbedingungen berechnet werden.

### Hystereseeffekte

Die Wärmeleitung durch die Rückseite des PV-Moduls bewirkt eine Verzögerung der Anpassung der Temperatur am Sensor. Daher kann aufgrund einer starken Aufheizung der PV-Module die an der Rückseite gemessene Modultemperatur von der Temperatur im inneren der Zelle abweichen.

#### 3.1.2.1 Verteilung der Modultemperaturen

Die Werte der jeweilige Modultemperatur werden benötigt um eine Korrektur der IU-Kennlinien auf einen vergleichbaren Wert durchzuführen (siehe Kapitel 2.3.2). Diese Werte können entweder durch deren Messung an den betrachteten PV-Modulen oder deren Modellierung (siehe Kapitel 5.1) ermittelt werden. Für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten PV-Module wurde stets die Modultemperatur parallel an verschiedenen Punkten der PV-Module durch PT100 Sensoren gemessen. Abbildung 3.5 zeigt dazu den Anbau der PT100 Sensoren an einem in Freiburg exponierten c-Si Referenzmodul. Um die Auswirkungen dieser Sensoren auf die Modultemperatur zu untersuchen, wurden Infrarotbilder von den exponierten PV-Modulen erstellt (siehe Abbildung 3.5 und Abbildung 3.6). Diese zeigen deutlich,



Abbildung 3.5: Zur genauen Messung der Modultemperatur wurden an verschiedenen Punkten der PV-Module PT100 Sensoren angebracht. Die linke Grafik zeigt dazu die Anbringung der PT100 Sensoren an einem c-Si Referenzmodul. Dabei sind zwei Sensoren in der Mitte einer Zelle, ein Sensor zwischen zwei Zellen jeweils im Mittelbereich des Moduls angebracht. Die rechten Grafiken zeigen die dazu aufgenommenen Infrarotbilder von der Rückseite (rechts oben) und der Vorderseite (rechts unten) des Moduls

dass an den Punkten, an denen die PT100 Sensoren montiert sind, sowie an den Punkten, an denen eine Abklebung für den Verlauf der Kabel stattgefunden hat, deutlich höhere Modultemperaturen zu beobachten sind. Daher scheint die gemessene Modultemperatur für den Fall hoher Globalstrahlungswerte an den Messpunkten höher zu sein als an den restlichen Punkten. Damit ist auch bei der Messung der Modultemperatur von einer nicht zu unterschätzenden Messgenauigkeit auszugehen.

Grafik 3.6 zeigt dazu noch weitere Infrarotbilder, welche durch einen Gesamtanblick des Außenbewitterungsaufbaus in Freiburg einen Vergleich der Modultemperaturen ermöglichen. Es kann hier neben den innerhalb ei-

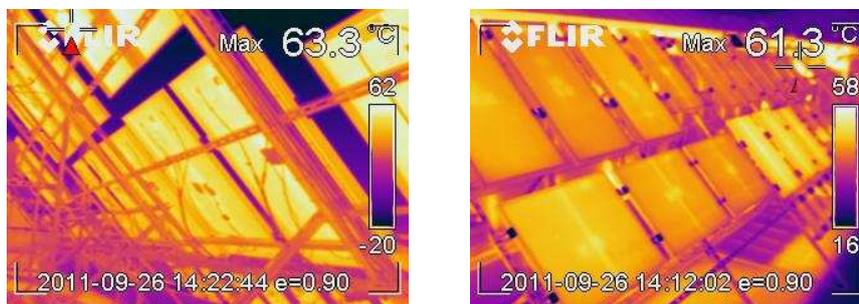


Abbildung 3.6: Die Infrarotbilder der Rückseite (links) und der Vorderseite (rechts) des Gesamtaufbaus der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten in Freiburg exponieren PV-Module an einem Tag mit hoher Globalstrahlung zeigen einen klaren Unterschied der Modultemperaturen

ner Moduloberfläche variierenden Modultemperaturen zudem einen deutlichen Unterschied der durchschnittlichen Modultemperatur für verschiedene Modultypen beobachtet werden. Für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten a-Si triple junction PV-Module scheint die Modultemperatur deutlich höher zu sein als bei den anderen in Grafik 3.6 dargestellten PV-Modulen. Daher ist es wichtig auch bei der Modellierung der Modultemperatur (siehe Kapitel 5.1) eine klare Unterscheidung der verschiedenen Modultypen durchzuführen.

### 3.1.2.2 Dämmungsschicht während der Blütezeit

Wenn ihm Frühling während der Blütezeit kein regelmäßiger Niederschlag stattfindet, bildet sich mehr und mehr eine Dämmungsschicht auf der Moduloberfläche, welche durch die Blüten verursacht wird. Diese ist in Grafik 3.7 für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Expositionen in Freiburg abgebildet. Durch das Abputzen der Dämmungsschicht an einer kleinen Oberfläche kann die Auswirkung dieser Dämmungsschicht dargestellt werden. Es ist dabei festzustellen, dass bei einer Fernansicht der Einfluss der Dämmung viel größer erscheint als bei einer näheren Ansicht. Da in Ex-

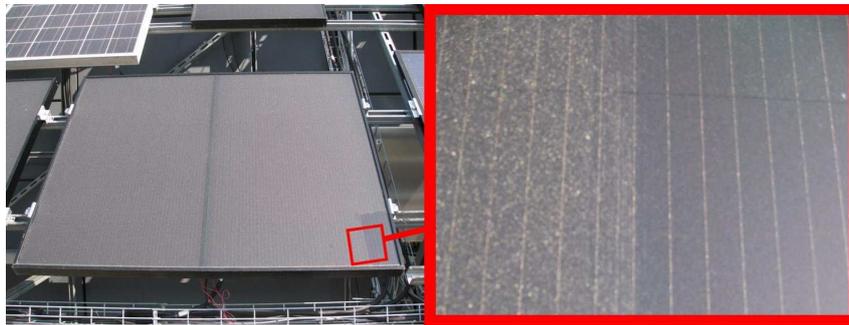


Abbildung 3.7: Dämmungsschicht während der Blütezeit

tremfällen diese Schicht jedoch sehr starke Auswirkungen auf die Leistung der Module haben kann, ist diese Dämmungsschicht als mögliche Störgröße zu betrachten.

Ein Beispiel für einen solchen Extremfall dieser Störgröße wurde in Pozo Izquierdo (Kanarische Inseln) gemessen.<sup>44</sup> Der erste Regen hatte dort erst nach einer Exposition über acht Monate stattgefunden. Zuvor hatten sich aus der Umgebung alle Arten von Staub auf dem Modul abgesetzt. In Abbildung 3.8 ist der dadurch stattgefundenene Leistungsrückgang dargestellt, der durch den darauf folgenden Regen wieder normalisiert wurde.

### 3.1.2.3 Schatten bei Strahlungseinfall zur Winterzeit

Zur Winterzeit ist die Lage der Sonne tiefer als zur Sommerzeit. Dies kann zur Auswirkung haben, dass bereits zu den frühen Nachmittagszeiten Teile von tief montierten PV-Module im Schatten liegen (siehe Abbildung 3.9). Teilweise auftretende extreme Abfälle der Leistung von den in Freiburg exponierten a-Si/a-Si- und a-Si single junction PV-Modulen während der Winterzeit sind daher auf deren tiefe Montagelage zurückzuführen (siehe Abbildung 3.1).

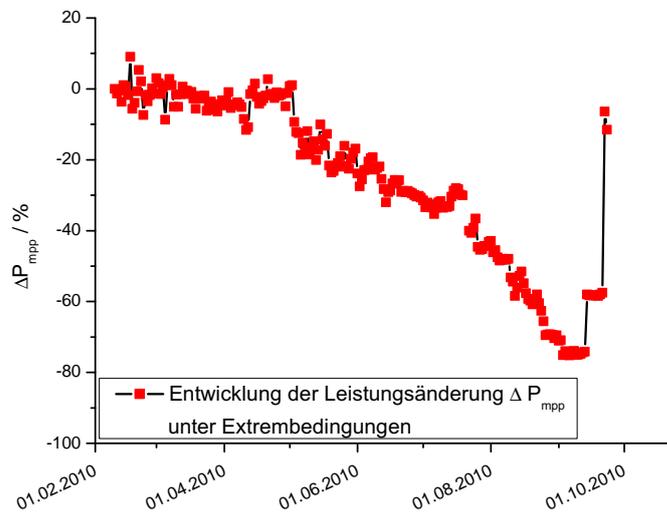


Abbildung 3.8: Der Verlauf des Leistungsrückgangs  $\Delta P_{mpp}$  aufgrund der ansteigenden Dämmschicht wurde in Pozo Izquierdo (Kanarische Inseln) gemessen.<sup>44</sup> Nach kurzer Regenzeit kommt die Leistung wieder auf ihren Ausgangswert zurück

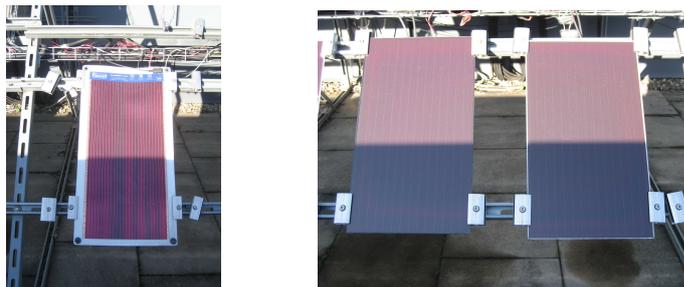


Abbildung 3.9: An einem sonnigen Tag im Dezember 2011 wurde gegen 14 Uhr Schatten bei tief montierten PV-Modulen beobachtet (links: a-Si/a-Si, rechts: a-Si single junction)

## 3.2 Auswertung

### 3.2.1 Korrektur und Aussortierung der Messwerte

Um einen aussagekräftigen Verlauf von Messwerten über einen langen Zeitraum darzustellen, ist im ersten Schritt eine Aussortierung und eine darauffolgende Korrektur wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben notwendig.

Die hierzu benötigten Koeffizienten  $\alpha$ ,  $\beta$  und  $a$  wurden durch Außenbewitterungsmessungen ermittelt.<sup>29</sup> Sie gelten im Zeitraum der Mitteleuropäischen Zeit (MEZ) zwischen 11 Uhr und 13 Uhr. Die Koeffizienten  $a$  und  $\beta$  wurden aus der Leerlaufspannung, der Koeffizient  $\alpha$  anhand des Kurzschlussstroms bestimmt. Die in Tabelle 3.1 dargestellten Werte werden im weiteren Verlauf der Arbeit für die in Kapitel 2.3.2 beschriebenen Korrekturen der Messwerte der betrachteten PV-Module verwendet.

Modultyp	$\alpha / \frac{A}{\sigma C}$	$\beta / \frac{V}{\sigma C}$	$a / V$
a-Si single junction	0,00016	-0,0634	0,215
a-Si/a-Si tandem	0,00010	-0,0701	0,301
a-Si/ $\mu$ -Si micro-morph	0,00020	-0,2021	0,999
a-Si triple junction	0,00059	-0,0759	0,322
CIS 1	0,00015	-0,1329	0,822
CIS 2	0,00026	-0,1180	0,646
CdTe	0,00011	-0,2220	0,989
c-Si Referenzmodul	0,00065	-0,1417	0,538

Tabelle 3.1: Koeffizienten zur Korrektur von IU-Kennlinien auf Standard-Testbedingungen für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten PV-Module<sup>29</sup>

Ein Vergleich der Messwerte nach entsprechender Filterung mit den Werten nach einer zusätzlichen Korrektur ist in Grafik 3.10 dargestellt. Weiter ist dort der Verlauf dieser gefilterten und korrigierten Messwerte dargestellt nach einer zusätzlichen Division durch eine c-Si Referenz, mit welcher genauso eine Filterung und deren Korrektur stattfand (Genauerer siehe Kapitel 2.3.2). Um die Verläufe klarer darzustellen wurde zudem stets ein täglicher Mittelwert aus den Ergebnissen des vorherigen Schrittes gebildet (siehe Grafik 3.10 rechts unten). Die betrachteten Werte des  $P_{mpp}$  der PV-Module sind dabei zudem auf die vergleichbare Größe  $1m^2$  normiert.

Die Division durch die Leistung  $P_{mpp}$  der c-Si Referenz gibt ein klareres Vergleichsbild. Zum einen werden durch diese Division manche Messungenauigkeiten, die durch schnelle Änderung der klimatischen Bedingungen verursacht werden, aussortiert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Effekt sowohl auf das betrachtete PV-Modul als auch auf die Referenz einen vergleichbaren Einfluss hat. Zum anderen werden (vor allem für

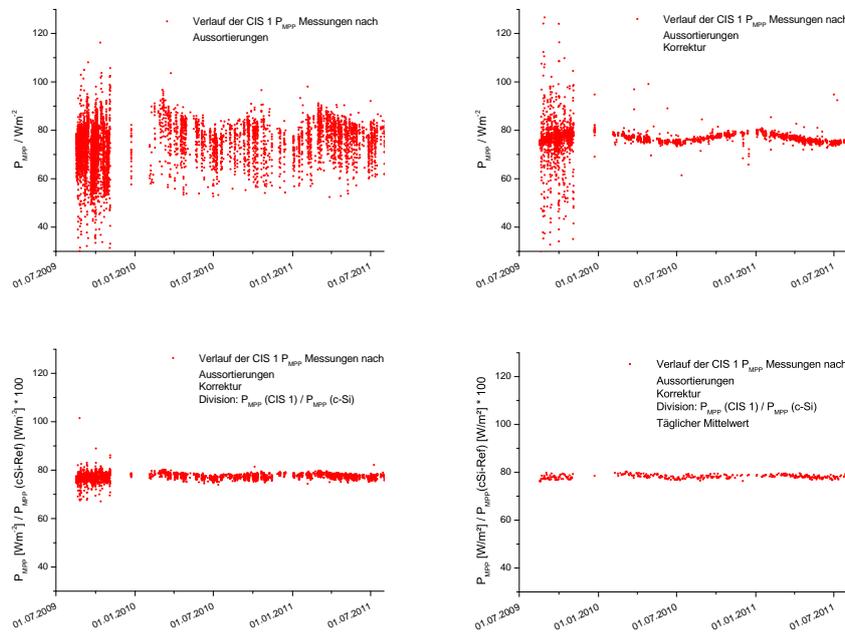


Abbildung 3.10: Schrittweise Darstellung der Korrektur und Aussortierung der  $P_{mpp}$  Messungen bei Außenbewitterungen. Im ersten Schritt fanden dabei nur Aussortierungen statt (links oben, Genaueres siehe Kapitel 2.3.2), im zweiten Schritt zudem eine Korrektur (rechts oben, Genaueres siehe Kapitel 2.3.2). Im dritten Schritt fand weiter eine Division durch die c-Si Referenz statt (links unten), im vierten Schritt wird zudem täglich ein Mittelwert aus den Werten des dritten Schrittes gebildet (rechts unten)

CIS-Module) die Unterschiede des Verlaufs zwischen Sommer und Winter durch die Parallelen bei der betrachteten c-Si Referenz und dem betrachteten Dünnschicht-PV-Modul korrigiert. Es ist jedoch auch erkennbar, dass auch bei der c-Si Referenz eine Degradation der Leistung  $P_{mpp}$  stattfindet (vgl. Abb. 3.20). Der entsprechende Effekt für die Dünnschicht-PV-Module wird durch diese Division damit vernachlässigt. Daher ist für die Bestimmung der Leistungsdegradation diese Division nicht sinnvoll. Für den Vergleich des Verlaufs der verschiedenen Betrachteten Module wird diese Division jedoch verwendet, um den Vergleich deutlicher zu machen.

### 3.2.2 Stabilisierung bei Außenexposition nach langzeitiger geschützter Lagerung

Wenn keine Vorbehandlung der Dünnschicht-PV-Module vor Beginn der Außenexposition stattgefunden hat sind verschiedene Effekte der Stabilisierung zu beobachten. Um diese Effekte genauer zu untersuchen wurden

während der Anfangszeit der Außenexposition bis Januar 2011 Dünnschicht-PV-Module, welche zum einen des gleichen Typs sind wie die exponierten, zum anderen auch zur Gleiche Zeit hergestellt wurden, im geschützten Rahmen gelagert. Dies fand unter den Bedingungen statt, dass diese keine Einstrahlung oder andere Bedingungen der Außenbewitterung verspürt hatten. Ab Januar 2011 fand eine Exposition jeweils eines Moduls pro Typ unter den selben Bedingungen statt.

Um einen aussagekräftigen Vergleich mit den bereits über längere Zeit exponierten Module darzustellen, wurde zur Auswertung das Verhältnis der Entwicklung der Leistung der stabilisierenden Dünnschicht-PV-Module  $P_{mpp, stabilisierend}$  zu zu den bereits über längere Zeit exponierten Dünnschicht-PV-Modulen gleichen Typs  $P_{mpp, referenz}$  berechnet.

$$\Delta P_{mpp} = \left( \frac{P_{mpp, stabilisierend}(t)}{P_{mpp, referenz}(t)} * c - 1 \right) * 100\% \quad (3.1)$$

Da PV-Module gleichen Typs nicht unbedingt den selben Level an Leistung liefern, wurde der Faktor  $c$  eingeführt um die Leistung der stabilisierten PV-Module auf das Level der sich stabilisierenden PV-Module zu korrigieren:

$$c = \frac{P_{mpp, referenz}(t \rightarrow \infty)}{P_{mpp, stabilisierend}(t \rightarrow \infty)} \quad (3.2)$$

Die daraus ermittelten Verläufe sind in Abbildung 3.11 für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten a-Si Dünnschicht-PV-Module, in Abbildung 3.12 für die betrachteten CIS Dünnschicht-PV-Module und in Abbildung 3.13 für die betrachteten CdTe Dünnschicht-PV-Module dargestellt.<sup>61</sup>

Für die betrachteten a-Si PV-Module ist deutlich der in Kapitel 2.1.3.1 beschriebenen Staebler-Wronski-Effekt zu beobachten. Zu Beginn des Stabilisierungsverhaltens zeigen alle a-Si Dünnschicht-PV-Module eine deutlich höhere Leistung  $P_{mpp}$  als im stabilisierten Status. Dabei zeigen die PV-Module a-Si single junction und a-Si tripple junction zu Beginn des Stabilisierungsverhaltens ca. 20%, die PV-Module a-Si / a-Si und a-Si /  $\mu$ -Si ca. 15 % mehr Leistung als die PV-Module im stabilisierten Status. Es dauert jedoch unterschiedlich lange, bis die a-Si PV-Module einen stabilisierten Status annehmen. Nach dem IEC Standard 61646<sup>21</sup> gilt der Verlauf als stabilisiert, wenn die Abweichung über längere Zeit im Rahmen von  $\pm 2\%$  der Schwankung liegt. Während diese zeitliche Stabilität von dem untersuchten a-Si / a-Si PV-odul bereits nach ca. zwei Monaten erreicht wurde, wurde diese zeitliche Stabilität von den weiteren a-Si PV-Modulen nach ca. fünf Monaten erreicht.

Während für die untersuchten a-Si PV-Module eine vergleichbare Entwicklung stattfand, zeigten die zwei untersuchten CIS PV-Module gegensätzliche Verhaltensweisen auf dem Weg zur Stabilisierung. Während CIS 1 zu Beginn des Stabilisierungsverhaltens ca. 3 % höhere Leistung  $P_{mpp}$  als

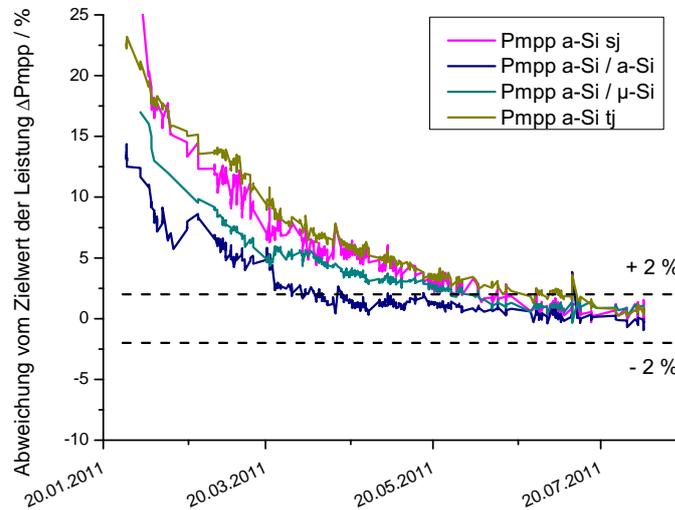


Abbildung 3.11: Stabilisierungsverhalten von a-Si Dünnschicht-PV-Modulen bei Außenexposition im Vergleich zu Modulen gleichen Typs, welche bereits für längere Zeit exponiert waren. Die Exposition der sich stabilisierenden Module begann im Winter (Januar 2011) nach einer langzeitigen Dunkellagerung

im stabilisierten Status zeigt, zeit CIS 2 zu Beginn des Stabilisierungsverhaltens ca. 7 % geringere Leistung als im stabilisierten Status. Das untersuchte CIS 1 PV-Modul zeigt bereits nach ca. zwei Wochen einen stabilisierten Zustand; das CIS 2 Modul erreicht diesen Zustand nach ca. zwei Monate.

Für das untersuchte CdTe PV-Modul wurde der Stand der Stabilität nach ca. vier Monaten erreicht.

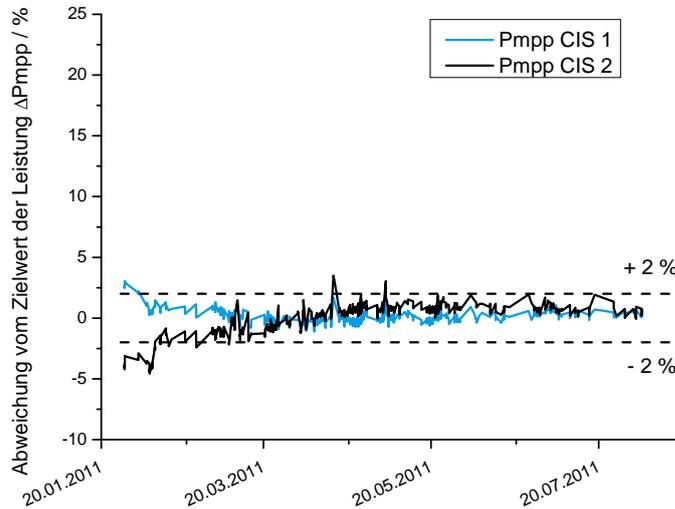


Abbildung 3.12: Stabilisierungsverhalten von CIS Dünnschicht-PV-Modulen bei Außenexposition im Vergleich zu Modulen gleichen Typs, welche bereits für längere Zeit exponiert waren. Die Exposition der sich stabilisierenden Module begann im Winter (Januar 2011) nach einer langzeitigen Dunkellagerung

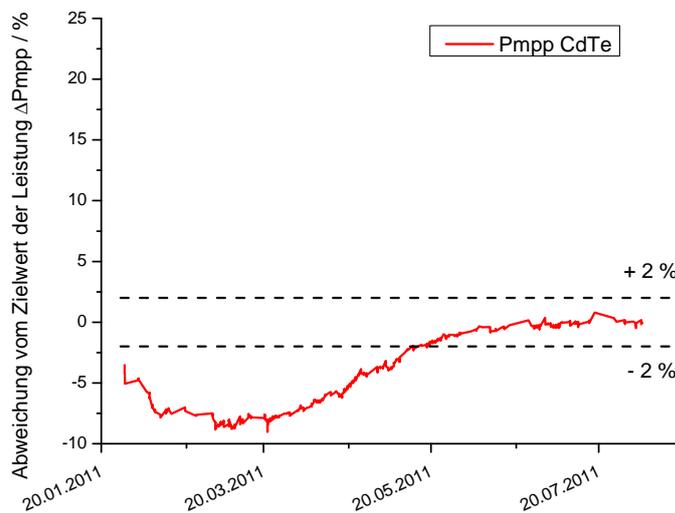


Abbildung 3.13: Entsprechendes Stabilisierungsverhalten von CdTe Dünnschicht-PV-Modulen

### 3.2.3 Außenexposition nach der Stabilisierung

Nach dem Abschluss der in Kapitel 3.2.2 diskutierten Stabilisierungszeit der betrachteten Dünnschicht-PV-Module waren diese in den in diesem Kapitel beobachteten Zeiträumen bereits ca. sechs Monaten exponiert und damit bereits in einem stabilisierten Zustand. Im Folgenden wird damit das Langzeitverhalten der betrachteten Dünnschicht-PV-Module und dessen Entwicklung untersucht. Dazu wird der Verlauf der korrigierten Leistung  $P_{mpp}$  der in Freiburg exponierten Dünnschicht-PV-Module dargestellt. Um dazu eine aussagekräftige Darstellung zu erhalten, wird in einem ersten Schritt bei der Außenbewitterung eine Aussortierung mit einer daraufhin ausgeführten Korrektur durchgeführt. Um nun die Betrachtung des langzeitigen Verlaufs noch deutlicher darzustellen, wird noch eine Division durch die c-Si Referenz durchgeführt (Genaueres in Kapitel 3.2.1). Um die Darstellung vergleichbar zu machen, fand dabei eine Normierung auf eine Modulgröße von  $1m^2$  statt. Zur deutlicheren Ansicht wurde ein Verlauf der täglichen Mittelwerte dargestellt. Dabei zeigt Grafik 3.14 die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Dünnschicht-PV-Module mit a-Si Zellen. Die betrachteten CIS PV-Module werden in Grafik 3.15 und die betrachteten CdTe PV-Module in Grafik 3.16 wiedergegeben.

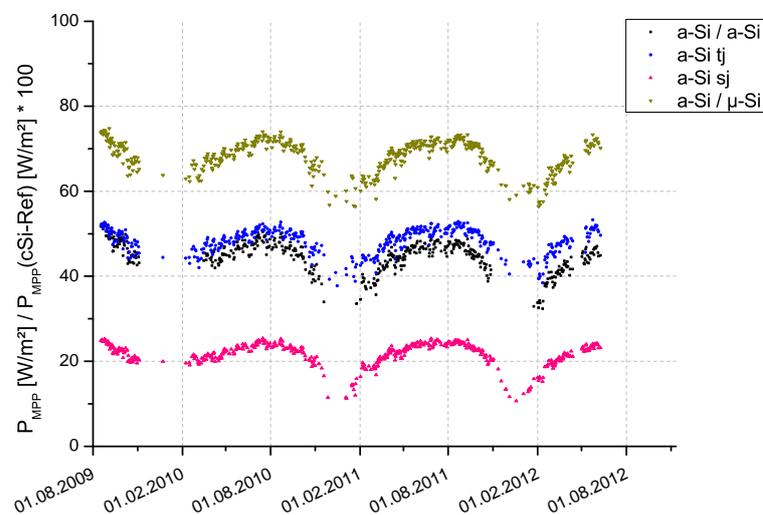


Abbildung 3.14: Verlauf der täglichen Mittelwerte der a-Si  $P_{mpp}$  Messungen bei Außenbewitterung nach Korrektur und Division durch c-Si Referenz

Es ist zu beobachten, dass die betrachteten CIS PV-Module dabei einen nahezu konstanten Verlauf der  $P_{mpp}$  Messungen bei Außenbewitterung nach Division durch c-Si Referenz darstellen. Für das betrachtete CdTe PV-Modul

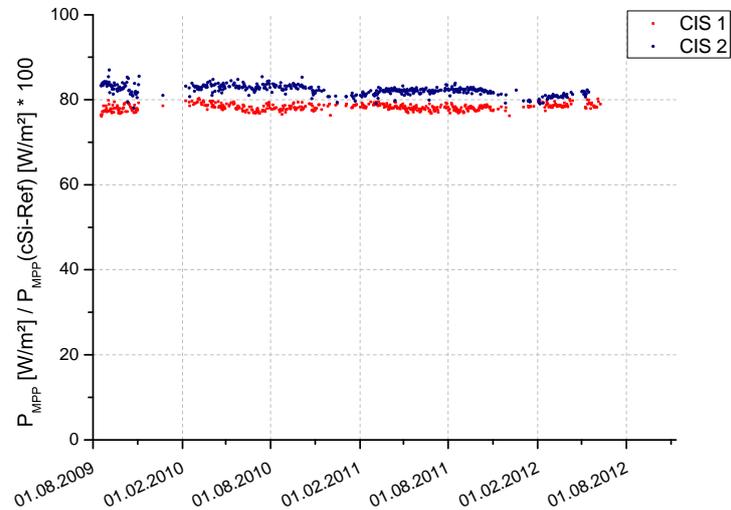


Abbildung 3.15: Verlauf der täglichen Mittelwerte der CIS  $P_{mpp}$  Messungen bei Außenbewitterung nach Korrektur und Division durch c-Si Referenz

jedoch wäre dieser Effekt eher ohne eine Division durch c-Si Referenz zu beobachten sein. Die betrachteten a-Si PV-Module zeigen jedoch deutlich den Einfluss der saisonalen Effekte des Staebler-Wronski-Effekts (siehe Kapitel 2.1.3.1). Für Dünnschicht a-Si PV-Module wird dieser Effekt als Annealing Effect bezeichnet. Durch diesen Effekt liegt deren Leistung bei Sommerzeiten deutlich niedriger als zu Winterzeiten.

### Leistungsdegradation

Die Grafiken 3.17 bis 3.20 stellen den in den Grafiken 3.14 bis 3.16 dargestellten Verlauf der Leistung  $P_{mpp}$  in normierter Weise dar. Dabei wurde der Mittelwert der korrigierten Werte aus dem ersten betrachteten Monat der Außenexposition als Startwert ermittelt. Der weitere Verlauf gibt die prozentuale Abweichung von diesem Startwert in der folgenden Expositionszeit wieder. Dabei wurde im Gegensatz zu Grafiken 3.14 bis 3.16 in den Grafiken 3.17 bis 3.20 keine Division durch die c-Si Referenz durchgeführt. Diese zeigen daher eine Darstellung der Leistungsdegradation, was im Rahmen der in Kapitel 5.2 beschriebenen Modellierung der Leistungsdegradation zur Validierung beitragen wird.

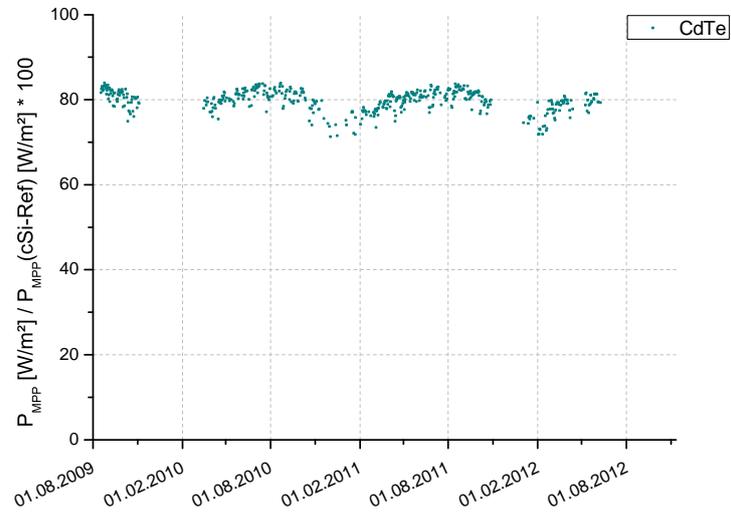


Abbildung 3.16: Verlauf der täglichen Mittelwerte der CdTe  $P_{mpp}$  Messungen bei Außenbewitterung nach Korrektur und Division durch c-Si Referenz

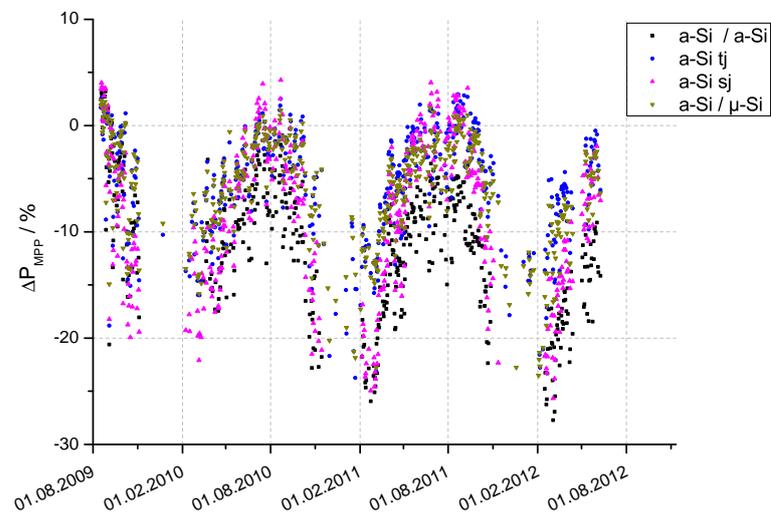


Abbildung 3.17: Diese Grafik stellt den Ablauf der prozentualen Abweichung von a-Si  $P_{mpp}$  Werten von dem Startwert des ersten Monats dar (September 2009)

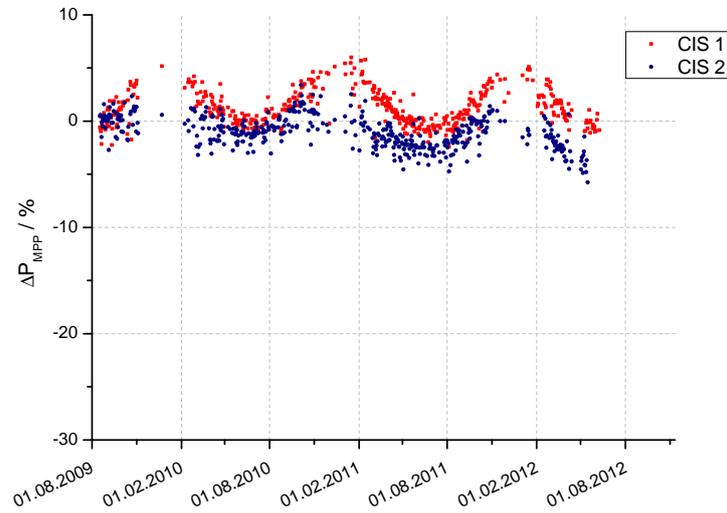


Abbildung 3.18: Diese Grafik stellt den Ablauf der prozentualen Abweichung von CIS  $P_{mpp}$  Werten von dem Startwert des ersten Monats dar (September 2009)

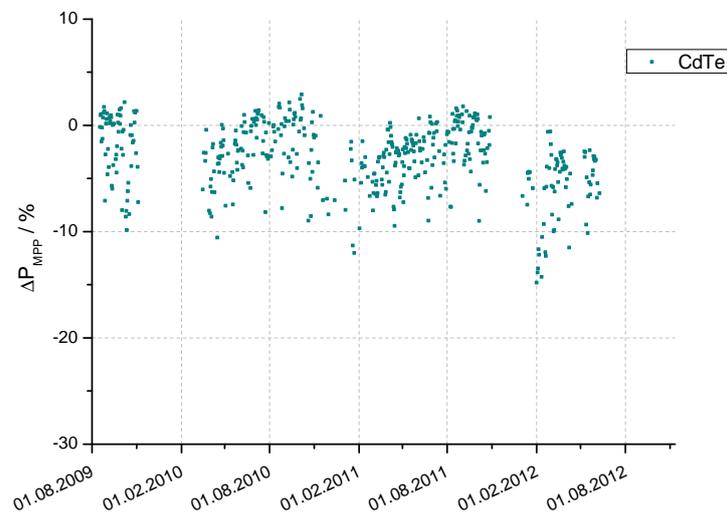


Abbildung 3.19: Diese Grafik stellt den Ablauf der prozentualen Abweichung von CdTe  $P_{mpp}$  Werten von dem Startwert des ersten Monats dar (September 2009)

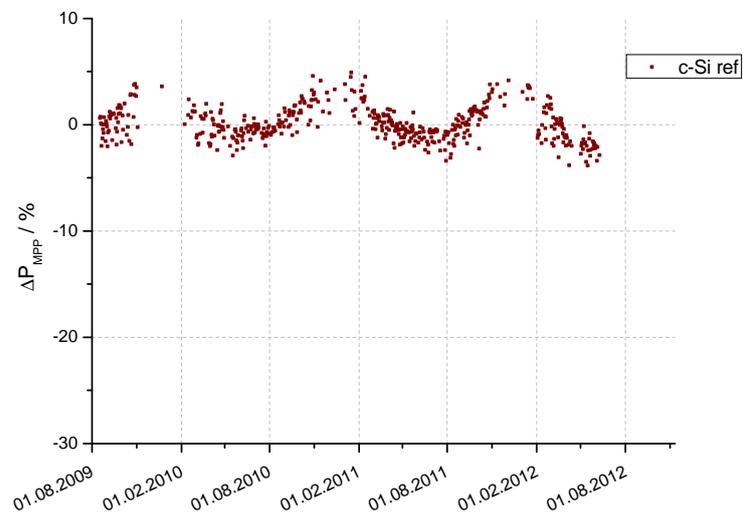


Abbildung 3.20: Diese Grafik stellt den Ablauf der prozentualen Abweichung von Referenz c-Si  $P_{mpp}$  Werten von dem Startwert des ersten Monats dar (September 2009)

## Kapitel 4

# Innenbewitterung

Verschiedene Arten der Innenbewitterung haben zum Ziel, Alterungsprozesse zu beschleunigen oder Stabilisierungen durchzuführen. Mit Hilfe einer Feuchte-Wärme-Prüfung ist es möglich, Alterungsprozesse in einer beschleunigten Geschwindigkeit durchzuführen. Bei einem Solarsimulator ist das Ziel, einen stabilen Leistungszustand zu erreichen sowie reversible und irreversible Effekte abzugrenzen. Während in der Natur klimatische Faktoren wie die Außentemperatur, die Luftfeuchtigkeit oder die Einstrahlung sich stets in extremen Schwankungen befinden, werden sie bei der Innenbewitterung möglichst konstant bei höheren Werten gehalten. Dadurch wird versucht auf reale Betriebsbedingungen zu schließen. Teilweise finden Alterungsprozesse in deutlich beschleunigter Geschwindigkeit statt und können somit Aussagen über einen längeren Zeitraum in der Außenbewitterung machen. Im Rahmen dieser Arbeit findet dabei ein Fokus auf den Solarsimulator und die Feuchte-Wärme-Prüfung statt.

### 4.1 Solarsimulator

#### 4.1.1 Messverfahren

In dem im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Solarsimulator fanden die Messungen unter konstanten vorgegebenen Bedingungen der Umgebungstemperatur und der Einstrahlung statt. Dadurch wurden die in der Natur auftretenden zeitlichen Schwankungen der Globalstrahlung in der Bestrahlung durch den Solarsimulator auf möglichst konstanten Werten gehalten. Der im Rahmen dieser Arbeit verwendete Solarsimulator gehört der Klasse B an. Die Voraussetzung für Klasse B sind nach dem IEC Standard 60904-9<sup>19</sup> definiert. Dabei darf für Klasse B die räumliche Einstrahlungsschwankung in der Messebene bei maximal 5% liegen. Der Solarsimulator basiert auf 6 HMI Lampen hinter einem Glas Streukörper, der für eine möglichst konstante Verteilung der Strahlung sorgt. Die Klimakammer ist geschlos-



Abbildung 4.1: Die IU-Kennlinien der betrachteten Dünnschicht PV-Module wurden in einer Klimakammer mit einem Solarsimulator der Klasse B gemessen

sen um auch die Umgebungstemperatur in der Kammer möglichst konstant zwischen  $10 - 12^{\circ}\text{C}$  zu halten. Dadurch wurden die Modultemperaturen unter  $45^{\circ}\text{C}$  (zwischen  $35 - 45^{\circ}\text{C}$ ) gehalten. Grafik 4.1 zeigt ein Bild des verwendeten Solarsimulators.

Während der Exposition in der Klimakammer mit einem Solarsimulator fand eine konstante Bestrahlung von ca.  $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  statt. Die PV-Module waren mit elektronischen Lasten verbunden, die sie im Punkt maximaler Leistung hielten zwischen den Messungen der IU-Kennlinien. Die IU-Kennlinien wurden alle vier Minuten gemessen.

## 4.1.2 Auswertung

### 4.1.2.1 Verlauf der Leistung $P_{mpp}$

Alle im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen wurden in der beschriebenen Klimakammer exponiert. Die Dauer dieser Exposition betrug ca. 140 Stunden. Um nun eine Vergleichbarkeit der Messungen darzustellen, wurden alle gemessenen Daten des  $P_{mpp}$  auf einen Zielwert bei 140 Stunden von  $\Delta P = 0\%$  normiert. Dieser Wert wird im Rahmen dieser Innenbewitterung als Punkt angenommen, an dem die Leistung  $P_{mpp}$  einen stabilisierten Wert angenommen hat. Die Abweichung im Laufe der Bewitterung ist damit die Abweichung der Leistung  $P_{mpp}$  von diesem Zielwert in %. Der Verlauf der Abweichung der Leistung  $P_{mpp}$  für die betrachteten a-Si PV-Module ist in Grafik 4.2 dargestellt.<sup>59</sup>

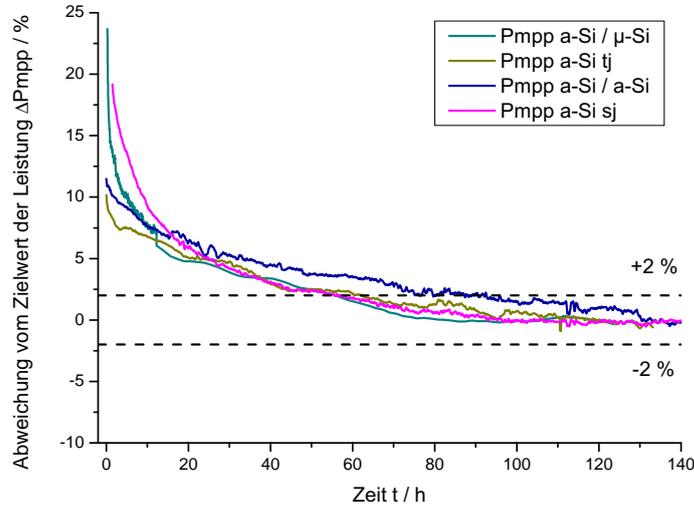


Abbildung 4.2: Entwicklung der Leistung  $P_{mpp}$  während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert der Leistung nach  $t = 140h$  durch  $\Delta P_{mpp}/\%$ .<sup>59</sup> In dieser Grafik ist der Verlauf für die betrachteten a-Si PV-Module dargestellt. Die gestrichelten Linien indizieren die nach IEC 61646 möglichen Abweichungen von 2%

Es ist dabei ein sehr vergleichbarer Verlauf für die betrachteten a-Si PV-Module zu beobachten, die dem in Kapitel 2.1.3.1 beschriebenen Staebler-Wronski-Effekt entsprechen. Die Auswirkungen der konstanten Lichtaufnahme führen dazu, dass die Leistung der PV-Module abnimmt, bis die Stabilisierung erreicht ist. Die Abnahme der Leistung  $P_{mpp}$  liegt dabei bei den betrachteten PV-Modulen zwischen 10% und 25%. Nach dem IEC Standard 61646 Punkt 10.19<sup>21</sup> gilt der Verlauf als stabilisiert, wenn die Abweichung über ca. 150 Stunden im Rahmen von  $\pm 2\%$  der Schwankung liegt. Bei allen untersuchten a-Si PV-Modulen ist der Beginn dieser zeitliche Stabilität nach ca. 100 Stunden der Exposition erreicht.

Auf gleiche Weise wie für a-Si wurde die Entwicklung der Leistung  $P_{mpp}$  für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten CIS PV-Module (siehe Abbildung 4.3) und die betrachteten CdTe PV-Module (siehe Abbildung 4.4) durchgeführt.<sup>59,3</sup> Für CIS ist dabei zu beobachten, dass die beiden betrachteten PV-Modultypen eine gegensätzliche Entwicklung zeigen. Während CIS 1 mit einer ca. 2% höheren Leistung  $P_{mpp}$  bei  $t = 0h$  startet und danach einen erkennbaren Abbau der Leistung  $P_{mpp}$  zu beobachten ist, tritt bei CIS 2 ein gegensätzlicher Effekt auf. Für CIS 2 ist ein Anstieg der Leistung  $P_{mpp}$  um ca. 3% zu beobachten. Jedoch findet bei beiden CIS PV-

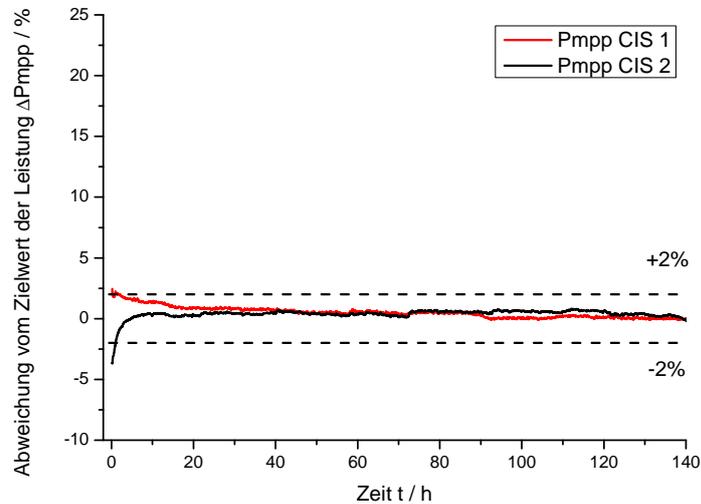


Abbildung 4.3: Entwicklung der Leistung  $P_{mpp}$  der betrachteten CIS PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert der Leistung nach  $t = 140h$  durch  $\Delta P_{mpp}/\%$ .<sup>59,3</sup> Die gestrichelten Linien indizieren die nach IEC 61646 möglichen Abweichungen von 2%

Modulen bereits nach einer kurzen Zeit von 10 Stunden eine Stabilisierung der Leistung  $P_{mpp}$  statt.

Für das betrachtete CdTe PV-Modul ist jedoch zu beobachten, dass nach den 140 Stunden der Exposition in der Klimakammer noch keine endgültige Stabilisierung der Leistung  $P_{mpp}$  stattgefunden hat. Während zu Beginn der Exposition in den ersten 40 Stunden eine Abnahme der Leistung von ca. 7% statt fand, fand danach eine Wende in dem Zuwachs der Leistung statt. Seit diesem Zeitpunkt fand bis zum Ende der Exposition ein Anstieg der Leistung um bisher ca. 2% statt. Dies ist zwar im Rahmen der nach dem IEC Standard als stabilisiert geltenden Bereich, jedoch ist ein Abschluss dieser Stabilisierungsentwicklung zwar möglich, aber nicht sicher.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass für verschiedene Typen von Dünnschicht-PV-Modulen verschiedene Stabilisierungsverfahren sinnvoll sind.

#### 4.1.2.2 Vergleich der Stabilisierung mit dem Solarsimulator mit der Stabilisierung bei Außenbewitterung

Es stellt sich die Frage, ob die Außenbewitterung mit einer in diesem Kapitel beschriebenen beschleunigten Innenbewitterung durch den Solarsim-

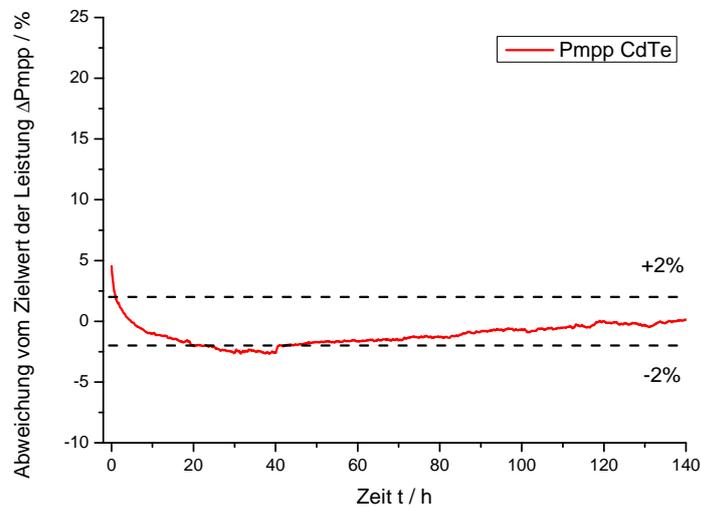


Abbildung 4.4: Entwicklung der Leistung  $P_{mpp}$  der betrachteten CdTe PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert der Leistung nach  $t = 140h$  durch  $\Delta P_{mpp}/\%$ .<sup>59</sup> Die gestrichelten Linien indizieren die nach IEC 61646 möglichen Abweichungen von 2%

mulatr vergleichbar ist. Dazu werden im Folgenden die in diesem Kapitel beschriebenen Ergebnisse mit den in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Außenbewitterungsergebnissen verglichen. Die in der Außenbewitterung betrachteten PV-Module wurden über mehrere Jahre unter Einstrahlungsschutz gelagert, um danach im Vergleich zu bereits seit längerem exponierten PV-Modulen gleichen Typs exponiert zu werden. Bei den in diesem Kapitel beschriebenen PV-Modulen handelt es sich wiederum um die gleichen Modultypen mit gleichem Fertigungszeitpunkt. Ein Vergleich der beiden Abläufe ist in Abbildung 4.5 dargestellt.

Ein Vergleich der beiden Verläufe zeigt, dass es sich dabei meist um sehr ähnliche Verläufe handelt. Eine Ausnahme bildet CdTe, wo eine Verschiebung des Startwertes bei der Innenbewitterung statt findet. Der weitere Verlauf ist jedoch wieder sehr ähnlich.

Der wesentliche allgemeine Unterschied für alle betrachteten PV-Module ist, wie erwartet, bei der Ablaufgeschwindigkeit zu beobachten. Was in der Innenbewitterung durch den Solarsimulator in 140 Stunden zu beobachten war, dauerte bei der Außenbewitterung ca. 6 Monate (entspricht ca. 4400 Stunden). Damit findet unter den vorherrschenden Bedingungen die Innenbewitterung, verhältnismäßig zur Außenbewitterung, in einer ca. 30fachen Geschwindigkeit statt.

## 4.2 Feuchte-Wärme-Prüfung

### 4.2.1 Messverfahren

Bei dem in dieser Arbeit betrachteten Feuchte-Wärme-Aufbau wurden die Dünnschicht-PV-Module in einer Klimakammer mit konstanter Luftfeuchtigkeit und konstanter Umgebungstemperatur aufgebaut. Im Rahmen der Prüfverfahren nach der Norm IEC 61646 Punkt 10.13<sup>21</sup> beträgt die relative Luftfeuchtigkeit hierbei  $rH = 85\%$  und die Umgebungstemperatur  $T_{amb} = 85^\circ\text{C}$ . Um einen Status der aktuellen Leistungsfähigkeit der Dünnschicht-PV-Module zu prüfen, wurden Leistungsmessungen in einem Flasher durchgeführt. Ein Flasher ist eine Einrichtung, bei dem das zu betrachtende PV-Modul einem kurzzeitigen Lichtblitz ausgesetzt wird. Im Flasher herrschen nach den Standard-Testbedingungen (STC) definierte Bedingungen während eines Blitzvorgehens zur Erstellung einer IU-Kennlinie. Diese liegen bei einer senkrechten Einstrahlung von  $G = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  und  $T_{amb} = 25 \pm 0,3^\circ\text{C}$ . Um zu Beginn dieser Kennlinienmessungen eine Stabilisierung der PV-Modulleistungen sicher zu stellen, wurden die PV-Module teils zuvor eines Stabilisierungsprozesses durch einen Solarsimulator (vergleiche Kapitel 4.1) ausgesetzt, bei dem die angestrebte Modultemperatur bei  $T_{mod} = 50^\circ\text{C}$  lag.

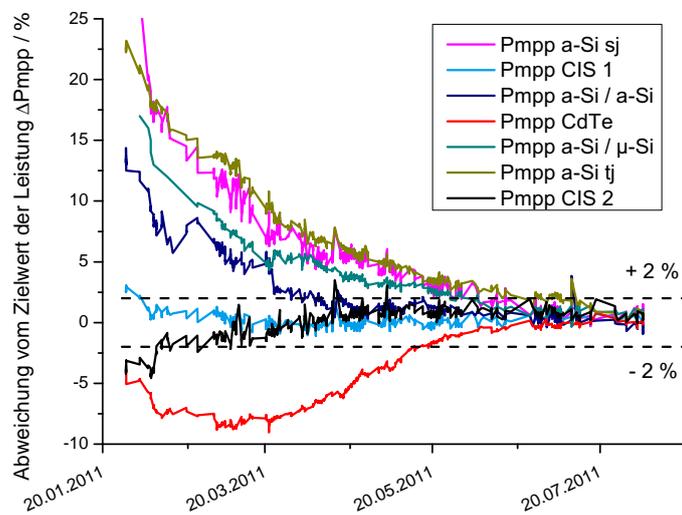
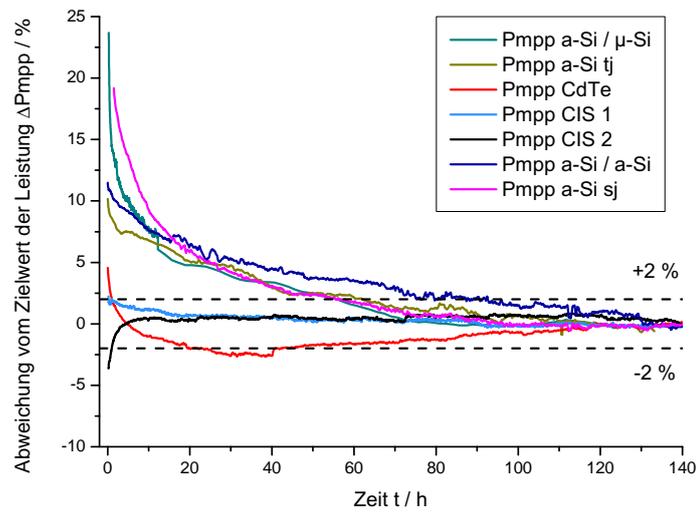


Abbildung 4.5: Vergleich der Stabilisierung mit dem Solarsimulator (oben) mit der Stabilisierung bei Außenbewitterung (unten)<sup>59,61</sup>

### 4.2.2 Auswertung

Die zur Bestimmung des Verlaufs der Leistungsdegradation verwendeten Messdaten wurden im Rahmen des PV-Performance-Projektes ermittelt. Dadurch wurden die gleichen und damit vergleichbaren Dünnschicht-PV-Modultypen wie in den anderen beschriebenen Messvorgängen verwendet. Die Feuchte-Wärme-Prüfungen, die im Rahmen dieser Arbeit verwendet werden, wurden dabei durch Zusammenarbeit teilweise an dem European Commission DG-Joint Research Centre, Ispra, Italien (JRC),<sup>41</sup> teilweise an dem Swedish National Testing and Research Institute (SP) durchgeführt.

#### Verlauf der Leistungsdegradation am European Commission DG-Joint Research Centre<sup>27, 41</sup>

Bei der Feuchte-Wärme-Exposition am JRC lagen die klimatischen Grundbedingungen während der Exposition bei einer Umgebungstemperatur von  $T_{amb} = 85^{\circ}\text{C}$  sowie einer relativen Luftfeuchtigkeit von  $rH = 85\%$ , was den Grundvoraussetzungen der Norm IEC 61646 Punkt 10.13<sup>21</sup> entspricht. Da während der Feuchte-Wärme-Exposition aufgrund nicht vorhandener Einstrahlung keine Leistungsmessungen durchgeführt werden können, ist es notwendig sowohl vor Beginn der Feuchte-Wärme-Exposition als auch zu verschiedenen Zeiten während der Exposition die PV-Module während der Feuchte-Wärme-Klimakammer zu entfernen um eine Flasher Messung durchzuführen (siehe Kapitel 4.2.1). Eine solche Datenenerfassung fand sowohl vor Beginn als auch während der Expositionszeit nach 500, 1000, 2000, 3000 und 4000 Stunden statt. Von jedem im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Dünnschicht-PV-Modultyp wurden dabei zwei Module exponiert. Für die Auswertung wurde dazu ein Mittelwert der Leistung  $P_{mpp}$  der jeweils zwei betrachteten PV-Module gleichen Modultyps zu jeder Flasher Messung gebildet. Diese Mittelwerte sind in Grafik 4.6 dargestellt.

Während bei CIS 1 eine konstante sehr starke Leistungsdegradation stattfindet, bleibt die Leistung bei a-Si tripple junction und bei a-Si / a-Si tandem in einem praktisch konstanten Bereich. Bei  $a - Si/\mu - Si$  micro-morph fand ein Abfall des Anschlusskastens während der Expositionszeit zwischen 2000 und 3000 Stunden statt. Dadurch konnte Feuchte in das Modul eindringen. Durch diese entstandene Vereinfachung des Eindringens von Feuchte fand damit eine sehr deutliche Beschleunigung der Leistungsdegradation statt. Dieser Abfall des Anschlusskastens fand bei beiden PV-Modulen diesen Typs statt. Bei den meisten betrachteten Dünnschicht-PV-Modulen ist ein linearer Leistungsabfall zu beobachten, außer bei CdTe, wo eine klare Beschleunigung der Abnahme der Leistung  $P_{mpp}$  zu beobachten war.

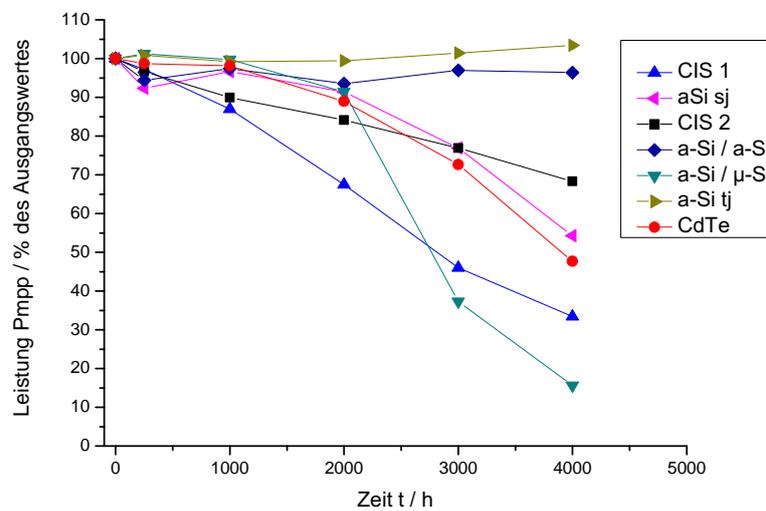


Abbildung 4.6: Verlauf der Feuchte-Wärme-Prüfung durchgeführt am JRC<sup>41</sup> über  $t = 4000h$  bei einer relativen Luftfeuchtigkeit  $rH = 85\%$  und einer Umgebungstemperatur von  $T_{amb} = 85^\circ C$ . Diese Grafik zeigt die Mittelwerte aus den jeweils zwei gemessenen Modulen des gleichen Modultyps während einer konstant gleichen Behandlung

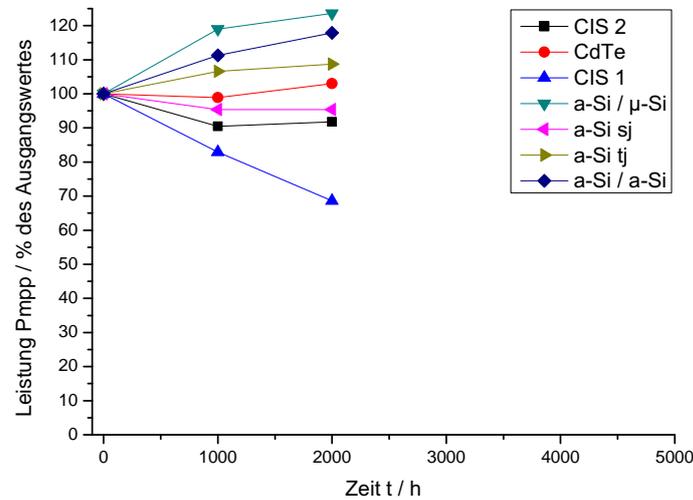


Abbildung 4.7: Verlauf der Feuchte-Wärme-Prüfung durchgeführt am SP über  $t = 2000h$  bei einer relativen Luftfeuchtigkeit von  $rH = 50\%$  und einer Umgebungstemperatur von  $T_{amb} = 85^\circ C$ . Der teilweise stattfindende Anstieg von  $P_{mpp}$  bei a-Si PV-Modulen ist auf fehlende Stabilisierung der Leistung vor Beginn der Feuchte-Wärme-Prüfung zurückzuführen

#### Verlauf der Leistungsdegradation am Swedish National Testing and Research Institute<sup>27</sup>

Bei der Feuchte-Wärme-Exposition am SP wurden zwei unterschiedliche getrennte Feuchte-Wärme-Expositionen durchgeführt. Einmal lagen die klimatischen Grundbedingungen während der Exposition auch bei einer Umgebungstemperatur  $T_{amb} = 85^\circ C$ , jedoch bei einer relativen Luftfeuchtigkeit  $rH = 50\%$ . Diese Exposition fand über 2000 Stunden statt. Es fand sowohl vor Beginn als auch während der Expositionszeit nach 1000 Stunden und nach 2000 Stunden eine Flasher Messung statt. Die am Flasher von SP gemessenen Werte der Leistung  $P_{mpp}$  sind in Grafik 4.7 dargestellt.

Die zweite Feuchte-Wärme-Exposition am SP fand wiederum bei einer Umgebungstemperatur von  $T_{amb} = 65^\circ C$  und einer relativen Luftfeuchtigkeit von  $rH = 85\%$  statt. Diese Exposition fand über 4000 Stunden statt. Es fand sowohl vor Beginn als auch während der Expositionszeit nach 1000, 2000, 3000 und nach 4000 Stunden eine Flasher Messung statt. Die am Flasher von SP gemessenen Werte der Leistung  $P_{mpp}$  sind in Grafik 4.8 dargestellt.

Bei den Messungen am SP ist deutlich zu erkennen, dass bei a-Si PV-Modulen zu Beginn der Feuchte-Wärme-Expositionen ein Anstieg der Leis-

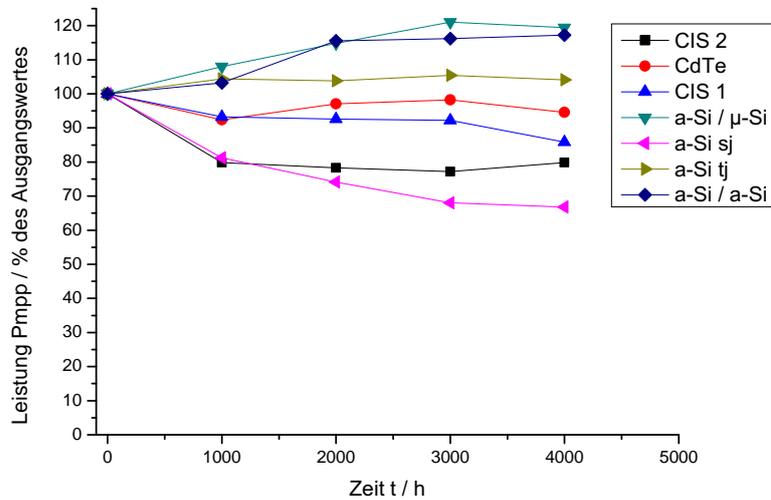


Abbildung 4.8: Verlauf der Feuchte-Wärme-Prüfung durchgeführt am SP über  $t = 4000h$  bei  $rH = 85\%$  und  $T_{amb} = 65^\circ C$ . Der teilweise stattfindende Anstieg von  $P_{mpp}$  bei a-Si PV-Modulen ist auf fehlende Stabilisierung der Leistung vor Beginn der Feuchte-Wärme-Prüfung zurückzuführen

Leistung  $P_{mpp}$  stattgefunden hat. Dies ist auf den für a-Si PV-Module geltenden Staebler-Wronski-Effekt (siehe Kapitel 2.1.3.1) zurückzuführen, dessen Auswirkungen für die Außenbewitterung in Kapitel 3.2.2 und für die beschleunigte Innenbewitterung in Kapitel 4.1 genauer betrachtet wurden. Bei den Ergebnissen der Feuchte-Wärme-Expositionen am JRC ist dieser Effekt nicht zu beobachten. Dies liegt daran, dass am JRC vor Beginn der Feuchte-Wärme-Expositionen ein Stabilisierungsprozess im Solarsimulator durchgeführt wurde.

Ein Vergleich der drei oben beschriebenen durchgeführten Feuchte-Wärme-Expositionen zeigt deutlich, dass bei extremeren klimatischen Bedingungen wesentlich höhere Leistungsdegradation stattfindet. Dies ist auf die in Kapitel 2.4.2 beschriebene Beschleunigung des Feuchtetransports bei höheren Temperaturen zurückzuführen. Eine Modellierung dieses Effektes zeigt, dass die Dauer, bis die Stärke der Umgebungsfeuchte an allen Punkten des Moduls angekommen ist, mindestens 3000 Stunden bei einer Feuchte-Wärme-Exposition beträgt.<sup>57</sup> Dabei wurde von einer Umgebungstemperatur von  $T_{amb} = 85^\circ C$  sowie einer relativen Luftfeuchtigkeit von  $rH = 85\%$  als Umgebungsbedingungen ausgegangen.

### 4.2.3 Außenexposition nach der Feuchte-Wärme-Exposition

In Kapitel 4.2.2 ist deutlich die Degradation der Leistung zu erkennen, die durch die Feuchte-Wärme-Exposition über 4000 Stunden verursacht wurde. Eine genauere Betrachtung der IU-Kennlinien als Vergleich mit PV-Modulen, die der Außenbewitterung ausgesetzt waren, war durch eine darauffolgende Außenbewitterung möglich. Dabei fand ein Vergleich der IU-Kennlinien der gleichen Modultypen nach der Feuchte-Wärme-Exposition mit denen, die bereits exponiert waren, statt. Es handelte sich dabei um genau die gleichen Typen von PV-Modulen, die zudem zur gleichen Zeit gefertigt wurden. Abbildung 4.9 zeigt dabei den Vergleich, der zur gleichen Zeit am gleichen Ort gemessenen IU-Kennlinien der jeweils gleichen Typen von PV-Modulen.

Es sind dabei sehr unterschiedliche Auswirkungen der Feuchte-Wärme-Prüfung auf die IU-Kennlinie bei der darauffolgenden Außenbewitterung zu beobachten. Während bei den betrachteten a-Si/a-Si tandem und a-Si tripple junction PV-Modulen nur eine unwesentliche Änderung der IU-Kennlinie sowie bei CIS 2 ein relativ schwacher Einbruch zu beobachten sind, zeigen alle weiteren betrachteten Vergleiche einen wesentlich stärkeren Einbruch.

Bei dem betrachteten CdTe PV-Modul ist keine wirkliche IU-Kennlinie mehr zu sehen. Dies ist auf eine nicht mehr deutlich vorhandene Verbindung zwischen den CdTe Zellen und der Steckverbindung des PV-Moduls zurückzuführen.

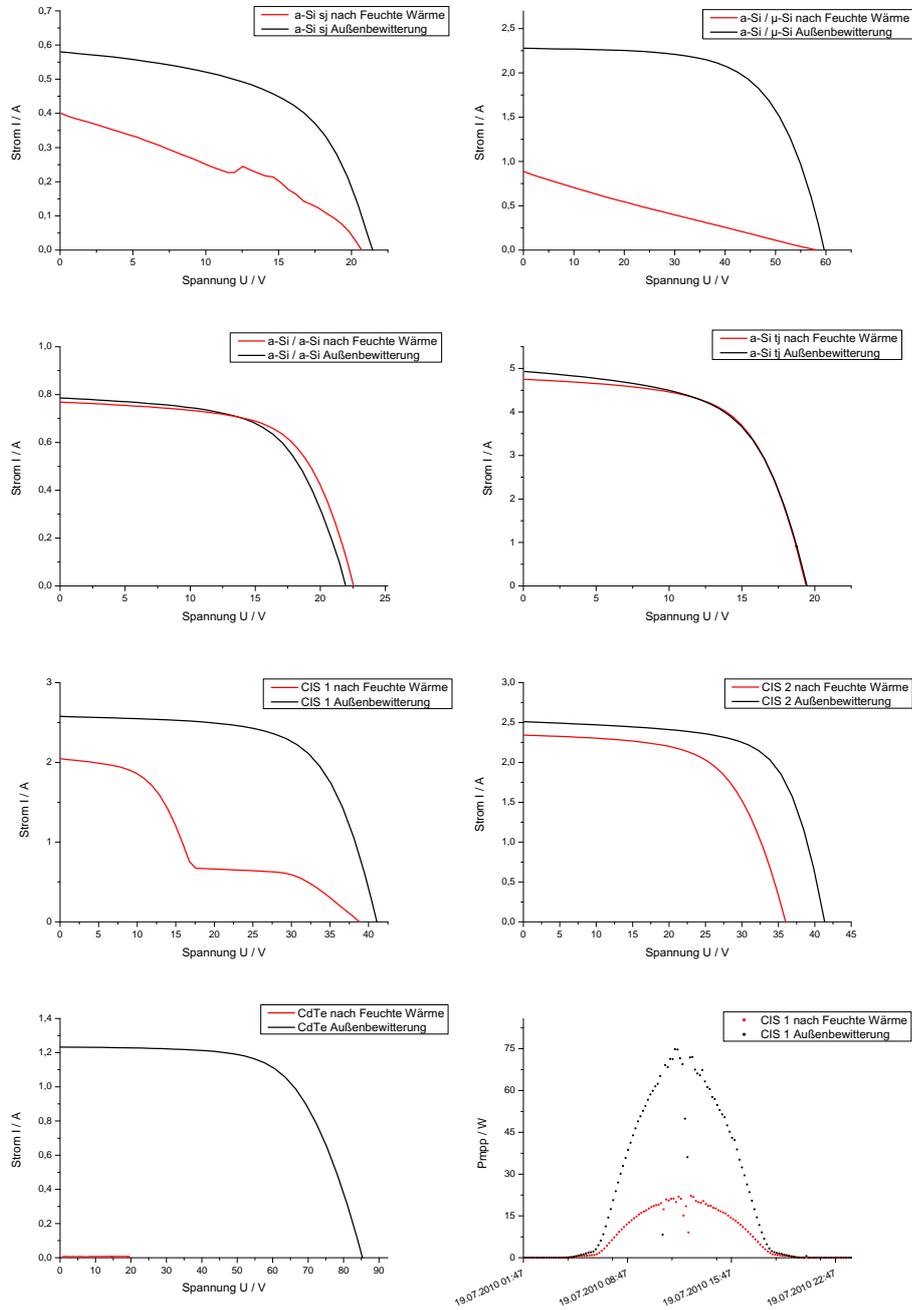


Abbildung 4.9: Außenbewitterungsvergleich nach der Feuchte-Wärme-Prüfung am JRC über 4000h bei  $rH = 85\%$  und  $T_{amb} = 85^\circ C$  (rot) mit über lange Zeit dort exponierten PV-Modulen (schwarz). Rechts unten zeigt dabei einen Vergleich des Leistungsverlaufs  $P_{mpp}$  über einen Tag (CIS 1 am 18. Juli 2010)

# Kapitel 5

## Modellierung

### 5.1 Modultemperatur

An sonnigen Tagen werden durch die Globalstrahlung Solarzellen im PV-Modul aufgeheizt. Dadurch hat ein PV-Modul bei hoher Globalstrahlung eine deutlich höhere Temperatur als die Umgebung (siehe Grafik 5.1).

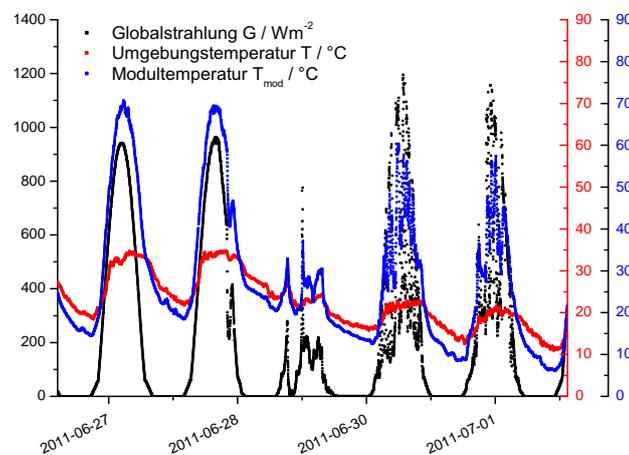


Abbildung 5.1: Klimadatenverlauf der Globalstrahlung  $G$ , der Umgebungstemperatur  $T$  und der Modultemperatur  $T_{mod}$  (hier als Beispiel PV-Modul CIS 1). Es wurden für Freiburg, Süddeutschland, einige Folgetage ausgewählt, die variierende klimatische Bedingungen ergeben. Es ist zu beobachten, dass während der Nacht die betrachtete Modultemperatur geringer ist als die Umgebungstemperatur (siehe Kapitel 5.1.5)

Während die Globalstrahlung für eine deutliche Erhöhung der Modultemperatur sorgt, ist bei einer steigenden Windgeschwindigkeit ein deut-

licher Abkühlungseffekt am PV-Modul zu beobachten. Dieser ist in Grafik 5.2 dargestellt.

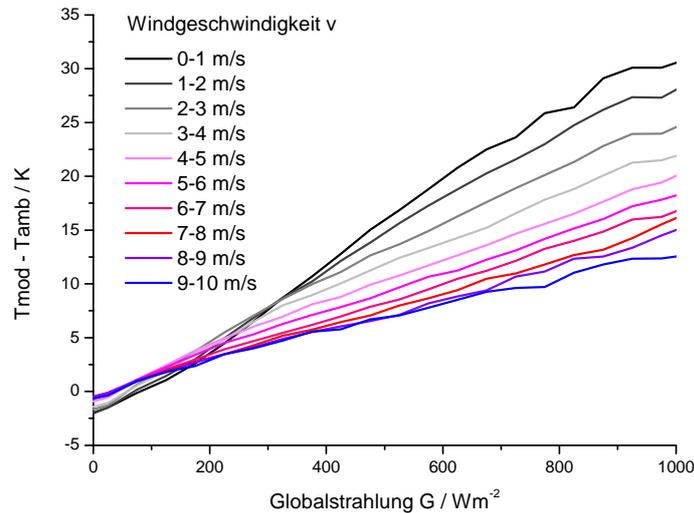


Abbildung 5.2: Windabhängigkeit der Modultemperatur

Die Zelltemperatur ist zudem beeinflusst durch die optischen Eigenschaften der anderen Komponenten (Verglasung, Einkapselungen, Rückseiten) und der Umgebungstemperatur. Die sogenannte Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) ist über die IEC Standards<sup>20,21</sup> als Zelltemperatur definiert. Damit ist die NOCT die Temperatur, die sich bei einem PV-Modul einstellt, das zu 45° nach Süden exponiert ist bei einer Einstrahlung von  $800 \frac{W}{m^2}$  und einer Umgebungstemperatur von 20°C sowie einer Windgeschwindigkeit von  $1 \frac{m}{s}$ . Dieses Verfahren ist jedoch nicht sinnvoll zu verwenden für schwankende Klimakonditionen. Daher ist es sinnvoll, eine Modellierung der Modultemperatur in Abhängigkeit der Klimadaten durchzuführen. Eine Übersicht über die Ansätze zur Bestimmung der Modultemperatur auf diese Art wurde von Skoplaki<sup>46</sup> dargestellt. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei dieser Ansätze vorgestellt, zum einen ein von David King präsentiertes Modell<sup>24</sup>, und zum anderen ein von David Faïman<sup>15</sup> hergeleitetes Modell.

### 5.1.1 David King Modell

$$T_{mod} = T_{amb} + H e^{-a_k - bv} \quad (5.1)$$

Bei dem David King Modell<sup>24</sup> ist  $T_{mod}$  die Modultemperatur,  $T_{amb}$  die Umgebungstemperatur,  $v$  die Windgeschwindigkeit,  $H$  die normalisierte Strah-

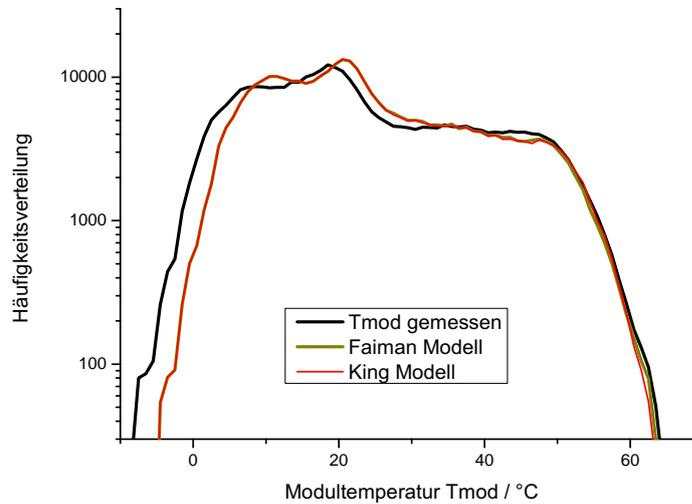


Abbildung 5.3: Vergleich des King Modells mit dem Faiman Modell zur Modellierung der Modultemperatur mit der gemessenen Modultemperatur<sup>28</sup>

lung in der Dimension  $^{\circ}\text{C}$  wie die Umgebungs- und Modultemperatur;  $a_k$  ist ein dimensionsloser Koeffizient, der den Einstrahlungseffekt auf die Modultemperatur ausdrückt, wobei der Koeffizient  $b$  den Kühleffekt durch den Wind ausdrückt mit der Einheit  $\frac{\text{s}}{\text{m}}$ .

### 5.1.2 David Faiman Modell

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{G}{U_0 + U_1 v} \quad (5.2)$$

Bei dem Faiman Modell, welches aus der Energiebilanz für solarthermische Kollektoren hergeleitet wurde<sup>15</sup>, ist  $G$  die Globalstrahlung in der Einfallsebene und  $v$  die Windgeschwindigkeit.  $U_0 \left[ \frac{\text{W}}{^{\circ}\text{Cm}^2} \right]$  ist ein Koeffizient, der die Auswirkung der Einstrahlung auf die Modultemperatur beschreibt,  $U_1 \left[ \frac{\text{Ws}}{^{\circ}\text{Cm}^3} \right]$  ein Koeffizient, der die durch den Wind beeinflusste Kühlung beschreibt.

Ein Vergleich der beiden Modelle ist in Grafik 5.3 dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass die Ergebnisse der beiden Modellierungen minimale Abweichungen voneinander haben. Daher wird im Folgenden der Schwerpunkt auf eines dieser Modelle, das Faiman Modell, gesetzt.

### 5.1.3 Bestimmung der Koeffizienten

Um das Faiman Modell zur Modellierung der Modultemperatur anwenden zu können, ist es als Erstes notwendig die Koeffizienten  $U_0$  und  $U_1$  für jeden betrachteten Modultyp zu bestimmen. Um dabei Fehler, die durch die thermische Masse der Module verursacht werden, zu vermeiden, wurden die verwendeten Daten hierzu gefiltert. Dabei wurden folgende Kriterien aufgestellt. Die Daten, die während des Eintreffens mindestens eine dieser Bedingungen aufzeigten, wurden aussortiert.

- Daten bei einem Globalstrahlungswert  $G < 400 \frac{W}{m^2}$
- Daten in einem zehnminütigen Interval vor dem betrachteten Globalstrahlungswert, in dem die Globalstrahlungsdaten um mehr als 10% von dem Maximalwert dieses Zeitraums abweichen
- Daten in einem 20-minütigen Interval vor dem betrachteten Globalstrahlungswert, in dem die Windgeschwindigkeit sich um mehr als  $-50\%$  bis  $+200\%$  variiert
- Daten in einem 60-minütigen Interval vor dem betrachteten Globalstrahlungswert, in dem die Außentemperatur um mehr als  $5K$  variiert

Durch die nach dieser Filterung erhaltenen Daten über einen einjährigen Zeitraum (Juli 2008 - Juni 2009) werden nun durch Gleichung 5.2 die gesuchten Koeffizienten  $U_0$  und  $U_1$  bestimmt durch die Außenbewitterungsmessdaten aus Cadarache, Frankreich. Die dort betrachteten Module sind im Rahmen des selben Projektes<sup>27</sup> und damit von den selben Modultypen wie den in Freiburg betrachteten PV-Modulen. Zur Bestimmung der Koeffizienten wird Gleichung 5.2 umgeformt auf Gleichung 5.3:

$$U_0 + U_1 v = \frac{G}{T_{mod,measured} - T_{amb}} \quad (5.3)$$

Durch eine lineare Anpassung dieser Gleichung wurden  $U_0$  und  $U_1$  bestimmt (Tabelle 5.1).<sup>28</sup>

### 5.1.4 Berechnung der Modultemperatur und Vergleich mit Messwerten

Nach der Bestimmung der Koeffizienten wurde eine Modellierung der Modultemperatur über ein Jahr durchgeführt.<sup>28,60</sup> Diese wird in Grafik 5.4 mit den zum selben Zeitpunkt gemessenen Werten der Modultemperatur verglichen. Dabei zeigt sich ein übereinstimmender Verlauf der gemessenen mit der modellierten Modultemperatur (siehe Abbildung 5.4). Eine

Modultyp	$U_0$	$U_1$
a-Si single junction	25,73	10,67
a-Si/a-Si tandem	25,26	4,27
a-Si/ $\mu$ -Si micro-morph	26,16	4,25
a-Si triple junction	25,79	5,78
CIS 1	23,09	3,11
CIS 2	22,19	4,09
CdTe	23,37	5,44
c-Si reference module	30,02	6,28

Tabelle 5.1: Faiman Koeffizienten  $U_0$  und  $U_1$  für die betrachteten Modultypen. Zu deren Berechnung wurden die gefilterten Daten über einen einjährigen Zeitraum (Juli 2008 - Juni 2009) verwendet

Abweichung ist jedoch deutlich ersichtlich für niedrige Modultemperaturen, also bei geringer Einstrahlung sowie während der Nacht. Dies ist vermutlich auf die Auswirkungen der nicht berücksichtigten nächtlichen Strahlungskühlung und der thermischen Konvektion zurückzuführen. Die dadurch verursachte Veränderung der vorhergesagten Modultemperatur beträgt dabei im Durchschnitt ca. 1,9 K. Eine genauere Betrachtung und eine Weiterentwicklung des Modellierungskonzepts wird in Kapitel 5.1.5 durchgeführt.

Bei der Betrachtung eines Histogramms für vier gemessene Modultemperaturen über eine einjährige Exposition in Freiburg (Abbildung 5.5), ist eine deutliche Abweichung der maximalen Modultemperaturen von bis zu 10 K zu beobachten. Diese ist abhängig von dem betrachteten Dünnschichtmodultyp. Die niedrigsten Temperaturen sind dabei für die betrachteten c-Si Module, die im Rahmen dieser Arbeit als Referenzen betrachtet werden, und danach für die aus flexiblen Substraten bestehenden a-Si Module zu beobachten. Während sich die betrachteten CdTe-Module im Durchschnittsbereich befinden, zeigen die CIS-Module die deutlich höchste Erwärmung. Durch einen Vergleich der bestimmten Koeffizienten des Faiman Modells (Tabelle 5.1) ist zu erkennen, dass bei CIS und CdTe die Solarstrahlung den höchsten Einfluss auf die Modultemperatur zeigt. Die flexiblen a-Si Module zeigen den höchsten Einfluss auf die durch den Wind beeinflusste Kühlung (Koeffizient  $U_0$ ).

### 5.1.5 Differenzierung von Tag und Nacht bei der Modellierung der Modultemperatur

Während bei Tag die in Kapitel 5.1.4 diskutierte Modellierung der Modultemperatur eine sehr gute Übereinstimmung mit den Werten der gemessenen Modultemperatur zeigt, ist bei Nacht eine deutliche Abweichung

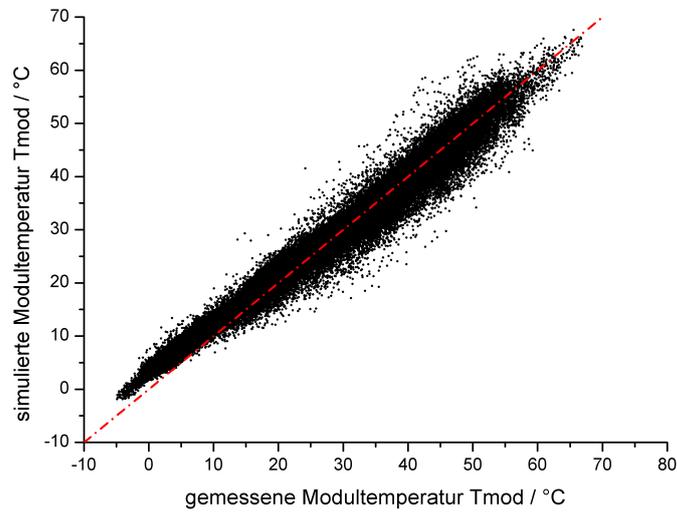


Abbildung 5.4: Gemessene vs. modellierte Modultemperatur über ein Jahr. Die gestrichelte Linie (rot) gibt den idealen Verlauf der Modellierung wider<sup>28</sup>

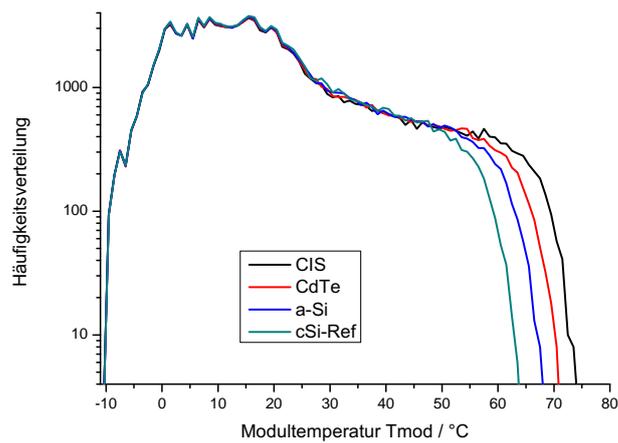


Abbildung 5.5: Histogramm für vier gemessene Modultemperaturen über ein Jahr Exposition in Freiburg<sup>60</sup>

Modultyp	$T_{diff}$
a-Si single junction	1,95 K
a-Si/a-Si tandem	2,03 K
a-Si/ $\mu$ -Si micro-morph	1,90 K
a-Si triple junction	1,94 K
CIS 1	1,95 K
CIS 2	1,94 K
CdTe	1,58 K
c-Si reference module	1,75 K

Tabelle 5.2: Unterschied der Modultemperatur zur Außentemperatur bei einer Globalstrahlung von  $G < 5 \frac{W}{m^2}$

zu erkennen. Dies ist vermutlich auf die Auswirkungen der nicht berücksichtigten nächtlichen Strahlungskühlung und der thermischen Konvektion zurückzuführen. Um deren Auswirkung in die Modellierung zu integrieren, wurde als Näherung für jeden Modultypen die durchschnittliche Differenz von der gemessenen Modultemperatur und der gemessenen Außentemperatur bei einer Globalstrahlung von  $G < 5 \frac{W}{m^2}$  berechnet. Dazu wurden alle Messdaten über ein Jahr (1.10.2009 - 30.09.2010) betrachtet und daraus der durchschnittliche Unterschied  $T_{diff}$  zwischen der gemessenen Modultemperatur  $T_{mod}$  und der Außentemperatur  $T_{amb}$  berechnet:

$$T_{diff} = T_{amb} - T_{mod} \quad (5.4)$$

Die Ergebnisse sind in Tabelle 5.2 aufgelistet.

Es ist dabei zu sehen, dass der durchschnittliche Unterschied bei ca. 1,9 K liegt. Um dies in die Modellierung der Modultemperatur zu integrieren wurde eine Anpassung des Faiman Modells durchgeführt, die eine Differenzierung der Tag- und Nachtbetrachtung einschließt:

$$T_{mod} = \begin{cases} T_{amb} + \frac{G}{U_0 + U_1 v}, & \text{wenn } G \geq 5 \frac{W}{m^2} \\ T_{amb} - T_{diff}, & \text{wenn } G < 5 \frac{W}{m^2} \end{cases} \quad (5.5)$$

Um die Änderung des Modells darzustellen ist in Grafik 5.6 - auf eine mit Grafik 5.3 vergleichbare Weise - ein Vergleich des ursprünglichen Faiman Modells mit dem durch die Differenzierung der Tag- und Nachtbetrachtung erweiterten Modell zur Modellierung der Modultemperatur mit der gemessenen Modultemperatur abgebildet.

Vor allem im Bereich mittlerer Modultemperaturen, die mit einer hohen Häufigkeit auftreten, ist eine wesentlich genauere Übereinstimmung der gemessenen mit der modellierten Modultemperatur zu erkennen. Auch für niedrige Temperaturen, die meist in kalten Nächten auftreten, ist eine bessere Übereinstimmung erkennbar.

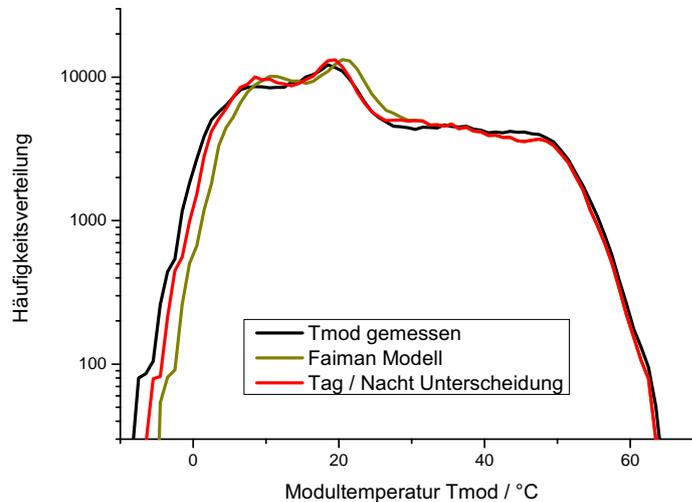


Abbildung 5.6: Vergleich des Faiman Modells (braun) mit dem Tag/Nacht Modell (rot). Diese beiden Modelle zur Modellierung der Modultemperatur werden mit der gemessenen Modultemperatur (schwarz) verglichen

Ein weiterer Vergleich ist in Grafik 5.7 durch die Häufigkeitsverteilung der Differenz zwischen der durch das Faiman Modell modellierten und der gemessenen Modultemperatur dargestellt. Grafik 5.8 zeigt diese Häufigkeitsverteilung für die eingeschlossene Differenzierung zwischen Tag und Nacht. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass durch das neue Modell die Abweichung der modellierten von der gemessenen Modultemperatur deutlich zurückgegangen ist.

### 5.1.6 Rückseitige Dämmung der Module

Sehr oft findet die Installation der PV-Module auf Dächern von Gebäuden statt. Dabei ist eine Dämmung durch das Hausdach vorhanden. Um dessen Auswirkung auf die Modultemperatur zu messen, wurden für jeweils ein Dünnschicht-PV-Modul jeden Typs Dämmungen in variierenden Dicken angebracht (siehe Grafik 5.9). Durch diese Dämmung ist eine deutliche Wärme-Isolation vorhanden und damit eine deutliche Zunahme der Modultemperatur zu beobachten (siehe Grafik 5.10).

Die Modultemperatur variiert weiter durch die Stärke der Dämmung. Daher wurde die Dämmung Schritt für Schritt über mehrere Wochen von 20 mm auf 80 mm erweitert. Jedoch ist der wesentliche Anstieg bereits durch die Grundanlage einer Dämmung zu beobachten. Dabei liegt die durchschnittliche Erwärmung der Modultemperatur bei ca. 20 K.

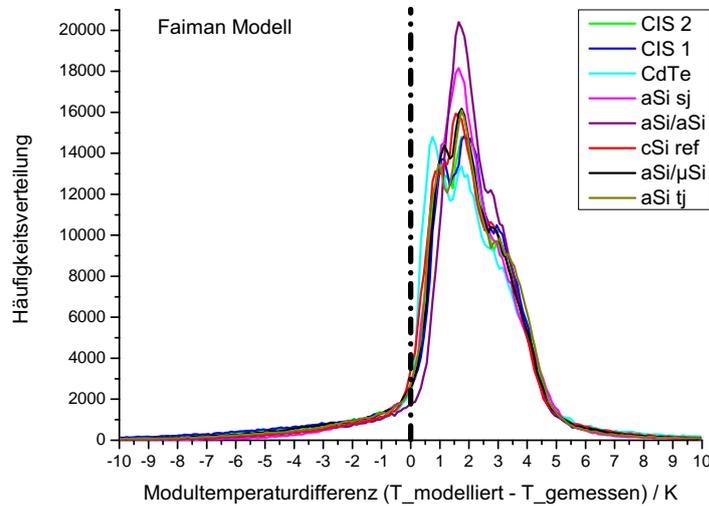


Abbildung 5.7: Häufigkeitsverteilung der Modultemperaturdifferenz nach dem Faiman Modell. Dabei wurde die Differenz  $T(\text{modelliert}) - T(\text{gemessen})$  aus den Werten über ein Jahr bestimmt

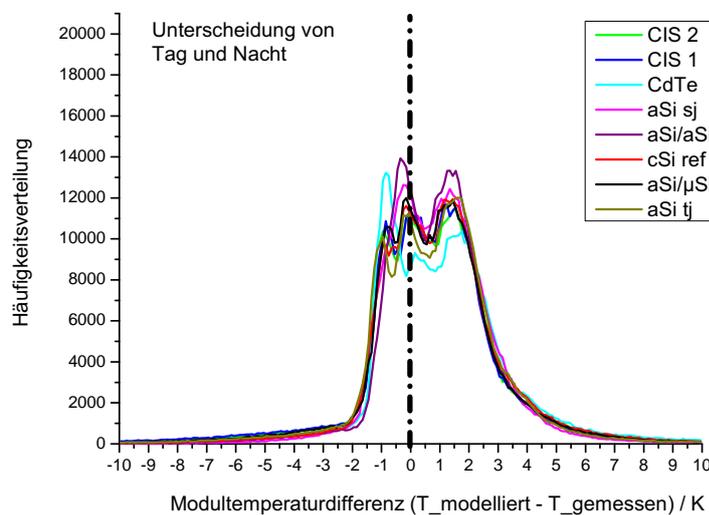


Abbildung 5.8: Häufigkeitsverteilung der Modultemperaturdifferenz nach dem durch Tag-Nacht-Unterscheidung erweiterten Faiman Modell. Dabei wurde die Differenz  $T(\text{modelliert}) - T(\text{gemessen})$  aus den Werten über ein Jahr bestimmt



Abbildung 5.9: Dämmung, Isolation: Bild von hinten. Rechts: gedämmt, links: ungedämmt

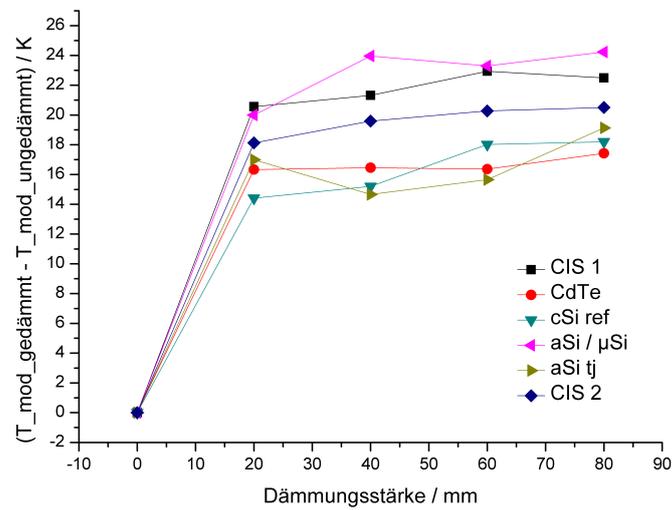


Abbildung 5.10: Differenz der Modultemperatur von gedämmten und ungedämmten Dünnschicht-PV-Modulen in Abhängigkeit von der Isolation durch die Dämmungsstärke

## 5.2 Phänomenologische Modellierung der Leistungsdegradation

Ziel der phänomenologischen Modellierung der Leistungsdegradation ist es, allein anhand von Klimadaten die Leistungsdegradation der untersuchten PV-Module zu betrachten. Eine Herleitung des im Folgenden verwendeten Grundmodells ist in Kapitel 2.4.3 beschrieben. Dieses im Rahmen dieser Arbeit hergeleitete Modell beschreibt dabei die Leistungsdegradation  $\Delta P_{mpp}$  während der Zeit  $\Delta t$  in Abhängigkeit von der UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$ , der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$  und der Umgebungstemperatur  $T$ :

$$\Delta P_{mpp} = \alpha G_{UV}^n \exp\left[\frac{-E_a}{RT}\right] \Delta t + \beta rH^m \exp\left[\frac{-E_b}{RT}\right] \Delta t \quad (5.6)$$

Die weiteren Koeffizienten  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $n$ ,  $m$ ,  $E_a$  und  $E_b$  werden im Folgenden bestimmt.

### 5.2.1 Bestimmung der Koeffizienten

Die Bestimmung der zur Modellierung der Leistungsdegradation benötigten Koeffizienten wurde durch die Ergebnisse der beschriebenen Innenbewitterungen (siehe Kapitel 4) durchgeführt. Die in Kapitel 4.2 beschriebenen Ergebnisse der Feuchte-Wärme-Prüfung der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen wurden dabei zur Bestimmung der Aktivierungsenergie  $E_b$  sowie der Koeffizienten  $\beta$  und  $m$  verwendet. In Kapitel 4.1 wurden die Ergebnisse der Bestrahlung dieser Modultypen im Solarsimulator beschrieben. Es ist dabei deutlich zu erkennen, dass Effekte wie der Staebler-Wronski-Effekt (siehe Kapitel 2.1.3.1) eine größere Auswirkung auf die Bestrahlung zeigen als die Leistungsdegradation. Daher wurden zur Bestimmung der Aktivierungsenergie  $E_a$  sowie der Koeffizienten  $\alpha$  und  $n$  Ergebnisse von c-Si PV-Modulen unter starken UV-Bestrahlungen betrachtet,<sup>26</sup> deren Verlauf in Abbildung 5.11 dargestellt ist.

Die Bestimmung der Koeffizienten  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $m$  und  $n$  wurde auf zwei Wegen durchgeführt. Der erste Weg fand dabei über eine Berechnungen statt, der zweite Weg über eine Anpassung. Im Folgenden werden beide Wege beschrieben und deren Ergebnisse verglichen.

#### 5.2.1.1 Bestimmung der Aktivierungsenergie $E_b$

Die Aktivierungsenergie  $E_b$  bezieht sich auf die Einflüsse der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$  auf die Leistungsdegradation  $\Delta P$ . Um diese zu bestimmen, wurden Ergebnisse von Innenbewitterungsuntersuchungen, die bei gleicher Einstrahlung  $G = 0 \frac{W}{m^2}$ , gleicher konstanter relativer Luftfeuchtigkeit  $rH = 85\%$  aber verschiedener Umgebungstemperaturen  $T_1 = 85^\circ C$  und  $T_2 = 65^\circ C$  stattgefunden haben (siehe Kapitel 4.2.2), aufgetragen. Die

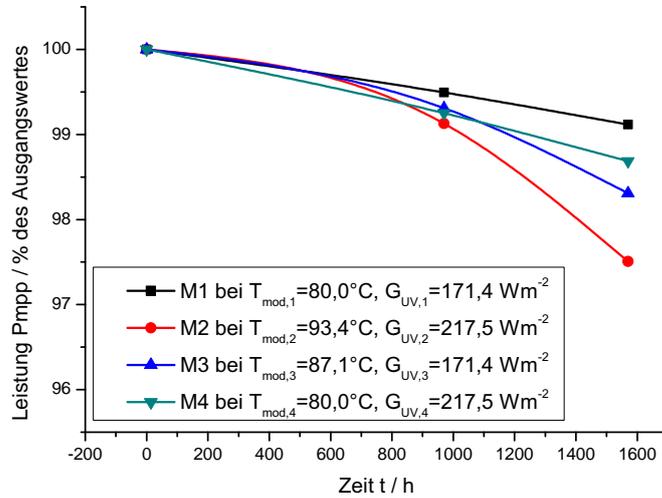


Abbildung 5.11: Entwicklung der relativen Leistung  $P_{mpp}$  der betrachteten c-Si PV-Modulen während deren UV-Bestrahlung in einem Solarsimulator<sup>26</sup>

Modultemperaturen sind dabei aufgrund der nicht vorhandenen Bestrahlung gleich der Umgebungstemperaturen.<sup>27</sup> Es wurden jeweils die Durchschnittswerte der betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen betrachtet und eine lineare Anpassung durchgeführt (Abbildung 5.12).

Die lineare Anpassungen ergibt dabei folgende Gleichungen:

$$P_{mpp}(t, T = 85^{\circ}\text{C}) = 100 - 9,04 * 10^{-3} h^{-1} * t \quad (5.7)$$

$$P_{mpp}(t, T = 65^{\circ}\text{C}) = 100 - 1,33 * 10^{-3} h^{-1} * t \quad (5.8)$$

Um daraus die Aktivierungsenergie  $E_b$  zu bestimmen, wird das Verhältnis der beiden Steigungen betrachtet. Weiter wird das Verhältnis von Gleichung 5.6 unter verschiedenen Umgebungstemperaturen berechnet. Dazu wird der Beschleunigungsfaktors  $a$  definiert:

$$a = \frac{\frac{dP_{mpp,T=85^{\circ}\text{C}}}{dt}}{\frac{dP_{mpp,T=65^{\circ}\text{C}}}{dt}} = \frac{\beta r H^m \exp\left[\frac{-E_b}{RT_1}\right]}{\beta r H^m \exp\left[\frac{-E_b}{RT_2}\right]} \quad (5.9)$$

Es ergibt sich dabei für den Beschleunigungsfaktor  $a$ :

$$a = 6.797 \quad (5.10)$$

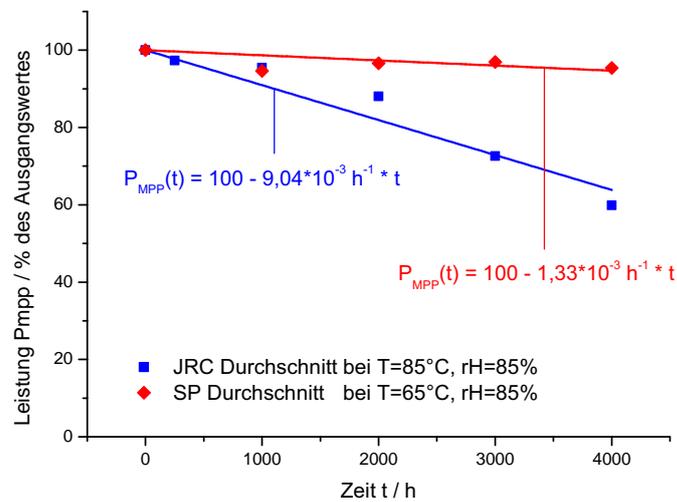


Abbildung 5.12: Verlauf der Feuchte-Wärme-Prüfungen über 4000h (Mittelwerte). Beide Prüfung fanden dabei bei  $rH = 85\%$  statt. Die Umgebungstemperatur sowie Modultemperatur betrug einmal  $T = 85^\circ\text{C}$  (blau) und einmal  $T = 65^\circ\text{C}$  (rot). Zur Bestimmung von  $E_b$  wurden jeweils Mittelwerte linear angepasst

Eine Umformung von Gleichung 5.9 führt zur gesuchten Aktivierungsenergie  $E_b$ :

$$E_b = \frac{\ln(a)RT_1T_2}{T_1 - T_2} = 96501 \frac{J}{mol} \quad (5.11)$$

### 5.2.1.2 Bestimmung der Koeffizienten $\beta$ und $m$

#### Weg 1: Berechnung der Koeffizienten

Um die Koeffizienten  $\beta$  und  $m$  zu bestimmen, wurden die Ergebnisse der Feuchte-Wärme-Innenbewitterung betrachtet, die bei gleicher Umgebungstemperatur  $T = 85^\circ C$ , gleicher Einstrahlung  $G = 0 \frac{W}{m^2}$ , aber verschiedener relativer Luftfeuchtigkeiten  $rH_1 = 85\%$  und  $rH_2 = 50\%$  stattgefunden haben. Es wurden hierzu jeweils die Durchschnittsmesswerte der zu betrachtenden Dünnschicht-PV-Modultypen untersucht, was unter einer Aussortierung der stark abweichenden Verläufe stattfand. Die betrachteten Verläufe beziehen sich damit auf Dünnschicht-PV-Module der Typen a-Si sj, a-Si tj, CdTe und CIS 2.

Da bei einer der Feuchte-Wärme-Innenbewitterungen der Ablauf eine Dauer von  $t_2 = 2000h$  betrug, bei der anderen jedoch  $t_1 = 4000h$ , wurden um vergleichbare Bedingungen zu repräsentieren, auch dort nur die Werte bis  $t_1 = 2000h$  betrachtet. Abbildung 5.13 zeigt den durch eine Anpassung bestimmten Verlauf der durchschnittlichen Leistungen  $P_{mpp}$  während der beiden Feuchte-Wärme-Innenbewitterungen.

Es lässt sich nun aus Abbildung 5.13 ablesen, dass die bei einer relativen Feuchte von  $rH_2 = 50\%$  stattgefundenen Leistungsdegradation nach einer Zeit von  $t_2 = 2000h$  bei einer relativen Feuchte von  $rH_1 = 85\%$  bereits nach einer Zeit von  $t_1 = 498,7h$  stattgefunden hat.

Es werden nun Punkte der Gleichung 5.6 betrachtet, bei denen die Leistungsdegradation nach verschiedenen Zeiten den selben Wert erreicht hat:

$$\beta rH_1^m \exp\left[\frac{-E_b}{RT}\right] \Delta t_1 = \beta rH_2^m \exp\left[\frac{-E_b}{RT}\right] \Delta t_2 \quad (5.12)$$

Da die beiden betrachteten Feuchte-Wärme-Innenbewitterungen neben gleicher Einstrahlung  $G = 0 \frac{W}{m^2}$  auch bei gleicher Umgebungstemperatur  $T = 85^\circ C$  stattfinden, kann der Koeffizient  $m$  nun bestimmt werden:

$$m = \frac{\log\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1}}{\log\frac{rH_1}{rH_2}} = 2,617 \quad (5.13)$$

Zur Bestimmung des Koeffizienten  $\beta$  werden aus den in Kapitel 4.2 beschriebenen Ergebnissen der Feuchte-Wärme-Expositionen jeweils die

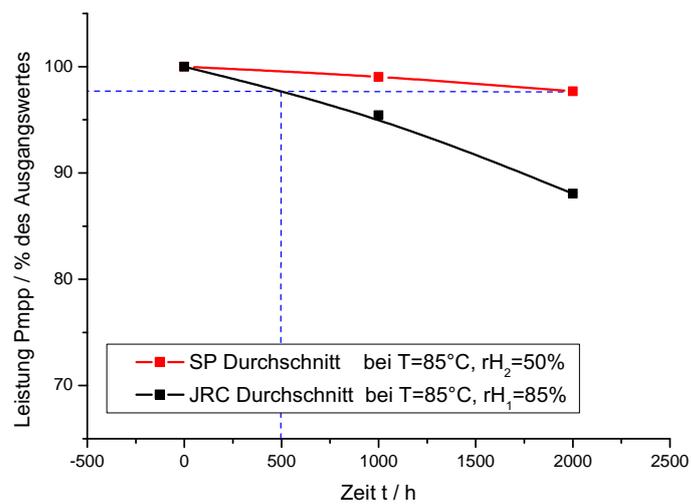


Abbildung 5.13: Verlauf der durchschnittlichen Leistungen  $P_{mpp}$  während der beiden Feuchte-Wärme-Innenbewitterungen über  $t = 2000h$ . Diese fanden bei gleicher Umgebungstemperatur  $T = 85^{\circ}C$ , jedoch zum einen bei einer relativer Luftfeuchtigkeiten von  $rH_1 = 85\%$  (schwarz) und  $rH_2 = 50\%$  (rot) statt. Die gestrichelte Linie bestimmt die Zeit  $t_1 = 498,7h$ , nach der bei höherer relativer Feuchte  $rH_1$  die gleiche Leistungsdegradation stattfindet wie bei geringerer Feuchte  $rH_2$

durchschnittlichen prozentualen stündlichen Leistungsdegradationen betrachtet. Bei den Untersuchungen bei einer relativen Luftfeuchtigkeit von  $rH_1 = 85\%$  lagen diese bei  $\frac{\Delta P_{mpp,1}}{\Delta t} = -0,00521 \frac{\%}{h}$  und bei einer relativer Luftfeuchtigkeit von  $rH_2 = 50\%$  bei  $\frac{\Delta P_{mpp,2}}{\Delta t} = -0,00115 \frac{\%}{h}$ .

Damit ergibt sich ein berechneter Wert für den Koeffizienten  $\beta$ :

$$\beta = \frac{\frac{\Delta P_{mpp,1}}{\Delta t}}{rH_1^m \exp\left[\frac{-E_b}{RT}\right] \Delta t_1} = -5485813 \quad (5.14)$$

### Weg 2: Bestimmung der Koeffizienten durch Anpassung

Um die Koeffizienten  $\beta$  und  $m$  durch eine Anpassung zu bestimmen werden wie auch bei deren Berechnung die Ergebnisse der Feuchte-Wärme-Innenbewitterung betrachtet, die bei gleicher Umgebungstemperatur von  $T = 85^\circ C$ , gleicher Einstrahlung von  $G = 0 \frac{W}{m^2}$ , aber verschiedener relativer Luftfeuchtigkeit von  $rH_1 = 85\%$  und  $rH_2 = 50\%$  stattgefunden haben. Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, werden wiederum jeweils die Durchschnittsmesswerte der betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen betrachtet unter der selben Aussortierung wie oben in Weg 1 beschrieben.

Die dadurch bestimmten Mittelwerte der prozentualen stündlichen Leistungsdegradationen sind in Abbildung 5.14 dargestellt.

Es wurde zudem eine Anpassung durchgeführt. Daraus ist direkt der Koeffizient  $m_{Anpassung}$  abzulesen:

$$m_{Anpassung} = 2,857 \quad (5.15)$$

Der Koeffizient  $\beta_{Anpassung}$  ist auf einfache Weise über Gleichung 5.6 zu bestimmen:

$$\beta_{Anpassung} \exp\left[\frac{-E_b}{RT}\right] = -1,60 * 10^{-8} \quad (5.16)$$

$$\Rightarrow \beta_{Anpassung} = -1890236 \quad (5.17)$$

#### 5.2.1.3 Bestimmung der Aktivierungsenergie $E_a$

Die Aktivierungsenergie  $E_a$  bezieht sich auf die Einflüsse der UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$  auf die Leistungsdegradation  $\Delta P_{mpp}$ . Um diese zu bestimmen, wurden Innenbewitterungsuntersuchungen bei gleicher UV-Bestrahlung  $G_{UV,1} = G_{UV,3} = 171,4 \frac{W}{m^2}$  aber verschiedenen Temperaturen  $T_{mod,1} = 80,0^\circ C$  und  $T_{mod,3} = 87,1^\circ C$  durchgeführt<sup>26</sup> und in Abbildung 5.11 aufgetragen. Es wird im Weiteren angenommen, dass die relative Luftfeuchtigkeit bei  $rH = 0\%$  liegt. Abbildung 5.15 zeigt eine darauf durchgeführte lineare Anpassung.

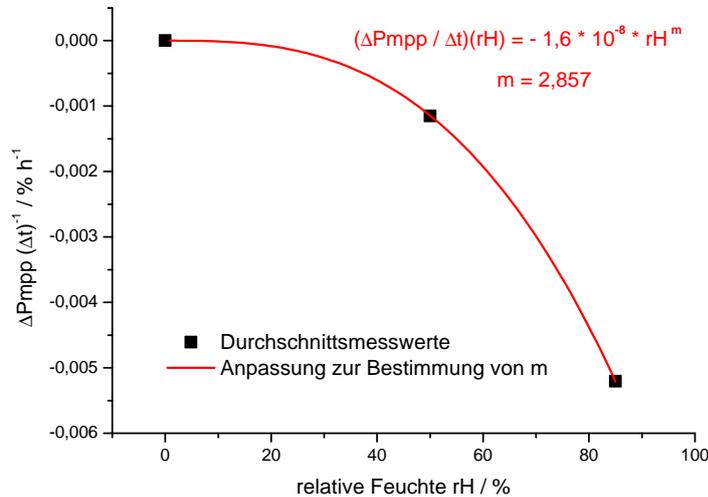


Abbildung 5.14: Bestimmung der Koeffizienten  $\beta$  und  $m$  durch Anpassung der Durchschnittsmesswerte der prozentualen stündlichen Leistungsdegradation  $\frac{\Delta P_{mpp}}{\Delta t}$  bei konstanter Umgebungstemperatur  $T$  aber verschiedener relativer Feuchte  $rH$

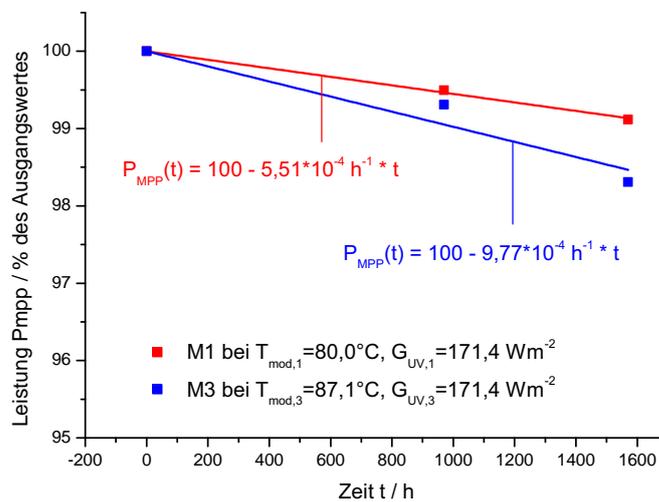


Abbildung 5.15: Verlauf der UV-Bestrahlung über 1570h. Beide Prüfungen fanden dabei bei  $G_{UV} = 171,4 \frac{W}{m^2}$  statt. Die Modultemperaturen lagen dabei für M1 bei  $T_1 = 80,0^\circ C$  (rot) und für M3 bei  $T_3 = 87,1^\circ C$  (blau). Zur Bestimmung von  $E_a$  wurden die jeweiligen Messwerte linear angepasst

Die lineare Anpassungen ergibt dabei folgende Gleichungen:

$$P_{mpp}(t, T_1 = 80, 0^\circ\text{C}) = 100 - 5,51 * 10^{-4} h^{-1} * t \quad (5.18)$$

$$P_{mpp}(t, T_3 = 87, 1^\circ\text{C}) = 100 - 9,77 * 10^{-4} h^{-1} * t \quad (5.19)$$

Um daraus die Aktivierungsenergie  $E_a$  bestimmen zu können, wird, wie in Abschnitt 5.2.1.1, das Verhältnis der beiden Steigungen über einen Beschleunigungsfaktor  $a_2$  betrachtet:

$$a_2 = \frac{\frac{dP_{mpp, T_3=87,1^\circ\text{C}}}{dt}}{\frac{dP_{mpp, T_1=80,0^\circ\text{C}}}{dt}} = \frac{\alpha G_{UV,3}^n \exp\left[\frac{-E_a}{RT_3}\right]}{\alpha G_{UV,1}^n \exp\left[\frac{-E_a}{RT_1}\right]} = 1,77 \quad (5.20)$$

Eine Umformung von Gleichung 5.20 führt zur gesuchten Aktivierungsenergie  $E_a$ :

$$E_a = \frac{\ln(a_2)RT_3T_1}{T_3 - T_1} = 85230 \frac{\text{J}}{\text{mol}} \quad (5.21)$$

#### 5.2.1.4 Bestimmung der Koeffizienten $\alpha$ und $n$

##### Weg 1: Berechnung der Koeffizienten

Um die Koeffizienten  $\alpha$  und  $n$  zu bestimmen, werden die Ergebnisse der Innenbewitterung unter UV-Bestrahlung betrachtet, die bei gleicher Umgebungstemperatur von  $T = 60^\circ\text{C}$ , aber verschiedener UV-Bestrahlung  $G_{UV,1} = 171,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  und  $G_{UV,4} = 217,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  stattgefunden haben. Es wurde wieder angenommen, dass die relative Feuchte bei  $rH = 0\%$  lag.

Abbildung 5.11 zeigt den Verlauf der Leistungen  $P_{mpp}$  während der beiden Innenbewitterungen bei UV-Bestrahlung. Es lässt sich daraus ablesen, dass die bei einer UV-Bestrahlung von  $G_{UV,1} = 171,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  stattgefundenen Leistungsdegradation nach einer Zeit von  $t_1 = 1570h$  bei einer UV-Bestrahlung von  $G_{UV,4} = 217,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  bereits nach einer Zeit von  $t_4 = 1118,7h$  stattgefunden hat:

$$\alpha G_{UV,1}^n \exp\left[\frac{-E_a}{RT}\right] \Delta t_1 = \alpha G_{UV,4}^n \exp\left[\frac{-E_a}{RT}\right] \Delta t_4 \quad (5.22)$$

$$\Rightarrow n = \frac{\log\frac{\Delta t_4}{\Delta t_1}}{\log\frac{G_{UV,1}}{G_{UV,4}}} = 1,423 \quad (5.23)$$

Die prozentuale stündliche Leistungsdegradation während der UV-Bestrahlung lag für  $G_{UV,1} = 171,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  bei  $\frac{\Delta P_{mpp,1}}{\Delta t} = -5,418 * 10^{-4} \frac{\%}{h}$  und für  $G_{UV,4} = 217,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  bei  $\frac{\Delta P_{mpp,4}}{\Delta t} = -8,051 * 10^{-4} \frac{\%}{h}$ .

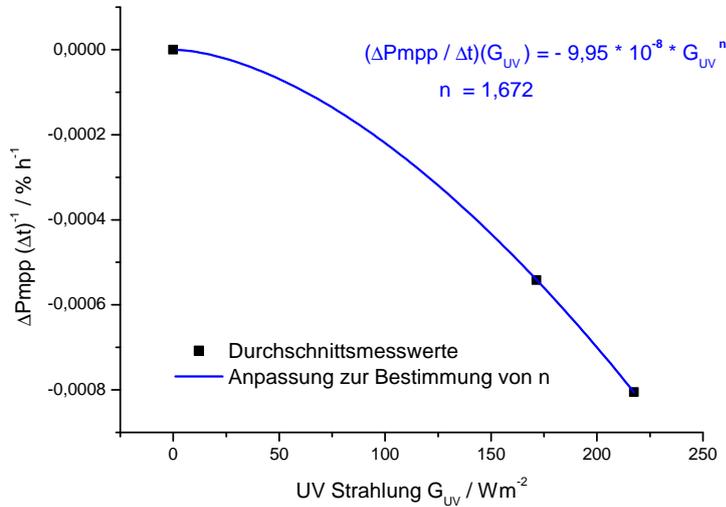


Abbildung 5.16: Bestimmung der Koeffizienten  $\alpha$  und  $n$  durch Anpassung der Durchschnittsmesswerte der prozentualen stündlichen Leistungsdegradation  $\frac{\Delta P_{mpp}}{\Delta t}$  bei konstanter Umgebungstemperatur  $T$  aber verschiedener UV-Bestrahlung  $G_{UV}$

Damit ergibt sich ein berechneter Wert für den Koeffizienten  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{\frac{\Delta P_{mpp,1}}{\Delta t}}{G_{UV,1}^n \exp\left[\frac{-E_a}{RT}\right] \Delta t_1} = -8575703 \quad (5.24)$$

**Weg 2: Bestimmung der Koeffizienten durch Anpassung**

Um die Koeffizienten  $\alpha$  und  $n$  durch eine Anpassung zu bestimmen, werden, wie auch bei deren Berechnung, die Ergebnisse der Innenbewitterung bei UV-Bestrahlung betrachtet, die bei gleicher Umgebungstemperatur  $T = 60^\circ\text{C}$ , aber verschiedener UV-Bestrahlung  $G_{UV,1} = 171,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  und  $G_{UV,2} = 217,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  stattgefunden haben.

Die dadurch bestimmten Mittelwerte der prozentualen stündliche Leistungsdegradationen sind in Abbildung 5.16 dargestellt.

Es wurde zudem eine Anpassung durchgeführt. Daraus ist direkt der Koeffizient  $n_{Anpassung}$  abzulesen:

$$n_{Anpassung} = 1,672 \quad (5.25)$$

Der Koeffizient  $\alpha_{Anpassung}$  ist auf einfache Weise über Gleichung 5.6 zu be-

stimmen:

$$\alpha_{Anpassung} \exp \left[ \frac{-E_a}{RT} \right] = -9,95 * 10^{-8} \quad (5.26)$$

$$\Rightarrow \alpha_{Anpassung} = -2286910 \quad (5.27)$$

## 5.2.2 Vergleich der Wege zur Bestimmung der Koeffizienten

Während die zur Bestimmung der Koeffizienten verwendeten Innenbewitterungsvorgänge stets bei konstanten Klimadaten stattgefunden haben, ist es bei einer Simulation notwendig deren Variierung zu berücksichtigen. Daher basiert eine solche klimaabhängige Simulation auf Gleichung 2.18 (siehe Kapitel 2.4.3.2).

Um nun die Unterschiede der beiden Ansätze zur Bestimmung der Koeffizienten zu analysieren, werden im Folgenden die beiden Wege verglichen. Dazu wird neben des gesamten Verlaufs der Leistungsdegradation auch eine Differenzierung der Anteile betrachtet. Es findet ein Vergleich des von der UV-Einstrahlung abhängenden Anteils und des von der relativen Luftfeuchtigkeit abhängigen Anteils statt. Der von der UV-Einstrahlung abhängende Anteil ist dabei nach Gleichung 2.18:

$$\Delta P_{G_{UV},i} = \alpha G_{UV,i}^n \exp \left[ \frac{-E_a}{RT_i} \right] \Delta t_i \quad (5.28)$$

Der von der relativen Luftfeuchtigkeit abhängige Anteil entsprechend:

$$\Delta P_{rH,i} = \beta r H_i^m \exp \left[ \frac{-E_b}{RT_i} \right] \Delta t_i \quad (5.29)$$

Abbildung 5.17 zeigt dabei den Verlauf deren Modellierung für Freiburg über zwei Jahre. Dabei sind sowohl die beiden Anteile als auch die gesamte modellierte Leistungsdegradation, also die Summe der beiden Anteile, betrachtet. Aufgetragen sind diese jeweils zum einen für die Modellierung mit den Koeffizienten, die durch Anpassung bestimmt wurden, sowie als Vergleich zum anderen mit den Koeffizienten, die durch Berechnung bestimmt wurden.

Es ist dabei erkennbar, dass die durch die Berechnung ermittelten Koeffizienten über die Modellierung zu einer höheren Leistungsdegradation führen als die durch die Anpassung ermittelten Koeffizienten. Während jedoch bei den von der relativen Luftfeuchtigkeit abhängigen Anteilen der Leistungsdegradation der Unterschied sehr gering ist, liegt dieser bei den von der UV-Globalstrahlung abhängenden Anteile in einem relativ hohen Bereich. Mit den durch die Anpassung bestimmten Koeffizienten ist das Ergebnis der durch die relativen Feuchte verursachten Leistungsdegradation um 4,6% geringer als mit den durch die Berechnung bestimmten Koeffizienten. Für die UV-Globalstrahlung hingegen liegt dieser Unterschied bei 35,9%. Für die gesamte Leistungsdegradation resultiert daraus ein entsprechender Unterschied von 9,4%.

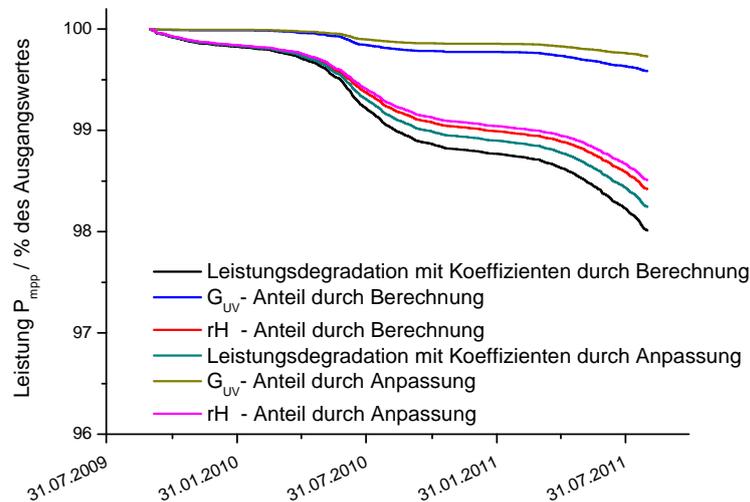


Abbildung 5.17: Vergleich der Wege zur Bestimmung der Koeffizienten. Die Grafik gibt für die beiden Ansätze den jeweiligen Verlauf an. Dabei findet zudem jeweils eine Unterscheidung des Einflusses der einstrahlungsabhängigen und der feuchteabhängigen Degradation statt

### 5.2.3 Validierung der Ergebnisse der Modellierung mit den Außenbewitterungsmessungen für Freiburg

Um die in Kapitel 5.2.1 bestimmten Koeffizienten zu validieren, wird der Zeitraum der, in Kapitel 3 diskutierten Außenbewitterung in Freiburg im Breisgau, Deutschland, über zwei Jahre (16. August 2009 bis 31. August 2011) betrachtet. Zur Bestimmung der Koeffizienten wurde als Grundlage ein Fokus auf die Mittelwerte der betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen verwendet. Daher wird auch zur Validierung dieser Ergebnisse für die Ergebnisse der Außenbewitterung ein Mittelwert gebildet. Hierzu wurde ein täglicher Mittelwert der prozentualen Leistungsdegradation  $\Delta P_{mpp}$  von jeweils einem Modul jedes betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen gebildet. Deren Verlauf ist in Abbildung 5.18 dargestellt. Die detaillierte Beschreibung der Aussortierungen und Korrekturen der Außenbewitterungsmessungen ist in Kapitel 2.3.2 und Kapitel 3.1, sowie die der Leistungsdegradationen im Detail in Kapitel 3.2.3 zu finden.

Es ist bei dem zeitlichen Verlauf dieser Mittelwerte zu beobachten, dass durch den Anteil der durch die a-Si PV-Module eingeschlossene Staebler-Wronski-Effekt (siehe Kapitel 2.1.3.1) ein deutlicher Unterschied zwischen Winter- und Sommerwerten zu erkennen ist. Da sich dieser Effekt jedoch nicht auf alle Modultypen, sondern primär auf a-Si PV-Module bezieht,

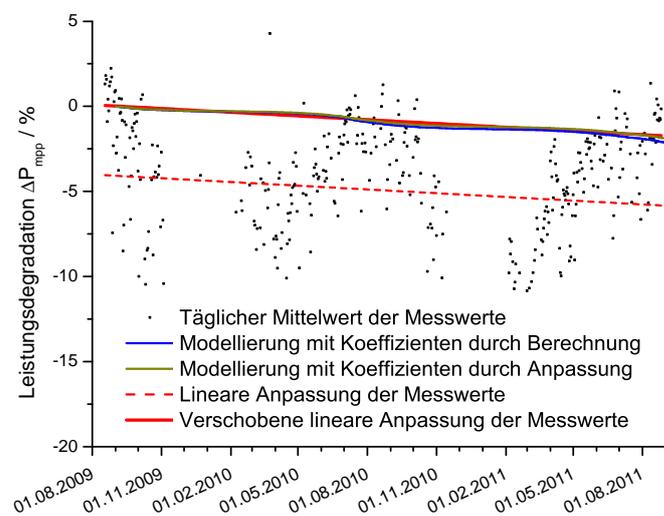


Abbildung 5.18: Validierung der Ergebnisse der Modellierung mit den Außenbewitterungsmessungen. Die durch die Modellierung simulierte Leistungsdegradationen sind in blau (mit Koeffizienten durch Berechnung) und in braun (mit Koeffizienten durch Anpassung) dargestellt. Für die Außenbewitterungsmessungen wurde nun ein Mittelwert der täglichen Mittelwerte der betrachteten Dünnschicht-PV-Module gebildet (schwarz) und linear angepasst (rot gepunktet). Diese Anpassung wurde auf den definierten Startwert  $\Delta P_{mpp}(1.09.2009) = 0\%$  verschoben (rot)

wurde dieser Effekt im Rahmen der Modellierung nicht betrachtet. Daher wurde zur Validierung der Modellierungsergebnisse für den Verlauf der Außenbewitterungsergebnisse für die Leistungsdegradation eine lineare Anpassung durchgeführt. Diese wurde entsprechend bei bleibender Steigung verschoben, sodass der Startwert  $\Delta P_{mpp} = 0$  des 1. Septembers 2009 bestimmt wurde. Es handelt sich dabei um den Mittelwert der täglichen Mittelwerte der prozentualen Leistungsdegradation  $\Delta P_{mpp}$  der betrachteten Dünnschicht-PV-Modultypen über einen Monat (16. August 2009 bis 15. September 2009).

Abbildung 5.18 stellt neben dem Verlauf dieser linearen Anpassung die Ergebnisse der Modellierung über den gleichen Zeitraum unter den selben klimatischen Einflüssen dar.

Es wurden dazu sowohl der Verlauf der Modellierung der prozentualen Leistungsdegradation durch die Koeffizienten, die durch deren Berechnung bestimmt wurde, als auch der Verlauf der Modellierung durch die Koeffizienten, die durch Anpassung ermittelt wurden, dargestellt. Der Beginn der Modellierung war jeweils der 1. September 2009.

Es ist zu beobachten, dass die lineare Anpassung der Messwerte der Außenbewitterung zu Sommerzeiten über den Ergebnissen der Modellierung und zu Winterzeiten unter den Ergebnissen der Modellierung liegen. Dies ist auf die vereinfachte Darstellung der durchschnittlichen Leistungsdegradation bei der Außenbewitterung zurückzuführen.

Bei der Differenzierung der beiden Ansätze zur Bestimmung der Koeffizienten ist weiter zu beobachten, dass die Modellierung auf Basis der durch Anpassung bestimmten Koeffizienten näher an dem Verlauf der Außenbewitterung liegt, als die Modellierung auf Basis der durch Berechnung bestimmten Koeffizienten. Bei den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen wird daher im folgenden Kapitel 6 ein Fokus auf die durch Anpassung bestimmten Koeffizienten gesetzt.

## Kapitel 6

# Ergebnisse der Simulationsrechnungen

### 6.1 Variation der Klimata

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationsrechnungen dargestellt. Dazu findet im Folgenden die Simulation der Leistungsdegradation von Dünnschicht-PV-Modulen unter unterschiedlichen klimatischen Bedingungen statt. Zur Durchführung dieser Simulationen wurden die in Kapitel 5.2.1 ermittelten und in Kapitel 5.2.3 validierten Koeffizienten verwendet. Um dabei unterschiedliche Effekte zu betrachten, wurden hierzu Orte mit möglichst unterschiedlichen klimatischen Grundbedingungen ausgewählt, wie in Grafik 6.1 dargestellt. In einem ersten Schritt wurden die Simulationsrechnungen für Freiburg, Deutschland, wo auch die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Außenbewitterungen stattgefunden haben, durchgeführt.

Der nächste Schritt stellt einen Vergleich der mitteleuropäischen Gegensätze dar. Dazu wurden neben dem mittleren Grundstand in Freiburg, mit Carpentras, Frankreich, ein Punkt südlich der Alpen gewählt, an dem Mittelmeerklima vorherrscht. Als Gegensatz dazu wurde mit Cabauw, Niederlande, ein Punkt an der Nordsee gewählt, an dem vom Golfstrom beeinflusstes ozeanisches Klima vorherrscht.

Um nun den detaillierten Einflüsse verschiedener klimatischen Grundbedingungen deutlicher zu analysieren wurde ein weiterer globaler Vergleich durchgeführt. Dazu wurden möglichst gegensätzliche, oft extreme Klimata gewählt. Mit Boulder und Desert Rock, USA, wurden zwei hohe Lagen gewählt. Während die Niederschlagsbedingungen in Boulder mit denen in Mitteleuropa vergleichbar sind, handelt es sich bei Desert Rock um ein Wüstengebiet mit sehr geringen Niederschlägen. Ein reines trockenes Wüstengebiet auf tieferer Lage wird durch Riyadh, Saudi Arabien, betrachtet.



Abbildung 6.1: Standorte der für die Simulationen verwendeten Klimadaten mit möglichst unterschiedlichen klimatischen Grundbedingungen:<sup>16</sup> Freiburg im Breisgau, Deutschland (A); Carpentras, Frankreich (B); Cebu, Philippinen (C); Boulder, USA (D); Desert Rock, USA (E); Riyadh, Saudi Arabien (F); Darwin, Northern Territory, Australien (G); Momote, Papua-Neuguinea (H); Ny Ålesund, Norwegen (I); Südpol, Antarktis (J)

Im nächsten Schritt wurden Orte mit hohen relativen Luftfeuchtigkeiten betrachtet. Dazu wurde ein Vergleich durchgeführt zwischen Darwin, Northern Territory, Australien, an dem klimatische Unterschiede zwischen der Sommer- und Winterzeit zu beobachten sind, und Momote, Papua Neuguinea, wo über das ganze Jahr konstante Wetterbedingungen zu beobachten sind.

Als Gegensatz zu den bisher beschriebenen warmen Klimata wurde mit Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen, ein arktisches Klima untersucht. Um diesen Extrembedingungen eine noch höhere Lage hinzuzufügen und noch extremere antarktische Klimabedingungen zu betrachten wurde eine Simulation abschließend unter den Umgebungsbedingungen aus der Region des hoch gelegenen Südpols dargestellt.

### Klimaparameter

Wie bereits in Kapitel 3 beschrieben, fand in Freiburg, Deutschland, am Fraunhofer ISE eine Aufzeichnung der im Rahmen der Außenbewitterung verwendeten Klimadaten statt. Diese wurden auch für die Simulationen der Leistungsdegradation in Bezug auf Freiburg im Breisgau, Deutschland verwendet.

Weitere Klimadaten wurden aus einer am Institut entwickelten Solarstrahlungs- und Klimadatenbank entnommen.<sup>5,56</sup> In dieser Datenbank können Klimadaten aus verschiedenen Regionen gespeichert und exportiert werden, sodass sie nach weiterer Bearbeitung für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen verwendet werden konnten.

Die aus dieser Datenbank entnommenen Daten für Carpentras, Frankreich, Cabauw, Niederlande, Riyadh, Saudi Arabien, Darwin, Northern Territory, Australien, Momote, Manus Island, Papua Neuguinea, Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen sowie Südpol, Antarktis stammen ursprünglich aus dem Baseline Surface Radiation Network (BSRN).<sup>63</sup> Die Daten für die Vereinigten Staaten von Amerika, Boulder, Colorado und Desert Rock, Nevada, stammen aus dem SURFRAD (Surface Radiation) Netzwerk der Global Monitoring Division (NOAA).<sup>33</sup>

Für die Simulation der Leistungsdegradation wurden, neben den klimatischen Koeffizienten der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$  und der Umgebungstemperatur  $T$ , die UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$  verwendet (siehe Kapitel 2.4.3.2). Während die UV-Globalstrahlung in Freiburg stets gemessen wurde, waren für manche im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Orte hierfür nur Werte der Globalstrahlung  $G$  vorhanden. In diesen Fällen wurde die UV-Globalstrahlung durch eine Näherung berechnet  $G_{UV} = a * G$ . Mit Hilfe der im Rahmen der Außenbewitterung (siehe Kapitel 3) verwendeten Klimadaten ergibt sich unter Berücksichtigung der Messwerte über drei Jahre (Dezember 2008 - November 2011) ein Durchschnittswert von  $a = 0,045$ .

#### 6.1.1 Freiburg im Breisgau, Deutschland

Es wurde bereits in Kapitel 5.2.3 eine Validierung der Ergebnisse der Modellierung durchgeführt. Dazu wurden die in Kapitel 3 diskutierten Außenbewitterungsmessungen für Freiburg im Breisgau, Deutschland, verwendet. Die Lage dieses Messstandes ist am Breitengrad  $48,0^\circ$  Nord, am Längengrad  $7,8^\circ$  Ost bei einer Höhe von 275 m ü NN. Es herrscht an diesem Ort ein gemäßigtes mitteleuropäisches Klima. Um dessen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Dezember 2008 bis 30. November 2011 gemessenen Klimadaten für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind

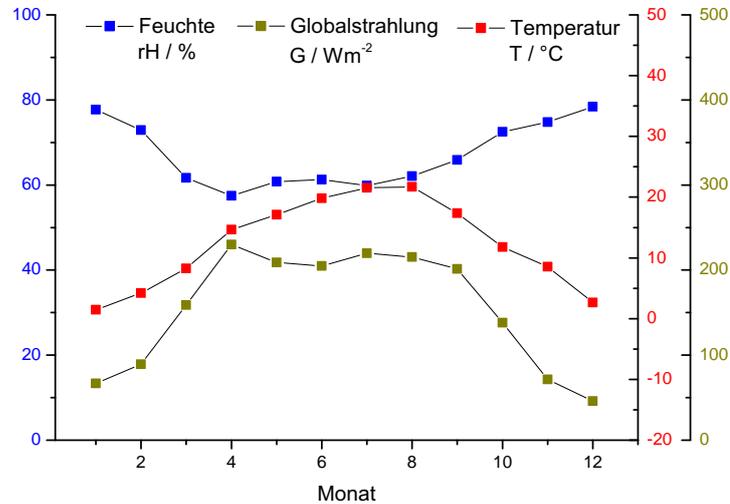


Abbildung 6.2: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Freiburg, Deutschland, mit gemessenen Klimadaten von Dezember 2008 bis November 2011

in Abbildung 6.2 dargestellt.

Mit diesen gemessenen Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren wurden die über drei Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatzt für die Modellierung angenommen. Zur Modellierung der Leistungsdegradation wurden die in Kapitel 5.2.1 ermittelten und in Kapitel 5.2.3 validierten Koeffizienten verwendet. Abbildung 6.3 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre.

Die Unterteilung des Verlaufs der Leistungsdegradation in den Anteil der UV-Globalstrahlungs ( $G_{UV}$ -Anteil) und den Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit ( $rH$ -Anteil) zeigt deutlich, dass unter den in Freiburg vorherrschenden Klimata, der Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit auf die Leistungsdegradation mit ca. 86% deutlich höher liegt als der Einfluss der UV-Globalstrahlung mit ca. 14%. Eine genauere Betrachtung der Entwicklung der beiden Anteile ist in Abbildung 6.4 dargestellt.

Zu Beginn der Simulation war der Anteil der UV-Globalstrahlung an der Leistungsdegradation sehr gering. Dies ist auf die im Dezember vorherrschende Winterzeit mit sehr geringer UV-Globalstrahlung, aber sehr hoher relativer Luftfeuchtigkeit (siehe Abb. 6.2) zurückzuführen. Nach ca. einem Jahr bleibt dieses Verhältnis der Anteile jedoch relativ konstant.

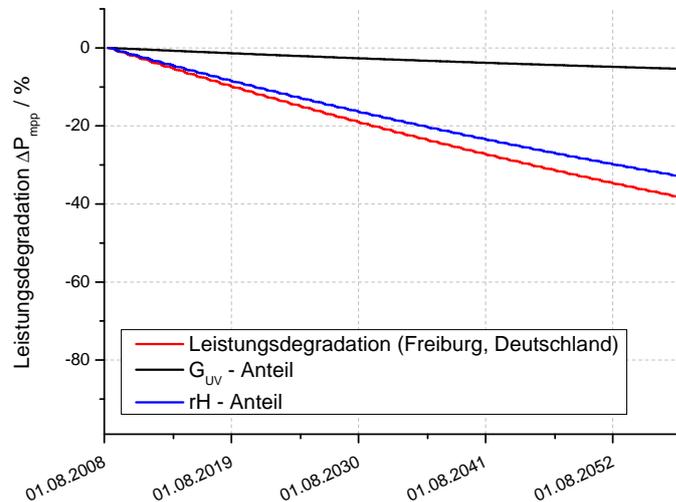


Abbildung 6.3: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Freiburg im Breisgau, Deutschland, aus dem Zeitraum Dezember 2008 bis November 2011. Der schwarze Verlauf stellt dabei den aus der UV-Globalstrahlung resultierenden Teil der Leistungsdegradation, der blaue Verlauf den aus der relativen Luftfeuchtigkeit resultierenden Teil dar

In Abbildung 6.5 ist nun weiter über diesen Zeitraum der ersten zwei Jahren (Dezember 2008 bis November 2011) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Sowohl durch den durch die UV-Globalstrahlung verursachten Anteil an der Leistungsdegradation als auch durch den durch die relative Luftfeuchtigkeit verursachten Anteil findet zu Sommerzeiten eine deutlich schnellere Leistungsdegradation statt als zu Winterzeiten. Dies ist auf die deutlich höhere Umgebungstemperatur zu Sommerzeiten als zu Winterzeiten (siehe Abbildung 6.2) zurückzuführen. Wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, hat die Umgebungstemperatur einen wesentlichen beschleunigenden Einfluss auf die Reaktionsgeschwindigkeiten, welche die simulierte Leistungsdegradation verursacht.

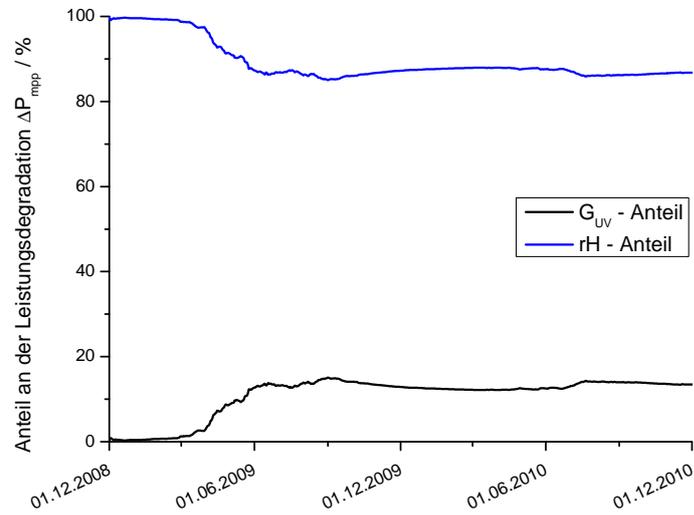


Abbildung 6.4: Verlauf des durch die UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$  ausgelösten Anteils und des durch die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$  ausgelösten Anteils an der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Freiburg, Deutschland, über zwei Jahre

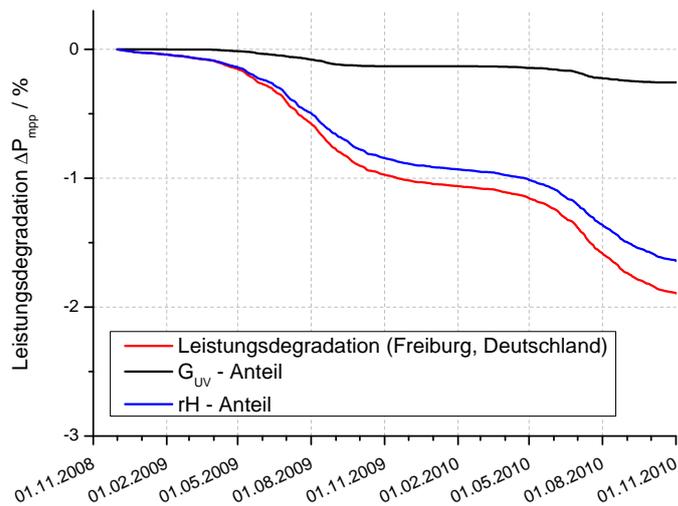


Abbildung 6.5: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Freiburg, Deutschland, über zwei Jahre

### 6.1.2 Carpentras, Frankreich

Als weiterer mitteleuropäischer Punkt wurde Carpentras, Frankreich, gewählt. Mit einer Lage am Breitengrad  $44,1^\circ$  Nord, am Längengrad  $5,1^\circ$  Ost bei einer Höhe von 100 m ü NN liegt dieser Punkt südlich der Alpen. Es herrscht an diesem Ort ein Mittelmeerklima bei einer durchschnittlichen Umgebungstemperatur von  $T_{\text{Carpentras, Jahresdurchschnitt}} = 14,4^\circ\text{C}$  (Anmerkung: in Freiburg im Breisgau, Deutschland liegt die durchschnittlichen Umgebungstemperatur bei  $T_{\text{Freiburg, Jahresdurchschnitt}} = 12,4^\circ\text{C}$ ). Um für Carpentras den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Januar 1998 bis 31. Dezember 2004 verfügbaren Klimadaten<sup>63</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.6 dargestellt.

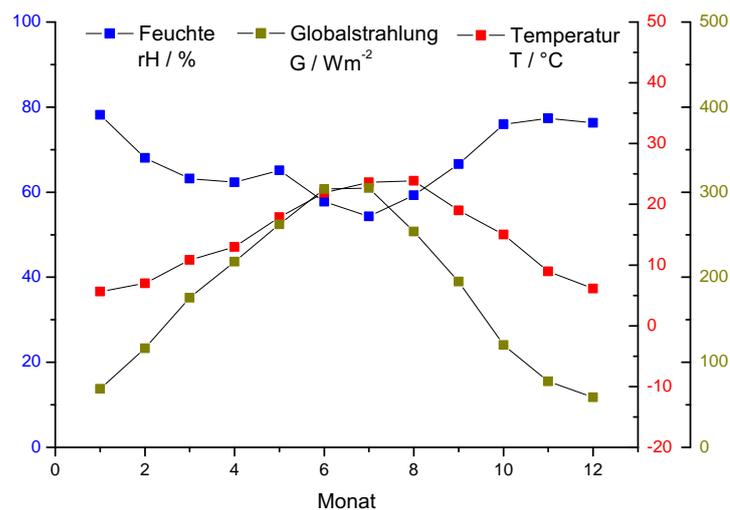


Abbildung 6.6: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Carpentras, Frankreich, mit ermittelten Klimadaten von Januar 1998 bis Dezember 2004

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren, wurden die über sieben Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.7 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Carpentras, Frankreich.

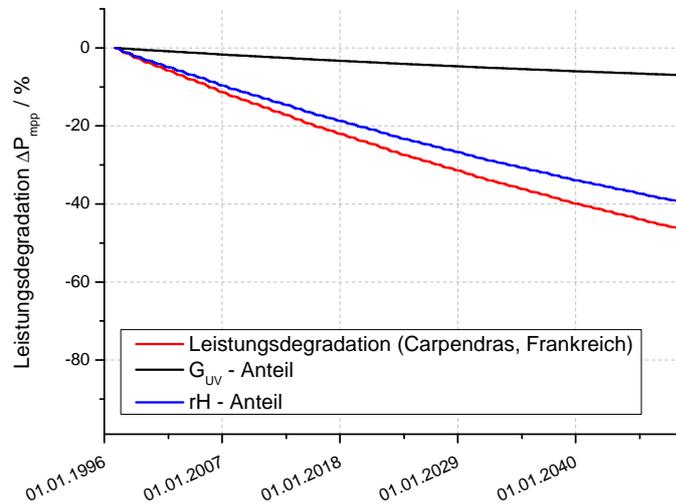


Abbildung 6.7: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Carpentras, Frankreich, aus dem Zeitraum Januar 1998 bis Dezember 2004

Die Unterteilung des Verlaufs der Leistungsdegradation in den Anteil der UV-Globalstrahlung ( $G_{UV}$ -Anteil) und den Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit ( $rH$ -Anteil) zeigt deutlich, dass unter den in Carpentras vorherrschenden Klimata, der Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit auf die Leistungsdegradation mit ca. 85% wie auch in Freiburg, deutlich höher liegt als der Einfluss der UV-Globalstrahlung mit ca. 15%.

In Abbildung 6.7 ist nun weiter über diesen Zeitraum der ersten zwei Jahren (1. Januar 1998 bis 31. Dezember 1999) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Sowohl durch den durch die UV-Globalstrahlung verursachten Anteil an der Leistungsdegradation als auch durch den durch die relative Luftfeuchtigkeit verursachten Anteil findet zu Sommerzeiten eine deutlich schnellere Leistungsdegradation statt als zu Winterzeiten. Dies ist wie auch in Freiburg auf die deutlich höhere Umgebungstemperatur zu Sommerzeiten als zu Winterzeiten (siehe Abbildung 6.6) zurückzuführen.

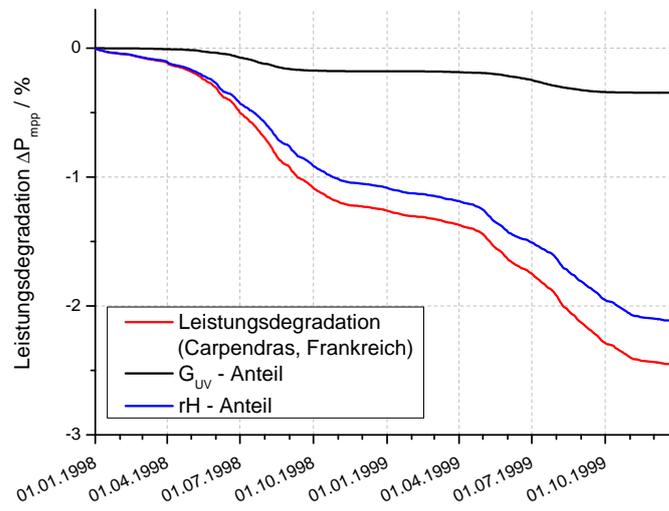


Abbildung 6.8: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Carpentras, Frankreich über zwei Jahre

### 6.1.3 Cabauw, Niederlande

Mit Cabauw, Niederlande, wurde ein dritter mitteleuropäischer Ort an der Nordseeküste gewählt. An diesem Ort bei einer Höhe von 0 m ü NN (Breitengrad: 52,0° Nord, Längengrad: 4,9° Ost) herrscht eine deutlich geringere durchschnittlichen Umgebungstemperatur von  $T_{Cabauw, Jahresdurchschnitt} = 11,1^{\circ}\text{C}$  als in den bisher betrachteten mitteleuropäischen Standorten. Neben einem relativ milden Winter herrscht in Cabauw häufig bewölktetes Klima vor mit gelegentlichen Regenschauern. Die durchschnittliche relative Luftfeuchtigkeit liegt daher in Cabauw mit  $rH_{Cabauw, Jahresdurchschnitt} = 84,1\%$  deutlich höher als in den bisher betrachteten mitteleuropäischen Standorten ( $rH_{Freiburg, Jahresdurchschnitt} = 67,1\%$ ,  $rH_{Carpentras, Jahresdurchschnitt} = 66,4\%$ ). Um für Cabauw den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Januar 2006 bis 31. Dezember 2007 verfügbaren Klimadaten<sup>63</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.9 dargestellt.

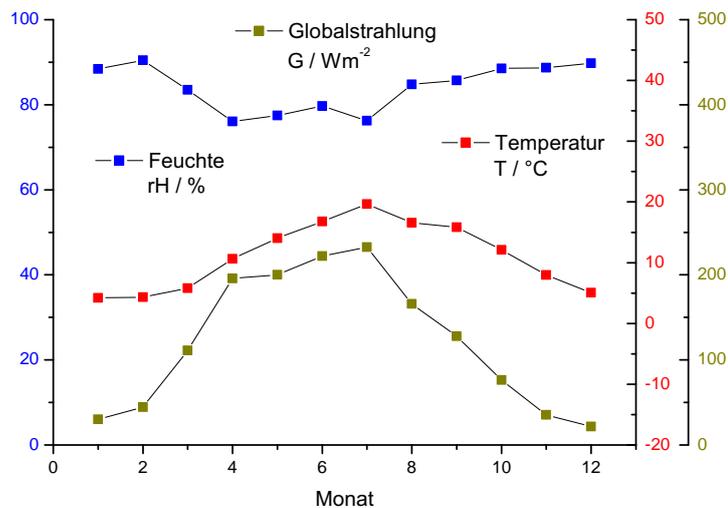


Abbildung 6.9: Monatsliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Cabauw, Niederlande, mit ermittelten Klimadaten von Januar 2006 bis Dezember 2007

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren, wurden die über

zwei Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.10 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Cabauw, Niederlande.

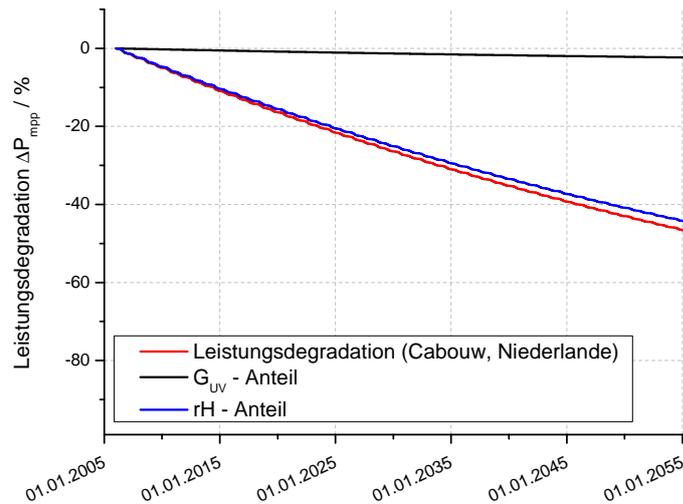


Abbildung 6.10: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Cabauw, Niederlande aus dem Zeitraum Januar 2006 bis Dezember 2007

Die Unterteilung des Verlaufs der Leistungsdegradation in den Anteil der UV-Globalstrahlung ( $G_{UV}$ -Anteil) und den Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit ( $rH$ -Anteil) zeigt deutlich, dass unter den in Cabauw vorherrschenden Klimata, der Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit auf die Leistungsdegradation mit ca. 95% deutlich höher liegt als in den bisher betrachteten mitteleuropäischen Orten.

In Abbildung 6.11 ist nun weiter über den Zeitraum der ersten zwei Jahren (1. Januar 2006 bis 31. Dezember 2007) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Sowohl durch den durch die UV-Globalstrahlung verursachten Anteil an der Leistungsdegradation als auch durch den durch die relative Luftfeuchtigkeit verursachten Anteil findet zu Sommerzeiten eine deutlich schnellere Leistungsdegradation statt als zu Winterzeiten, was, wie auch in den bisher betrachteten mitteleuropäischen Orten, auf die deutlich höhere Umgebungstemperatur zu Sommerzeiten als zu Winterzeiten (siehe Abbildung 6.9) zurückzuführen ist.

Ein Vergleich der Ergebnisse der Simulation der Leistungsdegradation unter den Einflüssen aller betrachteten mitteleuropäischen Klimata zeigt zwar teilweise sehr unterschiedliche Verhältnisse des Einflusses der Glo-

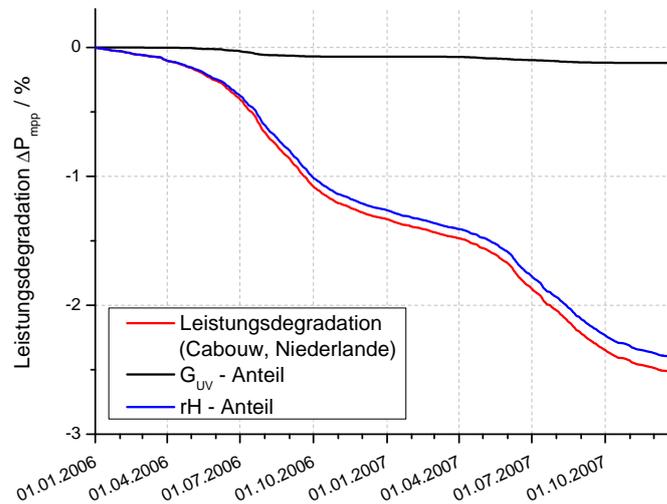


Abbildung 6.11: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Cabouw, Niederlande über zwei Jahre

balstrahlung und der relativen Luftfeuchtigkeit. Die daraus resultierenden gesamten Leistungsdegradationen sind jedoch nur sehr gering voneinander abweichend.

#### 6.1.4 Boulder, Colorado, Vereinigte Staaten von Amerika

Die Lage des Messstandes Boulder, Colorado, Vereinigte Staaten von Amerika, liegt mit dem Breitengrad von  $40,1^\circ$  Nord in einer ähnlichen Breite wie die vorher betrachteten mitteleuropäischen Standorte. Neben der Verortung auf dem Längengrad  $105,2^\circ$  West ist dieser Standort mit einer Höhe von 1689 m ü NN deutlich höher als die bisher betrachteten Standorte. Einen wesentlichen Unterschied zu den bisher betrachteten mitteleuropäischen Standorten stellt die durchschnittliche relative Luftfeuchtigkeit mit  $rH_{\text{Boulder, Jahresdurchschnitt}} = 47,3\%$  dar. Um für Boulder den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Januar 1999 bis 31. Dezember 2008 verfügbaren Klimadaten<sup>33</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.12 dargestellt.

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren, wurden die über zehn Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz

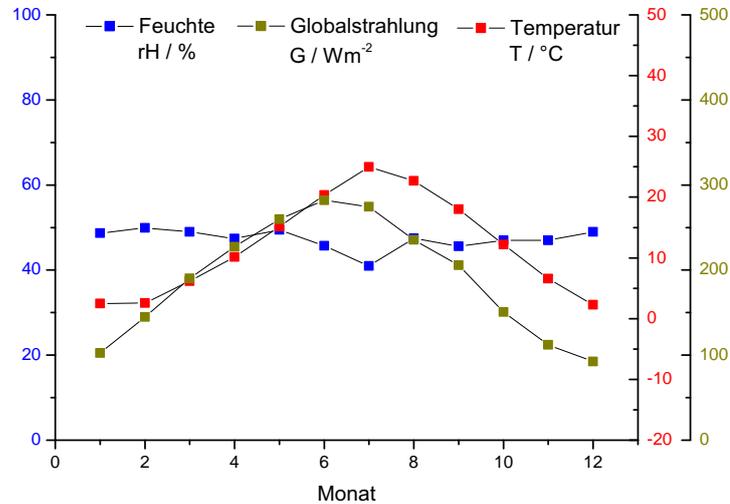


Abbildung 6.12: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Boulder, Colorado, Vereinigte Staaten von Amerika, mit ermittelten Klimadaten von Januar 1999 bis Dezember 2008

für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.13 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Boulder, Colorado, Vereinigte Staaten von Amerika.

Im Vergleich zu den langzeitigen Simulationsergebnissen der Leistungsdegradation für Mitteleuropa ist zu beobachten, dass für das hoch gelegene Boulder die Leistungsdegradationen in gerade mal halber Geschwindigkeit gegenüber Mitteleuropa stattfinden.

In Abbildung 6.14 ist nun weiter über den Zeitraum der ersten zwei Jahre (1. Januar 1999 bis 31. Dezember 2000) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Noch wesentlich deutlicher als für die betrachteten mitteleuropäischen Standorte findet hier zu Sommerzeiten eine deutlich schnellere Leistungsdegradation statt als zu Winterzeiten. Dies ist auf eine noch deutlich höhere Umgebungstemperatur zu Sommerzeiten als zu Winterzeiten im Gegensatz zu Mitteleuropa (siehe Abbildung 6.12) zurückzuführen.

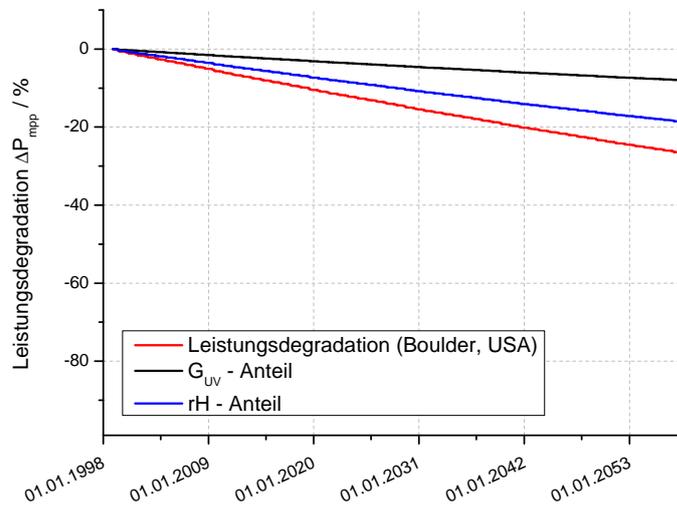


Abbildung 6.13: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Boulder, Colorado, Vereinigte Staaten von Amerika, aus dem Zeitraum Januar 1999 bis Dezember 2008

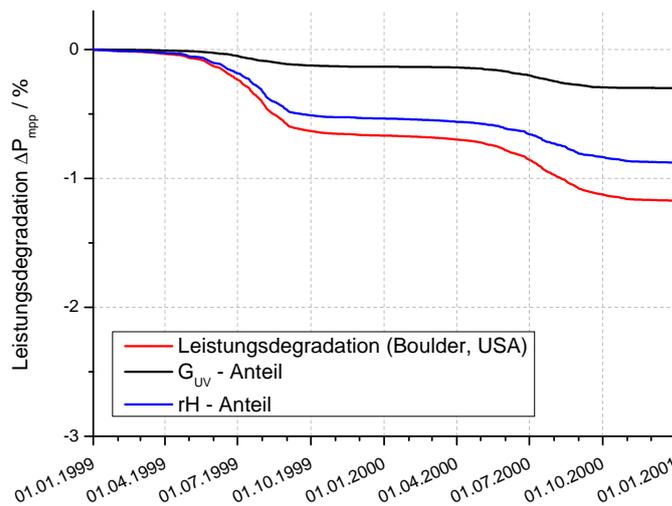


Abbildung 6.14: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Boulder, USA, über zwei Jahre

### 6.1.5 Desert Rock, Nevada, Vereinigte Staaten von Amerika

Mit dem Messstand in Desert Rock, Nevada, Vereinigte Staaten von Amerika, wurde ein hoch gelegenes Wüstengebiet in einer nahen Lage zu dem vorher betrachteten Boulder gewählt. Desert Rock liegt bei einem Breitengrad von  $36,6^\circ$  Nord und einem Längengrad von  $116,0^\circ$  West auf einer Höhe von 1007 m ü NN. Während die klimatischen Grundbedingungen in Boulder abgesehen von der relativen Luftfeuchtigkeit sehr nahe an den klimatischen Grundbedingungen von Mitteleuropa liegen, sind für Desert Rock deutliche Unterschiede zu beobachten. Sowohl die durchschnittliche Umgebungstemperatur von  $T_{DesertRock, Jahresdurchschnitt} = 18,6^\circ\text{C}$  als auch die durchschnittliche Globalstrahlung von  $G_{DesertRock, Jahresdurchschnitt} = 237 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  (mitteleuropäischer Durchschnitt:  $G_{Mitteleuropa, Jahresdurchschnitt} = 154 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ) liegen deutlich über den Durchschnittswerten der betrachteten mitteleuropäischen Standorte. Zudem liegt die durchschnittliche relative Luftfeuchtigkeit mit  $rH_{DesertRock, Jahresdurchschnitt} = 28,0\%$  deutlich unter allen bisher betrachteten Standorten. Um für Desert Rock den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Januar 1999 bis 31. Dezember 2008 verfügbaren Klimadaten<sup>33</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.15 dargestellt.

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren wurden die über zehn Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.16 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Desert Rock, Nevada, Vereinigte Staaten von Amerika.

Die Unterteilung des Verlaufs der Leistungsdegradation in den Anteil der UV-Globalstrahlungs ( $G_{UV}$ -Anteil) und den Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit ( $rH$ -Anteil) zeigt deutlich, dass im Gegensatz zu allen bisher betrachteten Orten, unter den in Desert Rock vorherrschenden Klimata, der Einfluss der UV-Globalstrahlung auf die Leistungsdegradation mit ca. 74% deutlich höher liegt als der Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit mit ca. 26%. Wie auch in Boulder findet in Desert Rock zudem die Leistungsdegradationen in deutlich geringerer Geschwindigkeit stattfinden als in Mitteleuropa.

In Abbildung 6.17 ist nun weiter über den Zeitraum der ersten zwei Jahre (1. Januar 1999 bis 31. Dezember 2000) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Es ist daraus erkennbar, dass auch in Desert Rock zu Sommerzeiten aufgrund der höheren Umgebungstemperatur eine deutlich schnellere Leistungsdegradation als zu Winterzeiten stattfindet.

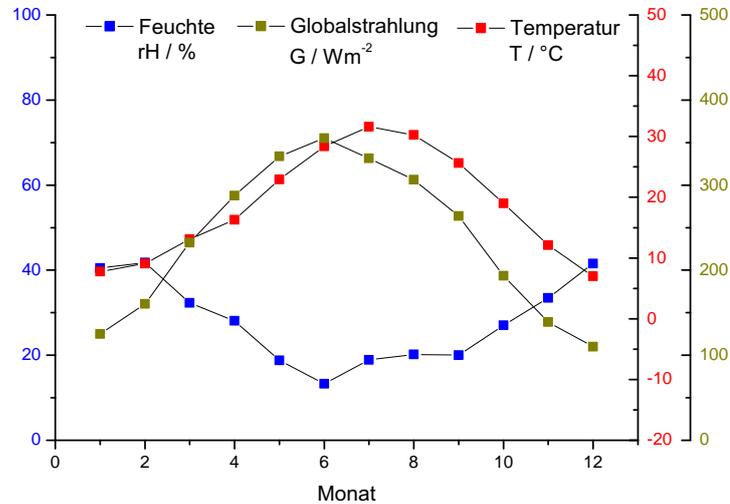


Abbildung 6.15: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Desert Rock, Nevada, Vereinigte Staaten von Amerika, mit ermittelten Klimadaten von Januar 1999 bis Dezember 2008

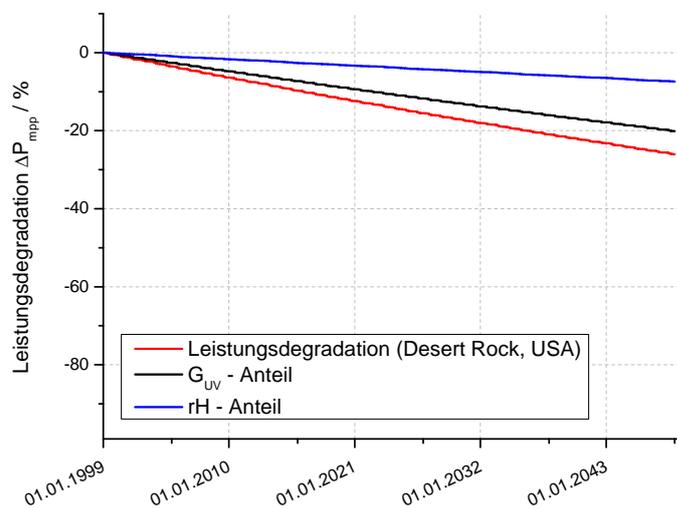


Abbildung 6.16: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Desert Rock, Nevada, Vereinigte Staaten von Amerika, aus dem Zeitraum Januar 1999 bis Dezember 2008

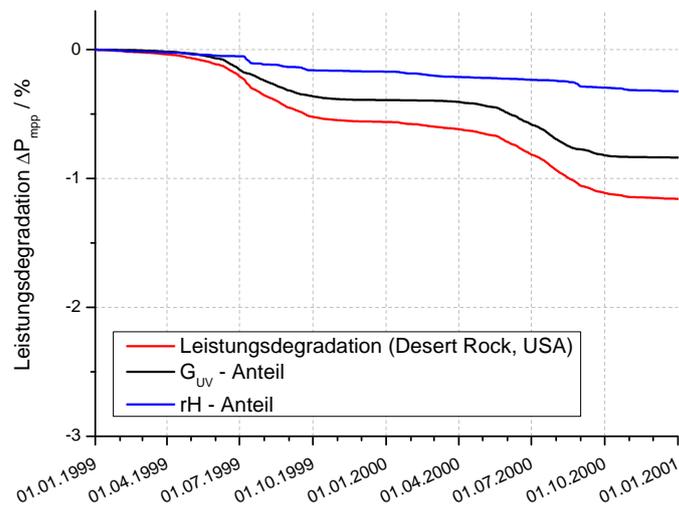


Abbildung 6.17: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Desert Rock, USA, über zwei Jahre

### 6.1.6 Riyadh, Saudi Arabien

Mit Riyadh, Saudi Arabien wurde ein sehr warmes Wüstengebiet ausgewählt. Riyadh liegt bei einem Breitengrad von  $24,9^\circ$  Norden und einem Längengrad von  $46,4^\circ$  Ost auf einer Höhe von 650 m ü NN. Im Vergleich zu dem vorher betrachteten Wüstengebiet Desert Rock herrschen hier deutlich unterschiedliche klimatische Grundbedingungen. Mit der durchschnittlichen Umgebungstemperatur von  $T_{Riyadh, \text{Jahresdurchschnitt}} = 27,9^\circ\text{C}$  handelt es sich hier um einen deutlich wärmeren Wüstenbereich. Außerdem liegt in Riyadh während der Winterzeit eine deutlich höhere durchschnittliche relative Luftfeuchtigkeit vor. Um für Riyadh den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Januar 1999 bis 31. Dezember 2002 verfügbaren Klimadaten<sup>63</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.18 dargestellt.

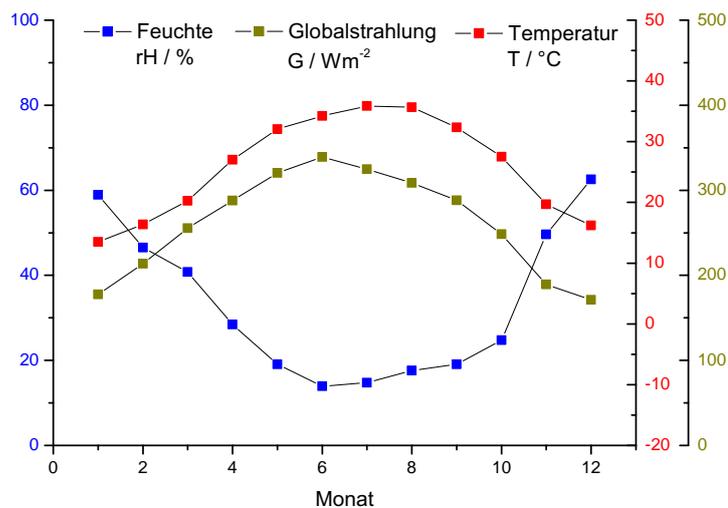


Abbildung 6.18: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Riyadh, Saudi Arabien, mit ermittelten Klimadaten von Januar 1999 bis Dezember 2002

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren, wurden die über vier Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.19 zeigt den daraus re-

sultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Riyadh, Saudi Arabien.

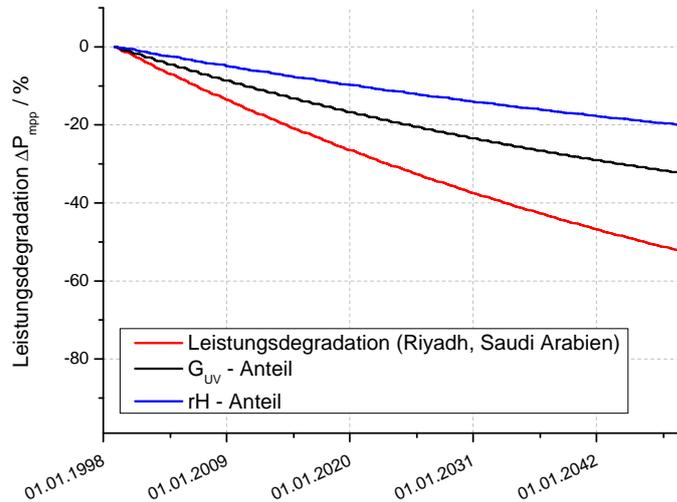


Abbildung 6.19: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Riyadh, Saudi Arabien, aus dem Zeitraum Januar 1999 bis Dezember 2002

Die Unterteilung des Verlaufs der Leistungsdegradation in den Anteil der UV-Globalstrahlungs ( $G_{UV}$ -Anteil) und den Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit ( $rH$ -Anteil) zeigt deutlich, dass wie auch in Desert Rock, im Gegensatz zu den anderen bisher betrachteten Orten, unter den in Riyadh vorherrschenden Klimata, der Einfluss der UV-Globalstrahlung auf die Leistungsdegradation mit ca. 62% deutlich höher liegt als der Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit mit ca. 38%.

In Abbildung 6.20 ist nun weiter über den Zeitraum der ersten zwei Jahre (1. Januar 1999 bis 31. Dezember 2000) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt.

Hier ist zu erkennen, dass zu Beginn der Leistungsdegradation für ca. sechs Monate der Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit deutlich höher ist als in der darauffolgenden Zeit, wo der UV-Globalstrahlungsanteil den größeren Anteil an der Leistungsdegradation darstellt. In Grafik 6.21 ist diese Entwicklung nochmals deutlicher dargestellt.

Während bei den bisher betrachteten Orten stets zur Sommerzeit eine stärkere Leistungsdegradation stattfand, ist diese Verteilung in Riyadh nahezu ausgeglichen. Dies liegt daran, dass durch die hohe relative Luftfeuchtigkeit zu Winterzeiten der durch die relative Luftfeuchtigkeit ausgelöste Teil der Leistungsdegradation im Winter deutlich höher ist als im

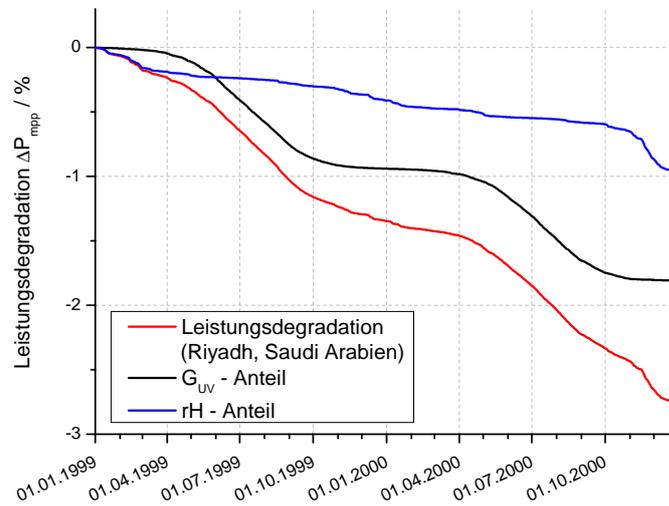


Abbildung 6.20: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Riyadh, Saudi Arabien, über zwei Jahre

Sommer. Jedoch ist der durch die UV-Globalstrahlung ausgelöste Teil der Leistungsdegradation im Sommer aufgrund der deutlich höheren Umgebungstemperatur und deutlich höherer UV-Globalstrahlung deutlich höher als im Winter.

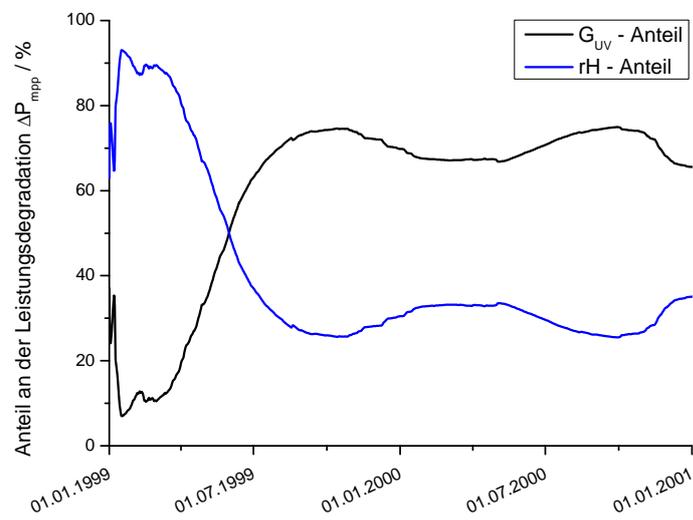


Abbildung 6.21: Verlauf des durch die UV-Globalstrahlung  $G_{UV}$  ausgelösten Anteils und des durch die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$  ausgelösten Anteils an der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Riyadh, Saudi Arabien, über zwei Jahre

### 6.1.7 Darwin, Northern Territory, Australien

Mit Darwin, Northern Territory, Australien, wurde ein Ort gewählt, an welchem ein tropisches Klima vorherrscht. Darwin liegt bei einem Breitengrad von  $12,4^\circ$  Süd und einem Längengrad von  $130,9^\circ$  Ost auf einer Höhe von 30 m ü NN. Mit einer durchschnittlichen Umgebungstemperatur von  $T_{\text{Darwin, Jahresdurchschnitt}} = 27,9^\circ\text{C}$  handelt es sich bereits um ein tropisches Klima mit einer Trockenzeit im Winter und einer Regenzeit mit deutlich höherer relativen Luftfeuchtigkeit im Sommer. Um für Darwin den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Juli 2002 bis 30. Juni 2005 verfügbaren Klimadaten<sup>63</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.22 dargestellt.

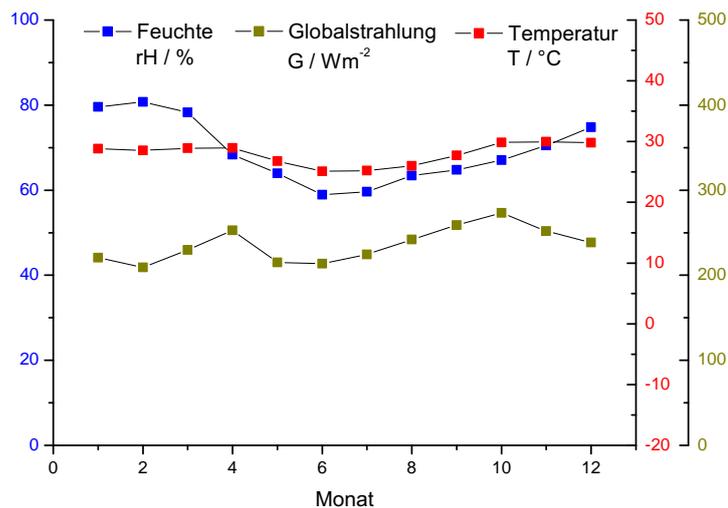


Abbildung 6.22: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Darwin, Northern Territory, Australien, mit ermittelten Klimadaten von Juli 2002 bis Juni 2005

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren, wurden die über drei Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.23 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Darwin, Northern Territory, Australien.

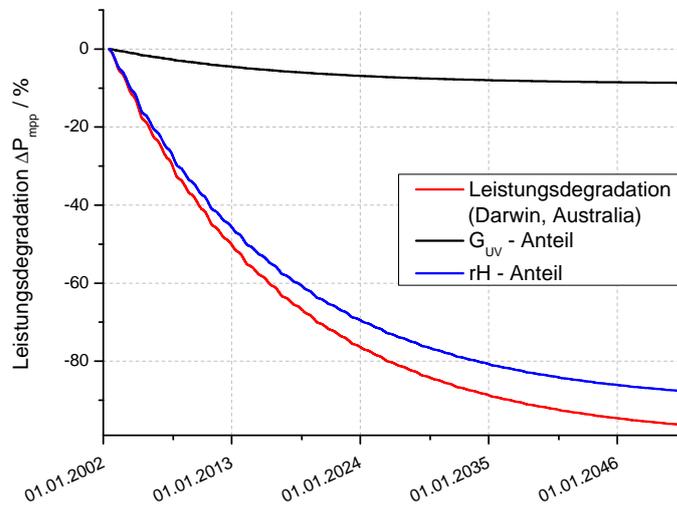


Abbildung 6.23: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Darwin, Northern Territory, Australien, aus dem Zeitraum Juli 2002 bis Juni 2005

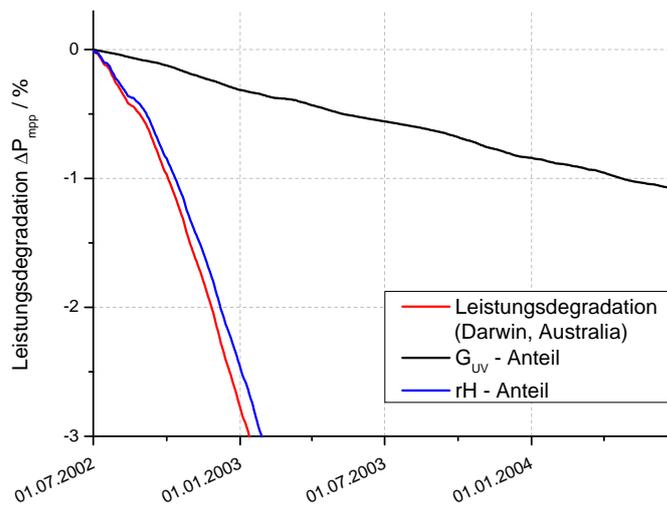


Abbildung 6.24: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Darwin, Australien, über zwei Jahre

Ein Vergleich mit den bisher betrachteten klimatischen Umgebungsbedingungen zeigt dieser Standort eine wesentlich schneller und gravierender ablaufende Leistungsdegradation. Wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, hat die Umgebungstemperatur einen wesentlichen beschleunigenden Einfluss auf die Reaktionsgeschwindigkeiten, welche die simulierten Leistungsdegradationen verursachen. Das tropische Klima zeigt neben hoher Luftfeuchtigkeit auch eine hohe Umgebungstemperatur, wodurch eine gravierende Beschleunigung der Leistungsdegradation stattfindet. Dadurch liegt die im Rahmen dieser Arbeit simulierte Leistungsdegradation für Darwin bereits nach ca. zehn Jahren bei 50%.

In Abbildung 6.24 ist nun weiter über diesen Zeitraum der ersten zwei Jahre (1. Juli 2002 bis 30. Juni 2004) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt.

### 6.1.8 Momote, Papua-Neuguinea

Mit Momote, Papua-Neuguinea, wurde ein weiterer Ort gewählt, an dem tropisches Klima vorherrscht. Jedoch herrscht hier (Breitengrad:  $2,1^\circ$  Süd, Längengrad:  $147,4^\circ$  Ost, Höhe: 6 m ü NN) ein über das Jahr konstantes tropisches Klima mit durchgehend hoher relative Luftfeuchtigkeit (durchschnittliche relativer Luftfeuchtigkeit:  $rH_{\text{Momote, Jahresdurchschnitt}} = 84,2^\circ\text{C}$ ) vor. Um für Momote den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Januar 2000 bis 31. Dezember 2004 verfügbaren Klimadaten<sup>63</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.25 dargestellt.

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren wurden die über fünf Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.26 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Momote, Papua-Neuguinea.

Wie auch für Darwin, ist für Momote eine wesentlich schneller und gravierender ablaufende Leistungsdegradation als in den zuvor betrachteten Umgebungen zu beobachten, was auf den beschleunigenden Einfluss der hohen Umgebungstemperaturen auf die Reaktionsgeschwindigkeiten zurückzuführen ist. Die Unterteilung des Verlaufs der Leistungsdegradation in den Anteil der UV-Globalstrahlung ( $G_{UV}$ -Anteil) und den Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit ( $rH$ -Anteil) zeigt deutlich, dass unter den in Momote vorherrschenden Klimata, der Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit auf die Leistungsdegradation mit ca. 95% deutlich höher liegt als in Darwin, Australien. Aufgrund dieser gravierenden tropischen Beschleuni-

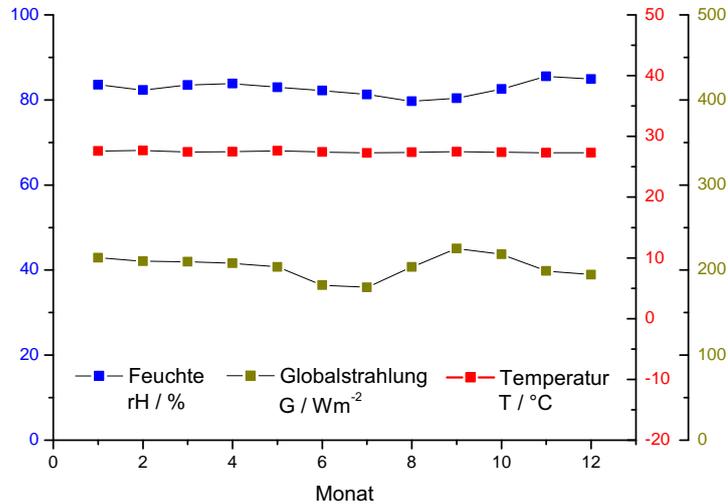


Abbildung 6.25: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Momote, Papua-Neuguinea, mit ermittelten Klimadaten von Januar 1997 bis Dezember 2004

gungseffekte liegt die im Rahmen dieser Arbeit simulierte Leistungsdegradation für Momote bereits nach ca. acht Jahren bei 50%.

In Abbildung 6.27 ist nun weiter über diesen Zeitraum der ersten zwei Jahre (1. Januar 2000 bis 31. Dezember 2001) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Während für Darwin noch ein beschleunigter Ablauf der Leistungsdegradation in der Sommerzeit zu beobachten war, ist deren Ablauf für Momote relativ konstant.

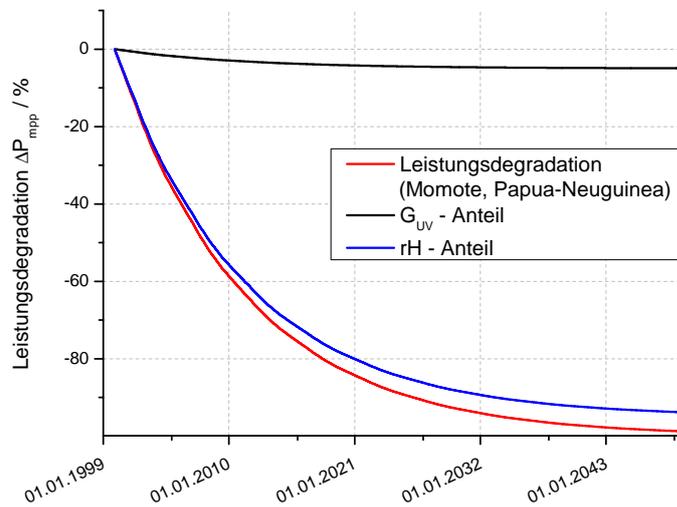


Abbildung 6.26: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Momote, Papua-Neuguinea, aus dem Zeitraum Januar 2000 bis Dezember 2004

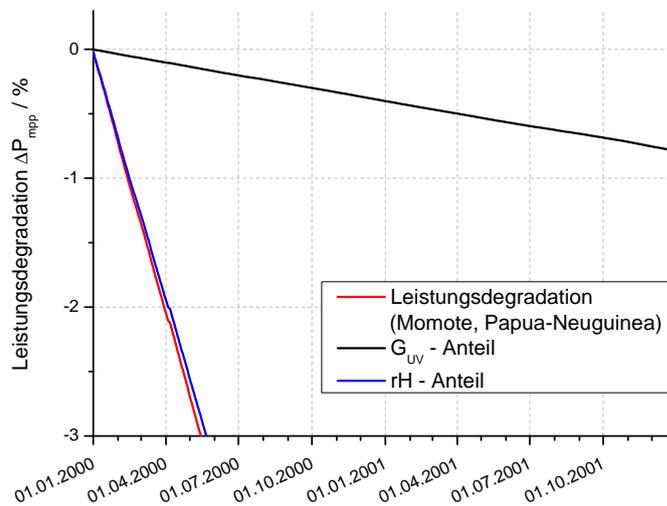


Abbildung 6.27: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Momote, Papua-Neuguinea, über zwei Jahre

### 6.1.9 Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen

Als gegensätzlicher Standort wurde Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen gewählt. Bei einer Lage an einem Breitengrad von  $78,9^\circ$  Nord und einem Längengrad von  $11,9^\circ$  Ost auf einer Höhe von 11 m ü NN wurde damit ein sehr kaltes arktisches Klima gewählt. Die durchschnittliche Umgebungstemperatur liegt dort bei  $T_{Ny\ddot{A}lesund, Jahresdurchschnitt} = -5,7^\circ C$  und die durchschnittliche Globalstrahlung bei  $G_{Ny\ddot{A}lesund, Jahresdurchschnitt} = 75^\circ C$ . Jedoch ist Aufgrund der globalstrahlungsfreien Winterzeit der Unterschied zwischen Winter- und Sommerbedingungen wesentlich gravierender als in den bisher betrachteten Umgebungen. Um für Ny Ålesund den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 21. Juli 1993 bis 20. Juli 1998 verfügbaren Klimadaten<sup>63</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.28 dargestellt.

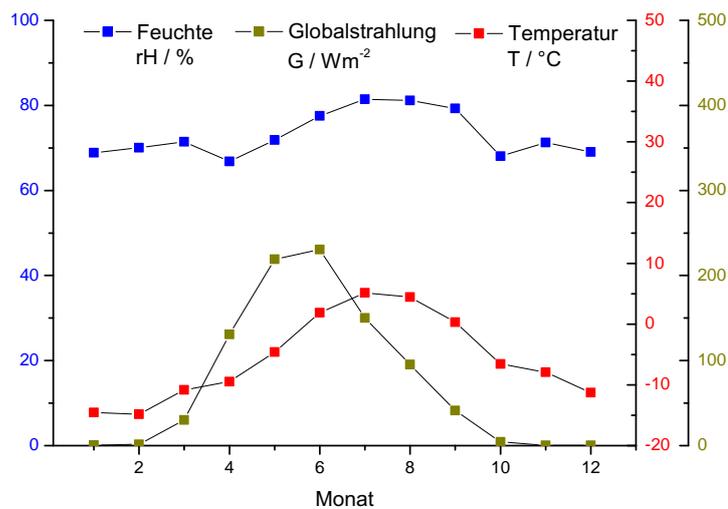


Abbildung 6.28: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  für Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen, mit ermittelten Klimadaten von Juli 1993 bis Juli 1998

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren wurden die über fünf Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.29 zeigt den daraus re-

sultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen von Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen.

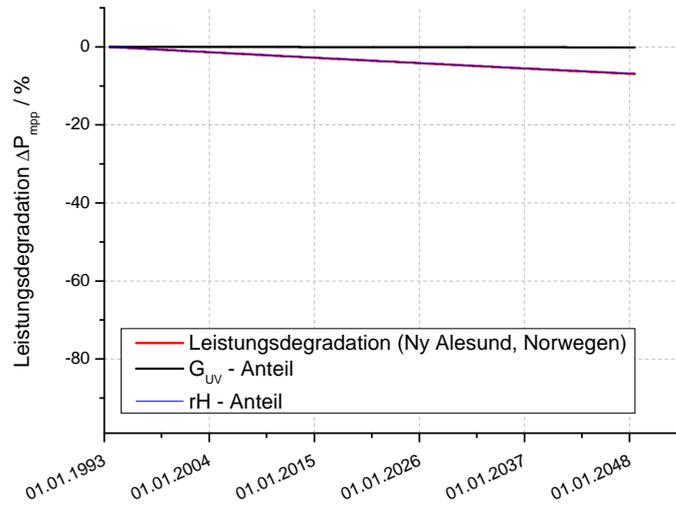


Abbildung 6.29: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen, aus dem Zeitraum Juli 1993 bis Juli 1998

Ein Vergleich mit den bisher betrachteten klimatischen Umgebungsbedingungen zeigt eine wesentliche langsamer ablaufende Leistungsdegradation. Dies ist nach dem Arrhenius Effekt (siehe Kapitel 2.4.2) auf die deutlich niedrigere Umgebungstemperatur im Gegensatz zu allen bisher betrachteten Orten zurückzuführen. Dadurch liegt die im Rahmen dieser Arbeit simulierte Leistungsdegradation für Ny Ålesund sogar nach 50 Jahren noch unter 10%.

Die Unterteilung des Verlaufs der Leistungsdegradation in den Anteil der UV-Globalstrahlung ( $G_{UV}$ -Anteil) und den Anteil der relativen Luftfeuchtigkeit ( $rH$ -Anteil) zeigt deutlich, dass unter den in Ny Ålesund vorherrschenden Klimata, der Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit auf die Leistungsdegradation mit ca. 98% höher liegt als in allen bisher betrachteten Orten.

In Abbildung 6.30 ist nun weiter über den Zeitraum der ersten zwei Jahre (21. Juli 1993 bis 20. Juli 1995) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Sowohl durch den durch die UV-Globalstrahlung verursachten Anteil an der Leistungsdegradation als auch durch den durch die relative Luftfeuchtigkeit verursachten Anteil findet zu Sommerzeiten eine wesentlich schnellere Leistungsdegradation statt als zu Winterzeiten was auf die deutlich höhere Umgebungstemperatur zu Sommerzeiten als zu Winterzei-

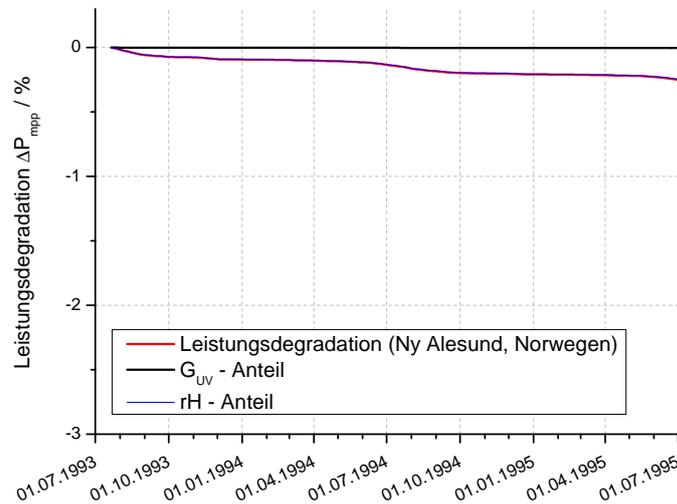


Abbildung 6.30: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Ny Ålesund, Norwegen, über zwei Jahre

ten (siehe Abbildung 6.28) zurückzuführen ist.

### 6.1.10 Südpol, Antarktis

Mit dem Südpol, Antarktis, wurde ein Ort gewählt, an dem antarktisches Klima in extremster Form vorherrscht. Mit der Lage des Messstandes an einem Breitengrad von  $89,98^\circ$  Süd auf einer Höhe von 2800 m ü NN sind die Bedingungen in allen Punkten extrem. Die durchschnittliche Umgebungstemperatur liegt dabei bei  $T_{\text{Südpol, Jahresdurchschnitt}} = -49,5^\circ\text{C}$ , die durchschnittliche relative Luftfeuchtigkeit bei  $rH_{\text{Südpol, Jahresdurchschnitt}} = 67,1^\circ\text{C}$ , die durchschnittliche Globalstrahlung bei  $G_{\text{Südpol, Jahresdurchschnitt}} = 132^\circ\text{C}$ . Jedoch ist aufgrund der globalstrahlungsfreien Zeit von ca. 6 Monaten der Unterschied zwischen Winter- und Sommerbedingungen wesentlich gravierender als in den bisher betrachteten Umgebungen. Um für den Südpol den klimatischen Verlauf über ein Jahr darzustellen, wurde aus den im Zeitraum von 1. Januar 1998 bis 31. Dezember 2002 verfügbaren Klimadaten<sup>63</sup> für jeden Monat ein Mittelwert für die relative Luftfeuchtigkeit  $rH$ , die Globalstrahlung  $G$  und die Umgebungstemperatur  $T$  gebildet. Diese durchschnittlichen Verläufe sind in Abbildung 6.31 dargestellt.

Mit diesen ermittelten Klimadaten wird nun im Folgenden eine Simulation der Leistungsdegradation über eine längere Zeit von 50 Jahren durchgeführt. Um einen längeren Zeitraum zu repräsentieren, wurden die über fünf Jahre gemessenen Klimadaten stets sich wiederholend als Grundsatz

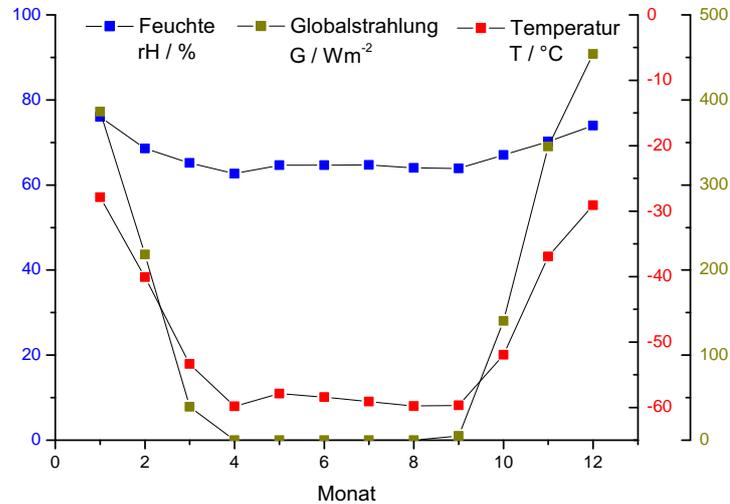


Abbildung 6.31: Monatliche klimatische Mittelwerte der relativen Luftfeuchtigkeit  $rH$ , der Globalstrahlung  $G$  und der Umgebungstemperatur  $T$  in der Gegend des Südpol, Antarktis, mit ermittelten Klimadaten von Januar 1998 bis Dezember 2002

für die Modellierung angenommen. Abbildung 6.32 zeigt den daraus resultierenden Verlauf der Leistungsdegradation über 50 Jahre unter den klimatischen Bedingungen der Gegend des Südpols.

Noch deutlicher als für Ny Ålesund ist aufgrund der deutlich niedrigeren Umgebungstemperatur eine wesentlich langsamer ablaufende Leistungsdegradation zu beobachten. Dadurch liegt die im Rahmen dieser Arbeit simulierte Leistungsdegradation für den Südpol sogar nach 50 Jahren mit 0,016% praktisch bei 0%. Aufgrund der extremen Umgebungsbedingungen ist jedoch davon auszugehen, dass, neben den im Rahmen dieser Arbeit betrachteten klimatischen Koeffizienten zur Simulation der Leistungsdegradation, auch andere Vorgänge unter solchen Bedingungen höhere Einflüsse prägen könnten als die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten.

In Abbildung 6.33 ist nun weiter über diesen Zeitraum der ersten zwei Jahre (1. Januar 1998 bis 31. Dezember 1999) die Entwicklung der Leistungsdegradation dargestellt. Es ist zu erkennen, dass ohne die Zeit hoher Globalstrahlung (November, Dezember und Januar) die simulierte Leistungsdegradation noch deutlicher zu 0% gelangen würde.

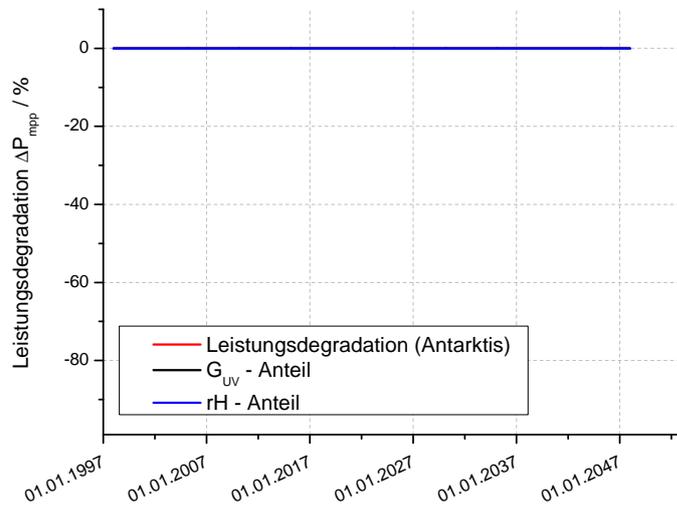


Abbildung 6.32: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation über 50 Jahre. Die zur Simulation verwendeten Klimadaten stammen dazu aus der Gegend des Südpols, Antarktis, aus dem Zeitraum Januar 1998 bis Dezember 2002

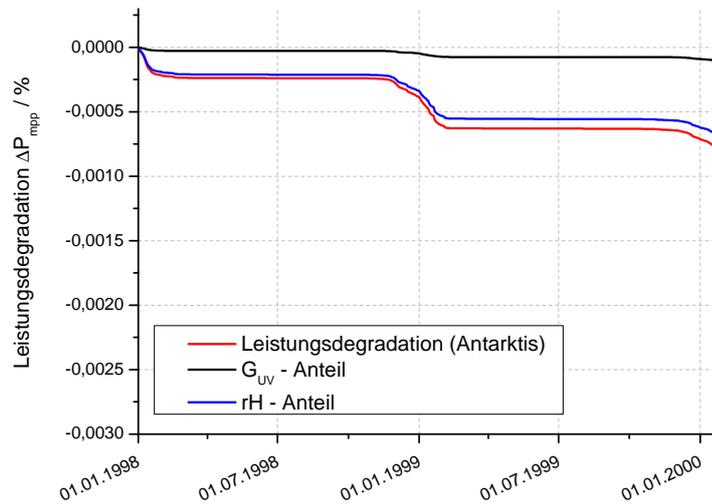


Abbildung 6.33: Verlauf der simulierten Leistungsdegradation unter den klimatischen Einflüssen von Südpol, Antarktis, über zwei Jahre

## 6.2 Vergleich der betrachteten Klimata

Im Folgenden sind für alle in Kapitel 6.1 erläuterten Klimata die Ergebnisse der Simulationen der Leistungsdegradationen über eine längere Zeit von 50 Jahren in Abbildung 6.34 dargestellt; über eine kürzere Zeit von zwei Jahren sind diese Ergebnisse in Abbildung 6.35 dargestellt.

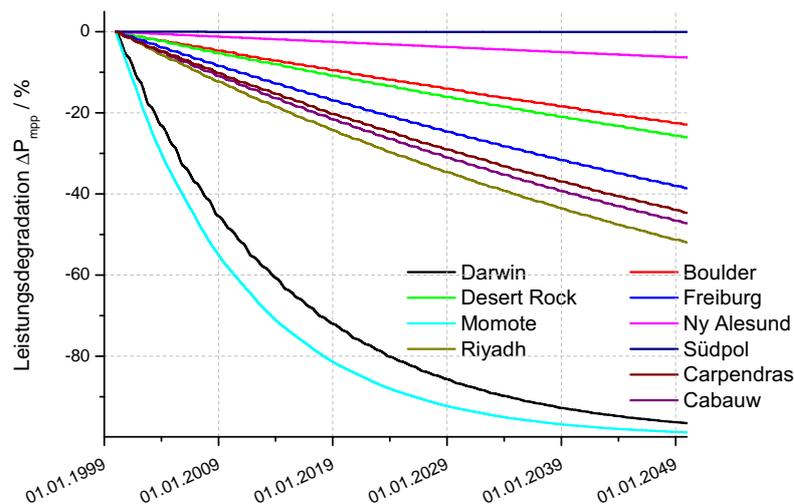


Abbildung 6.34: Verlauf der simulierten Leistungsdegradationen über 50 Jahre für verschiedene Klimata

Hierbei wird deutlich, dass die Leistungsdegradation über den betrachteten Zeitraum im Rahmen des Modellierungsansatzes dieser Arbeit in sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten verläuft. Während unter sehr kalten Klimata sich eine sehr geringe Leistungsdegradation ergibt, entsteht unter tropischen Klimata eine rasante Leistungsdegradation. Zurückzuführen sind diese extremen Effekte auf den in Kapitel 2.4.2 beschriebenen Arrhenius Effekt, nach welchem die Umgebungstemperatur einen wesentlichen beschleunigenden Einfluss auf die Reaktionsgeschwindigkeiten ausübt. Für alle anderen betrachteten Klimata sind nur noch leichte Unterschiede zwischen den Ergebnissen der im Rahmen dieser Arbeit simulierten Leistungsdegradationen zu erkennen. Die wesentlichen Unterschiede liegen hier stattdessen in der Verteilung des Anteils der durch die relative Luftfeuchtigkeit ausgelösten Leistungsdegradation und des Anteils der durch die UV-Globalstrahlung ausgelösten Leistungsdegradation.

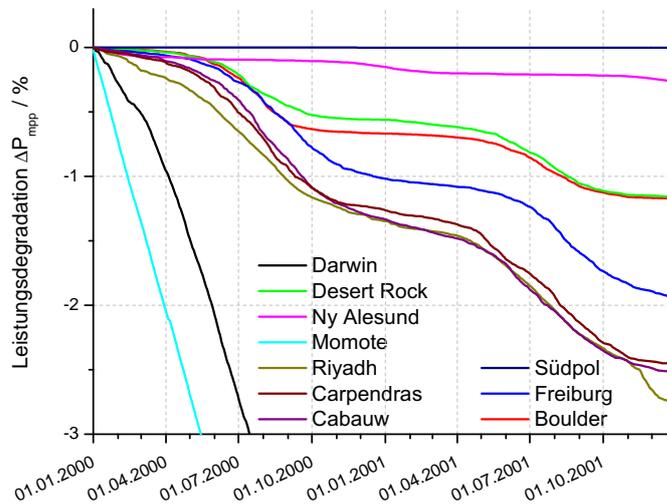


Abbildung 6.35: Verlauf der simulierten Leistungsdegradationen über zwei Jahre für verschiedene Klimata

### 6.3 Bewertung des entwickelten Modells

Die Ergebnisse für die Extrembedingungen unter sehr kalten Klimata zeigen eine sehr geringe Leistungsdegradation auf. Es ist jedoch zu erwarten, dass unter den an diesen Stellen vorherrschenden Klimata weitere Effekte, die im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt wurden, deutliche Einflüsse auf die Leistungsdegradation haben könnten. Während weitere Effekte wie Hagel an praktisch allen Stellen gravierende Einflüsse haben können, tritt eine schwere Belastung (z.B. durch Schnee)<sup>4,26</sup> eher bei den kalten Klimata auf. Eine weitere Belastung könnte zudem in Bereichen mit hohem Salzgehalt auftreten, was bei der Lage in Küstengebieten zu beobachten ist.<sup>44,47</sup>

Die relative Luftfeuchtigkeit der Umgebung ist einer der wesentlichen Einflussfaktoren auf die im Rahmen dieser Arbeit berechneten Leistungsdegradationen. Bei Betrachtung der Verteilung der Feuchte innerhalb eines c-Si PV-Moduls fällt jedoch auf, dass der Feuchtetransport sehr langsam vonstatten geht.<sup>57</sup> Eine Modellierung zeigt dabei, dass nach fünf Tagen der Außenexposition in Freiburg, Deutschland, nur auf einer Seite (links) des EVA-Bereichs die Feuchte das c-Si PV-Moduls erreicht hat (siehe Abbildung 6.36). Eine Modellierung der Feuchte an verschiedenen Stellen innerhalb des PV-Moduls über fünf Jahre ist in Abbildung 6.37 dargestellt. Der Vergleich eines Punktes mittig links von einer Zelle mit einem Punkt mittig rechts von einer Zelle zeigt, dass es ungefähr ein Jahr dauert, bis auf der

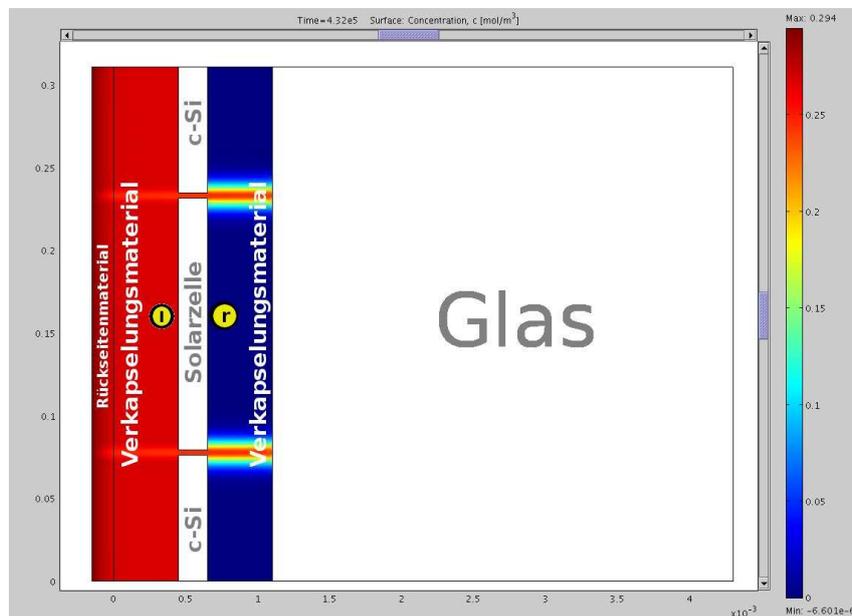


Abbildung 6.36: Feuchteverteilung im PV-Modul nachdem es den klimatischen Bedingungen von Freiburg im Breisgau, Deutschland, für fünf Tage ausgesetzt war.<sup>57</sup> (l) stellt dabei den in Modellierungen verwendeten Punkt links, (r) den Punkt rechts von der Solarzelle dar

Mitte der rechten Seite der für das Jahr maximale Wert erreicht ist.<sup>57,58</sup> Eine Betrachtung der beiden Punkte über eine lange Zeit zeigt an dem betrachteten Punkt links von der Zelle eine Feuchtigkeit, wessen Variation sehr dem Verhalten der äußeren absoluten Luftfeuchtigkeit entspricht. An dem betrachteten Punkt rechts von der Zelle ist eine Änderung der Feuchtigkeit in sehr langsamer Art zu beobachten.<sup>57</sup>

Um die benötigten Koeffizienten für die Modellierung zu bestimmen wurden im Rahmen dieser Arbeit die Durchschnittswerte aller untersuchter Dünnschicht-PV-Module betrachtet. Um jedoch weitere Effekte wie z.B. den Staebler-Wronski-Effekt (siehe Kapitel 2.1.3.1) für a-Si Dünnschicht-PV-Module (siehe Grafik 3.14) zu unterscheiden, müssten für verschiedene Modultypen auch verschiedene Ansätze für die Modellierung unterschieden werden.

Solche Unterscheidungen waren im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Um weitere detaillierte Unterscheidungen in die Modellierung zu integrieren wäre es notwendig die dazu notwendigen Datensammlungen in einem wesentlich größeren Umfang durchzuführen.

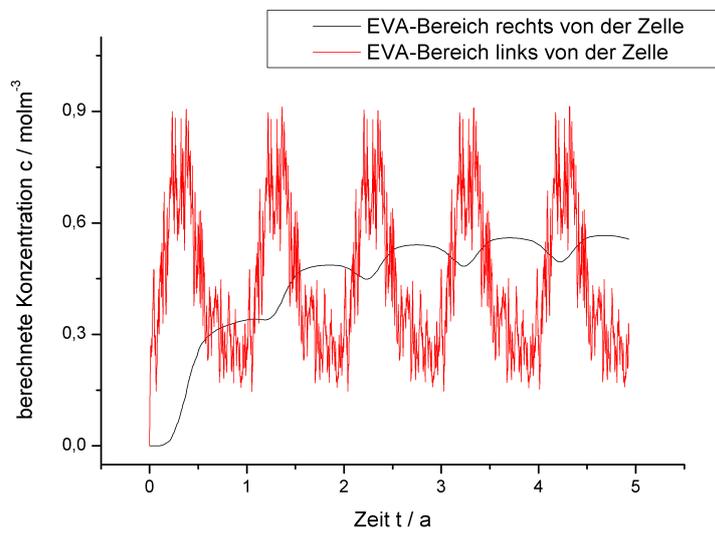


Abbildung 6.37: Zeitliche Entwicklung der Feuchtekonzentration im PV-Modul über fünf Jahre für Freiburg. Der Startpunkt ( $t=0a$ ) ist März<sup>57</sup>

## Kapitel 7

# Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel der Arbeit war es, die durch die Simulation der relativen Leistungsdegradation von Dünnschichtphotovoltaikmodulen entstandenen Ergebnisse basierend auf Klima-Zeitreihen von verschiedenen Orten mit unterschiedlichen Klimata über lange Zeiträume hinweg zu vergleichen. Mit der Durchführung von beschleunigten Innenbewitterungen unter verschiedenen Umgebungsbedingungen konnten die hierfür benötigten Koeffizienten zur Modellierung der Leistungsdegradation von Dünnschichtphotovoltaikmodulen bestimmt werden. Um eine Validierung der damit bestimmten Koeffizienten durchzuführen, wurden Dünnschichtphotovoltaikmodulen der gleichen Typen in Freiburg im Breisgau, Deutschland, über mehrere Jahre exponiert.

Um den Zeitpunkt zu bestimmen, der den Beginn der Datenerfassung für die Langzeitbetrachtung zulässt, wurde auf verschiedene Arten untersucht, wann die Stabilisierungsphasen für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Dünnschichtphotovoltaikmodule beendet sind. Durch eine beschleunigte Innenbewitterung durch den Solarsimulator zeigte die Stabilisierungsphase der dort exponierten Dünnschichtphotovoltaikmodule, abgesehen von der Geschwindigkeit, einen vergleichbaren Stabilisierungsablauf zu denen in der Außenbewitterung exponierten Dünnschichtphotovoltaikmodule. Nach einer Außenbewitterung von ca. sechs Monaten konnte damit von einer Stabilisierung der exponierten Dünnschichtphotovoltaikmodule ausgegangen werden.

Eine Modellierung der Modultemperatur für die untersuchten Dünnschichtmodultypen zeigte eine deutliche Übereinstimmung der gemessenen und der modellierten Modultemperaturen. Jedoch zeigte dies prägnante Abweichungen bei kühlen bzw. nächtlichen Modultemperaturlagen. Durch eine Tag-Nacht-Unterscheidung der Modultemperatur wurde die Häufigkeitsverteilung auf genauere Übereinstimmungen der gemessenen

und modellierten Modultemperaturen verschoben.

Um die Eigenschaften der Exposition genauer zu betrachten, wurden bei jeweils einem Modul jeden Typs verschiedene Isolationsschichten angebracht. Dabei zeigte sich bei einer 20 mm bis 80 mm dicken Isolationsschicht eine durchschnittliche Modultemperaturerhöhung von ca. 20 K. Isolationen sind daher als große Fehlerquelle zur Bestimmung der Modultemperatur zu sehen.

Die Feuchte-Wärme-Exposition der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten verschiedenen Dünnschichtphotovoltaikmodule zeigte bei langen Untersuchungen deutliche Abweichungen in Bezug auf die Leistungsdegradation bei ähnlichen Modultypen. Daher wurden die für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen benötigten Koeffizienten mit Hilfe von Durchschnittsmessungen bestimmt. Dadurch können jedoch die sich unterscheidenden Nebeneffekte (z.B. der Staebler Wronski Effekt für Dünnschichtphotovoltaikmodule mit amorphem Silicium) der unterschiedlichen Modultypen nicht differenziert betrachtet werden.

Eine durchgeführte Simulation der relativen Leistungsdegradationen von Dünnschichtphotovoltaikmodulen für Freiburg im Breisgau, Deutschland, wurde im Rahmen dieser Arbeit durch die Ergebnisse der Außenwitterung ausgesetzten Dünnschichtphotovoltaikmodule validiert.

Die weiteren im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen der relativen Leistungsdegradationen von Dünnschichtphotovoltaikmodulen wurden für unterschiedliche klimatische Bedingungen durchgeführt. Dabei lassen sich die betrachteten Gebiete in drei Ergebnisgruppen einteilen. Die betrachtete Gebietsgruppe von 25° bis 52° nördlicher Breite umschließt die Gebiete mit wesentlich unterschiedlichen klimatischen Bedingungen, weist jedoch ein jeweils vergleichbares Ergebnis in Bezug auf die Leistungsdegradation auf. Allerdings unterscheiden sich die hierbei untersuchten Orte deutlich in den auslösenden Faktoren für die Leistungsdegradation. In einigen Gebieten ist die UV-Globalstrahlung ein stärkerer Faktor (z.B. Riyadh, Saudi Arabien), in anderen die Luftfeuchtigkeit (z.B. Cabauw, Niederlande).

Bei den betrachteten Gebieten in extrem kalten Wetterlagen lässt sich eine deutlich verminderte Leistungsdegradation nach 50 Jahren feststellen ( $0\% < \Delta P_{mpp} < 10\%$ ). Dahingegen wurde bei der Gebietsgruppe in tropischen Wetterlagen eine deutlich verstärkte Leistungsdegradation erhalten. Bereits nach 10 Jahren lag in diesen Simulationen die Leistungsdegradation bei mehr als 50%. Diese Beschleunigung der Leistungsdegradation ist auf eine in tropischen Gebieten vorherrschende hohe Luftfeuchtigkeit in Kombination mit dem wesentlichen Einfluss der Umgebungstemperatur aufgrund des Arrhenius-Effekts zurückzuführen.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen stellen eine sinnvolle Grundlage für langzeitige Modellierungen der Leistungsde-

gradation von Dünnschichtphotovoltaikmodulen dar. In weiteren Schritten könnte eine wesentliche Vermehrung der zu untersuchenden Innenbewitterungsprozessen von gleichen Modultypen zu einer noch genaueren Koeffizientenbestimmung führen. Damit ließen sich auch die unterschiedlichen Modultypen separat betrachten und damit auch die Unterschiede wie zum Beispiel der Staebler Wronski Effekt für Dünnschichtphotovoltaikmodule mit amorphem Silicium in die Modellierung integrieren. Zusätzlich gibt es auch weitere potentielle Koeffizienten (zum Beispiel Salz), welche in die Modellierung der Leistungsdegradation integriert werden könnten. Es könnte zudem im Weiteren das Verhalten der Module in deren Inneren betrachtet werden, und damit Hinweise auf die Gründe der Leistungsdegradation bieten.

Durch die Ergebnisse dieser Arbeit konnte das Verständnis der Leistungsdegradation von Dünnschichtphotovoltaikmodulen vertieft werden. Die gewonnenen Erkenntnisse können zum Verständnis der Degradationsprozesse in Dünnschichtphotovoltaikmodulen, einem Aufgabengebiet der Gebrauchsdaueranalytik, einen Beitrag leisten. Jedoch besteht noch viel Forschungsbedarf, um detaillierte Informationen über die ablaufenden Prozesse zu erhalten und die Technologien zu optimieren. Dabei sind ein weiterer Ausbau der regenerativen Energien sowie politische Weichenstellungen in diese Richtung dringend nötig, um gegen das Voranschreiten des Klimawandels anzukämpfen. Durch fortlaufende Bewusstseinssteigerung der Bevölkerungen und der Regierungen dieses Planeten sollte die notwendige Transformation hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung jedoch möglich sein.

“Unsere größte Herausforderung im 21. Jahrhundert ist, die noch so abstrakt erscheinende Idee einer nachhaltigen Entwicklung zur Realität für alle Menschen dieser Erde zu machen.”

*(Kofi Atta Annan, siebter Generalsekretär der Vereinten Nationen und Friedensnobelpreisträger)*

# Literaturverzeichnis

- [1] Agentur für Erneuerbare Energien (2012). Der Strommix in Deutschland im Jahr 2011. <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/startseite/detailansicht/article/19/der-strommix-in-deutschland-im-jahr-2011.html>, (date accessed: 2/2/2012).
- [2] AGILENT-Technologies (2011). Benutzerhandbuch 34970A [web page]. <http://cp.literature.agilent.com/litweb/pdf/5965-5290EN.pdf>, (date accessed: 13/7/2011).
- [3] Aksünger, Ü. (2010). Untersuchung des elektrischen Stabilisierungsverhaltens von verschiedenen Dünnschicht Photovoltaik Modulen. Master's thesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.
- [4] Assmus, M., Jack, S., Weiss, K., and Koehl, M. (2011). Measurement and simulation of vibrations of PV-modules induced by dynamic mechanical loads. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(6):688–694.
- [5] Balthasar, M. (2007). Konzeption und Implementierung einer Solarstrahlungs- und Klimadatenbank zur Unterstützung der Modellierung von Alterungsprozessen in Photovoltaik-Modulen mit raumbezogener Zugriffskomponente innerhalb eines Geoinformationssystems. Master's thesis, Hochschule Karlsruhe - Technik und Wirtschaft, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.
- [6] Beier, J. (1992). *Untersuchung zur Anwendbarkeit des Superpositionsprinzips bei Silizium-Solarzellen*. PhD thesis, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg i. Br.
- [7] Blaesser, G., Krebs, K., Ossenbrink, H., and Rossi, E. (1985). Acceptance testing and monitoring the CEC photovoltaic plants. In *EC Photovoltaic solar energy conference. 6*, pages 481–485.
- [8] Bonnet, D. (1992). The CdTe thin film solar cell-an overview. *International Journal of Sustainable Energy*, 12(1):1–14.
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherung. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (2012). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Berlin.

- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2004). *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*. Berlin.
- [11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011). Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland 2010. Grafiken und Tabellen. [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_in\\_deutschland\\_graf\\_tab.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf), (date accessed: 19/6/2012).
- [12] ChemgaPedia (2011). Glossar: Arrhenius-Gleichung [web page]. [http://www.chemgapedia.de/vsengine/popup/vsc/de/glossar/a/ar/arrhenius\\_00045gleichung.glos.html](http://www.chemgapedia.de/vsengine/popup/vsc/de/glossar/a/ar/arrhenius_00045gleichung.glos.html), (date accessed: 21/9/2011).
- [13] ET Instrumente GmbH (2011). Bedienungsanleitung Elektronische Last [web page]. <http://www.ettgmbh.de/index.php>, (date accessed: 13/7/2011).
- [14] European Photovoltaic Industry Association (2007). Competitiveness between electricity generating cost for PV and utility prices. <http://www.epia.org>, (date accessed: 15/12/2007).
- [15] Faiman, D. (2008). Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(4).
- [16] Google (2011). Google Maps. <http://maps.google.com>, (date accessed: 20/12/2011).
- [17] Hamakawa, Y. (2004). *Thin-film solar cells: next generation photovoltaics and its applications*, volume 13. Springer Verlag.
- [18] IEC60891 (1987). *International Standard - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of photovoltaic devices*. Genf.
- [19] IEC60904 (1998). *Photovoltaic Devices - Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device, Part 9: Solar Simulator Performance Requirements*. Genf.
- [20] IEC61215 ed. 2 (2005). *Crystalline Silicon Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval*. Genf.
- [21] IEC61646 ed. 2 (2011). *Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval*. Genf.

- [22] Internationales Geothermiezentrum (2012). Begründung: Entwurf eines Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. [www.geothermie-zentrum.de](http://www.geothermie-zentrum.de), (date accessed: 8/5/2012).
- [23] Jorgensen, G., Kim, H., and Wendelin, T. (1996). Durability studies of solar reflector materials exposed to environmental stresses. *Durability testing of nonmetallic materials*, 1294:121–135.
- [24] King, D., Kratochvil, J., and Boyson, W. (2004). *Photovoltaic array performance model*. United States. Dept. of Energy.
- [25] Kipp and Zonen (2011). Benutzerhandbuch CMP22 [web page]. <http://www.kippzonen.com/product/15112/CMP+22.aspx>, (date accessed: 13/7/2011).
- [26] Köhl, M. (2011). *Grundlegende Untersuchungen zur Gebrauchsdaueranalyse von Photovoltaik-Modulen*. PhD thesis, Fernuniversität Hagen.
- [27] Köhl, M. et al. (2010). Project Performance. Final Public Summary Report. Subsection 5: Service life assessment of PV modules.
- [28] Köhl, M., Heck, M., Wiesmeier, S., and Wirth, J. (2011). Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(7):1638–1646.
- [29] Kratochwill, S. (2009). Analyse Outdoormessdaten von Dünnschicht-photovoltaikmodulen. Master's thesis, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig.
- [30] Malberg, H. (2002). *Meteorologie und Klimatologie-Eine Einführung, Vierte aktualisierte und erweiterte Auflage*. Berlin: Springer-Verlag.
- [31] Malik, S. (2007). Anwendung von IV-Korrekturprozeduren auf Indoor- und Outdoormessdaten unterschiedlicher Photovoltaikmodule. Master's thesis, Fachhochschule Magdeburg Stendal.
- [32] Markus Schulte (2002). Wasserkraft - Energiequelle mit ungewisser Zukunft. <http://www.sueddeutsche.de/wissen/wasserkraft-wasserkraft-energiequelle-mit-ungewisser-zukunft-1.606023>, (date accessed: 19/6/2012).
- [33] National Oceanic and Atmospheric Administration (2008). Global Monitoring Division. <http://esrl.noaa.gov/gmd>, (date accessed: 3/7/2008).
- [34] Philipp, D. (2006). Wasserdampfdiffusion in PV-Modulen: Auswirkungen auf die Gebrauchsdauer und Transporteigenschaften der Materialien. Master's thesis, Fachhochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme.

- [35] Powalla, M. (2009). Einführung in die Dünnschichtphotovoltaik. In *Thin-Film Photovoltaics - Fifth User Forum*, Stuttgart. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.
- [36] Quaschnig, V. (2006). *Regenerative Energiesysteme*. Hanser Verlag.
- [37] Quaschnig, V. (2008). *Erneuerbare Energien und Klimaschutz: Hintergründe, Techniken, Anlagenplanung, Wirtschaftlichkeit*. Hanser Verlag.
- [38] Reise, C. et al. (2010). *IP-Performance. Setting the standards for the PV industry. From PV module testing to system Performance*.
- [39] Roschier, S. (2002). *Development of procedures for performance measurements and lifetime testing of thin film photovoltaic devices*. PhD thesis, Helsinki University of Technology.
- [40] Salame, M. (1973). *Transport Properties of Nitrile Polymers*. Bloomfield. Monsanto Co.
- [41] Sample, T., Skoczek, A., Field, M., Köhl, M., Geyer, D., and Hermann, W. (2009). Accelerated ageing of seven different thin-film module types by sequential exposure to damp heat or damp heat with either additional applied voltage or ultraviolet light. *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pages 3241–3248.
- [42] Sandstrom, J. (1967). A Method for Predicting Solar Cell Current-Voltage Characteristics as a Function of Incident Solar Intensity and Cell Temperature. In *6th Photovoltaic Specialists Conference, Cocoa Beach, Fla.*, volume 2, pages 28–30.
- [43] Scharmach, K. (2011). Entwicklung von Korrekturverfahren für IU-Kennlinien- und Leistungsdaten von Dünnschicht-Photovoltaikmodulen in der Freibewitterung. Master's thesis, Freie Universität Berlin.
- [44] Schill, C., Weiss, K., and Köhl, M. (2011). Extreme Soiling of PV-Modules. In *Proceedings of the Glass Performance Days*.
- [45] Schmidhuber, H. (2003). Literatur- und Marktrecherche zur Einkapselung von kristallinen Silizium-Solarzellen, Interne Studie. Freiburg. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.
- [46] Skoplaki, E. and Palyvos, J. (2009). Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 34(1):23–29.
- [47] Slamova, K. (2011). GIS basierte Analyse potenzieller Salzbelastungen von Photovoltaik-Komponenten an küstennahen Standorten. Master's

- thesis, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Institut für Physische Geographie.
- [48] Solarsserver (2012). Photovoltaik Preise: PVX Spotmarkt Preisindex Solarmodule [web page]. Solarsserver, <http://www.solarsserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex.html>, (date accessed: 14/7/2012).
- [49] Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K. B., Tignor, M., and Miller, H. L. (2007). *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, New York.
- [50] Staebler, D. and Wronski, C. (1977). Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. *Applied Physics Letters*, 31:292.
- [51] United Nations Framework Convention on Climate Change (1997). *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Kyoto.
- [52] United Nations Framework Convention on Climate Change (2007). *Bali Action Plan*. Bali.
- [53] Vieth, W. R. (1991). *Diffusion In and Through Polymers*. Hanser, Munich.
- [54] Volker, Q. (1998). *Regenerative Energiesysteme*. Carl Hanser Verlag, München, Wien.
- [55] Wagner, A. (2006). *Photovoltaik Engineering*. Springer, Berlin.
- [56] Wiesmeier, S. (2008). Conceptualization and implementation of a browserbased geographical information and data access system for high-density climate and solar radiation data. Master's thesis, University of Applied Sciences Munich.
- [57] Wirth, J. (2008). Simulation von Stofftransportvorgängen in Polymermaterialien als Bestandteil von Photovoltaik-Modulen. Master's thesis, Universität Ulm.
- [58] Wirth, J., Jack, S., Köhl, M., and Weiss, K.-A. (2008). Durability Analysis on Solar Energy Converters containing Polymer Materials. In *Proceedings Comsol Conference*.
- [59] Wirth, J., Kratochwill, S., Philipp, D., Weiss, K.-A., and Köhl, M. (2009). Comparison of indoor and outdoor power measurements of thin film modules. In *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pages 3398–3401.

- [60] Wirth, J., Kratochwill, S., Wiesmeier, S., Weiss, K.-A., and Köhl, M. (2010). Development of Performance and Module Temperature of Thin-Film Modules. In *OTTI Sixth User Forum Thin-film Photovoltaics - Int. Conference*.
- [61] Wirth, J., Scharmach, K., Weiss, K., and Köhl, M. (2011). Stabilization processes and air mass influences for outdoor exposure of thin film modules. In *Proceedings of SPIE*, volume 8110.
- [62] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2003). *Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit*. Springer, Berlin.
- [63] World Radiation Monitoring Center, Institute for Atmospheric and Climate Science, ETH Zürich (2008). Baseline Surface Radiation Network. <http://bsrn.ethz.ch>, (date accessed: 10/9/2008).
- [64] Zühlke, K. (2011). Energie und Technik [web page]. [http://www.energie-und-technik.de/erneuerbare-energien/news/article/79541/1/CIGS\\_Duennschicht\\_hat\\_das\\_groesste\\_Potenzial](http://www.energie-und-technik.de/erneuerbare-energien/news/article/79541/1/CIGS_Duennschicht_hat_das_groesste_Potenzial), (date accessed: 16/8/2011).

# Abbildungsverzeichnis

1.1	Der Strommix in Deutschland im Jahr 2011 . . . . .	2
1.2	Energiemix im exemplarischen Pfad des WBGU . . . . .	3
2.1	Aufbau eines Photovoltaikmoduls . . . . .	6
2.2	Einordnung der technisch möglichen Konzepte von Solarzellen . . . . .	7
2.3	Vergleich der Aufbauprinzipien von Dünnschichtmodultypen . . . . .	8
2.4	Aufbau einer Mehrfachzelle . . . . .	9
2.5	Verlauf der Air Mass über ein Jahr . . . . .	13
2.6	Solarstrahlungsspektrum . . . . .	13
2.7	Spektrale Empfindlichkeit . . . . .	14
2.8	Aufbau einer IU-Kennlinie . . . . .	16
2.9	IU-Kennlinie: Vergleich für verschiedene Einstrahlungen . . . . .	17
2.10	IU-Kennlinie: Vergleich für verschiedene Modultemperaturen . . . . .	17
2.11	Außenbewitterung: Verlauf der klimatischen Messwerte . . . . .	18
2.12	Außenbewitterung: Verlauf der Messwerte von $P_{mpp}$ . . . . .	19
2.13	Arrhenius Modell . . . . .	21
2.14	Vergleich der Ansätze zur Modellierung der Leistungsdegradation . . . . .	26
3.1	Darstellung des Aufbaus der Außenbewitterung . . . . .	28
3.2	Aufbau der Außenbewitterung in Freiburg . . . . .	28
3.3	Aufzeichnung der Messwerte für die Aufzeichnung einer IU-Kennlinie . . . . .	29
3.4	Polynomische Anpassung zur Bestimmung des Punktes der maximalen Leistung . . . . .	30
3.5	Modultemperatur: Anbringung der PT100 Sensoren . . . . .	32
3.6	Moulttemperaturen: Infrarotbilder des Gesamtaufbaus . . . . .	33
3.7	Dämmungsschicht während der Blütezeit . . . . .	34
3.8	Extremfall für Dämmungsschicht . . . . .	35
3.9	Schatten auf PV-Modulen . . . . .	35
3.10	Schrittweise Darstellung der Korrektur und Aussortierung der Außenbewitterungen . . . . .	37

3.11	Stabilisierung bei Außenexposition von a-Si PV-Modulen . . .	39
3.12	Stabilisierung bei Außenexposition von CIS PV-Modulen . . .	40
3.13	Stabilisierung bei Außenexposition von CdTe PV-Modulen . . .	40
3.14	a-Si Außenbewitterung $P_{mpp}$ Verlauf . . . . .	41
3.15	CIS Außenbewitterung $P_{mpp}$ Verlauf . . . . .	42
3.16	CdTe Außenbewitterung $P_{mpp}$ Verlauf . . . . .	43
3.17	a-Si Außenbewitterung $P_{mpp}$ prozentualer Verlauf . . . . .	43
3.18	CIS Außenbewitterung $P_{mpp}$ prozentualer Verlauf . . . . .	44
3.19	CdTe Außenbewitterung $P_{mpp}$ prozentualer Verlauf . . . . .	44
3.20	c-Si Außenbewitterung $P_{mpp}$ prozentualer Verlauf . . . . .	45
4.1	Solarsimulator . . . . .	47
4.2	Bestrahlung von a-Si PV-Modulen durch Solarsimulator . . .	48
4.3	Bestrahlung von CIS PV-Modulen durch Solarsimulator . . .	49
4.4	Bestrahlung von CdTe PV-Modulen durch Solarsimulator . . .	50
4.5	Vergleich der Stabilisierung mit dem Solarsimulator mit der Stabilisierung bei Außenbewitterung . . . . .	52
4.6	Feuchte-Wärme-Prüfung durchgeführt am JRC über $t = 4000h$ bei $rH = 85\%$ und $T_{amb} = 85^{\circ}C$ . . . . .	54
4.7	Feuchte-Wärme-Prüfung durchgeführt am SP über $t = 2000h$ bei $rH = 50\%$ und $T_{amb} = 85^{\circ}C$ . . . . .	55
4.8	Feuchte-Wärme-Prüfung durchgeführt am SP über $t = 4000h$ bei $rH = 85\%$ und $T_{amb} = 65^{\circ}C$ . . . . .	56
4.9	Außenbewitterungsvergleich nach der Feuchte-Wärme-Prüfung über 4000h . . . . .	58
5.1	Klimadatenverlauf: Solarstrahlung, Umgebungstemperatur und Modultemperatur . . . . .	59
5.2	Windabhängigkeit der Modultemperatur . . . . .	60
5.3	Vergleich des King Modells mit dem Faiman Modell . . . . .	61
5.4	Gemessene vs. modellierte Modultemperatur über ein Jahr . . .	64
5.5	Histogramm für gemessene Modultemperaturen über ein Jahr Exposition in Freiburg . . . . .	64
5.6	Vergleich des Faiman Modells mit dem Tag/Nacht Modell . . .	66
5.7	Häufigkeitsverteilung der Modultemperaturdifferenz nach dem Faiman Modell . . . . .	67
5.8	Häufigkeitsverteilung der Modultemperaturdifferenz nach dem durch Tag-Nacht-Unterscheidung erweiterten Faiman Modell . . . . .	67
5.9	Dämmung, Isolation: Bild von hinten . . . . .	68
5.10	Modultemperatur bei der Dämmung der exponierten Module . . .	68
5.11	Entwicklung der relativen Leistung während der UV-Bestrahlungen eines Solarsimulators . . . . .	70

5.12	Verlauf der Feuchte-Wärme-Prüfungen über 4000h bei $rH = 85\%$ . . . . .	71
5.13	Verlauf der Feuchte-Wärme-Prüfungen über 2000h bei $T = 85^{\circ}C$ . . . . .	73
5.14	Bestimmung der Koeffizienten $\beta$ und $m$ durch Anpassung . . . . .	75
5.15	Verlauf der UV-Bestrahlung über 1570h bei $G_{UV} = 171,4 \frac{W}{m^2}$ . . . . .	75
5.16	Bestimmung der Koeffizienten $\alpha$ und $n$ durch Anpassung . . . . .	77
5.17	Vergleich der Wege zur Bestimmung der Koeffizienten . . . . .	79
5.18	Validierung der Ergebnisse der Modellierung . . . . .	80
6.1	Standorte der für die Simulationen verwendeten Klimadaten . . . . .	83
6.2	Klima in Freiburg, Deutschland . . . . .	85
6.3	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Freiburg, Deutschland, über 50 Jahre . . . . .	86
6.4	Vergleich der Einflüsse der $rH$ mit den Einflüssen der $G_{UV}$ für Freiburg, Deutschland, über zwei Jahre . . . . .	87
6.5	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Freiburg, Deutschland, über zwei Jahre . . . . .	87
6.6	Klima in Carpentras, Frankreich . . . . .	88
6.7	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Carpentras, Frankreich, über 50 Jahre . . . . .	89
6.8	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Carpentras, Frankreich, über zwei Jahre . . . . .	90
6.9	Klima in der Cabauw, Niederlande . . . . .	91
6.10	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Cabauw, Niederlande, über 50 Jahre . . . . .	92
6.11	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Cabauw, Niederlande, über zwei Jahre . . . . .	93
6.12	Klima in Boulder, Colorado, Vereinigte Staaten von Amerika . . . . .	94
6.13	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Boulder, USA, über 50 Jahre . . . . .	95
6.14	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Boulder, USA, über zwei Jahre . . . . .	95
6.15	Klima in Desert Rock, Nevada, Vereinigte Staaten von Amerika . . . . .	97
6.16	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Desert Rock, USA, über 50 Jahre . . . . .	97
6.17	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Desert Rock, USA, über zwei Jahre . . . . .	98
6.18	Klima in Riyadh, Saudi Arabien . . . . .	99
6.19	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Riyadh, Saudi Arabien, über 50 Jahre . . . . .	100
6.20	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Riyadh, Saudi Arabien, über zwei Jahre . . . . .	101

6.21	Vergleich der Einflüsse der $rH$ mit den Einflüssen der $G_{UV}$ für Riyadh, Saudi Arabien, über zwei Jahre . . . . .	102
6.22	Klima in Darwin, Northern Territory, Australien . . . . .	103
6.23	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Darwin, Australien, über 50 Jahre . . . . .	104
6.24	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Darwin, Australien, über zwei Jahre . . . . .	104
6.25	Klima in Momote, Papua-Neuguinea . . . . .	106
6.26	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Momote, Papua-Neuguinea, über 50 Jahre . . . . .	107
6.27	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Momote, Papua-Neuguinea, über zwei Jahre . . . . .	107
6.28	Klima in Ny Ålesund, Spitzbergen, Norwegen . . . . .	108
6.29	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Ny Ålesund, Norwegen, über 50 Jahre . . . . .	109
6.30	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Ny Ålesund, Norwegen, über zwei Jahre . . . . .	110
6.31	Klima in der Antarktis . . . . .	111
6.32	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Südpol, Antarktis, über 50 Jahre . . . . .	112
6.33	Verlauf der simulierten Leistungsdegradation für Südpol, Antarktis, über zwei Jahre . . . . .	112
6.34	Verlauf aller simulierten Leistungsdegradationen über 50 Jahre	113
6.35	Verlauf aller simulierten Leistungsdegradationen über zwei Jahre . . . . .	114
6.36	Feuchteverteilung im PV-Modul . . . . .	115
6.37	Zeitliche Entwicklung der Feuchtekonzentration . . . . .	116
A.1	Bestrahlung von a-Si PV-Modulen durch Solarsimulator - Füllfaktor . . . . .	XVIII
A.2	Bestrahlung von a-Si PV-Modulen durch Solarsimulator - Kurzschlussstrom . . . . .	XVIII
A.3	Bestrahlung von a-Si PV-Modulen durch Solarsimulator - Leerlaufspannung . . . . .	XIX
A.4	Bestrahlung von CIS PV-Modulen durch Solarsimulator - Füllfaktor . . . . .	XIX
A.5	Bestrahlung von CIS PV-Modulen durch Solarsimulator - Kurzschlussstrom . . . . .	XX
A.6	Bestrahlung von CIS PV-Modulen durch Solarsimulator - Leerlaufspannung . . . . .	XX
A.7	Bestrahlung von CdTe PV-Modulen durch Solarsimulator - Füllfaktor . . . . .	XXI
A.8	Bestrahlung von CdTe PV-Modulen durch Solarsimulator - Kurzschlussstrom . . . . .	XXI

A.9	Bestrahlung von CdTe PV-Modulen durch Solarsimulator - Leerlaufspannung . . . . .	XXII
B.1	Fehler des Verlaufs der Leistung von a-Si sj . . . . .	XXV
B.2	Fehler des Verlaufs der Leistung von a-Si tj . . . . .	XXV
B.3	Fehler des Verlaufs der Leistung von a-Si / $\mu$ -Si . . . . .	XXVI
B.4	Fehler des Verlaufs der Leistung von CIS 1 . . . . .	XXVI
B.5	Fehler des Verlaufs der Leistung von CIS 2 . . . . .	XXVII
B.6	Fehler des Verlaufs der Leistung von CdTe . . . . .	XXVII

# Tabellenverzeichnis

2.1	Untersuchte PV-Module . . . . .	12
3.1	Koeffizienten zur Korrektur von IU-Kennlinien auf Standard-Testbedingungen . . . . .	36
5.1	Faiman Koeffizienten $U_0$ und $U_1$ für die betrachteten Modultypen . . . . .	63
5.2	Unterschied der Modultemperatur zur Außentemperatur bei einer Globalstrahlung von $G < 5 \frac{W}{m^2}$ . . . . .	65
B.1	Fehler der Koeffizienten zur Korrektur von IU-Kennlinien auf Standard-Testbedingungen . . . . .	XXIV

# Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
AM	Air Mass
a-Si	amorphes Silicium
a-Si:H	hydrogenisiertes amorphes Silicium
bzw.	beziehungsweise
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSRN	Baseline Surface Radiation Network
Cd	Kadmium
CdTe	Kadmium-Tellurit
CdS	Kadmiumsulfid
CIS	Kupfer-Indium-Diselenid
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
c-Si	kristallines Silicium
$\mu$ c-Si	mikrokristallines Silicium
Cu <sub>2</sub> Te	Kupfer-Tellurit
dj	double junction = zweischichtig
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
$E_g$	Bandlücke
EVA	Ethylenvinylacetat
Fit	Anpassung
Ga	Gallium
IEC	International Electrotechnical Commission
In	Indium
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
JRC	European Commission Joint Research Centre
MPP	Punkt maximaler Leistung
MSE	mittlere quadratische Abweichung
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NN	Normalnull
PET	Polyethylenterephthalat

PT100	Widerstandsthermometer
PV	Photovoltaik
PVB	Polyvinylbutyral
PVF	Polyvinylfluorid
S	Schwefel
Se	Selen
sj	single junction = einschichtig
SP	Swedish National Testing and Research Institute
STC	Standardtestbedingungen
SURFRAD	Surface Radiation
tj	triple junction = dreischichtig
TPT	Tedlar-PET-Tedlar
ü NN	über Normalnull
UV	Ultraviolett
vgl.	vergleiche
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WOZ	wahre Ortszeit
z.B.	zum Beispiel

# Einheitenverzeichnis

Symbol	Name	Einheit
$a$	Einstrahlungskoeffizient der Leerlaufspannung	$V$
$a_k$	Koeffizient, der den Einstrahlungseffekt auf die Modultemperatur ausdrückt (King Modell)	ohne
$A$	Frequenzfaktor	ohne
$AM$	Air Mass	ohne
$b$	Koeffizient, der den Kühleffekt durch den Wind ausdrückt (King Modell)	$\frac{s}{m}$
$E$	Aktivierungsenergie	$\frac{J}{mol}$
$E_{UV}$	Aktivierungsenergie	$\frac{J}{mol}$
$E_{rH}$	Aktivierungsenergie	$\frac{J}{mol}$
$FF$	Füllfaktor	ohne
$G$	Globalstrahlung	$\frac{W}{m^2}$
$G_{UV}$	UV Globalstrahlung	$\frac{W}{m^2}$
$H$	normalisierte Strahlung (nach King)	$^{\circ}C$
$I$	Strom	$A$
$I_{sc}$	Kurzschlussstrom	$A$
$I_{mpp}$	Strom am MPP	$A$
$k$	Geschwindigkeitskonstante	ohne
$k_{UV}$	Konstante	ohne
$k_{rH}$	Konstante	ohne
$m$	Modellierungskoeffizient	ohne
$n$	Modellierungskoeffizient	ohne
$P$	Leistung	$W$ oder $\frac{W}{m^2}$
$P_{mpp}$	Leistung am MPP	$W$ oder $\frac{W}{m^2}$
$T_{mod}$	Modultemperatur	$^{\circ}C$ oder $K$
$T_{amb}$	Umgebungstemperatur	$^{\circ}C$ oder $K$
$T$	Temperatur	$^{\circ}C$ oder $K$
$rH$	relative Feuchte	%

Symbol	Name	Einheit
$R$	Gaskonstante	$\frac{J}{molK}$
$R_S$	serieller Widerstand	$\Omega$
$U$	Spannung	$V$
$U_0$	Koeffizient, der die Auswirkung der Einstrahlung auf die Modultemperatur ausdrückt (Faiman Modell)	$\frac{W}{^\circ C m^2}$
$U_1$	Koeffizient, der die durch den Wind beeinflusste Kühlung ausdrückt (Faiman Modell)	$\frac{Ws}{^\circ C m^3}$
$U_{oc}$	Leerlaufspannung	$V$
$U_{mpp}$	Spannung am MPP	$V$
$v$	Windgeschwindigkeit	$\frac{m}{s}$
$\alpha$	absoluter Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms	$\frac{A}{K}$
$\alpha$	Modellierungskoeffizient	ohne
$\beta$	absoluter Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung	$\frac{V}{K}$
$\beta$	Modellierungskoeffizient	ohne
$\gamma_s$	Einfallswinkel	$^\circ$
$\eta$	Wirkungsgrad	ohne

# Anhang A

## Solarsimulator

### **Verlauf des Kurzschlussstroms $I_{sc}$ , der Leerlaufspannung $U_{oc}$ und des Füllfaktors $FF$**

Vor allem für die betrachteten a-Si PV-Module war über den Verlauf der Exposition im Solarsimulator ein Rückgang der Leistung  $P_{mpp}$  zu beobachten (siehe Kapitel 4.1). Um diesen Rückgang genauer zu betrachten, wird im Folgenden der Verlauf der in Grafik 2.8 dargestellten Werte des Füllfaktors  $FF$ , des Kurzschlussstroms  $I_{sc}$  sowie der Leerlaufspannung  $U_{oc}$  betrachtet. Diese Verläufe sind in den Grafiken A.1 bis A.9 dargestellt.

Dabei ist klar zu erkennen, dass bei allen betrachteten Modulen die relative Änderung der Leerlaufspannung  $U_{oc}$  deutlich stärker ist als die relative Änderung des Kurzschlussstroms  $I_{sc}$ . Sehr deutliche Parallelen zu den relativen Verläufen des  $P_{mpp}$  sind bei den relativen Verläufen des Füllfaktors  $FF$  zu erkennen.

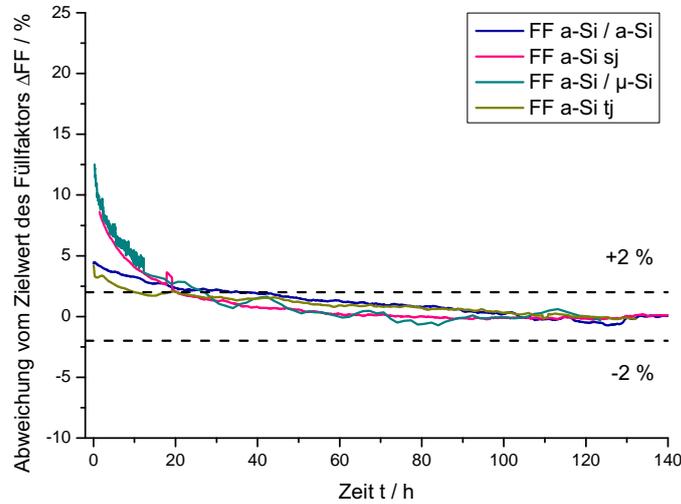


Abbildung A.1: Entwicklung des Füllfaktors  $FF$  der betrachteten a-Si PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert des Füllfaktors nach  $t = 140h$  durch  $\Delta FF/\%$

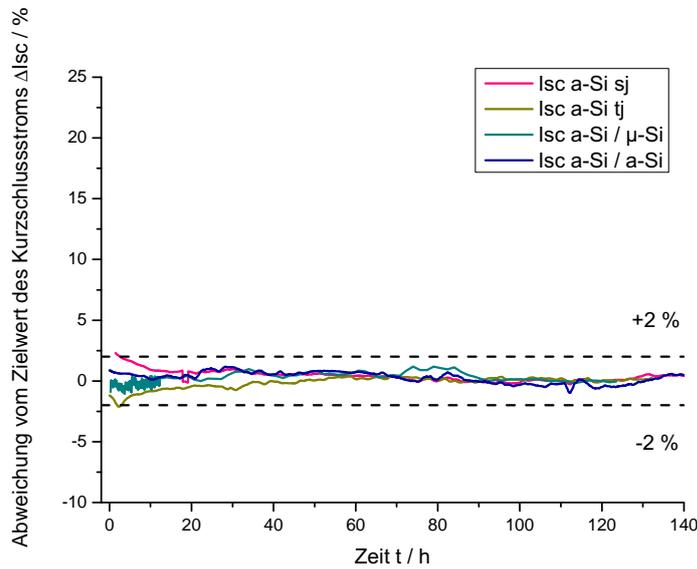


Abbildung A.2: Entwicklung des Kurzschlussstroms  $I_{sc}$  der betrachteten a-Si PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert des Kurzschlussstroms nach  $t = 140h$  durch  $\Delta I_{sc}/\%$

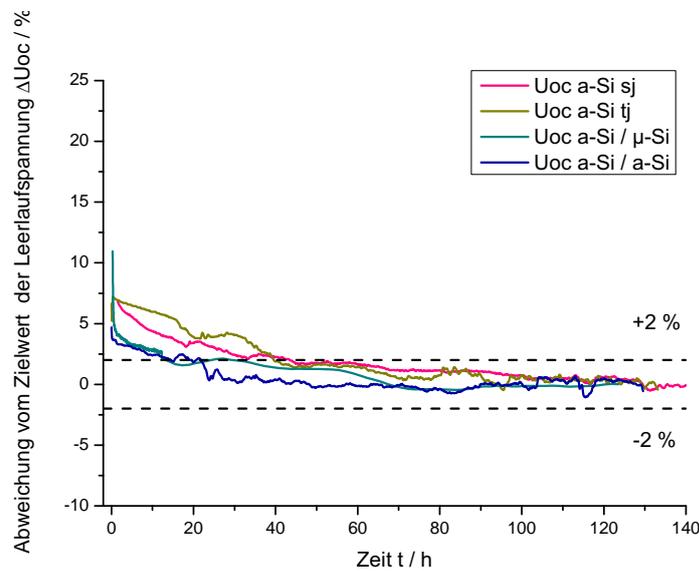


Abbildung A.3: Entwicklung der Leerlaufspannung  $U_{oc}$  der betrachteten a-Si PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert der Leerlaufspannung nach  $t = 140h$  durch  $\Delta U_{oc} / \%$

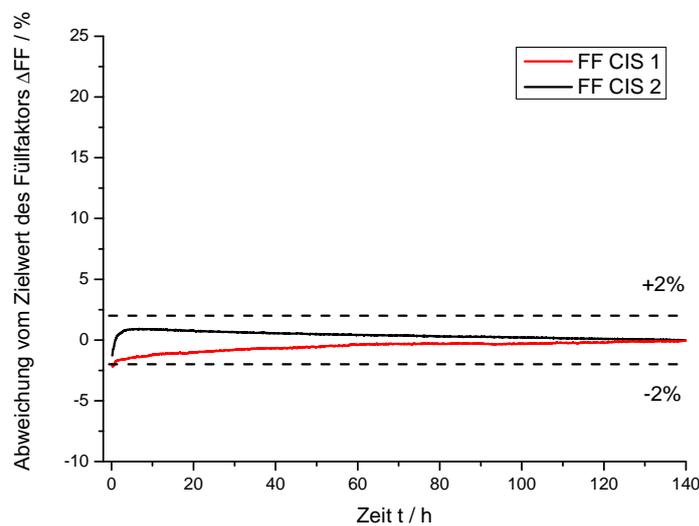


Abbildung A.4: Entwicklung des Füllfaktors  $FF$  der betrachteten CIS PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert des Füllfaktors nach  $t = 140h$  durch  $\Delta FF / \%$

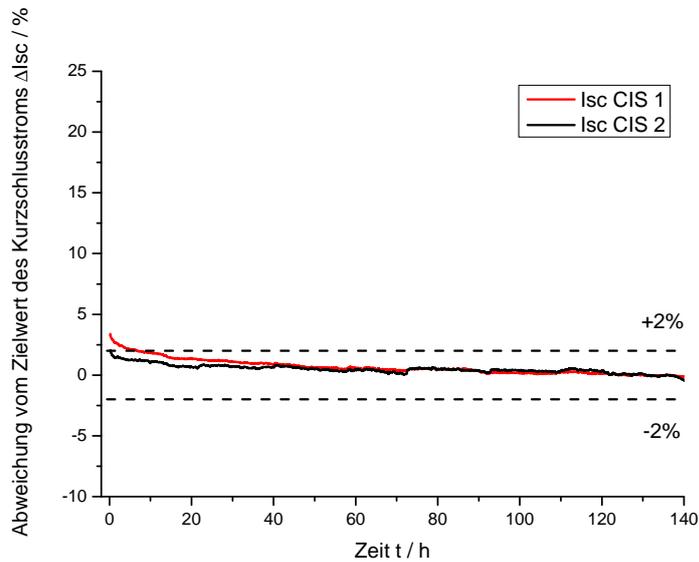


Abbildung A.5: Entwicklung des Kurzschlussstroms  $I_{sc}$  der betrachteten CIS PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert des Kurzschlussstroms nach  $t = 140h$  durch  $\Delta I_{sc} / \%$

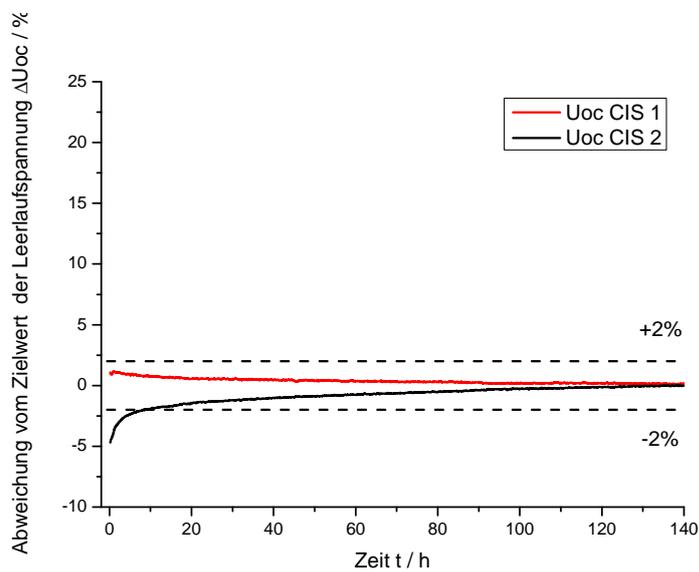


Abbildung A.6: Entwicklung der Leerlaufspannung  $U_{oc}$  der betrachteten CIS PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert der Leerlaufspannung nach  $t = 140h$  durch  $\Delta U_{oc} / \%$

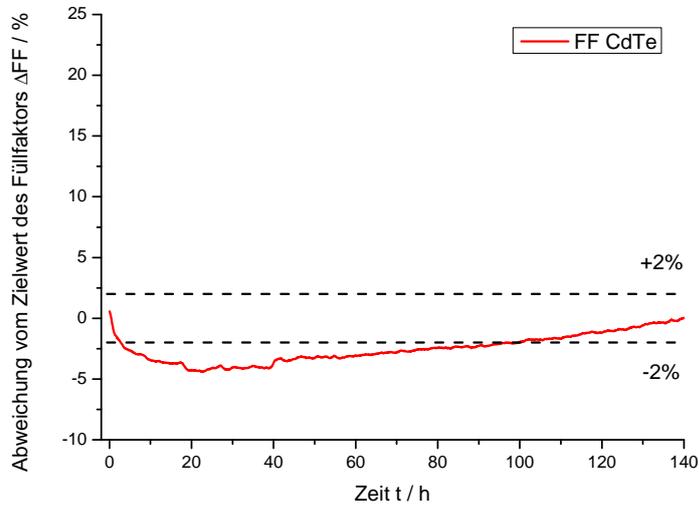


Abbildung A.7: Entwicklung des Füllfaktors  $FF$  der betrachteten CdTe PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert des Füllfaktors nach  $t = 140h$  durch  $\Delta FF/\%$

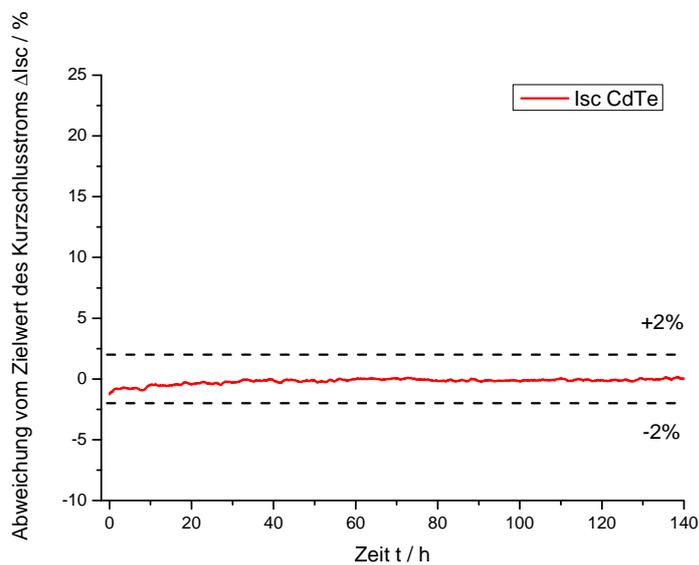


Abbildung A.8: Entwicklung des Kurzschlussstroms  $I_{sc}$  der betrachteten CdTe PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert des Kurzschlussstroms nach  $t = 140h$  durch  $\Delta I_{sc}/\%$

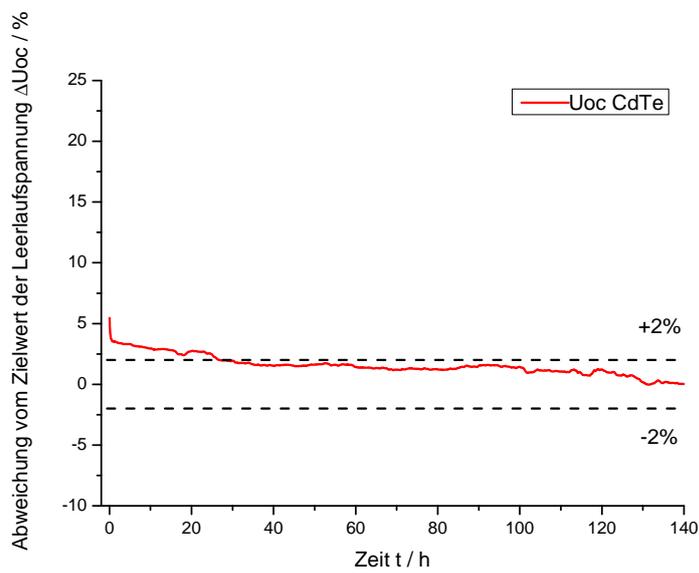


Abbildung A.9: Entwicklung der Leerlaufspannung  $U_{oc}$  der betrachteten CdTe PV-Module während der Bestrahlung des Solarsimulators. Die Grafik beschreibt die prozentuale Abweichung vom Zielwert der Leerlaufspannung nach  $t = 140h$  durch  $\Delta U_{oc}/\%$

## Anhang B

# Fehlerberechnung

### Fehlerberechnung einer IU-Kennlinie

Fehlerberechnung einer IU-Kennlinie (siehe Kapitel 2.3.2) mit Hilfe der Gaußschen Fehlerfortpflanzung:

$$\Delta P_{korr} = \sqrt{I_{korr}^2 (\Delta U_{korr})^2 + U_{korr}^2 (\Delta I_{korr})^2} \quad (\text{B.1})$$

Dabei ist der korrigierte Strom  $I_{korr}$ :

$$I_{korr} = \frac{G_{korr}}{G} [I + \alpha(T_{korr} - T)] \quad (\text{B.2})$$

der Fehler des Stroms  $\Delta I_{korr}$  wird folgendermaßen nach Gaußschen Fehlerfortpflanzung berechnet:

$$\Delta I_{korr} = \frac{G_{korr}}{G} \sqrt{\frac{1}{G^2} [-I + \alpha(T - T_{korr})]^2 \Delta G^2 + \Delta I^2 + (T_{korr} - T)^2 \Delta \alpha^2 + \alpha^2 \Delta T^2} \quad (\text{B.3})$$

die korrigierte Spannung  $U_{korr}$ :

$$U_{korr} = U + \beta(T_{korr} - T) + a \ln \left( \frac{G_{korr}}{G} \right) \quad (\text{B.4})$$

der Fehler der Spannung  $\Delta U_{korr}$ :

$$\Delta U_{korr} = \sqrt{\Delta U^2 + (T_{korr} - T)^2 \Delta \beta^2 + \beta^2 \Delta T^2 + \left\{ \ln \left( \frac{G_{korr}}{G} \right) \right\}^2 \Delta a^2 + \frac{a^2}{G^2} \Delta G^2} \quad (\text{B.5})$$

Modultyp	$\alpha / \frac{A}{\sigma C}$	$\beta / \frac{V}{\sigma C}$	$a / V$
a-Si sj	$0,00016 \pm 112,00$	$-0,0634 \pm 0,038$	$0,215 \pm 0,106$
a-Si/ $\mu$ -Si	$0,00020 \pm 3,02$	$-0,2021 \pm 0,050$	$0,999 \pm 0,091$
a-Si tj	$0,00059 \pm 8,17$	$-0,0759 \pm 0,033$	$0,322 \pm 0,105$
CIS 1	$0,00015 \pm 2,05$	$-0,1329 \pm 0,085$	$0,822 \pm 0,149$
CIS 2	$0,00026 \pm 3,61$	$-0,1180 \pm 0,008$	$0,646 \pm 0,068$
CdTe	$0,00011 \pm 1,03$	$-0,2220 \pm 0,054$	$0,989 \pm 0,066$
c-Si Ref	$0,00065 \pm 1,69$	$-0,1417 \pm 0,012$	$0,538 \pm 0,156$

Tabelle B.1: Fehler der Koeffizienten zur Korrektur von IU-Kennlinien auf Standard-Testbedingungen für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten PV-Module<sup>29,43</sup>

### Fehler der berechneten Koeffizienten $\alpha$ , $\beta$ und $a$

Die Fehler einiger Koeffizienten sind, wie in Tabelle B.1 dargestellt, teilweise sehr groß und überschreiten teilweise den Koeffizienten sehr deutlich. Daher werden hier die Fehler, die höher als 10% liegen, auf Werte von 10% festgesetzt. Nach Kapitel 3.1.2 liegt der Fehler für die Globalstrahlung  $G$  bei 0,5%, der Fehler für die Modultemperatur  $T$  bei 0,05%.

### Fehlerberechnung des verglichenen Leistungsverlauf

Hierzu fand eine Normierung der Leistungsdaten  $P_{korr}$  eines Dünnschicht-photovoltaikmoduls auf Leistungsdaten  $P_{c-Si,korr}$  eines c-Si Moduls. Der Fehler mit Hilfe der Gaußschen Fehlerfortpflanzung:

$$\frac{100P_{korr}}{P_{cSi,korr}} = 100 \sqrt{\left(\frac{1}{P_{cSi,korr}}\right)^2 (\Delta P_{korr})^2 + \left(\frac{P_{korr}}{P_{cSi,korr}^2}\right)^2 (\Delta P_{cSi,korr})^2} \quad (B.6)$$

Die entsprechenden Verläufe und Fehler der korrigierten und normierten Leistungen am  $P_{MPP}$  sind in Abbildungen B.1 bis B.6 dargestellt.<sup>43</sup>

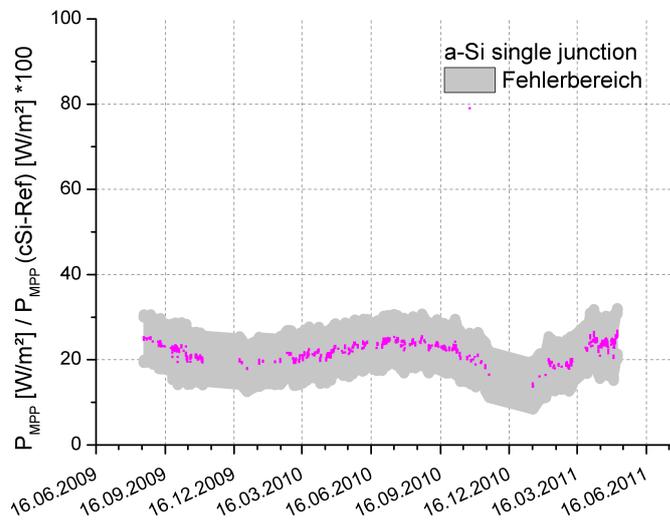


Abbildung B.1: Fehler des Verlaufs der Leistung von a-Si sj nach Vorgang von Korrektur und Normierung

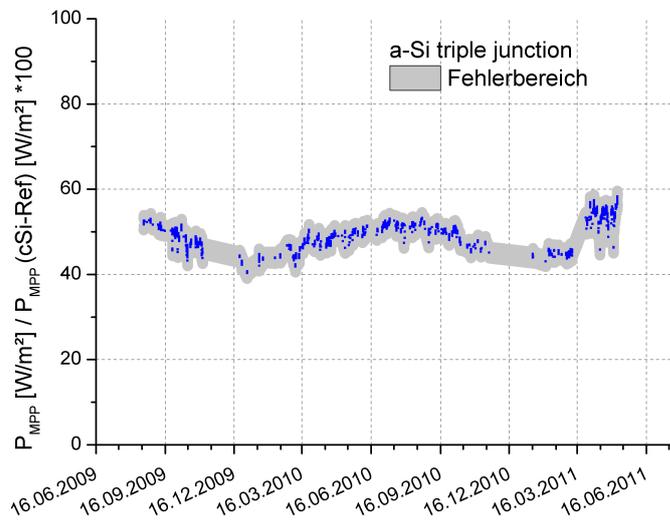


Abbildung B.2: Fehler des Verlaufs der Leistung von a-Si tj nach Vorgang von Korrektur und Normierung

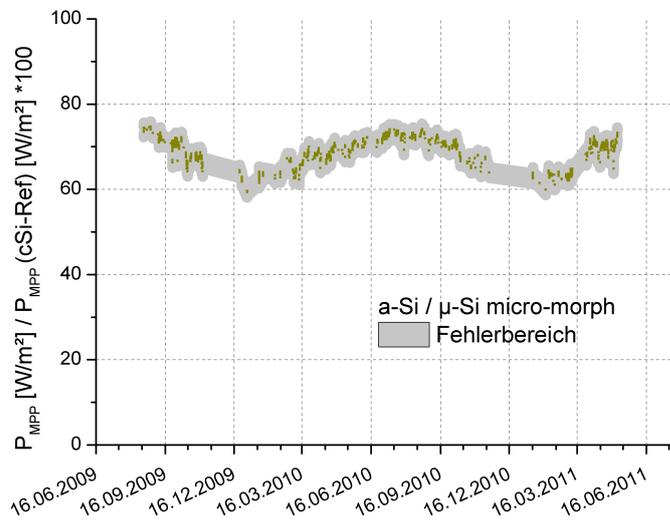


Abbildung B.3: Fehler des Verlaufs der Leistung von a-Si /  $\mu$ -Si nach Vorgang von Korrektur und Normierung

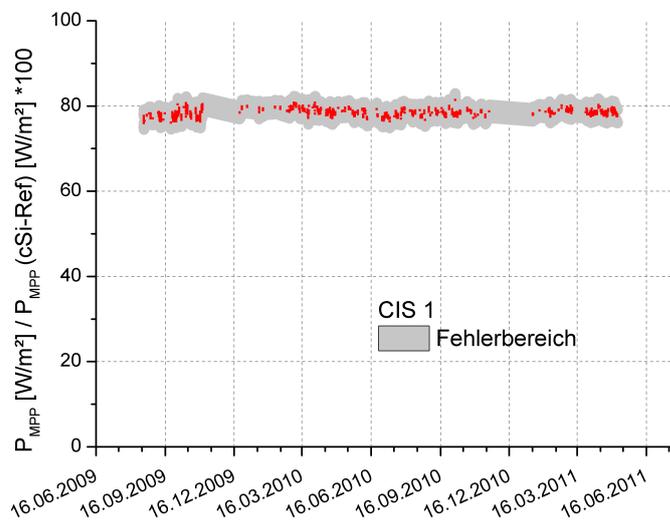


Abbildung B.4: Fehler des Verlaufs der Leistung von CIS 1 nach Vorgang von Korrektur und Normierung

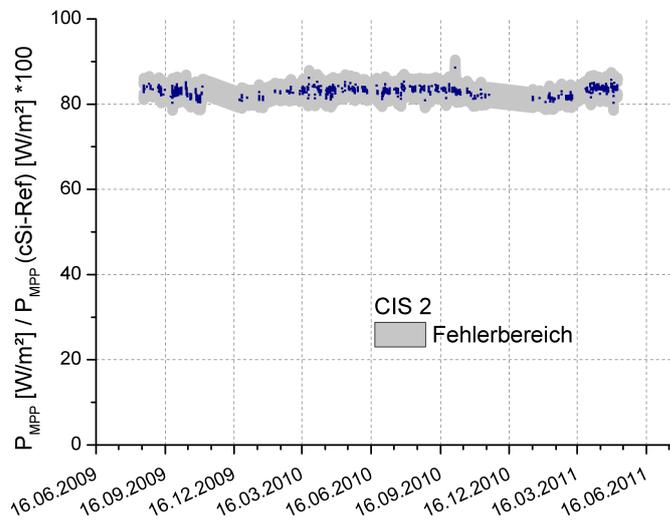


Abbildung B.5: Fehler des Verlaufs der Leistung von CIS 2 nach Vorgang von Korrektur und Normierung

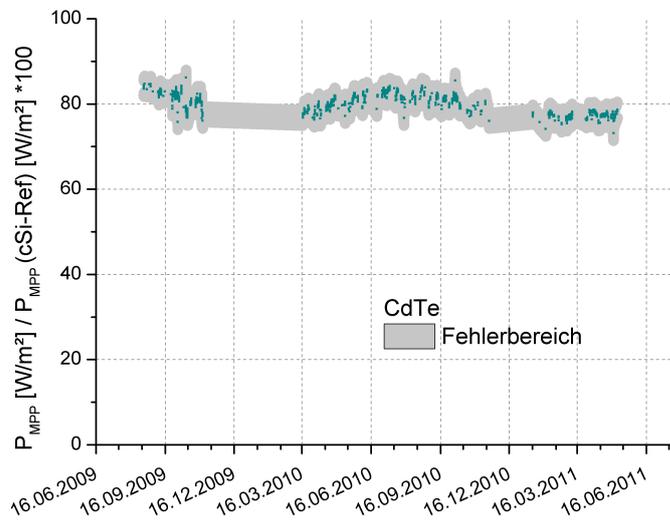


Abbildung B.6: Fehler des Verlaufs der Leistung von CdTe nach Vorgang von Korrektur und Normierung

# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen danken, die zum Entstehen dieser Arbeit beigetragen haben.

Prof. Dr. Othmar Marti danke ich besonders herzlich dafür, dass er diese Dissertation mit seiner fachlichen Betreuung sowie wertvoller Unterstützung ermöglicht hat.

Prof. Dr. Peter Reineker danke ich herzlich für die Übernahme des Koreferats.

Ebenso danke ich herzlich Dr. Hans-Martin Henning für eine hochwertige Betreuung und Unterstützung dieser Arbeit am Fraunhofer ISE.

Ich möchte mich bei allen Kollegen aus der Abteilung GAUS für die freundliche Unterstützung und die wertvollen Diskussionen bedanken. Ganz besonders möchte ich mich zudem bei Christian Schill, Daniel Philipp, Katrin Scharmach, Sina Friedrichs und Kezia Becker bedanken, die mich unter anderem mit dem Korrekturlesen dieser Arbeit wesentlich unterstützt haben.

An dich, Jemima, ein ganz besonderes Danke für deinen Rückhalt, deine Hilfe, dafür, dass du ein wesentlicher Teil meines Lebens bist. Das Leben ist schön. Danke auch an unsere gesamten Familien und Freunde für die Unterstützung.

Der Reiner-Lemoine-Stiftung möchte ich herzlich für das Stipendium danken und hoffe, dass meine Arbeit und ich einen Teil zu der Vision von Reiner Lemoine beitragen kann.

Mein letzter Dank geht an Jesus Christus, der mir immer zur Seite gestanden hat, in guten sowie in schwierigen Zeiten.