

**Felix Erhard**

**Beitrag zur Störlichtbogendetektion in Photovoltaikanlagen**

# **Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)**

Herausgegeben von  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann  
(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger  
(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)  
an der Technischen Universität Ilmenau.

**Band 19**

Felix Erhard

# **Beitrag zur Störlichtbogendetektion in Photovoltaikanlagen**



Universitätsverlag Ilmenau

2017

# Impressum

## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Angaben sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Dissertation vorgelegen.

Tag der Einreichung: 23. August 2016  
1. Gutachter/-in: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger  
(Technische Universität Ilmenau)  
2. Gutachter/-in: Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat  
(Technische Universität Braunschweig)  
3. Gutachter/-in: Dr.-Ing. Michael Anheuser  
(Siemens AG, Amberg)  
Tag der Verteidigung: 30. Mai 2017

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

**Universitätsverlag Ilmenau**

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

<http://www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag>

readbox unipress

in der readbox publishing GmbH

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

<http://unipress.readbox.net>

**ISSN** 2194-2838 (Druckausgabe)

**ISBN** 978-3-86360-165-2 (Druckausgabe)

**URN** urn:nbn:de:gbv:ilm1-2017000246

---

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10

yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

## Kurzfassung

Die vorliegende Dissertation befasst sich mit der Thematik der Störlichtbogendetektion in Photovoltaikanlagen. Vorrangiges Ziel ist die Erforschung und Entwicklung eines zuverlässigen und sicheren – zu den bereits bestehenden frequenzbasierten Lösungsansätzen alternativen – Störlichtbogen-Detektionskriteriums im Zeitbereich. Hierzu wurde das gleichstromseitige, elektrische Klemmenverhalten von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen Lichtbogens eingehend analysiert.

Die Ergebnisse dieser Arbeit belegen eindeutig dass die, durch die Spannungsflanke der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment des Lichtbogens verursachte, Änderung im zeitlichen Signalverlauf der an den String-Anschlussklemmen des Wechselrichters gemessene String-Spannung  $U_{String}$  im besonderen Maße zur Detektion serieller Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen geeignet ist. Folglich konnte ein neuartiges und verlässliches Detektionskriterium im Zeitbereich für serielle Störlichtbögen in Single-String-Photovoltaikanlagen vorgestellt werden, dessen prinzipielle Eignung, Haupteinflussgrößen und gültige Anwendungsbereich sowohl in Theorie und als auch in Praxis eingehend überprüft, ermittelt und bestimmt wurden.

Die erarbeiteten Resultate und Erkenntnisse gehen in erster Linie aus der Analyse der, im Rahmen umfangreicher Feld- und Laborversuche, unter Berücksichtigung aller wesentlichen Versuchs- und Einflussparameter, gewonnenen Messdaten hervor. Mit der Absicht belast- und vor allem vergleichbare Messergebnisse hinsichtlich des konkreten Forschungsschwerpunktes unter sicheren Bedingungen während des laufenden Betriebs in Photovoltaik zu generieren wurde ein geeignetes Messequipment und -verfahren entwickelt, ausgelegt und konstruiert. In diesem Kontext unterscheidet sich die vorliegende Arbeit – vor allem aufgrund der Durchführung und Vorstellung ausführlicher, experimenteller Studien an realen Photovoltaikanlagen zur Erforschung des dortigen Störlichtbogenverhaltens – deutlich von anderen zu diesem Thema bereits veröffentlichten Literaturstellen.

Darüber hinaus wurde ein mathematisch-physikalisches Simulationsmodell entwickelt, welches alle für die Betrachtungen notwendigen Elemente (Photovoltaikgenerator, Wechselrichter, Gleichstromverkabelung und serieller Lichtbogen) in detaillierter Form inkludiert und die lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge im zeitlichen Signalverlauf der, an den String-Anschlussklemmen gemessenen String-Spannung  $U_{String}$  realgetreu nachbildet. Das in dieser Form ausgearbeitete Gesamtmodell stellt seinerseits, da in der gängigen Literatur nicht vorhanden, eine Neuheit dar. Neben dem Zweck der Verifikation der experimentell ermittelten Ergebnisse dient es vor allem der Erweiterung des Erkenntnishorizontes hinsichtlich der konkreten Aufgabenstellung dieser Dissertation und trägt infolgedessen wesentlich zum besseren Verständnis der Thematik von Störlichtbogen in Photovoltaikanlagen bei.

## Abstract

The thesis in hand deals with the topic of arc fault detection in photovoltaic systems. In this context the primary objective is to originate a new detection criterion for series arc faults which operates in the time domain. The very central idea is to develop a safe and reliable as well as alternative solution to the already existing arc fault detection methods which are all based on the use of different frequency ranges. For this purpose the terminal behavior of real mono-string photovoltaic plants on the DC side under dynamic excitation in the form of a series arc has been analyzed in-depth.

This work clearly demonstrate that the drop within the temporal signal course of the string-voltage  $U_{\text{String}}$ , measured directly in front of the inverter on the DC side of the solar plant and caused by the edge of the anode-cathode voltage  $U_{\text{AK}}$  at the ignition moment of an arc fault, is ideally suited for the detection of serial arc faults, based on a time-domain algorithm, in photovoltaic systems. Therefore an innovative and solid time-domain based detection criterion could be presented. Its basic suitability, the main influencing factors as well as its valid scope of application have been critically tested, determined and defined in theory as well as in practice.

The results are primarily based on the measurement data evaluation of numerous field-works and many detailed laboratory trials in consideration of all important experimental parameters and influencing factors. In order to achieve conclusive and comparable results concerning the research emphasis under safe conditions during ongoing operation of the photovoltaic system, a convenient measurement procedure and test setup was self-developed, designed and constructed. In this context, in particular because of the execution of comprehensive experimental studies on real photovoltaic systems concerning the arc fault behavior under those specific conditions, the presented scientific work differs substantially from other publications written on this subject.

Furthermore, with regard to an extensive investigation of serial arc faults on the DC-side of photovoltaic systems, a convenient simulation model was developed and implemented in two different, appropriate software environment. In addition to the main components of photovoltaic systems (solar generator, DC wiring and inverter) it includes the implementation of a serial arc fault event in general. It enables the simulative description of the drop within the temporal signal course of the string-voltage  $U_{\text{String}}$  which is caused by the edge of the anode-cathode voltage  $U_{\text{AK}}$  at the ignition moment of an arc fault. Due to the fact, that there is nothing comparable in the literature researched at the present time, the elaborated complete model itself is also an innovation in this field. It serves principally the purpose of the successful verification of the experimentally determined data as well as the knowledge-enhancement relating to the central tasks of this thesis and thereby contributes to a better understanding of the topic of arc fault detection in photovoltaic systems.

## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau.

An dieser Stelle möchte ich mich von ganzem Herzen bei all denjenigen bedanken, die mich im Laufe der Promotion fortwährend unterstützt haben, die mich immer wieder aufs Neue motiviert und begeistert haben, die mir zu jeder erdenklichen Tages- und Nachtzeit mit Rat und Tat zur Seite standen, die für mich da waren wenn ich es gebraucht habe, die mir in den Hintern getreten haben wenn es notwendig war und somit wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

**VIELEN DANK!**



# Inhaltsverzeichnis

## Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen und Formelzeichen XII

### 1 Einleitung 1

### 2. Relevante Betrachtung zur Photovoltaik 11

2.1 Photoelektrischer Effekt 11

2.2 Grundlagen der Halbleiterphysik 15

2.3 Solarzelle – Funktionsweise und Aufbau 21

2.4 Aufbau einer Photovoltaikanlage 23

### 3. Relevante Betrachtungen zum Lichtbogen 31

3.1 Der betrachtete Lichtbogen 31

3.2 Physikalische Eigenschaften 36

3.3 Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen 41

3.3.1 Entstehungstypen 41

3.3.2 Entstehungsursachen und -orte 43

3.3.3 Gefahrenpotential 44

### 4. Feldversuche und Laborversuche 57

4.1 Feldversuche 57

4.1.1 Vorrichtungen zur Erzeugung von Lichtbögen 57

4.1.2 Messaufbau und -equipment 66

4.1.3 Ermittlung der Auswirkungen serieller Lichtbögen auf das elektrische Verhalten von Photovoltaikgeneratoren 70

---

4.1.4 Fazit	82
4.1.5 Ermittlung der Auswirkung des Zündmoments serieller Lichtbögen auf das elektrische Verhalten von Photovoltaikgeneratoren	83
4.1.6 Fazit	98
4.2 Laborversuche	99
4.2.1 Messaufbau und -equipment	99
4.2.2 Untersuchung des Zündmoments serieller Lichtbögen	103
4.2.3 Fazit	107
<b>5. Modellbildung und Simulation</b>	<b>109</b>
5.1 Der Photovoltaikgenerator	111
5.1.1 Bestehende Modelle	111
5.1.2 Verwendetes Modell	117
5.1.3 Modifikation zur Anwendung auf Photovoltaikgeneratoren	120
5.1.4 Parameterermittlung	121
5.1.4.1 Ströme und Spannungen	122
5.1.4.2 Widerstände	135
5.1.4.3 Kapazitäten	137
5.1.5 Verifikation des Photovoltaikgenerator-Modells	137
5.2 Die Gleichstromverkabelung	139
5.3 Der Wechselrichter	143
5.4 Der Lichtbogen/das Anregungssignal	146
5.5 Das Gesamtmodell	148
5.6 Experimentelle Verifikation	152
5.7 Alternatives Modellierungs-/Analyseverfahren - Die Übertragungsfunktion	154
5.7.1 Linearisierung der Anlagenschaltung	155

---

5.7.2 Aufstellung des Gleichungssystems des linearisierten Gesamtmodells und Berechnung der exakten Übertragungsfunktion	161
5.7.3 Ermittlung der vereinfachten Übertragungsfunktion des Gesamtmodells	163
5.8 Ergebnisse der Simulation	164
5.9 Fazit	173
<b>6. Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>175</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>181</b>
<b>Anhang</b>	<b>205</b>
A. Kennlinien des selbstkonzipierten Lichtbogengenerators	205
B. Technische Daten der verwendeten Solarmodule	206
C. Kennlinien der Lichtbogenentstehungstypen	209
D. Berechnungen zur Übertragungsfunktion	211



## Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen und Formelzeichen

### Griechische Buchstaben

$\alpha$	Townsendische Ionisierungskoeffizient
$\alpha_{I_{KS}}$	Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms
$\alpha_{I_0}$	Temperatur exponent des Sperrsättigungsstroms $I_0$
$\alpha_{P_{MPP}}$	Temperaturkoeffizient der Leistung im MPP
$\alpha_{U_{LL}}$	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung
$\beta_{MPP_1}$	Berechnungskoeffizient für MPP-Strom und MPP-Spannung
$\beta_{MPP_2}$	Berechnungskoeffizient für MPP-Strom und MPP-Spannung
$\gamma$	Oberflächenionisierungszahl
$\gamma_S$	elektrische Leitfähigkeit der Lichtbogensäule
$\varepsilon$	Dielektrizitätskonstante bzw. Permittivität
$\varepsilon_0$	elektrische Feldkonstante
$\varepsilon_r$	Dielektrizitätszahl
$\eta$	Wirkungsgrad
$\lambda$	Wellenlänge
$\tau$	Lebensdauer der Minoritätsladungsträger
$\nu$	Frequenz
$\Phi$	Austritts- bzw. Auslösearbeit

### Lateinische Buchstaben

$a$	Materialparameter
$A$	Multiplikationsfaktor
$AP$	Arbeitspunkt
$A_{PN}$	Fläche des PN-Übergangs
$A_S$	Fläche der Lichtbogensäule
$b$	Materialparameter
$B$	Multiplikationsfaktor
$c$	Lichtgeschwindigkeit
$C_{Diff}$	Diffusionskapazität
$C_E$	Eingangskapazität des Wechselrichters
$C_L$	Kapazität des Photovoltaikkabels
$C_{PV}$	Kapazität des Solargenerators
$C_{PV, ges.}$	Gesamtkapazität des Solargenerators

---

$C_{Sp}$	Sperrschichtkapazität
$dE$	Elektrodenabstand
$\varnothing E$	Elektrorendurchmesser
$D$	Diode des Solargenerators
$D_N$	Diffusionskoeffizienten des n-dotierten Siliziums
$D_P$	Diffusionskoeffizienten des p-dotierten Siliziums
$E_A$	Energie des besetzten Ausgangszustand
$E_B$	Elektronenbindungsenergie
$E_E$	Energie des unbesetzten Endzustands
$E_F$	Fermi-Energie
$\Delta E_G$	Bandlückenenergie
$E_{LB}$	Energieniveau des Leitungsbands
$E_{LB-S}$	Feldstärke innerhalb der Lichtbogensäule
$\Delta E_{n-dot.}$	Energieniveau der Donatoren
$E_{Ph}$	Photonenenergie bzw. kinetische Lichtwellenergie
$\Delta E_{p-dot.}$	Energieniveau der Akzeptoren
$E_S$	solare Einstrahlungsstärke
$E_{S(STC)}$	solare Einstrahlungsstärke bei STC
$E_{vak}$	Vakuumentnergie
$E_{VB}$	Energieniveau des Valenzbandes
$FF$	Füllfaktor
$FF_0$	normierter Füllfaktor
$G_D$	Leitwert der Diode
$G_L$	Leitwert des Photovoltaikkabels
$H(s)$	Übertragungsfunktion
$h$	Plancksche Wirkungsquantum
$I$	Strom
$I_{AP}$	Strom im Arbeitspunkt
$I_0$	Sperrsättigungsstrom
$I_C$	Strom über die Kapazität des Solargenerators
$I_D$	Diodenstrom
$I_{D, ges.}$	Gesamtdiodenstrom
$I_{LB}$	Lichtbogenstrom
$I_{LB, min.}$	minimaler Lichtbogenstrom
$I_{KS}$	Kurzschlussstrom
$I_{KS(STC)}$	Kurzschlussstrom bei STC
$I_{MPP}$	Strom im MPP bzw. MPP-Strom
$I_{MPP(STC)}$	Strom im MPP bei STC
$I_{Ph}$	Photostrom
$I_{PV}$	Strom des Solargenerators
$I_{RP}$	Strom über dem Parallelwiderstand des Solargenerators

$I_{\text{String}}$	String-Strom
$\Delta I_{\text{String}}$	lichtbogenbedingte Änderung des String-Stroms
$I_{\text{ZWK}}$	Zwischenkreisstrom
$J_{\text{S}}$	Stromdichte der Lichtbogensäule
$k$	Boltzmann-Konstante
$l_{\text{LB}}$	Lichtbogenlänge
$l_{\text{S}}$	Lichtbogensäulenlänge
$L_{\text{HSS}}$	Induktivität des Wechselrichters bzw. der Speicherdrossel
$L_{\text{L}}$	Induktivität des Photovoltaikkabels
$L_{\text{N}}$	Diffusionslänge der Minoritätsladungsträger des n-dotierten Siliziums
$L_{\text{P}}$	Diffusionslänge der Minoritätsladungsträger des p-dotierten Siliziums
$L_{\text{SV}}$	Induktivität der Steckverbinder
$m$	Diodenidealitätsfaktor
MPP	Punkt maximaler Leistung bzw. „Maximum Power Point“
$N_{\text{A}}$	Akzeptorkonzentration
$N_{\text{D}}$	Donatorkonzentration
$n_{\text{i}}^2$	Minoritätsladungsträgerkonzentration
$p$	Druck
$P_{\text{LB}}$	Bogenleistung
$P_{\text{max.}}$	maximale Leistung
$P_{\text{MPP}}$	Leistung im MPP bzw. MPP-Leistung
$P_{\text{MPP(STC)}}$	Leistung im MPP bei STC
$P_{\text{KS}}$	Kurzschlussleistung
$P_{\text{V(stat.)}}$	stationäre Lichtbogenverlustleistung
$q$	Elementarladung
$Q$	Energieinhalt
$R_{\text{D}}$	differentieller Widerstand einer Diode
$R_{\text{L}}$	Leitwiderstand des Photovoltaikkabels
$R_{\text{LB}}$	Lichtbogenwiderstand
RLZ	Raumladungszone
$R_{\text{S}_0}$	normierter serieller Widerstand
$R_{\text{S}_1} \dots R_{\text{S}_9}$	serieller Widerstand
$R_{\text{S, ges.}}$	serieller Gesamtwiderstand
$R_{\text{SV}}$	Widerstand der Steckverbinder
$R_{\text{P}}$	paralleler Widerstand
$R_{\text{P, ges.}}$	paralleler Gesamtwiderstand
$R_{\text{V}}$	Verbraucherwiderstand
$S$	komplexe Frequenz
STC	Standard-Test-Bedingungen bzw. „Standard Test Conditions“
$S_{\text{HSS}}$	Schalter des Hochsetzstellers
$t$	Zeit

$t_{AFDD}$	Auslösezeitpunkt des Störlichtbogen-Detektionsgerätes
$t_{Rekation}$	Reaktionszeit
$t_z$	Zündmoment
$\Delta t_{IString}$	Zeitdauer des lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgangs des String-Stroms
$\Delta t_{ULB}$	Anstiegszeit der Lichtbogenspannungsflanke im Zündmoment
$\Delta t_{UString}$	Zeitdauer des lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgangs der String-Spannung
$T$	Temperatur
$T(STC)$	Temperatur bei STC
$T_0$	Bezugstemperatur
$T_S$	Temperatur der Lichtbogensäule
$T_{SZ}$	Solarzellentemperatur
$T_{ZK}$	Zeitkonstante
$U$	externe Spannung
$U_A$	Anodenfallspannung
$U_{AK}$	Anoden-Kathoden-Fallspannung
$U_{AK, max.}$	maximale Anoden-Kathoden-Fallspannung; Kriterium zur Klassifikation der Lichtbogenentstehungstypen
$U_{AK, min.}$	minimale Anoden-Kathoden-Fallspannung; Kriterium zur Klassifikation der Lichtbogenentstehungstypen
$U_{AP}$	Spannung im Arbeitspunkt
$U_{AUS(s)}$	Ausgangsgröße des betrachteten Systems
$U_D$	Diffusionsspannung
$U_{EIN(s)}$	Eingangsgröße des betrachteten Systems
$U_I$	Ionisierungsspannung
$U_K$	Kathodenfallspannung
$U_{LB}$	Lichtbogenspannung
$\Delta U_{LB}$	Amplitude der Lichtbogenspannungsflanke im Zündmoment
$\Delta U_{LB}$	Amplitude der Lichtbogenspannungsflanke im Zündmoment
$U_{LB, max.}$	maximale Lichtbogenspannung
$U_{LB, min.}$	minimale Lichtbogenspannung
$U_{LL}$	Leerlaufspannung
$U_{LL(STC)}$	Leerlaufspannung bei STC
$U_{LL0}$	normierte Leerlaufspannung
$U_{MPP}$	Spannung im MPP bzw. MPP-Spannung
$U_{MPP(STC)}$	Spannung im MPP bei STC
$U_{PV}$	Spannung des Solargenerators
$U_S$	Lichtbogensäulenspannung
$U_{String}$	String-Spannung
$\Delta U_{String}$	lichtbogenbedingte Änderung der String-Spannung
$U(s)$	Ausgangsgröße des betrachteten Systems

---

$U_T$	Temperaturspannung
$U_{ZWK}$	Zwischenkreisspannung des Wechselrichters
$V_{HSS}$	Tastverhältnis von SHSS
WR	Wechselrichter
$W_{RLZ}$	Weite der Raumladungszone
X	Ionisierungsgrad
Y(s)	Eingangsgröße des betrachteten Systems
ZM	Zündmoment



## 1 Einleitung

In Analogie zum gesteigerten Interesse an der stetigen Verbesserung des Personen- und Anlagenschutzes von technischen Systemen aller Art, ist der plötzlich und unvorhersehbar auftretende Störlichtbogen als unerwünschter, elektrischer Fehler in der jüngsten Vergangenheit zunehmend in den Interessensfokus des öffentlichen Bewusstseins gerückt. Weltweit führende Unternehmen sowie Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen haben in den letzten Jahren ihre Bemühungen hinsichtlich der Erforschung von (Stör-) Lichtbögen massiv verstärkt. Im Mittelpunkt stehen hierbei vor allem effektive, in der Praxis realisierbare Möglichkeiten zur Störlichtbogendetektion sowie innovative Methoden zu deren sicheren Löschung bzw. Abschaltung. Auf dem Gebiet der Luft- und Raumfahrttechnik beginnend, über Niederspannungsinstallationen, Bordnetze und den Automobilsektor, umfassen die Forschungsaktivitäten mittlerweile auch das Feld der regenerativen Energieerzeugung [1.1]. Die wesentlichen, in diesem Kontext relevanten und bereits veröffentlichten Prioritätspatente und Algorithmen sind zusammengefasst in Tabelle 1-1 abgebildet. Diese beschränken sich allerdings auf die Forschungsaktivitäten der letzten 20 Jahre und erheben keinesfalls den Anspruch auf Vollständigkeit.

Speziell auf dem Gebiet der Photovoltaik hat die Störlichtbogenthematik vor allem aufgrund der Diskussion über die Notwendigkeit eines sog. Feuerwehr-Schutzschalters für Auf-Dach-Photovoltaikanlagen deutlich an Präsenz gewonnen [1.28]. Des Weiteren belegen eine ganze Reihe aktueller Schadens- und Unfallstatistiken, dass Störlichtbogenfehler eine der zentralen und schwerwiegendsten Gefahrenquellen in bzw. für Photovoltaikanlagen darstellen [1.29]. Infolge des natürlichen Alterungsprozesses der einzelnen Anlagenbestandteile – welcher angesichts der exponierten Lage der Installationsorte, durch extreme Witterungsbedingungen und Umwelteinflüsse massiv beschleunigt wird – sowie der starken Belastung durch die relativ hohen, anliegenden Gleichspannungen, können stabil brennende Störlichtbögen entstehen und erhebliche Schäden anrichten [1.28, S. 181 f. | 1.30, S. 216 f.]. Das Gefahrenpotential liegt hierbei insbesondere in den vorteilhaften Existenzbedingungen für Lichtbögen in Photovoltaik anlagen begründet (vgl. Kapitel 3.3). In diesem Zusammenhang sind der gleichspannungsbedingte fehlende Nulldurchgang im Strom- und Spannungsverlauf (d.h. kein natürliches Verlöschen des Lichtbogens im Stromnulldurchgang) sowie die Tatsache, dass Photovoltaiksysteme im Sinne einer Spannungsquelle nicht einfach abgeschaltet werden können, von entscheidender Bedeutung. Darüber hinaus können – unter Berücksichtigung des nichtlinearen Verlaufs der Strom-Spannungs-Kennlinie, respektive der Quellencharakteristik von Photovoltaikanlagen – eine Vielzahl unterschiedlicher Störlichtbögen nicht sicher mit den üblichen, teilweise aus anderen Bereichen der Elektrotechnik bereits bekannten, Fehlerschutzmethoden (vgl. Tabelle 1-1) detektiert werden [1.31, S. 3784 f.]. Dies trifft in besonderem Maße auf die, im Rahmen dieser Arbeit eingehend untersuchten, seriellen Lichtbogenfehler zu.

Im Gegensatz zu den parallelen Störlichtbogenfehlern kann der entsprechende Fehlerstrom in diesen Fällen den nominalen Nennstrom des betroffenen Systems nicht überschreiten [1.1, S. 199 ff. | 1.32, S. 1] und weicht nur geringfügig von den üblichen Betriebsbedingungen ab [1.33, S. 722].

*Tabelle 1-1: Übersicht der Prioritätspatente bezüglich Störlichtbögen*

<b>Patentnummer</b>	<b>Anmelder</b>	<b>Bezeichnung/ Titel</b>	<b>Quelle</b>
US 5,185,687	Eaton Corporation	Chaos sensing arc detection	[1.2]
DE 69231066T2	Siemens Energy & Automation, Inc.	Elektrischer Lichtbogendetektor	[1.3]
WO 01/73912A1	Michael Sapir	Apparatus for the detection and early warning of electrical arcing fault	[1.4]
DE 10155796A1	Siemens AG	System zur Absicherung von Lichtbögen in Leitungen mit geringer Stromführung	[1.5]
WO 01/95452A1	Raytheon Company	Arc-fault detecting circuit breaker system	[1.6]
WO 02/39561A2	Eaton Corporation	Detection of arcing in DC electrical systems	[1.7]
US 2003/0038640A1	Eaton Corporation	Apparatus for detecting arcing and overcurrents in DC electrical systems to cyclic disturbances	[1.8]
US 6,628,487B1	Pass & Seymour Inc.	Method and apparatus for detecting upstream series arc faults	[1.9]
US 6,683,766B1	Yazaki North-America Inc.	DC arc detection and prevention circuit method	[1.10]
WO 2004/010556A2	Technische Universität Ilmenau	Anordnung zum inhärenten Störlichtbogenschutz in Photovoltaik-Anlagen	[1.11]
US 2004/0150410A1	Delphi Technologies Inc.	Smart wire harness for an electrical circuit	[1.12]
DE 102004056436A1	ESW-Extel Systems Wedel Gesellschaft für Ausrüstung mbH	Verfahren und Vorrichtung zur Erkennung von Fehlerstrom-Lichtbögen in elektrischen Stromkreisen	[1.13]

DE 10359532B3	Fachhochschule Dortmund	Verfahren und Vorrichtung zur Erkennung einer breitbandigen Rauschquelle in einem Gleichspannungs-Verteilungsnetz	[1.14]
US 2005/0134837A1	General Electric Co.	Detection of partial discharge or arcing in wiring via fiber optics	[1.15]
US 2006/0274460A1	Eaton Corporation	Arc fault detector responsive to patterns in interval to interval change in integrated sensed current values	[1.16]
US 2007/0133135A1	Carlson, Gaskey & Olds, P.C. (HSP)	DC arc fault detection and protection	[1.17]
US 2008/0106250A1	SMA Technology AG	Method for monitoring a photovoltaic generator	[1.18]
AU 2010101074B4	Solar Developments Pty Ltd	Arc detection in photovoltaic DC circuits	[1.19]
US 2011/0012607A1	Honeywell International Inc.	Method and apparatus for generalized AC and DC arc fault detection and protection	[1.20]
US 2011/0019444A1	Enphase Energy Inc.	Method and apparatus for detection and control of DC arc faults	[1.21]
US 2011/0267721A1	Commissariat a l'energie atomique	Method for detecting an electric arc in photovoltaic installations	[1.22]
US 2011/0299201A1	Hamilton Sundstrand Corporation	SSPC for parallel arc fault detection in DC power system	[1.23]
WO 2011/151267A2	Shakira Limited	An arc fault detector for AC or DC installations	[1.24]
US 2012/0086459A1	Howard University	Apparatus and method for fault detection and location determination	[1.25]
GB 2485527	Solaredge Technologies Ltd	Arc detection and prevention in a power generation system	[1.26]
EP 2482409A2	Hamilton Sundstrand Corporation	DC arc fault detection and protection	[1.27]

Es wurden bereits zahlreiche wissenschaftliche Studien zur gezielten Erforschung möglicher Störlichtbogendetektionsmethoden speziell für Photovoltaikanlagen durchgeführt. Einige dieser Lösungsansätze basieren beispielsweise auf dem Prinzip der Impedanzspektroskopie. Die Detektionsalgorithmen konzentrieren sich hierbei auf lichtbogentypische Veränderung im dynamischen Verhalten des jeweiligen Systems [1.34 | 1.35]. Weitere Veröffentlichungen nutzten unterschiedliche Frequenz- bzw. Rauschspektren um zwischen Normalbetrieb und Fehlerfall differenzieren zu können [1.36 | 1.37]. Wieder andere verwenden zeitkontinuierliche Wavelet-Transformationen zur spezifischen, auf die Erkennung von Störlichtbogenfehlern ausgelegte Signalanalyse [1.38]. Eine Alternative zu den bereits bestehenden, frequenzbasierten Algorithmen im Zeitbereich gibt es bis dato allerdings noch nicht.

Diese Sicherheitsbestrebungen in Verbindung mit einem steten Wachstum der Photovoltaikbranche, deren optimale Integration in bestehende Energieversorgungsnetze sowie die, durch die alternative Technologie zur Energieerzeugung, generierten Problemstellungen und Gefahren für Anlagen und Betreiber bedürfen einer ganzen Reihe neuer, speziell auf die Photovoltaik zugeschnittener Normen, Standards und Vorschriften.

In Deutschland ist hierfür das Komitee K 373 „Photovoltaische Solarenergie-Systeme“ der „Deutschen Kommission Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik im DIN und VDE“ (DKE) zuständig. Dessen Hauptaufgaben bestehen in der Veröffentlichung der entsprechenden europäischen Normen im deutschen Normenwerk und in der Ausarbeitung von Normen speziell für autonome und netzgekoppelte photovoltaische Stromerzeugungssysteme und deren einzelne Komponenten. Die aktuell geltenden Normen umfassen die Bereiche: Messverfahren für die Photovoltaik, allgemeine Anforderungen an Photovoltaikanlagen, Anforderungen an Photovoltaikmodule und Teile von Photovoltaikmodulen, Anforderungen an Wechselrichter und an den Netzanschluss sowie Anforderungen an Komponenten für Photovoltaiksysteme. Eine spezielle Norm, welche den Störlichtbogenschutz für Photovoltaikanwendungen vorsieht, gibt es zum heutigen Zeitpunkt nicht.

International werden die entsprechend notwendigen bzw. geforderten Normen von der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) entworfen und ausgearbeitet. Diese werden für den europäischen Raum durch das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) aufbereitet und als Europäische Norm übernommen. Auf IEC-Ebene wurden bereits neue Vorschläge zur Erarbeitung internationaler Normen bezüglich der Lichtbogenproblematik in Photovoltaiksystemen in Form eines sog. „New Work Item Proposal“ durch den technischen Fachausschuss TC 82 „Solar Photovoltaic Energy Systems“ gemacht. Der Vorschlag 82/973/NP (Projekt: IEC NP 60904-9-7, IEC 2015) definiert demnach die Teststandards sowie die vorgeschriebenen Auslösezeiten für Lichtbogendetektoren und Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter [1.39].

Mit Inkrafttreten würden sich die Anforderungen dieses New Work Item Proposal des IEC auch in der deutschen Normung zum Photovoltaikanlagenschutz wiederfinden. Es gibt allerdings noch kein veröffentlichtes, der Allgemeinheit zugängliches Dokument.

Der Bedarf eines Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalters (Arc Fault Current Interrupter - AFCI) bzw. eines Lichtbogendetektors (Arc Fault Detection Device – AFDD) für Photovoltaiksysteme wurde erstmals in der Ausgabe des US National Electric Code (NEC) des Jahres 2011 veröffentlicht. Der US NEC ist ein allgemein anerkannter, vom „American National Standards Institute“ (ANSI) akzeptierter Sicherheitsstandard für alle Arten von Elektroinstallationen in den Vereinigten Staaten von Amerika. Als Konsensnorm (ANSI/NFPA 70 ist er fester Bestandteil des von der „National Fire Protection Association“ (NFPA) publizierten Normenwerks und gilt somit als verbindlich. Gemäß dem Artikel 690.11 „Arc-Fault Circuit Protection (Direct Current)“ müssen alle gebäudeintegrierten oder Auf-Dach-Photovoltaiksysteme mit einem Gleichstromquellekreis, -lastkreis oder beidem, ab einer Systemspannung von 80 Volt (DC) über einen zugelassenen Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter für Gleichstromanwendungen im Allgemeinen, für Photovoltaikanwendungen im Speziellen oder andere, einen äquivalenten Schutz gewährleistenden, Systemkomponenten verfügen. Gefordert wird allerdings ausschließlich ein Schutz gegen serielle Störlichtbogenfehler. Dieser muss detektiert und durch das gezielte Abschalten oder Unterbrechen des Wechselrichters, des Laderegler oder einer beliebigen Systemkomponente innerhalb des fehlerbehafteten Teilkreises beseitigt werden [1.40].

Die grundlegenden Anforderungen an ein Störlichtbogen-Schutzgerät für Photovoltaiksysteme wurden erstmals im Subject 1699B „Outline of investigation for photovoltaic (PV) DC-arc-fault circuit protection“ von der „Underwriters Laboratories Inc.“ im Jahr 2011 bekannt gegeben [1.41]. Bei der „Underwriters Laboratories Inc.“ handelt es sich um eine unabhängige Organisation, deren Hauptaufgabe in der Entwicklung von Normen und Standards besteht, um Produkte hinsichtlich ihrer Sicherheit zu untersuchen und zu zertifizieren. Die erarbeiteten Anforderungen beziehen sich insbesondere auf die im Artikel 690.11 des US National Electric Code beschriebenen Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter für Gleichstromanwendungen im Bereich der Photovoltaik. Sie umfassen sämtliche Geräte, welche für 1000V oder weniger ausgelegt sind, einschließlich Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter für Photovoltaikanwendungen, Störlichtbogendetektoren, Unterbrecher sowie Wechselrichter, Umwandler und Solarladeregler mit integrierter Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtung [1.41, S. 17 ff.]. Alle Anforderungen des Subject 1699B „Outline of investigation for photovoltaic (PV) DC-arc-fault circuit protection“ gelten in Zusammenhang mit den, in der UL 1699 festgelegten Standards für Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter.

Seit der Bekanntmachung dieser ersten Standardtests für solarsystemspezifische Störlichtbogendetektionsgeräte durch die Underwriters Laboratories Inc. (UL) wurde eine Vielzahl unterschiedlicher Geräte und Bauelemente entwickelt [1.42 | 1.43 | 1.44].

Zur Vorbereitung des Themas wurden im Vorfeld der Bearbeitung dieser Promotionsarbeit die Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtung zweier namhafter, renommierter Unternehmen sowohl unter Labor- als auch unter realen Einsatzbedingungen in einer echten Photovoltaikanlage getestet. Alle Tests wurden unter strenger Einhaltung der Vorschriften der Prüfnorm UL 1699B durchgeführt. Testgerät A (DUT A) wurde seriell (einpölig) innerhalb der String-Zuleitung installiert. Testgerät B (DUT B) wurde dagegen parallel zum Wechselrichter angebracht, wodurch es im Falle der Detektion eines Störlichtbogenereignisses zu einer allpöiligen Abschaltung des betroffenen Strings der Photovoltaikanlage kommt. In beiden Fällen erfolgt die Detektion der Störlichtbögen auf Basis einer Frequenzanalyse. Durch die Auswertung verschiedener, gerätespezifischer Frequenzbereiche erkennen die getesteten Detektoren die für einen Störlichtbogen charakteristischen Frequenzanteile in den jeweiligen String-Größen (Strom und/oder Spannung) und lösen aus. Die zugehörigen Aufbauten der Versuchsanordnung der Feldversuche sind nachfolgend in Abbildung 1-1 dargestellt. Hierbei handelt es sich prinzipiell um denselben Versuchsaufbau, wie er auch im Rahmen der Feldversuche zum Einsatz kommt und in Kapitel 4.1.3 ausführlich beschrieben wird.

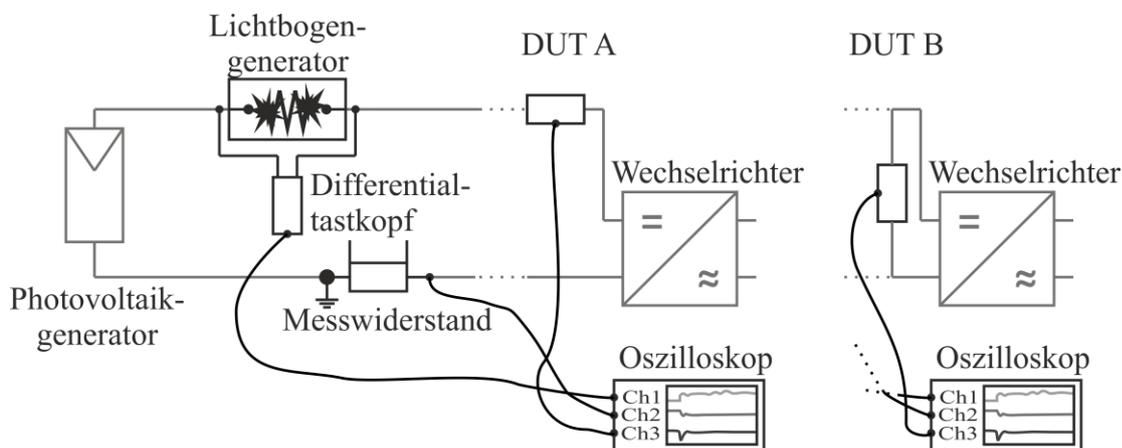


Abbildung 1-1: Grundlegender Versuchsaufbau zum Test der Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtung DUT A und DUT B

In Abhängigkeit des Prüfenszenarios, der vorherrschenden Umgebungsbedingungen und des jeweiligen Testgeräts beträgt die durchschnittliche Reaktionszeit beim Einsatz in einer Photovoltaikanlage zwischen 87 ms und 250 ms. Das Reaktionsverhalten eines Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtung (hier: DUT A) inklusive des zugehörigen zeitlichen Signalverlaufs der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  sind zusammengefasst in Abbildung 1-2 dargestellt. Diese Erkenntnis deckt sich absolut mit den Ergebnissen anderer Autoren [1.33 | 1.45].

Demzufolge entsprechen die getesteten Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtungen allesamt den Anforderungen der Norm UL 1699B – selbst bei Variation von Fehlerstelle sowie Einstrahlung und Temperatur – benötigen aber zur verlässlichen und sicheren Detektion ein zeitlich langandauerndes, stabil brennendes Störlichtbogenereignis (vgl. Abbildung 1-2). Außerdem kann es unter Umständen, beispielsweise aufgrund der Schaltfrequenz des Wechselrichters oder Ladereglers sowie anderer elektromagnetischer Interferenzen und Störungen, zu ungewolltem Auslösen und Fehldetektionen oder gar zur Nichterkennung bestimmter Störlichtbögen bei deren frequenzbasierter Detektion kommen [1.36, S. 1378].

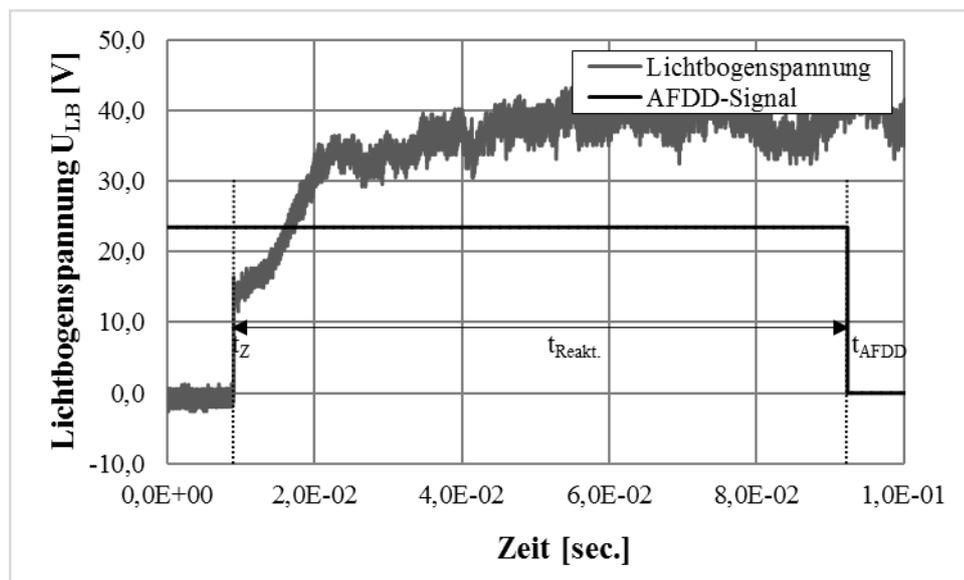


Abbildung 1-2: Reaktionsverhalten einer getesteten Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtung (hier: DUT A) inklusive des zugehörigen zeitlichen Signalverlaufs der Lichtbogen-Spannung  $U_{LB}$

In diesem Kontext beschäftigt sich die vorliegende Dissertation mit der Untersuchung des gleichstromseitigen Klemmenverhaltens von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung durch einen seriellen Lichtbogen. Primäres Ziel ist die Erforschung und Entwicklung eines zuverlässigen und sicheren – zu den bereits bestehenden frequenzbasierten Lösungsansätzen alternativen – Detektionskriteriums im Zeitbereich. Dieses gilt es in einem ersten Schritt zu entdecken. Im Anschluss sind der gültige Anwendungsbereich und die spezifischen Haupteinflussgrößen in Theorie und Praxis zu definieren. Außerdem ist die prinzipielle Eignung des entwickelten, zeitlichen Detektionskriteriums von seriellen Störlichtbögen in Single-String-Photovoltaikanlagen im Rahmen der ermittelten Anwendungsgrenzen experimentell sowie simulativ zu verifizieren.

Hierzu ist die vorliegende Arbeit wie folgt gegliedert:

In **Kapitel 2** werden die wesentlichen physikalischen und technischen Grundlagen der photovoltaischen Stromerzeugung dargestellt. Diese beschränken sich an dieser Stelle allerdings auf rein phänomenologische Betrachtungen. Eine ausführliche mathematisch-physikalische Beschreibung des elektrischen Verhaltens findet sich im Rahmen der Ausführungen zur Modellbildung und Simulation in Kapitel 5.1. Ausgehend vom zugrundeliegenden physikalischen Effekt (dem sog. photoelektrischen Effekt), der Struktur und der Dotierung von Halbleitern, den prinzipiellen Kenntnisse über die Vorgänge an einem pn-Übergang werden der Aufbau und die Funktionsweise einer Solarzelle sowie die relevanten Teilkomponenten typischer Photovoltaikanlagen beschrieben.

Daran anschließend werden in **Kapitel 3** die relevanten, für die weiterführenden Betrachtungen dieser Arbeit notwendigen Grundlagen des elektrischen Lichtbogens erläutert. Hierbei geht es zunächst um eine grundlegende Klassifizierung der bekannten Gasentladungen, sowie um eine sich daraus ableitende Einschätzung der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Lichtbogenscheinung. Anschließend werden die Erkenntnisse über Störlichtbögen als spezieller elektrischer Fehlerfall in Photovoltaikanlagen dargelegt.

Die im Fokus dieser Arbeit stehende Untersuchung des gleichstromseitigen Klemmenverhaltens von Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung durch einen seriellen Lichtbogen bzw. Störlichtbogen erfolgte auf experimenteller Ebene in mehreren, teilweise iterativen Schritten. Diesbezüglich wird in **Kapitel 4** die Ermittlung einer umfangreichen Datenbasis als Grundlage aller weiterführenden Überlegungen im Rahmen umfangreicher Feld- und Laborversuche, unter Berücksichtigung aller wesentlichen Versuchs- und Einflussparameter, im Detail erörtert. Mit Blick auf die Erforschung und Entwicklung eines zuverlässigen und sicheren Detektionskriteriums im Zeitbereich konzentrieren sich die Untersuchungen im Fortgang der experimentellen Studien hierbei, angefangen bei dem seriellen Störlichtbogen in Gänze, über den eigentlichen Lichtbogenentstehungsmoment, letztendlich auf die Spannungsflanke der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment des Lichtbogens.

Auf den experimentellen Ergebnissen und den daraus gewonnenen Erkenntnissen aufbauend, geht es in **Kapitel 5** um die Entwicklung und experimentelle Verifikation eines mathematischen Modells zur Nachbildung des elektrischen Klemmenverhaltens von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogens. Nach der Festlegung des definierten Anforderungsprofils an das Simulationsmodell werden zunächst einzelnen Teilmodelle der systemspezifischen Einzelkomponenten inklusive des Anregungssignals in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogens beschrieben.

---

Nach der Verifikation des erarbeiteten Gesamtmodells anhand experimenteller Messdaten wird in einem weiterführenden Schritt durch die Ermittlung der Übertragungsfunktion des betrachteten Systems eine alternative Herangehensweise der Modellbildung erprobt und die Möglichkeit zur Anwendung eines ergänzenden Analyseverfahrens geschaffen. Zum Abschluss des Kapitels werden die, im Rahmen einer umfangreich durchgeführten, simulativen Parameterstudie berechneten Simulationsergebnisse und die daraus gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich der arbeitsspezifischen Themenstellung serieller Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen vorgestellt.



## 2 Relevante Betrachtungen zur Photovoltaik

Zum besseren Verständnis des elektrischen Verhaltens von Photovoltaikanlagen werden in diesem Kapitel die wesentlichen physikalischen und technischen Grundlagen der photovoltaischen Stromerzeugung dargestellt. Diese beschränken sich an dieser Stelle allerdings auf rein phänomenologische Betrachtungen. Eine ausführliche mathematisch-physikalische Beschreibung des elektrischen Verhaltens findet sich im Rahmen der Ausführungen zur Modellbildung und Simulation in Kapitel 5.1. Nach der Vorstellung und Abgrenzung des zugrundeliegenden physikalischen Effekts – dem sog. photoelektrischen Effekt – wird kurz auf die Grundlagen der Halbleiterphysik eingegangen. Hierbei stehen vor allem der Aufbau und die Dotierung von Halbleitern, sowie die prinzipiellen Kenntnisse der Vorgänge an einem pn-Übergang im Fokus der Betrachtungen. Des Weiteren werden die Funktionsweise und der Aufbau von Solarzellen im Allgemeinen beschrieben. Abschließend erfolgt die Darstellung der elementaren Grundstruktur und der relevanten Teilkomponenten typischer Photovoltaikanlagen.

### 2.1 Photoelektrischer Effekt

Im Allgemeinen versteht man unter dem photo- oder auch lichtelektrischen Effekt die Erzeugung frei beweglicher Ladungsträger in einem Festkörper durch die Absorption elektromagnetischer Strahlung geeigneter Wellenlänge. Entdeckt wurde dieses Phänomen von Alexandre Edmond Becquerel im Jahre 1839. Bei Experimenten mit elektrolytischen Zellen beobachtete er eher zufällig die Freisetzung von Ladungsträgern aus einer blanken Metalloberfläche bei energetisch ausreichender Bestrahlung [2.1]. Auf der Grundlage der bis dato veröffentlichten wissenschaftlichen Arbeiten lieferte Albert Einstein 1905 in seiner Arbeit „Über einen die Erzeugung und Verwandlung des Lichtes betreffenden heuristischen Gesichtspunkt“ [2.2], unter Berücksichtigung der Quantennatur des Lichtes, die theoretische Erklärung des photoelektrischen Effektes. Basierend auf dem Planck'schen Strahlungsgesetz [2.3] berechnet sich gemäß der Lichtquantenhypothese nach Einstein die Energie der auftreffenden Photonen – deren Begriff 1926 durch den amerikanischen Chemiker Gilbert Newton Lewis [2.4] eingeführt wurde – nach Formel 2.1-1. Die kinetische Lichtwellen-/Photonenenergie  $E_{\text{Ph}}$  ist demnach ausschließlich durch die Frequenz  $\nu$  bzw. die Wellenlänge  $\lambda$  bedingt.

$$E_{\text{Ph}} = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (2.1-1)$$

Abhängig von der Wellenlänge des bestrahlenden Lichts wird ein Teil der Photonenenergie von den Elektronen eines bestrahlten Festkörpers absorbiert. Hinsichtlich der unterschiedlichen Wechselwirkungen von Photonen mit einem Festkörper unterscheidet man drei Arten des photoelektrischen Effekts [2.5, S. 12 ff., S. 65]: den *äußeren photoelektrischen Effekt*, den *inneren photoelektrischen Effekt* und die sog. *Photoionisation* (oder auch atomarer Photoeffekt). Letzterer ist hier nur der Vollständigkeit halber erwähnt.

Emittiert ein Festkörper Elektronen aufgrund optischer Anregung durch Photonen ausreichender Energie, so wird dies als *äußerer photoelektrischer Effekt* bezeichnet. In Anlehnung an den Effekt der thermischen Emission spricht man in diesem Zusammenhang auch von der *Photoemission*. Erstmals wurde der äußere lichtelektrische Effekt von Heinrich Rudolph Hertz und seinem Assistenten Wilhelm Ludwig Franz Hallwachs bei Untersuchungen zum Einfluss des (ultravioletten) Lichtes auf elektrische Entladungen bzw. auf elektrostatisch geladenen Körper in den Jahren 1887/88 beobachtet [2.6 | 2.7]. Diese, bis heute als Grundversuche zum photoelektrischen Effekt geltenden Experimente wurden in den Folgejahren durch Joseph John Thompson und Phillip Lenard präzisiert [2.8 | 2.9].

Die Fermi-Energie  $E_F$  stellt in der quantenstatistischen Theorie der Festkörper – respektive dem Energiebändermodell – die Energiegrenze der besetzten Elektronenzustände in einem Festkörper am absoluten Temperaturnullpunkt ( $T = 273,5 \text{ K}$ ) dar [2.10, S. 458]. Hierbei sind alle Energieniveaus unterhalb  $E_F$  vollständig mit Elektronen besetzt. Oberhalb  $E_F$  treten unbesetzte, gebundene Zustände auf. Dieser Bereich wird nach oben durch die sog. Vakuumenergie  $E_{\text{vak}}$  begrenzt.  $E_{\text{vak}}$  grenzt damit auch klar gebundene von freien Zuständen ab. Die Austrittsarbeit  $\Phi$  eines Festkörpers berechnet sich aus der Differenz zwischen Vakuumenergie  $E_{\text{vak}}$  und Fermi-Energie  $E_F$ :

$$\Phi = E_{\text{vak}} - E_F \quad (2.1-2)$$

Durch Absorption eines Photons mit der Energie  $E_{\text{ph}} = h \cdot \nu \geq \Phi$  können Festkörperelektronen in Abhängigkeit der Energie ihres besetzten Ausgangszustandes  $E_A$  unterhalb des Fermi-Niveaus  $E_F$  (Überwindung der Elektronenbindungsenergie  $E_B$ ) in einen unbesetzten Endzustand  $E_E$  oberhalb des Vakuumniveaus  $E_{\text{vak}}$  angeregt werden. Hierbei verlassen sie die Festkörperoberfläche mit einem Überschuss an kinetischer Energie  $E_{\text{kin}}$ . In diesem Fall gilt:

$$E_{\text{kin}} = h \cdot \nu - \Phi - (E_A - E_F) = h \cdot \nu - \Phi - E_B \quad (2.1-3)$$

Mit Hilfe des rein phänomenologischen „Drei Stufen Modell der Photoemission“ von William Edward Spicer lässt sich der Prozess des äußeren lichtelektrischen Effekts in erster Näherung hinreichend genau beschreiben [2.11]. Bei dieser theoretischen Betrachtungsweise wird der eigentlich kohärente Prozess der Photoemission in drei separate und idealerweise unabhängig voneinander ablaufende Schritte aufgeteilt.

Zunächst kommt es zur optischen Anregung der Elektronen des bestrahlten Festkörpers. Diese werden durch lokale Absorption der Energie der einfallenden Photonen angeregt. Hierbei gehen die Elektronen von einem besetzten Anfangszustand (Valenzband mit einer zugehörigen Energie  $E_{VB}$ ) in einen energetisch höheren, unbesetzten Endzustand oberhalb des Vakuumniveaus (Leitungsband mit einer zugehörigen Energie  $E_{LB}$ ) über. Die optisch angeregten Elektronen (Photoelektronen) bewegen sich anschließend quasi-frei durch den Festkörper zur Oberfläche hin. Beim Transport zur Festkörperoberfläche unterliegen die Elektronen einer Vielzahl inelastischer Stöße, wodurch sie unter Umständen einen Teil ihrer kinetischen Energie verlieren. Kommt es an der Oberfläche – aufgrund einer ausreichend hohen kinetischen Energie – zum Übertritt des Photoelektrons vom Festkörper ins Vakuum, so spricht man in diesem Zusammenhang vom äußeren photoelektrischen Effekt.

Im Gegensatz zum äußeren photoelektrischen Effekt, bei dem Elektronen aufgrund der Einwirkung energiereicher Strahlung aus der Oberfläche eines Festkörpers emittieren, bewirkt der *innere photoelektrische Effekt* die Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit des bestrahlten Materials. Der englische Elektroingenieur Willoughby Smith [2.12] beobachtete bereits 1873 die Lichtempfindlichkeit von Selen und gilt somit als der Entdecker des inneren lichtelektrischen Effekts. Eine erste experimentelle Erklärung dieses Effekts war vor allem durch die Untersuchungen von Bernhard Gudden und Robert Wichard Pohl [2.13] möglich. Die Unterteilung des inneren lichtelektrischen Effekts in die beiden Phänomene der Photoleitung und des photovoltaischen Effekts wie wir sie heute kennen, ist im Wesentlichen auf die Arbeiten von William Gyrrl Adams und Richard Evans Day [2.14] zurückzuführen. Die Einführung von Photoelementen zur technischen Nutzung basiert in erster Linie auf den theoretischen und experimentellen Untersuchungen von Walter Schottky [2.15], Bruno Lange [2.16] und Ludwig Bergmann [2.17] aus den Jahren 1930/31.

Durch Lichtabsorption kommt es, vor allem bei Halbleitermaterialien, zur Bildung von Ladungsträgerpaaren bzw. zur Entstehung sog. Elektron-Loch-Paare. Durch die Aufnahme der Photonenenergie werden die Elektronen hierbei vom Valenzband in das energetisch höher gelegene Leitungsband gehoben. In diesem Fall ist die Energie der Photonen zwar größer als die Elektronenbindungsenergie  $E_B$ , welche benötigt wird um ein Elektron anzuregen und aus dem Fermi-Niveau zu heben, aber kleiner als die Auslösearbeit  $\Phi$ .

Im Unterschied zum äußeren photoelektrischen Effekt wird das angeregte Elektron nicht bis bzw. über das Vakuumniveau hinaus angehoben, sondern nur bis zu einem erlaubten energetischen Endzustand  $E_E$  unterhalb des Vakuumniveaus im Leitungsband [2.18, S. 54]. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von der sog. Photoleitung.

Es gilt:

$$\Phi > E_{ph} = h \cdot \nu > E_B \quad (2.1-4)$$

Die beiden photoelektrischen Effekte sind in Abbildung 2.1-1 in idealisierter Form zusammenfassend dargestellt.

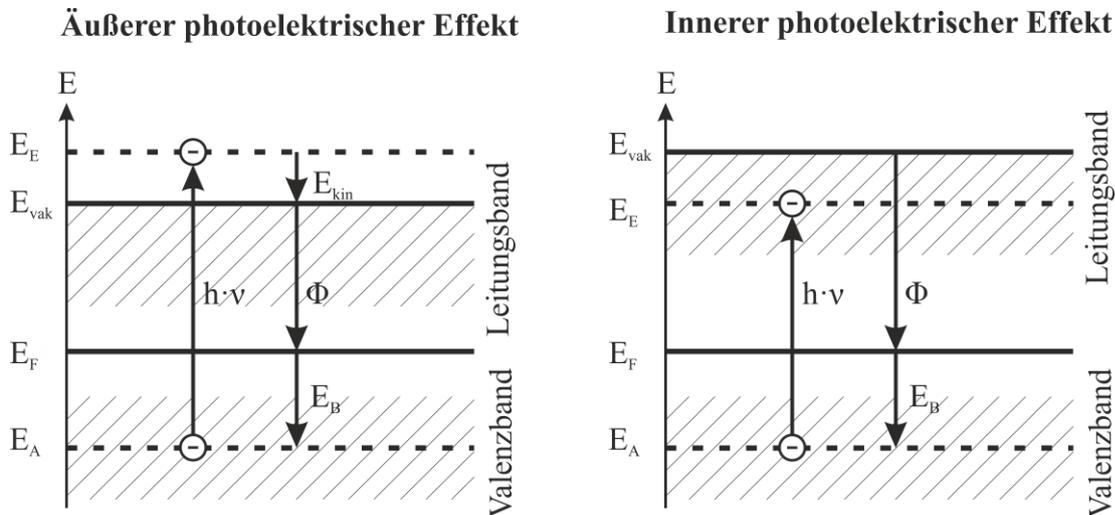


Abbildung 2.1-1: Schematische Darstellung des idealisierten äußeren und inneren photoelektrischen Effekts gemäß [2.18, S.38]

Existiert darüber hinaus ein ausreichend starkes elektrisches Feld – beispielsweise am pn-Übergang eines Halbleiters in Form einer Photodiode (vgl. Kapitel 2.2: pn-Übergang) – kommt es zu einer Ladungstrennung. Die negativen Elektronen driften zur p-Schicht und die positiven Löcher zur n-Schicht. Daraus resultiert eine Photospannung, welche bei entsprechender externer Beschaltung einen Photostrom entgegen der Durchlassrichtung des pn-Übergangs generiert. Dieses Phänomen wird als photovoltaischer Effekt bezeichnet und ist von entscheidender Bedeutung für die Funktionalität halbleiterbasierender Solarzellen.

## 2.2 Grundlagen der Halbleiterphysik

Im Folgenden werden die physikalischen Grundlagen, welche für das prinzipielle Verständnis der Stromleitung in Halbleitern bzw. das fundamentale Wirkprinzip von Solarzellen notwendig sind, kurz erläutert.

### Halbleiter

Als Halbleiter bezeichnet man Festkörper, welche sich bezüglich ihrer stark temperaturabhängigen, elektrischen Leitfähigkeit zwischen Leitern und Nichtleitern einordnen. Merkmal hierfür ist auch ihr charakteristisches Widerstandsverhalten.

Im Gegensatz zu normal elektrisch leitfähigen Materialien sinkt der Widerstand von Halbleitern mit steigender Temperatur. Dieses Verhalten lässt sich auf die, für Halbleiter typische, Lücke in der Bandstruktur zurückführen. Die zustandsfreie – daher auch „Verbotene Zone“ genannte – Bandlücke mit einer bestimmten, materialspezifischen Energie  $\Delta E_G$ , trennt Valenz- und Leitungsband. Halbleitermaterialien haben typischerweise eine Bandlückenenergie  $\Delta E_G$  kleiner 3 eV bis 5 eV [2.19, S. 1312 | 2.20, S. 63 | 2.21, S. 165]. Für Silizium beträgt  $\Delta E_G$  bei einer Temperatur von  $T = 300 \text{ K}$  in etwa 1,11 eV [2.10, S. 483]. Isolatoren haben im Vergleich dazu eine deutlich größere Bandlücke ( $\Delta E_G > 3 \text{ eV bis } 5 \text{ eV}$ ). Bei Leitern überlagern sich Valenz- und Leitungsband teilweise, sie besitzen keine Bandlücke. In Abbildung 2.2-1 sind die unterschiedlichen (Energie-) Bändermodelle von Isolatoren, Halbleitern und Leitern schematisch dargestellt.

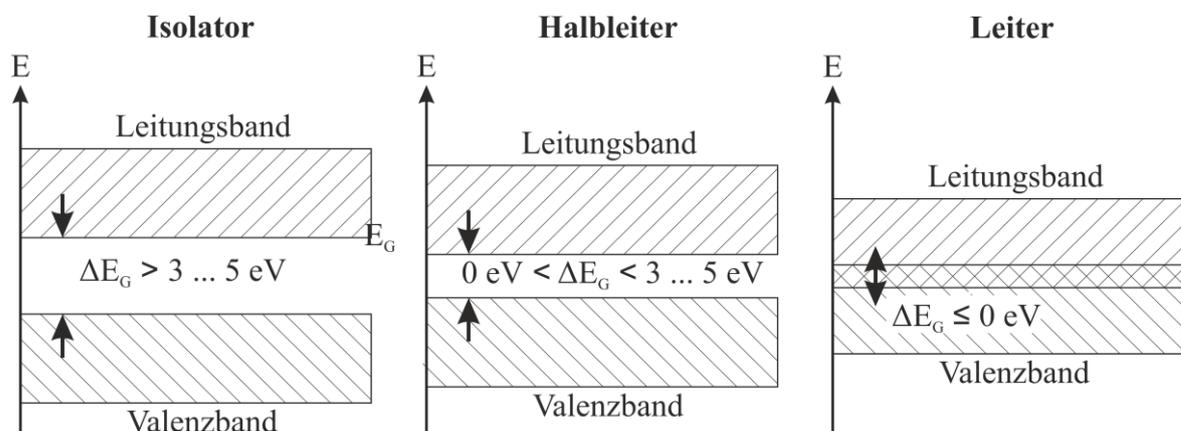


Abbildung 2.2-1: Energiebänder eines Isolatoren, eines Halbleiters und eines Leiters

Im Allgemeinen unterscheidet man unabhängig ihres chemischen Gefüges folgenden Halbleitergruppierungen [2.22, S.483 | 2.23, S. 713 ff.]:

- Intrinsische und extrinsische Halbleiter
- Direkte und indirekte Halbleiter
- Kristalline und amorphe Halbleiter
- Element- und Verbindungshalbleiter
- Homogene und inhomogene Halbleiter

*Intrinsische Halbleiter* sind reine, fremdstofffreie Halbleiter. Man bezeichnet sie deshalb auch als Eigenleiter. Sie verfügen naturgemäß über genauso viele Löcher im Valenzband wie Elektronen im Leitungsband, wobei die temperaturabhängige Ladungsträgerkonzentration in der Regel sehr gering ist. Charakteristisch für intrinsische Halbleiter ist, dass ihre elektrischen Eigenschaften ausschließlich durch thermisch aus dem Valenz- in das Leitungsband angeregte Elektronen bestimmt werden [2.19, S. 1313]. Im Gegensatz dazu sind die elektrischen Eigenschaften *extrinsischer Halbleiter*, oder auch Fremdhalbleiter, in erster Linie von (Fremd-) Elektronen aus Verunreinigungsatomen abhängig. Diese werden in das Leitungsband abgegeben oder aus dem Valenzband aufgenommen [2.23, S. 718]. Die Verunreinigungen sind entweder natürlichen Ursprungs oder werden gezielt zur Erhöhung der Ladungsträgerkonzentration durch Dotierungsverfahren eingebracht.

Basierend auf der Betrachtung des Bändermodells unterscheidet man des Weiteren zwischen *direkten* und *indirekten Halbleitern*. Aus energetischer Sicht ist es für ein Elektron am günstigsten, wenn es bei Anregung (z.B. durch Absorption eines Photons) vom Maximum des Valenzbandes auf das Minimum des Leitungsbandes übergeht. Können Elektronen lediglich durch Energieaufnahme in das Leitungsband angeregt werden, so handelt es sich in diesen Fällen um *direkte Halbleiter*.

Benötigt das Elektron zum Übergang vom Valenz- in das Leitungsband des Festkörpers neben einer Energieänderung auch eine Impulsänderung, spricht man bei solchen Verbindungen von sog. *indirekten Halbleitern* [2.23, S. 720 f.].

Hinsichtlich der Kristallstruktur des halbleitenden Festkörpers differenziert man außerdem zwischen *kristallinen* und *amorphen Halbleitern* [2.22, S. 483]. Erstere werden hierbei noch entsprechend ihres Gefüges in monokristalline und polykristalline Halbleiter unterteilt.

Unter Berücksichtigung der chemischen Zusammensetzung bzw. des internen Aufbaus des Halbleiters unterscheidet man prinzipiell zwischen den beiden Grundtypen der Element- und Verbindungshalbleiter.

*Elementhalbleiter* bestehen ausschließlich aus einem einzigen Element. Der bekannteste und am weitest verbreitete Vertreter dieser Gruppe ist das Silizium. *Verbindungshalbleiter* bestehen im Gegensatz dazu aus zwei unterschiedlichen chemischen Elementen. Am bekanntesten sind die III-V-Halbleiter (z.B. GaAs) und die II-VI-Halbleiter (z.B. CdTe). Die Namen sind eine Kombination der Hauptgruppennummern der beiden beteiligten Verbundelemente [2.22, S. 482 f.].

Element- und Verbindungshalbleiter sind von Natur aus *homogene Halbleiter*. Diese sind vollständig aus einem Material aufgebaut und weisen eine räumlich homogene Struktur auf. *Inhomogene Halbleiter* bestehen zwar aus dem gleichen Material, weisen allerdings eine räumlich inhomogene Struktur aufgrund verschiedener ortsabhängiger Donatoren- und Akzeptorenkonzentrationen auf. Es existiert quasi ein räumliches Konzentrationsgefälle von Ladungsträgern und Störstellen. Dies ist beispielsweise bei unterschiedlich dotierten Halbleitern mit einem pn-Übergang der Fall [2.24, S. 457].

Die im weiteren Verlauf dieser Arbeit verwendeten Solarzellen bzw. -module (vgl. Kapitel 4.1.3 und Kapitel 5.1) sind demnach extrinsische (dotierte), indirekte, kristalline, inhomogene Elementhalbleiter.

Darüber hinaus gibt es noch eine Vielzahl anderer Halbleitertypen – beispielsweise organische, oxidische, magnetische und Schicht-Halbleiter [2.22, S. 485 f.] – auf die an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden soll.

## **Dotierung**

Die spezifische, aus der intrinsischen Ladungsträgerkonzentration resultierende, Stromdichte reinen Siliziums bei Temperaturen im Bereich der Raumtemperatur ( $T = 300 \text{ K}$ ) ist für praxisrelevante Anwendungen viel zu gering. Zur Erhöhung der Ladungsträgerdichte ist die Dotierung des Halbleitermaterials mit Fremdatomen möglich. Unter Dotierung versteht man die vorsätzliche Verunreinigung eines Halbleiters durch anderswertige Fremdatome bzw. den gezielten Einbau von elektrisch aktiven Störstellen. Diese Störstellen tragen durch ein zusätzliches, freies Elektron oder ein fehlendes Elektron (sog. Loch) zur Erhöhung der Ladungsträgerkonzentration und damit zu einer verbesserten Leitfähigkeit bei. Man unterscheidet grundsätzlich zwischen n-dotierten und p-dotierten Halbleitern [2.25, S. 391 ff.].

Ein Siliziumkristall besteht aus vierwertigen Atomen. Bringt man nun Fremdatome mit mehr Valenzelektronen (z.B. Phosphor; 5 Valenzelektronen) in das Gefüge ein, so können die nur schwach gebundenen überschüssigen Außenelektronen leicht aus dem entsprechenden Störstellenniveau in das Leitungsband angehoben werden.

Diese fünfwertigen Fremdatome werden aufgrund der Tatsache, dass sie ein zusätzliches Elektron abgeben auch Donatoren genannt. Donatoratome stellen insgesamt eine positive ortsfeste Ladung dar, da sie über fünf Protonen im Kern verfügen, nach Abgabe des überschüssigen Hüllenelektrons im Siliziumkristall aber nur an vier Elektronen gebunden sind [2.20, S. 68]. Ein auf diese Weise dotierter Halbleiter wird als Elektronen- oder n-Halbleiter bezeichnet. Aus energetischer Sicht liegen die Energieniveaus der Donatoren im Bändermodell minimal tiefer als die untere Leitungsbandkante [2.20, S. 68].

In Abbildung 2.2-2 (links) ist das Bändermodell eines n-dotierten Halbleiters aus Silizium inklusive des Energieniveaus der Donatoren sowie des Fermi-Niveaus dargestellt. Aufgrund der erhöhten Elektronenkonzentration steigt die Fermi-Energie von n-Halbleitern im Vergleich zu undotierten Halbleitern an. Dotierkonzentration und Temperatur bestimmen hierbei die exakte Position des Fermi-Niveaus. Die Fermi-Energie n-dotierter Halbleiter sinkt mit steigender Temperatur. Während es bei Raumtemperatur genau in der Mitte zwischen Donatoren-Niveau und Leitungsband liegt, tendiert es bei zunehmender Temperatur in Richtung des Fermi-Niveaus undotierter Halbleiter. Das liegt daran, dass die Wahrscheinlichkeit Elektronen aus dem Valenz- in das Leitungsband anzuregen mit höheren Temperaturen zunimmt [2.25, S. 397 ff.].

Durch den absichtlichen Einbau von Fremdatomen mit einer geringeren Anzahl von Valenzelektronen (z.B. Bor; 3 Valenzelektronen) entstehen sog. p-dotierte Halbleiter oder einfach p-Halbleiter. Durch ihre Elektronenfehlstelle – auch als Loch oder Defektelektron bezeichnet – sind sie in der Lage, Valenzelektronen der Halbleiteratome aufzunehmen. Man nennt diese Art Fremdatome daher Akzeptoren. Akzeptoratome verfügen lediglich über drei Protonen im Kern und können demnach als negative ortsfeste Ladung betrachtet werden [2.20, S. 69]. Aufgrund der geringeren Elektronenbindungsenergie  $E_B$  der dreiwertigen Fremdatome gegenüber den vierwertigen Siliziumatomen liegt das Energieniveau der Akzeptoren knapp über der oberen Valenzbandkante [2.20, S. 69].

In Abbildung 2.2-2 (rechts) ist das Bändermodell eines p-dotierten Halbleiters aus Silizium inklusive des Energieniveaus der Akzeptoren sowie des Fermi-Niveaus dargestellt. Die erhöhte Defektelektronenkonzentration senkt die Fermi-Energie von p-Halbleitern im Vergleich zu undotierten Halbleitern. Bereits bei niedrigen Temperaturen können Elektronen vom Valenzband in das Akzeptoren-Niveau angeregt werden. Das Fermi-Niveau liegt zwischen Valenzband und Akzeptoren-Niveau. Mit zunehmender Temperatur nähert es sich dem Fermi-Niveau undotierter Halbleiter an [2.10, S.491 ff.]. Im Gegensatz zu Donatoren haben Akzeptoren einen negativen Ladungscharakter [2.25, S. 394].

### pn-Übergang

In Abbildung 2.2-2 sind ein pn-Übergang im thermischen Gleichgewicht sowie die zugehörigen Energiebänder-Modelle schematisch dargestellt.

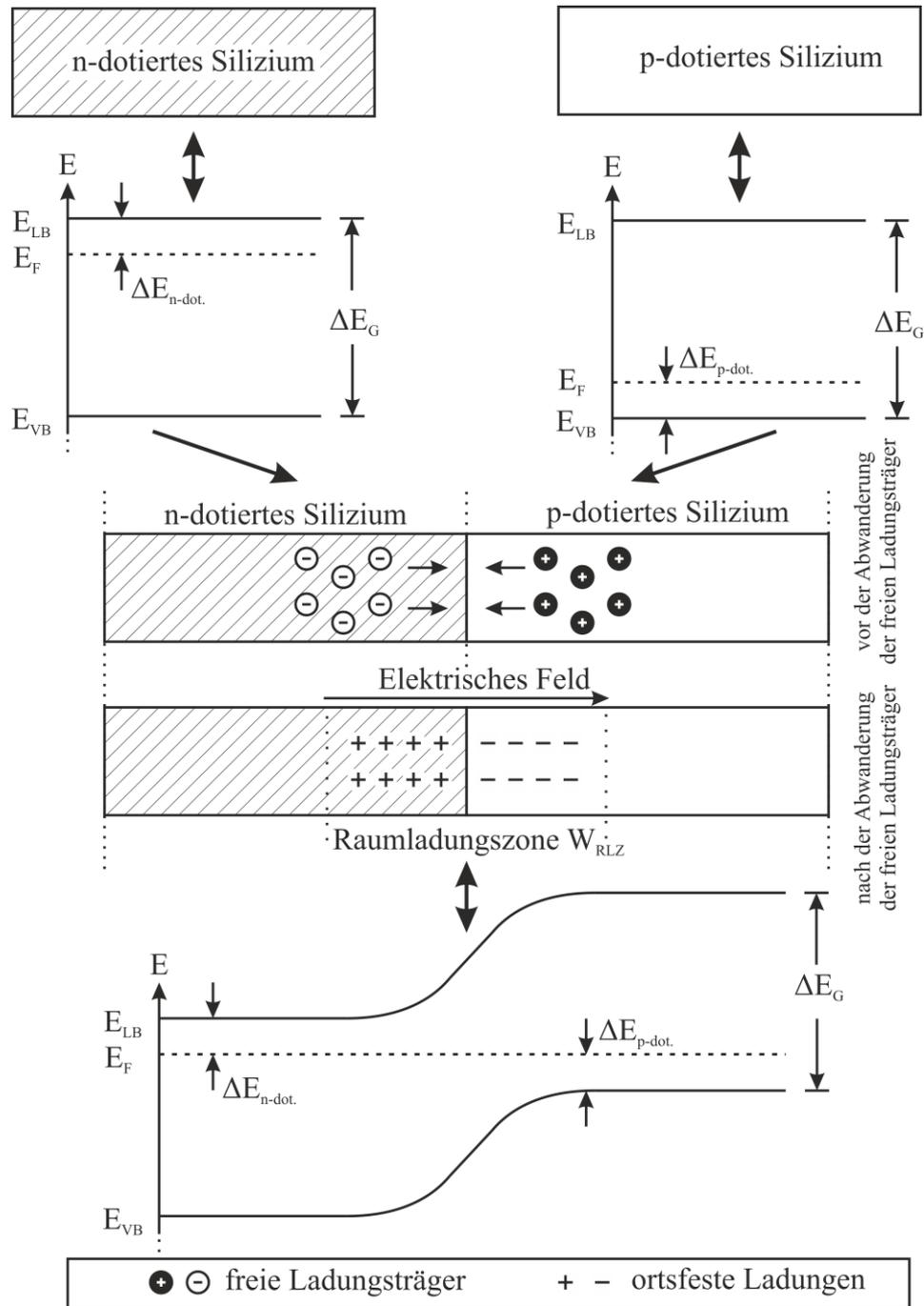


Abbildung 2.2-2: Bänderdiagramm eines pn-Übergangs im thermischen Gleichgewicht

Ein idealer, abrupter pn-Übergang besteht aus einem bis zur Grenzfläche homogen dotierten n-Gebiet und einem in gleicherweise bis zur Grenzfläche homogen dotierten p-Gebiet. Das Dotierungsverhältnis des Halbleiters ändert sich an der Grenzfläche sprunghaft [2.26, S. 20]. Die beiden Teilgebiete für sich betrachtet sowie der komplette Verbindungshalbleiter sind elektrisch neutral. Im n-dotierten Bereich heben sich die freien Elektronen und die positiven, ortsfesten Donatoratome gegenseitig auf, wohingegen sich im p-dotierten Bereich die freien Defektelektronen und die negativen, ortsfesten Akzeptoratomen gegenseitig neutralisieren [2.20, S.70].

In Folge der ungleichen Dotierung liegen die Fermi-Niveaus der beiden Gebiete auf einer gemeinsamen energetischen Bezugsskala verschieden hoch [2.25, S. 407]. Bringt man die beiden Halbleiterhälften zusammen kommt es aufgrund des Konzentrationsgefälles zu Diffusionsbewegungen, wobei die überschüssigen Elektronen des n-Halbleiters mit den freien Defektelektronen des p-Halbleiters rekombinieren.

Durch das Abwandern der freien Elektronen und deren Rekombination mit den eingewanderten Defektelektronen aus dem p-Gebiet bildet sich im Übergangsbereich des n-Halbleiters eine positive Raumladungszone – bedingt durch die zurückgebliebenen, ortsfesten Donatoratome – aus. Im Umkehrschluss kommt es im p-Gebiet zur Ausbildung einer negativen Raumladungszone.

Dadurch entsteht im Übergangsbereich der beiden Kontaktflächen ein elektrisches Feld. Die resultierende Spannung – auch Diffusionsspannung  $U_D$  genannt – wirkt einer weiteren Rekombination der freien Ladungsträger und damit einem vollständigen Konzentrationsausgleich durch den Diffusionsstrom  $I_D$  entgegen [2.22, S. 515 ff.].

Es stellt sich ein thermodynamisches Gleichgewicht ein und die Rekombinationsprozesse werden auf den Bereich der Raumladungszone begrenzt, welche man angesichts der fehlenden frei beweglichen Ladungsträger Verarmungszone nennt [2.10, S. 494].

Die Weite der Raumladungszone  $W_{RLZ}$  ist in erster Linie vom Grad der Dotierung abhängig und im spannungslosen Zustand über Formel 2.2-1 mit der Diffusionsspannung  $U_D$  verknüpft. Dabei ist  $\epsilon$  die Dielektrizitätskonstante,  $q$  die Elementarladung,  $N_D$  die Donatorkonzentration im n-Halbleiter und  $N_A$  die Akzeptorkonzentration im p-Halbleiter [2.26, S. 23].

$$W_{RLZ} = \sqrt{\frac{2 \cdot \epsilon}{q} \cdot \left( \frac{1}{N_D} + \frac{1}{N_A} \right) \cdot U_D} \quad (2.2-1)$$

Die Diffusionsbewegungen der Ladungsträger bewirken eine räumliche Konstanz des Fermi-Niveaus als elektrochemisches Potential über die gesamte Verbindung. Das Resultat ist die Verbiegung der Valenz- und Leitungsbänder im Übergangsbereich der beiden Kontaktflächen mit unterschiedlichen, ortsabhängigen Elektronen- und Defektelektronenkonzentrationen [2.27, S. 163 ff.]. Das elektrische Feld eines pn-Übergangs kann durch das Anlegen einer externen Spannung verstärkt bzw. verringert werden. Bei einer Beschaltung in Flussrichtung – Anschluss des Pluspols am p-Halbleiter – werden die Majoritätsladungsträger (Elektronen im n-Gebiet, Defektelektronen im p-Gebiet) in Richtung des pn-Übergangs getrieben. Dies führt zu einer Verkleinerung der Raumladungszone. Mit wachsender externer Spannung wird die Diffusionsspannung  $U_D$  immer kleiner, bis die Raumladungszone letztlich komplett abgebaut ist und der pn-Übergang bzw. die Halbleiterdiode leitend ist. Im Gegensatz dazu werden die Majoritätsladungsträger bei einer Beschaltung in Sperrichtung – Anschluss des Pluspols am n-Halbleiter – vom pn-Übergang weggezogen. Die Raumladungszone vergrößert sich, die Halbleiterdiode sperrt [2.22, S. 519 f. | 2.26, S. 24 ff.].

### 2.3 Solarzelle – Funktionsweise und Aufbau

Durch die Absorption elektromagnetischer Strahlung geeigneter Wellenlänge, d. h. mit Photonen der Energie  $E_{ph} = h \cdot \nu \geq \Phi$ , werden in der Raumladungszone des pn-Übergangs der Solarzelle freie Ladungsträgerpaare erzeugt. Die grundlegenden Vorgänge sind in Abbildung 2.3-1 zusammenfassend dargestellt. Die, durch den inneren photoelektrischen Effekt generierten, Elektronen-Defektelektronen-Paare werden durch das in der Verarmungszone existierende elektrische Feld voneinander getrennt, bevor es zu Rekombinationsprozessen kommt [2.22, S. 533 ff.]. Wegen ihrer negativen Ladung wandern die Elektronen hierbei entgegen der Feldrichtung in das n-dotierte Gebiet ab. Die Defektelektronen bewegen sich in Feldrichtung in das p-dotierte Gebiet. Folglich werden die beiden Raumladungszonen der Teilgebiete respektive das elektrische Feld in der Verarmungszone immer kleiner, bis eine weitere Trennung der erzeugten Ladungsträger nicht mehr möglich ist (vgl. Kapitel 2.2: pn-Übergang). Dies führt zu einer positiven Spannung über dem pn-Übergang. Die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  der Solarzelle ist erreicht.

Schließt man die Solarzelle über einen externen Verbraucher  $R_V$  kurz, fließen die erzeugten Ladungsträger über die jeweiligen Kontakte ab. Die Raumladungszone und damit das elektrische Feld des pn-Übergangs bleiben bestehen und es fließt der maximale Kurzschlussstrom  $I_K$  der Solarzelle (vgl. Abbildung 2.3-2) entsprechend der vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen [2.28, S. 86 f.].

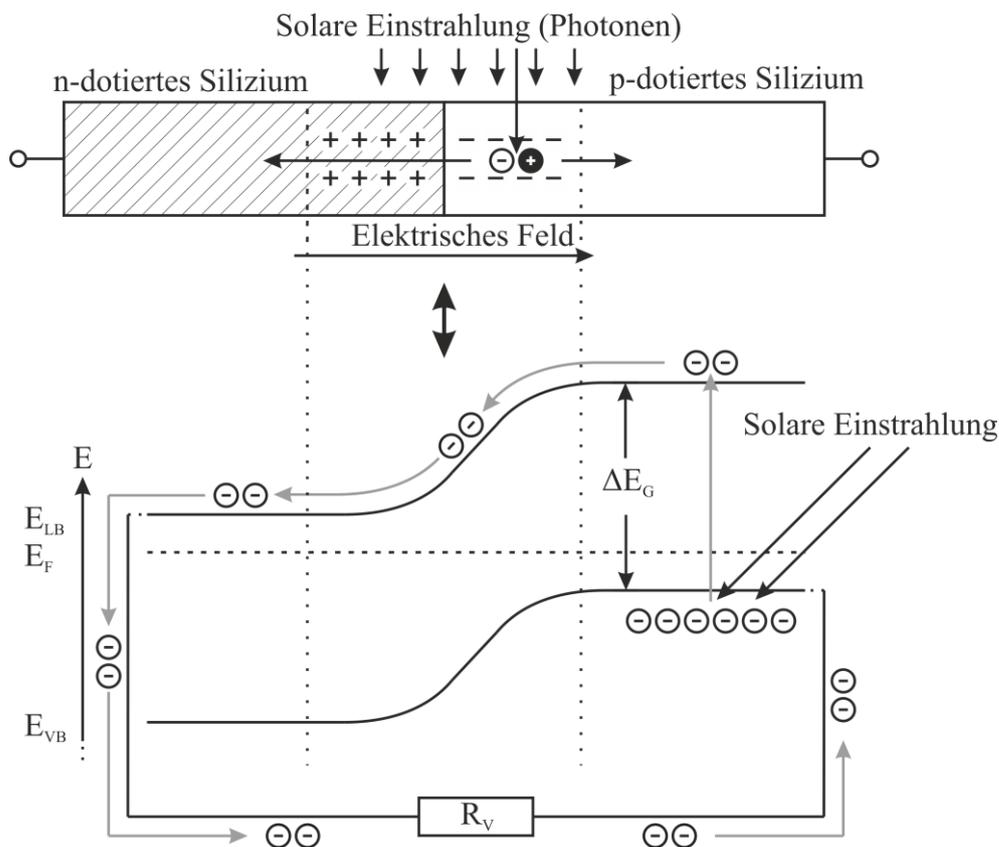


Abbildung 2.3-1: Beleuchteter pn-Übergang einer Solarzelle im Bändermodell

Solarzellen sind optoelektronische Halbleiter-Bauelemente zur direkten Umwandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie (vgl. Kapitel 2.2: Halbleiter). Die ersten kristallinen, siliziumbasierten Solarzellen wurden 1954 von Daryl Muscott Chapin, Calvin Souther Fuller and Gerald Leondus Pearson in den Bell Laboratorien in New Jersey entwickelt [2.29]. Im Wesentlichen bestehen sie, ähnlich der Photodiode, aus einem großflächig ausgeführten, allerdings unsymmetrisch dotierten pn-Übergang.

Die Absorption möglichst vieler Photonen in der direkten Umgebung der Raumladungszone am pn-Übergang, ist aus energieeffizienter Sicht optimal. Gemäß dem Lambert-Beersche Gesetz nimmt die Lichtintensität allerdings exponentiell mit der Eindringtiefe ab [2.30, S. 489 f.]. Aus diesem Grund ist die p-dotierte Schicht (oder auch Emitter) typischer Siliziumsolarzellen in der Regel um mehrere Größenordnungen schmäler als die n-dotierte Schicht (oder auch Basis). Zur Minimierung der Reflexionsverluste an der Solarzellenoberfläche wird diese mit einer Antireflexbeschichtung versehen. Die frontseitigen Kontakte, bestehend aus Fingern und Busbars, werden mit Hilfe eines Siebdruckverfahrens aufgebracht. Im Sinne einer minimalen Abschattung der optisch aktiven Fläche und einer optimalen Leitfähigkeit, sollten diese möglichst klein sein und einen sehr niedrigen Innenwiderstand haben.

Die Rückseite der Solarzelle wird ganzflächig, zumeist mit einer Aluminiumpaste kontaktiert [2.28, S. 86 | 2.22, S.533 ff.]. Abbildung 2.3-2 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer kristallinen Silizium-Solarzelle.

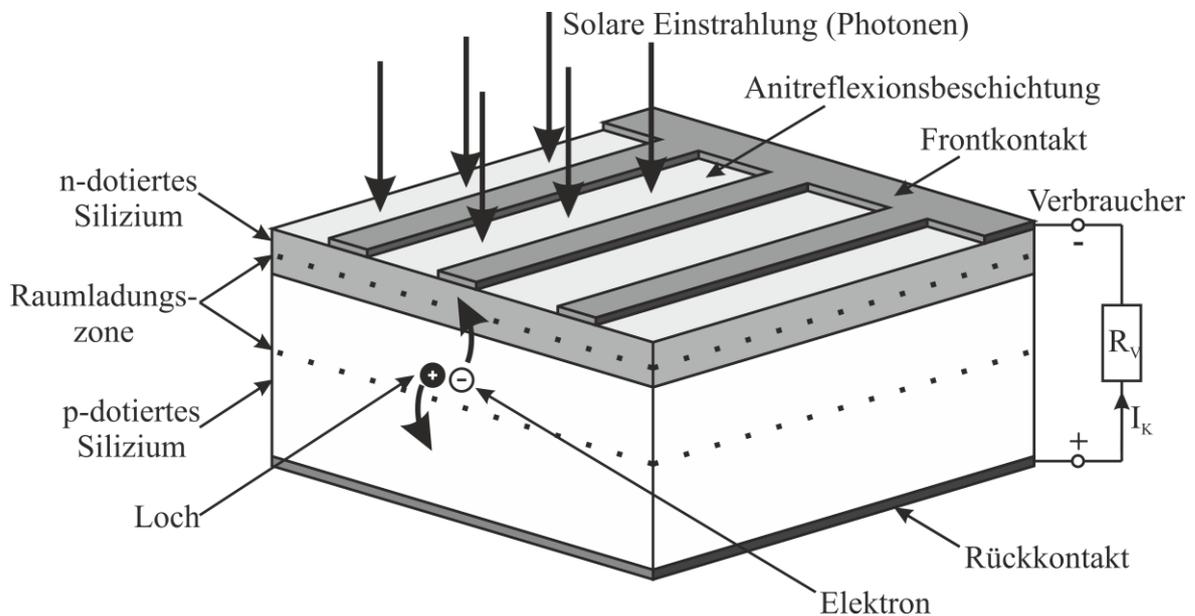


Abbildung 2.3-2: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Silizium-Solarzelle

## 2.4 Aufbau einer Photovoltaikanlage

Photovoltaikanlagen werden nach den verschiedensten Kriterien klassifiziert. Aus Sicht der Energietechnik bzw. des Anlagenbetreibers ist jedoch die Unterscheidung in netzgekoppelte Anlagen und Inselanlagen am gebräuchlichsten. Diese werden des Weiteren anhand ihrer jeweiligen Ausführung in Varianten mit und ohne Energiespeicher eingeteilt [2.28, S. 219]. Ein weiteres Unterscheidungskriterium ist oftmals auch der Installationsort. Hierbei unterscheidet man zwischen Freiflächen-Photovoltaikanlagen, Aufdach-Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen. In Deutschland sind über 98 % der installierten Photovoltaikanlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen und erzeugen Solarstrom verbrauchsnahe [2.31, S. 34]. Bei diesen handelt es sich aufgrund ihrer besonderen praktischen Bedeutung zumeist um Inselanlagen mit Speicher und netzgekoppelte Anlagen ohne Speicher [2.28, S. 220]. Abbildung 2.4-1 zeigt das Blockschaema dieser beiden Photovoltaikanlagentypen inklusive der grundlegenden Komponenten.

Im Hinblick auf die im Rahmen der durchgeführten Experimente verwendeten Photovoltaiktestanlagen (vgl. Kapitel 4.1.3) stehen die, dem Blockschema II) in Verbindung mit III) entsprechenden, netzgekoppelten Anlagen ohne Speicher im Fokus der weiteren Betrachtungen. Diese setzen sich im Wesentlichen aus einem Photovoltaikgenerator, bestehend aus mehreren miteinander verschalteten Photovoltaikmodulen, einem Wechselrichter, der zugehörigen Verkabelung (Modulanschlussdosen, Photovoltaikkabel und Photovoltaik-Steckverbinder) und einer anlagenspezifischen Schutzbeschaltung (Stringdioden, Sicherungstrenner, DC-/AC-seitiger Überspannungsschutz) zusammen. Die relevanten Systemkomponenten werden im weiteren Verlauf kurz beschrieben.

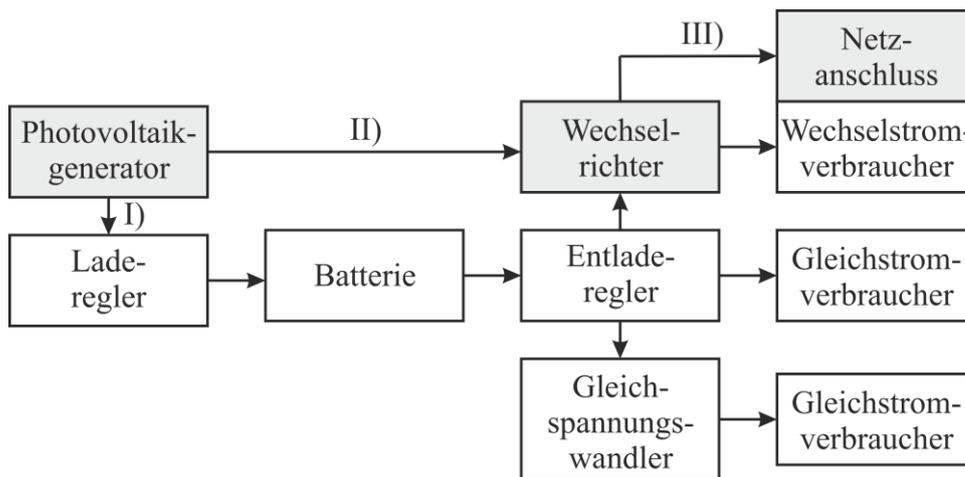


Abbildung 2.4-1: Blockschema einer Photovoltaikanlage mit Speicher [I]), ohne Speicher [II]), mit Netzanschluss [III]) gemäß [2.28, S. 221 | 2.32, S. 91 f.]

## Photovoltaikmodule/-generator

Wegen ihrer niedrigen Spannungswerte werden die einzelnen Solarzellen zu sog. Photovoltaikmodulen in Reihe geschaltet (für kristalline Silizium-Solarzellen: Leerlaufspannung  $U_{LL} = 0,6 \text{ V}$ ). Speziell für den Inselbetrieb bzw. für den Einsatz in Batteriesystemen bestehen die Module aus 32 bis 40 Solarzellen [2.21, S.177]. In netzgekoppelten Photovoltaikanlagen sind sie häufig größer und haben typischerweise zwischen 60 und 120 Zellen. Photovoltaikmodule sind dabei mit den unterschiedlichsten Solarzellentechnologien bestückt. Ein zusammenfassender Überblick der wesentlichen, marktüblichen Solarzellentypen ist in Abbildung 2.4-2 dargestellt.

Die, während der experimentellen Feldversuche verwendeten Solarzellen (vgl. Kapitel 4.1.3) sind, entsprechend ihrer Definition auf Basis der Halbleiterklassifikation aus Kapitel 2.2, farbig hervorgehoben. Gleiches gilt für die Auflistung der dazugehörigen, technischen Daten in Tabelle 2.4-1.

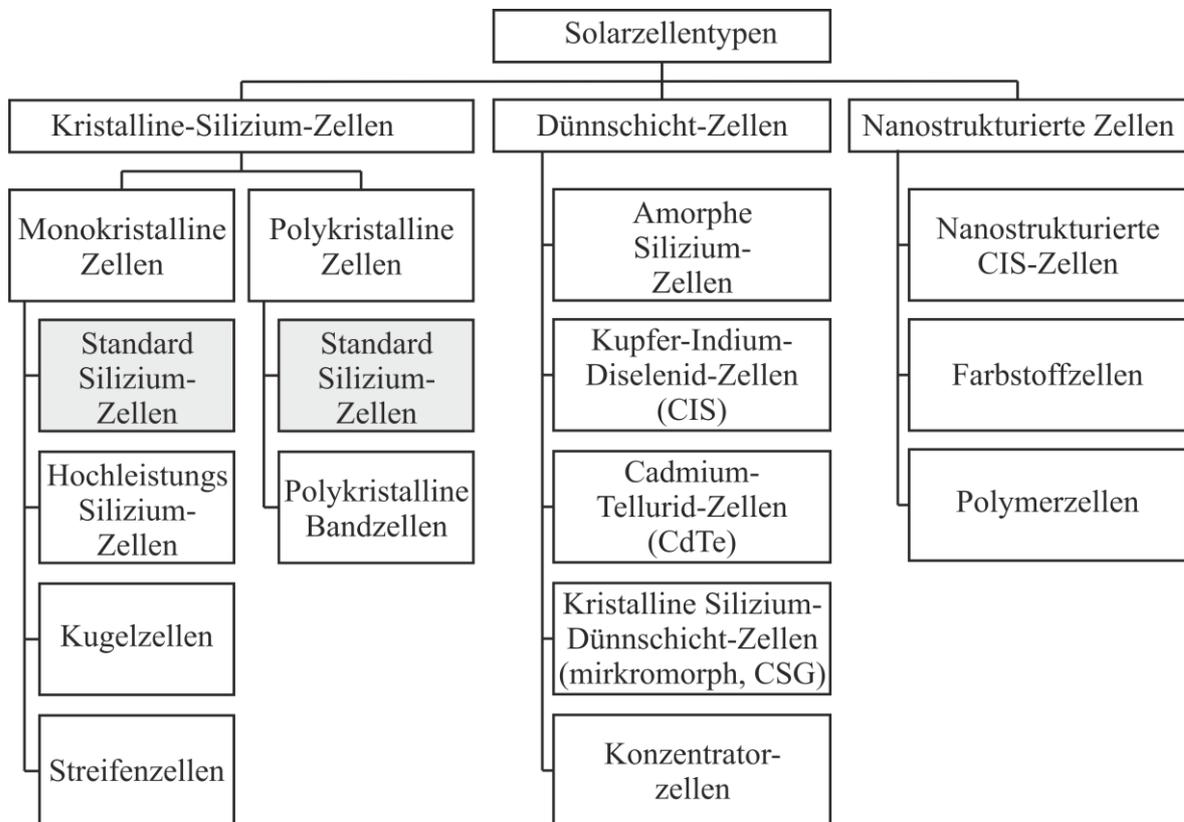


Abbildung 2.4-2: Überblick der wesentlichen Solarzellentypen

Im Sinne einer optimalen Lastanpassung werden die einzelnen Photovoltaikmodule zusammengeschaltet. Die Summe aller in einer Photovoltaikanlage verbauten und miteinander verschalteten Module nennt man Photovoltaikgenerator. Durch die serielle Verknüpfung mehrerer Photovoltaikmodule lässt sich, unter Verwendung der entsprechenden Technologie, nahezu jede beliebige Gleichspannung erzeugen. Es sollten allerdings nur identische Module zu einem String zusammen geschaltet werden. Im String ist der Strom durch alle Photovoltaikmodule gleich, die Modulspannungen addieren sich zur String-Spannung [2.20, S. 192]. Schaltet man mehrere dieser Strings parallel, lässt sich die gewünschte Leistung erzeugen. Bei der Parallelschaltung liegt an allen Strings die gleiche Spannung an und die String-Ströme addieren sich zum Gesamtstrom [2.20, S. 197].

Um der Beschädigung einzelner Photovoltaikmodule durch sog. Rückströme vorzubeugen ist darauf zu achten dass nur baugleiche Strings – gleiche Modulanzahl und -technologie – miteinander parallel geschaltet werden [2.28, S. 147 ff.]. Die typischen Wertebereiche der technischen Daten der am weitesten verbreiteten Photovoltaikmodule sind in Tabelle 2.4-1 zusammengefasst.

Tabelle 2.4-1: Technische Daten verschiedener Photovoltaikmodule

Solarzellentyp	$P_{\max.}$ [W]	$I_{KS}$ [A]	$U_{LL}$ [V]	$I_{MPP}$ [A]	$U_{MPP}$ [V]
Polykristallin	50...290	3,1...8,9	22,0...45,3	2,8...8,3	17,4...37,5
Monokristallin	155...333	4,9...9,0	29,8...65,3	4,4...8,6	23,2...60,5
Amorph	90...140	1,1...4,1	40,9...169,0	0,9...3,5	30,4...128,0
CdTe/CdS	50...85	1,1...2,1	60,1...97,0	0,8...1,8	46,3...71,2
CIS/CGIS	35...170	0,7...5,2	22,0...160,0	0,7...4,9	16,5...120,0

## Wechselrichter

Der Wechselrichter bildet zusammen mit dem Photovoltaikgenerator den Kern einer jeden netzgekoppelten Photovoltaikanlage. Seine Hauptaufgabe besteht in der Umwandlung des von der Anlage erzeugten Gleichstroms in einen möglichst sinusförmigen, zur Netzfrequenz synchronen Wechselstrom. Die weiteren Funktionen bzw. Anforderungen an einen zum Netzverbund geeigneten Photovoltaik-Wechselrichter sind im Folgenden stichpunktartig aufgeführt [2.28, S. 263 | 2.20, S. 184]:

- Hoher Wirkungsgrad im Teil- und Spitzenlastbereich
  - Automatisches Einschalten und Synchronisieren bei ausreichender Einstrahlung
  - Abschalten bei zu geringer Einstrahlung
  - Optimale Maximalleistungssteuerung (MPP-Regelung)
  - Hohe Zuverlässigkeit

- Netzüberwachung (Spannung, Frequenz und Netzimpedanz) zur Vermeidung eines ungewollten Inselbetriebs
- Personenschutz durch Isolationsüberwachung (bei Wechselrichtern mit Trafo) oder durch Fehlerstromüberwachung (bei Wechselrichtern mit Trafo) des Photovoltaikgenerators
- Filterung der DC-seitigen Eingangsspannung zur Minimierung der Leistungsverluste
- Begrenzung der ins Netz eingespeisten Leistung bei DC-seitigem Leistungsüberangebot durch Anpassung des Arbeitspunktes
- DC- und AC-seitiger Schutz gegen Überspannungen
- Einhaltung der EMV-Normen zum Schutz benachbarter elektronischer Geräte und Anlagen

Für die Installation netzgekoppelter Photovoltaikanlagen kommen im Wesentlichen drei verschiedene Wechselrichterkonzepte zum Einsatz. Man unterscheidet zwischen Zentral-Wechselrichtern, String-Wechselrichtern und Modulintegrierten-Wechselrichtern.

Bei Photovoltaikanlagen mit einem *Zentral-Wechselrichter* werden beliebig viele, aus mehreren seriell verbundenen Photovoltaikmodule bestehende Strings über einen speziellen Generatoranschlusskasten parallel geschaltet. Die erzeugte Energie wird zentral über einen Wechselrichter ins Netz eingespeist [2.28, S. 260 f.]. Zur Verbesserung des Teillastverhaltens der gesamten Anlage wird immer häufiger das sog. Master-Slave-Prinzip eingesetzt. Hierbei handelt es sich um eine spezielle Form des Zentral-Wechselrichter-Konzepts, bei dem zumeist drei miteinander verbundene Wechselrichter je nach DC-seitigem Leistungsangebot zugeschaltet werden. Diese Anlagenvariante bedarf allerdings einer sehr aufwendigen und kostenintensiven Gleichstromverkabelung und reagiert sehr anfällig auf Teilbeschattungen [2.21, S. 227].

An *String-Wechselrichter* kann nur ein einziger String angeschlossen werden. In der sog. *Multi-String-Wechselrichter*-Variante können auch zwei Strings parallel angeschlossen werden. Diese müssen dann aber hinsichtlich ihres Aufbaus und ihres Leistungsprofils identisch sein [2.20, S. 183 f.]. Zur Realisierung großer Photovoltaikanlagen werden die einzelnen Wechselrichter auf der AC-Seite parallel geschaltet, was den Verkabelungsaufwand gegenüber dem Zentral-Wechselrichter-Konzept deutlich minimiert. Aufgrund der stringspezifischen MPP-Regelung arbeiten diese Anlagen deutlich effizienter und sind gegenüber Teilbeschattung weniger sensibel [2.28, S. 261].

Photovoltaikanlagen mit *Modulintegrierten-Wechselrichter* können komplett auf die Gleichstromverkabelung verzichten. Hierbei befindet sich auf der Rückseite eines jeden Photovoltaikmoduls ein integrierter Wechselrichter, was eine optimale Leistungsanpassung garantiert. Darüber hinaus lassen sich solche Anlagen mit einem relativ geringen Aufwand erweitern. Jedoch erhöht jedes elektronische Bauteil die Ausfallwahrscheinlichkeit der Anlage. Im Vergleich zu den anderen beiden Konzepten sind die Wechselrichter bei dieser Variante grundsätzlich im Freien angebracht. Die klimatischen Einflüsse durch Wind, Sonne, Wasser und UV-Strahlung stellen eine ganze Reihe weiterer Anforderungen an den Wechselrichter und wirken sich negativ auf dessen Lebensdauer aus [2.20, S. 184 | 2.28, S.262].

Wechselrichter gibt es in den verschiedensten Ausführungen, auf die an dieser Stelle aber nicht genauer eingegangen werden soll. Einen umfassenden Überblick über die unterschiedlichen Wechselrichtersysteme und -technologien zur Netzanbindung von Photovoltaikanlagen bietet beispielsweise [2.33].

Die, im Rahmen der experimentellen Feldversuche genutzten Photovoltaikanlagen verfügen beide über einen String-Wechselrichter (vgl. Kapitel 4.1.3).

## Gleichstromverkabelung

In Analogie zum Wechselrichter müssen auch Gleichstromverkabelungen in netzgekoppelten Photovoltaikanlagen bestimmte Eigenschaften aufweisen. Diese sind zumeist auf die exponierten Installationsorte der Anlagen zurückzuführen. Nach dem Anforderungsprofil DKE/VDE AK 411.2.3VDE (VDE-Reg. 8266)/TÜV (2 PfG 1169/08.2007; R60025298) gelten für Photovoltaikkabel folgende Anforderungen:

- Ozonbeständig nach EN 50396
- Witterungs- und UV-beständig nach HD605/A1
- Halogenfrei nach EN 50267-2-1, EN 60684-2
- Säure- und Laugenbeständig nach EN 60811-2-1
- Flammwidrig nach VDE 0482-332-1-2, DIN EN 60332-1-2, IEC 60332-1
- Sehr robuster und abriebfester Mantel nach DIN EN 53516

- Kurzschlussicher bis 200 °C durch doppelte Isolation
- Kurzschluss temperatur 200 °C/5s
- Hydrolyse- und ammoniakbeständig

Darüber hinaus sollten auch nur spezielle Photovoltaik-Steckverbinder zur Verschaltung und zum Anschluss des Photovoltaikgenerators genutzt werden. Diese ermöglichen ein gefahrloses Verbinden der einzelnen Photovoltaikmodule und verhindern ein unbeabsichtigtes Berühren oder Trennen der Leiter [2.20, S. 166].

Die Gleichstromverkabelung – welche in Ausmaß und Komplexität vom Anlagenkonzept und damit im Prinzip vom Wechselrichtertyp abhängt – ist für die Thematik der Störlichtbogendetektion in Photovoltaikanlagen von bedeutender Relevanz. Dies zeigen auch die Erkenntnisse der gezielten Betrachtung des DC-seitigen Klemmenverhaltens von Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen Störlichtbogens im Fortgang dieser Arbeit deutlich (vgl. Kapitel 5.8). Das dynamische Verhalten des betrachteten Systems und damit die Grundlage des erforschten Detektionsalgorithmus ist maßgeblich durch die Leitungsparameter ( $R'$ ,  $L'$ ,  $C'$ ) bedingt, welche unter anderem von der Leitungslänge sowie der Verlegeart abhängig sind.

Die Auswirkungen des jeweils verwendeten Wechselrichterkonzepts und des damit einhergehenden Grades der DC-seitigen Vermaschung der Photovoltaikanlagen, sprich der Gleichstromverkabelung, auf die Entstehungswahrscheinlichkeit und die Detektion von Störlichtbögen sind in Vorgriff auf Kapitel 3.3 – insbesondere der Ausführungen zum Gefahrenpotential elektrischer Störlichtbögen auf der Gleichstromseite von Photovoltaikanlagen (vgl. Kapitel 3.3.3) – zusammenfassend in Tabelle 2.4-3 abgebildet.

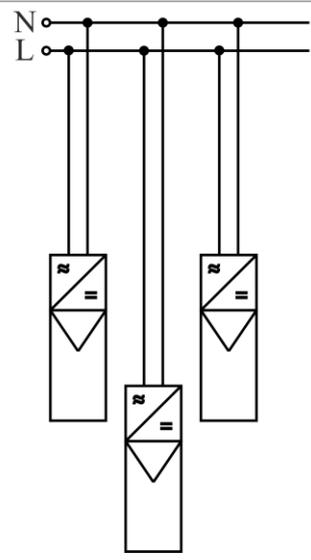
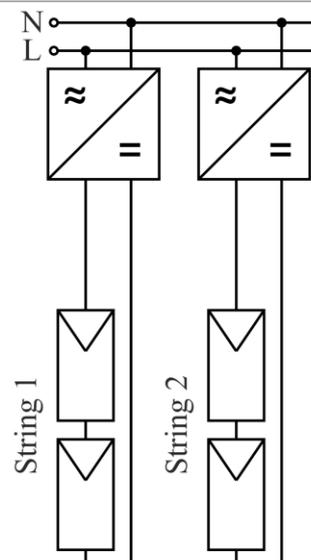
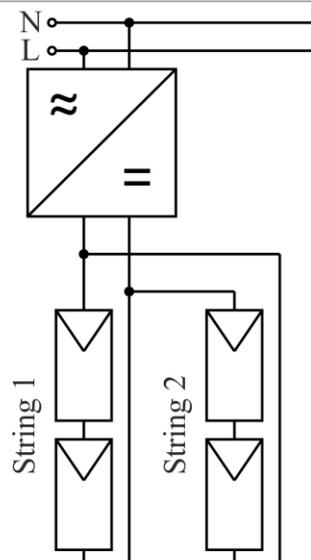
Modulintegrierter Wechselrichter	String-Wechselrichter	Zentral-Wechselrichter	
			
niedrig	Verhältnis des DC-seitigen zum AC-seitigen Anlagenabstandteils		hoch
niedrig	Höhe der DC-Spannung		hoch
niedrig	DC-seitige Leitungslängen und Anzahl der DC-seitigen Kontaktstellen		hoch
niedrig	Anzahl der möglichen DC-seitigen Störlichtbogenfehlerstellen		hoch
niedrig	Gefahr (Wahrscheinlichkeitsgrad, Schadenspotential) von DC-seitigen Störlichtbögen		hoch
niedrig	Komplexität der DC-seitigen Störlichtbogendetektion		hoch

Tabelle 2.4-3: Auswirkung des Wechselrichter-Konzepts sowie der Gleichstromverkabelung auf die Entstehungswahrscheinlichkeit und die Detektion von Störlichtbögen

### 3 Relevante Betrachtungen zum Lichtbogen

Im Anschluss an die Darstellung der theoretischen Zusammenhänge der photovoltaischen Stromerzeugung werden in diesem Kapitel die relevanten, für die weiterführenden Betrachtungen dieser Arbeit notwendigen Grundlagen des elektrischen Lichtbogens erläutert. Nach der Klassifizierung der untersuchten Lichtbogenscheinung erfolgt die Beschreibung der wesentlichen physikalischen Grundlagen der Theorie allgemeiner Lichtbögen. Abschließend wird der Störlichtbogen als spezieller, elektrischer Fehlerfall in Photovoltaikanlagen beleuchtet. Neben der Vorstellung der unterschiedlichen Entstehungstypen, -orte und -ursachen geht es hierbei vor allem um die Darstellung des Gefahrenpotentials elektrischer Lichtbogenfehler in Photovoltaikanlagen.

#### 3.1 Der betrachtete Lichtbogen

Die Entdeckung des elektrischen Lichtbogens ist eng mit der Entwicklung und Inbetriebnahme der ersten elektrischen Energiequellen verbunden [3.1, S. 1-1]. Der Begriff des Lichtbogens wurde zu Beginn des 19. Jahrhunderts von dem englischen Chemiker Sir Humphry Davy geprägt [3.2, S. 556 | 3.3, S. 1]. Während seiner experimentellen Untersuchungen an einer, aus 2000 galvanischen Zellen bestehenden Batterie beobachtete er die ersten Entladungserscheinungen bei der Trennung zweier, über eine Voltasche Säule miteinander verbundener Kohleelektroden [3.4, S. 85]. Die Angaben des exakten Jahres der Entdeckung durch Sir Humphry Davy sind sehr divergent, beziehen sich im Wesentlichen aber auf den Zeitraum zwischen 1800 und 1821 [3.5, S. 943 | 3.6 | 3.7, S. 324 | 3.8, S. 21 | 3.9, S. 161 ff.]. An einigen Stellen wird auch der russische Experimentalphysiker Vasily Vladimirovich Petrov aufgrund seiner Veröffentlichung von 1803 [3.10] als Entdecker der ersten Lichtbogenscheinung angegeben [3.1, S. 1-1 | 3.11, S.1].

Der elektrische Lichtbogen bzw. die Bogenentladung zählt zu den Gasentladungen. Darunter versteht man im Allgemeinen den Durchgang eines elektrischen Stroms durch eine normalerweise (bei Raumtemperatur) isolierend wirkende Gasstrecke [3.12, S. 27 | 3.13, S. 2/25 f. | 3.14, S. 68]. Hierbei differenziert man grundsätzlich zwischen *selbst- und unselbstständigen* sowie zwischen *stationären und nichtstationären Gasentladungen*. Wobei die Reihenfolge der genauen Klassifizierung hinsichtlich Systematik und Struktur in der gängigen Literatur stark variiert [3.14, S. 68 | 3.15, S. 255 ff. | 3.16, S.57 | 3.17, S. 1 ff.].

Zur Ausbildung einer elektrischen Entladung in Gasen sind frei bewegliche Ladungsträger (Ionen und Elektronen) notwendig. Diese werden durch die Ionisation sich in der Gasstrecke befindlicher, neutraler Atome und Moleküle generiert und anschließend aufgrund des Einflusses elektrischer Felder in Richtung der jeweiligen Elektroden beschleunigt [3.13, S. 2/26 | 3.14, S. 68 f.]. Die abgewanderten Ladungsträger müssen entsprechend ihrer zeitlichen und örtlichen Verteilung permanent neu gebildet werden. Wird die Erzeugung neuer Ladungsträger durch den Entladungsmechanismus selbst bewirkt, handelt es sich um eine *selbstständige Gasentladung*. Beispiele hierfür sind neben dem Lichtbogen der Funke sowie die Townsend- und die Glimmentladung. Wird die Ladungsträgerbildung dagegen durch äußere Einflüsse hervorgerufen, beispielsweise durch Fremdheizung oder durch Bestrahlung, so spricht man von einer *unselbstständigen Gasentladung*. In diesem Fall wird die elektrische Entladung durch extern erzeugte und künstliche zugeführte Ladungsträger aufrechterhalten. Unselbstständige Gasentladungen finden zum Beispiel in Elektronenröhren, Photozellen und Zählrohren statt [3.14, S. 68 | 3.16, S. 57 | 3.17, S. 1 ff. | 3.18, S. 1].

Unter Berücksichtigung des, auf geringe Elektrodenabstände und Drücke beschränkten Gültigkeitsbereichs können *selbst-* und *unselbstständige Gasentladungen* auch anhand der Zündbedingung nach Townsend unterschieden werden. Demnach kommt es zur Ausbildung eines leitfähigen Kanals, wenn jedes Elektron – über die Kombination der Prozesse der Lawinenbildung und der Rückwirkungen auf die Kathode – mindestens ein neues Elektron erzeugt. Der mathematische Ausdruck zur Beschreibung der Zündbedingung des Generationenmechanismus nach Townsend ist in Formel 3.1-1 dargestellt [3.19, S. 160]. Dabei ist  $\gamma$  die Oberflächenionisierungszahl zur Beschreibung der Rückwirkungen auf die Kathode,  $\alpha$  der Townsendsche Ionisierungskoeffizient zur Beschreibung der von einem Elektron pro Längeneinheit neu erzeugter Elektronen (Prozess der Lawinenbildung) und  $dE$  der Elektrodenabstand [3.19, S. 153 ff.].

$$\gamma \cdot [\exp(\alpha \cdot dE) - 1] \geq 1 \quad (3.1-1)$$

Ist dieser Ausdruck erfüllt, sorgt der Entladungsmechanismus selbst für den Ersatz der abgewanderten Ladungsträger und es handelt sich um eine *selbstständige Gasentladung*. Ist die Anzahl der neu generierten Elektronen  $\gamma \cdot (e^{\alpha \cdot d} - 1)$  kleiner eins, kommt es ohne die externe Zufuhr von Fremdelektronen nicht zur Ausbildung eines leitfähigen Kanals – was einer *unselbstständigen Gasentladung* entspricht [3.16, S. 60 | 3.19, S. 160].

Gasentladungen werden des Weiteren aufgrund des stationären Charakters ihres Entladungsmechanismus in zwei Gruppen unterteilt. Kann der zugrundeliegende Prozess zeitlich unbegrenzt aufrechterhalten werden bzw. bleibt dieser entlang der Gasentladungskennlinie [3.16, S. 61] konstant, spricht man von sog. *stationären Gasentladungen* [3.14, S. 68 f. | 3.16, S. 57]. Gemäß [3.17, S. 3] zählen auch zeitlich langsam schwankende Entladungen, bei denen vergangene Änderungen nichts am aktuellen Zustand des Entladungsprozesses ändern, zu den *stationären Gasentladungen*.

Hierzu gehören unter anderem langsam abklingende Gleichstrom- sowie niederfrequente Wechselstromentladungen. Kann der Entladungsmechanismus dagegen nicht beliebig lange aufrechterhalten werden oder es kommt zu einem Übergang vom vorherrschenden Entladungsprozess hin zu einem energetisch günstigeren, handelt es sich um *nichtstationäre Gasentladungen* wie beispielsweise dem elektrischen Funken [3.14, S. 68 f., 77 | 3.16, S. 57].

Die Gruppe der *stationären Gasentladungen* – bei denen sich der Entladungsprozess wie bereits beschrieben in einem eingeschwungenen Zustand befindet – kann darüber hinaus in *statische* und *dynamische Entladungen* unterteilt werden [3.16, S. 76 ff., 116 ff.]. Laut [3.14, S. 76 f.] treten *statische Gasentladungen* in der Praxis zumeist nur in Form von Gleichstromlichtbögen mit gleichbleibendem Elektrodenabstand auf. Neben der Tatsache, dass sich der Entladungsmechanismus hierbei in einem stationären Zustand befindet, definieren sich *statische Gasentladungen* vor allem über das Bestehen eines energetischen Gleichgewichts. Das bedeutet, die zugeführte Energie (Aufheizung aufgrund des elektrischen Stromflusses) entspricht an dieser Stelle exakt der abgeführten Energie in Form von Konvektion, Wärmeleitung und Strahlung. Dies kann beispielsweise mit der aus der Plasmaphysik stammenden Elenbaas-Hellerschen Differentialgleichung, welche die Energiebilanz der Lichtbogensäule in radialer Richtung wiedergibt, beschrieben werden [3.20, S. 4]. Anders ausgedrückt ist der Energieinhalt bei *statischen Gasentladungen* konstant ( $\frac{dQ}{dt} = 0$ ) und die zugeführte Bogenleistung  $P_{LB}$  entspricht den stationären Verlusten  $P_{V(stat.)}$ . Gleichung 3.1-2 verdeutlicht diesen Zusammenhang [3.16, S. 118 f.].

$$P_{LB} = P_{V(stat.)} + \frac{dQ}{dt} \quad (3.1-2)$$

Ist der Energieinhalt dagegen nicht konstant und unterliegt demnach einer raschen zeitlichen Änderung ( $\frac{dQ}{dt} \neq 0$ ), stellt sich kein energetisches Gleichgewicht ein, da die Energiedifferenz der Lichtbogensäule permanent ausgeglichen werden muss. In diesem Kontext spricht man von sog. *dynamischen Gasentladungen* [3.16, S. 118 f.]. *Nichtstationäre Gasentladungen* sind ohne Ausnahme transiente Vorgänge, weshalb sie immer auch als *dynamische Entladungen* anzusehen sind.

Betrachtet man lediglich das Phänomen des elektrischen Lichtbogens als spezielle Form der Gasentladung und konzentriert sich hierbei ausschließlich auf die sog. Lichtbogensäule, differenziert man darüber hinaus zwischen *thermischen* und *nichtthermischen Lichtbögen* [3.21, S. 9 f.]. Die Lichtbogensäule ist ein mit Ladungsträgern – Elektronen und positiven Ionen sowie unterschiedlich stark angeregte Atome und Moleküle – versehenes und demzufolge leitfähiges Gasgemisch [3.15, S. 256]. In der Physik spricht man in diesem Zusammenhang auch von einem, den idealen Gasgesetzen unterliegendem Plasma [3.15, S. 305]. Dessen Außenwirkung hat aufgrund der unterschiedlichen, sich gegenseitig neutralisierenden, elektrischen Ladungsträger einen sog. quasineutralen Charakter [3.22, S. 2].

Die Eigenschaften aller relevanten Plasmabestandteile und deren mögliche Energiezustände sind eindeutige, der Boltzmann-Verteilung gehorchende, Funktionen der Temperatur. Bei *thermischen Lichtbögen* ist diese Temperatur für alle im Plasma enthaltenen Ladungsträger und damit auch deren entsprechende kinetische Energie identisch [3.15, S. 256, 305 f. | 3.16, S. 34 | 3.18, S. 1]. In allen anderen Fällen handelt es sich um *nichtthermische Lichtbögen*. Hierbei ist die Elektronentemperatur im Inneren der Lichtbogensäule bzw. des Plasmas um ein Vielfaches größer als die der Ionen und neutralen Gasteilchen [3.21, S. 10]. Der Lichtbogenstrom ist ein guter Indikator zur Unterscheidung dieser beiden unterschiedlichen Lichtbogentypen. Bei *thermischen Lichtbögen* beträgt dieser in der Regel zwischen 30A bis 30kA, bei *nichtthermischen Lichtbögen* dagegen lediglich zwischen 1A bis 30A [3.23, S. 504]. Neben dem Lichtbogenstrom gibt es noch eine ganze Reihe weiterer, zur Unterteilung geeigneter Plasmaparameter. [3.23, S. 504] gibt diesbezüglich eine detaillierte Zusammenfassung inklusive der entsprechenden *Wertebereiche an*.

Für den Begriff des elektrischen Lichtbogens als stromstärkste Erscheinungsform der Gasentladung [3.15, S. 54 | 3.16, S. 61] existiert keine eindeutige Definition [3.12, S.28 | 3.16, S.64 | 3.24, S. 56]. Phänomenologisch lässt er sich als elektrisch leitfähiger Kanal, bestehend aus ionisiertem Gas aufgrund hoher Temperatur (im Bereich von etwa 5.000 bis 50.000 K [3.15, S. 256 | 3.16, S. 34 f. | 3.25, S. 24 f. | 3.26, S.275 ff. | 3.27, S. 534 f.]) – wie er zwischen zwei Kontakten beim Öffnen eines Stromkreises entsteht – beschreiben [3.21, S. 9 | 3.28, S. 624 f. | 3.29, S. 31 | 3.30, S. 2]. Wenn auch nicht präzise definierbar, besitzt der elektrische Lichtbogen jedoch mehrere charakteristische Besonderheiten die ihn im Allgemeinen klar von allen anderen Gasentladungstypen und im Speziellen von der, auf der Gasentladungskennlinie nach Gordon Francis [3.15, S. 54] vorgelagerten Glimmentladung unterscheiden. Oftmals wird ein *Lichtbogenstrom von mehr als 1A* als Kennzeichen zum Nachweis eines Lichtbogens herangezogen. Dieser ist zwar eine existentiell notwendige Voraussetzung, als Abgrenzungskriterium allerdings gänzlich ungeeignet. Auch Glimmentladungen können bei ausreichend großer Kathodenoberfläche Ströme von über einem Ampere erreichen [3.12, S. 28]. Dagegen ist die *hohe Stromdichte* im Bereich der Bogensäule, wie auch in den elektrodennahen Bereichen ein eindeutiges Identifikationsmerkmal des elektrischen Lichtbogens [3.16, S. 64]. Lichtbogentypische Stromdichten betragen in der Regel zwischen  $10^2 \text{ A/cm}^2$  und  $10^7 \text{ A/cm}^2$  und liegen damit beispielweise um den Faktor  $10^3$  über den entsprechenden Werten der Glimmentladung [3.12, S. 28 | 3.14, S. 71]. Eine weitere Besonderheit des Lichtbogenphänomens ist seine vergleichsweise *niedrige Kathodenfallspannung*. Die hohen Stromdichten ermöglichen andere Emissions- und Ionisationsprozesse. Diese führen zu einer wesentlich effizienteren Form der Ladungsträgererzeugung und haben einen signifikant kleineren Spannungsabfall vor der Kathode zur Folge [3.12, S. 28 | 3.16, S. 64 f. | 3.17, S. 119]. Darüber hinaus gilt auch die *hohe Lichtintensität*, welcher der Lichtbogen auch seinen Namen verdankt, als wesentliches optisches Unterscheidungsmerkmal.

Diesen so beschriebenen, elektrischen Lichtbogen kann man darüber hinaus anhand der sog. Stabilität abermals in zwei Gruppen unterteilen. Die Stabilität eines Lichtbogens ist maßgeblich durch die Homogenität des verwendeten Elektrodenmaterials und die jeweilige Bogenlänge bestimmt [3.31, S. 91]. Im Gleichstrombereich gilt ein Lichtbogen als *stabil*, wenn er ruhig und gleichmäßig brennt – sich quasi ein stabiler Arbeitspunkt einstellt. Grundlegend hierfür ist die eindeutige und dauerhafte Überschreitung der, vom Elektrodenwerkstoff abhängigen, statischen Grenzwerte der Lichtbogenmindestbrennspannung und des -stroms [3.32, S. 2]. Eine detaillierte Erklärung der Lichtbogenmindestbrennspannung und des -stroms folgt in Kapitel 3.3.3 – Lichtbogenspezifische Bedingungen. Ist dies nicht der Fall oder kommt es beispielsweise aufgrund von thermischen bzw. magnetischen Blaswirkungen zu einer Unstetigkeit der Bogenlänge spricht man von sog. *instabilen Lichtbögen*. Charakteristisch für diese Form des Lichtbogens sind klar erkennbare Wechsel in der Bogenhelligkeit sowie deutlich wahrnehmbare Geräuschänderungen [3.31, S. 91 | 3.32, S.2].

Reicht die zur Verfügung stehende Energie an der Fehlerstelle nicht zur Aufrechterhaltung einer dauerhaften Gasentladung aus, kommt es häufig vor dass der entsprechende Lichtbogen kurzzeitig verlischt und dann wiederzündet. In diesem Zusammenhang spricht man dann in Analogie zum Begriff der unstabilen Lichtbögen auch von sog. *intermittierenden Lichtbögen* [3.34, S. 4]. Detailliertere Beschreibungen zu den statischen Grenzwerten der Lichtbogenmindestbrennspannung und des -stroms im Allgemeinen und die Thematik der Stabilität von Lichtbögen im Speziellen betreffend, sind den Betrachtungen zu den lichtbogenspezifischen Bedingungen des Kapitels 3.3.3 zu entnehmen.

Letztendlich unterscheidet man noch zwischen *Schalt-* und *Störlichtbögen*. Da es sich aus plasmaphysikalischer Sicht um kongruente Ereignisse handelt, basieren beide auf denselben grundlegenden Wirkprinzipien [3.35, S. 200]. Sie unterscheiden sich lediglich durch ihre Entstehungsursache und ihre Entstehungsorte [3.36, S. 12]. Schaltlichtbögen erfüllen beim gezielten und kontrollierten Unterbrechen von Stromkreisen eine wesentliche technische Funktion und treten ausschließlich in dafür vorgesehenen Löscheinrichtungen und Schaltkammern auf [3.25, S. 21 | 3.35, S. 199]. Bei Störlichtbögen handelt es sich dagegen um elektrische Fehlerereignisse, die unerwartet an nicht vorhersehbaren und für diese Art der Belastungen nicht ausgelegten Orten entstehen [3.35, S. 199 | 3.37, S. 918].

Bei der, im Rahmen dieser Arbeit unter experimentellen Bedingungen untersuchten Lichtbogenerscheinung (vgl. Kapitel 4) handelt es sich demnach theoretisch um einen Störlichtbogen, welcher auf Grundlage der obigen Ausführungen als eine *selbstständige, stationäre, statische, nichtthermische, stabile Gasentladung* eingeschätzt wird.

### 3.2 Physikalische Eigenschaften

Die typische Spannungsverteilung eines stationären Niederspannungs-Lichtbogens über einer fixen Entladungsstrecke sowie dessen schematischer Aufbau sind in idealisierter Form in Abbildung 3.2-1 dargestellt.

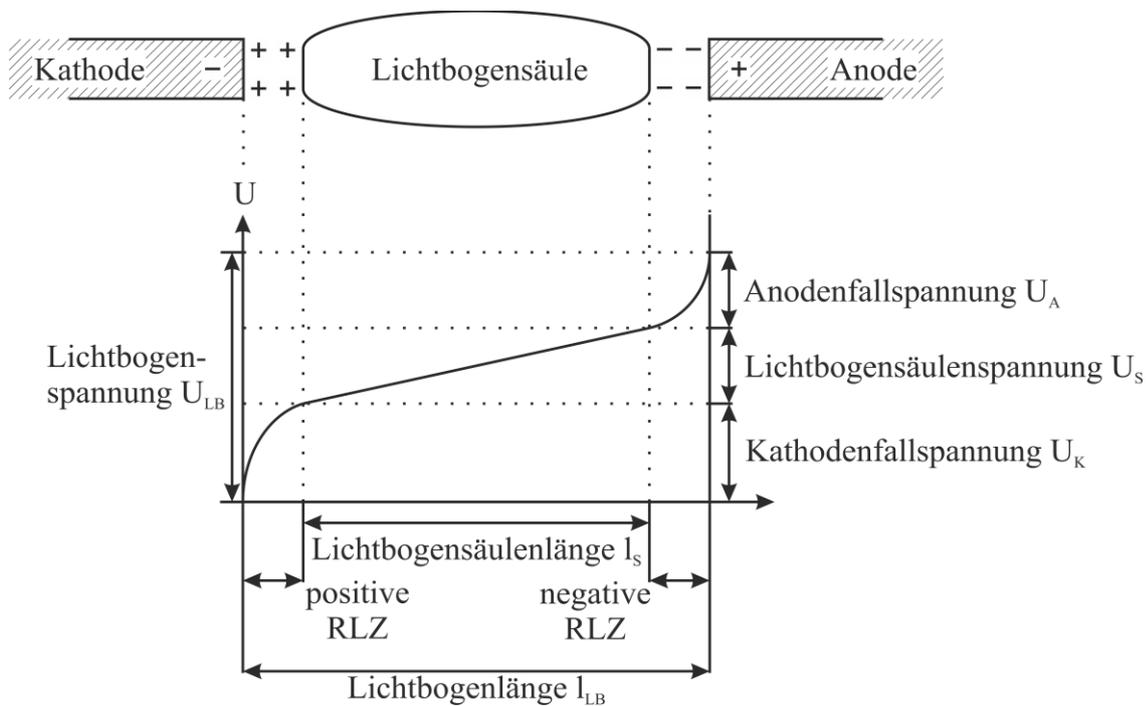


Abbildung 3.2-1: Spannungsverteilung und schematischer Aufbau eines stationären Niederspannungs-Lichtbogens gemäß [3.29, S. 31 | 3.30, S. 3]

Während die Lichtbogensäule einen relativ geringen und weitestgehend konstanten Spannungsgradienten aufweist, zeichnet sich der Spannungsgradient der elektrodennahen Gebiete durch einen verhältnismäßig stark ausgeprägten, nichtlinearen Verlauf aus [3.26, S. 278 ff. | 3.29, S. 31 f.]. Auf Basis dieses stark unterschiedlichen Spannungsgradienten entlang der Lichtbogenlänge  $l_{LB}$  unterteilt man den Lichtbogen in die folgenden drei Gebiete [3.29, S. 31 | 3.30, S. 3]: Positive Raumladungszone oder auch Kathodenfallgebiet, negative Raumladungszone oder auch Anodenfallgebiet und Lichtbogensäule.

Die gesamte Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  berechnet sich laut Formel 3.2-1 über die Summe der einzelnen, gebietspezifischen Spannungsabfälle, das heißt der Kathodenfallspannung  $U_K$ , der Anodenfallspannung  $U_A$  (bzw. der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$ ) sowie der, von der Lichtbogensäulenlänge  $l_S$  und der innerhalb der Säule herrschenden Feldstärke  $E_{LB-S}$  abhängigen Lichtbogensäulenspannung  $U_S$ .

$$U_{LB} = U_K + U_A + U_S = U_K + U_A + E_{LB-S} \cdot l_S = U_{AK} + E_{LB-S} \cdot l_S \quad (3.2-1)$$

Die elektrodennahen Bereiche des Lichtbogens sind quasi das Bindeglied zwischen Plasmasäule und Elektroden [3.12, S. 30]. Laut [3.29, S. 36] sorgen sie nicht nur für die Bereitstellung der zur Stromleitung notwendigen Ladungsträger, sondern gewährleisten auch den Stromübergang von der Elektrode in den Gasraum (Kathodenfallgebiet) bzw. vom Gasraum in die Elektrode (Anodenfallgebiet).

## Kathodenfallgebiet

Im Falle eines Lichtbogens wird ein Teil der zur Stromleitung erforderlichen Ladungsträger durch die Mechanismen der sog. thermischen Elektronenemission und der sog. Feldemission bzw. durch eine Kombination der beiden direkt an der Kathode – genauer an der Kathodenoberfläche – erzeugt [3.26, S. 279 | 3.29, S. 36 | 3.38, S. 330]. Ein weiterer Teil der notwendigen Elektronen wird in dem Bereich zwischen Kathodenfallgebiet und Bogensäule, dem sog. Kontraktionsgebiet, gebildet. Verglichen mit den Bedingungen in der Lichtbogensäule sind Temperatur (in etwa das 1,5-Fache der Achsentemperatur in der Säule [3.18, S. 21 | 3.39, S. 1]) und Stromdichte hier deutlich höher [3.14, S. 76 | 3.18, S. 21 f. | 3.24, S. 64]. Die Ladungsträgererzeugung im Kontraktionsgebiet geschieht durch die thermische Ionisation des Plasmas. Man spricht in diesem Zusammenhang von der, auf den Vorüberlegungen von Walter Weizel [3.40] und der darauf aufbauenden Kontraktionstheorie von Günther Ecker [3.41] basierenden, sog. Volumenionisation (-theorie). Die hohe Stromdichte und die dadurch bedingte, relativ niedrige Kathodenfallspannung  $U_K$  sind, wie in Kapitel 3.1 bereits erwähnt, typisch für einen Lichtbogen und unterscheiden ihn eindeutig von den anderen Gasentladungsarten. Aus dem Kontraktionsgebiet werden die Elektronen zur Lichtbogensäule hin beschleunigt, während die gleichzeitig generierten Ionen zusammen mit den Ionen aus dem Plasma zur Kathode wandern [3.14, S. 76]. Infolgedessen kommt es unmittelbar vor der Kathode zur Ausbildung einer positiven Raumladungszone mit einer Ausdehnung von ca. 0,1  $\mu\text{m}$  bis 1  $\mu\text{m}$  [3.26, S. 279], was in etwa der Größenordnung einer freien Weglänge eines Elektrons entspricht [3.30, S. 4]. Die darüber abfallende Kathodenfallspannung  $U_K$  ist hauptsächlich eine Funktion des Elektrodenmaterials, vollkommen unabhängig von der Lichtbogensäulenlänge  $l_S$  [3.38, S. 330 f.].

Sie beträgt in etwa 10 V bis 15 V [3.29, S. 40]. Die Stromdichte im Bereich des Kathodenfallgebiets beträgt, bedingt durch den vorherrschenden Emissionsmechanismus, zwischen  $10^2 \text{ A/cm}^2$  und  $10^7 \text{ A/cm}^2$  [3.12, S. 28 | 3.14, S. 71]. Der Strom im Kathodenfallgebiet wird zu etwa 80 % bis 90 % von Elektronen getragen [3.2, S. 583 | 3.21, S. 67].

## Anodenfallgebiet

Die primäre Funktion der Anode besteht in der Aufnahme der, durch das elektrische Feld beschleunigten Elektronen, wodurch sie die Konstanz eines stetigen Stromflusses sicherstellt. Außerdem werden im Anodenfallgebiet die Ionen erzeugt [3.29, S. 43 f.]. Im Anodenfallgebiet werden die Ladungsträger entweder durch Stoßionisations- oder durch thermische Ionisationsprozesse unter Beteiligung der energiereichsten Elektronen erzeugt [3.14, S. 75]. Die generierten Ionen sind allerdings lediglich zu weniger als einem Prozent am Stromfluss beteiligt, weshalb der auftreffende Strom, mit einem Elektronenanteil von 99 %, als reiner Elektronenstrom betrachtet werden kann. Infolgedessen kommt es vor der Anode zur Ausbildung einer negativen Raumladungszone, deren Dicke ebenfalls in etwa  $1 \mu\text{m}$  beträgt [3.14, S. 75 | 3.26, S. 279 | 3.29, S. 43 f.]. Der Wert des Spannungsabfalls über dem Anodenfallgebiet ist vornehmlich material- und stromabhängig und liegt im Bereich von ca. 2 V bis 10 V.

## Lichtbogensäule

Zwischen den Kathoden- und dem Anodenfallgebiet befindet sich die sog. Lichtbogensäule [3.2, S. 578]. Hierbei handelt es sich um ein leitfähiges Gasgemisch, auch Plasma genannt. Bei idealisierter Betrachtung befindet sich dieses im thermischen Gleichgewicht und kann von seiner elektrischen Außenwirkung als quasineutral betrachtet werden (vgl. Kapitel 3.1). Eine Besonderheit ist der nahezu konstante Spannungsgradient. Die, charakteristisch für die Lichtbogensäule, entlang der kompletten Lichtbogensäulenlänge gleichbleibende, elektrische Feldstärke ist abhängig von der jeweiligen Gasart. Der Einfluss des Metaldampfes bei kurzen Abständen findet hierbei keine Berücksichtigung. Demnach sind alle Plasmaeigenschaften, wie z.B. der Ionisierungsgrad, direkt durch die Temperatur  $T$ , den Druck  $p$  und die Eigenschaften seiner Teilchen (Elektronen, Ionen, Atome und Moleküle) bestimmt [3.30, S. 3 f.]. Im Lichtbogenplasma erfolgt die Erzeugung der Ladungsträger vorwiegend durch thermische Ionisationsprozesse [3.29, S. 32 f.].

Unter dem Einfluss des elektrischen Feldes der Lichtbogensäule  $E_S$  führen die einzelnen Teilchen im Plasma eine prinzipiell zu den entsprechenden Elektroden gerichtete, aber dennoch ungeordnete thermische Bewegung aus. Die Bewegungsenergie der Teilchen steht gemäß der kinetischen Gastheorie in Korrelation zur Temperatur  $T$  und steigt mit ihr an [3.42, S.2]. Aufgrund der Tatsache, dass die Teilchen auf ihrem Weg permanent mit Atomen und Molekülen zusammenstoßen und somit einen Teil ihrer kinetischen Energie auf sie übertragen, ist die Geschwindigkeit ihrer gerichteten Bewegung sehr gering im Vergleich zu ihrer thermischen Geschwindigkeit [3.14, S. 69 f. | 3.29, S. 32 f. | 3.43, S. 76 f.]. Bedingt durch die Zusammenstöße heizt sich das Lichtbogenplasma auf und es stellt sich ein entsprechender Ionisierungsgrad ein [3.29, S. 32 f.]. Dieser Ionisierungsgrad kann mit der, aus thermodynamischen Überlegungen abgeleiteten, Eggert-Saha-Gleichung für alle Gase berechnet werden [3.14, S. 69 f. | 3.16, S. 41 f. | 3.22, S. 6 ff.]. Gleichung 3.2-2 zeigt die zugehörige Formel, wobei  $p$  der Druck,  $x$  der Ionisierungsgrad,  $T_S$  die Temperatur des Lichtbogenplasmas und  $U_I$  die Ionisierungsspannung der Atome ist.

$$p \cdot \frac{x^2}{1-x^2} = 1,7 \cdot 10^{-4} \cdot T_S^{\frac{5}{2}} \cdot \exp\left(-1,16 \cdot 10^4 \cdot \frac{U_I}{T_S}\right) \quad (3.2-2)$$

Es ist klar zu erkennen, dass der Ionisierungsgrad mit steigender Plasmatemperatur zunimmt und somit auch die Anzahl der freien Ladungsträger in der Lichtbogensäule wächst. Solange der Ionisierungsgrad deutlich kleiner als eins ist, steigt die elektrische Leitfähigkeit der Lichtbogensäule  $\gamma_S$  mit zunehmender Temperatur des Säulenplasmas  $T_S$  exponentiell an [3.16, S. 47]. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 3.2-2 beispielhaft anhand eines Stickstoffplasmas bei Atmosphärendruck in Anlehnung an [3.16, S. 47] dargestellt.

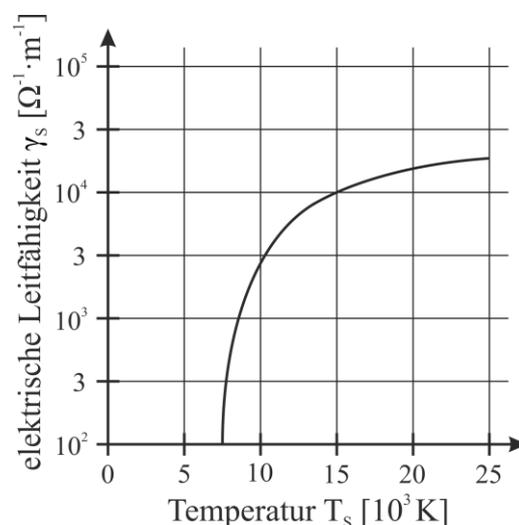


Abbildung 3.2-2: Abhängigkeit der elektrischen Leitfähigkeit  $\gamma_S$  eines Plasmas von der Temperatur des Säulenplasmas  $T_S$  gemäß [3.16, S.47]

Darauf aufbauend lässt sich – unter Verwendung der allgemeinen Lichtbogengleichung (vgl. Gleichung 3.2-1) in Verbindung mit der, in Gleichung 3.2-3 abgebildeten, auf den Lichtbogen zugeschnittenen Grundgleichung des stationären, elektrischen Strömungsfeldes [3.44, S. 225 ff.] – die fallende Charakteristik der stationären Lichtbogenkennlinie erklären. Gemäß Gleichung 3.2-3 berechnet sich die Stromdichte der Lichtbogensäule  $J_S$  aus dem Produkt der Leitfähigkeit der Lichtbogensäule  $\gamma_S$  und der elektrischen Feldstärke der Lichtbogensäule  $E_{LB-S}$  respektive aus dem Quotienten des Lichtbogenstroms  $I_{LB}$  und dem Querschnitt der leitenden Lichtbogensäule  $A_S$ . Abbildung 3.2-3 zeigt den Verlauf der stationären Strom-Spannungs-Kennlinien frei in Luft brennender Niederstrombögen bei verschiedener Lichtbogenlänge  $l_{LB}$  gemäß [3.16, S. 109].

$$J_S = \gamma_S \cdot E_{LB-S} = \frac{I_{LB}}{A_S} \quad (3.2-3)$$

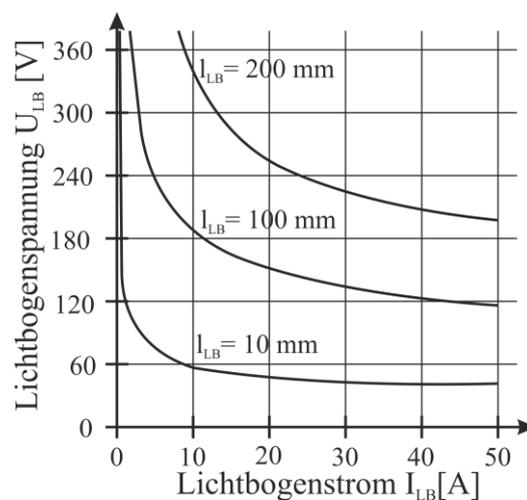


Abbildung 3.2-3: Stationäre Strom-Spannungs-Kennlinien frei in Luft brennender Niederstrombögen verschiedener Länge gemäß [3.16, S. 109]

Die abgebildeten, stationären Lichtbogenkennlinien beschreiben letztendlich den, zur Aufrechterhaltung der Elektrodenmechanismen und zur Deckung der Lichtbogenverluste erforderlichen Spannungsbedarf bei unterschiedlichen stationären Strömen  $I_{LB}$  und Lichtbogenlängen  $l_{LB}$  [3.38, S. 337 f.]. Mit zunehmendem Strom  $I_{LB}$  steigt die Temperatur des Säulenplasmas  $T_S$  und damit auch die elektrische Leitfähigkeit der Lichtbogensäule  $\gamma_S$ . Entsprechend Gleichung 3.2-3 sinkt demzufolge die elektrische Feldstärke der Lichtbogensäule  $E_S$  bei gleichbleibender Stromdichte der Lichtbogensäule  $J_S$  und damit, in Übereinstimmung mit Gleichung 3.2-1, die notwendige Lichtbogen-Spannung  $U_{LB}$ .

Mit Blick auf die, dieser Arbeit zugrundeliegende Thematik der Störlichtbogendetektion in Photovoltaikanlagen lassen sich am Ende der Betrachtung der wesentlichen physikalischen Eigenschaften von Lichtbögen einige sehr interessante Erkenntnisse festhalten.

Die Plasmaeigenschaften der Lichtbogensäule – damit einhergehend auch die Lichtbogensäulenspannung  $U_S$  – werden unter anderem direkt von der Temperatur  $T$  und dem Druck  $p$  bestimmt und sind somit abhängig von den jeweiligen Umgebungsbedingungen [3.30, S. 3 f.]. Indessen ist die Höhe der abfallenden Kathodenfallspannung  $U_K$  (in etwa 10 V bis 15 V) in erster Linie durch das Elektrodenmaterial bedingt und damit vollkommen unabhängig von der Lichtbogensäule [3.29, S. 40 | 3.38, S. 330 f.]. Ähnlich verhält es sich mit der Anodenfallspannung  $U_A$ . Diese ist hauptsächlich material- und stromabhängig und liegt im Bereich von etwa 2 V bis 10 V. Demzufolge scheint es bereits an dieser Stelle der Arbeit als äußerst sinnvoll, die Bemühungen der Erforschung eines alternativen Detektionskriterium für serielle Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen im Zeitbereich auf die Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  respektive den eigentlichen Zündmoment des Lichtbogens zu konzentrieren. Letzterer wird in Kapitel 4.1.3 ausführlich erklärt. Die, im Verlauf der experimentellen Feld- und Laborversuche aus Kapitel 4 gewonnen Erkenntnisse und erzielten Ergebnisse bestätigen an gegebener Stelle diese Annahme.

### **3.3 Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen**

Im folgenden Kapitel werden die fundamentalen Erkenntnisse über Störlichtbögen als spezieller elektrischer Fehlerfall in Photovoltaikanlagen zusammenfassend dargestellt. Nach der Beschreibung der unterschiedlichen Entstehungstypen werden die wesentlichen Entstehungsursachen und Entstehungsorte kurz vorgestellt. Abschließend werden das Gefahrenpotential möglicher Störlichtbogenfehler im Gleichstromteil von Photovoltaikanlagen und dessen beeinflussende Bedingungen stichhaltig aufgezeigt.

#### **3.3.1 Entstehungstypen**

In Analogie zu den üblichen Begrifflichkeiten aus den elektrotechnischen Bereichen der Wechsel- und Gleichstromsysteme unterscheidet man auch in Photovoltaikanlagen prinzipiell zwischen seriellen und parallelen Störlichtbögen [3.46, S. 29 f. | 3.47, S. 117].

Konzentrieren sich die Betrachtung speziell auf den Photovoltaikgenerator, d.h. auf den DC-seitigen Anlagenteil, unterscheidet man unter Berücksichtigung der Lage des jeweiligen Entstehungsortes des Lichtbogenfehlers in Bezug auf die angeschlossene Last, d. h. bei Photovoltaikanlagen den angeschlossenen Wechselrichter, drei verschiedene Typen: Serieller Störlichtbogenfehler, paralleler Störlichtbogenfehler und Störlichtbogenfehler gegen Erde [3.20, S. 44 f. | 3.48, S. 1 | 3.49, S. 1791 | 3.50, S.1 f.]. In einigen Literaturstellen kategorisiert man die Gruppe der parallelen Lichtbogenfehler zusätzlich hinsichtlich der Anzahl der betroffenen Strings. In diesem Zusammenhang unterscheidet man parallele Störlichtbögen innerhalb eines Strings und parallele Störlichtbögen zwischen zwei verschiedenen Strings [3.51, S. 720 | 3.52, S. 3165 ff.]. In Abbildung 3.3.1-1 sind die drei, photovoltaikanlagentypischen Störlichtbogenfehlerfälle beispielhaft graphisch dargestellt.

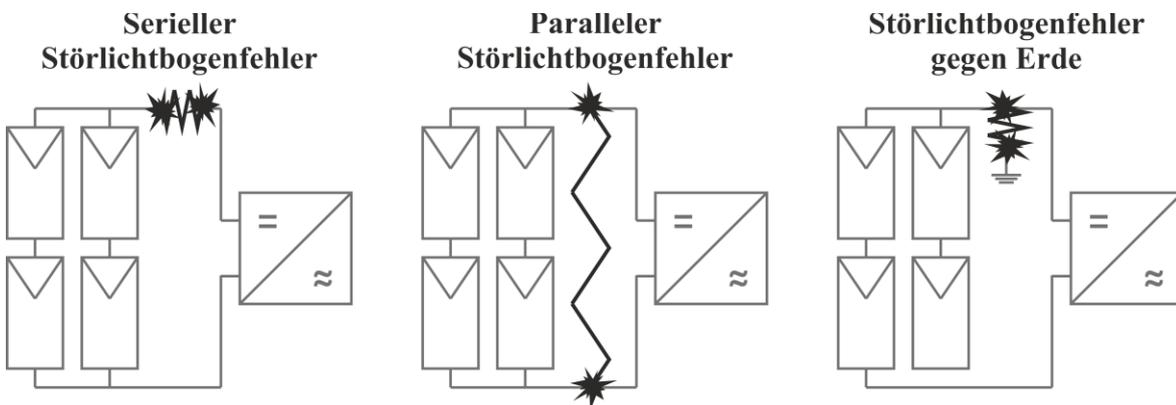


Abbildung 3.3.1-1: Typische Störlichtbogenfehlerfälle in Photovoltaikanlagen

Serielle Störlichtbögen treten auf der DC-Seite von Photovoltaikanlagen immer in Reihe zum angeschlossenen Wechselrichter auf. Der fließende Fehlerstrom entspricht maximal dem Wert des normalen Laststroms der betroffenen String- oder Zuleitung. Wie in Abbildung 3.3.1-1 gezeigt, treten parallele Lichtbogenfehler immer parallel zum Wechselrichter auf. Bei dieser Art Störlichtbogen liegt der Fehlerstrom von der Größenordnung zwischen dem systemspezifischen Laststrom und dem ein- bis mehrfachen des, durch die installierten Solarmodultypen definierten, Kurzschlussstroms [3.50, S. 1 f. | 3.53, S. 1 | 3.54, S. 182]. Die Störlichtbogenfehler gegen Erde stellen in der Gruppe der parallelen Störlichtbögen eine Besonderheit dar. Gemäß ihrem eigentlichen Erscheinungsbild können sie ausschließlich in Photovoltaikanlagen mit einem geerdeten Photovoltaikgenerator auftreten. Es kann jedoch auch durch einen sog. doppelten Erdschluss bei nicht geerdeten Photovoltaikgeneratoren oder bei Installationen mit einseitigen Erdungen und ungeeigneten Erdungskonzepten zur Ausbildung paralleler Störlichtbogenfehler kommen [3.52, S. 3166 f. | 3.55, S.167].

### 3.3.2 Entstehungsursachen und -orte

Angesichts ihrer räumlichen Ausdehnung, der großen Menge ihrer einzelnen Systemkomponenten und der damit verbundenen Vielzahl von Kontaktstellen<sup>1</sup> sowie ihrer exponierten Lage besteht in Photovoltaikanlagen ein hohes Risiko für die Entstehung serieller, elektrischer Störlichtbogenfehler. Zumeist kommt es aufgrund der natürlichen Alterung der Gesamtanlage – d.h. der einzelnen Systembestandteile sowie der kompletten elektrischen Installationen – in Verbindung mit den relativ hohen Spannungen des Photovoltaikgenerators zur Ausbildung von, unter Umständen zeitlich langbrennenden, Störlichtbögen mit einem hohen Gefahrenpotential für das Wartungspersonal und die Anlage. Da es sich bei Photovoltaikanlagen, oder zumindest bei weiten Teilen der/des Gleichstromkreise/s um sog. Freiluftinstallationen handelt, wird der Alterungsprozess durch die unterschiedlichsten Umwelt- und Umgebungseinflüsse (z. B. mechanische Belastungen, Temperaturwechsel und UV-Einstrahlung) zusätzlich beschleunigt. Oftmals ist die Entstehung eines Störlichtbogens in Photovoltaikanlagen auch auf menschliches Fehlverhalten zurückzuführen. Neben mangelhaften Installationsarbeiten, beispielsweise bei nicht ordnungsgemäßer Verdrimpfung von Photovoltaik-Steckverbindern, zählen hierzu auch die Auswahl falscher bzw. die Verschaltung nichtkompatibler Systemkomponenten. Materialschäden und Tierverbiss sind weitere Ursachen, welche zur Ausbildung von Störlichtbogenereignissen in Photovoltaikanlagen führen können [3.20, S. 1 | 3.35, S. 203 | 3.53, S. 1 | 3.56, S. 216 f.].

Serielle Lichtbogenfehler treten bevorzugt an den Kontakten zur Sammelschiene im Wechselrichter, in den Generatoranschlusskästen, an ungeeigneten Strangschutzsicherungen, an defekten Photovoltaik-Steckverbindern bzw. solchen ohne Verschlussmechanismus, an den Gleichstromhauptzuleitungen, in der Stringverkabelung, an schlechten Lötverbindungen im inneren von Solarmodulen sowie in deren Anschlussdosen zum Beispiel an den Diodenanschlussklemmen oder den Kabelanschlüssen auf. Zur Ausbildung paralleler Störlichtbogen kommt es dagegen zumeist in den Solarmodulanschlussdosen sowie zwischen den Hin- und Rückleitern der einzelnen Solarmodulstrings [3.57, S. 727 f. | 3.58, S. 3159 ff.]. Es gibt auch dokumentierte Vorfälle, bei denen die Brandursache nachweislich auf einen parallelen Störlichtbogenfehler gegen Erde zurückzuführen ist. Auslöser hierfür war beispielsweise die fehlerhafte Installation eines geerdeten Blitzableitersystems in unmittelbarer Nähe der Solarmodule [3.59]. Des Weiteren besteht unter Umständen auch die Möglichkeit, dass sich ein paralleler Störlichtbogen aus einem seriellen Lichtbogenfehler heraus entwickelt [3.20, S. 45].

---

<sup>1</sup> Beispiel: Eine marktübliche Auf-Dach-Photovoltaikanlage - bestehend aus einem Wechselrichter und 2 Strings á 10 Solarmodulen - verfügt über 22 Verbindungskabel, 26 Photovoltaik-Steckverbinder, 1200 Solarzellen und 6000 solarmodulinterne Kontaktstellen. In Summe ergeben sich für eine solche Anlage somit 7248 mögliche Fehlerstellen für einen seriellen Störlichtbogen.

### 3.3.3 Gefahrenpotential

Das Gefahrenpotential elektrischer Störlichtbögen auf der Gleichstromseite von Photovoltaikanlagen wird im Wesentlichen durch die, in Abbildung 3.3.3-1 zusammenfassend dargestellten Faktoren beeinflusst. Die Existenzgrundlage eines jeden Lichtbogens - definiert als die, an der Fehlerstelle zur Verfügung stehenden Strom- und Spannungswerte - sind neben den lichtbogenspezifischen Bedingungen auch direkt von den photovoltaikanlagen-spezifischen und den meteorologischen Bedingungen abhängig. Die geographischen Bedingungen wirken sich dagegen nur indirekt über die photovoltaikanlagen-spezifischen sowie die meteorologischen Bedingungen auf den jeweiligen Lichtbogenfehler aus.

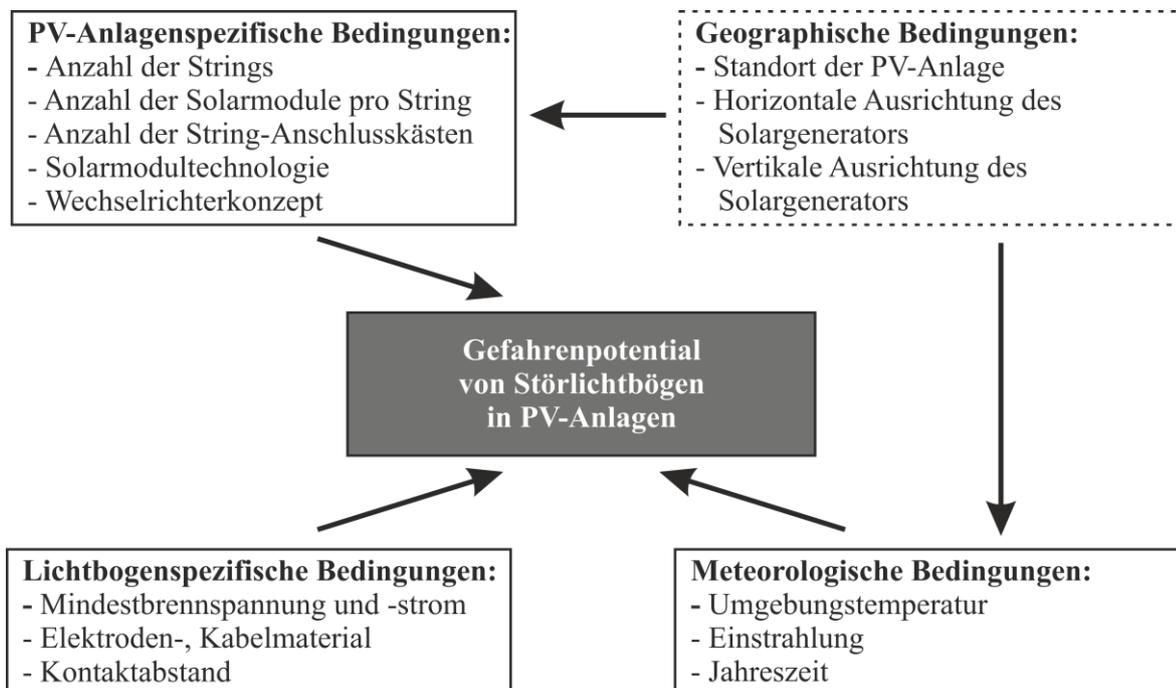


Abbildung 3.3.3-1: Das Gefahrenpotential von Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen bestimmende Bedingungen

## PV-Anlagenspezifische Bedingungen

Die Auftretswahrscheinlichkeit eines Störlichtbogenfehlers ist maßgeblich von der Anzahl der möglichen Fehlerstellen abhängig. Diese korreliert mit der Komplexität der jeweiligen Photovoltaikanlage und wird deshalb hauptsächlich durch die photovoltaikanlagenspezifischen Bedingungen vorgegeben. Darüber hinaus ist auch die Höhe des, am Entstehungsort fließenden Störlichtbogenstroms innerhalb einer Photovoltaikanlage immer von der jeweiligen Fehlerstelle, der anlagenspezifischen Verschaltung der Solarmodule bzw. der Modulstrings sowie den installierten Solarmodultypen abhängig.

Gemäß dem damit verbundenen Gefahrenpotential für die Gesamtanlage lassen sich die, bereits in Kapitel 3.2.2 vorgestellten Entstehungsorte von Lichtbogenfehlern im Gleichstromteil von Photovoltaikanlagen in folgende drei Bereiche einteilen: Störlichtbogenfehler in der Anlagenperipherie, Störlichtbogenfehler im Photovoltaikgenerator und Störlichtbogenfehler im Solarmodul [3.56, S. 16 | 3.60, S. 2227]. Die Abbildungen 3.3.3-2 a) bis c) geben eine detaillierte Übersicht der einzelnen, bereichsspezifischen Störlichtbogenentstehungsorte auf der Gleichstromseite von Photovoltaikanlagen.

Aufgrund der vielen Berichte und Fehlerstatistiken wurde ein eigener – konkret auf die Thematik dieser Dissertation abgestimmter – Beitrag hinsichtlich einer methodischen Betrachtung zur Risikobeurteilung und Schadensabwägung von Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen angefertigt. In Übereinstimmung mit der quantitativen Vorgehensweise bei der Durchführung einer Risikoanalyse bei verfahrenstechnischen Anlagen im Allgemeinen [3.61, S. 4] und deren speziellen Anwendung auf solare Systeme und Komponenten [3.62, S.30] wurden in [3.63, S. 2 f.] die typischen Störlichtbogenfehlerfälle auf der Gleichstromseite von Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung ihrer zerstörerischen Folgen für die gesamte Anlage klassifiziert.

Das individuelle Gefahrenpotential der einzelnen Fehlerfälle berechnet sich demnach aus der Kombination der Entstehungswahrscheinlichkeit des jeweiligen Störlichtbogens (Multiplikationsfaktor A) und dem daraus resultierenden Schadensausmaß am entsprechenden Entstehungsort für die gesamte Anlage (Multiplikationsfaktor B) nach folgendem Zusammenhang [3.64, S. 13].

$$\text{Gefahrenpotenzial} = A \cdot B \quad (3.3.3-1)$$

Demnach ist das Gefahrenpotenzial umso höher, je größer das Produkt aus Entstehungswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß ist. Die einzelnen, im Rahmen dieser Risikoanalyse verwendeten Multiplikationsfaktoren sind in Tabelle 3.3.3-1 abgebildet.

Tabelle 3.3.3-1: Multiplikationsfaktoren der Risikoanalyse typischer Störlichtbogenfehlerfälle in Photovoltaikanlagen

Lichtbogen-Entstehungstyp/Entstehungswahrscheinlichkeit			Faktor
Multiplikationsfaktor A	1	Serieller Störlichtbogen	3
	2	Paralleler Störlichtbogen	2
	3	Paralleler Störlichtbogen gegen Erde	1
Entstehungsort/Schadensausmaß			Faktor
Multiplikationsfaktor B	1	In der Anlagenperipherie	3
	2	Im Photovoltaikgenerator	2
	3	Im Solarmodul	1

Auf der Gleichstromseite von Photovoltaikanlagen ist die Eintrittswahrscheinlichkeit serieller Störlichtbogenereignisse deutlich höher als die paralleler Lichtbogenfehler. Dies begründet sich hauptsächlich in der großen Anzahl der Kontakt- und Übergangsstellen im Inneren der Anlagenkomponenten sowie denen zwischen den separaten Systembestandteilen [3.65, S. 3]. Ein weiterer Grund ist die Tatsache, dass alle Photovoltaikkabel gemäß dem Anforderungsprofil DKE/VDE AK 411.2.3VDE (VDE-Reg. 8266)/TÜV (2 PfG 1169/08.2007; R60025298) ozon-, witterungs- und UV-beständig sowie doppelt isoliert sein müssen (vgl. Kapitel 2.5, Gleichstromverkabelung).

Infolgedessen ist die Entstehung paralleler Störlichtbögen nahezu unmöglich. Deshalb werden die seriellen Lichtbogenfehler mit einem Multiplikationsfaktor  $A = 3$  am schwersten und die parallelen Störlichtbögen gegen Erde mit einem Multiplikationsfaktor  $A = 1$  am geringsten gewichtet.

Wie bereits erwähnt steht das Gefahrenpotential der Lichtbogenfehler in direktem Zusammenhang mit der, an der Fehlerstelle zur Verfügung stehenden, elektrischen Leistung. Die Strom- und Spannungswerte an den individuellen Entstehungsorten nehmen entlang der einzelnen Zu- und Stringleitungen in Abhängigkeit des Verzweigungsgrades des Photovoltaikgenerators ab. Respektive ist die im Störlichtbogen umgesetzte Leistung an Fehlerstellen im direkten Umfeld des Wechselrichters am größten. Dementsprechend werden die Entstehungsorte im Bereich der Anlagenperipherie mit einem Multiplikationsfaktor  $B = 3$ , die im Bereich des Photovoltaikgenerators mit einem Multiplikationsfaktor  $B = 2$  und die im Bereich der Solarmodule mit einem Multiplikationsfaktor  $B = 1$  in der Berechnung des Gefahrenpotenzials berücksichtigt. Das Ergebnis der Klassifikation der typischen Störlichtbogenfehlerfälle im Gleichstrombereich von Photovoltaikanlagen ist in Tabelle 3.3.3-2 zusammenfassend dargestellt. Die, den jeweiligen Störlichtbogenfehlerfällen zugehörigen Entstehungsorte können den Abbildungen 3.3.3-2 a) bis c) entnommen werden.

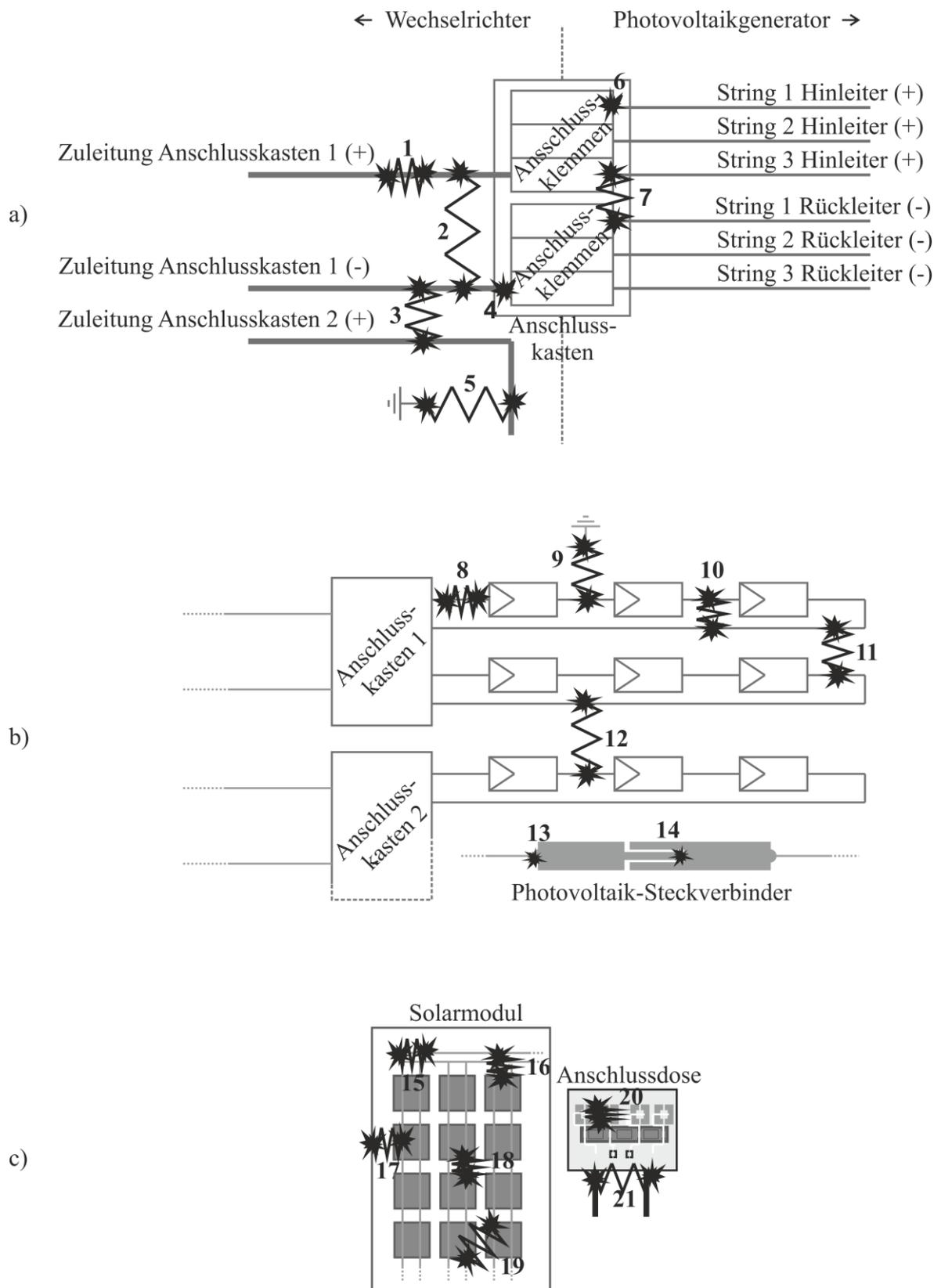


Abbildung 3.3.3-2: Typische Störlichtbogenfehlerfälle in der Anlagenperipherie [a]), im Photovoltaikgenerator [b]) und im Solarmodul [c])

Tabelle 3.3.3-2: Klassifizierung typischer Störlichtbogenfehlerfälle in Photovoltaikanlagen

Bereich	Störlichtbogenfehlerfall		Typ	A	B	Gefahrenpotential	
In der Anlagenperipherie	1	Innerhalb einer Zuleitung	1	3	3	9	sehr hoch
	2	Zwischen zwei Zuleitungen desselben Anschlusskastens	2	3	2	6	hoch
	3	Zwischen zwei Zuleitungen unterschiedlicher Anschlusskästen	2	3	2	6	hoch
	4	An einer Anschlussklemme zwischen Zuleitung und Anschlusskasten	1	3	3	9	sehr hoch
	5	Zwischen einer Zuleitung und Erdpotential	3	3	1	3	mittel
	6	An einer Anschlussklemme zwischen Anschlusskasten und einer Stringleitung	1	3	3	9	sehr hoch
	7	Zwischen zwei Anschlussklemmen desselben Anschlusskastens	2	3	2	6	hoch
Im Photovoltaikgenerator	8	In einer Stringleitung zwischen zwei Solarmodulen	1	2	3	6	hoch
	9	Zwischen einer Stringleitung und Erdpotential, zwischen zwei Solarmodulen	3	2	1	2	gering
	10	Zwischen zwei Stringleitungen desselben Strings	1	2	3	6	hoch
	11	Zwischen zwei Stringleitungen unterschiedlicher Strings desselben Anschlusskastens	1	2	3	6	hoch
	12	Zwischen zwei Stringleitungen unterschiedlicher Strings verschiedener Anschlusskästen	2	2	2	4	mittel
	13	An der Anschlussklemme eines Photovoltaik-Steckverbinders	2	2	2	4	mittel
	14	Innerhalb eines Photovoltaik-Steckverbinders	2	2	2	4	mittel

Im Solarmodul	15	An einer Lötverbindung	1	1	3	3	Mittel
	16	Zwischen zwei Lötverbindungen verschiedener Strings	2	1	2	2	gering
	17	Zwischen einer Lötverbindung und einem geerdeten Rahmenprofil	3	1	1	1	sehr gering
	18	Zwischen zwei Solarzellen desselben Strings	1	1	3	3	mittel
	19	Zwischen zwei Solarzellen unterschiedlicher Strings	2	1	2	2	gering
	20	An einer Anschlussklemme zwischen Stringleitung und Solarmodul	1	1	3	3	mittel
	21	Zwischen zwei Anschlussklemmen derselben Anschlussdose	2	1	2	2	gering

### Lichtbogenspezifische Bedingungen

Entsprechend den Ausführungen der Kapitel 3.1 und Kapitel 3.2 (hier: Lichtbogensäule) ist eine gewisse, an der Fehlerstelle zur Verfügung stehende elektrische Leistung existenzielle Grundvoraussetzung zur Ausbildung stabil brennender Störlichtbogen der Länge  $l_{LB}$ . Neben der Aufrechterhaltung der Elektrodenmechanismen dient diese der Deckung der Lichtbogenverluste. Ihr minimaler Wert definiert sich über den *Lichtbogenmindestbrennstrom*  $I_{LB, min.}$  und die *Lichtbogenmindestbrennspannung*  $U_{LB, min.}$  (vgl. Abbildung 3.3.3-3). Während der Lichtbogenmindestbrennstrom  $I_{LB, min.}$  durch das Elektrodenmaterial bestimmt und damit werkstoffabhängig ist, setzt sich die Lichtbogenmindestbrennspannung  $U_{LB, min.}$  aus der Summe der Anoden- und Kathoden-Fall-spannung zusammen [3.2, S. 585 ff. | 3.14, S. 44 f.].

Diese Grenzwerte können allerdings niemals gleichzeitig auftreten und sind im Wesentlichen vom verwendeten Kontaktwerkstoff abhängig [3.14, S.46 | 3.45, S. 281 ff.]. Darüber hinaus gilt es zu berücksichtigen, dass in stark induktiven Stromkreisen aufgrund der hohen Überspannungen bei Ausschaltvorgängen auch Lichtbögen bei Quellenspannungen kleiner als  $U_{LB, min.}$  auftreten können. [3.14, S. 45]. Die Angaben einiger grundlegender Literaturstellen zu den Lichtbogengrenzwerten unterschiedlicher Elektrodenmaterialien sind in Tabelle 3.3.3-3 abgebildet.

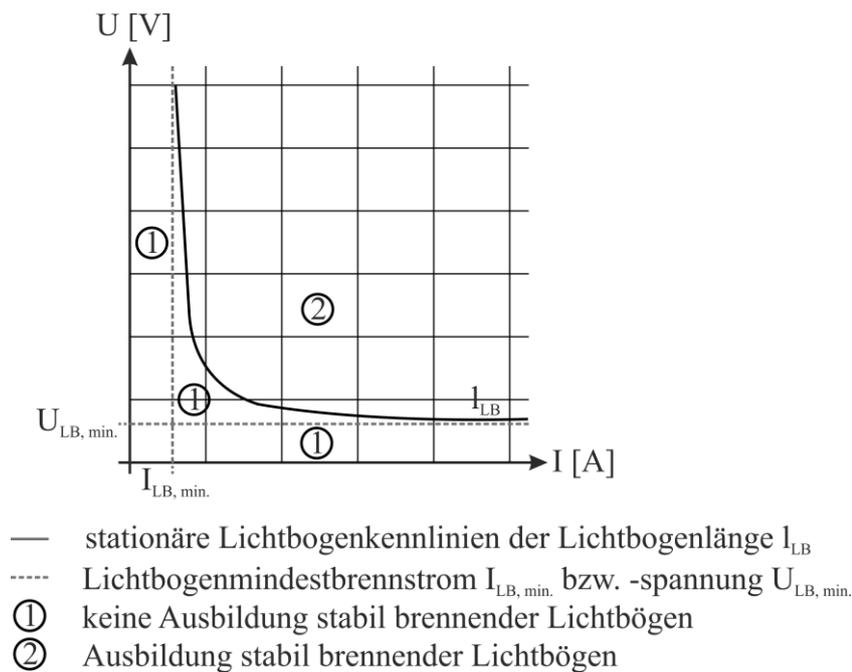


Abbildung 3.3.3-3: Darstellung des minimalen Lichtbogenbrennstroms  $I_{LB, min.}$  und der minimalen Lichtbogenbrennspannung  $U_{LB, min.}$

Tabelle 3.3.3-3: Lichtbogengrenzwerte verschiedener Elektrodenmaterialien gemäß [3.2, S. 585 | 3.14, S. 46 | 3.45, S. 283]

Elektrodenmaterial	Lichtbogenmindestbrennspannung [V]			Lichtbogenmindestbrennstrom [A]		
	Vinaricky	Holm	Slade	Vinaricky	Holm	Slade
Aluminium (Al)	-	14	11,2	-	-	0,4
Eisen (Fe)	-	13 - 15	12,5	-	0,35 - 0,55	0,45
Gold (Au)	15	15	12,5	0,3	0,38	0,35
Kohlenstoff (C)	20	20	20	0,01 - 0,02	0,01	0,02
Kupfer (Cu)	12 - 13	13	13	0,4	0,43	0,4
Silber (Ag)	12	12	12	0,4	0,4	0,4

Über die minimale Lichtbogenbrennspannung  $U_{LB, min.}$  ist auch die kleinstmögliche Lichtbogenlänge  $l_{LB}$  bestimmt, bei der man noch von einer Lichtbogenentladung sprechen kann. Prinzipiell kommt es auch bei kürzeren Elektrodenabständen zu elektrischen Gasentladungen. In diesem Zusammenhang spricht man von sog. säulenlosen, plasmafreien oder auch kurzen Bögen.

Ob es sich bei diesen Erscheinungen allerdings tatsächlich um Lichtbögen handelt ist nicht geklärt, da sie nur sehr eingeschränkt über die, den Lichtbogen charakterisierenden Eigenschaften verfügen [3.16, S. 103 f.].

Die entsprechenden, sich an den Lichtbogensgrenzwerten orientierenden, quasistationären Lichtbogenkennlinien wurden bereits in [3.20, S. 137 ff.] für verschiedene Elektrodenmaterialien und Kontaktabstände experimentell ermittelt. Hinsichtlich einer verbesserten Einschätzung des Gefahrenpotentials von Störlichtbogenserscheinungen in Photovoltaikanlagen wurden diese – für photovoltaiksystemspezifische Materialkombinationen – mit den Betriebsströmen und -spannungen handelsüblicher Solarmodule der marktführenden Unternehmen verglichen. Die Ergebnisse sind in Abbildungen 3.3.3-4 beispielhaft für die Elektrodenmaterialkombination Kupfer-Kupfer dargestellt.

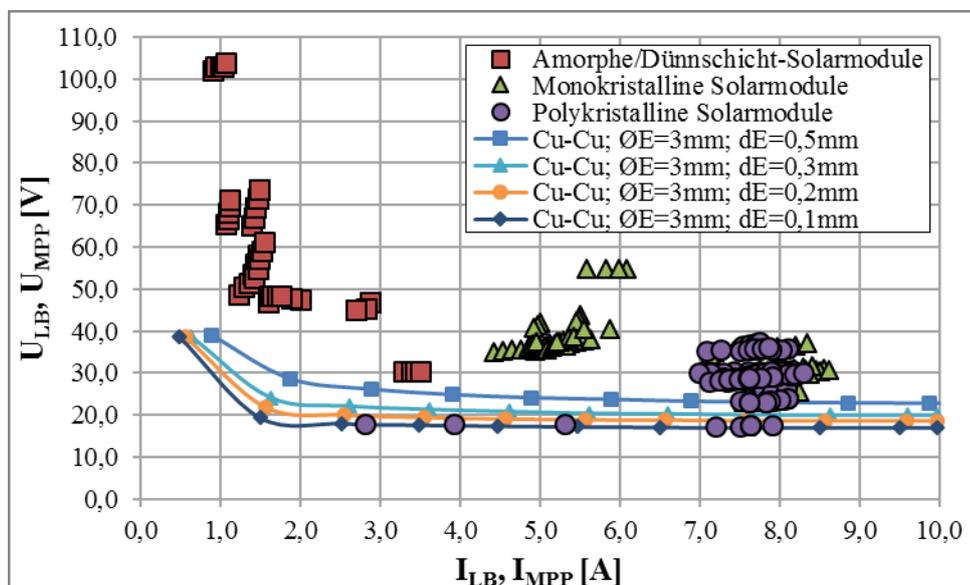


Abbildung 3.3.3-4: MPP-Ströme und -Spannung marktüblicher Solarmodule in Beziehung zu den quasistationären Lichtbogenkennlinien bei der Verwendung von Kupferelektroden mit unterschiedlichen Elektrodenabständen  $dE$  und -durchmessern  $\varnothing E$

Es ist deutlich zu erkennen, dass bei einem Großteil der überprüften Solarmodule bereits ein einzelnes Exemplar die zur Ausbildung und Aufrechterhaltung eines Lichtbogens notwendige Leistung bei Standard-Test-Bedingungen (zur Begriffserklärung Standard-Test-Bedingungen siehe: Kapitel 5.1.4.1; Temperaturabhängigkeit der charakteristischen Ströme und Spannungen von Solarzellen) aufbringen kann. Des Weiteren wirkt sich der spezifische elektrische Charakter von Photovoltaikanlagen positiv auf die Existenzbedingungen von Störlichtbögen aus.

Die folgenden, bereits in der Einleitung erwähnten Besonderheiten von Photovoltaikgeneratoren sind hierbei von entscheidender Bedeutung und stellen überdies einen der wesentlichen Aspekte der konkreten Problemstellung dieser Forschungsarbeit sowie der sich daraus ableitenden Aufgabenstellung dieser Dissertation dar:

- Die fehlende Möglichkeit den Photovoltaikgenerator einfach ab- bzw. spannungsfrei zu schalten.
- Der gleichstrombedingte, fehlende Stromnulldurchgang des String-Stroms des Photovoltaikgenerators.
- Der nichtlineare Verlauf der Strom-Spannungs-Kennlinien des Photovoltaikgenerators.

Die Tatsache dass Photovoltaikgeneratoren als speisende Energiequelle nicht einfach spannungsfrei geschaltet werden können, schließt ein gezieltes Abschalten des fehlerbehafteten Strings oder Anlagenteils respektive ein bewusstes Eliminieren des Störlichtbogens im Fehlerfall aus. Außerdem verhindert der gleichstrombedingte, fehlende Stromnulldurchgang des String-Stroms des Photovoltaikgenerators ein natürliches Verlöschen des Lichtbogens im Stromnulldurchgang.

Gemäß [3.20, S. 47] gibt es demnach lediglich zwei Eventualitäten, welche zu einem selbstständigen Verlöschen von Störlichtbögen in Photovoltaikgeneratoren führen können. Zum einen kann ein rapider Abfall der solaren Einstrahlung nach dem Fehlereintritt dazu führen, dass die notwendigen Existenzbedingungen für einen Störlichtbogen, in Form der minimalen Lichtbogenmindestbrennspannung sowie des minimalen Lichtbogenmindestbrennstroms (vgl. Tabelle 3.3.3-3 sowie Abbildung 3.3.3-4), an der Fehlerstelle nicht mehr gegeben sind. Bedingt durch die lineare Einstrahlungsabhängigkeit des String-Stroms (vgl. Kapitel 5.1.4.1) betrifft dies insbesondere Letzteren. Zum anderen besteht die Möglichkeit, dass sich der Störlichtbogen selbst, aufgrund seiner zunehmenden Lichtbogenlänge infolge des steten Elektrodenmaterialabbrandes, seiner Existenzbedingungen beraubt. Beide Eventualitäten sind allerdings äußerst stochastisch und keinesfalls verlässlich. Darüber hinaus liegen die vorteilhaften Existenzbedingungen für Lichtbögen in Photovoltaikanlagen in dem nichtlinearen Strom-Spannungs-Kennlinienverlauf der Quellencharakteristik von Photovoltaikgeneratoren begründet.

Diese verhindert nicht nur die sicherer Detektion einer Vielzahl unterschiedlicher Störlichtbogen mit den üblichen, teilweise aus anderen Bereichen der Elektrotechnik bereits bekannten Fehlerschutzmethoden (vgl. Kapitel 1) sondern wirkt sich zudem auch äußerst vorteilhaft auf die Stabilität des Lichtbogens aus.

Mit Hilfe des Kaufmann-Kriteriums [3.16, S. 111 f. | 3.17, S. 170 ff. | 3.20, S. 8 f.] lassen sich Aussagen über die Stabilität des Arbeitspunktes eines Lichtbogens in Verbindung mit einer Gleichstromquelle fallender Charakteristik (hier: Quellenkennlinie einer Photovoltaikanlage) unter Verwendung von Formel 3.3.3-1 treffen.

$$\frac{dU_{PV}}{dI_{PV}} + \frac{dU_{LB}}{dI_{LB}} > 0 \quad (3.3.3-1)$$

Demnach handelt es sich um einen stabilen Arbeitspunkt, wenn die Neigung der Widerstandsgeraden der Quelle  $\left(\frac{dU_{PV}}{dI_{PV}}\right)$  stärker negativ als die der fallenden Lichtbogencharakteristik  $\left(\frac{dU_{LB}}{dI_{LB}}\right)$  ist [3.17, S. 172]. Bei Auftritt eines Störlichtbogenereignisses in einer Photovoltaikanlage, wird der Photovoltaikgenerator in einem Kennlinienbereich betrieben, indem er einen hohen differentiellen Widerstand und eine dementsprechend steil abfallende Quellenkennlinie besitzt (vgl. Abbildung 3.3.3-6). Respektive kann der Photovoltaikgenerator in diesem Fall annähernd als konstante Stromquelle betrachtet werden, wodurch wesentlich höhere Beträge von  $\frac{dU_{LB}}{dI_{LB}}$  realisierbar sind.

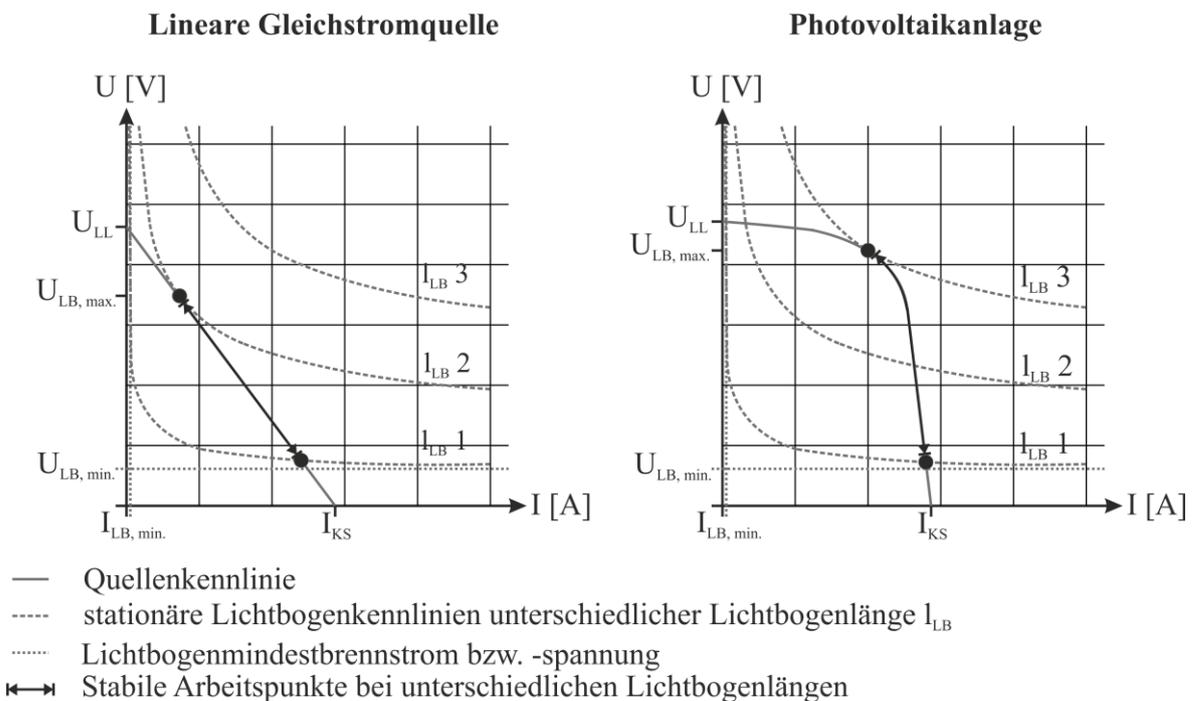


Abbildung 3.3.3-6: Stabile Arbeitspunkte eines Lichtbogens bei verschiedenen Längen in Verbindung mit unterschiedlichen Quellencharakteristiken basierend auf [3.20, S. 9]

Dies ist gleichbedeutend mit verbesserten Stabilitäts- und somit Existenzbedingungen [3.20, S. 8 f. | 3.66, S. 518]. Darüber hinaus ermöglicht dieser Sachverhalt dem Lichtbogen auch Arbeitspunkte bei deutlich größeren Lichtbogenlängen  $l_{LB}$ , als dies beispielsweise bei einer klassischen Gleichstromquelle mit einem linearen und in der Regel niedrigerem differentiellen Widerstand der Fall ist [3.20, S. 8 f.]. Der graphische Vergleich in Abbildungen 3.3.3-6 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

Solange die Lichtbogenkennlinie und die Quellencharakteristik der Photovoltaikanlage einen gemeinsamen Schnitt- oder Tangentialpunkt haben, gibt es einen, dem Kaufmann-Kriterium genügenden, stabilen Arbeitspunkt. Gemäß den Vorüberlegungen aus Kapitel 3.2 steigt der Spannungsbedarf des Lichtbogens mit zunehmender Lichtbogenlänge  $l_{LB}$  an, wodurch er sich letztendlich selbst seiner Existenzgrundlagen beraubt. Allerdings ist die Differenz zwischen der, durch die Strom-Spannungskennlinie der Quelle vorgegebenen, minimal und maximal möglichen Lichtbogenspannungen (vgl.  $U_{LB, \min}$  und  $U_{LB, \max}$  in Abbildung 3.3.3-6) bei einer Photovoltaikanlage bedeutend größer als bei einer klassischen Gleichstromquelle. Infolgedessen ist auch die Menge möglicher Arbeitspunkte und damit stabil brennender Störlichtbögen größer.

## Meteorologische Bedingungen

In Netz- oder Bordsystemen mit einer klassischen Gleichstromquelle begrenzt sich die Anzahl möglicher Arbeitspunkte für einen Störlichtbogen im Allgemeinen auf einen ein-dimensionalen Vektor. Bei einer Batterieanlage mit einem festen Kennlinienverlauf beispielsweise können sich nur entlang einer ganz konkreten Quellenkennlinie stabile Arbeitspunkte einstellen. Anders verhält es sich bei einem Störlichtbogen in einer Photovoltaikanlage.

Die meteorologischen Bedingungen – Temperatur  $T$  und solare Einstrahlung  $E_S$  – haben einen enormen Einfluss auf den Verlauf der Strom-Spannungs-Kennlinie von Photovoltaikanlagen. Dies konnte auch im Rahmen der experimentellen Untersuchungen zur Ermittlung der Auswirkungen des Zündmoments serieller Lichtbögen in Photovoltaikgeneratoren aus Kapitel 4.1.6 eindeutig nachgewiesen werden (vgl. Abbildungen 4.1.6-5 bis 4.1.6-8). In logischer Konsequenz wurde bei der simulativen Nachbildung des Photovoltaikgenerators besonders auf die realgetreue Abbildung der Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeiten der elektrischen Solarzellenkenngrößen geachtet (vgl. Kapitel 5.1, speziell: Kapitel 5.1.4.1). Die, zu den experimentell beobachteten Tendenzen kongruenten, simulierten Kennlinienverläufe sind beispielsweise in den Abbildungen 5.1.4.1-3/1 bis 5.1.4.1-3/4 sowie 5.1.4.1-6/1 bis 5.1.4.1-6/4 dargestellt.



Mit zunehmender Temperatur  $T$  und steigenden Einstrahlungswerten  $E_s$  dehnt sich die, in der Abbildung 3.3.3-7 grau dargestellte Fläche weiter nach rechts aus, womit die Anzahl stabiler Arbeitspunkte bei unterschiedlichen Lichtbogenlängen signifikant zunimmt.

Aufgrund dieses, durch die meteorologischen Bedingungen aufgespannten, zweidimensionalen Bereichs stabiler Arbeitspunkte ist das Gefahrenpotential von Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen um ein Vielfaches höher als bei der Verwendung anderer, energietechnischer Quellen [3.20, S. 8 f.]. Zum besseren Verständnis sind die Bereiche stabiler Arbeitspunkte eines Lichtbogens verschiedener Längen in Verbindung mit einer linearen Gleichstromquelle sowie einer Photovoltaikanlagen vergleichsweise in Abbildung 3.3.3-8 gegenübergestellt.

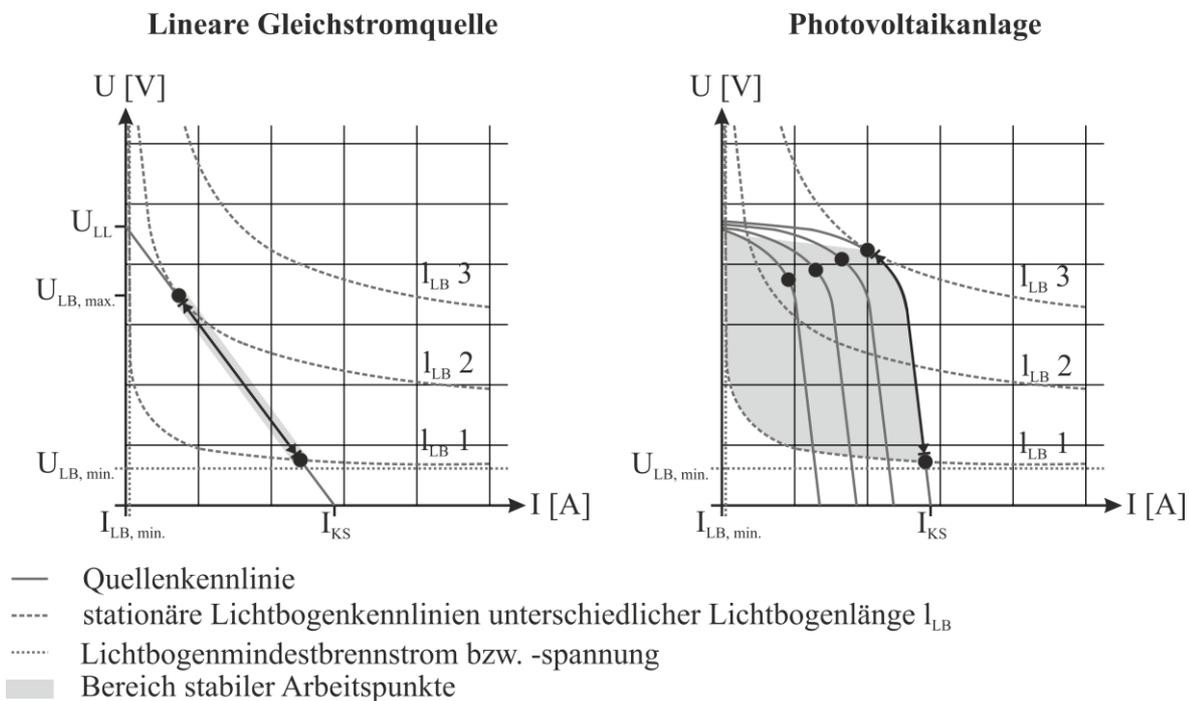


Abbildung 3.3.3-8: Vergleich der Bereiche stabiler Arbeitspunkte eines Lichtbogens verschiedener Längen in Verbindung mit unterschiedlichen Quellencharakteristiken basierend auf [3.20, S. 9]

## 4 Feld- und Laborversuche

Die im Fokus dieser Arbeit stehende Untersuchung des gleichstromseitigen Klemmenverhaltens von Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung durch einen seriellen Lichtbogen bzw. Störlichtbogen erfolgte auf experimenteller Ebene in mehreren, teilweise iterativen Schritten. Die Ermittlung einer aussagekräftigen Datenbasis als Grundlage aller weiterführenden Überlegungen geschieht im Rahmen umfangreicher Feldversuche an realen Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung der wesentlichen Versuchs- und Einflussparameter. Auf den gemachten Erfahrung sowie den gewonnen Erkenntnissen dieser Feldversuche aufbauend, werden Gültigkeit und Aussagekraft der relevanten Ergebnisse durch ausführliche und detaillierte Laborversuche eingehend überprüft und konkretisiert.

### 4.1 Feldversuche

#### 4.1.1 Vorrichtungen zur Erzeugung von Lichtbögen

##### Bestehende Konzepte

Die Entstehungsursachen und Auswirkungen von Lichtbogenfehlern in Dreh-, Wechsel- und Gleichstromsystemen werden schon seit Jahren von diversen Arbeitsgruppen, Universitäten und Forschungseinrichtungen untersucht. Daher gibt es, vor allem aus den Gebieten der Luft- und Raumfahrttechnik sowie der Automobil- und Bordnetze, bereits eine breite Palette experimenteller Versuchsanordnungen zur Erzeugung künstlicher Gleichstromlichtbogenfehler [4.1 | 4.2 | 4.3 | 4.4 | 4.5 | 4.6 | 4.7 | 4.8].

Eine Auflistung der etablierten Standardtests dieser Forschungs- und Entwicklungsbereiche ist in Tabelle 4.1.1-1 zusammengestellt.

Darüber hinaus gibt es in diversen Veröffentlichungen noch eine ganze Reihe weiterer Methoden zur künstlichen Erzeugung von elektrischen Lichtbögen. Bei genauer Betrachtung hat sich allerdings gezeigt, dass keines der bereits bestehenden Konzepte den, durch die konkrete Aufgabenstellung vorgegebenen Ansprüchen genügt.

Die oftmals bei der Untersuchung von Störlichtbogenszenarios in Wechselstromelektroinstallationen und Gleichstrombordnetzen zum Einsatz kommenden Guillotine-Tests bzw. Tests mit beschädigten oder auch wippenden Kabeln (vgl. [4.1, S. 31 | 4.5, S. 40 | 4.9, S. 2254 | 4.10, S. 1817 | 4.11, S. 160]) wurden beispielweise aufgrund ihrer Nichtpraktikabilität in bestehenden Photovoltaikanlagen von vornherein ausgeschlossen.

Ein Großteil der verwendeten Lichtbogengeneratoren verfügt über einen axialen Aufbau mit einer feststehenden sowie einer beweglichen Elektrode [4.9 | 4.10 | 4.11 | 4.12 | 4.13 | 4.14 | 4.15 | 4.16 | 4.17]. Zumeist scheitert es jedoch an der Reproduzierbarkeit der Strom- und Spannungsverläufe der erzeugten Lichtbögen.

Viele der analysierten Versuchsaufbauten verfügen lediglich über eine manuelle Kontakttrennung. Die Kontakttrennung erfolgt in diesen Fällen entweder über einen Hebelarm oder über ein Gewinderad (vgl. [4.18, S. 1833 | 4.20, S. 1792 | 4.21, S. 11 | 4.22, S. 165]). Im einfachsten Fall erfolgt die Zündung des Lichtbogens sogar nur lediglich durch das Aufschrauben einer Reihenklemme (vgl. [4.14, S. 4]).

Da es sich bei den meisten Mechanismen zur Erzeugung von Lichtbögen um reine Laboraufbauten handelt, waren neben der Reproduzierbarkeit vor allem die Mobilität und die Anpassungsfähigkeit des Lichtbogengenerators an sich verändernde, anlagenspezifische Gegebenheiten weitere Hauptprobleme. Diese Aspekte sind für Messungen an realen Photovoltaikanlagen, vor allem unter Berücksichtigung der exponierten Lage der meisten Störlichtbogen-Fehlerorte unumgänglich. Sie wurden von den wenigsten der bisher im Einsatz befindlichen Lichtbogengeneratoren erfüllt.

Grund hierfür waren zumeist ein zu komplexer Aufbau (z.B. Vielzahl einzelner Bauteile, schwierige Installation) oder eine fehlende Allwettertauglichkeit (z.B. fehlendes Gehäuse) des Versuchsstandes (vgl. [4.12 | 4.13 | 4.18, S. 1833 | 4.19, S. 388 | 4.20, S. 1792]).

Darüber hinaus sollte der Störlichtbogengenerator über eine möglichst kompakte Bauform, eine einfache Handhabung sowie einen eigenständigen, autarken Auslösemechanismus verfügen. Deshalb wurden piezomechanische, elektromagnetische, pneumatische sowie hydraulische Antriebsprinzipien, wie sie in [4.16, S. 147 | 4.19, S. 388 | 4.23, S. 147] zum Einsatz kommen, nicht in die weiteren Betrachtungen miteinbezogen.

Tabelle 4.1.1-1: Testverfahren zur Erzeugung künstlicher Gleichstromlichtbögen

	Test	Verfahren	Quelle
Versuchsanordnungen zur Erzeugung serieller Lichtbogenfehler	Hot-Disconnection-Under-Load-Test	Ziehen von Steckern bzw. Steckverbindern unter Last	[4.1, S. 31], [4.2, S. 175], [4.3, S. 297], [4.4, S. 638], [4.5, S. 40]
	Loose-Lug-/Connector-Test	Vibration loser Stecker	[4.1, S. 31], [4.2, S. 182], [4.3, S. 297], [4.4, S. 638], [4.5, S. 40]
	Broken-Wire-Test	Unterbrechung von Leitungen	[4.1, S. 31], [4.2, S. 177], [4.3, S. 297]
Versuchsanordnungen zur Erzeugung paralleler Lichtbogenfehler	Carbonized-Track-Test	Simulation von Verunreinigungen; UL 1699	[4.2, S. 177], [4.5, S. 40]
	Dangling-Wire-Test	Simulation einer losen Leitung welche ein geerdetes Blech berührt (Pendelnde-Leitungs-Versuch)	[4.1, S. 31], [4.2, S. 178], [4.3, S. 298], [4.4, S. 638]
	Point-Contact-Arc-/Guillotine-Test	Simulation des Durchtrennens einer Leitung (Guillotine Test); UL 1699	[4.1, S. 31], [4.2, S. 181], [4.3, S. 297], [4.5, S. 40]
	Wet Arc Propagation-/Saltwater-Drip-Test	Simulation von Feuchtigkeit und Salzwasser auf Leitungen (Salzwasser Tropf-/ Nebelversuch); MIL-STD-2223, Methode 3006	[4.1, S. 31], [4.2, S. 179], [4.3, S. 298], [4.6, S. 5 ff.], [4.7, S. 146 ff.]
	Dry-Arc-Propagation-/Saw-Test	Simulation des Abriebs der Leitungsisolation (Sägeversuch); MIL-STD-2223, Methode 3007	[4.1, S. 31], [4.2, S. 180], [4.3, S. 298], [4.5, S. 40], [4.6, S.11 ff.], [4.8, S. 151 ff.]

Auf Grundlage des Artikel 690.11 „Arc-Fault Circuit Protection (Direct Current)“ [4.24] der im Jahr 2011 erschienenen Ausgabe des US National Electrical Code® (NEC®) – welche erstmals die Forderung nach einem Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter für Gleichstromanwendungen im Bereich der Photovoltaik enthielt – veröffentlichten die Underwriters Laboratories Inc. (UL) die ersten Standardtests für solarsystemspezifische Störlichtbogendetektionsgeräte in ihrem „Subject 1699B/Outline of investigation for photovoltaic (PV) DC-arc-fault circuit protection“ [4.25]<sup>1</sup>.

Zur Durchführung dieser Standardtests wird ein Lichtbogengenerator verwendet, wie er in Abbildung 4.1.1-1 dargestellt ist. Dieser besteht im Wesentlichen aus zwei, in einem definierten Abstand voneinander angebrachten Elektroden. Der bewegliche Schlitten dient hierbei lediglich zur Einstellung des gewünschten Elektrodenabstands und hat mit der eigentlichen Lichtbogenzündung nichts zu tun. Der Stromkreis wird mit Hilfe eines kleinen Knäuels Stahlwolle geschlossen. Bei Anlegen der Spannung verdampft/exploдиert dieses und entzündet auf diese Weise den Lichtbogen zwischen den beiden Elektroden.

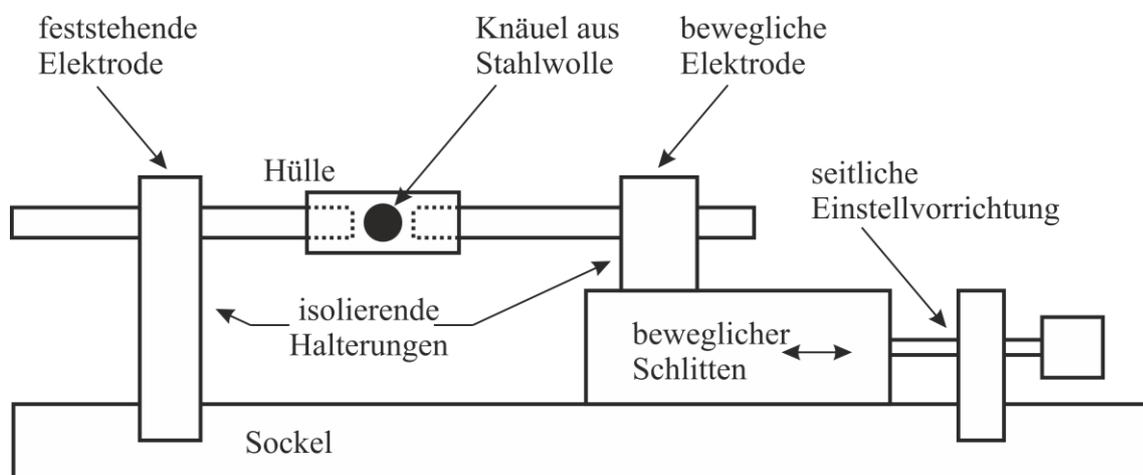


Abbildung 4.1.1-1: Lichtbogengenerator gemäß [4.25]

<sup>1</sup> Gemäß dem Artikel 690.11/Arc-Fault Circuit Protection (Direct Current) müssen alle gebäudeintegrierten oder Auf-Dach-Photovoltaiksysteme mit einem Gleichstromquellekreis, -lastkreis oder beidem, ab einer Systemspannung von 80 V(DC) über einen zugelassenen Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter für Gleichstromanwendungen im Allgemeinen, für Photovoltaikanwendungen im Speziellen oder andere, einen äquivalenten Schutz gewährleisten, Systemkomponenten verfügen. Die, im „Subject 1699B/Outline of investigation for photovoltaic (PV) DC-arc-fault circuit protection“ der Underwriters Laboratories Inc. (UL) erarbeiteten Anforderungen beziehen sich insbesondere auf die im Artikel 690.11 des US National Electrical Code® (NEC®) beschriebenen Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter für Gleichstromanwendungen im Bereich der Photovoltaik. Sie umfassen sämtliche Geräte, welche für 1000 V oder weniger ausgelegt sind, einschließlich Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter für Photovoltaikanwendungen, Störlichtbogendetektoren, Unterbrecher sowie Wechselrichter, Umwandler und Solarladeregler mit integrierter Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtung.

Die Versuchsanordnung zur Erzeugung serieller Lichtbogenfehler der UL 1699B wurde, zwecks einer möglichen Verwendung für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Messungen, unter Laborbedingungen (vgl. Tabelle 4.1.1-2) getestet.

*Tabelle 4.1.1-2: Versuchparameter zum Test des Lichtbogengenerators der UL 1699B [4.25]*

<b>Elektrodenmaterial</b>	<b>Elektroden-durchmesser [mm]</b>	<b>Elektroden-abstand [mm]</b>	<b>Menge an Stahlwolle [mg]</b>	<b>Spannung [VDC]</b>	<b>Strom [A]</b>
Kupfer-Kupfer	5	3	1 / 2 / 3 / 4 / 5	230	10

Es hat sich gezeigt, dass der Lichtbogengenerator des Subject 1699B der UL zum einen alle an ihn gestellten Anforderungen des Artikels 690.11 erfüllt, allerdings auch einige nicht akzeptable Nachteile im Hinblick auf die geplanten Feldversuche an echten Photovoltaikanlagen aufweist. Neben der Tatsache, dass es aufgrund des aufwendigen Prinzips der Lichtbogenzündung nicht möglich ist, innerhalb kürzester Zeit mehrere Versuche durchzuführen, besteht das Hauptproblem in der Reproduzierbarkeit der erzeugten Lichtbögen. Letzteres betrifft insbesondere die eigentliche Entstehungsphase bzw. den charakteristischen Zündmoment.

In Abhängigkeit der Menge an Stahlwolle sowie der Form und Dichte des jeweiligen Knäuels schwankt der Wert der Zündspannung (oder auch Anoden-Kathoden-Fallspannung; vgl. Kapitel 3.3) zwischen 24 V und 141 V. Außerdem braucht es mehr als 25 ms bis der Lichtbogen stabil zwischen den beiden Elektroden brennt. Zur Verdeutlichung sind in Abbildung 4.1.1-2 die Spannungsverläufe mehrerer, mit dem Lichtbogengenerator der UL 1699B unter identischen Laborbedingungen, erzeugter Lichtbögen zusammengefasst.

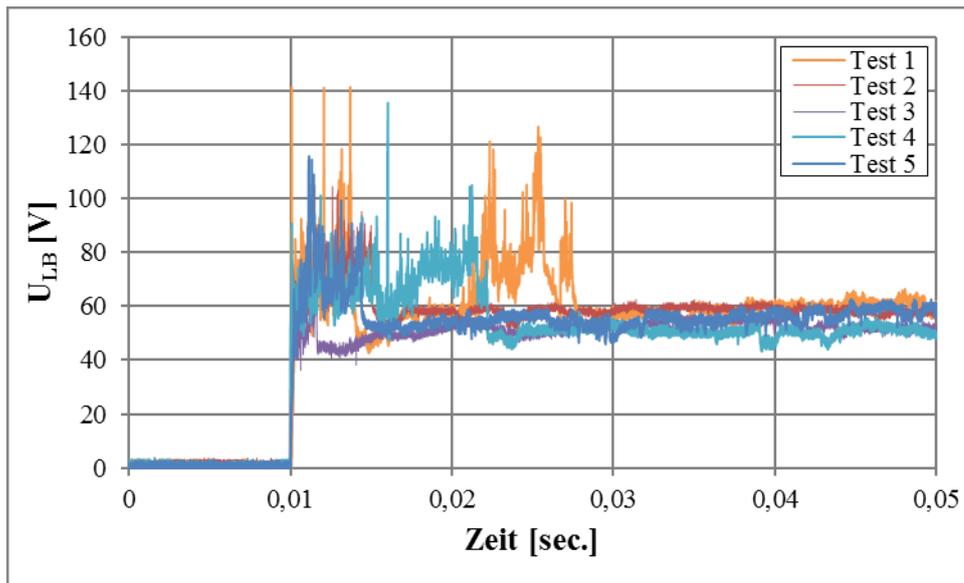


Abbildung 4.1.1-2: Signalverläufe der Lichtbogenspannung bei Verwendung des Lichtbogengenerators aus der UL 1699B [4.25]

Mit dem Ziel, belast- und vor allem vergleichbare Messergebnisse hinsichtlich des konkreten Forschungsschwerpunktes unter sicheren Bedingungen während des laufenden Betriebs in Photovoltaikanlagen zu generieren wurde daraufhin der, in Abbildung 4.1.1-3 gezeigte, Lichtbogengenerator selbst ausgelegt, konstruiert und hergestellt.

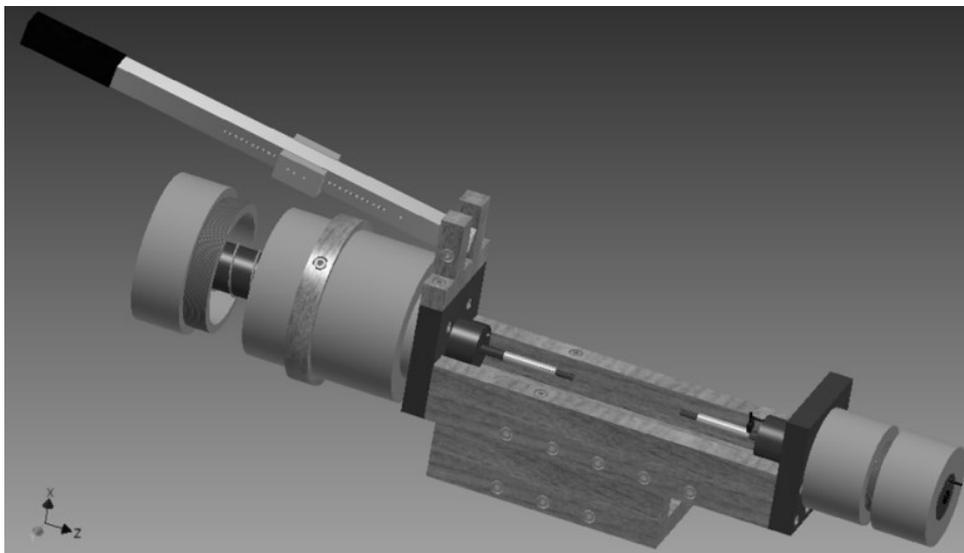


Abbildung 4.1.1-3: Lichtbogengenerator

## Eigenes Konzept

Im Mittelpunkt der Konzeptionierung eines eigenen Lichtbogengenerators stand die Erzeugung reproduzierbarer Lichtbögen bei weitestgehend flexibel einstellbaren Versuchsparametern. Der Anspruch der Reproduzierbarkeit bezieht sich in diesem Kontext auf den, in Abbildung 4.1.3-1 dargestellten Signalverlauf der Lichtbogenspannung mit dem Ziel vergleichbare Kennlinienverläufe der lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge der zeitlichen Signalverläufe von String-Strom  $I_{\text{String}}$  und String-Spannung  $U_{\text{String}}$  (vgl. Abbildung 4.1.3-3, 4.1.3-4 bzw. 4.1.5-2, 4.1.5-3) zu generieren. Um ein möglichst breites Spektrum von Messreihen – an den unterschiedlichsten Photovoltaikanlagen und den verschiedensten Lichtbogenfehlerorten – durchführen zu können, muss das Versuchs- und Messequipment kompatibel zu einem Großteil der marktgängigen Systemkomponenten von Photovoltaikanlagen, sowie für einen großen Bereich potentieller Strom- und Spannungswerte geeignet sein. Des Weiteren ist der Lichtbogengenerator so konstruiert worden, dass er über die folgenden grundlegenden Eigenschaften verfügt:

1. Mechanische Auslöseeinrichtung (aufgrund der exponierten Lage der meisten zu untersuchenden Photovoltaikgeneratoren)
2. Kurze Rüstzeit beim Austausch verschleißbehafteter Bauteile (z.B. Elektroden)
3. Flexible und simple Anpassung an photovoltaikanlagenspezifische Gegebenheiten (z.B. Verwendung unterschiedlicher Steckverbinder)
4. Einfache Veränderung einzelner Versuchsparameter (z.B. Kontaktabstand, Kontaktöffnungsgeschwindigkeit)
5. Erzeugung eines, bei gegebenem Praxisbezug, maximal reproduzierbaren elektrischen Lichtbogens
  - a. Reproduzierbare und variabel einstellbare Kontaktöffnungsgeschwindigkeit
  - b. Reproduzierbarer und variabel einstellbarer Endabstand der Kontakte

In Abbildung 4.1.1-4 ist der schematische Aufbau des, im Rahmen dieser Arbeit angefertigten, Lichtbogengenerators als Schnittzeichnung dargestellt.

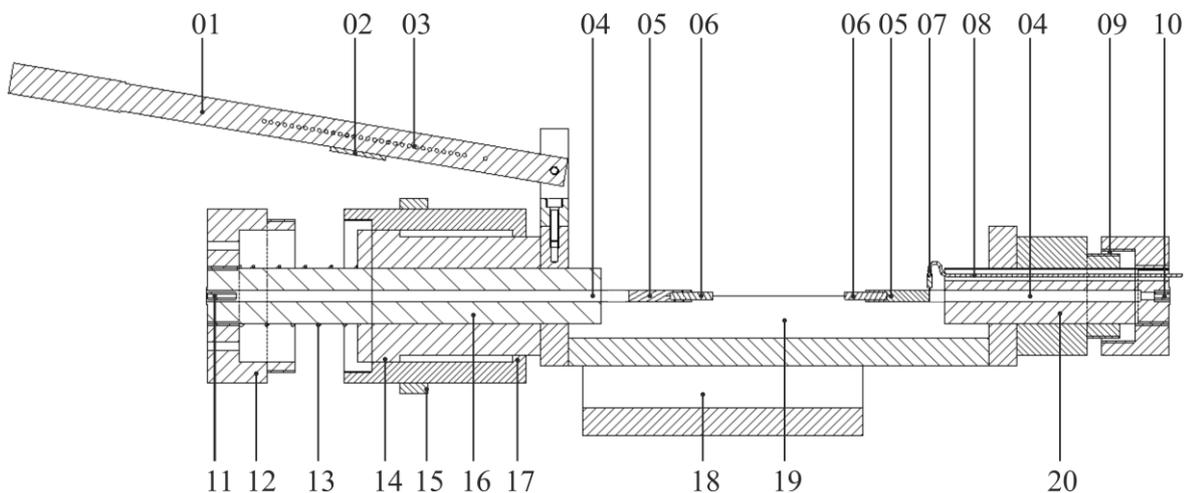


Abbildung 4.1.1-4: Schematischer Aufbau des Lichtbogengenerators

Der Lichtbogen wird durch die gezielte, schlagartige Trennung zweier Kontakte erzeugt. Prinzipiell besteht der Lichtbogengenerator aus einem feststehenden Elektrodenhalter (20), einem beweglichen Elektrodenhalter (16), einer mechanischen Auslöseeinrichtung, der Lichtbogenkammer (19) und einem Ständersockel (18). Der feststehende Elektrodenhalter (20) besteht aus isolationstechnischen Gründen aus PVC. In seiner Mitte verläuft ein Kupferleiter (04) an dessen Enden zum einen die eigentliche Elektrode (06) mit Hilfe einer Elektrodenklemme (05) und zum anderen der Anschluss zur Ankopplung an den Photovoltaikgenerator (10) befestigt sind. Der Anschluss zur Lichtbogen Spannungsmessung (07) unter Verwendung eines Tastkopfs ist fest zwischen der Elektrodenklemme und dem Kupferleiter angebracht. Zur Minimierung des inneren Widerstandes erfolgt die Messung der Lichtbogen Spannung demnach direkt über den Elektrodenklemmen auf das Bezugspotential des Messwiderstands (vgl. 11). Der Anschluss der Messleitung (08) wird über eine Bohrung axial nach außen geführt. Darüber hinaus verfügt der feststehende Elektrodenhalter über ein Feingewinde (09) zur exakten Schließung der Kontaktstelle über den beiden Elektroden. Der bewegliche Elektrodenhalter (16) besteht ebenfalls aus PVC. Auch hier befindet sich in der Mitte ein Kupferleiter (4) an dessen einen Ende die zweite Elektrode (6) mittels einer Elektrodenklemme (5) befestigt ist. Am anderen Ende befindet sich der Anschluss zur Ankopplung der String- bzw. Lichtbogenstrommessung mittels Messwiderstand (11). Auf der gleichen Seite des beweglichen Elektrodenhalters ist auch der Deckel zur Verschraubung der Federkammer (12) befestigt. Zur Kontaktschließung wird die Druckfeder (13) durch die Bewegung der Federkammer in Richtung feststehender Elektrode vorgespannt und mit Hilfe der Auslöseeinrichtung – bestehend aus Auslösehebel (01) inklusive Arretierungsnase (02) sowie der Möglichkeit deren millimetergenaue, variable Positionseinstellung (03) und dem Arretierungsring (15) – verriegelt. Durch Betätigung des Auslösehebels bewegen die Elektroden auseinander bis die beiden Anschläge (14, 17) des beweglichen Elektrodenhalters und dessen Führung aufeinandertreffen.

Die maximale Kontaktöffnungsgeschwindigkeit lässt sich durch die Verwendung verschiedener Federn mit unterschiedlichen Federsteifigkeiten und -raten in einem Bereich von 0,54 m/s bis 0,74 m/s variieren. Unter Berücksichtigung der Wertebereiche der anderen Versuchsparameter (Ströme < 20 A, Spannungen < 1000 V, Elektrodenabstände < 10 mm), entspricht diese den Literaturangaben vergleichbarer experimenteller Rahmenbedingungen [4.26 | 4.27 | 4.28] und gewährleistet die Ausbildung und Aufrechterhaltung eines stabil brennenden Lichtbogens an Luft. In Anhang A sind die zugehörigen Weg- bzw. Geschwindigkeit-Zeit-Kennlinien der Kontakttrennung des Lichtbogengenerators bei Verwendung unterschiedlicher Druckfedern dargestellt. Der Kontaktabstand lässt sich in 1 mm-Schritten bis auf maximal 7 mm einstellen.

Der Lichtbogengenerator wurde, unter Verwendung derselben Versuchsparameter wie zum Test der Versuchsanordnung zur Erzeugung serieller Lichtbogenfehler der UL 1699B im Labor getestet. Im Gegensatz zu dem Lichtbogengenerator der UL 1699B beträgt der Wert der Lichtbogenzündspannung immer zwischen 15 V und 19 V – was in etwa den Literaturangaben der Anoden-Kathoden-Fallspannung von Kupfer (vgl. Kapitel 3.3.3) entspricht. In Abbildung 4.1.1-5 sind die Spannungsverläufe mehrerer, mit dem Lichtbogengenerator unter identischen Laborbedingungen erzeugter Lichtbögen zusammengefasst. Ein Vergleich mit den Lichtbogen Spannungsverläufen aus Abbildung 4.1.1-2 hebt die Vorteile der eigenen Versuchsanordnung gegenüber den Teststandards der UL 1699B deutlich hervor.

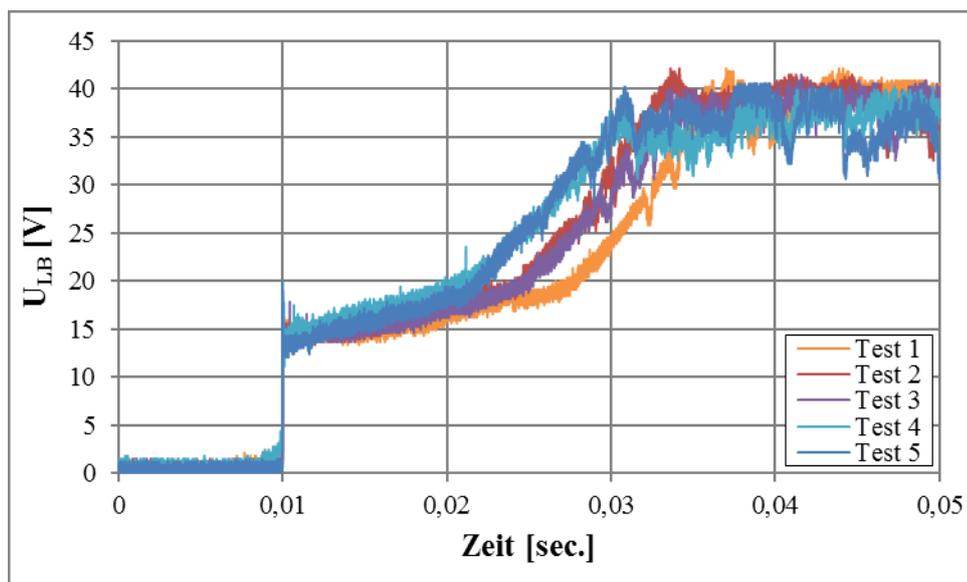


Abbildung 4.1.1-5: Signalverläufe der Lichtbogen Spannung bei Verwendung des Lichtbogengenerators

Die abgebildeten, zeitlichen Signalverläufe der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  lassen sich klar in die bekannten Phasen der Lichtbogenzündung, der Lichtbogenverlängerung sowie des anschließend stabil brennenden Lichtbogens bei einem festen Elektrodenabstand unterteilen und sind nahezu identisch. Demzufolge lassen sich die, mit dem eigens konzipierten Lichtbogengenerator erzeugten, Lichtbogenspannungsverläufe präzise reproduzieren und können im Rahmen der Messdatenauswertung und -analyse direkt miteinander verglichen werden.

Die geringfügigen Unterschiede zwischen den in Abbildung 4.1.1-5 dargestellten, zeitlichen Signalverläufen der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  lassen sich auf die nicht zu vermeidenden, mechanischen Schwingungen während der Kontakttrennung des Lichtbogengenerators und die unterschiedliche Oberflächenbeschaffenheit der Elektroden zurückführen. Letztere wurden zwar nach jeder Lichtbogenzündung abgefeilt und gesäubert, eine hundertprozentige Wiederherstellung des Ursprungszustandes ist damit jedoch nicht gewährleistet. Der eigentliche Lichtbogenzündmoment ist von diesen Schwankungen nicht betroffen und absolut reproduzierbar. Demnach sind die Abweichungen für das im Fortgang der Arbeit entdeckte und untersuchte, alternative Detektionskriterium in Form der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des Lichtbogens – wie in Kapitel 4.1.3 und 4.1.5 erklärt – nicht wesentlich.

### 4.1.2 Messaufbau und -equipment

Alle, im Rahmen dieser Arbeit vollzogenen, Feldversuche zur Untersuchung des DC-seitigen Klemmenverhaltens von Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung durch einen seriellen (Stör-) Lichtbogen wurden an unterschiedlichen Photovoltaikanlagen immer mit derselben einphasigen Versuchsanordnung, deren grundlegender Aufbau in Abbildung 4.1.2-1 dargestellt ist, durchgeführt. String-Strom und -spannung wurden direkt an den bzw. über die jeweiligen String-Anschlussklemmen, die Lichtbogenspannung unmittelbar über der Elektrodenanordnung des Lichtbogengenerators gemessen. Die, für die Feldversuche zur Verfügung stehenden Photovoltaikanlagen verfügen alle über einen Single-String-Photovoltaikgenerator (vgl. Tabelle 4.1.2-1), weshalb eine zur String-Strommessung zusätzliche Erfassung des Lichtbogenstroms nicht notwendig war.

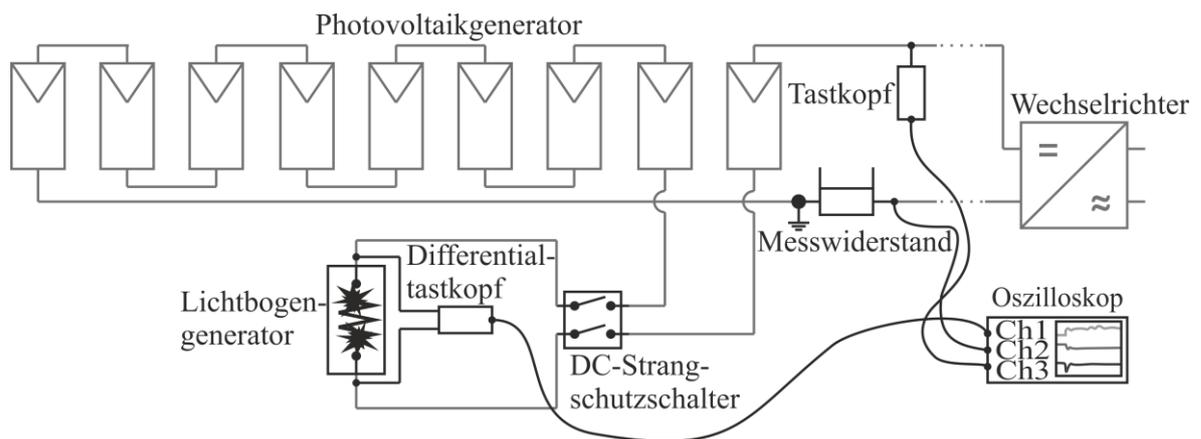


Abbildung 4.1.2-1: Grundlegender Aufbau der Versuchsanordnung der Feldversuche; hier dargestellt für die Untersuchung an Fehlerstelle 2 (vgl. Abbildung 4.1.2-3); Ch1 = Lichtbogen-Spannung  $U_{LB}$ ; Ch2 = String-Strom  $I_{String}$ ; Ch3 = String-Spannung  $U_{String}$

## Versuchsanlagen

Die Versuchsanlagen befinden sich auf dem Campusgelände der Technischen Universität Ilmenau und wurden speziell zu Forschungszwecken errichtet. In beiden Fällen handelt es sich um nach Süden ausgerichtete Freiflächenphotovoltaikanlagen mit einem Elevationswinkel von ungefähr  $35^\circ$  (vgl. Abbildung 4.1.2-2). Die wesentlichen technischen Angaben zu den Versuchsanlagen sind zusammenfassend in Tabelle 4.1.2-1 abgebildet.



Abbildung 4.1.2-2: Versuchsanlage 1

Tabelle 4.1.2-1: Technische Daten der Versuchsanlagen

Parameter	Versuchsanlage 1	Versuchsanlage 2
Wechselrichtertyp	Sunny Boy 2100 TL	Sunny Boy 2100 TL
Technologie	Trafoloser String-Wechselrichter	Trafoloser String-Wechselrichter
Solarmodultyp	Bosch Solar Module C-Si P60	Bosch Solar Module C-Si M60
Technologie	polykristallin	monokristallin
$U_{LL}$ (STC)	36,50 V	37,40 V
$U_{MPP}$ (STC)	28,90 V	30,00 V
$I_{KS}$ (STC)	8,30 A	8,60 A
$I_{MPP}$ (STC)	7,60 A	8,10 A
Anzahl der Strings	1	1
Module pro String	9	9
Gesamtleistung der Anlage	1,98 kWp	2,19 kWp

### Untersuchte Fehlerstellen innerhalb des Photovoltaikgenerators

Zur Untersuchung der Auswirkung unterschiedlicher Entstehungsorte von Lichtbogenfehlern innerhalb des Photovoltaikgenerators auf die, über die String-Anschlussklemmen gemessenen, elektrischen Kenngrößen wurden entsprechende Fehlerstellen vor der Durchführung der Feldversuche definiert und sind in Abbildung 4.1.2-3 graphisch dargestellt.

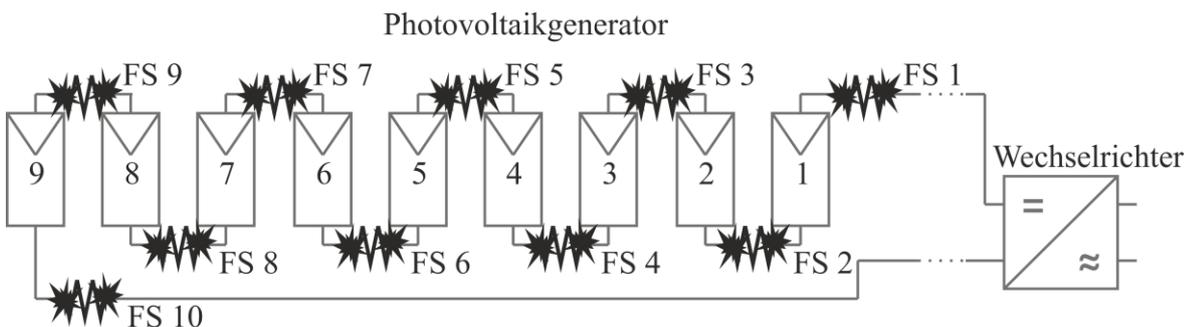


Abbildung 4.1.2-3: Untersuchte Fehlerstellen innerhalb des Photovoltaikgenerators

Hierbei wurde der grundlegende Aufbau der Versuchsanordnung aus Abbildung 4.1.2-1 prinzipiell beibehalten. Lediglich der Lichtbogenkreis – bestehend aus Lichtbogengenerator, Differentialastkopf und DC-Strang-Schutzschalter – wurde immer an der zu untersuchenden Fehlerstelle in den String, mit Hilfe entsprechender Adapter, integriert. Um die Einflüsse der Versuchsanordnung auf die gemessenen Zielgrößen weitestgehend zu minimieren, wurden für alle Messreihen immer dieselben Mess- und Zuleitungen gleicher Länge verwendet.

## **Verwendetes Messequipment**

### *Messdatenerfassung*

Zur Erfassung der Messdaten der untersuchten Zielgrößen, String-Strom, String-Spannung sowie Lichtbogenspannung, wird ein Oszilloskop der Firma LeCroy vom Typ „WaveRunner® 44Xi-A“ verwendet. Es verfügt über eine analoge Bandbreite von 400 MHz und eine Signalabtastrate von maximal 5 Gs/s. Dies ermöglicht die zeitlich hoch aufgelöste Aufnahme der Lichtbogenentstehung und -ausbildung sowie der diesbezüglich Ausgleichsvorgänge des String-Stroms und der String-Spannung.

### *Strommessung*

Der String-Strom wird mit Hilfe eines „Impulsstrom-Messwiderstand ISM 5P/20“ der Firma Hilo-Test gemessen. Dieser verfügt über eine ausreichende Dauerstrombelastbarkeit und eine Bandbreite von 200 MHz, wodurch eine exakte Aufnahme des zeitlichen Verlaufs schnell veränderlicher Ströme möglich ist.

### *Spannungsmessung*

Zur Messung der String-Spannung wird ein LeCroy Tastkopf vom Typ „PPE4kV High-Voltage Probe“ genutzt. Um möglichst präzise Messungen zu gewährleisten, minimiert eine interne Hybridschaltung ungewollt auftretende Oberschwingungen und Übersteuerungen. Er lässt sich optimal mit dem verwendeten Oszilloskop kombinieren, skaliert dessen entsprechenden Kanal automatisch und besitzt eine angepasste Bandbreite von 400 MHz. Die Lichtbogenspannung wurde unter Verwendung eines Differentialastkopfs des Typs „SI-9001“ der Firma Testec, mit einer Bandbreite von 25 MHz, gemessen.

### *Einstrahlungsmessung*

Die Erfassung der, zum Zeitpunkt der jeweiligen Lichtbogenzündung aktuellen Bestrahlungsstärke erfolgt mittels eines Einstrahlungssensor vom Typ „Spektron 210“ der Firma Tritec. Hierbei handelt es sich um eine sog. Referenzsolarzelle mit einem gültigen Messbereich von  $0 \text{ W/m}^2$  bis  $1500 \text{ W/m}^2$  und einer Sensorgenauigkeit von  $\pm 5 \%$  bezogen auf das Jahresmittel.

### *Messung der Solarzellenoberflächentemperatur*

Die Solarzellenoberflächentemperatur zum Zeitpunkt der jeweiligen Lichtbogenzündung wurde mit dem Sensor „Solar-4000“ der Firma Amprobe erfasst. Das Messgerät hat einen Gültigkeitsbereich von  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  bis  $100 \text{ }^\circ\text{C}$  bei einer Messgenauigkeit von  $\pm 3 \%$  bezogen auf einen schwarzen Körper. Die Temperatur wird berührungslos mithilfe einer geeigneten Infrarottechnologie gemessen.

### *Freischalter*

Im Sinne des Personen- und Anlagenschutz wurde zum gezielten Verlöschen des Lichtbogens sowie zum Spannungsfreischalten der gesamten Versuchsanordnung ein DC-Strang-Schutzschalter vom Typ „PKZ-SOL12“ der Firma Eaton verwendet.

## **4.1.3 Ermittlung der Auswirkungen serieller Lichtbögen auf das elektrische Verhalten von Photovoltaikgeneratoren**

Zu Beginn der Feldversuche wurden zunächst orientierende Untersuchungen zur Ermittlung der Auswirkung serieller Lichtbögen in Photovoltaikgeneratoren durchgeführt. Hierzu wurde, unter Verwendung des in Kapitel 4.1.2 beschriebenen Messaufbaus und -equipments, in den beiden Versuchsanlagen eine Vielzahl verschiedener Versuchsreihen aufgenommen. Alle Messungen wurden mit dem in Kapitel 4.1.1 vorgestellten Lichtbogengenerator unter ausschließlicher Verwendung einer Kupfer-Kupfer-Elektrodenpaarung vollzogen. Die einzeln untersuchten Parameterkonfigurationen, sowie die Anzahl der jeweils durchgeführten Messungen sind zusammenfassend in den Tabellen 4.1.3-1 und 4.1.3-2 dargestellt. Die Unterteilung des Einstrahlungsbereichs erfolgte unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der verwendeten Messmittel. Die Fehlerstellen (FS1 bis FS10) stimmen mit den in Abbildung 4.1.2-3 vorgestellten überein.



Während der Messungen wurden die zeitlichen Verläufe des Anregungssignals (Lichtbogen-Spannung  $U_{LB}$ ) sowie der Antwortsignale (String-Spannung  $U_{String}$  und String-Stroms  $I_{String}$ ) – entsprechend dem Messaufbau aus Abbildung 4.1.2-1 – aufgezeichnet. Im Rahmen der Vorversuche umfasst der Beobachtungszeitraum den kompletten Entstehungs- und Brennprozess eines Lichtbogens wodurch sich eine Messzeitdauer im Millisekunden-Bereich ergibt.

Der Spannungsverlauf eines, mit dem Lichtbogengenerator erzeugten, Lichtbogens ist in Abbildung 4.1.3-1 und der zugehörige, berechnete Widerstandsverlauf in Abbildung 4.1.3-2 gezeigt. Die entsprechenden, im Mittelpunkt der Untersuchung stehenden, lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  – wie sie mit dem in Kapitel 4.1.3 vorgestellten Versuchs- und Messaufbau erfasst wurden – sind in den Abbildungen 4.1.3-3 und 4.1.3-4 dargestellt.

Die sinusförmige Oszillation der String-Größen ist auf die Rückwirkungen des Wechselrichters auf die gleichstromseitigen Eingangsgrößen ( $I_{String}$ ,  $U_{String}$ ) zurückzuführen. Aufgrund des Wechselrichters sind der Zwischenkreisstrom  $I_{ZWK}$  und die Zwischenkreisspannung  $U_{ZWK}$  (vgl. Abbildung 5.3-1) schwingungsbehaftet. Diese Schwingungen entsprechen in etwa dem Doppelten der Netzfrequenz (ca. 100 Hz) und werden durch die im Hochsetzsteller verbauten Kapazitäten geglättet [4.29, S. 18 f].

Die eingehende Analyse der ermittelten Daten hat gezeigt, dass sich nicht nur der Entstehungsprozess des Lichtbogens, sondern auch die zugehörigen Reaktionen der Antwortsignale in fünf Phasen unterteilen lassen.

- Phase I: Normalbetrieb der Photovoltaikanlagen; kein Lichtbogen;  
Elektrodenabstand:  $dE = 0$  mm
- Phase II: Lichtbogenzündung;  
Elektrodenabstand:  $dE = 0$  mm
- Phase III: Lichtbogenverlängerung;  
Elektrodenabstand:  $0 \text{ mm} < dE < 3 \text{ mm}$
- Phase IV: stabil brennender Lichtbogen bei festem Elektrodenabstand und konstruktionsgeschuldeten Schwingungen des Lichtbogengenerators;  
Elektrodenabstand:  $dE = 3$  mm
- Phase V: Eingeschwungener, stationärer Zustand bei stabil brennendem Lichtbogen; Lichtbogengenerator ist mechanisch in Ruhe; Endposition ist erreicht;  
Elektrodenabstand:  $dE = 3$  mm

Die konkrete Einteilung der einzelnen Phasen erfolgt – in Anlehnung an die beispielsweise aus der Technologie der Niederspannungsschalter mit Gleichstromlöschprinzip bekannte Klassifikation [4.30, S. 604 ff.] – anhand des zeitlichen Spannungsverlaufs des Entstehungsprozesses des untersuchten Lichtbogens. Es ist zu beachten, dass es sich hierbei um eine rein zeitliche Zuordnung handelt.

In diesem Zusammenhang gliedert man den Entstehungsprozess eines Lichtbogens normalerweise in die drei Bereiche der Lichtbogenzündung, der Lichtbogenverlängerung und des anschließend stabil brennenden Lichtbogens. Für die Betrachtungen dieser Arbeit wurde der letzte Bereich in zwei Phasen geteilt. Diese Unterteilung basiert zum einen auf den Erkenntnissen der Messdatenauswertung und zum anderen auf den Ergebnissen der zeitlich hochaufgelösten Betrachtung des Kontaktöffnungsvorgangs des Lichtbogengenerators mit Hilfe einer Hochgeschwindigkeitskamera. Der Lichtbogen brennt beide Male stabil bei einem festvorgegebenem Elektrodenabstand. In Phase IV variiert die Lichtbogenlänge jedoch noch geringfügig aufgrund von konstruktionsgeschuldeten Schwingungen der Elektroden nach der Kontaktöffnung (vgl. Kapitel 4.1.2).

Diese spiegeln sich auch in den Signalverläufen der gemessenen String-Größen wieder. In Phase V ist der Lichtbogengenerator dann mechanisch in Ruhe, die Elektroden haben ihre Endposition erreicht und der Lichtbogen brennt bei einer konstanten Bogenlänge. Ein Ausbauchen der Lichtbogensäule oder ähnliche lichtbogenspezifische Phänomene wurden nicht beobachtet.

Von entscheidender Bedeutung für die weiterführenden Untersuchungen ist vor allem die Tatsache, dass sich das – auf Basis der Einteilung des zeitlichen Signalverlaufs der Lichtbogenspannung in die oben angegebenen fünf Phasen – definierte zeitliche Raster (vgl. Abbildung 4.1.3-1) in hundertprozentiger Übereinstimmung in den lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgängen der zeitlichen Signalverläufe von String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Stroms  $I_{\text{String}}$  wiederfindet. Siehe hierzu Abbildung 4.1.3-1, 4.1.3-3 und 4.1.3-4. Lediglich die signifikanten Merkmale der jeweiligen Phasen zeigen bei den beiden untersuchten String-Größen deutliche Unterschiede in ihrer individuellen Ausprägung und unterliegen innerhalb der einzelnen Messreihen einer gewissen Schwankung. Im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  in Abbildung 4.1.3-3 kann man zudem die Reaktion des Wechselrichters auf das serielle Lichtbogenereignis erkennen. Gemäß den Erläuterungen zur simulativen Nachbildung des Wechselrichters im Rahmen dieser Arbeit aus Kapitel 5.3 betragen die durchschnittlichen Reaktionszeiten üblicher MPP-Tracking-Algorithmen zwischen 1 ms und 60 ms [4.31, S. 5]. Dementsprechend kann man nach dem lichtbogenbedingten, kurzzeitigen Einbrechen der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  in Phase II und der anschließenden, sinkenden Tendenz, ab dem Ende von Phase III, in Phase IV und in Phase V einen Wiederanstieg im zeitlichen Signalverlauf deutlich erkennen.

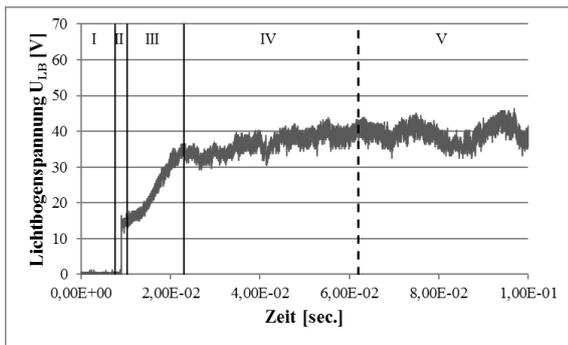


Abbildung 4.1.3-1: Zeitlicher Spannungsverlauf  $U_{LB}$  eines seriellen Lichtbogenereignisses

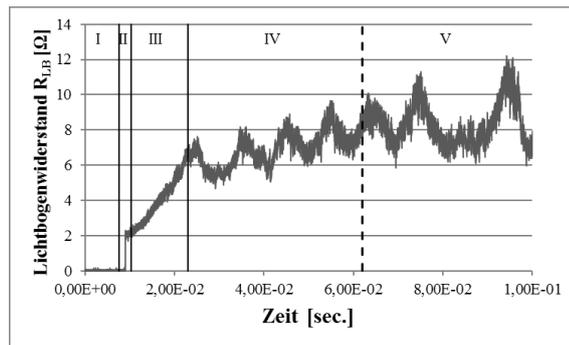


Abbildung 4.1.3-2: Zeitlicher Verlauf der Widerstandsentwicklung  $R_{LB}$  eines seriellen Lichtbogenereignisses

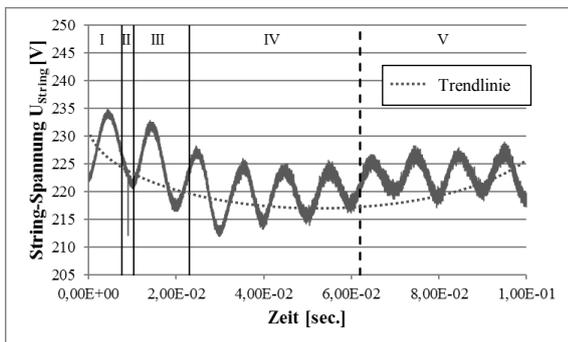


Abbildung 4.1.3-3: Zeitlicher Verlauf der String-Spannung  $U_{String}$  bei einem seriellen Lichtbogenereignis

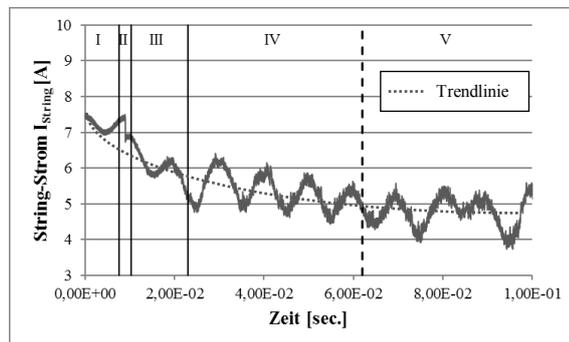
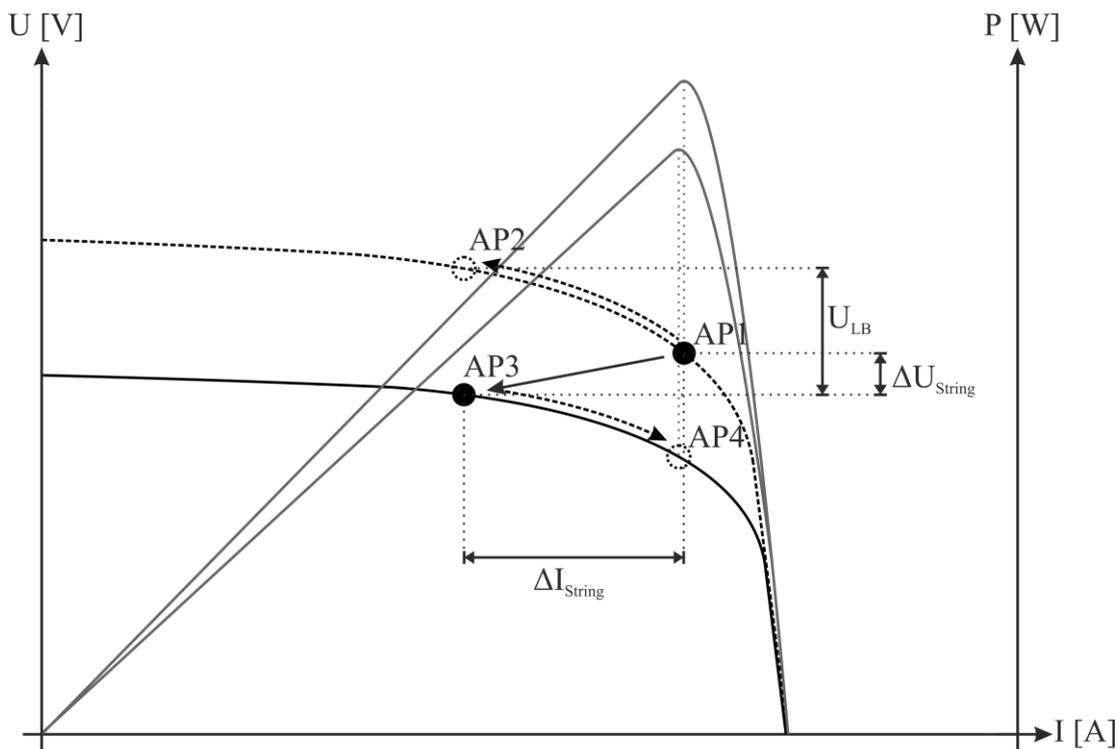


Abbildung 4.1.3-4: Zeitlicher Verlauf des String-Stroms  $I_{String}$  bei einem seriellen Lichtbogenereignis

Beschränkt man die Untersuchungen der Auswirkung serieller Lichtbogenereignisse nicht nur auf die separate Betrachtung der beiden einzelnen String-Größen  $U_{String}$  und  $I_{String}$ , sondern berücksichtigt darüber hinaus auch die Folgen auf das elektrische Klemmenverhalten des Photovoltaikgenerators als Ganzes, ergibt sich der in Abbildung 4.1.3-5 gezeigte Zusammenhang.



- U-I-Kennlinie des Photovoltaikgenerators ohne Lichtbogen
- U-I-Kennlinie des Photovoltaikgenerators mit Lichtbogen
- P-I-Kennlinie des Photovoltaikgenerators ohne/mit Lichtbogen
- Arbeitspunkt
- Arbeitspunkt
- ➔ Arbeitspunktverschiebung

Abbildung 4.1.3-5: Elektrisches Klemmenverhalten des Photovoltaikgenerators bei Eintritt eines seriellen Lichtbogenereignisses

Grundsätzlich befindet sich die Testanlage inklusive des integrierten Versuchsaufbaus und des kompletten Messequipments (vgl. Abbildung 4.1.3-1) vor der jeweiligen Versuchsdurchführung in einem eingeschwungenen Zustand, welcher dem Normalbetrieb einer Photovoltaikanlage entspricht. Das bedeutet, die Elektrodenanordnung des Lichtbogengenerators ist geschlossen und der Photovoltaikgenerator arbeitet in einem, den aktuellen Umweltbedingungen entsprechenden, Punkt maximaler Leistung (MPP). String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Strom  $I_{\text{String}}$  oszillieren – wie bereits zu Beginn dieses Kapitels erklärt – jeweils mit einer durch den Wechselrichter fest vorgegebenen Frequenz um einen konstanten Wert und die Lichtbogen-Spannung  $U_{\text{LB}}$  ist Null. In der Abbildung 4.1.3-5 entspricht dies dem Arbeitspunkt AP1.

Zum besseren Verständnis des Einflusses stabil brennender, serieller Lichtbogenfehler auf das elektrische Klemmenverhalten einer Single-String-Photovoltaikanlage beschränken sich die Untersuchungen zunächst ausschließlich auf den Photovoltaikgenerator. Bei dieser isolierten Betrachtungsweise werden String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Strom  $I_{\text{String}}$  – gemäß dem in Abbildung 4.1.3-6 in rechteckigen Klammern dargestellten, alternativen Messansatzes – unmittelbar an den Anschlussklemmen des Photovoltaikgenerators erfasst. In Analogie zu einer gewöhnlichen, lastseitigen Widerstandserhöhung wird der serielle Störlichtbogen hierbei als zusätzlicher elektrischer Widerstand wahrgenommen. Es kommt zu einer Verschiebung des Arbeitspunktes aus dem Punkt maximaler Leistung heraus – entlang der zum Zeitpunkt des Fehlereintritts aktuellen Quellenkennlinie – in Richtung höherer Spannungen und niedriger Ströme. Aufgrund der eingprägten Quellencharakteristik des Photovoltaikgenerators bleibt die U-I-Kennlinie unverändert. Demzufolge stellt sich auf der in Abbildung 4.1.3-5 dargestellten U-I-Kennlinie des Photovoltaikgenerators ohne Lichtbogen der neue Arbeitspunkt AP2 ein.

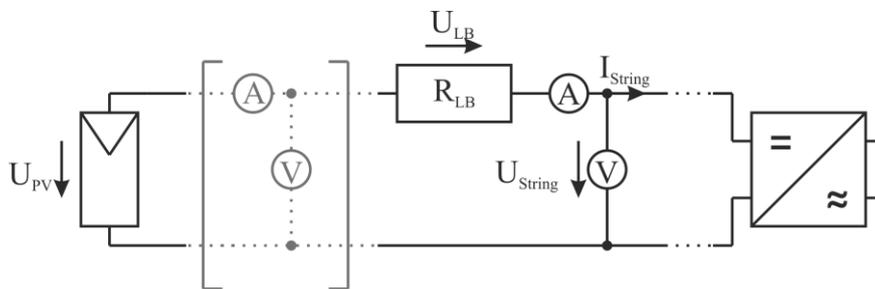


Abbildung 4.1.3-6: Prinzipieller Versuchsaufbau zur Messung der elektrischen String- und Lichtbogenrößen

Unter Berücksichtigung der Anforderungen an eine möglichst effiziente, aufwandsneutrale sowie kostengünstige Alternative zur Störlichtbogendetektion wurden die zu untersuchenden Zielgrößen in der Versuchsanordnung allerdings mit Hilfe des zweckgerichtet ausgewählten Messaufbaus und -equipments direkt an den wechselrichterseitigen String-Anschlussklemmen gemessen (vgl. Kapitel 4.1.3). Hierbei wirkt die, über dem zusätzlichen Lichtbogenwiderstand  $R_{\text{LB}}$  abfallende Spannung  $U_{\text{LB}}$  dem Photovoltaikgenerator als Spannungsquelle (vgl. Abbildung 4.1.3-6:  $U_{\text{PV}}$ ) entgegen. Dem zweiten Kirchhoff'schen Gesetz der Maschenregel zur Folge, führt dies – in Übereinstimmung mit dem elektrischen Ersatzschaltbildes aus Abbildung 4.1.3-6 – zu einer spannungsmäßigen Veränderung der erfassten Quellenkennlinie des Photovoltaikgenerators um den Betrag der Lichtbogen-Spannung  $U_{\text{LB}}$  bei ansonsten gleichbleibendem Strom. In direkter Konsequenz entsteht die, in Abbildung 4.1.3-5 gezeigte U-I-Kennlinie des Photovoltaikgenerators mit Lichtbogen.

Diese ist charakteristisch für serielle Störlichtbögen und unterscheidet sich beispielsweise deutlich von der in [4.32, S.197] dargestellten I-U-Kennlinien eines Photovoltaikgenerators bei Teilbeschattung (vgl. Abbildung 4.1.3-7). Durch eine entsprechende U-I-Kennlinien-Analyse könnten bei der Implementierung eines Störlichtbogendetektors gemäß dem in Abbildungen 4.1.2-1 und 4.1.3-6 dargestellten Versuchsaufbaus etwaige Fehlauflösungen somit vermieden werden.

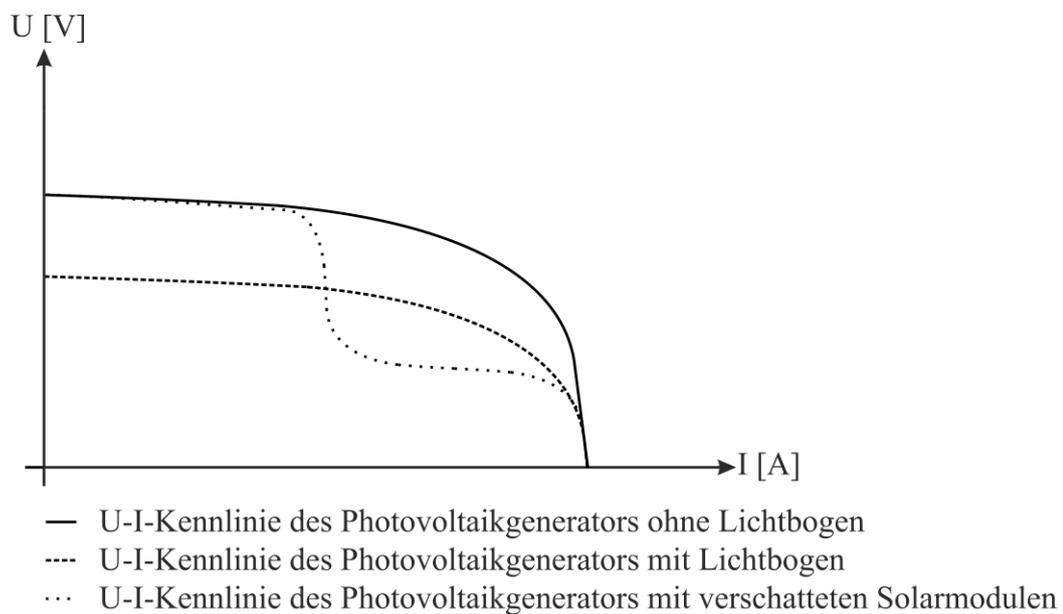


Abbildung 4.1.3-7: U-I-Kennlinie eines Photovoltaikgenerators bei unterschiedlichen Fehlerfällen

Im Falle eines seriellen Lichtbogenereignisses sinken sowohl die String-Spannung  $U_{\text{String}}$  als auch der String-Strom  $I_{\text{String}}$  (vgl. Abbildung 4.1.3-3 und 4.1.3-4). Infolgedessen stellt sich der daraus resultierende Arbeitspunkt AP3 auf der neuen Quellenkennlinie in Abbildung 4.1.3-5 ein. Bei Brenndauern serieller Störlichtbögen im Millisekunden Bereich ist davon auszugehen, dass die MPP-Tracking-Algorithmen der jeweiligen Wechselrichter auf die veränderten Bedingungen reagieren. Im Rahmen dieser Leistungsanpassung fährt der Wechselrichter den neuen Punkt maximaler Leistung auf der aktuellen U-I-Kennlinie des Photovoltaikgenerators mit Lichtbogen an. In Abbildung 4.1.3-5 ist dieser durch den wechselrichterseitigen Arbeitspunkt AP4 dargestellt.

Die beiden – im Fokus dieser Vorversuche zur Untersuchung der Auswirkungen serieller Lichtbögen in Gänze (Entstehungs- und Brennprozess) auf das elektrische Klemmverhalten von Photovoltaikgeneratoren stehenden – Arbeitspunkte AP1 und AP3, sowie die entsprechenden U-I-Kennlinien der Single-String-Photovoltaikanlage sind statischer Natur.

Abbildung 4.1.3-5 ermöglicht, durch eine entsprechend aufbereitete Darstellungsweise, die anschauliche Herleitung der über dem Lichtbogenwiderstand  $R_{LB}$  abfallenden Spannung  $U_{LB}$  aus der Differenz der beiden Arbeitspunkte AP2 und AP3, sowie die graphische Ableitung der lichtbogenbedingten Veränderungen der String-Größen ( $\Delta U_{String}$  und  $\Delta I_{String}$ ) aus der Differenz der beiden Arbeitspunkte AP1 und AP3. Die, zu dieser statischen Arbeitspunktverschiebung gehörenden Amplitudenwerte und Zeitdauern der lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge von String-Spannung und String-Strom (vgl. Abbildung 4.1.3-5:  $\Delta U_{String}$  und  $\Delta I_{String}$ ) wurden experimentell ermittelt und sind für die verschiedenen Einstrahlungsbereiche in Tabelle 4.1.3-3 zusammenfassend dargestellt. Diese umfasst darüber hinaus auch die entsprechenden Angaben der zugehörigen Anregungssignale, den zeitlichen Verläufen der Lichtbogen Spannung (vgl. Abbildung 4.1.3-5:  $U_{LB}$ ). Die Ermittlung der in Tabelle 4.1.3-3 gezeigten Daten aus den, an realen Single-String-Photovoltaikanlagen gemessenen, zeitlichen Signalverläufen der untersuchten elektrischen Zielgrößen erfolgt mit Hilfe eines eigens entworfenen, in MATLAB implementierten Algorithmus. Hierbei entspricht der Punkt vor dem Lichtbogenereignis dem Mittelwert des gemessenen Signals der letzten 10 ms. Der zweite Punkt ist das Minimum des lichtbogenbedingten Einbruchs im zeitlichen Signalverlauf der jeweils aufgezeichneten String-Größe. Zum besseren Verständnis sind die errechneten Amplituden- und Zeitgrößen sowie die hierfür benötigten und im Vorfeld definierten Punkte in Abbildung 4.1.3-8 am Beispiel eines zeitlichen Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{String}$  zusammenfassend dargestellt.

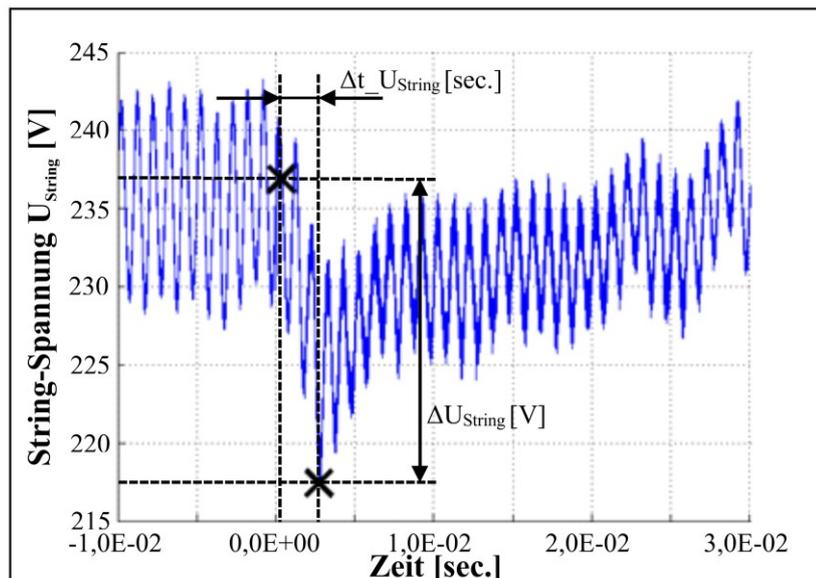


Abbildung 4.1.3-8: Kenngrößen und Auswertung der Amplitudenwerte und Zeitdauern der lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge am Beispiel eines Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{String}$

Tabelle 4.1.3-3: Amplitudenwerte und Zeitdauern der lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge von String-Spannung und String-Strom (gemessen an Versuchsanlage 1; Kapitel 4.1.3)

<b>Einstrahlung</b> [W/m <sup>2</sup> ]	<b>U<sub>LB</sub></b> [V]	<b>Δt<sub>U<sub>LB</sub></sub></b> [sec.]	<b>ΔU<sub>String</sub></b> [V]	<b>Δt<sub>U<sub>String</sub></sub></b> [sec.]	<b>ΔI<sub>String</sub></b> [A]	<b>Δt<sub>I<sub>String</sub></sub></b> [sec.]
<b>470 - 630</b>	45,963	0,010	11,593	0,019	1,246	0,026
<b>630 - 790</b>	41,085	0,019	15,176	0,023	1,825	0,033
<b>790 - 950</b>	40,800	0,015	18,852	0,024	2,454	0,031
<b>950 - 1110</b>	40,737	0,014	21,312	0,023	2,490	0,028

Gemäß Tabelle 4.1.3-3 nimmt der Spannungsbedarf des stabil brennenden Lichtbogens  $U_{LB}$  mit zunehmender Einstrahlung merklich ab. In Übereinstimmung mit den Darstellungen der theoretischen Grundlagen der Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeiten der charakteristischen Ströme und Spannungen von Solarzellen (vgl. Kapitel 5.1.4), steigt der MPP-Strom mit zunehmender Einstrahlung linear an. Dieser entspricht dem String-Strom  $I_{String}$ . Quasi den, dem Lichtbogen bei Fehlereintritt zur Verfügung stehenden Strom. Gemäß den Erläuterungen zu den wesentlichen physikalischen Eigenschaften von Lichtbögen aus Kapitel 3.2, ist der Spannungsbedarf eines stabil brennenden, säulenbehäfteten Lichtbogens stromabhängig. Mit zunehmendem Strom, steigt die Temperatur des Säulenplasmas  $T_s$  und somit die elektrische Leitfähigkeit der Lichtbogensäule  $\gamma_s$ . Entsprechend Gleichung 3.2-3 sinkt demzufolge die elektrische Feldstärke der Lichtbogensäule  $E_s$  bei gleichbleibender Stromdichte  $J_s$  und damit – in Übereinstimmung mit der allgemeinen Lichtbogenformel (vgl. Gleichung 3.2-1) – die zur Aufrechterhaltung des Lichtbogens notwendige Spannung  $U_{LB}$ .

Dahingegen steigen die Amplitudenwerte der lichtbogenbedingten Änderung  $\Delta U_{String}$  und  $\Delta I_{String}$  im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  mit zunehmender Einstrahlung an. Diese Tendenzen zeigen sich nicht nur bei den, in Tabelle 4.1.3-3 dargestellten, absoluten Angaben von sondern auch bei den, auf die vor dem Fehlereintritt anliegenden bzw. fließenden String-Größen bezogenen Werten (vgl. Abbildungen 5.1.4.1-6/2 und 5.1.4.1-6/4). Grundlegend ist dieses Verhalten in der, in Kapitel 5.1.4 beschriebenen Einstrahlungsabhängigkeit der MPP-Spannung  $U_{MPP}$  und des MPP-Stroms  $I_{MPP}$  begründet. Der MPP-Strom  $I_{MPP}$  steigt eindeutig linear mit zunehmender Einstrahlung an. Ähnlich verhält es sich bei der MPP-Spannung  $U_{MPP}$ . Diese steigt abhängig von der jeweiligen Solarzellentechnologie und der Temperatur  $T$  zunächst – in Analogie zur Leerlaufspannung  $U_{LL}$  – logarithmisch an, bevor sie bei höheren Einstrahlungswerten  $E_s$  eine fallende Tendenz aufweist.

Der zugehörige Arbeitspunkt wandert mit wachsender Einstrahlung entlang der Strom-Spannungs-Kennlinie der Photovoltaikanlage (vgl. Abbildung 5.1.4.1-8). Bei niedrigeren Einstrahlungen befindet sich dieser im nahezu stromkonstanten Bereich der Quellencharakteristik des Photovoltaikgenerators und verschiebt sich bei höher werdenden Einstrahlungen immer mehr in Richtung des spannungskonstanten Bereichs [4.33, S.89 ff.]. In Folge dessen steigen die Werte von  $\Delta U_{\text{String}}$  und  $\Delta I_{\text{String}}$  bei gleichzeitiger Abnahme der Werte von  $U_{\text{LB}}$  (vgl. Tabelle 4.1.3-3).

In den Zeitdauern  $\Delta t_{U_{\text{String}}}$  und  $\Delta t_{I_{\text{String}}}$  der lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge von String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Strom  $I_{\text{String}}$  sowie denen der eigentlichen Lichtbogenentstehung ( $\Delta t_{U_{\text{LB}}}$ ) lassen sich in Bezug auf die Einstrahlung keine eindeutigen Abhängigkeiten oder Tendenzen feststellen (vgl. Tabelle 4.1.3-3).

Zur Erklärung der bisher betrachteten, statischen Arbeitspunktverschiebung war der zeitliche Verlauf des Lichtbogenwiderstands  $R_{\text{LB}}$  respektive der über dem Lichtbogen abfallenden Spannung  $U_{\text{LB}}$  (vgl. Abbildung 4.1.3-1 und 4.1.3-2) des in Abbildung 4.1.3-6 gezeigten Netzwerks vollkommen ausreichend.

Die Verläufe der, in die Darstellungen der Ausgleichsvorgänge der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und des String-Stroms  $I_{\text{String}}$  eingefügten Trendlinien (vgl. Abbildungen 4.1.3-3 und 4.1.3-4) lassen allerdings unter Berücksichtigung der elektrotechnischen Schaltgesetze [4.34, S. 5 ff.] darauf schließen, dass in diesem Netzwerk darüber hinaus auch eine Reihe von Energiespeichern (Induktivitäten und Kapazitäten) integriert sind. Demnach ist der Übergangsprozess zwischen den beiden, beschriebenen statischen Arbeitspunkten AP1 und AP3, im Gegensatz zu den Arbeitspunkten und den U-I-Kennlinien an sich, ein transienter Vorgang.

Durch die eingehende Analyse und Auswertung der erfassten Messdaten konnten diesem transienten, oder auch dynamischen Vorgang die fünf Phasen des, während der Vorversuche zur Untersuchung der Auswirkungen serieller Lichtbögen auf das elektrische Klemmverhalten von Photovoltaikgeneratoren definierten, zeitlichen Rasters eindeutig zugeordnet werden. Die detaillierte Einteilung der lichtbogenbedingten Arbeitspunktverschiebung in die einzelnen, bereits beschriebenen Phasen ist in Abbildung 4.1.3-9 gezeigt.

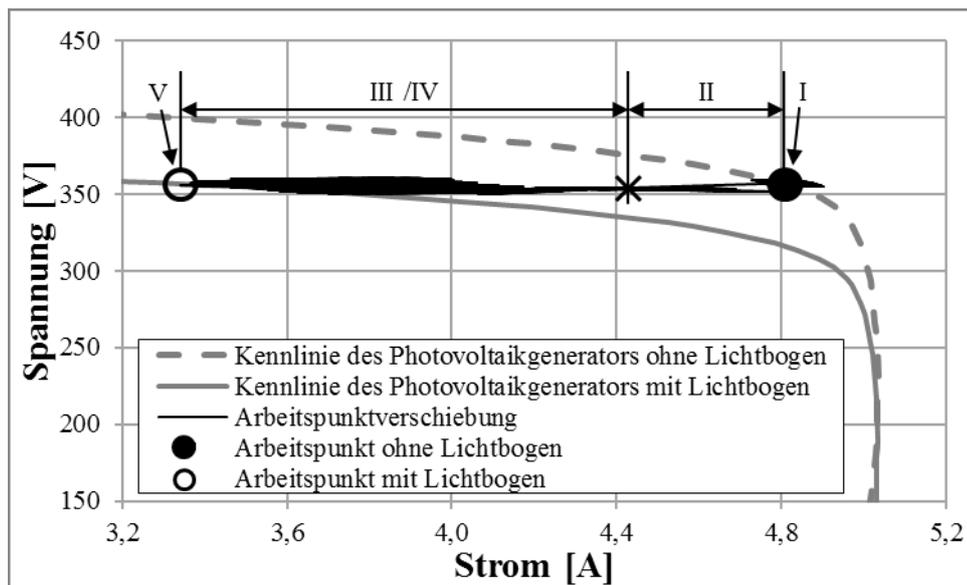


Abbildung 4.1.3-9: Quellenkennlinien der Photovoltaikanlage und Arbeitspunktwanderung bei einem seriellen Lichtbogenereignis

Phase I beschreibt den zeitlichen Bereich vor dem Lichtbogenereignis. Die Photovoltaikanlage inklusive des integrierten Versuchsaufbaus und des kompletten Messequipments (vgl. Abbildung 4.1.2-1) befindet sich in einem eingeschwungenen Zustand. Phase II der Abbildung 4.1.3-9 umfasst den Zeitpunkt der Lichtbogenzündung, aufgrund der schlagartigen Öffnung der Kontaktstrecke des Lichtbogengenerators. Durch die Kontakttrennung kommt es zur Ausbildung des Lichtbogens. Die Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  steigt sprunghaft auf den Wert der Lichtbogenmindestbrennspannung  $U_{LB, \min.}$ , welche in etwa der Anoden-Kathoden-Fallspannung entspricht, an [4.35, S. 239 f.]. Während der Lichtbogenverlängerung in Phase III steigt die Lichtbogenspannung  $U_{LB}$ , aufgrund des in Formel 3.2-1 dargestellten Zusammenhangs, weiter an.

In Phase IV ist der maximale Elektrodenabstand erreicht und der Verlängerungsprozess somit abgeschlossen. Der Lichtbogen brennt stabil bei einem festen, vordefinierten Elektrodenabstand. Die detaillierte Untersuchung des transienten Übergangsprozesses zwischen den beiden statischen Arbeitspunkten auf den Quellenkennlinien des Photovoltaikgenerators mit und ohne Lichtbogen hat gezeigt, dass dieser Vorgang maßgeblich aber nicht ausschließlich durch die Lichtbogenverlängerung in Phase III bedingt ist.

Zunächst führt allerdings die Lichtbogenzündung (Phase II) dazu, dass der Arbeitspunkt die bisherige Kennlinie verlässt und sich in Richtung neuer Quellencharakteristik bewegt. Der Prozess der Lichtbogenverlängerung wirkt sich erst später auf die Arbeitspunktverschiebung aus. Mit Hilfe geeigneter Auswertelgorithmen kann der exakte Übergangspunkt zwischen den Phasen II und III genau bestimmt werden (vgl. Abbildung 4.1.3-9).

#### 4.1.4 Fazit

Serielle Lichtbogen stellen gemäß Abbildung 4.1.3-2 prinzipiell einen elektrischen Widerstand dar. Dieser führt gemäß den, mit Hilfe des in Abbildung 4.1.3-6 dargestellten Versuchsaufbaus, ermittelten Versuchsergebnissen zu einer Veränderung der erfassten Querkennlinie des Photovoltaikgenerators. De facto kommt es zu einer Reduktion der Spannung um den Betrag der Lichtbogenbrennspannung  $U_{LB}$  bei nahezu gleichbleibendem Strom (vgl. Abbildung 4.1.3-5) was letztendlich gleichbedeutend mit einer Arbeitspunktverschiebung zwischen zwei verschiedenen, statischen Strom-Spannungs-Kennlinien der Photovoltaikanlage ist.

Der zugrundeliegende transiente Übergangsprozess inklusive der beiden statischen Arbeitspunkten lässt sich den fünf, im Rahmen dieses Kapitels definierten, Phasen des Entstehungsprozesses eines seriellen Lichtbogens respektive den zugehörigen Ausgleichsvorgänge der zeitlichen Signalverläufe von String-Spannung  $U_{String}$  und String-Stroms  $I_{String}$  eindeutig zuordnen. Eine Störlichtbogendetektion unter Verwendung der, an den String-Anschlussklemmen gemessenen, zeitlichen Signalverläufen der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  ist demnach auf Basis der lichtbogenspezifischen Arbeitspunktverschiebung mit entsprechenden Algorithmen prinzipiell möglich.

Die orientierenden Voruntersuchungen zur Ermittlung der Auswirkung serieller Lichtbögen in Photovoltaikgeneratoren zeigen aber auch, dass die Arbeitspunktwanderung zum größten Teil der Phase der Lichtbogenverlängerung geschuldet ist (vgl. Abbildung 4.1.3-9). Diese ist zwar typisch für Schaltlichtbögen in mechanischen Schaltgeräten, muss sich aber nicht zwingendermaßen bei der Ausbildung von Störlichtbogen ergeben. Auch das einzige, in Kapitel 4.1.1 beschriebene, etablierte Testverfahren für solarsystemspezifische Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter und Störlichtbogendetektionsgeräte bedient sich gezielt eines Zündmechanismus (Explosion eines Stahlwolle-Knäuels) bei dem es zu keiner Lichtbogenverlängerung kommt. Es ist davon auszugehen, dass dieses vorgeschriebene Prüfzenario den realen Entstehungsprozess eines Störlichtbogens in einer Photovoltaikanlage – beispielsweise aufgrund eines Tierbisses oder eines Kabelbruchs – in sehr guter Näherung nachbildet.

Anders verhält es sich bei der eigentlichen Lichtbogenzündung (Phase II). Diese ist fester Bestandteil einer jeden Lichtbogenentstehung und somit unabhängig vom Zündmechanismus bzw. der jeweiligen Fehlerhistorie. Darüber hinaus ist vor allem der Moment der Lichtbogenzündung in *Phase II* in beiden Signalverläufen der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  (vgl. Abbildungen 4.1.3-3, 4.1.2-4) besonders ausgeprägt. In Analogie zum sprunghaften Anstieg der Lichtbogenbrennspannung  $U_{LB}$ , brechen sowohl die String-Spannung  $U_{String}$  als auch der String-Strom  $I_{String}$  in diesem Zeitbereich ein.

Anschließend sinken die beiden Signalverläufe aufgrund des wachsenden Spannungsbedarfs des Lichtbogens mit zunehmender Länge während der Verlängerungsphase (vgl. *Phase III*) weiter ab. Brennt der Bogen stabil pendeln sich String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Strom  $I_{\text{String}}$  auf einem relativ konstanten Wert ein. Letzterer ist allerdings deutlich von der jeweiligen Lichtbogenspannung  $U_{\text{LB}}$  abhängig, welche ihrerseits durch die unterschiedlichsten Parameter, wie beispielsweise der Lichtbogenlänge  $l_{\text{LB}}$  (vgl. Kapitel 3.2, Formel 3.2-.1) oder den aktuellen Einstrahlungsverhältnissen (vgl. Tabelle 4.1.4-3) bedingt ist.

Auch die, im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  in Abbildung 4.1.3-3 erkennbare Reaktion des Wechselrichters auf das Lichtbogenereignis und die Gegenmaßnahmen des entsprechenden MPP-Tracking-Algorithmus hat auf den eigentlichen Entstehungsmoment des Lichtbogens in Phase II aufgrund ihrer durchschnittlichen Reaktionszeiten von 1 ms bis 60 ms [4.31, S. 5] keinen Einfluss.

Infolge dieser Erkenntnisse ist die Lichtbogenzündungsphase während der, im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten, experimentellen Studien immer mehr in den Fokus des Interesses gerückt und wird in den folgenden Kapiteln vor allem hinsichtlich ihrer prinzipiellen Eignung als zuverlässiges Kriterium zur sicheren Detektion von seriellen Störlichtbögen eingehend untersucht und analysiert.

#### **4.1.5 Ermittlung der Auswirkungen des Zündmoments serieller Lichtbögen auf das elektrische Verhalten von Photovoltaikgeneratoren**

Die Untersuchung der Auswirkungen des reinen Zündmoments eines seriellen Lichtbogens auf das Verhalten der elektrischen String-Größen von Photovoltaikgeneratoren steht im eigentlichen Mittelpunkt der wissenschaftlichen Betrachtungen dieser Arbeit. Im Vergleich zu den orientierenden Voruntersuchungen aus Kapitel 4.1.3 ist die hierzu durchgeführte Messkampagne demzufolge deutlich umfangreicher. Bei Verwendung desselben, in Abbildung 4.1.2-1 gezeigten Versuchsaufbaus wurden über 800 Einzelmessungen in 80 unterschiedlichen Versuchsreihen aufgenommen. Alle Messungen wurden mit dem in Kapitel 4.1.1 vorgestellten Lichtbogengenerator unter ausschließlicher Verwendung einer Kupfer-Kupfer-Elektrodenpaarung vollzogen. Die einzeln, an den beiden Versuchsanlagen (vgl. Kapitel 4.1.2) untersuchten Parameterkonfigurationen, sowie die Anzahl der jeweils durchgeführten Messungen sind zusammenfassend in Tabelle 4.1.5-1 dargestellt.

Tabelle 4.1.5-1: Durchgeführte Messungen zur Auswirkung des Zündmoments serieller Lichtbögen in Photovoltaikgeneratoren; Versuchsanlage 1 und 2; die Zahl in den Kästchen entspricht der Anzahl der Messungen; FS ... = Fehlerstelle ... (vgl. Abb. 4.1.2-3);

	FS 1	FS 2	FS 3	FS 4	FS 5	FS 6	FS 7	FS 8	FS 9	FS 10
470 W/m <sup>2</sup> bis 630 W/m <sup>2</sup>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
630 W/m <sup>2</sup> bis 790 W/m <sup>2</sup>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
790 W/m <sup>2</sup> bis 950 W/m <sup>2</sup>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
950 W/m <sup>2</sup> bis 1100 W/m <sup>2</sup>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Auch hier wurden die zeitlichen Verläufe des Anregungssignals sowie der Antwortsignale aufgezeichnet. Der Beobachtungszeitraum beschränkt sich allerdings ausschließlich auf den Zündmoment des Lichtbogens und fokussiert sich demzufolge auf die Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$ . Eine Messzeitdauer von maximal 50  $\mu$ s hat sich hierbei als sinnvoll und praktikabel erwiesen um die wesentlichen Vorgänge in den drei Zielgrößen kurz vor, während und kurz nach der Zündung zu erfassen.

Der zeitliche Verlauf der, auf die Phasen I und II beschränkten Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  respektive der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  ist in Abbildung 4.1.5-1 abgebildet.

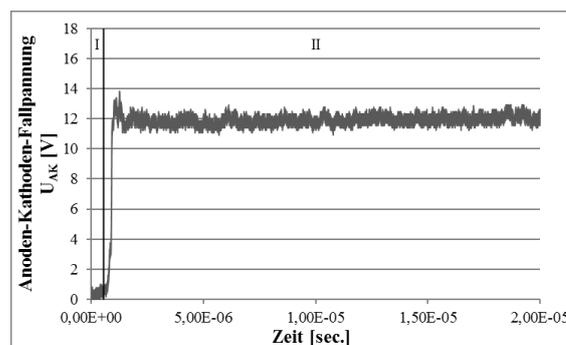


Abbildung 4.1.5-1: Zeitlicher Spannungsverlauf der Anoden-Kathodenfallspannung im Zündmoment eines seriellen Lichtbogens

Die resultierenden, im Fokus der Messkampagne stehenden lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und des String-Stroms  $I_{\text{String}}$  sind in den Abbildungen 4.1.5-2 und 4.1.5-3 dargestellt. Die konkrete Einteilung und zeitliche Zuordnung der hierbei relevanten Phasen entspricht den Klassifizierungskriterien des Entstehungsprozess des Lichtbogens aus Kapitel 4.1.3.

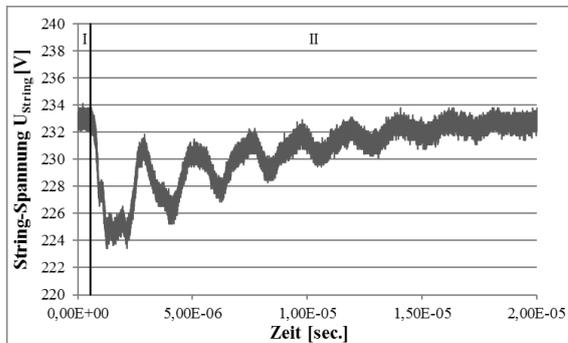


Abbildung 4.1.5-2: Zeitlicher Verlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  aufgrund des Zündmoments eines seriellen Lichtbogenereignis

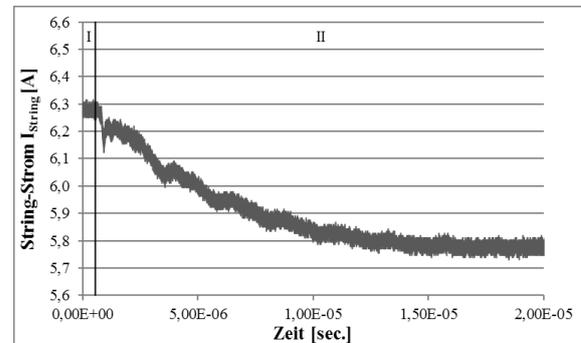


Abbildung 4.1.5-3: Zeitlicher Verlauf der String-Stroms  $I_{\text{String}}$  aufgrund des Zündmoments eines seriellen Lichtbogenereignis

Vor der detaillierten Auswertung der Messdaten wurden die mitaufgezeichneten Umgebungsparameter eingehender analysiert. Abbildung 4.1.5-4 zeigt den Zusammenhang zwischen der Solarzellentemperatur  $T_{\text{SZ}}$  und der solaren Einstrahlung  $E_{\text{S}}$ . Prinzipiell besteht zwischen den beiden, die im Fokus der Feldversuche stehenden Zielgrößen beeinflussenden, Umweltbedingungen eine lineare Abhängigkeit. Wie erwartet steigt mit zunehmender Einstrahlung  $E_{\text{S}}$  auch die Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{\text{SZ}}$ . Die, zum Teil stark unterschiedlichen Einstrahlungswerte  $E_{\text{S}}$  bei gleicher Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{\text{SZ}}$  lassen sich durch das Grundgesetz der Erwärmung [4.36, S. 62 ff.], wonach sich die Temperatur eines Körpers nicht sprunghaft ändern kann, erklären.

Die Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{\text{SZ}}$  kann aufgrund der thermischen Trägheit den schnellen Änderungen der Einstrahlungsbedingungen, beispielsweise aufgrund von Verschattung durch vorbeiziehende Wolken, demnach nicht so schnell folgen. Insofern hat die Einstrahlung  $E_{\text{S}}$  der Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{\text{S}}$  gegenüber einen wesentlich deutlicheren Einfluss auf die elektrischen Zielgrößen.

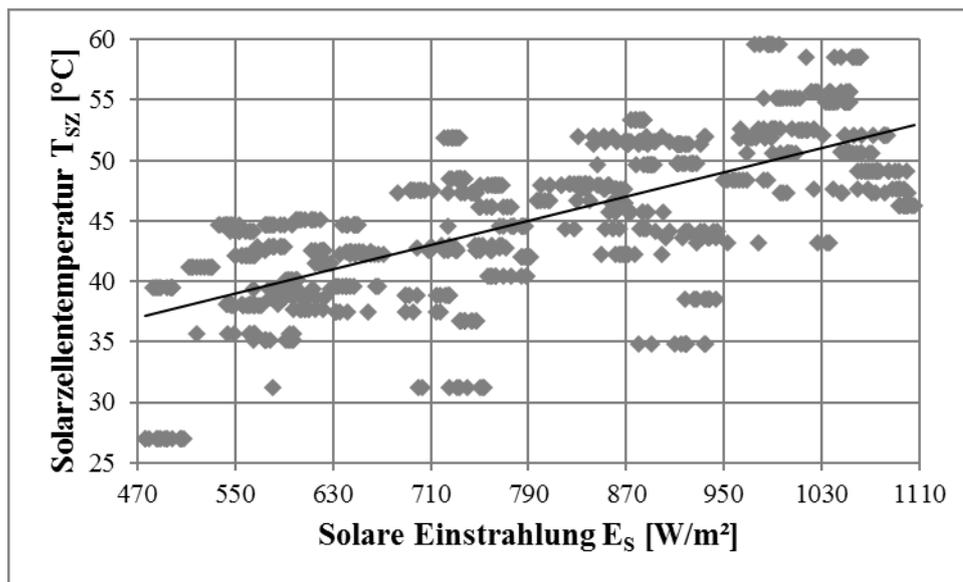


Abbildung 4.1.5-4: Zusammenhang zwischen der Solarzellentemperatur  $T_{SZ}$  und der solaren Einstrahlung  $E_S$

In einem ersten Schritt wurden die – nachfolgend in den Ausführung zur Parameterermittlung eines Photovoltaikgenerators des Kapitels 5.1.4 detailliert beschriebenen Abhängigkeiten der charakteristischen elektrischen Kenngrößen MPP-Spannung  $U_{MPP}$  und MPP-Strom  $I_{MPP}$  – von den beiden wesentlichen Umweltbedingungen, der solaren Einstrahlung  $E_S$  und der Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{SZ}$ , experimentell nachvollzogen. Die theoretischen MPP-Größen entsprechen hierbei den gemessenen String-Spannung  $U_{String}$  und String-Strömen  $I_{String}$  während des Normalbetriebs der Photovoltaikanlage. Einstrahlung  $E_S$  und Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{SZ}$  wurden bei jeder einzelnen Messung separat mit den entsprechenden, in Kapitel 4.1.3 vorgestellten Sensoren erfasst. Die Ergebnisse der ausgewerteten Messdaten sind in den Abbildungen 4.1.5-5 bis 4.1.5-8 zusammengefasst.

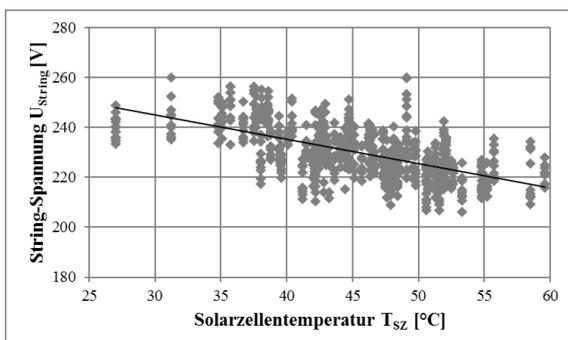


Abbildung 4.1.5-5: Temperaturabhängigkeit der String-Spannung  $U_{String}$

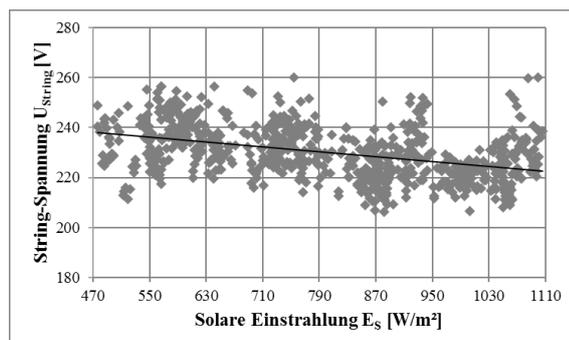


Abbildung 4.1.5-6: Einstrahlungsabhängigkeit der String-Spannung  $U_{String}$

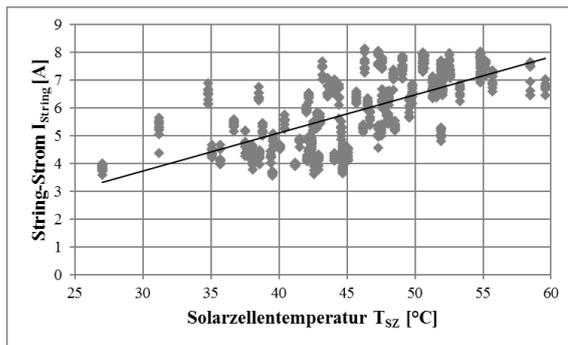


Abbildung 4.1.5-7: Temperaturabhängigkeit des String-Stroms  $I_{String}$

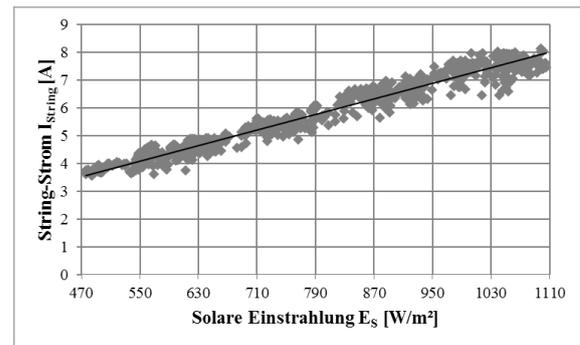


Abbildung 4.1.5-8: Einstrahlungsabhängigkeit des String-Stroms  $I_{String}$

Die messtechnisch ermittelten Tendenzen stimmen mit den entsprechenden Literaturangaben sowie mit den simulativ berechneten Kurvenverläufen der Abbildungen 5.1.4.1-3 und 5.1.4.1-6 überein. Die String-Spannung  $U_{String}$  sinkt im betrachteten Einstrahlungsbereich leicht mit zunehmender Bestrahlungsstärke  $E_S$  und deutlich bei steigender Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{SZ}$ . Dagegen steigt der String-Strom  $I_{String}$  sowohl in Abhängigkeit der Einstrahlung  $E_S$  als auch der Temperatur  $T_{SZ}$  deutlich linear an. Die String-Spannung  $U_{String}$  sinkt im betrachteten Einstrahlungsbereich deutlich bei steigender Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{SZ}$  und leicht mit zunehmender Bestrahlungsstärke  $E_S$ . Dagegen steigt der String-Strom  $I_{String}$  sowohl in Abhängigkeit der Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{SZ}$  als auch der solaren Einstrahlung  $E_S$  deutlich linear an.

Eine eingehende Untersuchung der einzelnen Messreihen hinsichtlich des Einflusses der jeweiligen Fehlerstelle innerhalb des Strings hat gezeigt, dass diese keine signifikante Auswirkung auf die lichtbogenbedingten Antwortsignale der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  haben. Zur Verdeutlichung dieser Aussage sind in Abbildung 4.1.5-9 die, auf die MPP-Spannung  $U_{MPP}$  im Normalbetrieb der Photovoltaikanlagen normierten, Verläufe der String-Spannung  $U_{String}$  aller zehn Fehlerstellen bei sonst identischer Parameterkonfiguration dargestellt.

Die Normierung der einzelnen Signalverläufe ist durch die Unterteilung des Einstrahlungsbereichs unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der verwendeten Messmittel (vgl. Tabelle 4.1.4-1 bzw. 4.1.6-1) bedingt. In Abbildung 4.1.5-9 ist der Einfluss der unterschiedlichen Fehlerstellen auf die Signalverläufe der lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge der String-Spannung  $U_{String}$  im Einstrahlungsbereich von 790  $W/m^2$  bis 950  $W/m^2$  dargestellt. Da nicht alle Messungen zu den exakt gleichen meteorologischen Bedingungen aufgenommen werden konnten, wurden die Betriebsspannungen vor dem Fehlereintritt zwecks einer verbesserten Vergleichbarkeit auf null normiert. Im Ergebnis sind die einzelnen Signalverläufe nahezu kongruent. Aus diesem Grund werden die unterschiedlichen Fehlerstellen bei den folgenden Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt.

Die minimalen Abweichungen der unterschiedlichen Signalverläufe aus Abbildung 4.1.5-9 zueinander sind zum einen auf die angesprochenen, nicht exakt identischen Umgebungsbedingungen zum jeweiligen Messzeitpunkt und zum anderen auf die Messungenauigkeiten der verwendeten Geräte zur Einstrahlungs- und Temperaturmessung (vgl. Kapitel 4.1.2) zurückzuführen. Auch die Elektrodenoberflächen können sich auf die dargestellten zeitlichen Signalverläufe auswirken. Wie in Kapitel 4.1.1 bereits erörtert, werden die Elektroden des Lichtbogengenerators nach jeder Lichtbogenzündung abgefeilt und gesäubert, was allerdings keine hundertprozentige Wiederherstellung des Ursprungszustandes garantiert.

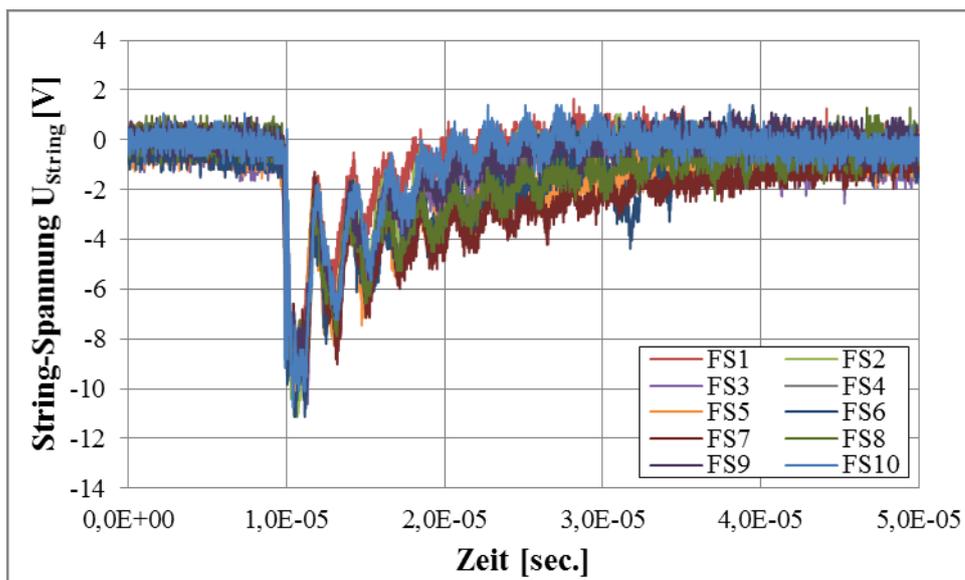


Abbildung 4.1.5-9: Signalverläufe der, auf Betriebsspannung normierten, lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge der String-Spannung  $U_{String}$  bei verschiedenen Fehlerstellen

Die Auswertung aller Signalverläufe der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment hat gezeigt, dass diese im Gegensatz zu den erfassten String-Größen ( $U_{String}$  und  $I_{String}$ ) relativ unabhängig von den berücksichtigten Umweltbedingungen sind. Die Abbildungen 4.1.5-10 und 4.1.5-11 zeigen die Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$ . Auf den Ordinaten ist hierbei der Amplitudenwert der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  unmittelbar nach der Zündung, was gleichbedeutend mit dem Beginn der Phase II aus Abbildung 4.1.5-1 ist, abgetragen.

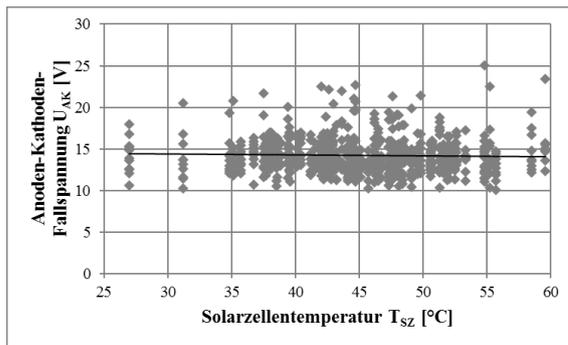


Abbildung 4.1.5-10: Temperaturabhängigkeit der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$

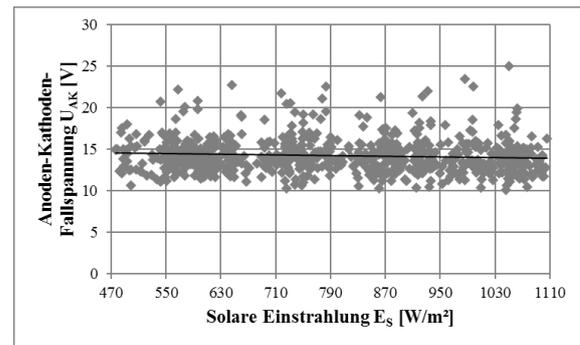


Abbildung 4.1.5-11: Einstrahlungsabhängigkeit der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$

Bezogen auf die beiden betrachteten Parameterräume (Solarzelltemperatur: 25 °C bis 60 °C; Solare Einstrahlung: 470 W/m<sup>2</sup> bis 1100 W/m<sup>2</sup>) kann die Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Durchschnitt (vgl. Verläufe der schwarzen Trendlinien in den Abbildungen 4.1.5-10 und 4.1.5-11) prinzipiell als nahezu temperatur- und einstrahlungsunabhängig angesehen werden. Allerdings weisen die einzelnen, gemessenen Amplitudenwerte in beiden Diagrammen eine zum Teil sehr stark ausgeprägte, aber doch relativ gleichmäßige Verteilung im Spannungsbereich von etwa 10 V bis 25 V auf.

Ausgehend von dieser Erkenntnis wurden die aufgezeichneten Signalverläufe der Lichtbogen-Spannung im Zündmoment eingehend analysiert. Zu diesem Zweck wurden die elementaren Grundlagen der Lichtbogenentstehung im Ganzen sowie deren einzelner Phasen – von der Kontakttrennung, über die Schmelzbrücke, bis zur eigentlichen Lichtbogenausbildung – in den Arbeiten [4.37 | 4.38] aufbereitet und hinsichtlich der wesentlichen Wirkprozesse und entscheidenden Einflussgrößen eingehend analysiert. Eine der wesentlichen Erkenntnisse – der im Rahmen dieser Arbeiten, durchgeführten Nachforschungen – ist, dass der Entstehungsprozess eines Lichtbogens (wie in Kapitel 3.3 bereits erwähnt) zwar maßgeblich, aber nicht nur vom Elektrodenmaterial abhängig ist. Der Radius der Kontaktflächen, die Temperaturveränderung, die Kontaktöffnungsgeschwindigkeit sowie die vorherrschende Stromstärke – wenn auch nur in geringem Maße – können unter Umständen einen relevanten Einfluss auf den Entwicklungsmechanismus eines Lichtbogens haben [4.37, S. 6 ff.]. Die eruierten Messergebnisse stimmen prinzipiell in Amplitudenhöhe und Zeitbereich sowie in der Zuordnung der einzelnen Entwicklungsabschnitte des Zünd- und Entstehungsprozesses eines Lichtbogens durch Kontakttrennung mit den Erkenntnissen gemäß [4.30, S.571 ff. | 4.39, S. 16 ff. | 4.40, S. 240 ff.] überein.

Zur eindeutigen Klassifizierung und statistischen Auswertung der untersuchten Vorgänge sind klar definierte Kenngrößen und Kriterien zur Unterscheidung und Einteilung der verschiedenen, beobachteten Lichtbogenkategorien bzw. -typen unbedingt erforderlich.

In Anlehnung an die Prüf-, Mess- und Diagnoseverfahren der Hochspannungstechnik wurden unter zur Hilfenahme der, in den Anforderungen für Laborprüfungen mit Stoßspannungen festgelegten, Definitionen der Kenngrößen einer aperiodischen Blitzstoßspannung [4.41, S. 335 ff.] verschiedene Lichtbogenentstehungstypen auf der Basis ihrer jeweiligen Spannungsflanke im Entstehungsmoment klassifiziert. Die, zur Einteilung verwendeten Kenngrößen und Kriterien sind zusammenfassend in Abbildung 4.1.5-12 dargestellt.

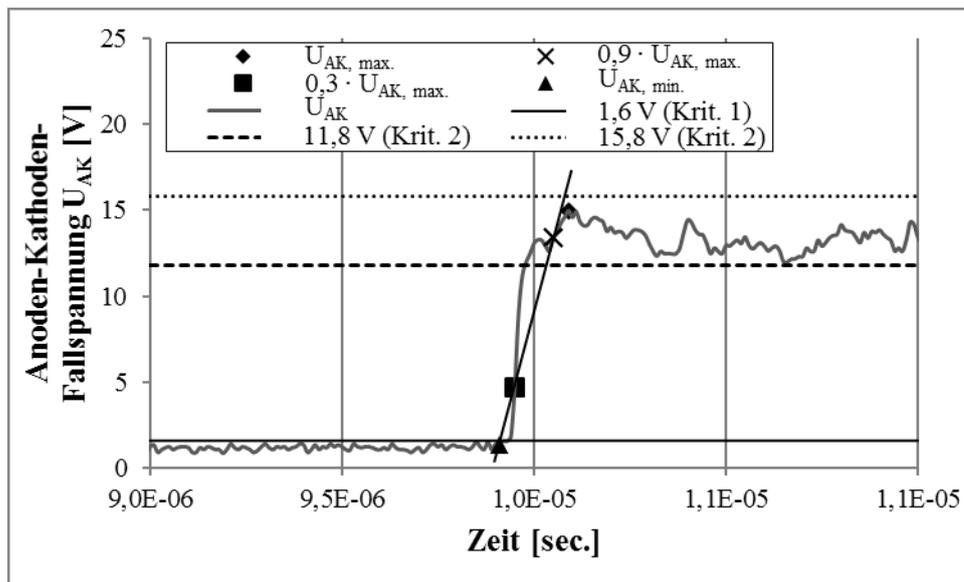


Abbildung 4.1.5-12: Darstellung der Kenngrößen und Kriterien zur Klassifizierung der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen am Beispiel eines Typ B Lichtbogens

In einem ersten Schritt wird der maximale Wert der Spannungsflanke des Lichtbogens im Entstehungsmoment  $U_{AK, \max.}$  bestimmt. Anschließend wird der 30 %- und der 90 %- Wert von  $U_{AK, \max.}$  bestimmt. Mit Hilfe der, durch diese beiden kurvenspezifischen Punkte verlaufenden Ersatzgeraden wird dann der zugehörige („virtuelle“) Nullpunkt der Anstiegsflanke definiert [4.41, S.336 f]. Dieser entspricht in Abbildung 4.1.5-12 dem Punkt  $U_{AK, \min.}$ . An dieser Stelle ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass die aufgezeichneten Messdaten der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  mit einem äquivalenten – lediglich an die individuellen Besonderheiten der beiden Signalverläufe angepasst – Auswerteverfahren analysiert und nach den gleichen Klassifizierungskriterien ausgewertet worden sind wie dies im Falle des Signalverlaufs der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  der Fall ist.

Da sowohl  $U_{AK, \max.}$  als auch  $U_{AK, \min.}$  ordinalskaliert sind, können für die beiden Kenngrößen deskriptive Lageparameter zur statistischen Klassifizierung unterschiedlicher Lichtbogenentstehungstypen berechnet werden.

Im vorliegenden Fall wurden die Median- oder auch Zentralwerte der Punkte  $U_{AK, \max.}$  und  $U_{AK, \min.}$  als Kriterien zur Kategorisierung genutzt. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass mindestens 50 % aller Beobachtungswerte kleiner oder gleich und mindestens 50 % aller Beobachtungswerte größer oder gleich ihres Eigenwertes sind [4.42, S. 34 f.]. Aufgrund seiner Unempfindlichkeit gegenüber positiven wie negativen Extremwerten, eignet sich der Median im besonderen Maße zur Auswertung und Interpretation schiefer, unsymmetrischer Verteilungen, wie sie für experimentell ermittelten Messdaten typisch sind [4.43 S. 996]. Für die erfassten Messdaten beträgt der Wert des errechneten Median der Kenngröße  $U_{AK, \max.}$  und  $U_{AK, \min.}$  in etwa 1,6 V und 15,8 V. Mit Hilfe des ersten Kriteriums wird unterschieden, ob der Wert der Kenngröße  $U_{AK, \min.}$  des jeweiligen Lichtbogens unter- oder oberhalb des entsprechenden Zentralwertes liegt. Das zweite Kriterium unterteilt das Gebiet, in welchem die Werte der Kenngröße  $U_{AK, \max.}$  liegen in drei Bereiche. Unter Berücksichtigung der Literaturangaben bezüglich der Anoden-Kathoden-Fallspannung (vgl. Kapitel 3.3) für das verwendete Messequipment, hat sich in diesem Zusammenhang eine Anpassung des Medianwertes der Kenngröße  $U_{AK, \max.}$  von  $\pm 2$  V als zweckmäßig erwiesen.

Ausgehend von der Erkenntnis einer, sowohl in Abhängigkeit der Temperatur als auch der Einstrahlung auftretenden, relativ gleichmäßigen Verteilung der Amplitudenwerte der Anoden-Kathoden-Fallspannung (vgl. Abbildungen 4.1.6-10 und 4.1.6-11) dienen diese Betrachtungen der besseren Separation der Effekte im Rahmen der Überprüfung der prinzipiellen Eignung der Flankensteilheit der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment, respektive deren Auswirkung auf die zeitlichen Signalverläufe der beiden gemessenen String-Größen  $U_{String}$  und  $I_{String}$ , als Kriterium zur sicheren Detektion serieller Lichtbogen in Photovoltaikanlagen. Die sich daraus ableitenden Klassifikationskriterien sowie die in Bezug auf ihre spezifische Spannungsflanke im Zündmoment unterschiedenen sechs Lichtbogenentstehungstypen sind zusammenfassend in Tabelle 4.1.5-2 abgebildet. Darüber hinaus sind die charakteristischen zeitlichen Spannungsverläufe der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  der Lichtbogenentstehungstypen zur besseren Übersicht im Anhang C separat abgebildet.

*Tabelle 4.1.5-2: Kriterien zur Klassifikation unterschiedlicher Lichtbogenentstehungstypen*

	<b>Typ A</b>	<b>Typ B</b>	<b>Typ C</b>	<b>Typ D</b>	<b>Typ E</b>	<b>Typ F</b>
<b><math>U_{AK, \min.} &lt; 1,6V</math></b>	X	X	X			
<b><math>U_{AK, \min.} &gt; 1,6V</math></b>				X	X	X
<b><math>U_{AK, \max.} &lt; 11,8V</math></b>	X			X		
<b><math>11,8V &lt; U_{AK, \max.} &lt; 15,8V</math></b>		X			X	
<b><math>U_{AK, \max.} &gt; 15,8V</math></b>			X			X

Abbildung 4.1.5-13 zeigt die Häufigkeitsverteilung der sechs unterschiedlichen, aus den experimentellen Messdaten der durchgeführten Feldversuche ermittelten, Lichtbogenentstehungstypen. Die Typen B und E – mit einem gemeinsamen Anteil von über 75 % – machen hierbei die absolute Mehrheit aus. Dies entspricht den Erwartungen, da deren zweites Klassifikationskriterium im Bereich der gängigen Angaben der Standardliteratur zum Thema Lichtbogen liegt (vgl. Tabelle 3.3.3-3). Alle anderen Typen liegen signifikant unter bzw. über den angegebenen, üblichen Werten der Anoden-Kathoden-Fallspannung.

Die zum Teil deutlichen Abweichungen der Lichtbogenentstehungstypen A, C, D, und F vom typischen Spannungsverlauf des Zündmoments, wie er in Abbildung 4.1.6-1 dargestellt ist, sind beispielsweise auf die nicht zu vermeidenden, mechanischen Schwingungen während der Kontakttrennung des Lichtbogengenerators sowie die unterschiedliche Oberflächenbeschaffenheit der Elektroden bzw. verunreinigte Kontaktflächen zurückzuführen.

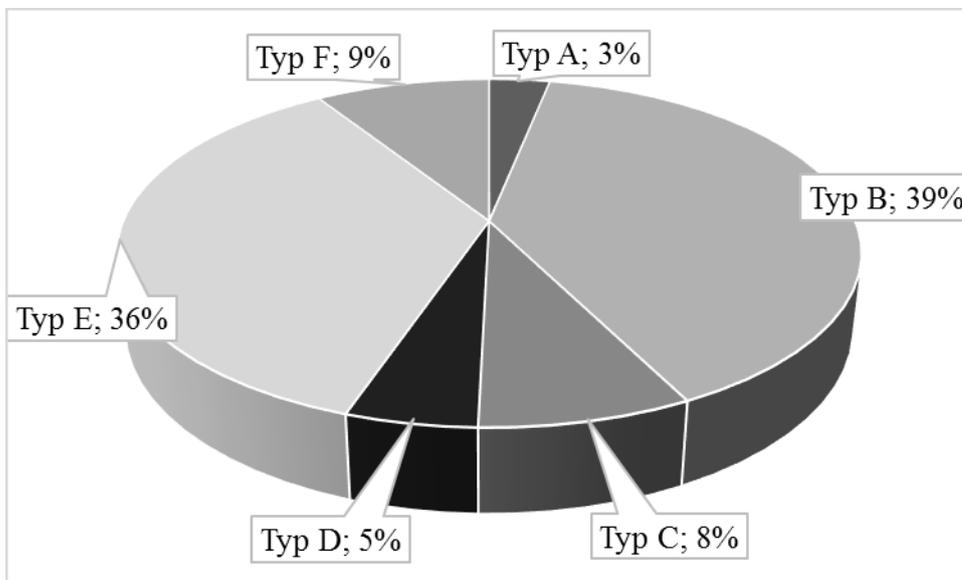


Abbildung 4.1.5-13: Häufigkeitsverteilung der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

Die Einstrahlungsabhängigkeit der durchschnittlichen Amplitudenwerte der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  sowie der dadurch bedingten Ausgleichsvorgänge im zeitlichen Signalverlauf von String-Spannung  $U_{String}$  bzw. String-Strom  $I_{String}$  sind in den Abbildungen 4.1.5-14 bis 4.1.5-16, den sechs unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen nach geordnet, dargestellt. Alle folgenden Abbildungen sind darüber hinaus um die Information der messreihenspezifischen Extremwerte der jeweiligen Messreihen ergänzt.

Die Auswertungen zeigen, dass die Amplitudenwerte und -änderungen der untersuchten Zielgrößen mit den, der Differenzierung der Lichtbogenentstehungstypen zugrundeliegenden Klassifikationskriterien aus Tabelle 4.1.5-2 übereinstimmen. Im Rahmen der berücksichtigten solaren Einstrahlungen nehmen die Werte innerhalb der einzelnen Messreihen jeweils von Typ A bis Typ C sowie von Typ D bis Typ F stetig zu. Nur die lichtbogenbedingten Amplitudenänderungen des String-Stroms  $\Delta I_{\text{String}}$  weichen teilweise von diesem Schema ab (vgl. Abbildung 4.1.5-16).

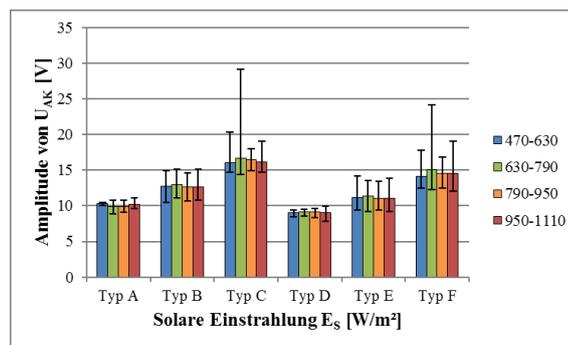


Abbildung 4.1.5-14: Einstrahlungsabhängigkeit der Amplitude der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

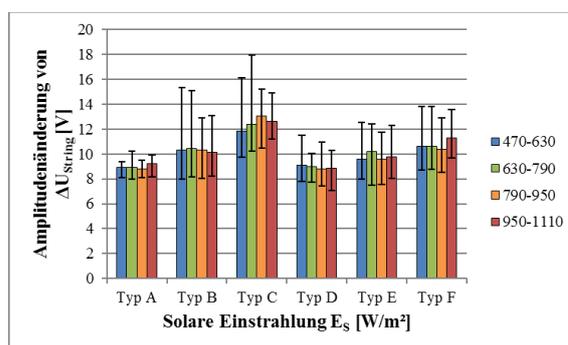


Abbildung 4.1.5-15: Einstrahlungsabhängigkeit der Amplitudenänderung der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

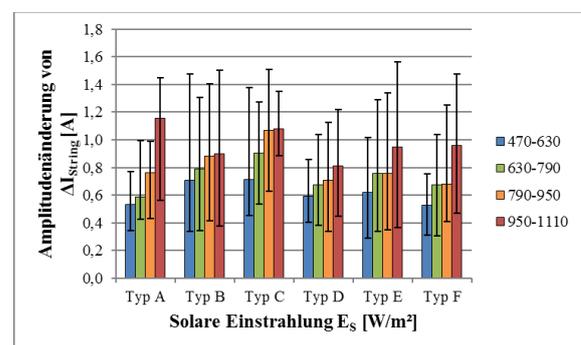


Abbildung 4.1.5-16: Einstrahlungsabhängigkeit der Amplitudenänderung des String-Stroms  $I_{\text{String}}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

Analog zu Abbildung 4.1.5-11 ist der, in Abbildung 4.1.5-14 dargestellte, absolute Amplitudenwert der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$ , respektive die Höhe der Lichtbogenspannungsflanke im Entstehungsmoment, absolut unabhängig von den vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen. Diese Erkenntnis deckt sich mit den theoretischen Ausführungen zu den physikalischen Lichtbogeneigenschaften aus Kapitel 3.2 wonach der Wert der Anoden-Kathoden-Fallspannung eines Lichtbogens in erster Linie vom eingesetzten Elektrodenmaterial abhängig ist. Kongruent zu den angegebenen Lichtbogenmindestbrennspannungen aus Tabelle 3.3.3-3 betragen die Werte für die unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen bei der Verwendung von Kupferelektroden zwischen 10 V und 15 V.

Auch die Amplitudenänderungen im Signalverlauf der String-Spannung  $\Delta U_{String}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen sind im beobachteten Einstrahlungsbereich von  $470\text{W/m}^2$  bis  $1110\text{W/m}^2$  als konstant anzusehen (vgl. Abbildung 4.1.5-15). Unter Berücksichtigung der Einstrahlungsabhängigkeit der zugrundeliegenden, elektrischen Kenngrößen – der MPP-Spannung  $U_{MPP}$  einer Solarzelle – ist dieses Verhalten zu erwarten. Gemäß den hierzu gehörenden theoretischen Grundlagen aus Kapitel 5.1.4.1 ist die MPP-Spannung  $U_{MPP}$  einer Solarzelle bei niedrigen Bestrahlungsstärken zunächst logarithmisch von der solaren Einstrahlung  $E_S$  abhängig und weist, je nach Solarzellentechnologie ab etwa  $200\text{W/m}^2$  bis  $300\text{W/m}^2$  einen unterschiedlich stark ausgeprägten linearen Verlauf auf (vgl. Abbildung 5.1.4.1-6/4). Die MPP-Spannung  $U_{MPP}$  und damit die String-Spannung  $U_{String}$  vor dem Fehlereintritt sind im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen als nahezu konstant zu betrachten. Folglich sind die lichtbogenbedingten Amplitudenänderungen im Signalverlauf der String-Spannung  $\Delta U_{String}$  ausschließlich durch den verursachenden Lichtbogenentstehungstypen bedingt. Ein Vergleich der experimentell ermittelten Messergebnisse aus Abbildungen 4.1.5-14 und 4.1.5-15 belegt eindeutig, dass die Amplitudenänderung der String-Spannung  $\Delta U_{String}$  direkt proportional zur Höhe der Spannungsamplitude des verursachenden Lichtbogenerignisses ist. Je höher die Amplitude der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen ist, desto höher ist auch die nominale Amplitudenänderung des zugehörigen String-Spannung-Signals  $\Delta U_{String}$ . In Abhängigkeit des jeweiligen Lichtbogenentstehungstyps betragen die Durchschnittsänderungen der String-Spannungsamplitude  $\Delta U_{String}$  zwischen 9 V und 13 V.

Anders verhält es sich bei der lichtbogenbedingten Amplitudenänderung des String-Stroms  $\Delta I_{String}$ . Wie Abbildung 4.1.5-16 zeigt, nimmt deren Höhe mit zunehmender Einstrahlung  $E_S$  stetig zu. Diese Abhängigkeit gilt für alle in Tabelle 4.1.5-2 klassifizierten Lichtbogenentstehungstypen, wenn auch in verschieden starker Ausprägung. Der String-Strom  $\Delta I_{String}$  ist identisch zum MPP-Strom  $I_{MPP}$  des Photovoltaikgenerators, welcher in Anlehnung an die – im Vorfeld der simulativen Nachbildung des elektrischen Klemmverhaltens von Single-String-Photovoltaikanlagen durchgeführten – theoretischen Betrachtung aus Kapitel 5.1.4.1 linear von der Einstrahlung  $E_S$  abhängig ist (vgl. Abbildung 5.1.4.1-6/2).

Insofern sind die Amplitudenänderungen im Signalverlauf des String-Stroms  $\Delta I_{\text{String}}$ , im Gegensatz zu denen der String-Spannung  $U_{\text{String}}$ , nicht nur von der Höhe der Lichtbogen-spannungsamplitude des auslösenden Lichtbogenentstehungstyps sondern auch von den vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen bei Fehlereintritt abhängig. Ein Zusammenhang zwischen der Spannungsamplitude des Lichtbogenereignisses und der Amplitudenhöhe des String-Stroms  $\Delta I_{\text{String}}$  – wie es bei der Amplitudenänderung der String-Spannung  $\Delta U_{\text{String}}$  der Fall ist – lässt sich nur bedingt nachweisen und ist bei weitem nicht so eindeutig ausgeprägt (vgl. Abbildungen 4.1.5-14 und 4.1.5-16).

Darüber hinaus wurden die erfassten Messdaten der Lichtbogen-spannung  $U_{\text{LB}}$  sowie der zugehörigen String-Größen ( $U_{\text{String}}$ ,  $I_{\text{String}}$ ) hinsichtlich der Steilheit ihrer jeweiligen Signalflanken im Zündmoment des Lichtbogens eingehend analysiert. Die Abbildungen 4.1.5-17, 4.1.5-19 und 4.1.5-21 zeigen die Durchschnittswerte der absoluten Gradienten der untersuchten Signale. Im Falle der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  wurden diese aus dem Anstieg der Hilfslinie zwischen den beiden, in Abbildung 4.1.5-12 dargestellten Kenngrößen  $U_{\text{AK, min}}$  und  $U_{\text{AK, max}}$  ermittelt. Durch Modifikation des Auswertalgorithmus konnten die, durch das Lichtbogenereignis verursachten Ausgleichsvorgänge von String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Strom  $I_{\text{String}}$  unter Verwendung der gleichen Kenngrößen ermittelt werden. Außerdem wurden auch die Durchschnittswerte der jeweiligen 03-09-Gradienten der lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge der gemessenen Zielgrößen respektive deren signalverlaufsspezifischen Ersatzgeraden zwischen den 30 %- und 90 %-Werten (vgl. Abbildung 4.1.5-12) bestimmt. Letztere vor allem aufgrund der Tatsache, dass diese Gradienten die tatsächlichen Steilheiten der zu erforschenden Signalflanken wesentlich genauer wiedergeben [4.41, S. 336]. Die entsprechenden Ergebnisse sind in den Abbildungen 4.1.5-18, 4.1.5-20 und 4.1.5-22 dargestellt.

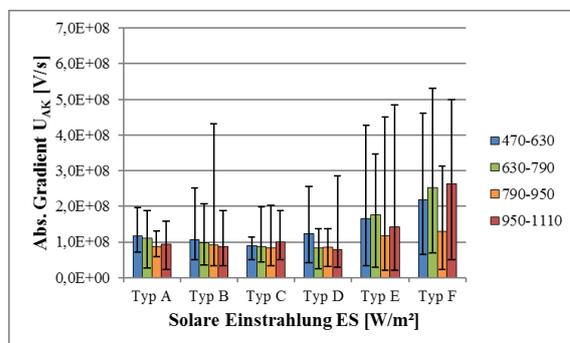


Abbildung 4.1.5-17: Einstrahlungsabhängigkeit des absoluten Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

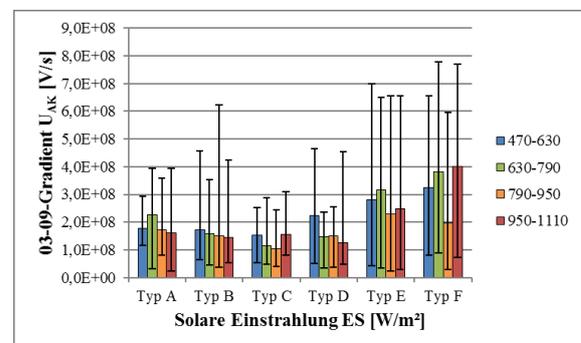


Abbildung 4.1.5-18: Einstrahlungsabhängigkeit des 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

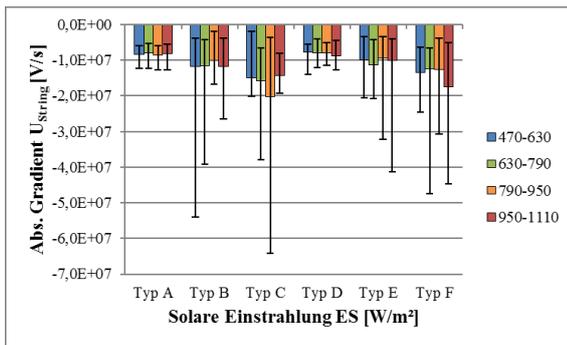


Abbildung 4.1.5-19: Einstrahlungsabhängigkeit des absoluten Gradienten der String-Spannung  $U_{String}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

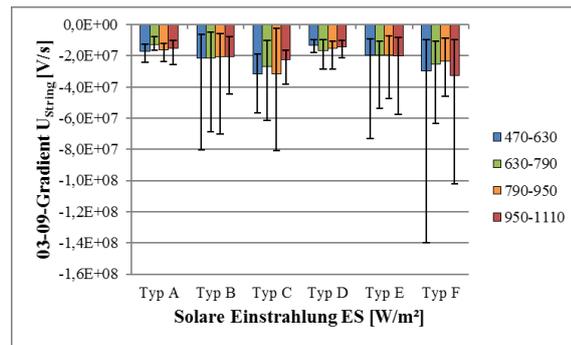


Abbildung 4.1.5-20: Einstrahlungsabhängigkeit des 03-09-Gradienten der String-Spannung  $U_{String}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

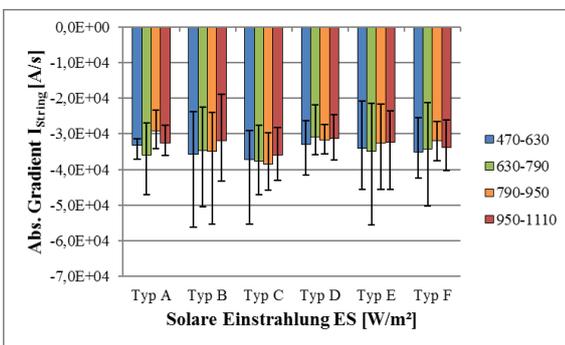


Abbildung 4.1.5-21: Einstrahlungsabhängigkeit des absoluten Gradienten des String-Stroms  $I_{String}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

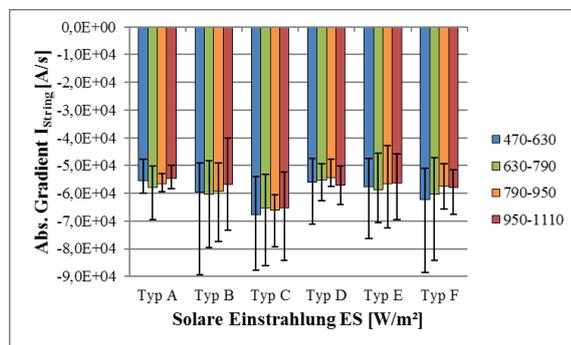


Abbildung 4.1.5-22: Einstrahlungsabhängigkeit des 03-09-Gradienten des String-Stroms  $I_{String}$  der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen

In Folge eines seriellen Lichtbogenereignisses bricht der zeitliche Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  ein (vgl. Abbildungen 4.1.5-2 und 4.1.5-3). Demzufolge sind die zugehörigen Gradienten der beiden String-Größen mit einem negativen Vorzeichen behaftet.

Die Ergebnisse der Auswertung zeigen, dass die absoluten Gradienten sowie die 03-09-Gradienten der Ausgleichsvorgänge der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  der verschiedenen Lichtbogenentstehungstypen innerhalb der einzelnen, betrachteten Einstrahlungsbereiche demselben Grundmuster wie die nominalen Amplitudenwerte und -änderungen der Abbildungen 4.1.5-14 bis 4.1.5-16 unterliegen. In Analogie dazu nimmt die Steilheit der jeweiligen Signalflanken von Typ A bis Typ C sowie von Typ D bis Typ F stetig zu.

Lediglich die, in den Abbildungen 4.1.5-17 und 4.1.5-18 gezeigten Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  weichen von diesem Grundmuster ab. Diesbezüglich lässt sich kein eindeutiges Schema feststellen. Die Durchschnittswerte der entsprechenden Gradienten der Lichtbogenentstehungstypen A bis C liegen im Rahmen eines definierten Einstrahlungsbereiches in der Regel deutlich unter denen der Typen D bis F. Weiterhin sinken die Gradienten der Spannungsflanken des Lichtbogens im Entstehungsmoment tendenziell von Typ A bis Typ C leicht ab und steigen von Typ D bis Typ F deutlich an. Demnach scheint das erste Klassifikationskriterium, welches die Kenngröße  $U_{AK, \min}$  betrifft, maßgeblich für die Flankensteilheit der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  verantwortlich zu sein. Die Flankensteilheiten der Gradienten der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  werden demzufolge durch die Amplitudenhöhe der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  bestimmt.

Ungeachtet der entstammenden Grundmuster und partiellen Proportionalität zu den zugehörigen Werten der Amplituden und deren -änderungen, sind sowohl die absoluten Gradienten als auch die 03-09-Gradienten der untersuchten Zielgrößen, auch unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen, vollkommen unabhängig von der Einstrahlung. Dies geht aus den Abbildungen 4.1.5-17 bis 4.1.5-22 eindeutig hervor.

Die Unterschiede zwischen den einzelnen Lichtbogenentstehungstypen, was die signalspezifischen Gradienten betrifft, sind im Allgemeinen allerdings relativ gering. Sie liegen in allen betrachteten Fällen eminent nahe beieinander und immer im Bereich gleicher Dekaden. Die Durchschnittswerte der Steilheiten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  liegen im Bereich von  $10^8$  V/sec. und sind damit erwartungsgemäß am größten. Die durchschnittlichen Gradienten der String-Spannung  $U_{String}$  befinden sich alle im Bereich von  $10^7$  V/sec. und liegen damit signifikant unter denen der Lichtbogenentstehung. Im Gegensatz dazu sind die Durchschnittswerte der Steilheiten im Signalverlauf des String-Stroms  $I_{String}$  um mehrere Zehnerpotenzen kleiner. Die Werte befinden sich hier allesamt im Bereich von  $10^4$  A/sec.. Die Größenordnungen der Gradienten der drei untersuchten Zielgrößen unterscheiden sich demnach deutlich voneinander (vgl. Abbildungen 4.1.5-17, 4.1.5-19 und 4.1.5-21). Diese Erkenntnis lässt darauf schließen, dass die Signale bei ihrem Durchgang durch die Anlagenperipherie gedämpft werden.

### 4.1.6 Fazit

Durch die gezielte Auswertung der, im Rahmen der Untersuchungen zur Analyse der Auswirkungen des Entstehungsmoments serieller Lichtbögen in Photovoltaikgeneratoren eruierten Messdaten, konnten die Erkenntnisse der orientierenden Vorversuche aus Kapitel 4.1.3 um einige konstruktive Ergebnisse erweitert werden.

Zunächst konnte der Nachweis erbracht werden, dass die messtechnisch ermittelten Tendenzen der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und des String-Stroms  $I_{\text{String}}$  mit den entsprechenden Literaturangaben sowie mit den simulativ berechneten Kurvenverläufen der Abbildungen 5.1.4.1-3 und 5.1.4.1-6 übereinstimmen.

Des Weiteren hat sich gezeigt, dass die Einstrahlung  $E_s$  der Solarzellenoberflächentemperatur  $T_s$  gegenüber einen wesentlich deutlicheren Einfluss auf die – im Fokus der Arbeiten dieser Dissertation zur Erforschung eines alternativen Detektionskriterium für serielle Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen im Zeitbereich stehenden – elektrischen Zielgrößen ( $U_{\text{String}}$ ,  $I_{\text{String}}$ ) hat.

Auch der individuelle Entstehungsort eines Störlichtbogenfehlers innerhalb der gleichstromseitigen Anlagenperipherie einer Single-String-Photovoltaikanlage konnte als Einflussgröße auf ein alternatives Detektionskriterium für serielle Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen im Zeitbereich ausgeschlossen werden, da er keine signifikante Auswirkung auf die String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und den String-Stroms  $I_{\text{String}}$  hat (vgl. Abbildung 4.1.5-9).

Den Ergebnissen der Messdatenanalyse des zweiten Teils der Feldversuche zufolge ist der Amplitudenwert der Lichtbogenspannung  $U_{\text{LB}}$  unmittelbar nach der Zündung, respektive der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  sowohl temperatur- als auch einstrahlungsunabhängig. Dies zeigt die graphische Darstellung der entsprechenden Messergebnisse der Abbildungen 4.1.5-10 und 4.1.5-11. Es wurden jedoch signifikante Unterschiede im zeitlichen Signalverlauf der Lichtbogenspannung  $U_{\text{LB}}$  in Phase II – also unmittelbar nach dem eigentlichen Zündmoment – festgestellt. Infolgedessen konnte, durch die systematische Analyse der erfassten Messdaten, eine Klassifikation der Lichtbogenspannungsverläufe vorgenommen werden. Unter Verwendung klar festgelegter Kriterien wurden sechs unterschiedliche Lichtbogenentstehungstypen definiert (vgl. Abbildung 4.1.5-12, Tabelle 4.1.5-2). Diese haben einen Einfluss auf die, am String-Anfang gemessenen Ausgleichsvorgänge der beiden Systemgrößen ( $U_{\text{String}}$ ,  $I_{\text{String}}$ ). Abhängig vom jeweiligen Lichtbogenentstehungstypen finden sich dessen charakteristische Merkmale in unterschiedlich starker Ausprägung in den Signalverläufen der Zielgrößen der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und des String-Stroms  $I_{\text{String}}$  wieder und lassen sich eindeutig identifizieren. Im Gegensatz zu den Reaktionen im zeitlichen Signalverlauf des String-Stroms  $I_{\text{String}}$  ist die Amplitudenänderung der String-Spannung  $\Delta U_{\text{String}}$  in Folge eines Lichtbogenereignisses absolut einstrahlungsunabhängig (vgl. Abbildung 4.1.5-15).

Dementsprechend kann ein serieller Störlichtbogen anhand der lichtbogenspezifischen Veränderung im Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$ , ungeachtet der aktuellen Bestrahlungsstärke zum Zeitpunkt des Fehlereintritts, sicher detektiert werden. Darüber hinaus liegt der Gradient der Signalflanken der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  im Zündmoment des Lichtbogens um einige Zehnerpotenzen über den äquivalenten Gradienten des String-Stroms  $I_{\text{String}}$ . Somit ist der zeitliche Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  in mehrfacher Hinsicht besser zur Störlichtbogendetektion in Photovoltaikgeneratoren geeignet als der des String-Stroms  $I_{\text{String}}$ .

## 4.2 Laborversuche

Zur ausführlichen Überprüfung der prinzipiellen Eignung sowie zur Ermittlung der Grenzen des Anwendungsbereiches des selektierten Detektionskriteriums in Form der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  – quasi der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  im eigentlichen Zündmoment während des Entstehungsprozess eines Lichtbogens – wurden die erfassten Messreihen der Feldversuche durch detaillierte und umfangreiche Laborversuche komplettiert. Im Gegensatz zu den Feldversuchen wird hierbei kein Photovoltaikgenerator als speisende Quelle genutzt, sondern auf eine klassische Batterieanlage zurückgegriffen. Im Fokus standen hierbei vor allem die wesentlichen, bereits im Vorfeld recherchierten Einflussparameter auf die Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  des Lichtbogens im Zündmoment (vgl. Kapitel 4.1.5): das Elektrodenmaterial, die Kontaktöffnungsgeschwindigkeit sowie die Stromstärke.

### 4.2.1 Messaufbau und -equipment

Abbildung 4.2.1-1 zeigt die grundlegende Versuchsanordnung der experimentellen Labormessungen. In Analogie zu den vorausgehenden Feldversuchen handelt es sich hierbei auch um einen einphasigen Messaufbau. Die Erfassung der Lichtbogenspannung  $U_{\text{LB}}$  erfolgt über die Elektroden-anordnung des Lichtbogengenerators. Der zugehörige Lichtbogenstrom  $I_{\text{LB}}$  wird, unter Berücksichtigung des korrekten Anschlusses der Bezugsmasse, in Reihe zum Lichtbogengenerator und zur Gleichspannungsquelle (hier: universitätsinterne Batterieanlage;  $U_{\text{q}} = 230 \text{ VDC}$ ) gemessen. Die einzelnen Bestandteile des eingesetzten Messequipments zur Datenerfassung und -speicherung sowie die installierten Schutz- und Sicherheitsmaßnahmen sind identisch zu den verwendeten Gerätschaften der Feldversuche.

Die Lichtbogen­spannung  $U_{LB}$  wird über einen LeCroy Tastkopf vom Typ „PPE4kV High-Voltage Probe“ und der Lichtbogen­strom  $I_{LB}$  mit Hilfe eines „Impulsstrom-Messwiderstand ISM 5P/20“ der Firma Hilo-Test gemessen. Die erfassten Messdaten werden auf einem Oszilloskop der Firma LeCroy vom Typ „WaveRunner® 44Xi-A“ gespeichert. Aus Sicherheitsgründen sowie zum Freischalten des kompletten Messaufbaus wurde ein DC-Strang-Schutzschalter vom Typ „PKZ-SOL12“ der Firma Eaton seriell in die Versuchsanordnung implementiert. Eine detailliertere Beschreibung der verwendeten Komponenten findet sich in den grundlegenden Einführungen zu den Feldversuchen in Kapitel 4.1.2.

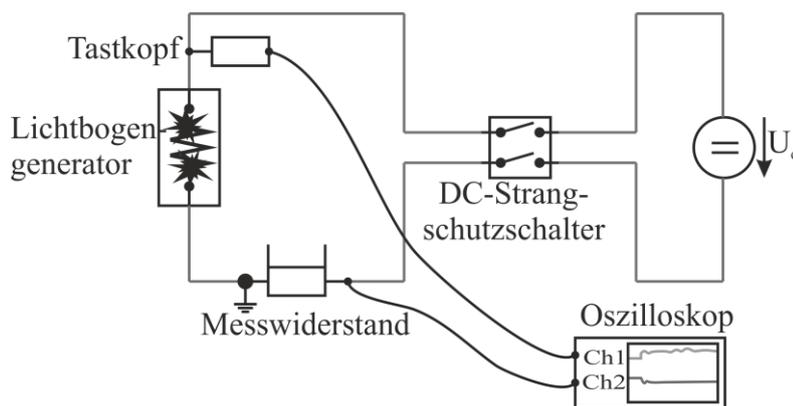


Abbildung 4.2.1-1: Grundlegender Aufbau der Versuchsanordnung der Laborversuche

Zur Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Kontaktöffnungsgeschwindigkeiten auf den zeitlichen Signalverlauf der Lichtbogen­spannung  $U_{LB}$  während des Zündmoments in Phase II, wurde im Rahmen der Laborversuche ein zweiter Lichtbogen­generator entwickelt. Dieser ist in Abbildung 4.2.1-2 graphisch dargestellt.

Der Lichtbogen­generator 2 verfügt über dieselben grundlegenden, im Vorfeld der Planung des Lichtbogen­generators 1 festgelegten, Eigenschaften (vgl. Kapitel 4.1.2). Da er allerdings ausschließlich für den Einsatz im Labor konzipiert wurde, ist das Anforderungsprofil in diesem Fall nicht ganz so umfangreich. Beispielsweise entfällt die flexible und simple Anpassung an die photovoltaikanlagenspezifischen Gegebenheiten. Auch die Aufwendungen bezüglich Robustheit und Transportfähigkeit konnten deutlich minimiert werden. Abbildung 4.2.1-3 zeigt den schematischen Aufbau des Lichtbogen­generators 2 als Schnittzeichnung.

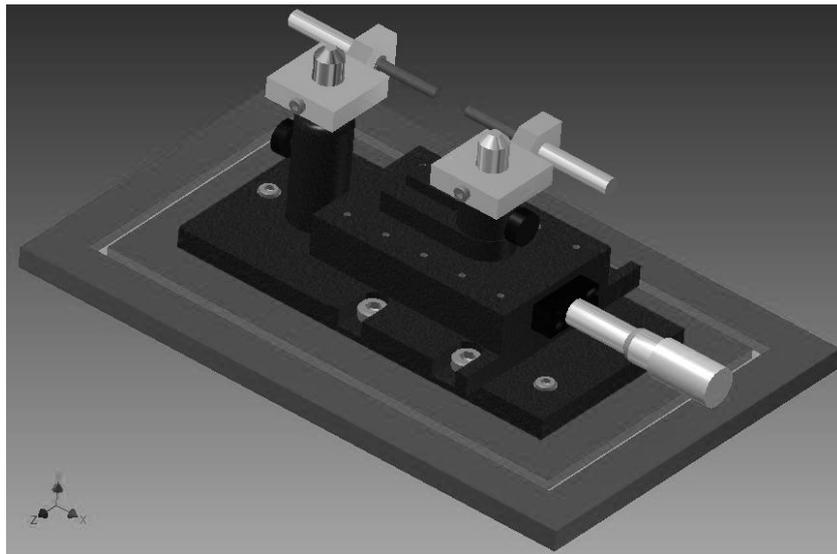


Abbildung 4.2.1-2: Lichtbogengenerator 2

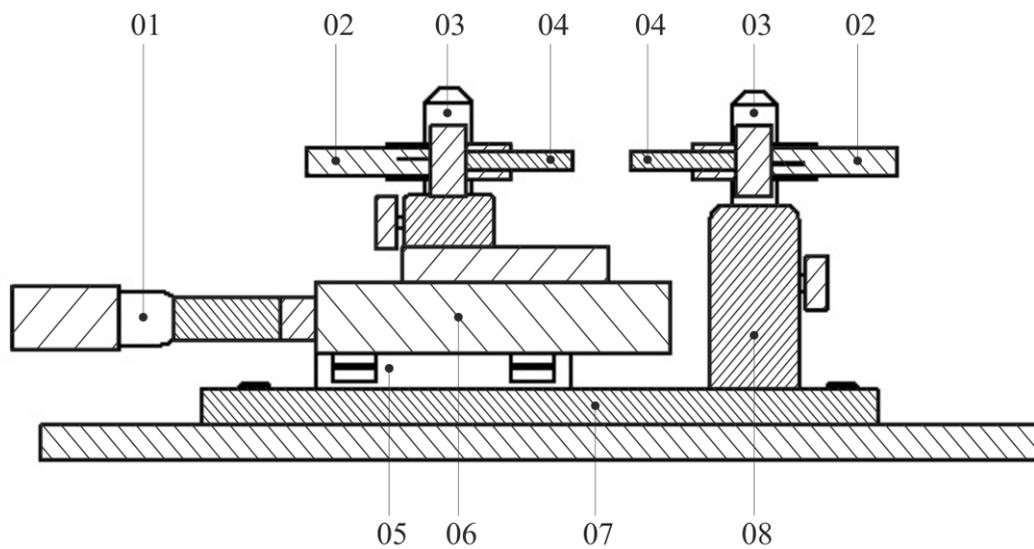


Abbildung 4.2.1-3: Schematischer Aufbau des Lichtbogengenerators 2

Im Wesentlichen besteht auch der Lichtbogengenerator 2 aus einem feststehenden Elektrodenhalter (08), einem beweglichen Elektrodenhalter (05), einer mechanischen Auslösevorrichtung zur langsamen Kontakttrennung – basierend auf einer Mikrometerschraube (01) – und einem Ständersockel (07). Bei anliegender Spannung wird der Lichtbogen durch die bewusste Trennung der beiden Elektrodenhalter gezündet.

Der, aus elektrisch nicht leitfähigem Material bestehende Unterbau des feststehenden Elektrodenhalters (08) ist starr mit dem Ständersockel (07) verschraubt. An dessen Kopfende ist die eigentliche Elektrode (04) mit Hilfe einer Elektrodenklemme (03) – auf deren Rückseite eine Buchse für Laborstrippen (02) zum Anschluss an die Gleichspannungsquelle angebracht ist – befestigt. Um verschiedene Elektrodenmaterialien und -durchmesser untersuchen zu können, ist zum einen der Unterbau des feststehenden Elektrodenhalters zweigeteilt und stufenlos höhenverstellbar, zum anderen ist die Elektrodenklemme bis zu einer maximalen Spaltbreite von 1 cm variabel verstell- und arretierbar. Ein entsprechendes Adapterstück zum Anschluss des Tastkopfs zur Lichtbogen Spannungsmessung ist fest zwischen Elektrodenklemme und der angeschlossenen Laborstrippe montiert.

Auch der, fest auf dem Ständersockel (07) installierte Fuß des beweglichen Elektrodenhalters (05) sowie der Unterbau dessen Elektrodenklemme (03) bestehen aus Gründen des Berührungsschutzes aus einem Isolator und sind somit elektrisch nicht leitfähig. Elektrodenhalter und -klemme sind prinzipiell baugleich zu der des feststehenden Elektrodenhalters und verfügen über dieselben Eigenschaften. Der entscheidende Unterschied besteht in der Montage des Elektrodenhalters – inklusive der eigentlichen Elektrode (03) und der Anschlussbuchse für die Laborstrippen (02) – auf einem axial verschiebbaren Schlitten (06).

Die Trennung der beiden Elektroden sowie die erneute Kontaktschließung nach erfolgreicher Lichtbogenzündung und Reinigung der Elektrodenoberflächen erfolgt über eine, an dem beweglichen Schlitten (06) gekoppelte Mikrometerschraube (01). Mit Hilfe dieser Konstruktion lassen sich unter weitestgehend reproduzierbaren Versuchsparametern, vergleichsweise langsame Kontaktöffnungsgeschwindigkeiten im Bereich einiger  $10^{-6}$  m/s realisieren. Auch der Lichtbogengenerator 2 wurde unter Verwendung derselben Bedingungen wie zum Test der Versuchsanordnung zur Erzeugung serieller Lichtbogenfehler der UL 1699B sowie des Lichtbogengenerators 1 geprüft und für geeignet befunden.

Mit Hilfe der beiden selbstkonzipierten Lichtbogengeneratoren 1 und 2 können somit im Rahmen der Laborversuche unterschiedlichste Störlichtbogenfehlerszenarien nachvollzogen werden. Hierbei steht der Lichtbogengenerator 1 für eine sehr schnelle Trennung der Kontakte an der Fehlerstelle wie es beispielsweise bei unsachgemäßer Öffnung von Photovoltaik-Steckverbindern während des Betriebs einer Photovoltaikanlage oder beim versehentlichen Durchtrennen einer Zu- bzw. String-Leitung innerhalb des Photovoltaikgenerators kommen kann. Mit dem Lichtbogengenerator 2 können dagegen sehr langsame Kontakttrennungen simuliert werden. Somit sollen auch Fehlerhistorien experimentell nachgebildet, wie sie zum Beispiel typisch für Tierverbiss oder Kabelbruch aufgrund von Installationsmängeln sind. Die relevanten Daten hinsichtlich der Kontaktöffnungsgeschwindigkeiten der verwendeten Lichtbogengeneratoren sind zusammenfassend in Tabelle 4.2.1-1 abgebildet.

Tabelle 4.2.1-1: Parameter der Kontaktöffnungsmechanismen der Lichtbogengeneratoren

Bezeichnung	Art der Trennung	Kontaktöffnungsgeschwindigkeit
Lichtbogengenerator 1	schnelle Trennung	hoch $\left[ \dots 10^0 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$
Lichtbogengenerator 2	langsame Trennung	niedrig $\left[ \dots 10^{-6} \frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$

## 4.2.2 Untersuchung des Zündmoments serieller Lichtbögen

Die experimentelle Erforschung der Auswirkungen der recherchierten Einflussparameter auf den zeitlichen Signalverlauf der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  im Zündmoment – oder auch der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  (vgl. Kapitel 4.1.5) – wurde gezielt auf photovoltaikanlagenspezifische Gegebenheiten ausgerichtet.

Ergo beschränkt sich die Auswahl der untersuchten Kontaktwerkstoffe auf, für Photovoltaikgeneratoren typische Materialien. Es wurden Kupfer, Aluminium, marktübliches Photovoltaikkabel und konventionelle Laborkabel getestet. Letztere entsprechen der, vor allem in den Photovoltaikgeneratoren von Photovoltaikanlagen älterer Generation verbauten Gleichstromverkabelung. Mit dem Fokus auf eine bestmögliche Reproduzierbarkeit zur optimalen Vergleichbarkeit der Messergebnisse wurden die Kontaktoberflächen der jeweils untersuchten Elektrodenmaterialien der Lichtbogengeneratoren nach jeder Lichtbogenzündung behandelt. Die Kupfer- und Aluminiumelektroden wurden gefeilt und gesäubert, die Kabel um das verkohlte Endstück gekürzt. In Folge der methodischen Orientierung der Labormessungen an den charakteristischen Besonderheiten von Photovoltaikanlagen umfassen die, bei der Durchführung der Experimente berücksichtigten, Prüfströme daneben einen Wertebereich von 2 A bis 16 A. Dieser beinhaltet prinzipiell sämtliche Kurzschluss- und damit auch MPP-Ströme der aktuell am weitesten verbreiteten Solarmodule (vgl. Tabelle 1.5-1).

Die einzeln, im Laufe der Laborversuche zur Analyse der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment, untersuchten Parameterkonfigurationen und die Anzahl der pro Messreihe durchgeführten Messungen sind sowohl für die schnelle als auch für die langsame Trennung (vgl. Tabelle 4.2.1-1) in Tabelle 4.2.2-1 zusammenfassend abgebildet.

*Tabelle 4.2.2-1: Durchgeführte Labormessungen zur Untersuchung des zeitlichen Signalverlaufs der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Entstehungsmoment von Lichtbögen bei schneller und langsamer Trennung*

<b>Prüfstrom</b>	<b>2,0 A</b>	<b>4,0 A</b>	<b>6,0 A</b>	<b>8,0 A</b>	<b>10,0 A</b>	<b>12,0 A</b>	<b>14,0 A</b>	<b>16,0 A</b>
<b>Kupfer ØE 5 mm<sup>2</sup></b>	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Aluminium ØE 5 mm<sup>2</sup></b>	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Photovoltaikkabel Ø 6 mm<sup>2</sup></b>	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Laborkabel Ø 6 mm<sup>2</sup></b>	10	10	10	10	10	10	10	10

Als logische Konsequenz aus den gewonnen Erkenntnissen der, in Kapitel 4.1.5 beschriebenen und ausgewerteten, Versuchsreihen stehen die relevanten Vorgänge kurz vor, während und kurz nach dem Lichtbogenzündmoment im Fokus des Beobachtungszeitraums der Laborexperimente. Die aufgezeichneten Spannungssignale sind kongruent zu dem in Abbildung 4.1.5-1 dargestellten – auf die Phasen I und II beschränkten – zeitlichen Verlauf der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$ . Dementsprechend beträgt die Messzeitdauer auch in diesem Fall maximal 50  $\mu$ s. Darüber hinaus konzentriert sich die Auswertung der Messdaten ausschließlich auf die, eventuell als mögliche Detektionskriterien geeigneten, 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im eigentlichen Zündmoment. Die eingangs dieses Kapitels erwähnte, zusätzliche Messung des Lichtbogenstroms  $I_{LB}$  dient lediglich zur Überprüfung des entsprechend einzustellenden Prüfstroms der jeweiligen Messreihe (vgl. Tabelle 4.2.2-1)

In den Abbildungen 4.2.2-4 bis 4.2.2-7 sind die 03-09-Gradienten der verschiedenen, getesteten Elektrodenmaterialien bei schneller Kontakttrennung dargestellt. Zusätzlich sind auch die positiven und negativen Extremwerte der einzelnen, zugrundeliegenden Messreihen mit angegeben. Die graphische Gegenüberstellung der Ergebnisse der Auswertung machen deutlich, dass die einzeln überprüften, unterschiedlichen Einflussparameter keine gravierenden Auswirkungen auf den zeitlichen Signalverlauf der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment haben. Sämtliche Durchschnittswerte der 03-09-Gradienten der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  der vier getesteten Elektrodenmaterialien liegen innerhalb des betrachteten Strombereichs kontinuierlich im Bereich von  $1 \cdot 10^8$  V/sec. bis  $2 \cdot 10^8$  V/sec.. Selbst die Extrema aller Messreihen der Versuche zur schnellen Trennung liegen in summa im Bereich von  $10^8$  V/sec..

Die einzige Auffälligkeit besteht darin, dass die Durchschnittswerte der 03-09-Gradienten der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  der berücksichtigten Prüfströme bei den reinen Elektrodenmaterialien Kupfer und Aluminium stärker voneinander abweichen als die der untersuchten Kabelproben. Diesbezüglich lassen sich allerdings keine eindeutigen Tendenzen feststellen. Den Ergebnissen der Messdatenauswertung der Laborexperimente mit schneller Trennung zufolge wirken sich die beiden beachteten Versuchsparameter des Elektrodenmaterials und der Stromstärke nicht essentiell auf den Lichtbogenspannungsgradienten im Zündmoment aus.

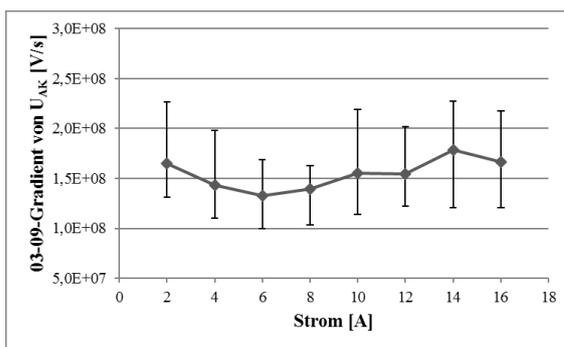


Abbildung 4.2.2-4: Schnelle Trennung, Kupfer-Kupfer

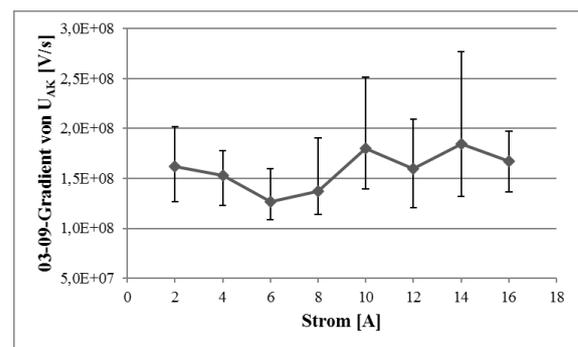


Abbildung 4.2.2-5: Schnelle Trennung, Aluminium-Aluminium

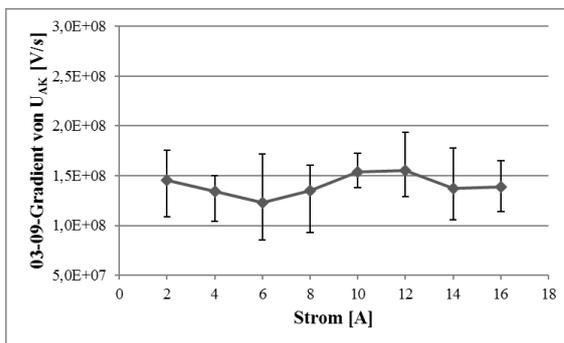


Abbildung 4.2.2-6: Schnelle Trennung, Photovoltaikkabel  $6\text{mm}^2$

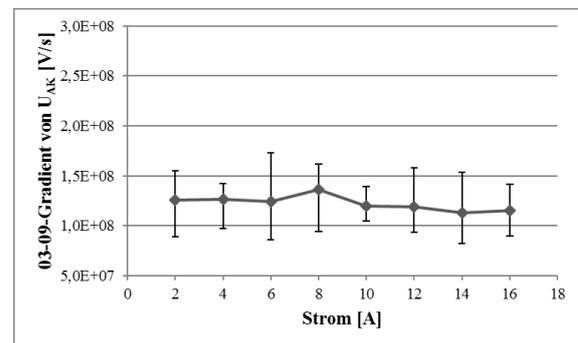


Abbildung 4.2.2-7: Schnelle Trennung, Laborkabel  $6\text{mm}^2$

Die Abbildungen 4.2.2-8 bis 4.2.2-11 zeigen im Grunde, bezogen auf die Reihenfolge der Darstellungen sowie die verwendeten Parameterkonfigurationen, dieselben Graphiken wie die Abbildungen 4.2.2-4 bis 4.2.2-7.

Bei diesen Versuchsreihen wurde der Lichtbogen jedoch durch eine langsame Trennung unter Verwendung des Lichtbogengenerators 2 gezündet. In Übereinstimmung zu den Ergebnissen der Laborversuche bei schneller Trennung liegen in diesem Fall die Durchschnittswerte der 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  gleichermaßen im Bereich von  $1 \cdot 10^8$  V/sec. bis  $2 \cdot 10^8$  V/sec.. Auch die positiven wie negativen Extremwerte weisen keine evidenten Besonderheiten auf. Dies bestärkt die, bereits bei den Versuchen mit dem Lichtbogengenerator 1 gewonnen Erkenntnisse, dass weder das beteiligte Kontaktmaterial noch die vorherrschende Stromstärke von markanter Bedeutung für die Steilheit der Signalflanke der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  im Zündmoment hat. Zusätzlich zeigen die Ergebnisse der Laborexperimente mit schneller und mit langsamer Trennung (vgl. Abbildungen 4.2.2-4 und 4.2.2-8), dass die Kontaktöffnungsgeschwindigkeit, der experimentell im Rahmen der durchgeführten Laborversuche nachgebildeten Störlichtbogenfehlerszenarien, keinen signifikanten Einfluss auf die Steilheit der Signalflanke der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment hat.

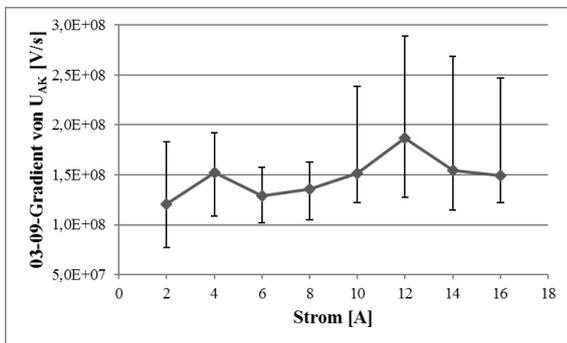


Abbildung 4.2.2-8: Langsame Trennung, Kupfer-Kupfer

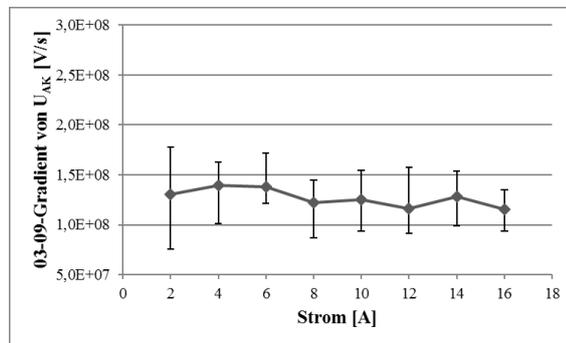


Abbildung 4.2.2-9: Langsame Trennung, Aluminium-Aluminium

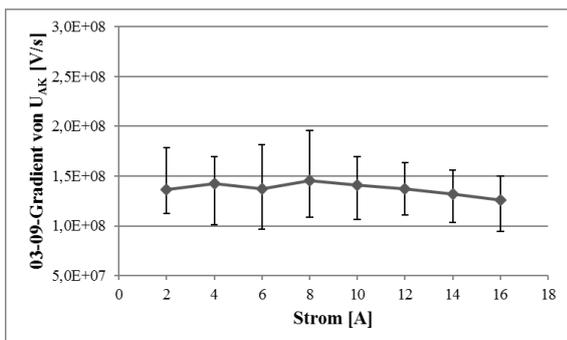


Abbildung 4.2.2-10: Langsame Trennung, Photovoltaikkabel  $6\text{mm}^2$

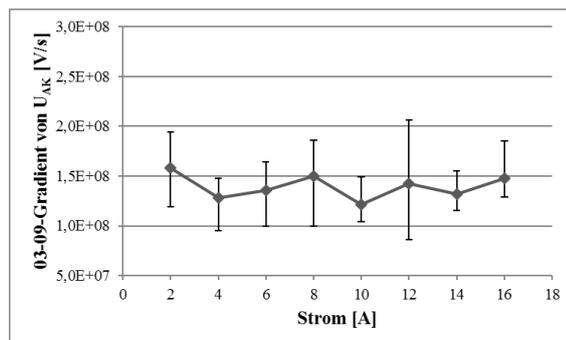


Abbildung 4.2.2-11: Langsame Trennung, Laborkabel  $6\text{mm}^2$

### 4.2.3 Fazit

Die in Kapitel 4.1.3 aufgestellten Hypothesen zur Anwendbarkeit des, an den String-Anschlussklemmen gemessenen, zeitlichen Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  im Sinne einer möglichst frühzeitigen und zuverlässigen Detektion serieller Störlichtbogenergebnisse in Photovoltaikgeneratoren, konnten anhand der gezielt durchgeführten Versuchsreihen aus Kapitel 4.1.5 bereits bestätigt werden. Um das Potential des 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  im eigentlichen Zündmoment, bzw. der Anoden-Kathoden-Fallspannung als Detektionskriterium serieller Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen im Zeitbereich bewerten zu können, wurden die erfassten Messreihen der Feldversuche durch detaillierte und umfangreiche Laborversuche komplettiert.

Die systematische Auswertung der erfassten Messdaten zeigt, dass der 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  im eigentlichen Zündmoment selbst bei verschiedenen Kontaktöffnungsgeschwindigkeiten immer im Bereich von  $10^8$  V/sec. liegt (vgl. Abbildungen 4.2.1-4 bis 4.2.1-11). Auch das zur Lichtbogenzündung verwendete Elektrodenmaterial hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Höhe des untersuchten Gradienten. Der ermittelte Bereich von  $10^8$  V/sec. ist darüber hinaus absolut deckungsgleich zu den im Rahmen der Feldversuche gewonnenen Erkenntnissen bzgl. der Flankensteilheit des 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  (vgl. Abbildung 4.1.5-18).

Die Tatsache, dass die Höhe des Prüfstroms während der einzelnen Messreihen der Laborversuche keinen Einfluss auf den 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  im eigentlichen Zündmoment hat, stimmt mit den bereits gewonnen Erkenntnissen zur Einstrahlungsunabhängigkeit des untersuchten Signals aus Kapitel 4.1.5 (vgl. Abbildungen 4.1.5-13, 4.1.5-16 und 4.1.5-17) überein.

Gemäß den relevanten Betrachtungen der charakteristischen elektrischen Kenngrößen von Solarzellen bzw. -modulen aus Kapitel 5.1.4 ist der Photostrom  $I_{\text{PH}}$  und damit auch der Kurzschlussstrom  $I_{\text{KS}}$  sowie der MPP-Strom  $I_{\text{MPP}}$  einer Solarzelle proportional zur Einstrahlung und steigt mit zunehmender solarer Bestrahlungsstärke  $E_{\text{S}}$  linear an.

Den Ergebnissen der Messdatenanalyse der Untersuchungen zur Analyse der Auswirkungen des Entstehungsmoments serieller Lichtbögen in Photovoltaikgeneratoren zufolge ist der Amplitudenwert der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  unmittelbar nach der Zündung absolut einstrahlungsunabhängig (vgl. Abbildung 4.1.5-11) und wird somit nicht durch die Höhe des Photostroms  $I_{\text{PH}}$  respektive des Kurzschlussstroms  $I_{\text{KS}}$  beeinflusst. Demnach ist auch der 03-09-Gradienten der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{\text{AK}}$  bei bewiesener Einstrahlungsunabhängigkeit folgerichtig unabhängig von der Höhe des jeweiligen Prüfstroms und damit von dem, an der Fehlerstelle zur Verfügung stehenden, String-Strom.

Das präferierte Kriterium ist demnach nicht nur ungeachtet der aktuellen Einstrahlungsbedingungen sondern auch unbeeinflusst von den beteiligten, photovoltaikanlagentypischen Elektrodenmaterialien an der Fehlerstelle sowie der jeweiligen Kontaktöffnungsgeschwindigkeit und damit unabhängig vom Zündmechanismus bzw. der jeweiligen Fehlerhistorie zur sicheren Detektion serieller Störlichtbögen in Single-String-Photovoltaikanlagen geeignet.

Die charakteristische Veränderung im zeitlichen Signalverlauf String-Spannung  $U_{\text{String}}$  infolge eines seriellen Störlichtbogens stellt demnach ein sehr markantes Detektionskriterium da, welches sich mit einem entsprechenden Algorithmus leicht erkennen lässt. Außerdem ermöglicht der extreme Gradient der Signalflanke aufgrund eines seriellen Störlichtbogens im zeitlichen Verlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  die Abgrenzung gegenüber anderen Fehler- oder zumindest leistungsreduzierender Ereignisse (z.B. Verschattung) wodurch auch die Gefahr von Fehlauflösungen eines möglichen Detektionsalgorithmus deutlich reduziert wird. Zur Verdeutlichung ist dieser Sachverhalt in Abbildung 4.2.3-1 in schematischer Form dargestellt.

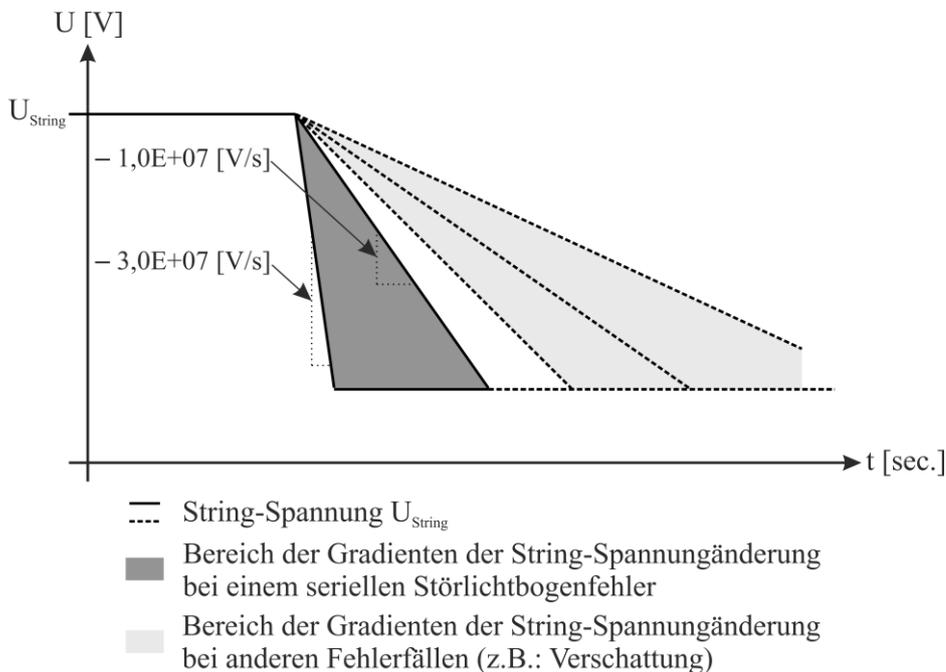


Abbildung 4.2.3-1: Gradienten der String-Spannungsänderung bei unterschiedlichen Fehlerfällen

## 5 Modellbildung und Simulation

Im Bereich von Forschung und Entwicklung sind Modelle – wie auch Experimente – im Allgemeinen als probate Mittel zur Erweiterung des Erkenntnishorizonts zu verstehen. Sie ermöglichen die Beobachtung bestimmter Ereignisse in bzw. die Untersuchung deren Auswirkungen auf reale Systeme, losgelöst aller quantitativen, qualitativen, räumlichen oder zeitlichen Restriktionen, welche die Benutzung des betrachteten Systems beeinträchtigen oder stören könnten. Bei den Ingenieurwissenschaften dienen speziell die sog. Simulationsmodelle dem Zweck der strukturellen Nachbildung realer technischer Anlagen und Systeme, deren Funktionsweise sowie der gezielten Untersuchung darin auftretender, komplexer Phänomene [5.1, S. 3 ff.]. Um diese erklären zu können, ist es von absoluter Notwendigkeit die inneren Strukturen sowohl der berücksichtigten Einzelbestandteile als auch des gesamten Systems in relevanten Zügen nachzubilden. Die rein rechnerbasierte Nachahmung eines bestimmten Verhaltens ist dabei nicht ausreichend [5.2, S. 27 ff.].

Im Anschluss an die durchgeführten Feld- und Laborversuche zur Ermittlung und Analyse der Auswirkungen serieller Störlichtbögen auf das Verhalten der String-Größen von Photovoltaikgeneratoren im Allgemeinen, ihres Entstehungs-/Zündmoments im Speziellen sowie dessen eingehender Überprüfung hinsichtlich der prinzipiellen Eignung zum Detektionskriterium im Zeitbereich geht es deshalb in logischer Konsequenz in diesem Kapitel um die Entwicklung und experimentelle Verifikation eines mathematisch-physikalische Modells zur Nachbildung dieser Effekte.

In Abbildung 5-1 sind das zu simulierende Gesamtmodell sowie die wesentlichen Signalflüsse schematisch dargestellt. Die Simulation des elektrischen, DC-seitigen Klemmenverhaltens von Single-String-Photovoltaikgeneratoren bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogens soll zum einen dem Nachweis der experimentellen Versuche und zum anderen zur Gewinnung neuer Erkenntnisse auf dem Forschungsgebiet der (Stör-) Lichtbogenuntersuchung in Photovoltaikgeneratoren dienen. Der Fokus liegt hierbei auf den ersten  $50 \mu\text{s}$  direkt nach der Lichtbogenentstehung respektive dem sprunghaften Anstieg der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  um den Betrag der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  sowie die dadurch bedingten Änderungen im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $\Delta U_{String}$ . Zu diesem Zweck müssen die einzelnen Teilmodelle das dynamische Verhalten der jeweiligen Systemkomponenten exakt wiedergeben.

Die Schwierigkeit besteht vor allem in der Zusammenführung von Lichtbogen und Photovoltaikgenerator. Für die gesonderte Betrachtung der beiden Elemente gibt es in der Literatur zu den verschiedensten Forschungsschwerpunkten eine Vielzahl von Modellen zur simulativen Beschreibung mit den unterschiedlichsten Abstraktionsgraden. Doch deren gezielte Kombination, so wie es die konkrete Aufgabenstellung dieser Dissertation verlangt, konnte rechnerisch nicht ermittelt werden und ist demnach neu.

Infolge der aufgabenstellungsspezifischen Ansprüche ergibt sich für das geforderte Simulationsmodell das folgende Anforderungsprofil:

- Das gleichstromseitige, elektrische Klemmenverhalten eines Photovoltaikgenerators hinsichtlich Strom und Spannung inklusive aller relevanten Systemkomponenten sowie die Signalflanke der Lichtbogenspannung im Entstehungsmoment sollten hinreichend genau nachgebildet werden.
- Alle modellrelevanten, technischen Parameter sollten nachvollziehbar im Rahmen überschaubarer Anstrengungen ermittelbar sein, um das Modell möglichst rasch und unkompliziert an veränderte Rahmenbedingungen – wie beispielsweise andere Elektrodenmaterialien oder Solarmodule – anpassen zu können.
- Im Sinne einer optimalen Berücksichtigung bzw. maximalen Variationsweite verschiedener Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel unterschiedliche Einstrahlungsbedingungen, sollten die Gültigkeitsbereiche der einzelnen Modelle möglichst groß sein.
- Das Gesamtmodell sollte vorzugsweise in eine geeignete Simulationsumgebung implementiert werden können.

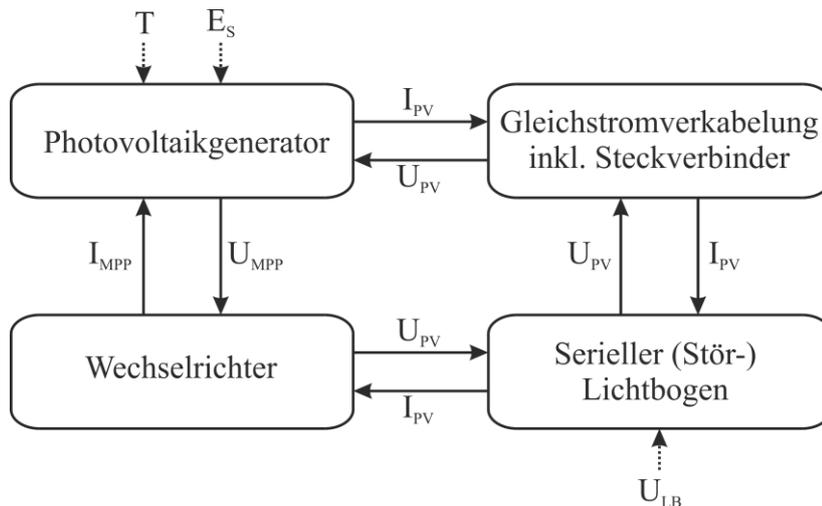


Abbildung 5-1: Schematische Darstellung des Gesamtmodells und der wesentlichen Signalflüsse

Zunächst werden in diesem Kapitel die einzelnen Teilmodelle der systemspezifischen Einzelkomponenten inklusive des Anregungssignals in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogens beschrieben. Im Fokus stehen hierbei die notwendigen Modellierungsschritte und erforderlichen technischen Parameter bzw. Kenndaten zur realitätsgetreuen Nachbildung des elektrisch relevanten Verhaltens der jeweiligen Systembestandteile (vgl. Abbildung 5-1). Aufgrund der zentralen Bedeutung des Photovoltaikgenerators – Quellencharakteristik und Punkt maximaler Leistung (MPP) bilden die grundlegende Basis und sind der Ausgangspunkt aller weiteren Simulationsschritte – repräsentiert dieser das Kernstück des Gesamtmodells und wird aus diesem Grund besonders ausführlich behandelt.

Im Anschluss werden das mathematisch-physikalisch begründete Gesamtsimulationsmodell und dessen Besonderheiten kurz umrissen. Auf eine detaillierte Beschreibung der praktischen Umsetzung des strukturell erstellten Modells, der obligatorischen Implementierung in die jeweils geeignete Softwareumgebung, wird an dieser Stelle verzichtet. Der formale Nachweis über syntaktische Korrektheit, Konsistenz und Exaktheit des Modells, sprich dessen Verifizierung anhand experimentell ermittelter Messdaten schließt den Modellierungsprozess ab.

In einem weiterführenden Schritt wird mit der Ermittlung der Übertragungsfunktion des betrachteten Systems einer Single-String-Photovoltaikanlage auf Basis des erarbeiteten physikalischen Gesamtmodells eine alternative Herangehensweise der Modellbildung erprobt und die Möglichkeit zur Anwendung eines ergänzenden Analyseverfahrens geschaffen.

Abschließend werden die, im Rahmen einer umfangreich durchgeführten, simulativen Parameterstudie berechneten Simulationsergebnisse und die daraus gewonnen Erkenntnisse hinsichtlich des im Fokus dieser Dissertation stehenden, alternativen Detektionskriterium für serielle Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen im Kurzzeitbereich vorgestellt.

## **5.1 Der Photovoltaikgenerator**

### **5.1.1 Bestehende Modelle**

Das elektrische Verhalten von Solarzellen kann aufgrund ihrer – bereits in Kapitel 2.3 erläuterten Ähnlichkeit hinsichtlich des physikalischen Aufbaus – prinzipiell durch die ideale Diodengleichung (vgl. Gleichung 5.1.1-1) von William Bradford Shockley aus dem Jahre 1949 [5.3] beschrieben werden.

Ausgehend vom unbeleuchteten Fall berechnet sich die Gesamtkennlinie des pn-Übergangs bzw. der Diodenstrom  $I_D$  demnach aus dem Sperrsättigungsstrom  $I_0$ , der Temperaturspannung  $U_T$  und der externen Spannung  $U$ .

$$I_D = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{U}{U_T} - 1\right) \right] \quad (5.1.1-1)$$

$$\text{mit } I_0 = A_{PN} \cdot q \cdot n_i^2 \cdot \left( \frac{D_N}{L_N \cdot N_A} + \frac{D_P}{L_P \cdot N_D} \right) \quad (5.1.1-2)$$

$$\text{und } U_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (5.1.1-3)$$

Der Sperrsättigungsstrom  $I_0$  resultiert aus der Tatsache, dass die Minoritätsladungsträger in den dotierten Gebieten an die Grenzfläche des pn-Übergangs diffundieren und dort von dem elektrischen Feld auf die andere Seite transportiert werden. Er ist abhängig von der Fläche des pn-Übergangs  $A$ , der Elementarladung  $q$ , der Minoritätsladungsträgerkonzentration  $n_i^2$ , den Diffusionskoeffizienten  $D_{N,P}$ , der Diffusionslänge der Minoritätsladungsträger  $L_{N,P}$  und der Konzentration der ionisierten Donator- und Akzeptoratome  $N_{D,A}$  (vgl. Gleichung 5.1.1-2). Nach Gleichung 5.1.1-3 ist die Temperaturspannung  $U_T$  das temperaturabhängige Spannungsäquivalent der mittleren Elektronenenergie und berechnet sich aus der Boltzmann-Konstante  $k$ , der Temperatur  $T$  und der Elementarladung  $q$  [5.4, S. 20 ff.].

Beleuchtet man die Diode respektive die Solarzelle, wird Gleichung 5.1.1-1 um den lichtgenerierten, dem Diodenstrom entgegenwirkenden Photostrom  $I_{Ph}$ , ergänzt. Ausgehend vom Erzeugerzählpeilsystem bedeutet das eine Verschiebung der Strom-Spannungskennlinie der Diode um den Photostrom  $I_{Ph}$  im ersten Quadranten. Normalerweise wird die Diodenkennlinie im Verbraucherzählpeilsystem betrachtet, weshalb sie in der Darstellung des Erzeugerzählpeilsystems an der Spannungsachse gespiegelt erscheint. Dadurch erfolgt die Verschiebung auch in den ersten, und nicht wie gewohnt, in den vierten Quadranten. Das elektrische Verhalten einer beleuchteten Solarzelle lässt sich demzufolge in erster Näherung mit Hilfe der Shockley-Gleichung in Verbindung mit dem Photostrom  $I_{PH}$ , gemäß Gleichung 5.1.1-4, beschreiben [5.5, S. 83 ff.].

$$I = I_{Ph} - I_D = I_{Ph} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{U}{U_T} - 1\right) \right] \quad (5.1.1-4)$$

Graphisch lässt sich dieser Zusammenhang durch das einfache Ersatzschaltbild einer Solarzelle darstellen (siehe Abbildung 5.1.1-1).

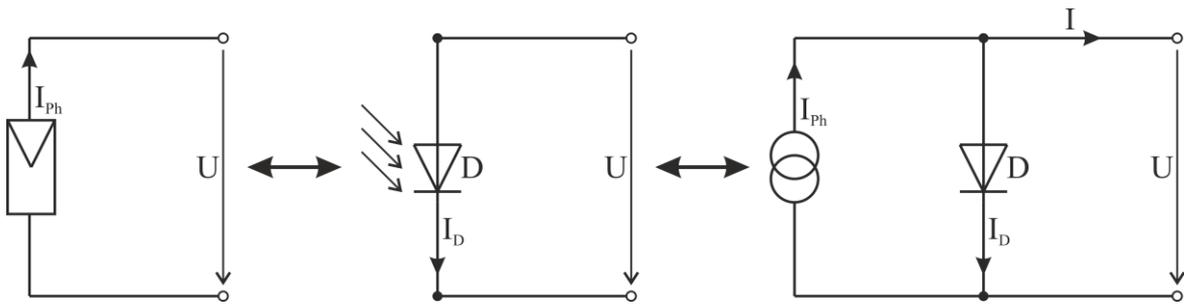


Abbildung 5.1.1-1: Einfaches Ersatzschaltbild einer beleuchteten Solarzelle

Neben den grundlegenden Zusammenhängen von Strom und Spannung einer beleuchteten Solarzelle sind in Abbildung 5.1.1-2 auch die entsprechenden – zur exakten, simulativen Nachbildung des elektrischen Verhaltens notwendigen – charakteristischen, elektrischen Kenngrößen abgebildet. Bei Letzteren handelt es sich konkret um:

- den Kurzschlussstrom  $I_{KS}$  (im Englischen  $I_{SC}$ , „SC“ für „Short Circuit“)
- die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  (im Englischen  $U_{OC}$ , „OC“ für „Open Circuit“)
- den Punkt maximaler Leistung  $P_{MPP}$  („MPP“ aus dem Englischen für „Maximum Power Point“)
- den zum Punkt maximaler Leistung  $P_{MPP}$  gehörende Strom  $I_{MPP}$
- die zum Punkt maximaler Leistung  $P_{MPP}$  gehörende Spannung  $U_{MPP}$

Die in Formel 5.1.1-4 ausgedrückte Kennliniengleichung lässt sich zwar einfach berechnen, kann das tatsächliche Verhalten einer Solarzelle unter realen Bedingungen – wie es in Abbildung 5.1.1-2 dargestellt ist – allerdings nur bedingt wiedergeben. Eine sehr gute Möglichkeit zur realitätsgetreuen Beschreibung der elektrischen und physikalischen Verhältnisse bietet gemäß [5.6, S. 35] das klassische Eindioden-Modell (vgl. Tabelle 5.1.1-1). Hierzu muss das einfache Ersatzschaltbild einer Solarzelle aus Abbildung 5.1.1-1 um einen seriellen und einen parallelen Widerstand erweitert werden. Der serielle Widerstand  $R_s$  beschreibt den Spannungsabfall vom Halbleitermaterial zu den Kontakten sowie alle generell auftretenden Kontaktwiderstände. Der parallele Widerstand  $R_p$  steht zum einen für die Verluste durch sog. Leckströme längs der Außenkanten der Solarzelle, zum anderen werden sämtliche Oberflächenrekombinationsprozesse durch ihn abgebildet. Die Werte des seriellen Widerstand  $R_s$  liegen typischerweise bei einigen Milliohm, die des parallelen Widerstand  $R_p$  dagegen bei einigen Ohm [5.7, S. 181 | 5.8, S. 35].

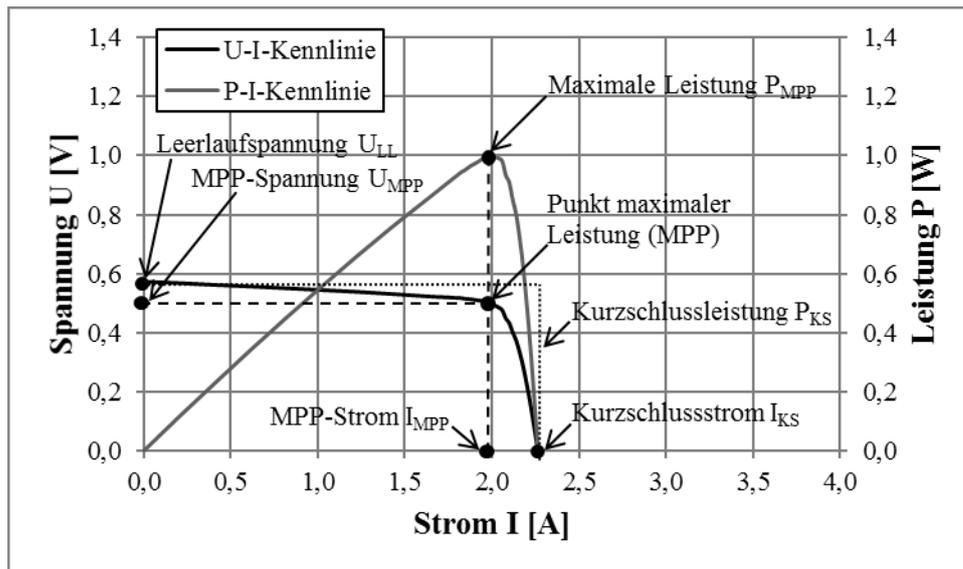


Abbildung 5.1.1-2: Spannungs-Strom und Leistungs-Strom-Kennlinie einer polykristallinen Silizium-Solarzelle; Typ DCT156<sup>3</sup> der Firma SolarWorld; experimentell ermittelt; gemessen bei einer solaren Einstrahlung von etwa 400 W/m<sup>2</sup> und einer Temperatur von etwa 35 °C

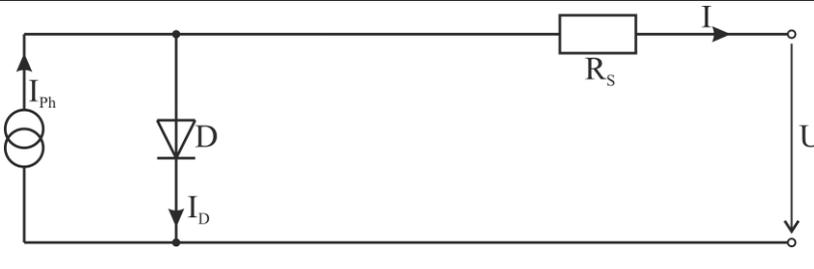
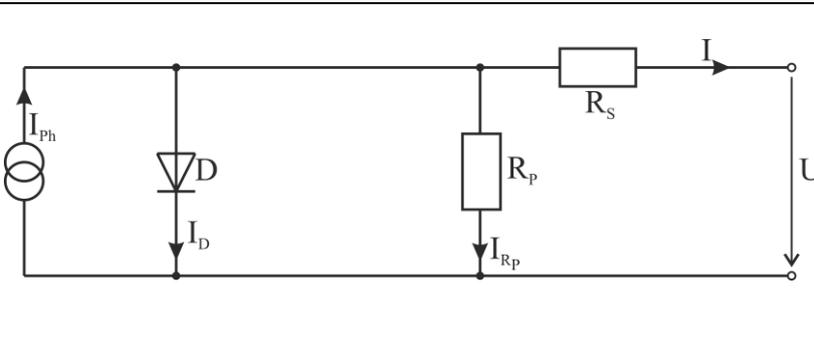
Um die reale Quellencharakteristik einer Solarzelle noch exakter abbilden zu können, wird auch die Güte der Diode in die Betrachtungen miteinbezogen. Aus diesem Grund wird der Exponent der Kennliniengleichung um den Diodenidealitätsfaktor  $m$  ergänzt. Dieser beschreibt gemäß [5.3] die Abweichung der Strom-Spannungs-Charakteristik einer Diode vom idealisierten elektrischen Verhalten eines pn-Übergangs. Der Diodenidealitätsfaktor  $m$  ist prinzipiell von der geometrischen Ausführung des pn-Übergangs sowie der Beschaffenheit der Grenzfläche zwischen dem n-dotierten und dem p-dotierten Gebiet und somit vom Ort der Rekombinationsprozesse abhängig. Finden diese, bedingt durch etwaige Defektzustände beispielsweise aufgrund der heterogenen Gefügestruktur des verwendeten Halbleiters, überwiegend in der direkten Umgebung der Raumladungszone am pn-Übergang – quasi im Wirkungsbereich des elektrischen Feldes – statt, so gilt für den Diodenidealitätsfaktor  $m = 2$ . Finden die Rekombinationsprozesse zum Großteil außerhalb des Übergangsbereiches statt, so ist  $m = 1$  [5.9, S. 112 | 5.10, S. 75].

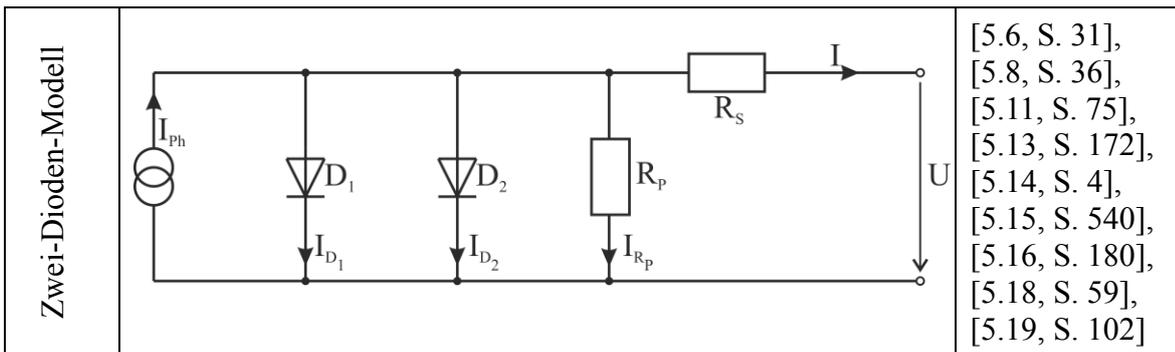
Basierend auf Gleichung 5.1.1-4 ergibt sich, unter Berücksichtigung der aufgeführten Überlegungen, die Formel der Solarzellenkennlinie des Ein-Dioden-Modells dann zu:

$$I = I_{\text{Ph}} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{U + I \cdot R_S}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right] - \frac{U + I \cdot R_S}{R_p} \quad (5.1.1-5)$$

Die wesentlichen, in der konventionellen Fachliteratur zu findenden, Modelle zur Simulation der physikalischen Vorgänge in einer Solarzelle auf Basis realer elektrotechnischer Bauteile sind in Tabelle 5.1.1-1 in Form von Ersatzschaltbildern mit konzentrierten Elementen zusammenfassend dargestellt. Trotz ihrer unterschiedlichen Komplexität basieren alle abgebildeten Modelle im Grunde auf der eingangs erläuterten, idealen, um den Photostrom  $I_{Ph}$  ergänzten Diodengleichung von William Bradford Shockley aus dem Jahre 1949 [5.3]. Neben den drei klassischen, teilweise bereits erwähnten Modellen (dem *Einfachen-* bzw. *Idealen-*, dem *Ein-Dioden-* sowie dem *Zwei-Dioden-Modell*) ist auch das gelegentlich verwendete, sog. *vereinfachte Ein-Dioden-Modell* oder auch *Modell der effektiven Kennlinie* mitaufgeführt. Unter der Annahme, dass es sich in diesem Fall bei dem seriellen Widerstand  $R_s$  um ein fiktives photoelektrisches Bauelement – welches auch real nicht existierende, negative Werte annehmen kann – handelt und der Vernachlässigung des parallelen Widerstands  $R_p$ , lassen sich ingenieurmäßige Kennlinienberechnungen von Photovoltaikgeneratoren mit einer, auf reale Messungen bezogenen, hohen Approximationsqualität durchführen [5.5, S. 99]. Eine ausführliche Beschreibung dieses Modellansatzes findet sich zum Beispiel in [5.8, S. 38 ff.].

Tabelle 5.1.1-1: Solarzellen-Modelle mit konzentrierten Elementen

Einfaches-Modell bzw. Ideales-Modell		[5.6, S. 30], [5.8, S. 36], [5.11, S. 75], [5.12, S. 185], [5.13, S. 170], [5.14, S. 4], [5.15, S. 540]
Vereinfachtes Ein-Dioden-Modell		[5.8, S. 36], [5.11, S. 75], [5.12, S. 185], [5.13, S. 170], [5.14, S. 4], [5.15, S. 540], [5.16, S. 179]
Ein-Dioden-Modell		[5.6, S. 30], [5.8, S. 36], [5.11, S. 75], [5.12, S. 185], [5.13, S. 172], [5.14, S. 4], [5.15, S. 540], [5.16, S. 179], [5.17, S. 69]



Prinzipiell sublimieren sich die Approximationsqualität und damit die Güte der einzelnen Ersatzschaltbilder explizit mit der Anzahl der Freiheitsgrade, respektive mit der Anzahl der implementierten Elemente. Proportional zum Modellumfang steigt aber auch der benötigte Rechen- und Zeitaufwand beträchtlich. Beispielsweise lassen sich die impliziten, sich aus der Kirchhoff'schen Knotenregel ergebenden, Gleichungen zur Berechnung der Strom-Spannungs-Kennlinie von Solarzellen der Ein- und Zwei-Dioden-Modelle nicht mehr einfach analytisch, sondern nur noch mit aufwendigen numerischen Methoden lösen.

Die gezielte Auswahl eines bestimmten Modells ist im Endeffekt immer von der gewünschten bzw. geforderten Genauigkeit der berechneten Simulationsergebnisse abhängig. Bei korrekter Anwendung und exakter Implementierung in eine geeignete Simulationsumgebung unterscheiden sich die Abweichungen der vier vorgestellten Solarzellen-Modelle hinsichtlich der Übereinstimmung von Simulations- und Messergebnissen im Vergleich zueinander jedoch nur äußerst marginal. Gemäß [5.6, S. 34 ff.] beträgt der durchschnittliche relative Fehler des Einfachen- bzw. Idealen-Modells 1,2 %, der des Ein-Dioden-Modells sogar nur 0,7 %. Das vereinfachte Ein-Dioden-Modell hat bezüglich der Lösung von Anpassungsproblemen eine Approximationsgenauigkeit von 1 % [5.8, S. 37].

Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich mit den Ersatzschaltbildern aus Tabelle 5.1.1-1 das elektrische Verhalten von Solarzellen nur in idealisierter Form nachbilden lässt. Die zugrundeliegenden Gleichungen erlauben lediglich die Berechnung der – bereits in Kapitel 4.1.3 (vgl. Abbildung 4.1.3-5 oder auch Abbildung 5.1.1-2) erläuterten – rein statischen Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle, eines Solarmoduls oder eines gesamten Photovoltaikgenerators.

### 5.1.2 Verwendetes Modell

Solarzellen werden zumeist als aktive Gleichstrombauteile betrachtet. Zur vollständigen, simulativen Nachbildung der bei Anregung des Gleichstrom-Klemmenverhaltens eines Photovoltaikgenerators durch einen seriellen Lichtbogen auftretenden Effekte braucht es aber ein Solarzellenmodell, welches neben dem statischen auch das transiente, respektive dynamische elektrische Verhalten einer Solarzelle ausreichend beschreibt.

Letzteres bedarf eines alternativen Modellansatzes, welcher auch dem dynamischen Charakter einer Solarzellen Rechnung trägt [5.20, S. 1 ff. | 5.21, S. 22 | 5.22, S. 2177]. Abbildung 5.1.2-1 zeigt das im weiteren Verlauf der Arbeit verwendete, den Erfordernissen entsprechende bzw. adäquat erweiterte Ersatzschaltbild sowie dessen Herleitung aus der schematischen Darstellung einer kristallinen Silizium-Solarzelle inklusive der entsprechend zugeordneten Ersatzelemente.

Das komplettierte Schema basiert im Wesentlichen auf dem Ein-Dioden-Modell einer Solarzelle aus Tabelle 5.1.1-1 in welchem die intrinsische Diode des statischen Ersatzschaltbildes durch ihr dynamisches Kleinsignalersatzschaltbild substituiert wird [5.23, S. 9.2-8. ff. | 5.24, S. 3079 | 5.25, S. 2 | 5.26, S. 460 | 5.27, S. 244].

Die internen Verlustprozesse während des Betriebs der Solarzelle werden durch die beiden Widerstände  $R_P$  und  $R_S$  berücksichtigt. Der parallele Widerstand  $R_P$  beschreibt hierbei, wie in Kapitel 5.1.1 bereits erläutert, sowohl die Verluste durch sog. Leckströme entlang der Außenkanten der Solarzelle als auch die auftretenden Oberflächenrekombinationsprozesse in Gänze. Der serielle Widerstand  $R_S$  vereint alle auftretenden ohmschen Verluste aufgrund von Kontaktstellen und Materialübergängen. In der schematischen Darstellung einer kristallinen Silizium-Solarzelle aus Abbildung 5.1.2-2 werden diese in Form der konzentrierten Ersatzelemente  $R_{S1}$  (Übergang flächiger Rückkontakt zu p-Gebiet),  $R_{S2}$  (Verluste innerhalb des Halbleitermaterials),  $R_{S3}$  bis  $R_{S5}$  (Übergang n-Gebiet zu fingerförmigen Frontkontakt),  $R_{S6}$  bis  $R_{S8}$  (Verluste innerhalb der Fingerkontakte) und  $R_{S9}$  (Verluste innerhalb der Sammelleiter und Busbars) dargestellt [5.28, S. 13].

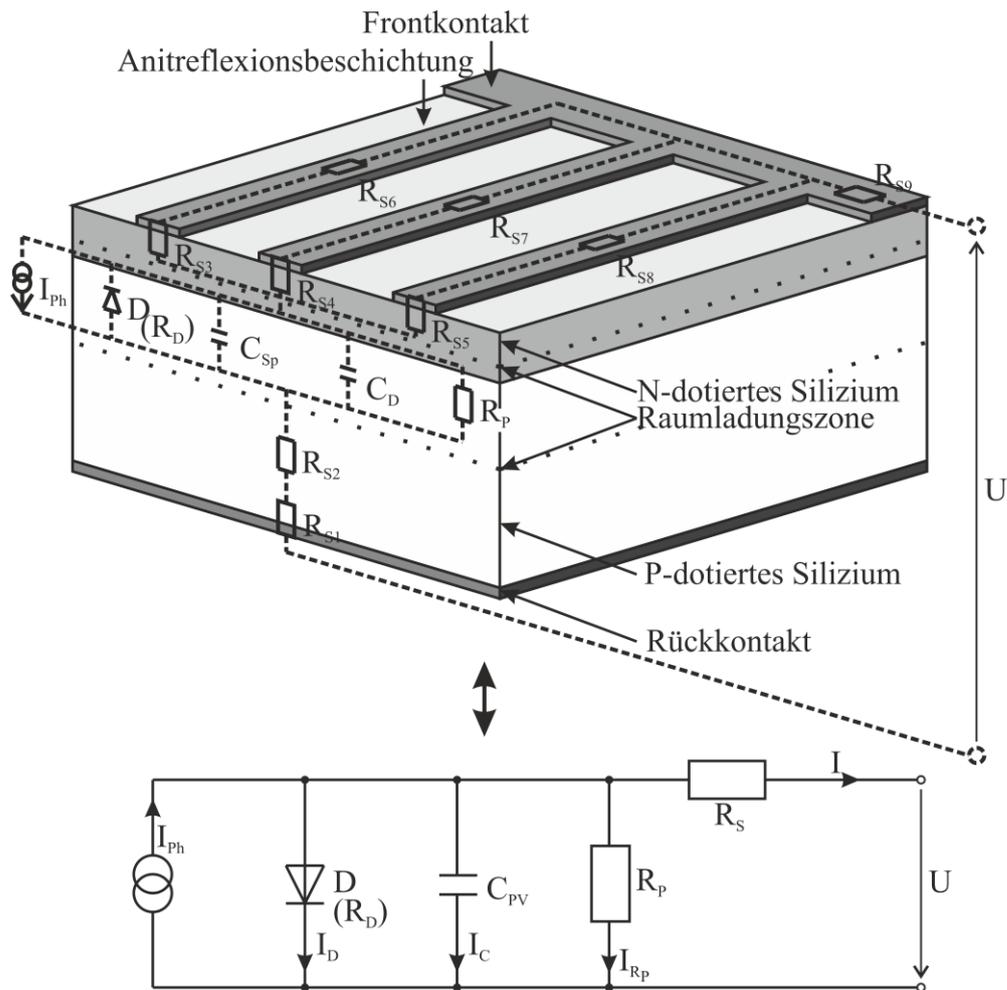


Abbildung 5.1.2-1: Herleitung des erweiterten Ersatzschaltbildes einer Solarzelle aus der schematischen Darstellung einer kristallinen Silizium-Solarzelle inklusive der entsprechend zugeordneten Ersatzelemente gemäß [5.28, S. 13].

Im Rahmen des dynamischen Modellierungsansatzes – dessen Notwendigkeit in Bezug auf den Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit bereits zu Beginn von Kapitel 5 erläutert worden ist (vgl. S. 81) – erfolgt eine zusätzliche Berücksichtigung der Kapazität der Solarzelle  $C_{PV}$ , bestehend aus der sog. Sperrschichtkapazität  $C_{SP}$  und der sog. Diffusionskapazität  $C_{Diff}$ , welche die Diode des klassischen Ersatzschaltbildes ersetzen. Ergänzend kommt der differentielle Widerstand der Diode  $R_D$  hinzu [5.29, S. 13 f]. Die beiden Kapazitäten dienen der Nachbildung des dynamischen, elektrischen Verhaltens einer Solarzelle.

Die Sperrschichtkapazität  $C_{SP}$  ist ein charakteristisches Spezifikum sämtlicher Halbleiterübergänge und entsteht im Falle eines pn-Übergangs durch die Veränderung der Ladungsträgerkonzentration bei Variation der Raumladungszonenweite  $W_{RLZ}$  aufgrund von Spannungsänderungen über dem pn-Übergang [5.9, S. 100].

Sie dient quasi der Beschreibung von Ladungsänderungen infolge schneller Spannungsgradienten innerhalb der Sperrschicht. Abgesehen von der Weite der Raumladungszone  $W_{RLZ}$  und der Höhe der angelegten Spannung  $U_{PN}$  ist die Sperrschichtkapazität  $C_{SP}$  des Weiteren von der Dotierung, dem jeweiligen Dotierungsprofil sowie von der Fläche des pn-Übergangs  $A_{PN}$  abhängig [5.30, S. 60].

Die Veränderungen der Ladungsträgerkonzentrationen beziehen sich ausschließlich auf die Ränder der Raumladungszone, wodurch die Sperrschichtkapazität  $C_{SP}$  – in Anlehnung an die Berechnungsvorschrift von Plattenkondensatoren – gemäß der in Formel 5.1.2-1 dargestellten Beziehung ermittelt werden [5.9, S. 100 ff. | 5.20, S. 2 | 5.31, S. 24 | 5.32, S. 134 ff.].

$$C_{SP} = \frac{A_{PN} \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{W_{RLZ}} = A_{PN} \cdot \sqrt{\frac{q \cdot (N_A + N_D) \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{2 \cdot (U_D - U)}} \quad (5.1.2-1)$$

Dabei ist  $\epsilon_0$  die Dielektrizitätskonstante des Vakuums,  $\epsilon_r$  die relative Permittivität des Dielektrikums,  $N_A$  die Akzeptorkonzentration,  $N_D$  die Donatorkonzentration,  $U_D$  die Diffusionsspannung und  $U$  eine von außen über dem pn-Übergang angelegte Spannung [5.20, S. 2]. Die Weite der Raumladungszone  $W_{RLZ}$  entspricht in diesem Fall dem normalerweise verwendeten Plattenabstand des Kondensators [5.31, S. 24]. Die Werte der Sperrschichtkapazität  $C_{SP}$  liegen zumeist im pF-Bereich [5.33, S. 11].

Die Diffusionskapazität  $C_{Diff}$  hingegen beschreibt die Änderung der Diffusionsladung mit zunehmender, angelegter Spannung  $U$  im Durchlassbetrieb der Diode. Sie entspricht gewissermaßen der damit einhergehenden Änderung der injizierten Ladungsträgeranzahl in der neutralen Zone. Physikalische Ursache für diese Diffusionsladungen sind die Minoritätsladungsträgerüberschüsse in den – direkt an die Raumladungszone angrenzenden – Bereichen der dotierten Gebiete aufgrund der Ladungsträgerredundanz im pn-Übergang bei Betrieb der Diode in Durchlassrichtung. In Kombination mit diesen, in den Bahngebieten eingespeicherten Diffusionsladungen, stellt der pn-Übergang seinerseits eine eigene Kapazität dar [5.31, S. 24 | 5.33, S. 13]. Diese Diffusionskapazität  $C_{Diff}$  kann gemäß [5.9, S. 115 f. | 5.20, S. 2 f. | 5.32, S. 138 ff. | 5.33, S. 13] folgendermaßen wiedergegeben werden:

$$C_{Diff} = \frac{\tau \cdot G_D}{m} = \frac{\tau \cdot dI_D}{m \cdot dU} = \frac{\tau}{m \cdot R_D} \quad (5.1.2-2)$$

In Bezug auf die angegebenen Quellen stehen in Gleichung 5.1.2-2 das  $\tau$  für die Lebensdauer der Minoritätsladungsträger in den Bahngebieten, das  $G_D$  für den Leitwert der Diode, das  $m$  für den Diodenidealitätsfaktor,  $I_D$  für den Diodenstrom und  $U$  für eine von außen über dem pn-Übergang angelegte Spannung. Die Diffusionskapazität  $C_{Diff}$  beträgt in der Regel einige 100 pF bis hin zu einigen 100 nF [5.33, S. 13].

Im Kennlinienbereich normaler Arbeitspunkte einer Solarzelle tragen sowohl die Sperrschichtkapazität  $C_{SP}$  als auch die Diffusionskapazität  $C_{Diff}$  zur Gesamtkapazität der Solarzelle  $C_{PV}$  bei. Deren exakte Zusammensetzung variiert allerdings stark in Abhängigkeit der solaren Einstrahlungsstärke  $E_S$  sowie der Spannung  $U_{PN}$ .

Während bei Spannungen von  $U_{PN} > 0$  die Diffusionskapazität  $C_{Diff}$  ganz klar überwiegt, kann diese im Sperrbereich ( $U_{PN} < 0$ ) nahezu vernachlässigt werden [5.20, S. 3 | 5.31, S. 25]. Zur Vereinfachung des verwendeten Modellansatzes im Sinne einer Reduzierung des Modellierungsaufwandes können die Sperrschichtkapazität  $C_{SP}$  und die Diffusionskapazität  $C_{Diff}$  gemäß [5.21, S. 22 | 5.27, S. 246 | 5.29, S. 13 f. | 5.34, S. 1335 f.] zu einer parallelen Gesamtkapazität der Solarzelle  $C_{PV}$  zusammengefasst werden. Die zugehörige, implizite Strom-Spannungs-Gleichung des erweiterten Ersatzschaltbildes aus Abbildung 5.1.2-1 ergibt sich demnach zu:

$$\begin{aligned} I &= I_{Ph} - I_D - I_C - I_{Rp} = \\ &= I_{Ph} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{U + I \cdot R_S}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right] - C_{PV} \cdot (U + I \cdot R_S) \frac{d}{dt} - \frac{U + I \cdot R_S}{R_P} \end{aligned} \quad (5.1.2-3)$$

Im statischen Fall ( $\frac{d}{dt} = 0$ ) gilt:

$$I = I_{Ph} - I_D - I_C - I_{Rp} = I_{Ph} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{U + I \cdot R_S}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right] - \frac{U + I \cdot R_S}{R_P} \quad (5.1.2-4)$$

### 5.1.3 Modifikation zur Anwendung auf Photovoltaikgeneratoren

Um diesen Modellierungsansatz für Solarzellen auch zur Simulation ganzer Solarmodule und – der Aufgabenstellung entsprechend – zur Nachbildung von Single-String-Photovoltaikgeneratoren verwenden zu können, gelten die im folgenden dargestellten Formeln 5.1.3-1 bis 5.1.3-5. Grundvoraussetzung hierfür ist, dass die in Serie verschalteten Solarzellen dieselben technischen Parameter aufweisen [5.28, S. 16 f].

Die einzelnen Serienwiderstände  $R_{S1}$  bis  $R_{S9}$  der individuellen Solarzellen liegen allesamt in Reihe zueinander (vgl. Abbildung 5.1.2-1) und lassen sich demzufolge zu einem Gesamtwiderstand zusammenfassen. Gleiches gilt in diesem Fall für die Parallelwiderstände  $R_P$  der Solarzellen [5.35, S. 41 f.]. Die beiden resultierenden Gesamtwiderstände  $R_{S, ges.}$  und  $R_{P, ges.}$  der  $N$  in Reihe geschalteten Solarzellen berechnen sich gemäß den Formeln 5.1.3-1 und 5.1.3-2.

$$R_{S, \text{ ges.}} = \sum_{v=1}^N R_{S, v} = \sum_{v=1}^N I_{R_S} \cdot U_{R_S} = N \cdot R_S \quad (5.1.3-1)$$

$$\frac{1}{R_{P, \text{ ges.}}} = \sum_{v=1}^N \frac{1}{R_{P, v}} = \sum_{v=1}^N \frac{1}{I_{R_P} \cdot U_{R_P}} = \frac{1}{N \cdot R_P} \quad (5.1.3-2)$$

Aus schaltungstechnischer Sicht sind auch die Kapazitäten der separaten Solarzellen  $C_{PV}$  eines Single-String-Photovoltaikgenerators seriell miteinander verschaltet und können laut [5.35, S. 95 f.] nach Formel 5.1.3-3 zu einer Gesamtkapazität des Photovoltaikgenerators  $C_{PV, \text{ ges.}}$  zusammengefasst werden.

$$C_{PV, \text{ ges.}} = \frac{C_{PV}}{N} \quad (5.1.3-3)$$

In Übereinstimmung mit der essenziellen Grundvoraussetzung gleicher Parameterwerte aller Solarzellen des Photovoltaikgenerators, sind auch die Sperrsättigungsströme  $I_0$  der Photodioden sowie die darüber abfallenden externen Spannungen  $U$  identisch. Ergo kann die Vielzahl der inhärenten pn-Übergänge der berücksichtigten Solarzellen durch eine einzige Diode dargestellt werden. Diese lässt sich für  $N$  in Serie geschaltete Solarzellen, basierend auf Formel 5.1.1-1, gemäß der in Gleichung 5.1.3-4 bzw. 5.1.3-5 dargestellten Beziehungen parametrisieren [5.36, S. 326].

$$U_{\text{ ges.}} = N \cdot U_D = N \cdot U_T \cdot \ln\left(\frac{I_D}{I_0} + 1\right) \quad (5.1.3-4)$$

$$I_{D, \text{ ges.}} = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{U_{\text{ ges.}}}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right] \quad (5.1.3-5)$$

#### 5.1.4 Parameterermittlung

Die Ermittlung der noch fehlenden Modellparameter zur Beschreibung des dynamischen, elektrischen Verhaltens von Photovoltaikgeneratoren, auf Grundlage von Gleichung 5.1.2-3, wird in den folgenden Ausführungen kurz erläutert. Die Parametrisierung erfolgt weitestgehend auf Basis von Herstellerangaben bzw. der Erkenntnisse entsprechend durchgeführter, experimenteller Messungen, da ihre rein theoretische Bestimmung größten Teils äußerst komplex ist [5.7, S. 193 f.].

### 5.1.4.1 Ströme und Spannungen

#### Sperrsättigungsstrom $I_0$

Die Berechnung des Sperrsättigungsstrom  $I_0$  folgt aus der Leerlaufbedingung  $I = 0$ . In diesem stationären Arbeitspunkt ( $\frac{d}{dt} = 0$ ) der Solarzelle respektive des Photovoltaikgenerators stellt sich die Strom-Spannungs-Gleichung des verwendeten, erweiterten Ersatzschaltbildes aus Gleichung 5.1.2-3 wie folgt dar:

$$I = I_{\text{ph}} - I_{\text{D}} - I_{\text{Rp}} = I_{\text{ph}} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{U + I \cdot R_{\text{S}}}{m \cdot U_{\text{T}}}\right) - 1 \right] - \frac{U + I \cdot R_{\text{S}}}{R_{\text{p}}} \quad (5.1.4.1-1)$$

Unter der nach [5.19, S. 949] geltenden Annahme (vgl. Formel 5.1.4.1-2) ergibt sich für die Berechnung des Sperrsättigungsstrom  $I_0$  demnach, mit  $U = U_{\text{LL}}$ , die in Formel 5.1.4.1-3 dargestellte Beziehung.

$$\exp\left(\frac{U + I \cdot R_{\text{S}}}{m \cdot U_{\text{T}}}\right) \gg 1 \quad (5.1.4.1-2)$$

$$I_0 = \left( I_{\text{ph}} - \frac{U_{\text{LL}}}{R_{\text{p}}} \right) \cdot \exp\left(-\frac{U_{\text{LL}}}{m \cdot U_{\text{T}}}\right) \quad (5.1.4.1-3)$$

#### Kurzschlussstrom $I_{\text{KS}}$ und Leerlaufspannung $U_{\text{LL}}$

Schließt man eine Solarzelle über ihren Vorder- und ihren Rückkontakt (vgl. Abbildung 5.1.2-1) kurz, fließt der *Kurzschlussstrom*  $I_{\text{K}}$ . Der Wert der, über der Solarzelle abgegriffenen, Klemmenspannung gleich Null. Darüber hinaus wird in diesem Fall auch die interne Diode der Solarzelle kurzgeschlossen, wodurch auch der Diodenstrom  $I_{\text{D}}$  gleich Null wird (vgl. Abbildung 5.1.1-1). Der Kurzschlussstrom  $I_{\text{KS}}$  ist demnach näherungsweise gleich dem absorbierten Photostrom  $I_{\text{PH}}$  [5.5, S. 92 f.]. Es gilt:

$$I_{\text{KS}} = I(U = 0) = I_{\text{ph}} - I_0 \cdot [\exp(0) - 1] = I_{\text{ph}} \quad (5.1.4.1-4)$$

Laut [5.37, S. 154 f.] beträgt der maximale Kurzschlussstrom  $I_{\text{KS}}$  einer kristallinen Silizium-Solarzelle, unter Vernachlässigung aller Rekombinationsverluste, bei einem Airmass-Faktor von 1,5 in etwa 41 mA pro  $\text{cm}^2$ .

Analog zum Kurzschlussstrom  $I_{KS}$  beschreibt die *Leerlaufspannung*  $U_{LL}$  die offene Klemmenspannung der Solarzelle im unbelasteten Fall. Bei maximaler Leerlaufspannung  $U_{LL}$  entspricht die Generationsrate freier Ladungsträger (Elektronen, Defektelektronen) gleich deren Rekombinationsrate [5.8, S. 149 f.]. Es fließt kein Strom. Löst man Gleichung 5.1.1-4 nach  $U$  auf, ergibt sich für die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  folgender Zusammenhang [5.7, S. 186]:

$$U_{LL} = U(I = 0) = m \cdot U_T \cdot \ln\left(\frac{I_{KS}}{I_0} + 1\right) \quad (5.1.4.1-5)$$

Die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle wird durch den Sperrsättigungsstrom  $I_0$  der Diode begrenzt. Aufgrund der Tatsache, dass  $I_{KS} \gg I_0$  kann der Wert 1 gegen  $\frac{I_{KS}}{I_0}$  bereits bei sehr kleinen Strömen vernachlässigt werden [5.37, S. 93 | 5.5, S. 93]. Somit gilt:

$$U_{LL} = U(I = 0) = m \cdot U_T \cdot \ln\left(\frac{I_{KS}}{I_0}\right) \quad (5.1.4.1-6)$$

### **MPP-Strom $I_{MPP}$ und MPP-Spannung $U_{MPP}$**

Mit Hilfe der Formeln 5.1.4.1-7 und 5.1.4.1-8 lassen sich der *MPP-Stroms*  $I_{MPP}$  und die *MPP-Spannung*  $U_{MPP}$  der Solarzelle auf Basis des vorab berechneten Kurzschlussstroms  $I_{KS}$  bzw. der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  bei verschiedenen Umweltbedingungen ermitteln [5.19, S. 949 ff. | 5.38]. Im Unterschied zu anderen Herangehensweisen – wie beispielsweise der in [5.7, S. 192 ff.] vorgestellten näherungsweise Bestimmung der Modulparameter – ermöglicht dieser Ansatz die direkte Berechnung der beiden MPP-Größen  $I_{MPP}$  und  $U_{MPP}$ . In Anbetracht der Tatsache das der MPP-Stroms  $I_{MPP}$  und die MPP-Spannung  $U_{MPP}$  den, im Fokus der Untersuchungen dieser Arbeit stehenden String-Größen  $I_{String}$  und  $U_{String}$  (vgl. Kapitel 4.1.3) entsprechen, ist deren möglichst exakte Ermittlung unabdingbar und maßgebend für Güte des Gesamtsimulationsmodells und die Aussagekraft der Ergebnisse der simulativen Parameterstudie.

Im Vorfeld müssen hierzu die beiden MPP-spezifischen Berechnungskoeffizienten  $\beta_{MPP_1}$  und  $\beta_{MPP_2}$  auf Basis der normierten Leerlaufspannung  $U_{LL_0}$  sowie des normierten seriellen Widerstands  $R_{S_0}$  bestimmt werden (vgl. Formeln 5.1.4.1-9 bis 5.1.4.1-12). Im Rahmen des, durch die beiden Randbedingungen  $U_{LL_0} > 15$  und  $R_{S_0} < 0,4$  vorgegebenen Gültigkeitsbereichs beträgt der durchschnittliche relative Fehler der errechneten, temperatur- und einstrahlungsspezifischen MPP-Größen weniger als 1 % [5.19, S. 950].

Die, mit Hilfe des vorgestellten Berechnungsansatzes kalkulierte Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit von MPP-Stroms  $I_{MPP}$  und MPP-Spannung  $U_{MPP}$  sind in den Abbildungen 5.1.4.1-3/2 und 5.1.4.1-3/4 sowie 5.1.4.1-6/2 und 5.1.4.1-6/4 graphisch dargestellt.

$$I_{MPP} = I_{KS} \cdot \left(1 - \beta_{MPP_1}^{-\beta_{MPP_2}}\right) \quad (5.1.4.1-7)$$

$$U_{MPP} = U_{LL} \cdot \left(1 - \frac{\beta_{MPP_2}}{U_{LL_0}} \cdot \ln\left(\beta_{MPP_1} - R_{S_0} \cdot \left(1 - \beta_{MPP_1}^{-\beta_{MPP_2}}\right)\right)\right) \quad (5.1.4.1-8)$$

$$\beta_{MPP_1} = U_{LL_0} + 1 - 2 \cdot U_{LL_0} \cdot R_{S_0} \quad (5.1.4.1-9)$$

$$\beta_{MPP_2} = \frac{\beta_{MPP_1}}{1 + \beta_{MPP_1}} \quad (5.1.4.1-10)$$

$$U_{LL_0} = \frac{U_{LL}}{U_T} \quad (5.1.4.1-11)$$

$$R_{S_0} = \frac{R_S}{\frac{U_{LL}}{I_{KS}}} \quad (5.1.4.1-12)$$

Unterschiedliche Temperaturen  $T$  und solare Einstrahlungsstärken  $E_s$  haben einen massiven Einfluss auf die charakteristischen, elektrischen Kenngrößen einer Solarzelle und somit auf deren komplettes Kennlinienverhalten. Demzufolge ist die realgetreue, an die jeweils vorherrschenden Umweltbedingungen angepasste, Bestimmung des Kurzschlussstroms  $I_K$  und der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  sowie des MPP-Stroms  $I_{MPP}$  und der MPP-Spannung  $U_{MPP}$  für die Simulation typischer Quellencharakteristiken von Photovoltaikgeneratoren von entscheidender Bedeutung.

### **Temperaturabhängigkeit der charakteristischen Ströme und Spannungen von Solarzellen ( $I_{KS}$ , $U_{LL}$ , $I_{MPP}$ , $U_{MPP}$ )**

Festkörper dehnen sich bei zunehmender Temperatur aus. Durch den Temperaturanstieg vergrößern sich die Abstände der Gitteratome zueinander, was zu einer Verkleinerung des Bandabstandes sowie zur Abnahme der Bandlückenenergie  $E_G$  führt. Die, in Abbildung 5.1.4.1-1 gezeigte, Temperaturabhängigkeit der Energie der Bandlücke  $E_G$  kann rein phänomenologisch mit Hilfe der Varshni-Formel [5.39] beschrieben werden [5.40, S. 487 ff.].

Hierbei werden die Werte der Bandlückenenergie bei Bezugstemperatur  $T_0$  (zumeist  $T_0 = 300 \text{ K}$ ) sowie die Werte der beiden Materialparameter  $a$  und  $b$  über den kompletten Temperaturverlauf als konstant angenommen (vgl. Gleichung 5.1.4.1-13).

$$E_G(T) = E_G(T_0) - \frac{a \cdot T^2}{b + T} \quad (5.1.4.1-13)$$

Die Verkleinerung des Bandabstandes hat eine Verschiebung der Absorptionskante in Richtung größerer Wellenlängen zur Folge. Der Photostrom  $I_{Ph}$  steigt, da nun auch Photonen mit einer geringeren Energie vom Halbleiter absorbiert werden können und zusätzliche Ladungsträgerpaare generieren. Da der Kurzschlussstrom  $I_K$  einer Solarzelle mit dem Photostrom  $I_{Ph}$  identisch ist (vgl. Gleichung 5.1.4.1-4), steigt auch dieser mit zunehmender Temperatur an [5.5, S. 94 f. | 5.18, S. 73].

Nach Gleichung 5.1.4.1-14 kann der Kurzschlussstrom einer Solarzelle  $I_{KS}$ , ausgehend vom Kurzschlussstrom bei Standard-Test-Bedingungen<sup>1</sup>  $I_{KS}(STC)$ , mit Hilfe des Temperaturkoeffizienten  $\alpha_{I_{KS}}$  für jede beliebige Temperatur berechnet werden [5.7, S. 189].

$$I_{KS}(T) = I_{KS}(STC) \cdot \{1 + \alpha_{I_{KS}} \cdot [T - T(STC)]\} \quad (5.1.4.1-14)$$

Per Definition beschreibt der Temperaturkoeffizient  $\alpha_{I_{KS}}$  die relative Änderung des Kurzschlussstromes  $I_{KS}$  in Abhängigkeit der Temperaturänderung gegenüber der Bezugstemperatur – in diesem Fall die STC-Temperatur  $T(STC) = 25 \text{ °C}$ . Er wird in der Regel in [%/K] angegeben und ist den Herstellerangaben bzw. den Datenblättern der Solarmodule zu entnehmen.

In Tabelle 5.1.4.1-1 sind die materialspezifischen Temperaturkoeffizienten des Kurzschlussstroms  $\alpha_{I_{KS}}$  sowie die zugehörigen Temperaturkoeffizienten der Leerlaufspannung  $\alpha_{U_{LL}}$  der gängigen Solarzellentypen zusammengefasst. Die Daten basieren auf einer durchgeführten Recherche zu den aktuellen Solarmodulen der zehn größten Unternehmen am Markt und umfassen in etwa 300 unterschiedliche Solarmodule. Der Einfluss der Temperaturkoeffizienten  $\alpha_{I_{KS}}$  und  $\alpha_{U_{LL}}$  ist in den graphischen Darstellungen der Abbildungen 5.1.4.1-3/1 bis 5.1.4.1-3/4 nachvollzogen werden.

---

<sup>1</sup> Die Standard-Test-Bedingungen (STC, englisch: Standard Test Conditions) sind fest definierte Bedingungen zur Normung und Bewertung von Solarzellen und Photovoltaikmodulen. Dabei wird eine Einstrahlung von  $1000 \text{ W/m}^2$ , eine Zelltemperatur von  $25 \text{ °C}$  und einem in der Norm IEC 904-3 (1989) Teil 3 definierten Spektrum des Lichts bei einem Air Mass-Faktor von 1,5 zugrunde gelegt.

Tabelle 5.1.4.1-1: Temperaturkoeffizienten des Kurzschlussstroms und der Leerlaufspannung verschiedener Solarzellentypen

Solarzellentyp	$\alpha_{I_{KS}} \left[ \frac{\%}{K} \right]$	$\alpha_{U_{LL}} \left[ \frac{\%}{K} \right]$
Polykristallin	0,02 ... 0,06	- 0,37 ... - 0,30
Monokristallin	0,02 ... 0,11	- 0,36 ... - 0,25
Amorph	0,03 ... 0,08	- 0,40 ... - 0,30
CdTe/CdS	0,02 ... 0,06	- 0,26 ... - 0,23
CIS/CGIS	0,00 ... 0,05	- 0,36 ... - 0,19

Auch die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle ist von der Temperatur abhängig. Aufgrund der Temperaturspannung  $U_T$  müsste sie eigentlich mit zunehmender Temperatur linear steigen. Dieser Effekt wird allerdings durch den temperaturbedingten, exponentiellen Anstieg des – die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  begrenzenden – Sperrsättigungsstroms  $I_0$  überkompensiert. Dementsprechend sinkt die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle mit steigender Temperatur. Die Zunahme des Sperrsättigungsstroms  $I_0$  ist auf die temperaturbedingte Vergrößerung der Anzahl freier Ladungsträger respektive die erhöhte Eigenleitungsdichte zurückzuführen [5.5 S. 64, 94 f.]. Für die in Abbildung 5.1.4.1-2 dargestellte Temperaturabhängigkeit des Sperrsättigungsstroms  $I_0$  gilt [5.41, S. 108]:

$$I_0(T) = I_0(T_0) \cdot \left( \frac{T}{T_0} \right)^{\left( \frac{\alpha_{I_0}}{m} \right)} \cdot \exp \left[ \frac{E_G(T_0)}{m \cdot U_T} \cdot \left( \frac{T}{T_0} - 1 \right) \right] \quad (5.1.4.1-15)$$

Im Gegensatz zu Gleichung 5.1.4.1-3, welche sich aus der dem erweiterten Ein-Dioden-Modell zugrundeliegenden Quellenkennlinie ableitet, begründet sich dieser Berechnungsansatz prinzipiell auf den Erkenntnissen der Betrachtungen der physikalischen Vorgänge auf der Ladungsträgerebene. Dabei ist  $\alpha_{I_0}$  der Temperaturexponent des Sperrsättigungsstroms  $I_0$ ,  $m$  der Diodenidealitätsfaktor,  $k$  die Boltzmann-Konstante und  $U_T$  die Temperaturspannung. Der Sperrsättigungsstrom  $I_0$  bei Bezugstemperatur  $T_0$  (zumeist  $T_0 = 300$  K) dient als Referenzpunkt.

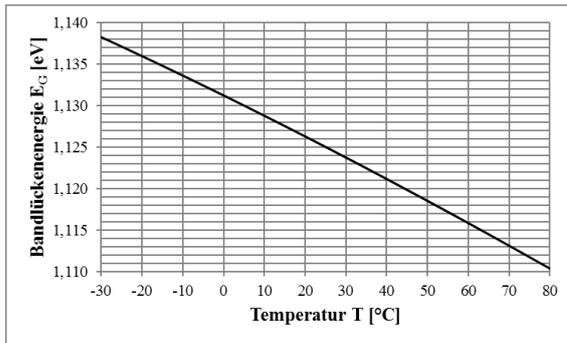


Abbildung 5.1.4.1-1: Bandlückenenergie  $E_G$  eines Silizium-Halbleiters in Abhängigkeit der Temperatur; bei:  $E_G(T_0) = 1,12 \text{ eV}$ ,  $a = 4,73 \cdot 10^{-4} \text{ eV/K}$  und  $b = 636 \text{ K}$  [5.18, S. 74].

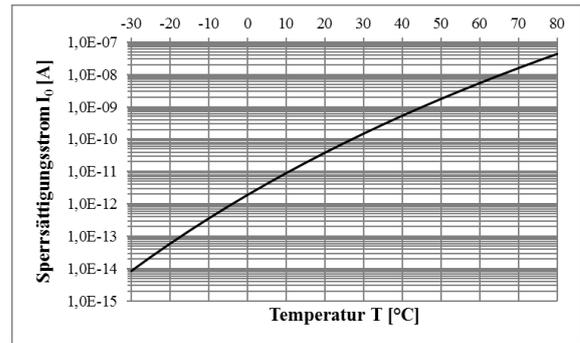


Abbildung 5.1.4.1-2: Sperrsättigungsstrom  $I_0$  der Diode in Abhängigkeit der Temperatur; bei:  $I_0(T_0) = 1,10 \cdot 10^{-18} \text{ A}$ ,  $T_0 = 300 \text{ K}$ ,  $\alpha_{I_0} = 3$ ,  $n = 1,27$ ,  $E_G(T_0) = 1,12 \text{ eV}$  [5.41, S. 108]

Analog zur Berechnung des temperaturabhängigen Kurzschlussstroms  $I_{KS}(T)$  nach Gleichung 5.1.4.1-16, kann die Leerlaufspannung einer Solarzelle  $U_{LL}$ , auf Basis der Leerlaufspannung bei Standard-Test-Bedingungen  $U_{LL}(STC)$ , unter Berücksichtigung des Temperaturkoeffizienten  $\alpha_{U_{LL}}$  für jede beliebige Temperatur ermittelt werden [5.7, S. 193].

$$U_{LL}(T) = U_{LL}(STC) \cdot \{1 + \alpha_{U_{LL}} \cdot [T - T(STC)]\} \quad (5.1.4.1-16)$$

Da die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle mit zunehmender Temperatur sinkt ist der Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung  $\alpha_{U_{LL}}$ , im Gegensatz zum dem des Kurzschlussstroms, mit einem negativen Vorzeichen versehen. Auch dieser wird in [%/K] angegeben und steht in den Herstellerangaben bzw. den Datenblättern der Solarmodule. Für die typischen Solarzellentypen sind die Wertebereiche des Temperaturkoeffizienten  $\alpha_{U_{LL}}$  ebenfalls in Tabelle 5.1.4.1-1 zusammenfassend dargestellt.

Die, für die weiteren Betrachtungen dieser Arbeit wesentlichen, charakteristischen elektrischen Kenngrößen der Spannungs-Strom-Kennlinie von Solarzellen (Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , MPP-Spannung  $U_{MPP}$ , Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ , MPP-Strom  $I_{MPP}$ ) sind in Abhängigkeit der Solarzellentemperatur  $T_{SZ}$  bei verschiedenen solaren Einstrahlungen in Abbildung 5.1.4.1-3 dargestellt. Die solare Einstrahlung  $E_s$  steigt in Pfeilrichtung von  $100 \text{ W/m}^2$  bis  $1200 \text{ W/m}^2$  mit einer Schrittweite von  $100 \text{ W/m}^2$ . Die einzelnen Kenngrößen wurden dabei, in Anlehnung an [5.42, S. 31 f.] auf die entsprechenden Parameterwerte bei Standard-Test-Bedingungen normiert. Die Graphiken in Abbildung 5.1.4.1-4 zeigen prinzipiell die gleichen Kennlinienverläufe, allerdings für verschiedene Solarzellentechnologien ohne Variation der solaren Einstrahlungsstärke  $E_s$ .

Alle präsentierten Ergebnisse wurden mit dem eigens im Rahmen dieser Arbeit erstellten Simulationsmodell einer Solarzelle bzw. eines Photovoltaikmoduls – basierend auf dem vereinfachten, erweiterten Eindioden-Modell aus Kapitel 5.1.2 – generiert und stimmen absolut mit den beobachteten Tendenzen und den Ergebnissen der Messdatenauswertung der experimentellen Untersuchungen aus Kapitel 4.1.5 überein. Die Berechnungen basieren prinzipiell auf den Formeln 5.1.4.1-14 und 5.1.4.1-16. Darauf aufbauend wurden für die Ermittlung der MPP-Größen zusätzlich die Formeln 5.1.4.1-9 bis 5.1.4.1-12 angewendet.

Das steigende Verhalten des *Kurzschlussstroms*  $I_{KS}$  einer Solarzelle mit zunehmender Temperatur ist in Abbildung 5.1.4.1-3/1 dargestellt. Neben der linearen Abhängigkeit des Kurzschlussstroms  $I_{KS}$  von der Temperatur ist auch die lineare Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung  $E_S$  zu erkennen. Es zeigt sich, dass der Temperatureinfluss mit höheren Einstrahlungswerten an Bedeutung gewinnt. Die Steigung des Kurzschlussstroms  $I_K$  ist hauptsächlich durch den Temperaturkoeffizienten  $\alpha_{I_{KS}}$  bedingt. Die, auf Standard-Test-Bedingungen normierte Darstellung unterschiedlicher Solarzellentechnologien aus Abbildung 5.1.4.1-4/1 zeigt dies eindeutig.

Der Kennlinienverlauf des *MPP-Stroms*  $I_{MPP}$  einer Solarzelle aus Abbildung 5.1.4.1-3/2 entspricht tendenziell dem des Kurzschlussstroms  $I_{KS}$ , steigt im direkten Vergleich mit zunehmender Temperatur allerdings flacher an. Demnach ist der Temperaturkoeffizient des MPP-Stroms  $I_{MPP}$  etwas kleiner als der des Kurzschlussstroms  $I_K$ . Dies wird in der Simulation durch die beiden Korrekturfaktoren  $\beta_{MPP_1}$  und  $\beta_{MPP_2}$  berücksichtigt. Im Vergleich zu den MPP-Strömen kristalliner Solarzellen, ist der Temperatureinfluss bei a-Si- und CdTe-Solarzellen kaum merklich. Im Fall der verwendeten CIS-Solarzelle weist der Kennlinienverlauf des MPP-Stroms  $I_{MPP}$  sogar eine negative Steigung auf (vgl. Abbildung 5.1.4.1-4/2).

Wie bereits beschrieben, fällt die *Leerlaufspannung*  $U_{LL}$  einer Solarzelle mit steigender Temperatur aufgrund der exponentiellen Zunahme des Sperrsättigungsstroms  $I_0$ . Unter Berücksichtigung des proportionalen Zusammenhangs zwischen Einstrahlungsstärke  $E_S$  und Höhe des Kurzschlussstroms  $I_K$  (vgl. Gleichungen 5.1.4.1-4 und 5.1.4.1-17), fällt der temperaturabhängige Sperrsättigungsstrom  $I_0$  – gemäß Gleichung 5.1.4.1-6 – bei kleinen Einstrahlungen stärker ins Gewicht. Deshalb nimmt der Einfluss der Temperatur auf den Kennlinienverlauf der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle mit zunehmender Einstrahlung  $E_S$  ab, wie in Abbildung 5.1.4.1-3/3 zu sehen ist.

Die Temperaturabhängigkeit wird durch den Temperaturkoeffizienten der Leerlaufspannung  $\alpha_{U_{LL}}$  der jeweiligen Solarzellentechnologie bestimmt (vgl. Abbildung 5.1.4.1-4/3). Im Verhältnis zum Kurzschlussstrom  $I_K$  ist die Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle um eine Zehnerpotenz mehr von der Temperatur abhängig (vgl. Tabelle 5.1.4.1-1).

Analog zur Leerlaufspannung  $U_{LL}$  sinkt auch die *MPP-Spannung*  $U_{MPP}$  einer Solarzelle bei zunehmender Temperatur. Auch hier ist die Temperaturabhängigkeit vom entsprechenden, technologiespezifischen Temperaturkoeffizienten abhängig, gegenüber der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  jedoch weniger stark ausgeprägt. Dies kann dem Vergleich der Abbildungen 5.1.4.1-3/3 und 5.1.4.1-3/4 bzw. der Abbildungen 5.1.4.1-4/3 und 5.1.4.1-4/4 entnommen werden. Demzufolge ist der Temperaturkoeffizient der MPP-Spannung  $U_{MPP}$  einer Solarzelle etwas größer als der zugehörige Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung  $\alpha_{U_{LL}}$ . Die Anpassung erfolgt ähnlich der Vorgehensweise beim MPP-Strom  $I_{MPP}$  durch die Korrekturfaktoren a und b.

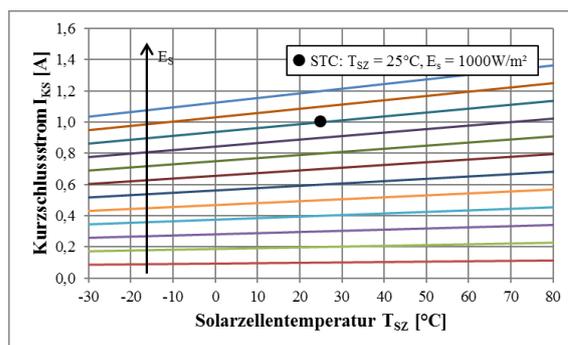
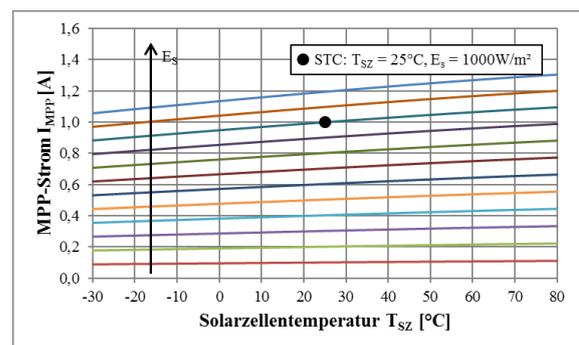
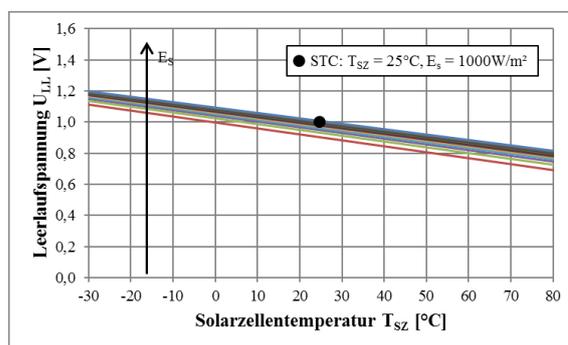
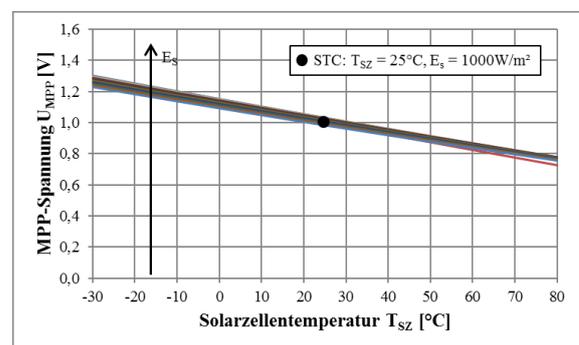
5.1.4.1-3/1: Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ 5.1.4.1-3/2: MPP-Strom  $I_{MPP}$ 5.1.4.1-3/3: Leerlaufspannung  $U_{LL}$ 5.1.4.1-3/4: MPP-Spannung  $U_{MPP}$ 

Abbildung 5.1.4.1-3: Temperaturabhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten Solarzellenkenngrößen Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ , MPP-Strom  $I_{MPP}$ , Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , MPP-Spannung  $U_{MPP}$  in Anlehnung an [5.42, S. 31 f.]. Die solare Einstrahlung  $E_s$  steigt in Pfeilrichtung von  $100 \text{ W/m}^2$  bis  $1200 \text{ W/m}^2$  mit einer Schrittweite von  $100 \text{ W/m}^2$ . Verwendet wurde ein polykristallines Solarmodul vom Typ „Bosch Solar Modul c-Si P 60-220Wp“.

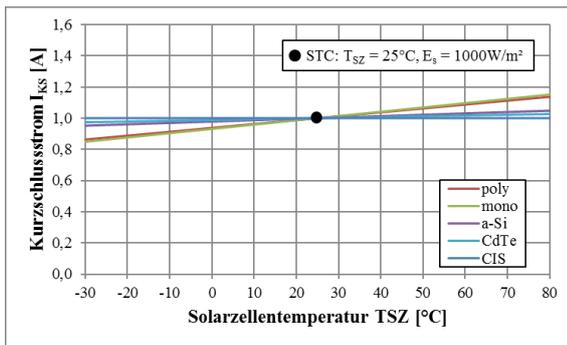
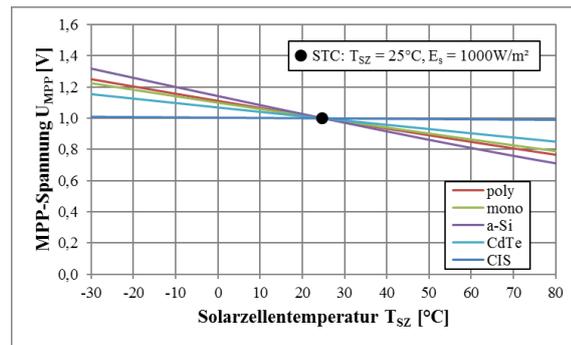
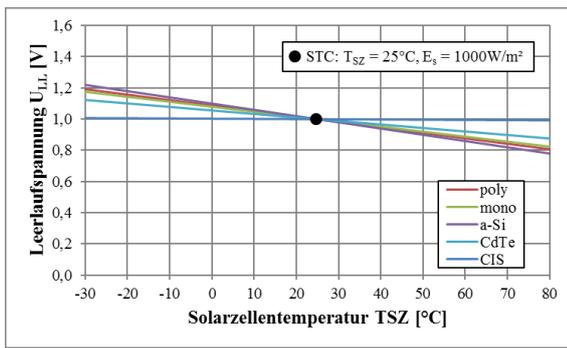
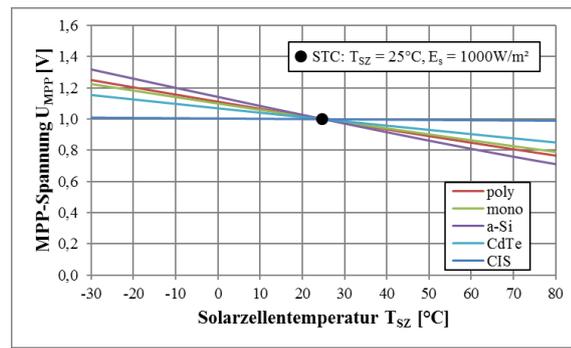
5.1.4.1-4/1: Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ 5.1.4.1-4/2: MPP-Strom  $I_{MPP}$ 5.1.4.1-4/3: Leerlaufspannung  $U_{LL}$ 5.1.4.1-4/4: MPP-Spannung  $U_{MPP}$ 

Abbildung 5.1.4.1-4: Temperaturabhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten Solarzellenkenngrößen Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ , MPP-Strom  $I_{MPP}$ , Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , MPP-Spannung  $U_{MPP}$ . Verwendet wurden ein polykristallines Solarmodul vom Typ „Bosch Solar Modul c-Si P 60-220Wp“, ein monokristallines Solarmodul vom Typ „Bosch Solar Modul c-Si M 60,M240 3BB-220Wp“, ein mikromorphes (a-Si/ $\mu$ c-Si) Solarmodul vom Typ „Inventux Solar Technology, X Series, micromorph3, X3-140“, ein CdTe-Solarmodul vom Typ „First Solar FS-280“ und ein CIS-Solarmodul vom Typ „Würth Solar, WS 11000“.

Das temperaturabhängige Verhalten der einzelnen charakteristischen elektrischen Kenngrößen einer Solarzelle lässt sich zusammenfassend als Kurvenschar der Spannungs-Strom-Kennlinie in Abhängigkeit von der jeweils vorherrschenden Temperatur darstellen (vgl. Abbildung 5.1.4.1-5).

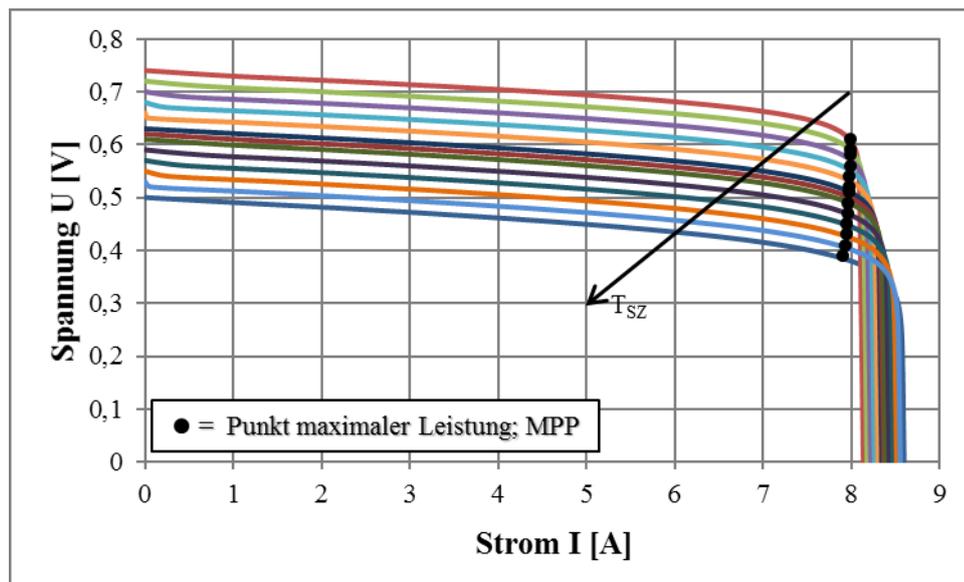


Abbildung 5.1.4.1-5: Temperaturabhängigkeit der Quellencharakteristik einer polykristallinen Silizium-Solarzelle; Typ DCT156<sup>3</sup> der Firma SolarWorld; Die Solarzellentemperatur  $T_{SZ}$  steigt in Pfeilrichtung von  $-30\text{ °C}$  bis  $+80\text{ °C}$  mit einer Schrittweite von  $10\text{ °C}$ . Außerdem sind die Solarzellenkennwerte für die STC-Temperatur von  $+25\text{ °C}$  dargestellt. Die solare Einstrahlung  $E_S$  beträgt konstant  $1000\text{ W/m}^2$ .

### **Einstrahlungsabhängigkeit der charakteristischen Ströme und Spannungen von Solarzellen ( $I_{KS}$ , $U_{LL}$ , $I_{MPP}$ , $U_{MPP}$ )**

In Analogie zu den Ausführungen bezüglich der Temperaturabhängigkeit sind die wesentlichen, charakteristischen, elektrischen Kenngrößen der Spannungs-Strom-Kennlinie von Solarzellen (Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , MPP-Spannung  $U_{MPP}$ , Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ , MPP-Strom  $I_{MPP}$ ) in Abhängigkeit der solaren Einstrahlungsstärke  $E_S$  bei unterschiedlichen Solarzellentemperaturen  $T_{SZ}$  in Abbildung 5.1.4.1-6 dargestellt. Die Solarzellentemperatur  $T_{SZ}$  steigt in Pfeilrichtung von  $-30\text{ °C}$  bis  $+80\text{ °C}$  mit einer Schrittweite von  $10\text{ °C}$ . Außerdem sind die Solarzellenkennwerte in Anlehnung an [5.42, S. 35 f.] für die STC-Temperatur von  $+25\text{ °C}$  dargestellt. Auch hier zeigt Abbildung 5.1.4.1-7 prinzipiell die gleichen Kennlinienverläufe, jedoch für verschiedene Solarzellentechnologien ohne Variation der solaren Einstrahlungsstärke  $E_S$ . Alle präsentierten Ergebnisse wurden mit dem eigens im Rahmen dieser Arbeit erstellten Simulationsmodell einer Solarzelle bzw. eines Photovoltaikmoduls – basierend auf dem vereinfachten, erweiterten Eindioden-Modell aus Kapitel 5.1.2 – generiert und stimmen absolut mit den Tendenzen und den Ergebnissen der Messdatenauswertung der experimentellen Untersuchungen aus Kapitel 4.1.5 überein.

Die Berechnungen basieren prinzipiell auf den Formeln 5.1.4.1-18 und 5.1.4.1-19. Darauf aufbauend wurden für die Ermittlung der MPP-Größen zusätzlich die Formeln 5.1.4.1-9 bis 5.1.4.1-12 angewendet.

Im Allgemeinen wird der Photostrom  $I_{ph}$ , unter der Annahme dass jedes von der Solarzelle absorbierte Photon ein Ladungsträgerpaar generiert, als proportional zur solaren Bestrahlungsstärke  $E_S$  angesehen [5.5, S. 82]. Es gilt:

$$I_{ph} = \text{const.} \cdot E_S \quad (5.1.4.1-17)$$

Nach Gleichung 5.1.4.1-4 ist demnach auch der *Kurzschlussstrom*  $I_K$  einer Solarzelle proportional zur Einstrahlung und steigt mit zunehmender solarer Bestrahlungsstärke  $E_S$  linear an. Außerdem nimmt die Einstrahlungsabhängigkeit mit steigender Temperatur zu (vgl. Abbildung 5.1.4.1-6/1). Abbildung 5.1.4.1-7/1 zeigt, dass dieser Zusammenhang unabhängig von der jeweiligen Technologie, für alle Solarzellentypen gilt. Laut [5.7, S. 193] lässt sich der Kurzschlussstrom  $I_K$  einer Solarzelle für unterschiedliche Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen in erster Näherung folgendermaßen berechnen:

$$I_{KS}(E, T) = I_{KS}(STC) \cdot \frac{E_S}{E_S(STC)} \cdot \{1 + \alpha_{I_{KS}} \cdot [T - T(STC)]\} \quad (5.1.4.1-18)$$

Der *MPP-Strom*  $I_{MPP}$  einer Solarzelle ist ebenfalls linear von der Einstrahlung abhängig, steigt allerdings gegenüber dem Kurzschlussstrom  $I_{KS}$  mit zunehmender solarer Bestrahlungsstärke  $E_S$  etwas schwächer an. Dies geht aus dem Vergleich der beiden Abbildungen 5.1.4.1-6/1 und 5.1.4.1-6/2 eindeutig hervor. Nach Abbildung 5.1.4.1-7/2 ist auch der Kennlinienverlauf des MPP-Stroms  $I_{MPP}$  einer Solarzelle technologieunabhängig.

Gemäß Gleichung 5.1.4.1-6 ist die *Leerlaufspannung*  $U_{LL}$  einer Solarzelle, infolge des linearen Zusammenhangs von Kurzschlussstroms  $I_K$  und Einstrahlung, logarithmisch von der solaren Bestrahlungsstärke  $E_S$  abhängig [5.7, S. 186]. Die Einstrahlungsabhängigkeit der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  gewinnt mit steigender Temperatur zusehends an Bedeutung (vgl. Abbildung 5.1.4.1-6/3). Analog zum Kurzschlussstrom  $I_{KS}$  gilt für die Berechnung der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle bei verschiedenen solaren Bestrahlungsstärken  $E_S$  und unterschiedlichen Temperaturen  $T$  näherungsweise Gleichung 5.1.4.1-19.

$$U_{LL}(E_S, T) = U_{LL}(STC) \cdot \frac{\ln[E_S]}{\ln[E_S(STC)]} \cdot \{1 + \alpha_{U_{LL}} \cdot [T - T(STC)]\} \quad (5.1.4.1-19)$$

Die logarithmische Einstrahlungsabhängigkeit der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  einer Solarzelle ist im Gegensatz zu der des Kurzschlussstrom  $I_{KS}$  durchaus von Technologie zu Technologie unterschiedlich, wie Abbildung 5.1.4.1-7/3 zeigt.

Im Vergleich zur Leerlaufspannung  $U_{LL}$  steigt die *MPP-Spannung*  $U_{MPP}$  einer Solarzelle bei niedrigeren Einstrahlungen nicht so stark an. Darüber hinaus weist der Kennlinienverlauf der MPP-Spannung bei höheren solaren Bestrahlungsstärken  $E_S$  eine fallende Tendenz auf. Dieses Verhalten ist zum einen bei niedrigen Temperaturen – gemäß Abbildung 5.1.4.1-6/4 – deutlich ausgeprägter und zum anderen extrem von der jeweiligen Solarzellentechnologie abhängig (vgl. Abbildung 5.1.4.1-7/4).

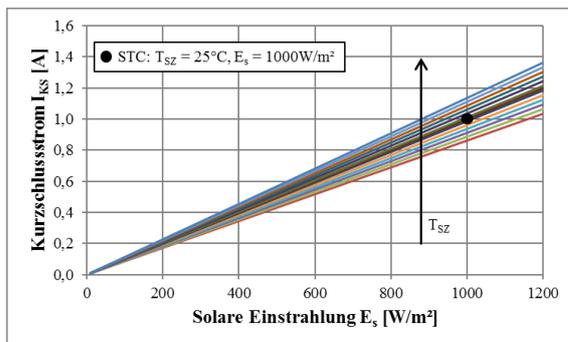
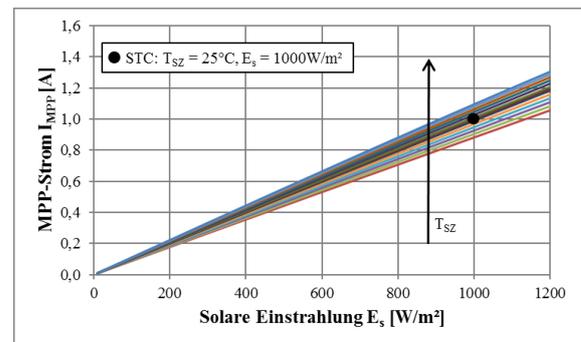
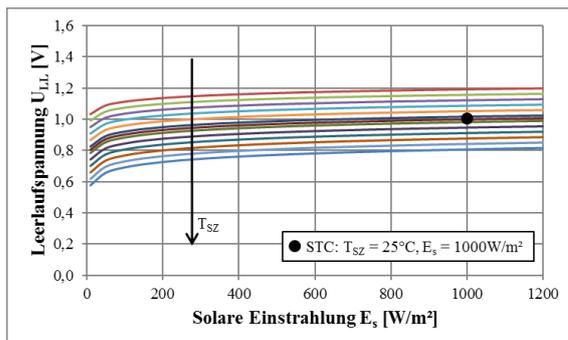
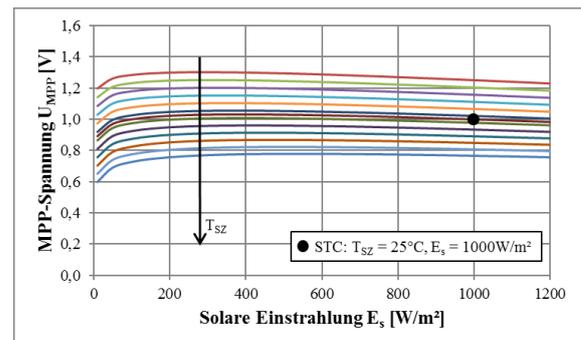
5.1.4.1-6/1: Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ 5.1.4.1-6/2: MPP-Strom  $I_{MPP}$ 5.1.4.1-6/3: Leerlaufspannung  $U_{LL}$ 5.1.4.1-6/4: MPP-Spannung  $U_{MPP}$ 

Abbildung 5.1.4.1-6: Einstrahlungsabhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten Solarzellenkenngrößen Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ , MPP-Strom  $I_{MPP}$ , Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , MPP-Spannung  $U_{MPP}$  in Anlehnung an [5.42, S. 35 f.]. Die Solarzellentemperatur  $T_{SZ}$  steigt in Pfeilrichtung von  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  bis  $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$  mit einer Schrittweite von  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Außerdem sind die Solarzellenkennwerte für die STC-Temperatur von  $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$  dargestellt. Verwendet wurde ein polykristallines Solarmodul vom Typ „Bosch Solar Modul c-Si P 60-220Wp“.

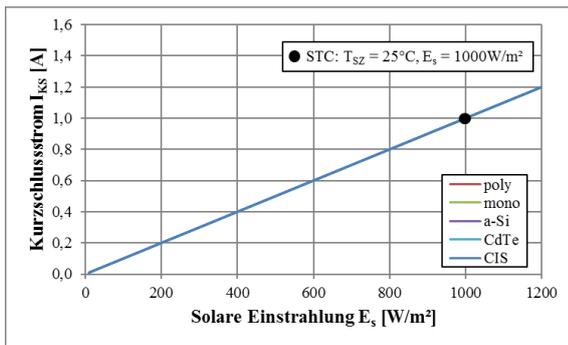
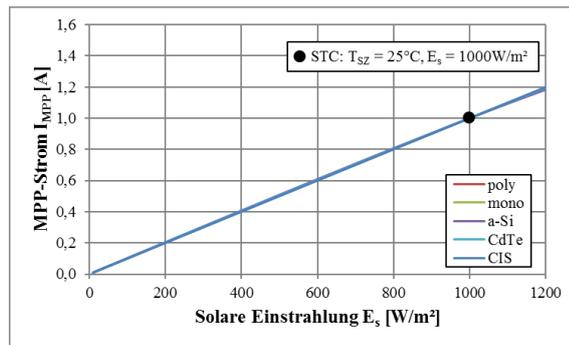
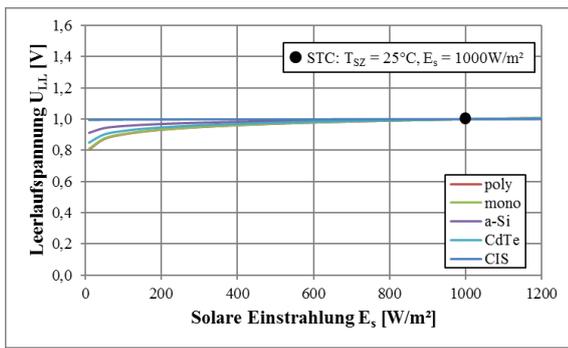
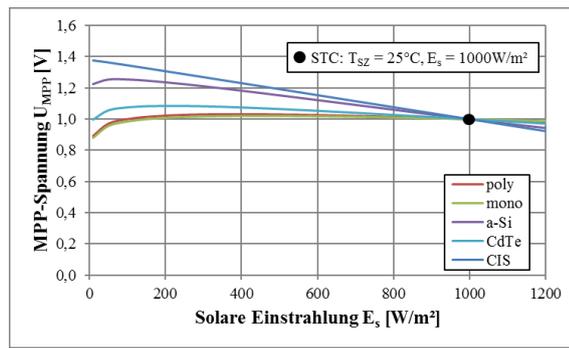
5.1.4.1-7/1: Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ 5.1.4.1-7/2: MPP-Strom  $I_{MPP}$ 5.1.4.1-7/3: Leerlaufspannung  $U_{LL}$ 5.1.4.1-7/4: MPP-Spannung  $U_{MPP}$ 

Abbildung 5.1.4.1-7: Einstrahlungsabhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten Solarzellenkenngrößen Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ , MPP-Strom  $I_{MPP}$ , Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , MPP-Spannung  $U_{MPP}$ . Verwendet wurden ein polykristallines Solarmodul vom Typ „Bosch Solar Modul c-Si P 60-220Wp“, ein monokristallines Solarmodul vom Typ „Bosch Solar Modul c-Si M 60,M240 3BB-220Wp“, ein mikromorphes (a-Si/ $\mu$ c-Si) Solarmodul vom Typ „Inventux Solar Technology, X Series, micromorph3, X3-140“, ein CdTe-Solarmodul vom Typ „First Solar FS-280“ und ein CIS-Solarmodul vom Typ „Würth Solar, WS 11000“.

Abbildung 5.1.4.1-8 zeigt, unter Berücksichtigung des einstrahlungsabhängigen Verhaltens der einzelnen charakteristischen elektrischen Kenngrößen ( $U_{LL}$ ,  $I_{KS}$ ,  $U_{MPP}$ ,  $I_{MPP}$ ), den Einfluss der solaren Einstrahlung  $E_s$  auf den Verlauf der Spannungs-Strom-Kennlinie einer Solarzelle.

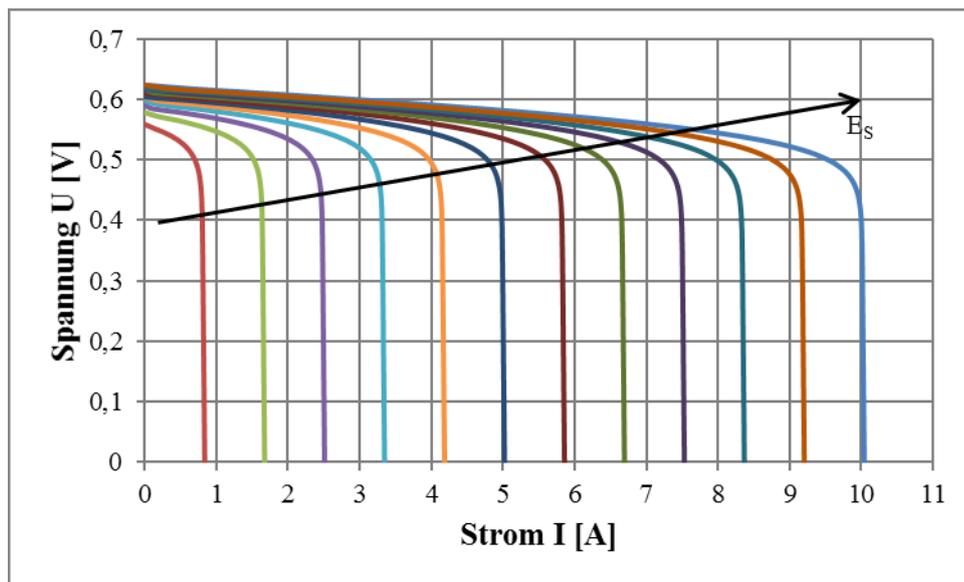


Abbildung 5.1.4.1-8: Einstrahlungsabhängigkeit der Quellencharakteristik einer polykristallinen Silizium-Solarzelle; Typ DCT156<sup>3</sup> der Firma SolarWorld; Die solare Einstrahlung  $E_s$  steigt in Pfeilrichtung von  $100 \text{ W/m}^2$  bis  $1200 \text{ W/m}^2$  mit einer Schrittweite von  $100 \text{ W/m}^2$ . Die Temperatur beträgt konstant  $+25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 5.1.4.2 Widerstände

Der *parallele Widerstand*  $R_P$  (vgl. Abbildung 5.1.2-1) des erweiterten Modellansatzes kann, unter der Annahme dass dieser über den gesamten Temperatur- und Einstrahlungsbereich hinweg konstant ist, aus der Steigung der Strom-Spannungs-Kennlinie des Photovoltaikgenerators in unmittelbarer Nähe des Kurzschlussstroms ermittelt werden (vgl. Formel 5.1.4.2-1).

$$R_P = - \frac{dU}{dI} \quad (5.1.4.2-1)$$

Der Kennlinienverlauf des Photovoltaikgenerators entspricht in diesem Bereich nahezu dem einer linearen Konstantstromquelle [5.7, S. 194 f. | 5.8, S. 54]. In diesem Fall fließt der Großteil des Photostroms  $I_{Ph}$  nach außen ab, wodurch die Diodenspannung  $U_D$  minimal ist und der reine Diodenstrom  $I_D$  bzw. die äquivalenten Ströme des dynamischen Kleinsignalersatzschaltbildes der Diode (vgl. Abbildung 5.1.2-1) vernachlässigt werden können [5.5, S. 99 f. | 5.8, S. 54]. Demzufolge lässt sich der parallele Widerstand  $R_P$  aus der angepassten Strom-Spannungs-Gleichung des erweiterten Ersatzschaltbildes (vgl. Abbildung 5.1.2-1) gemäß der Formeln 5.1.4.2-2 und 5.1.4.2-3 berechnen.

$$I(U) = I_{KS} - \frac{U}{R_P} \quad (5.1.4.2-2)$$

$$R_P = \frac{U}{I_{KS} - I} \quad (5.1.4.2-3)$$

Ebenso wie der Wert des inneren Parallelwiderstands  $R_P$  wird der resultierende Wert des *seriellen Summenwiderstandes*  $R_S$  des Photovoltaikgenerators für alle Temperaturen und Einstrahlungen als konstant angenommen [5.19, S. 949 ff.] und kann in ähnlicher Weise aus der Sekantensteigung der entsprechenden Quellencharakteristik, allerdings im Punkt der Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , errechnet werden [5.5, S. 101 | 5.7, S. 194 f.]. Einfacher ist jedoch die Ermittlung des seriellen Widerstands  $R_S$  unter Verwendung der Herstellerangaben des Datenblattes der verwendeten Solarmodule (vgl. Formel 5.1.4.2-4) nach Maßgabe von [5.19, S. 950]. Diese setzt die Berechnung des Füllfaktors  $FF$  – als charakteristisches Qualitätskenngröße von Solarzellen (vgl. Kapitel 2.4) – sowie des, aus der normierten Leerlaufspannung  $U_{LL0}$  abgeleiteten, normierten Füllfaktors  $FF_0$  nach Formel 5.1.4.2-5 und 5.1.4.2-6 voraus [5.19, S. 950 | 5.43, S. 96 ff.].

$$R_S = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \cdot \frac{U_{LL}}{I_{KS}} \quad (5.1.4.2-4)$$

$$FF = \frac{P_{MPP}(STC)}{P_{KS}} = \frac{U_{MPP}(STC) \cdot I_{MPP}(STC)}{U_{LL}(STC) \cdot I_{KS}(STC)} = FF_0 \cdot (1 - R_S) \quad (5.1.4.2-5)$$

$$FF_0 = \frac{U_{LL0} - \ln(U_{LL0} + 0,72)}{U_{LL0} + 1} \quad (5.1.4.2-6)$$

Beim sog. Füllfaktor  $FF$  handelt es sich um eine weitere charakteristische Kenngröße welche in erster Linie Rückschlüsse auf die Güte einer Solarzelle zulässt – quasi ein Maß für deren Qualität repräsentiert. Er berechnet sich gemäß Gleichung 5.1.4.2-7 aus dem Verhältnis der Leistung im „Maximum Power Point“  $P_{MPP}$  zur Kurzschlussleistung  $P_{KS}$  (vgl. Abbildung 5.1.1-2).

$$FF = \frac{P_{MPP}}{P_{KS}} = \frac{P_{MPP}}{U_{LL} \cdot I_{KS}} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_{LL} \cdot I_{KS}} \quad (5.1.4.2-7)$$

Bildlich gesprochen, beschreibt der Füllfaktor  $FF$  wie gut sich die Quellencharakteristik der Solarzelle dem, der Kurzschlussleistung  $P_{KS}$  äquivalenten, Rechteck angleicht [5.7, S. 187]. Die Kurzschlussleistung ist ein Hilfskonstrukt aus der elektrischen Energietechnik und dient ursprünglich als Bemessungsgröße zur Quantifizierung des Schaltvermögens von Leistungsschaltern [5.37, S. 371 ff.]. Sie entspricht dem Produkt aus Leerlaufspannung  $U_{LL}$  und Kurzschlussstrom  $I_{KS}$ . Bei einem Airmass-Faktor von 1,5 betragen die Werte für kristalline Silizium-Solarzellen zwischen 0,75 und 0,85 [5.18, S. 57].

### 5.1.4.3 Kapazitäten

Die parasitäre Gesamtkapazität  $C_{PV}$  eines Photovoltaikgenerators wird normalerweise mit Hilfe von Impedanzspektroskopieverfahren, wie es beispielsweise in [5.30] der Fall ist, bestimmt. Die Durchführung einer solchen Messkampagne war im Rahmen dieser Arbeit aus verschiedenen Gründen nicht realisierbar, weshalb an dieser Stelle auf geeignete Literatur- bzw. Herstellerangaben zurückgegriffen wurde [5.44, S. 2329].

### 5.1.5 Verifikation des Photovoltaikgenerator-Modells

Sämtliche in Kapitel 5.1.4 ermittelte Berechnungskoeffizienten, Parameter und Ergebnisgrößen zur realistischen Nachbildung des dynamischen, elektrischen Verhaltens von Photovoltaikgeneratoren sind in Tabelle 5.1.5-1 zusammenfassend abgebildet.

Zu Verifikationszwecken wurde die, sich aus dem erweiterten Ersatzschaltbild eines Photovoltaikgenerators aus Abbildung 5.1.2-1 ergebende, Strom-Spannungs-Gleichung in die Simulationssoftware MATLAB/Simulink unter Verwendung der Kenngrößen aus Tabelle 5.1.5-1 implementiert und mit experimentell ermittelten Kennlinienverläufen verglichen. Die, in Abbildung 5.1.5-1 dargestellten, Ergebnisse zeigen deutlich, dass mit dem verwendeten Modellansatz das elektrische Verhalten von Photovoltaikgeneratoren in sehr guter Näherung nachgebildet werden kann.

*Tabelle 5.1.5-1: Berechnungskoeffizienten und Parameter zur Simulation von Photovoltaikgeneratoren (hier: Versuchsanlage 1; Kapitel 4.1.3)*

	Parameter	Formelzeichen	Einheit	Wert	Bezugsquelle
Umgebungsparameter	Solare Einstrahlungsstärke bei STC	$E_s(\text{STC})$	$\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]$	1000	IEC 904-3
	solare Einstrahlungsstärke	$E_s$	$\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]$	-	Messung
	Temperatur bei STC	$T(\text{STC})$	[K]	298,15	IEC 904-3
	Temperatur	$T$	[K]	-	Messung

Solarzellenparameter	Leerlaufspannung bei STC	$U_{LL}(STC)$	[V] [V]	0,62 0,61	Herstellerangaben Messung
	Spannung im MPP bei STC	$U_{MPP}(STC)$	[V] [V]	0,52 0,50	Herstellerangaben Messung
	Kurzschlussstrom bei STC	$I_{KS}(STC)$	[A] [A]	7,90 8,16	Herstellerangaben Messung
	Strom im MPP bei STC	$I_{MPP}(STC)$	[A] [A]	7,55 7,68	Herstellerangaben Messung
	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung	$\alpha_{U_{LL}}$	$\left[\frac{V}{K}\right]$	- 2,20E-3	Herstellerangaben
	Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms	$\alpha_{I_{KS}}$	$\left[\frac{\%}{K}\right]$	0,03	Herstellerangaben
	Berechnungskoeffizient für MPP-Strom und -Spannung	$\beta_{MPP_1}$	[1]	-	Berechnung
	Berechnungskoeffizient für MPP-Strom und -Spannung	$\beta_{MPP_2}$	[1]	-	Berechnung
Photovoltaikgeneratorparameter	Temperaturspannung	$U_T$	[V] [V]	0,0257 0,0257	Herstellerangaben Messung
	normierte Leerlaufspannung	$U_{LL_0}$	[1]	-	Berechnung
	Photostrom	$I_{Ph}$	[A] [A]	7,90 8,16	Herstellerangaben Messung
	Sperrsättigungsstrom	$I_0$	[A] [A]	284E-12 476E-12	Herstellerangaben Messung
	Diodenidealitätsfaktor	$m$	[1]	1,23	Literaturangaben [5.45, S. 934]
	Serieller Widerstand	$R_S$	[ $\Omega$ ] [ $\Omega$ ]	1,65 1,91	Herstellerangaben Messung
	Normierter serieller Widerstand	$R_{S_0}$	[1]	-	Berechnung
	Paralleler Widerstand	$R_P$	[ $\Omega$ ] [ $\Omega$ ]	9,57 9,57	Herstellerangaben Messung
	Kapazität des Photovoltaikgenerators	$C_{PV}$	[F]	3,70E-9	Herstellerangaben
	Füllfaktor	FF	[1]	-	Berechnung
	Normierter Füllfaktor	FF <sub>0</sub>	[1]	-	Berechnung

Die Verwendung von Herstellerangaben führt zu einem maximalen durchschnittlichen Fehler von 2 %. Bei Applikation exakter Messdaten minimiert sich dieser nochmals deutlich auf etwa 0,7 % (vgl. Abbildung 5.1.5-1). Demnach ist der Einsatz eigener Messdaten, welche den konkreten Umweltbedingungen zum Zeitpunkt der jeweiligen Messung entsprechen, immer zu bevorzugen.

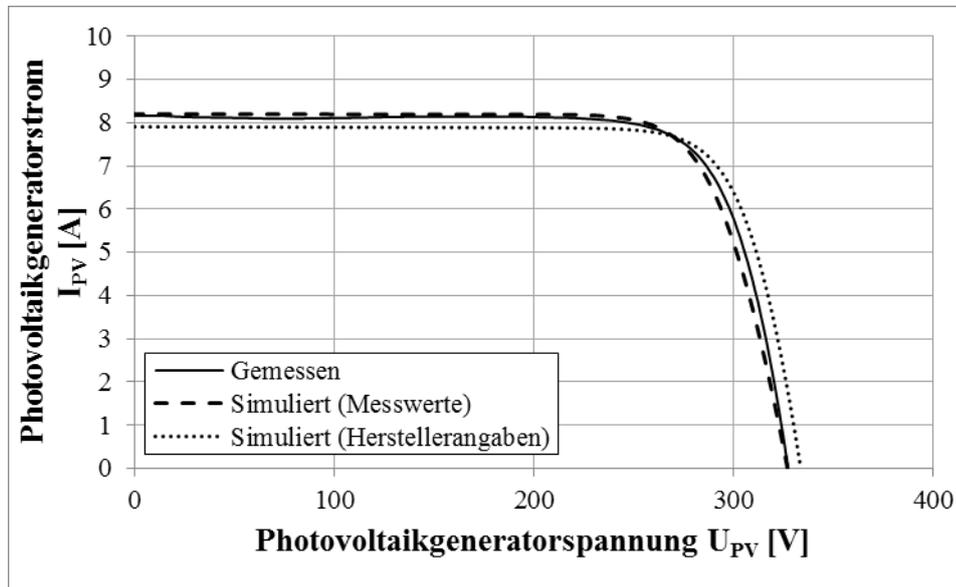


Abbildung 5.1.5-1: Vergleich einer gemessenen Photovoltaikgenerator Kennlinie von Versuchsanlage 1 (vgl. Kapitel 4.1.3) mit simulierten Kennlinien unterschiedlicher Datenbasen gemäß [5.28, S. 22]; Verwendet wurde ein polykristallines Solarmodul vom Typ „Bosch Solar Modul c-Si P 60-240Wp 3BB“. Einstrahlung  $E_S = 1000 \text{ W/m}^2$  und Solarzelltemperatur  $T_{Sz} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

## 5.2 Die Gleichstromverkabelung

Abbildung 5.2-1 zeigt das gängige Ersatzschaltbild eines infinitesimal kleinen Abschnitts einer elektrischen Leitung [5.46, S. 277]. Bestehend aus ohmschen Widerständen, partiellen Induktivitäten sowie kapazitiven Leitungsbelägen, ist dies Grundlage der meisten, zu Simulationszwecken verwendeten Leitungs- bzw. Kabelmodelle [5.47, S. 3]. Dessen Einfluss auf das – im Rahmen dieser Arbeit untersuchte – gleichstromseitige, elektrische Klemmenverhalten von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen Lichtbogens muss grundsätzlich charakterisiert und im simulativen Gesamtmodell berücksichtigt werden.

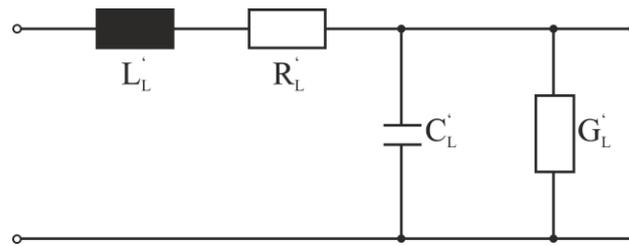


Abbildung 5.2-1: Ersatzschaltbild eines Leitungselements

Bei der Berechnung der Kabelparameter wird von einigen Annahmen zur Vereinfachung und Reduzierung des Rechenaufwands ausgegangen – beispielsweise die Kabelsymmetrie oder die Vernachlässigung des elektrischen Feldes am Rand des Kabels betreffend. Auch die Verlegungsart der Kabel findet bei der üblichen Berechnung keine Beachtung [5.47, S. 3 ff.]. Mit der Zielstellung möglichst exakter und realgetreuer Kabelparameter wurde aus den genannten Gründen an dieser Stelle auf die mathematische Herleitung verzichtet. Stattdessen wurden die benötigten Werte an Versuchsanlage 1 (vgl. Kapitel 4.1.3) experimentell, unter Anwendung entsprechender Messverfahren (z.B. Vierpunktmessung) und geeigneter Messmittel (z.B. LCR-Messbrücke, Isolationsprüfgerät), erfasst. Die Ergebnisse der längenbezogenen Messung der relevanten Größen (hier: 1 m) sind in Tabelle 5.2-1 zusammenfassend abgebildet.

Tabelle 5.2-1: Parameter des Teilmodells der Leitung für die konkret untersuchte Anlage (hier: Versuchsanlage 1; Kapitel 4.1.3); die angegebenen Werte beziehen sich auf ein Photovoltaikkabel der Länge  $l = 1 \text{ m}$

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Wert	Bezugsquelle
Widerstand des Photovoltaikkabels	$R_L$	[ $\Omega$ ]	567,0E-3	Messung
Leitwert des Photovoltaikkabels	$G_L$	[S]	50,0E-9	Messung
Kapazität des Photovoltaikkabels	$C_L$	[F]	7,2E-9	Messung
Induktivität des Photovoltaikkabels	$L_L$	[H]	82,5E-6	Messung

Aufgrund der geringen Höhe des Leitwerts des Photovoltaikkabels  $G_L$  von  $50,0E-9$  S kann dieser, in Übereinstimmung mit [5.48, S. 61], in der nachfolgenden Modellanschauung außer Acht gelassen werden.

Im Sinne einer umfassenden Darstellung der gleichstromseitigen Verkabelung von Photovoltaikgeneratoren, wurden auch die relevanten technischen Kenngrößen der verbauten Photovoltaik-Steckverbinder separat durch gezielte Labormessungen – Vierpunktmessung und Verwendung einer LCR-Messbrücke, ähnlich der Vermessung der Photovoltaikkabel – ermittelt. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Photovoltaik-Steckverbinder in Summe einen Gesamtwiderstand von lediglich  $6,5E-3 \Omega$  besitzen. Aufgrund dessen wird dieser in den nachfolgenden Betrachtungen vernachlässigt. Die, in Tabelle 5.2-2 gezeigten Ergebnisse der durchgeführten Messungen sind hierbei als Summenwerte aller in Versuchsanlage 1 (vgl. Abbildung 4.1.3-1) verbauten Photovoltaik-Steckverbinder zu verstehen.

*Tabelle 5.2-2: Parameter des Teilmodells der Photovoltaik-Steckverbinder für die konkret untersuchte Anlage (hier: Versuchsanlage 1; Kapitel 4.1.3)*

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Wert	Bezugsquelle
Widerstand der Steckverbinder	$R_{SV}$	[ $\Omega$ ]	$6,5E-3$	Messung
Induktivität der Steckverbinder	$L_{SV}$	[H]	$4,8E-6$	Messung

Ausgehend von dem in Abbildung 5.2-1 gezeigten Ersatzschaltbild und der sich daraus, gemäß dem Kirchhoff'schen Knotengesetz ergebenden, sog. Telegraphengleichung (vgl. Formel 5.2-1) haben sich im Bereich der Elektrotechnik zwei unterschiedliche Modellansätze zur Nachbildung von elektrischen Leitungen der Länge  $X$  etabliert: das T-Ersatzschaltbild und das  $\pi$ -Ersatzschaltbild [5.46, S. 276 ff.].

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} = R' \cdot G' \cdot U + (R' \cdot C' + L' \cdot G') \cdot \frac{\partial U}{\partial t} + L' \cdot C' \cdot \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} \quad (5.2-1)$$

Beide wurden bezüglich ihrer Anwendbarkeit auf die konkrete Aufgabenstellung dieser Arbeit hin überprüft und verglichen. Hierzu wurden sowohl das T-Ersatzschaltbild als auch das  $\pi$ -Ersatzschaltbild in die Simulationssoftware LTSpice implementiert und die relevanten Parameter aus den Tabellen 5.2-1 und 5.2-2 in die Modellumgebung eingepflegt. Zur korrekten, simulativen Nachbildung des realgetreuen Systemverhaltens ist darüber hinaus auf den richtigen Abschluss der Leitung zu achten.

Im vorliegenden Fall sind die Leitungsenden weder offen noch kurzgeschlossen, sondern direkt mit dem Wechselrichter verbunden. Die eingehende Analyse der gewonnenen Messergebnisse aus den Feldversuche des Kapitels 4.1 hat gezeigt, dass man den Wechselrichter – zur simulativen Nachbildung der im Fokus der Untersuchungen stehenden String-Spannung  $U_{\text{String}}$  – im Rahmen des Gesamtsimulationsmodells in erster Näherung als einen regelbaren Lastwiderstand beschreiben kann (vgl. Kapitel 5.3). Zum direkten Vergleich werden die beiden unterschiedlichen Modellansätze mit einer lichtbogenadäquaten Spannungsflanke gemäß Abbildung 5.4-1 angeregt. Die Ergebnisse sind zusammenfassend in Abbildung 5.2-2 dargestellt.

Aufgrund der verwendeten Algorithmen und Schrittweiten liefert das T-Ersatzschaltbild in diesem Zusammenhang numerisch bedingt die exakteren Ergebnisse und eignet sich demzufolge besser zur themenspezifischen Nachbildung des charakteristischen, elektrischen Verhaltens der Gleichstromverkabelung [5.28, S. 24 ff]. Die simulierte Sprungantwort des T-Ersatzschaltbildes ist zur Amplitude und Phase der gemessenen, zeitlichen Signalverläufe der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  (vgl. Abbildung 5.6-1) identisch, wohingegen die Sprungantwort des  $\pi$ -Ersatzschaltbildes vielmehr an eine Approximation der Sprungantwort des T-Ersatzschaltbildes erinnert (vgl. Abbildung 5.2-2).

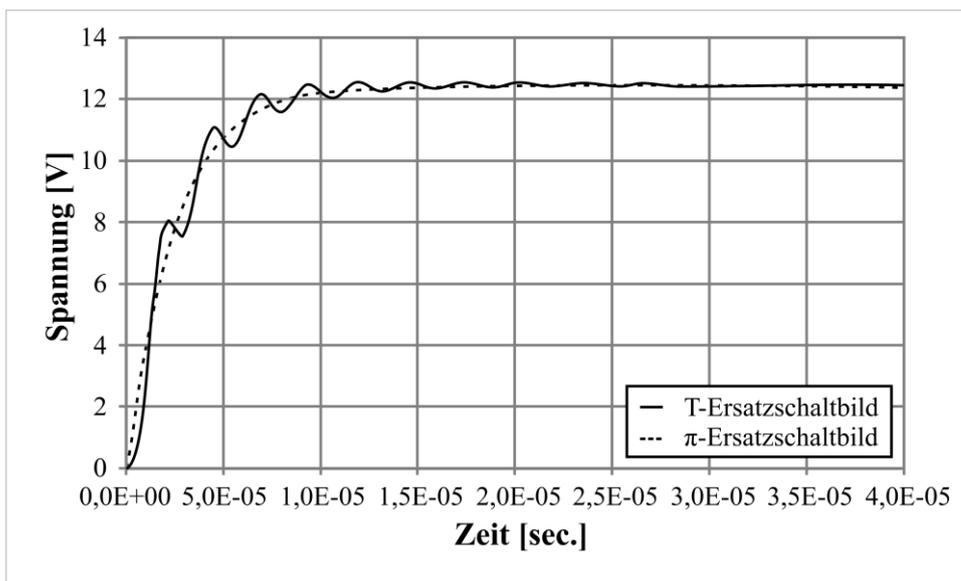


Abbildung 5.2-2: Vergleich der simulierten Sprungantworten bei Verwendung unterschiedlicher Modellansätze zur Nachbildung von elektrischen Leitungen

Das verwendete, um die Induktivität der Photovoltaik-Steckverbinder  $L_{SV}$  ergänzte, T-Ersatzschaltbild ist in Abbildung 5.2-3 wiedergegeben.

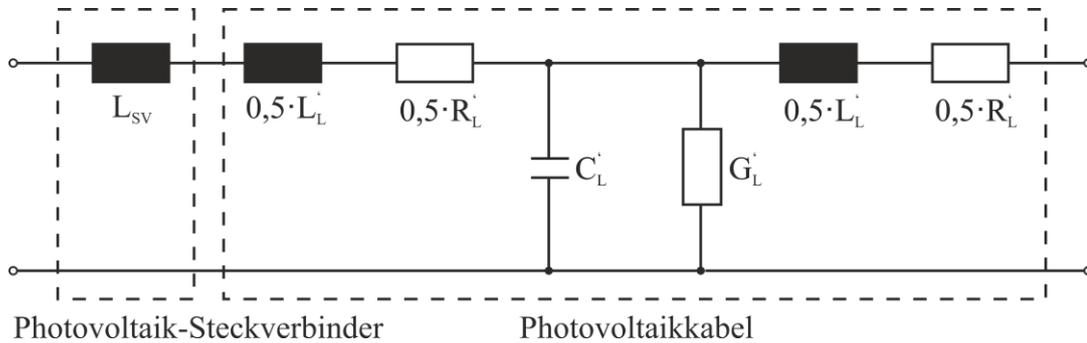


Abbildung 5.2-3: Ersatzschaltbild der Gleichstromverkabelung

### 5.3 Der Wechselrichter

Wie in Kapitel 2.4 bereits erwähnt, ist der Wechselrichter eines der elementaren Bauteile (netz-) gekoppelter Photovoltaikanlagen, dessen Hauptaufgabe es ist – neben der netzkonformen Aufbereitung der einzuspeisenden Leistung – dafür zu sorgen, dass der Photovoltaikgenerator konstant im optimalen Arbeitspunkt (MPP) betrieben wird. Im Falle der beiden Versuchsanlage (vgl. Kapitel 4.1.3) handelt es sich hierbei laut Herstellerangaben – Firma SMA Solar Technology – um einen zweistufigen Wechselrichter vom Typ „SunnyBoy SB 2100 TL“. Das zugehörige Ersatzschaltbild ist in Abbildung 5.3-1 dargestellt.

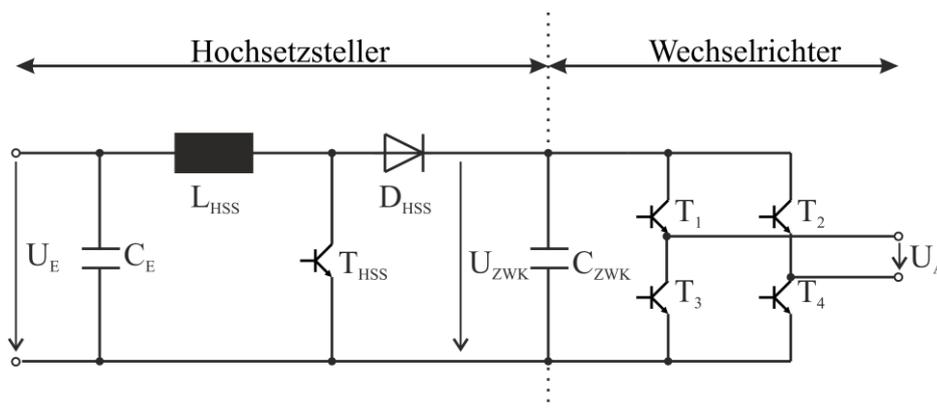


Abbildung 5.3-1: Ersatzschaltbild "SunnyBoy SB 2100 TL" gemäß Herstellerangabe

Aufgrund der relativ geringen Größe der untersuchten Photovoltaikgeneratoren, mit einer maximalen Ausgangsspannung von ca. 337 V im Leerlauf unter STC-Bedingung nach Tabelle 4.1.3-1, ist davon auszugehen, dass der MPP-Tracker hauptsächlich als Hochsetzsteller arbeitet, um die jeweilige Zwischenkreisspannung  $U_{ZWK}$  des Wechselrichters hochzutransformieren. Unter Berücksichtigung des festgelegten Beobachtungszeitraums der untersuchten Signale im Mikrosekundenbereich wird der Einfluss des Kondensator des Gleichstrom-Zwischenkreises zwischen Hochsetzsteller und Wechselrichter für diese Untersuchung vernachlässigt und die Zwischenkreisspannung  $U_{ZWK}$  somit als zeitlich konstant angenommen [5.49, S. 20]. Beim Anschluss an das Niederspannungsnetz mit einer Leiter-Leiter-Spannung  $U_{L-L}$  von 400 V muss demnach, gemäß Formel 5.3-1, eine Zwischenkreisspannung  $U_{ZWK}$  von 565,7 V bereitgestellt werden [5.50, S. 212 ff.].

$$U_{ZWK} = U_{L-L} \cdot \sqrt{2} = 400 \text{ V} \cdot \sqrt{2} = 565,7 \text{ V} \quad (5.3-1)$$

Des Weiteren werden für die simulative Nachbildung des elektrischen Verhaltens des Wechselrichters im Rahmen dieser Arbeit die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Transistorvollbrücke, sowie deren Ansteuerung werden aufgrund des DC-seitigen Forschungsschwerpunktes der Themenstellung vernachlässigt.
- Voraussetzung für die Modellierung des Hochsetzstellers sind ideale Schaltvorgänge, d. h. Schaltverluste und Schaltverzögerungen bei der Kommutierung werden vernachlässigt.
- Die Ansteuerfunktion für den Schalter  $S_{HSS}$  erfolgt durch das Tastverhältnis  $V_{HSS} = 0 \dots 1$ .
- Die durchschnittlichen Reaktionszeiten üblicher MPP-Tracking-Algorithmen betragen zwischen 1 ms und 60 ms [5.51, S. 5]. Diese übersteigen somit die, im Fokus der Untersuchung stehenden dynamischen, lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge in den Signalverläufen der String-Größen um ein Vielfaches und müssen bei den weiteren Ausführungen nicht berücksichtigt werden. Für die Nachbildung des transienten elektrischen Verhaltens der Gesamtanlage gemäß der schematischen Darstellung aus Abbildung 5-1 ist ausschließlich darauf zu achten, dass dieses im Arbeitspunkt maximaler Leistung operiert bevor der Vorgang der Lichtbogenzündung initiiert wird [5.28, S. 33 | 5.51, S. 5].
- Die Sperrdiode  $D_{HSS}$  stellt lediglich einen eindeutigen Stromfluss sicher. Das heißt sie wird im stromführenden Betrieb als spannungslos angenommen, verhindert somit die Rückspeisung über den MPP-Tracker beim Hochsetzen der Spannung und bedarf keiner genaueren Klassifizierung.

Das, den getroffenen Annahmen entsprechende sowie auf den Hochsetzsteller reduzierte Ersatzschaltbild ist in Abbildung 5.3-2 in Anlehnung an [5.52, S. 32] dargestellt. Eine Übersicht der zugehörigen, aus Literatur- und Herstellerangaben entnommenen, Modellparameter des berücksichtigten Wechselrichtertyps ist in Tabelle 5.3-1 abgebildet.

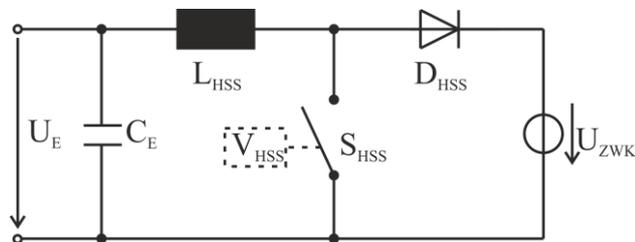


Abbildung 5.3-2: Ersatzschaltbild des Wechselrichters

Basierend auf dem Prinzip der Pulsweitenmodulation [5.50, S. 203 ff.] definiert sich das Tastverhältnis des Hochsetzstellers  $V_{HSS}$  über die festgelegte Zwischenkreisspannung  $U_{ZWK}$  und die konstante Eingangsspannung am Wechselrichter  $U_E$  aus Abbildung 5.3-2, welche gleichbedeutend mit der gemessenen String-Spannung  $U_{String}$  unmittelbar vor der Lichtbogenzündung (vgl. Abbildung 4.1.3-3, Phase 1) ist.

Tabelle 5.3-1: Parameter des Teilmodells des Wechselrichters für die konkret untersuchte Anlage (hier: Versuchsanlage 1; Kapitel 4.1.3)

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Wert	Bezugsquelle
Zwischenkreisspannung des Wechselrichters	$U_{ZWK}$	[V]	565,7	Literaturangaben
Eingangskapazität des Wechselrichters	$C_E$	[F]	0,5E-3	Herstellerangaben
Induktivität des Wechselrichters bzw. der Speicherdrossel	$L_{WR}$	[H]	2,2E-3	Herstellerangaben

## 5.4 Der Lichtbogen/das Anregungssignal

Der Einsatz klassischer Lichtbogenmodelle, wie beispielsweise nach Cassie oder Mayr, wurden im Vorfeld eingehend untersucht. Diese sind jedoch in erster Linie auf die Nachbildung stabil brennender bzw. künstlich stabilisierter Lichtbögen ausgelegt, konzentrieren sich demzufolge hauptsächlich auf das elektrische Verhalten der Lichtbogensäule und sind für die konkrete Aufgabenstellung dieser Arbeit daher nicht geeignet [5.53, S. 11 ff. | 5.54 | 5.55, S. 588, 593].

In Analogie zu dem eingangs formulierten Anforderungsprofil an das simulative Gesamtmodell, hat es sich als zweckmäßig erwiesen, das serielle Lichtbogenereignis zur dynamischen Anregung des elektrischen Verhaltens des Photovoltaikgenerators in Form einer Spannungsflanke mit konstantem Anstieg über die Zeitdauer  $\Delta t_{U_{LB}}$  und der Amplitude  $\Delta U_{LB}$  zu modellieren. Die Ergebnisse umfangreicher Verifikationsmaßnahmen zeigen deutlich, dass mit dem verwendeten Modellansatz die gewünschte Signalflanke des Spannungsverlaufs eines Lichtbogens im Zündmoment (vgl. Abbildung 4.1.5-12) in sehr guter Näherung nachgebildet werden kann.

Ein entsprechend idealisierter Signalverlauf der Lichtbogen Spannung im Zündmoment ist schematisch in Abbildung 5.4-1 dargestellt.

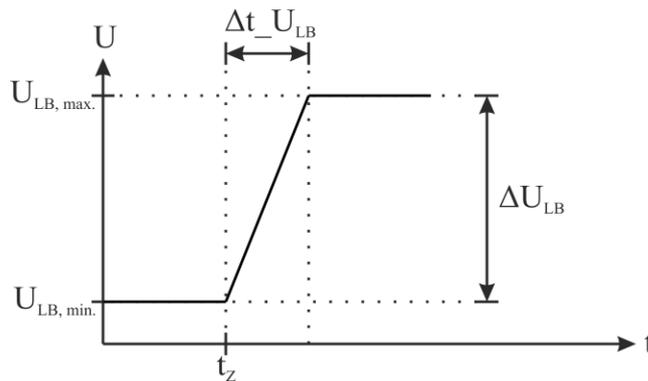


Abbildung 5.4-1: Idealisierter Signalverlauf der Lichtbogen Spannung im Zündmoment

Dieser Modellansatz lässt sich unter Verwendung einer geeigneten Impulsspannungsquelle in das Gesamtmodell implementieren. Der Startzeitpunkt des Spannungsgradienten kann hierbei je nach Simulation frei angepasst werden. Aufgrund des festgelegten Forschungsschwerpunktes wird er allerdings so gewählt, dass vor Eintritt des modellierten Lichtbogenereignisses stationäre Verhältnisse bezüglich aller Modellgrößen in der jeweiligen Simulationsumgebung vorliegen.

Die Idealisierung des Spannungsverlaufs des Lichtbogens dient in dieser Untersuchung dazu, eine möglichst einfache Parametervariation durchzuführen ohne störende Rauschanteile der ursprünglichen Messsignale berücksichtigen zu müssen. Die Parameter des Teilmodells der spezifischen, seriellen (Stör-) Lichtbogen sind – den in Kapitel 4.1.5 definierten, sechs unterschiedlichen Lichtbogenentstehungstypen nach geordnet – in Tabelle 5.4-1 zusammenfassend abgebildet. Durch die Auswahl der entsprechenden Parameterwerte können die verschiedenen Lichtbogenentstehungstypen nach Belieben – unter Berücksichtigung der in Kapitel 5.8 angegebenen Modellgrenzen – in das Gesamtmodell implementiert werden.

Tabelle 5.4-1: Parameter des Teilmodells des seriellen (Stör-) Lichtbogen nach Entstehungstypen; ZM = Zündmoment

	Parameter	Formelzeichen	Einheit	Wert
Typ A	Anstiegszeit der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta t_{U_{LB}}$	[s]	5,35E-8 ... 4,37E-7
	Amplitude der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta U_{LB}$	[V]	8,85 ... 11,07
	Absoluter Gradient der Licht- bogenspannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB}}{\Delta t_{U_{LB}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	2,29E7 ... 1,96E8
	03-09-Gradient der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB03-09}}{\Delta t_{U_{LB03-09}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	2,28E7 ... 3,94E8
Typ B	Anstiegszeit der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta t_{U_{LB}}$	[s]	2,51-8 ... 3,86E-7
	Amplitude der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta U_{LB}$	[V]	10,50 ... 15,18
	Absoluter Gradient der Licht- bogenspannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB}}{\Delta t_{U_{LB}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	3,25E7 ... 4,32E8
	03-09-Gradient der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB03-09}}{\Delta t_{U_{LB03-09}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	3,87E7 ... 6,23E8
Typ C	Anstiegszeit der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta t_{U_{LB}}$	[s]	7,27E-8 ... 4,89E-7
	Amplitude der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta U_{LB}$	[V]	14,43 ... 29,21
	Absoluter Gradient der Licht- bogenspannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB}}{\Delta t_{U_{LB}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	3,36E7 ... 2,02E8
	03-09-Gradient der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB03-09}}{\Delta t_{U_{LB03-09}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	4,08E7 ... 3,10E8

Typ D	Anstiegszeit der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta t_{U_{LB}}$	[s]	3,23E-8 ... 3,59E-7
	Amplitude der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta U_{LB}$	[V]	7,82 ... 9,89
	Absoluter Gradient der Licht- bogenspannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB}}{\Delta t_{U_{LB}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	2,55E7 ... 2,85E8
	03-09-Gradient der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB03-09}}{\Delta t_{U_{LB03-09}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	3,52E7 ... 4,66E8
Typ E	Anstiegszeit der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta t_{U_{LB}}$	[s]	2,51E-8 ... 5,58E-7
	Amplitude der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta U_{LB}$	[V]	9,23 ... 14,14
	Absoluter Gradient der Licht- bogenspannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB}}{\Delta t_{U_{LB}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	2,01E7 ... 4,84E8
	03-09-Gradient der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB03-09}}{\Delta t_{U_{LB03-09}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	2,31E7 ... 6,99E8
Typ F	Anstiegszeit der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta t_{U_{LB}}$	[s]	2,91E-8 ... 5,70E-7
	Amplitude der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\Delta U_{LB}$	[V]	12,10 ... 24,19
	Absoluter Gradient der Lichtbo- genspannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB}}{\Delta t_{U_{LB}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	2,35E7 ... 5,31E8
	03-09-Gradient der Lichtbogen- spannungsflanke im ZM	$\frac{\Delta U_{LB03-09}}{\Delta t_{U_{LB03-09}}}$	$\left[\frac{V}{s}\right]$	2,96E7 ... 7,77E8

## 5.5 Das Gesamtmodell

Durch das Zusammenfügen der, in den Kapiteln 5.1 bis 5.4 vorgestellten Ersatzschaltbilder der systemspezifischen Teilkomponenten entsteht das in Abbildung 5.5-1 gezeigte, mathematisch-physikalische Gesamtmodell zur Nachbildung des elektrischen Verhaltens einer Single-String-Photovoltaikanlage bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogens.

Gemäß den Gegebenheiten realer Systeme, wie sie im Speziellen für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Feldversuch genutzt und in Abbildung 4.1.3-1 dargestellt sind, sind die einzelnen Bestandteile seriell miteinander verschaltet. Vor dem Hintergrund, variierende Fehlerstellen – wie sie zu Beginn der Untersuchungen von Interesse waren – simulativ nachstellen zu können, ist der Photovoltaikgenerator in zwei, frei dimensionierbare Moduleinheiten unterteilt (vgl. Abbildung 5.5-1).

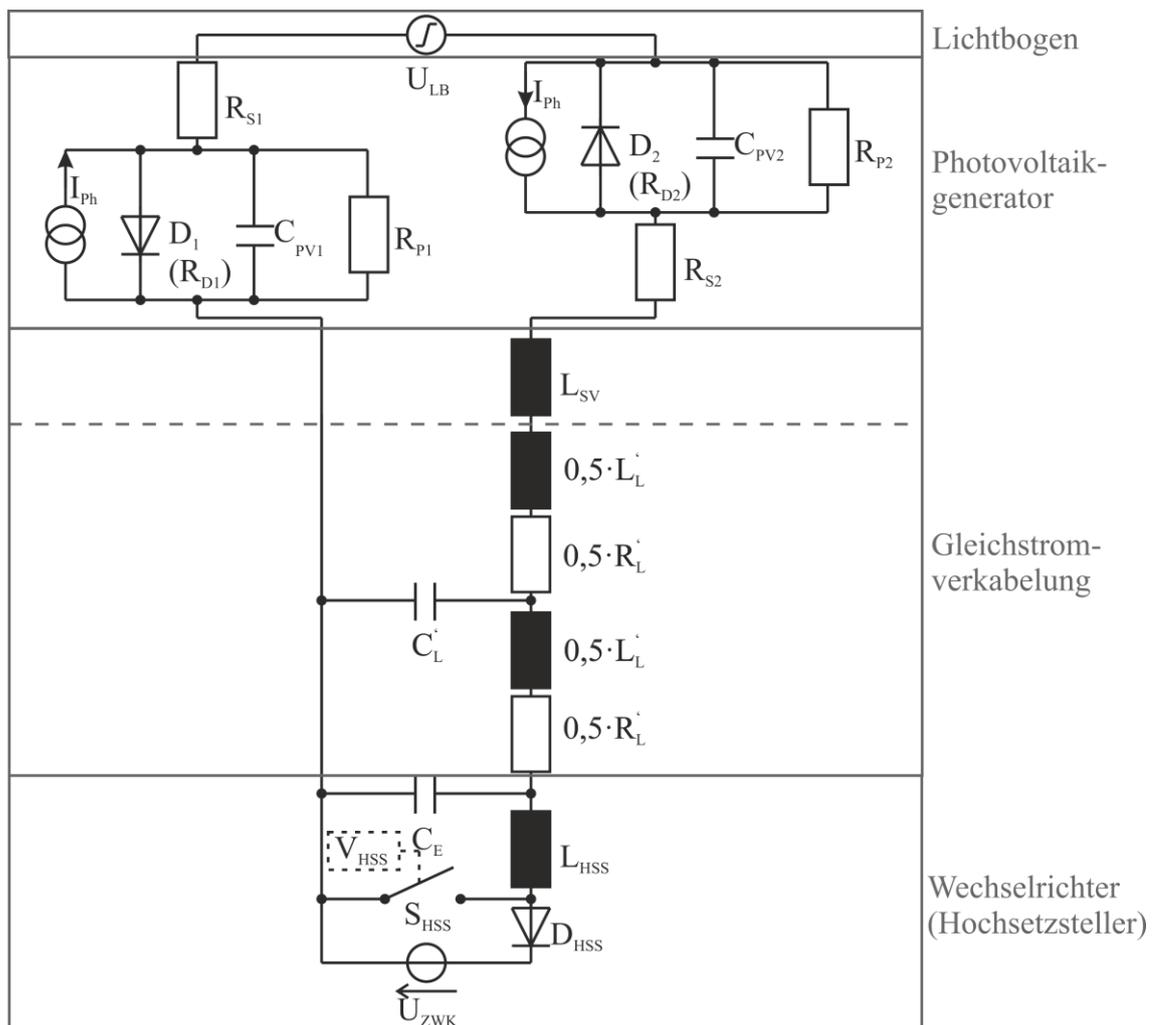


Abbildung 5.5-1: Ersatzschaltbild des Gesamtmodells; die linke Hälfte des Photovoltaikgenerators besteht aus 5, die rechte aus 4 Solarmodulen (vgl. Tabelle 4.1.3-1)

Grundlegend für die Untersuchung der, bei Anregung des Gleichstrom-Klemmenverhaltens eines Photovoltaikgenerators durch einen seriellen Lichtbogen auftretenden, parasitären Effekte ist das dynamische Systemverhalten des Gesamtmodells. Dieses ist in erster Linie auf die folgenden, in der Schaltung inkludierten, elektrischen Energiespeicher zurückzuführen:

- Kondensatoren des Photovoltaikgenerators  $C_{PV}$
- Induktivität der Photovoltaik-Steckverbinder  $L_{SV}$
- Induktivitäten der Gleichstromverkabelung  $L'_L$
- Kapazität der Gleichstromverkabelung  $C'_L$
- Eingangskapazität des Wechselrichters  $C_E$
- Induktivität des Wechselrichters bzw. der Speicherdrossel  $L_{HSS}$

Um deren genaue Relevanz für das mathematisch-physikalische Gesamtmodell analysieren sowie die im Fokus der Betrachtungen stehenden Auswirkungen der unterschiedlichen Einflussgrößen aus Kapitel 3.3.3 auf den – durch die Zündung eines seriellen Lichtbogen verursachten – zeitlichen Verlauf der String-Spannung  $U_{String}$  untersuchen zu können, wurde das Ersatzschaltbild aus Abbildung 5.5-1 sowohl in die Simulationsumgebung von MATLAB/Simulink als auch von LTSpice implementiert.

Die zweifache Ausführung liegt grundsätzlich in den iterativen Entwicklungszyklen des Gesamtsimulationsmodells sowie des alternativen Modellierungs- bzw. Analyseverfahrens in Form einer anlagenspezifischen Übertragungsfunktion aus Kapitel 5.7 begründet. Darüber hinaus bedarf es speziell für die Ermittlung der charakteristischen Übertragungsfunktion des betrachteten Systems unter Verwendung der Mathematica-Toolbox Analog Insydes (vgl. Kapitel 5.7.2) eine zusätzliche Umsetzung des mathematisch-physikalische Gesamtmodells in LTSpice, da diese ausschließlich Eingangsdaten im LTSpice-Format verarbeiten kann.

In Abbildung 5.5-2 ist der Ablauf des zugrundeliegenden Algorithmus schematisch dargestellt. Von seinen wesentlichen Grundzügen her ist dieser in beiden Versionen identisch.

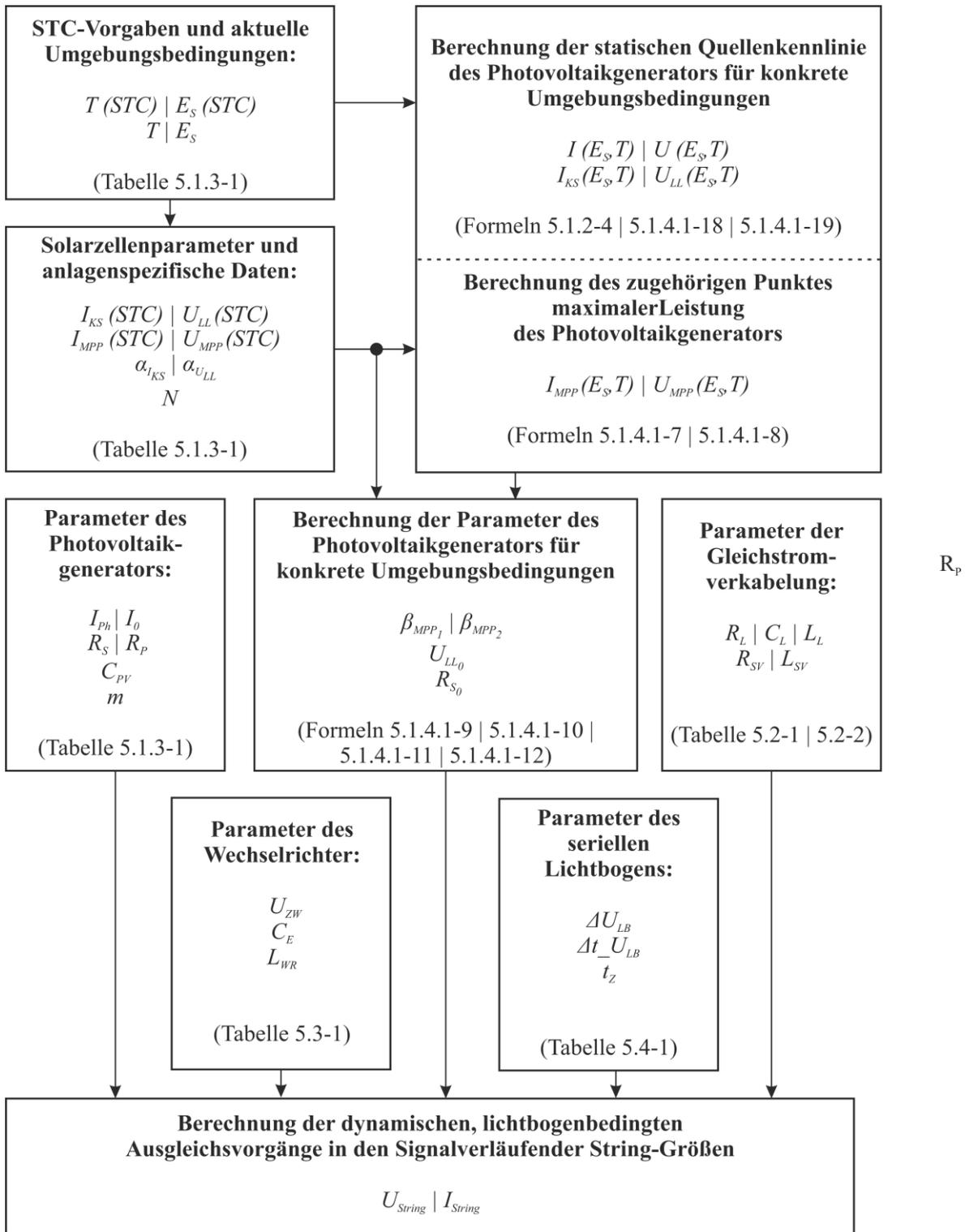


Abbildung 5.5-2: Schematische Darstellung des Ablaufs des Simulationsprogramms

Zur vollständigen Berechnung der statischen Quellenkennlinie inklusive des zugehörigen Punktes maximaler Leistung und der noch fehlenden, für den weiteren Ablauf des Algorithmus benötigten, elektrischen Parameter eines Single-String-Photovoltaikgenerators bei konkreten Umgebungsbedingungen genügt in einem ersten Schritt die Eingabe der Herstellerangaben ( $I_{KS}(STC)$ ,  $U_{LL}(STC)$ ,  $I_{MPP}(STC)$ ,  $U_{MPP}(STC)$ ,  $\alpha_{I_{KS}}$ ,  $\alpha_{U_{LL}}$ ,  $\beta_{MPP_1}$ ,  $\beta_{MPP_2}$ ), der anlagenspezifischen Gegebenheiten ( $N$ ) sowie der STC- und der aktuellen Temperatur- und Einstrahlungsverhältnisse ( $E_s(STC)$ ,  $T(STC)$ ,  $E_s$ ,  $T$ ).

Darauf aufbauend erfolgt dann die Berechnung der, zu den Ergebnissen der Messdatenauswertung aus Kapitel 4.1.5 kongruenten, dynamischen, lichtbogengedungen Ausgleichsvorgänge in den Signalverläufen der String-Spannung  $U_{String}$ . Hierzu bedarf es im Vorfeld neben der Ermittlung des parallelen Widerstands ( $R_P$ ) und der Gesamtkapazität ( $C_{PV}$ ) des Photovoltaikgenerators noch der Eingabe der Parameter des Teilmodells der Gleichstromverkabelung ( $R_L$ ,  $C_L$ ,  $L_L$ ,  $R_{SV}$ ,  $L_{SV}$ ) und des Wechselrichters ( $U_{ZW}$ ,  $C_E$ ,  $L_{WR}$ ).

## 5.6 Experimentelle Verifikation

Zu Verifikationszwecken wurde eine große Anzahl gemessener (siehe Kapitel 4.1.5) und mit dem erarbeiteten Gesamtmodell simulierter Signalverläufe der String-Spannung  $U_{String}$  unter Berücksichtigung verschiedenster Umgebungsbedingungen und Versuchsparameter miteinander verglichen. Abbildung 5.6-1 zeigt exemplarisch die zeitlichen String-Spannungsverläufe bei einer solaren Einstrahlung  $E_s$  von  $730 \text{ W/m}^2$  und einer Solarzellenoberflächentemperatur  $T$  von  $52 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Die Abweichung des simulierten von dem gemessenen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  ist auf die Messungenauigkeiten der verwendeten, in Kapitel 4.1.3 vorgestellten, Geräte zur Einstrahlungs- und Temperaturmessung zurückzuführen. Der Fehlerbereich der Referenzmesszelle beträgt  $\pm 5 \%$ , und der des Temperatursensors  $\pm 3 \%$ . Dieser hat auf die Gültigkeit der, im Rahmen der durchgeführten, simulativen Parameterstudie berechneten, Simulationsergebnisse sowie der daraus gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich des im Fokus dieser Dissertation stehenden, alternativen Detektionskriterium für serielle Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen in Form der lichtbogenbedingten Änderung im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  keinerlei Auswirkungen.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass mit dem verwendeten Modellierungsansatz das elektrische Verhalten von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogens in sehr guter Näherung nachgebildet werden kann. Simulation und Messung stimmen in den signifikanten Attributen des Zündzeitpunkts, der Amplitude sowie des zeitlichen Signalverlaufs absolut überein. Auf Basis der durchgeführten Verifikationen hat das erarbeitete mathematisch-physikalische Gesamtmodell eine Gültigkeit für solare Einstrahlungen von  $1 \text{ W/m}^2$  bis  $1200 \text{ W/m}^2$  und Temperaturen von  $-30 \text{ }^\circ\text{C}$  bis  $+80 \text{ }^\circ\text{C}$ . Hierbei beträgt der relative durchschnittliche Fehler des erarbeiteten Gesamtmodells  $8 \%$ .

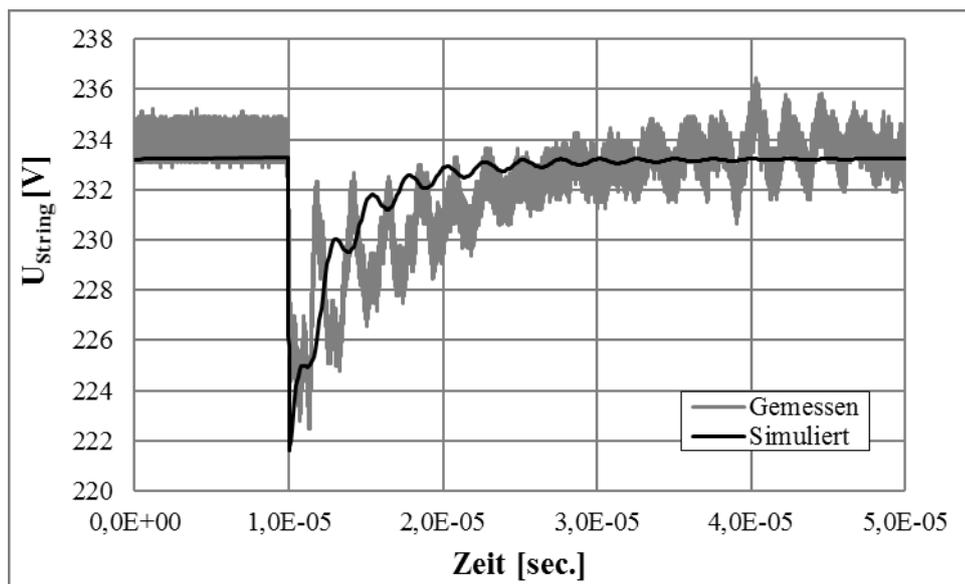


Abbildung 5.6-1: Vergleich eines gemessenen und eines simulierten Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  unter Berücksichtigung identischer Versuchsbedingungen und -parameter (solare Einstrahlung  $E_S = 730 \text{ W/m}^2$ , Solarzellenoberflächentemperatur  $T_{SZ} = 52 \text{ }^\circ\text{C}$ , Lichtbogenentstehungstyp B).

## 5.7 Übertragungsfunktion – Gesamtmodell

In erster Linie dienen die Ausarbeitung eines aufgabenspezifischen Modellierungsansatzes sowie dessen korrekte Implementierung in eine oder mehrere geeignete Software-Umgebungen der Durchführung realgetreuer, unabhängiger Parameterstudien. Mit deren Hilfe lassen sich, in Ergänzung zu den aus den experimentellen Feldversuchen interessante Erkenntnisse über das elektrische Verhalten von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung durch ein serielles (Stör-) Lichtbogenereignis gewinnen. Ausgehend von dem erarbeiteten, physikalischen Gesamtmodell lässt sich in einem weiteren Schritt darüber hinaus auch das systemtypische Übertragungsverhalten ermitteln.

Als alternativer Modellierungs-/Analyseansatz bietet diese prinzipiell weitere Möglichkeiten zur intensiven Exploration und Prüfung der im Fokus dieser Arbeit stehenden elektrischen Phänomene repräsentiert.

Des Weiteren ist die Übertragungsfunktion ein probates Hilfsmittel zur Reduzierung des Aufwands der Ermittlung der substanziiell für das dynamische Verhalten des betrachteten Systems verantwortlichen Elemente. Die hierbei im Ergebnis aufgestellte Übertragungsfunktion, auch Sprungantwort genannt, beschreibt in mathematischer Form die Art und Weise, wie ein bestimmtes, systemspezifisches Ausgangssignal bei Anregung durch ein definiertes Eingangssignal (Sprung) durch das System selbst beeinflusst wird, respektive das charakteristische Übertragungsverhalten eines Systems [5.56, S. 43 | 5.57, S. 53]. Per Definition ist die Übertragungsfunktion  $H(s)$  als Quotient der Laplace-Transformierten der Ausgangs-  $Y(s)$  und der Eingangsgröße  $U(s)$  des betrachteten Systems zu verstehen (hier:  $U_{\text{AUS}}$  und  $U_{\text{EIN}}$ , vgl. Abbildung 5.6-4) und berechnet sich – basierend auf der, dem System zugrundeliegenden, linearen Differentialgleichung – im Allgemeinen gemäß Gleichung 5.7-1 [5.58, S. 171 ff.].

$$H(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{U_{\text{AUS}}(s)}{U_{\text{EIN}}(s)} = \frac{b_q \cdot s^q + b_{q-1} \cdot s^{q-1} + \dots + b_1 \cdot s + b_0}{a_q \cdot s^q + a_{q-1} \cdot s^{q-1} + \dots + a_1 \cdot s + a_0} \quad (5.7-1)$$

Eine Übersicht der entsprechenden Vorgehensweise zur Ermittlung einer vereinfachten, genäherten, symbolischen Übertragungsfunktion einer Single-String-Photovoltaikanlage ist nachfolgend in Abbildung 5.7-1 zusammenfassend dargestellt.

Die ersten beiden Punkte „Aufstellung eines Gesamtmodells einer Photovoltaikanlage in Form eines elektrischen Ersatzschaltbildes“ und „Bestimmung der Parameterwerte des Gesamtmodells im zu untersuchenden Arbeitspunkt“ wurden bereits ausführlich in den vorangehenden Kapiteln 5.1 bis 5.5 erörtert. Alle anderen relevanten Teilschritte zur Ermittlung der gesuchten Übertragungsfunktion werden im Folgenden kurz beschrieben.

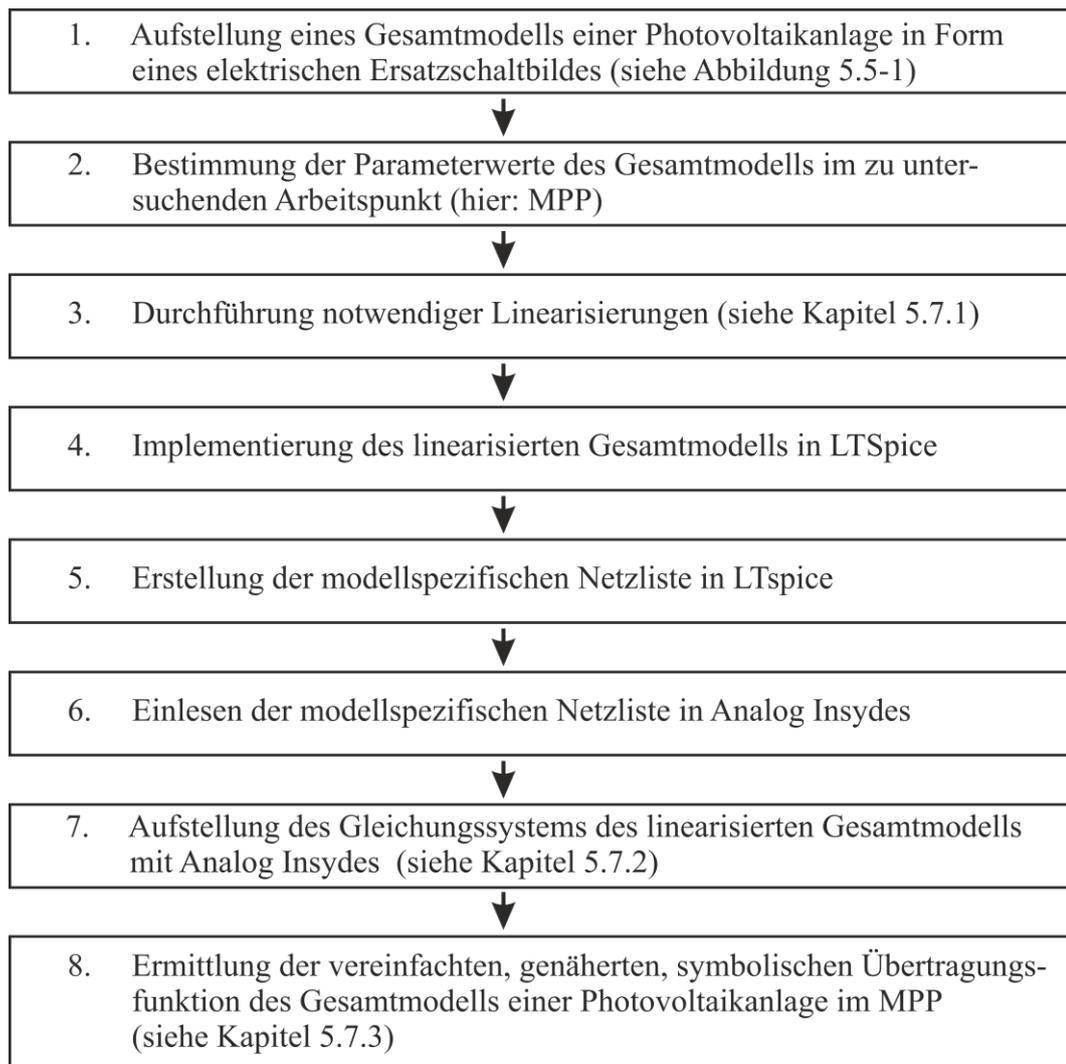


Abbildung 5.7-1: Ablaufdiagramm zur Ermittlung der Übertragungsfunktion

### 5.7.1 Linearisierung der Anlagenschaltung (3.)

Allgemein gültige mathematische Modellierungsansätze zur Nachbildung des dynamischen Verhaltens (elektro-) technischer Systeme, wie auch die an dieser Stelle zur Anwendung gebrachte Berechnung der Übertragungsfunktion aus einer Differentialgleichung, beschränken sich im Wesentlichen auf lineare Differentialgleichungen. Jedoch sind die wenigsten technischen Applikationen rein lineare Systeme [5.57, S. 53 ff.]. Dies gilt auch für die im Mittelpunkt der Untersuchungen dieser Arbeit stehenden Single-String-Photovoltaikanlagen.

Eine detaillierte Betrachtung des systemtypischen Ausgangssignals– der an den String-Anschlussklemmen gemessenen String-Spannung  $U_{\text{String}}$  – zeigt, dass es sich hierbei prinzipiell um eine Exponentialfunktion handelt, welche durch eine gedämpfte Sinusschwingung überlagert wird (vgl. Abbildung 5.7.1-1).

Der Signalverlauf dieses, durch ein serielles Lichtbogenereignis ausgelösten, transienten Ausgleichsvorgangs ist eindeutig linear geprägt und kann demnach durch eine lineare Differentialgleichung mit konstanten Koeffizienten in guter Näherung beschrieben werden [5.28, S. 43 f. | 5.59]. Da die entsprechenden allgemeinen Lösungsansätze ausschließlich für lineare Differentialgleichungen bestehen, ist es notwendig das summierte nichtlineare Verhalten der betroffenen Systemkomponenten durch eine geeignete, lineare Betrachtung anzugleichen [5.57, S. 57 f.].

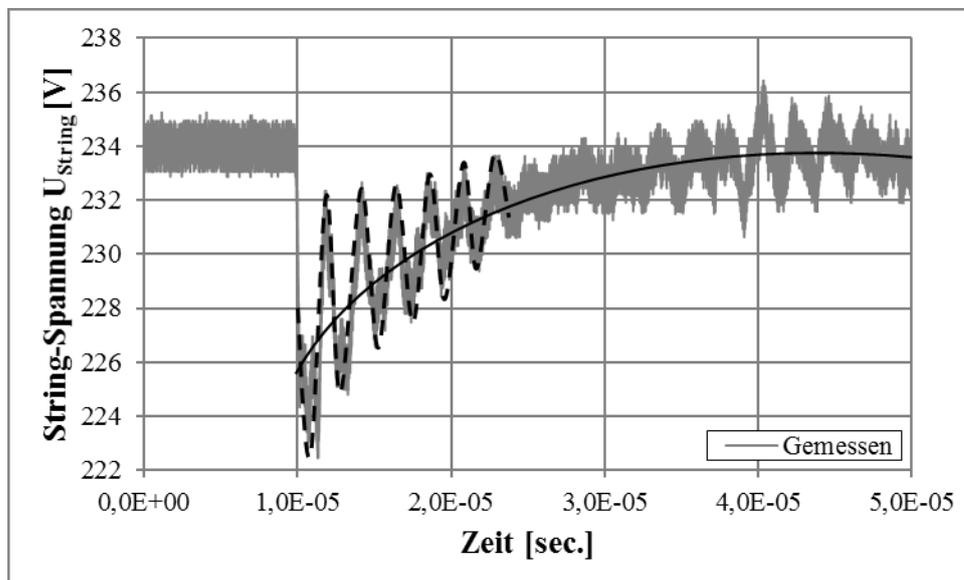


Abbildung 5.7.1-1: Detaillierter Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$

Gemäß den im Vorfeld definierten Annahmen muss das Gesamtsimulationsmodell – in Analogie zu den durchgeführten Feldversuchen – vor der Initiierung des seriellen Lichtbogenereignisses im Arbeitspunkt bei Normalbetrieb, respektive dem Punkt maximaler Leistung operieren. Primär interessiert auch nur das Verhalten des betrachteten Gesamtsystems in der direkten Umgebung dieses vorgegebenen Arbeitspunktes. Demzufolge ist die sog. „Linearisierung um einen Arbeitspunkt“ bzw. die „lineare Approximation“, wie sie in Abbildung 5.7.1-2 graphisch dargestellt ist, für diesen speziellen Anwendungsfall unbedingt erforderlich.

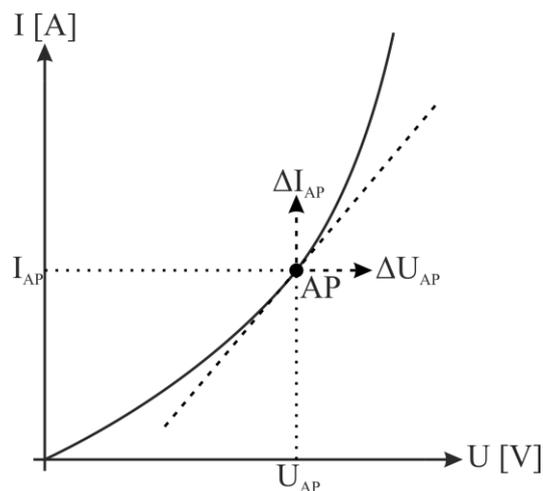


Abbildung 5.7.1-2: Graphische Darstellung der Linearisierung um einen Arbeitspunkt AP gemäß [5.51, S. 59]

Bei der ausgewählten Linearisierungsmethode erhält man durch den gezielten Abbruch einer Taylor-Reihenentwicklung nach der ersten Ableitung eine lineare, den Verlauf der Tangente im vordefinierten Arbeitspunkt beschreibende Gleichung. In diesem Arbeitspunkt (hier: MPP der Quellenkennlinie des Photovoltaikgenerators) unterscheiden sich das nichtlineare und das linearisierte Modell im Ergebnis nur geringfügig [5.57, S. 58 f. | 5.58, S. 68 ff. | 5.60, S. 48 ff.]. Aus elektrotechnischer Sicht verfügen die folgenden Systemkomponenten des Ersatzschaltbildes des simulativen Gesamtmodells (vgl. Abbildung 5.5-2) über einen nichtlinearen Charakter und müssen deshalb linearisiert werden:

- Dioden des Photovoltaikgenerators D
- Gleichstromquellen des Photovoltaikgenerators  $I_{PH}$
- Zwischenkreis-Spannungsquelle des Wechselrichter  $U_{ZWK}$
- Sperrdiode des Hochsetzstellers  $D_{HSS}$

Aufgrund der punktuellen Betrachtung, kann das – die beiden Wechselrichtergrößen  $U_{ZWK}$  und  $D_{HSS}$  betreffende – Tastverhältnis  $V_{HSS}$  für den Schalter  $S_{HSS}$  (vgl. Kapitel 5.3) in diesem Zusammenhang außer Acht gelassen werden. Die Strom-Spannungs-Beziehung der beiden Dioden des geteilten Photovoltaikgenerators D sowie der Sperrdiode des Hochsetzsteller  $D_{HSS}$  entsprechen qualitativ dem, in Abbildung 5.7.1-2 gezeigten Kennlinienverlauf.

In Entsprechung zu Abbildung 5.5-1 besteht der Gesamtwiderstand des Photovoltaikgenerators aus einer Parallelschaltung der beiden Widerstände  $R_D$  und  $R_P$  welche mit dem solargeneratorspezifischen seriellen Widerstand  $R_S$  in Reihe geschaltet ist (vgl. Formel 5.7.1-1).

$$R_{\text{Ges}} = R_S + \frac{R_D \cdot R_P}{R_D + R_P} \quad (5.7.1-1)$$

Über die Werte der differentiellen Strom- und Spannungsgrößen  $\Delta I_D$  und  $\Delta U_D$  (vgl.  $\Delta I_{AP}$  und  $\Delta U_{AP}$  aus Abbildung 5.7.1-2) im Punkt maximaler Leistung, lässt sich der differentielle Widerstand der Dioden  $R_D$  für sämtliche Umgebungsbedingungen (solare Einstrahlung  $E_S$  und Temperatur  $T$ ) aus der entsprechend zugehörigen Quellenkennlinie des Photovoltaikgenerators unter Berücksichtigung des Gesamtwiderstand gemäß Formel 5.7.1-2 berechnen.

$$R_D = \frac{\Delta U_D}{\Delta I_D} = \frac{(R_{\text{Ges}} - R_S) \cdot R_P}{R_P + R_S - R_{\text{Ges}}} \quad (5.7.1-2)$$

Bei Standard-Test-Bedingungen beträgt der differentielle Gesamtwiderstand der Dioden des Photovoltaikgenerators von Versuchsanlage 1 aus Kapitel 4.1.3  $R_D = 32,5 \Omega$ . Sein detailliertes Verhalten in Abhängigkeit der Temperatur  $T_{SZ}$  und der solaren Einstrahlung  $E_S$  ist für die relevanten Bereiche in den Abbildungen 5.7.1-3 und 5.7.1-4 abgebildet.

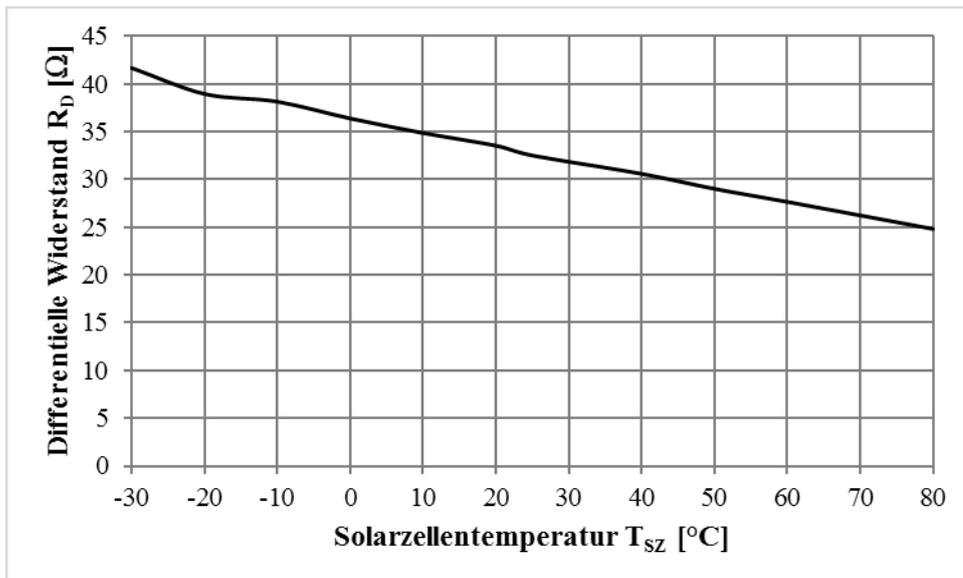


Abbildung 5.7.1-3: Differentieller Gesamtwiderstand der Diode des Photovoltaikgenerators in Abhängigkeit der Solarzellentemperatur  $T_{SZ}$  bei konstanter solarer Einstrahlung  $E_S = 1000 \text{ W/m}^2$

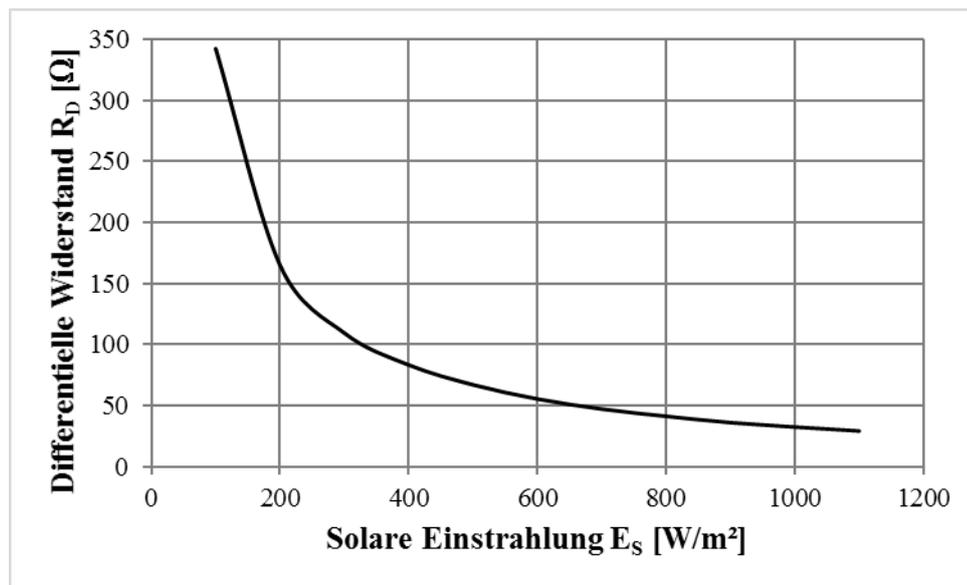


Abbildung 5.7.1-4: Differentieller Gesamtwiderstand der Diode des Photovoltaikgenerators in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung  $E_S$  bei konstanter Solarzelltemperatur  $T_{SZ} = 25 \text{ °C}$

Wie in Kapitel 5.5 bereits erwähnt, wird die Sperrdiode  $D_{HSS}$  im stromführenden Betrieb als spannungslos angenommen, verhindert somit die Rückspeisung über den MPP-Tracker beim Hochsetzen der Spannung und dient ausschließlich der Sicherung eines eindeutigen Stromflusses. Insofern wird ihr differentieller Widerstand in Abhängigkeit der aktuellen Schalterstellung entweder als unendlich groß (bei geöffnetem Schalter) oder gleich Null (bei geschlossenem Schalter) angenommen. Aufgrund der Differenzierung im Verlauf der Taylor-Reihenentwicklung, bei der konstante Terme mit einer Wertigkeit gleich Null angesehen werden, entfällt die Berücksichtigung der stabilen Gleichstromquellen des Photovoltaikgenerators  $I_{PH}$  sowie der gleichbleibenden Zwischenkreis-Spannungsquelle des Wechselrichters  $U_{ZWK}$  im direkten Umfeld dieses ausgewählten Arbeitspunktes.

Im Rahmen des Linearisierungsprozesses der Anlagenschaltung werden diesbezüglich die betroffenen Stromquellen durch Leerläufe und die Spannungsquelle durch einen Kurzschluss ersetzt [5.61, S. 26 ff.]. Abbildung 5.7.1-5 zeigt das linearisierte Ersatzschaltbild des Gesamtmodells in Anlehnung an Abbildung 5.5-1. Die zugehörigen Parameter bei Standard-Test-Bedingungen sind in der nachfolgenden Tabelle 5.7.1-1 zusammenfassend abgebildet.

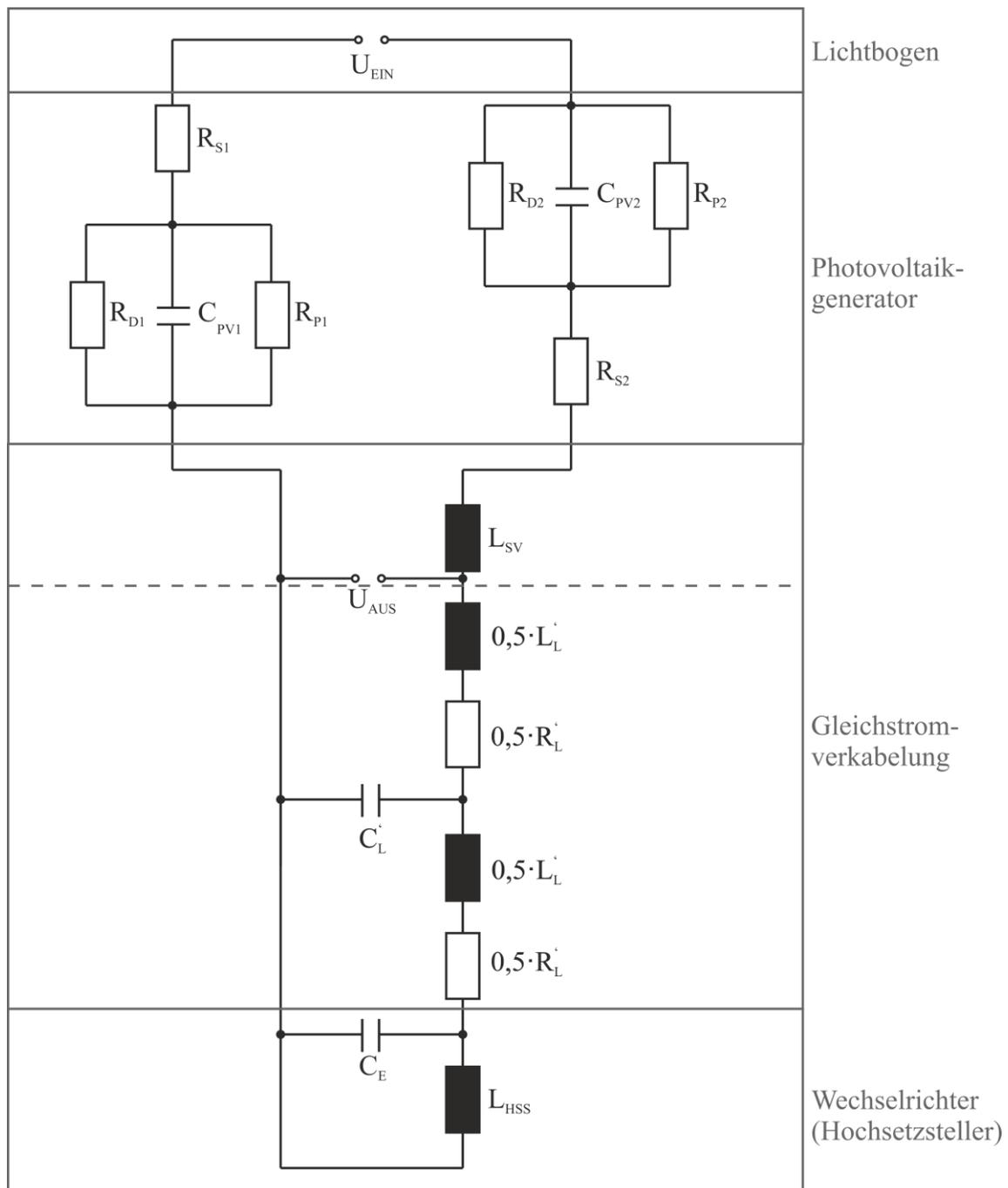


Abbildung 5.7.1-5: Ersatzschaltbild des linearisierten Gesamtmodells

Tabelle 5.7.1-1: Parameter des linearisierten Gesamtmodells für die konkret untersuchte Anlage (hier: Versuchsanlage 1; Kapitel 4.1.3) bei STC-Bedingungen

	Parameter	Formelzeichen	Einheit	Wert
Parameter des Photovoltaik- generators	Serieller Widerstand	$R_{S1}$	[ $\Omega$ ]	0,915
	Paralleler Widerstand	$R_{P1}$	[ $\Omega$ ]	5,3E-03
	Differentieller Widerstand	$R_{D1}$	[ $\Omega$ ]	18,05
	Kapazität des Photovoltaik- generators	$C_{PV1}$	[F]	6,67E-09
	Serieller Widerstand	$R_{S2}$	[ $\Omega$ ]	0,732
	Paralleler Widerstand	$R_{P2}$	[ $\Omega$ ]	4,2E03
	Differentieller Widerstand	$R_{D2}$	[ $\Omega$ ]	14,45
	Kapazität des Photovoltaik- generators	$C_{PV2}$	[F]	7,1E-09
Parameter der Gleichstromver- kabelung	Widerstand des Photovoltaikkabels	$R_L$	[ $\Omega$ ]	567,0E-3
	Kapazität des Photovoltaikkabels	$C_L$	[F]	7,2E-9
	Induktivität des Photovoltaikkabels	$L_L$	[H]	82,5E-6
	Induktivität der Steckverbinder	$L_{SV}$	[H]	4,8E-6
Parameter des WR	Eingangskapazität des WR	$C_E$	[F]	0,5E-3
	Induktivität des WR bzw. der Speicherdrossel	$L_{WR}$	[H]	2,2E-3

### 5.7.2 Aufstellung des Gleichungssystems des linearisierten Gesamtmodells (7.) und Berechnung der exakten Übertragungsfunktion

Aufgrund der durchgeführten Linearisierungsmaßnahmen besteht das überarbeitete Gesamtmodell (vgl. Abbildung 5.7.1-5) zur Nachbildung des elektrischen Klemmenverhaltens von Single-String-Photovoltaikgeneratoren bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogens – wie es zur Berechnung der Übertragungsfunktion durch Anwendung der Laplace-Transformation notwendig ist – uneingeschränkt aus linearen Elementen.

Infolgedessen kann nach Abarbeitung der Schritte 4 „Implementierung des linearisierten Gesamtmodells in LTSpice“, 5 „Erstellung der modellspezifischen Netzliste in LTSpice“ unter Zuhilfenahme des softwareeigenen sog. Schematic Editors und 6 „Einlesen der modellspezifischen Netzliste in Analog Insydes“ (vgl. Abbildung 5.7-1) die charakteristische Übertragungsfunktion des betrachteten Systems mit Hilfe von Analog Insydes ermittelt werden.

Hierbei handelt es sich um eine Mathematica-Toolbox zur Modellierung und Analyse von elektronischen Schaltungen. Ausgehend von einer hierarchischen Netzlistenbeschreibung lassen sich mit Analog Insydes umfangreiche, schaltungscharakteristische Gleichungssysteme im Bild- als auch im Zeitbereich aufstellen und unter Berücksichtigung benutzerdefinierter Grenzen, im Sinne der Komplexitätsminimierung, approximieren [5.62, S. 6 | 5.63].

Diesbezüglich muss zunächst die unter Punkt 5 mit Hilfe des Elektronik-Simulationsprogramms LTSpice erzeugte, modellspezifische Netzliste in die Softwareumgebung von Analog Insydes implementiert werden. Im Anschluss wird durch das programminterne, numerische Lösungsverfahren der Sparse-Tableau-Analyse – bzw. durch deren Sonderform der sog. modifizierten Knotenanalyse – das äquivalente Gleichungssystem ermittelt [5.64, S. 6 ff.].

Die Lösung dieses Gleichungssystems liefert im Ergebnis die exakte Übertragungsfunktion des betrachteten Systems in formaler Übereinstimmung mit Gleichung 5.7-1 durch folgende Beziehung.

$$H(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{U_{\text{AUS}}(s)}{U_{\text{EIN}}(s)} \triangleq \frac{U_{\text{String}}(s)}{U_{\text{LB}}(s)} \quad (5.7.2-1)$$

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass  $U_{\text{AUS}}$  gleichbedeutend mit der, an den Anschlussklemmen des Photovoltaikgenerators gemessenen String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und  $U_{\text{EIN}}$  gleichbedeutend mit der Lichtbogen-Spannung  $U_{\text{LB}}$  ist.

Deren Struktur ist allerdings äußerst komplex, was eine detaillierte Interpretation nahezu unmöglich macht und den ursprünglich angestrebten Nutzen der Übertragungsfunktion, in ihrer Anwendung als aussagekräftiges Analyseverfahren, stark einschränkt. Zudem ist des Weiteren von einem außerordentlich hohem Rechenaufwand und deutlich verlängerten Rechenzeiten auszugehen, was in signifikantem Widerspruch zu dem zu Beginn des Kapitels 5 formulierten Anforderungsprofil an den zu verwendenden Modellierungsansatz steht.

Demzufolge gilt es die erarbeitete Übertragungsfunktion – mit der Zielstellung einer aufgabenspezifisch hinreichend genauen Abbildung des Übertragungsverhaltens des untersuchten Systems – zu approximieren.

### 5.7.3 Ermittlung der vereinfachten Übertragungsfunktion des Gesamtmodells (8.)

Analog Insydes bietet eine Vielzahl, zumeist lösungs- oder gleichungsbasierter, symbolischer Approximationsverfahren – wie beispielsweise die SBG-, SDG- und SAG-Methode (engl.: Simplification Before/During/After the Generation of Symbolic Formulas) oder deren gezielte Kombination – die durch Vernachlässigung numerisch insignifikanter Koeffizienten die exakte Übertragungsfunktionen soweit optimieren, dass eine qualitative Bewertung bzw. signitive Analyse möglich wird [5.63, S. 127 ff. | 5.65, S. 12 ff. | 5.66, S.21 ff.]. Diese werden im Folgenden allerdings nicht näher beschrieben. An dieser Stelle wird auf die umfangreich angegebene Fachliteratur verwiesen.

Durch die Einschränkung des Frequenzbereichs auf Frequenzen größer 33 kHz und der Festlegung einer maximalen Fehlergrenze von 30 %, konnte die vereinfachte, genäherte, symbolische Übertragungsfunktion des Gesamtmodells einer Single-String-Photovoltaikanlage mit Hilfe von Analog Insydes berechnet werden (vgl. Gleichung 5.7.3-1).

$$H(S) = \frac{s \cdot (L'_L + 0,25 \cdot L_L'^2 \cdot C'_L \cdot s^2)}{R_{D1} + R_{D2} + 0,5 \cdot L'_L \cdot C'_L \cdot R_{D1} \cdot s^2 + 0,5 \cdot L'_L \cdot C'_L \cdot R_{D2} \cdot s^2 + s \cdot (L'_L + 0,25 \cdot L_L'^2 \cdot C'_L \cdot s^2)} \quad (5.7.3-1)$$

Die ausgewählte Grenzfrequenz des relevanten Spektrums wurde in Analogie zu der betrachteten Signalflanke der Lichtbogenspannung im unmittelbaren Zündmoment (vgl. Tabelle 5.4-1) sowie zu dem diesbezüglich Ausgleichsvorgang der String-Spannung (vgl. Abbildung 4.1.5-2) bestimmt.

Die eingehende Analyse aller – im Rahmen der Feldversuche zur Ermittlung der Auswirkungen des Entstehungsmomentes serieller Lichtbogen in Photovoltaikanlagen (vgl. Kapitel 4.1.5) – aufgezeichneten Signalverläufe zeigt eindeutig, dass die Ausgleichsvorgänge der String-Spannung  $U_{String}$  nach etwa  $30,0E-06$  sec. abgeschlossen sind. Demnach stehen alle Signale mit einer Dauer kleiner  $30,0E-06$  sec., respektive einer Frequenz größer 33,3 kHz im Fokus der weiteren Betrachtungen. Alle kleineren Frequenzen haben eine größere Signaldauer und können demnach nicht durch den einen seriellen Lichtbogen verursacht worden sein. Infolgedessen wurden alle Frequenzen kleiner 33,3 kHz im weiteren Verlauf der, auf dem Prinzip der Übertragungsfunktion basierenden, Modellierung der String-Spannungsantwort nicht berücksichtigt. Die Wahl der Fehlergrenze wurde in Übereinstimmung mit [5.65, S. 52] getroffen, wonach diese zu guten Approximationsergebnissen führt.

Zur qualitativen Überprüfung der Güte der genäherten Übertragungsfunktion ist diese, zusammen mit der zugehörigen, ursprünglich exakten Übertragungsfunktion in Abbildung 5.7.3-1 in Form eines Bode-Diagramms dargestellt. Der Vergleich macht deutlich, dass die vereinfachte Übertragungsfunktion gemäß Gleichung 5.7.3-1, das originäre Übertragungsverhalten des betrachteten Systems einer Single-String-Photovoltaikanlage, trotz deutlicher Komplexitätsminimierung, in sehr guter Näherung beschreibt und somit als alternatives, den Ansprüchen genügendes, Analyseverfahren herangezogen werden kann.

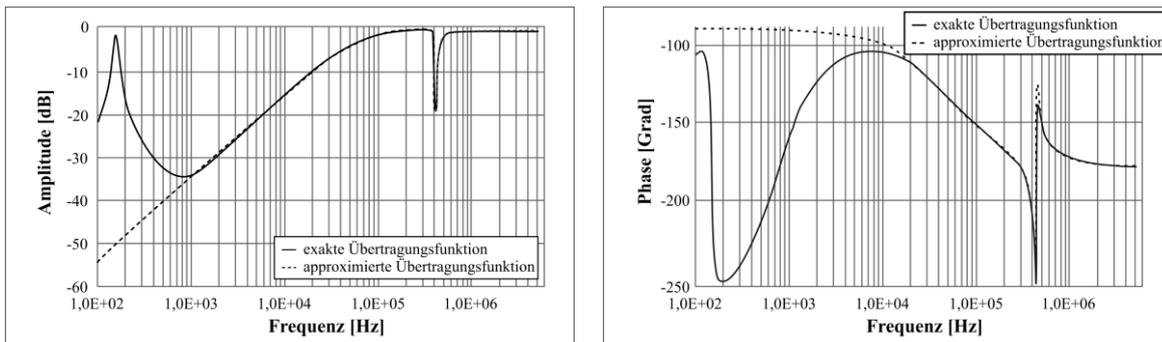


Abbildung 5.7.3-1: Bode-Diagramm der exakten und der approximierten Übertragungsfunktion

## 5.8 Ergebnisse der Simulation

Aus dem in Abbildung 5.7.3-1 dargestellten Bode-Diagramm lassen sich über dessen primären Nutzen, im Sinne eines generellen Gültigkeitsnachweises der approximierten Übertragungsfunktion, hinaus einige interessante Erkenntnisse hinsichtlich der bereits in Kapitel 4 andiskutierten Möglichkeit zur Detektion serieller Störlichtbögen auf der Gleichstromseite von Photovoltaikanlagen ableiten.

Mit einer Ausnahme bei etwa  $4,13E+05$  Hz (vgl. Abbildung 5.7.3-1) dämpft das betrachtete System einer Single-String-Photovoltaikanlage hauptsächlich niedrigere Frequenzen in einem Bereich bis zu  $1,0E+05$  Hz. Folglich liegen die experimentell bestimmten, absoluten bzw. 03-09-Gradienten der Lichtbogen­spannung im Zündmoment ausnahmslos mehrere Zehnerpotenzen über diesem Bereich (vgl. Abbildungen 4.1.5-16 und 4.1.5-17 sowie Tabelle 5.4-1) und der Filtereffekt der Photovoltaikanlage hat keine signifikante Auswirkung auf die – infolgedessen nahezu ungedämpften – lichtbogenbedingten Antwortsignale der String-Spannung  $U_{\text{String}}$ . Letztere sind, dem jeweiligen seriellen (Stör-) Lichtbogenentstehungstypen nach, zusammenfassend in Tabelle 5.8-1 abgebildet.

Diese Erkenntnis fundiert die in Kapitel 4.1.5 und 4.2.2 aufgestellten Hypothesen zur Anwendbarkeit der an den String-Anschlussklemmen gemessenen, zeitlichen Signalverläufe der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  im Sinne einer möglichst frühzeitigen und zuverlässigen Detektion serieller Störlichtbogenereignisse in Photovoltaikgeneratoren.

Tabelle 5.8-1: Absolute und 03-09-Gradienten des lichtbogenbedingten Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  nach seriellen (Stör-) Lichtbogenentstehungstypen

	Parameter	Formelzeichen	Einheit	Wert
Typ A	Absoluter Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-8,53\text{E}+06 \dots -3,30\text{E}+07$
	03-09-Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}_{03-09}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}_{03-09}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-1,71\text{E}+07 \dots -1,29\text{E}+07$
Typ B	Absoluter Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-1,18\text{E}+07 \dots -4,52\text{E}+07$
	03-09-Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}_{03-09}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}_{03-09}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-2,18\text{E}+07 \dots -2,18\text{E}+07$
Typ C	Absoluter Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-2,03\text{E}+07 \dots -6,54\text{E}+07$
	03-09-Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}_{03-09}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}_{03-09}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-2,25\text{E}+07 \dots -3,19\text{E}+07$
Typ D	Absoluter Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-8,81\text{E}+06 \dots -3,25\text{E}+07$
	03-09-Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}_{03-09}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}_{03-09}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-1,68\text{E}+07 \dots -1,34\text{E}+07$
Typ E	Absoluter Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-1,14\text{E}+07 \dots -4,09\text{E}+07$
	03-09-Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}_{03-09}}}{\Delta t_{\text{U}_{\text{String}_{03-09}}}}$	$\left[\frac{\text{V}}{\text{s}}\right]$	$-2,03\text{E}+07 \dots -2,03\text{E}+07$

<b>TypF</b>	Absoluter Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}}}{\Delta t_{-} U_{\text{String}}}$	$\left[ \frac{\text{V}}{\text{s}} \right]$	$-1,75\text{E}+07 \dots -5,59\text{E}+07$
	03-09-Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung $U_{\text{String}}$	$\frac{\Delta U_{\text{String}_{03-09}}}{\Delta t_{-} U_{\text{String}_{03-09}}}$	$\left[ \frac{\text{V}}{\text{s}} \right]$	$-2,33\text{E}+07 \dots -3,27\text{E}+07$

Darüber hinaus ermöglicht die approximierte Übertragungsfunktion auch die direkte Bestimmung der, für das dynamische Verhalten des betrachteten Systems maßgeblich verantwortliche Elemente. In dieser vereinfachten Form verbleiben nur die dominierenden Elemente und können einfach abgelesen werden. Gemäß Gleichung 5.7.3-1 handelt es sich hierbei für die konkret untersuchte Anlage (hier: Versuchsanlage 1; Kapitel 4.1.3) um Folgende:

- Differentielle Gesamtwiderstände der Dioden des Photovoltaikgenerators  $R_{D1}, R_{D2}$
- Induktivitäten der Gleichstromverkabelung  $L'_L$
- Kapazität der Gleichstromverkabelung  $C'_L$

Setzt man den Nenner der vereinfachten, genäherten, symbolischen Übertragungsfunktion des Gesamtmodells (vgl. Gleichung 5.7.3-1) gleich Null und löst diesen nach  $s$  auf erhält man die zugehörigen Polstellen, welche im Frequenzgang die markanten Punkte, beispielsweise Einbrüche oder Steigungsänderungen, markieren. Ein solcher Punkt findet sich zum Beispiel bei  $4,0\text{E}+05$  Hz (vgl. Abbildung 5.7.3-1). Durch die Berechnung geeigneter Näherungslösungsterme konnten die zugehörigen Schwingungen an dieser Stelle eindeutig den Elementen  $L'_L$  und  $C'_L$  der Gleichstromverkabelung zugewiesen werden (siehe: Anhang D). Daraufhin konnte auch die überlagernde, gedämpfte Sinusschwingung des wiederkehrenden Signals der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  im zeitlichen Verlauf (vgl. Abbildung 5.7.1-1) auf die beiden identifizierten Parameter der Gleichstromverkabelung zurückgeführt werden. Diese stimmt mit der, dem Bode-Diagramm der Übertragungsfunktion des Gesamtmodells einer Single-String-Photovoltaikanlage entnommene Frequenz von  $4,13\text{E}+05$  Hz exakt überein. Das, in den Kapiteln 5.1 bis 5.5 beschriebene Simulationsmodell gibt diese Schwingungen und damit das dynamische Verhalten des untersuchten Systems realgetreu wieder, was den graphisch Darstellung der Simulationsergebnisse der Abbildungen 5.8-1 bis 5.8-5 entnommen werden kann.

Die Auswirkung der maßgeblich für das dynamische Verhalten des betrachteten Systems verantwortlichen Elemente respektive derer äquivalenten Systemkomponenten, der Einfluss unterschiedlicher Umgebungsbedingungen in Form schwankender Einstrahlungen und Temperaturen sowie der Effekt des jeweiligen Lichtbogenentstehungstypen (verschiedenen Amplituden der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  und Flankensteilheiten) auf den im Mittelpunkt der Untersuchung stehenden, an den String-Anschlussklemmen gemessenen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  wurde eingehend untersucht und die wesentlichen Ergebnisse sind nachfolgend kurz dargestellt.

Die Ergebnisse wurden alle mit Hilfe des in Kapitel 5.7 beschriebenen, alternativen Modellierungs- bzw. Analyseverfahrens – der vereinfachten, genäherten, symbolischen Übertragungsfunktion des Gesamtmodells einer Single-String-Photovoltaikanlage – erzielt. Diese ermöglicht prinzipiell die Berechnung der Ausgangsspannung (an den String-Anschlussklemmen des Photovoltaikgenerators gemessenen String-Spannung  $U_{String}$ ) bei einem beliebigen Eingangssignal (Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des seriellen Störlichtbogens), deren Gültigkeit ist allerdings an folgende Bedingungen gebunden:

1. Grundlage der Modellierung im Frequenzbereich bildet das Ersatzschaltbild des Gesamtmodells gemäß Abbildung 5.5-1 bzw. Abbildung 5.7.1-5 in Verbindung mit den Parametern der konkret untersuchten Anlage aus Tabelle 5.7.1-1. Bei Variation der Netzwerkelemente oder deren Parametern liefert die Berechnung mit der Übertragungsfunktion keine verlässlichen Ergebnisse.
2. Den experimentellen Feld- und Laborversuchen aus Kapitel 4 ist zu entnehmen, dass die Lichtbogenzündung im Normalfall einem Spannungsstoß mit einer Amplitude von maximal 15,8 V gleichkommt. In Kapitel 5.7.1 konnte das System anhand der Messungen bei Auslenkung durch eine solche Lichtbogenzündung als nahezu linear identifiziert und infolgedessen um den Punkt maximaler Leistung (MPP) linearisiert werden. Für Eingangsspannungen größer 15,8 V ist das lineare Systemverhalten nicht mehr gewährleistet und die Übertragungsfunktion aus Gleichung 5.7.3-1 verliert ihre Gültigkeit.
3. Wie in Kapitel 5.7.3 dargelegt, gibt die symbolischen Übertragungsfunktion des Gesamtmodells einer Single-String-Photovoltaikanlage aus Gleichung 5.7.3-1 nur das Übertragungsverhalten des Systems für Frequenzen größer 33,3 kHz wieder. Damit führen Eingangsspannungen, die mit einer Frequenz kleiner 33,3 kHz oszillieren, zu keinem gültigen Ergebnis.

Mit Bezug auf die Ergebnisse der experimentell durchgeführten Feldversuche aus Kapitel 4.1.5 (vgl. Abbildungen 4.1.5-14, 4.1.5-18 und 4.1.5-19) sind die absoluten Gradienten bzw. die 03-09-Gradienten, sowie die Werte der Amplituden und -änderungen der gemessenen String-Spannung  $U_{\text{String}}$  vollkommen unabhängig von den jeweiligen Einstrahlungsbedingungen. Unter Berücksichtigung von Abbildung 4.1.5-4, welche den Zusammenhang zwischen der Solarzelltemperatur  $T_{\text{SZ}}$  und der solaren Einstrahlung  $E_{\text{S}}$  graphisch zur Darstellung bringt, ist von einem analogen Zusammenhang hinsichtlich des Temperaturverhaltens auszugehen. Der an den String-Anschluss-klemmen gemessene Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  wird allerdings indirekt über den differentiellen Widerstand der Diode von den vorherrschenden Umweltbedingungen beeinflusst. Gemäß den Abbildungen 5.7.1-3 und 5.7.1-4 weist dieser in Abhängigkeit der Temperatur eine leicht linear fallende und in Abhängigkeit der Einstrahlung eine deutlich logarithmisch fallende Tendenz auf. Der Einfluss des differentiellen Diodenwiderstands des Photovoltaikgenerators, bei Zündung eines seriellen (Stör-) Lichtbogens während des Betriebs der Photovoltaikanlage im Punkt maximaler Leistung, bei variierenden Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen ist in den Abbildungen 5.8-1 und 5.8-2 dargestellt.

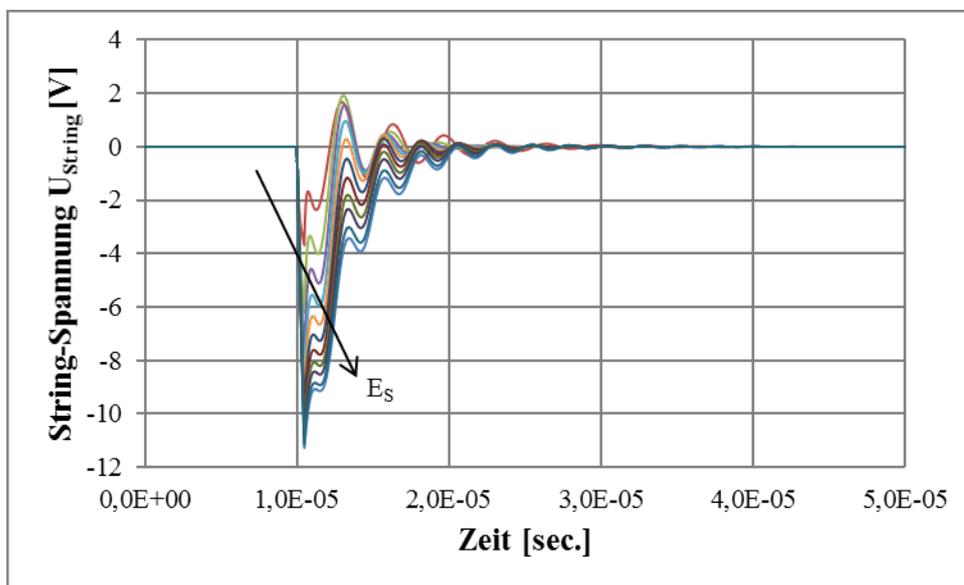


Abbildung 5.8-1: Einstrahlungsabhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten String-Spannung  $U_{\text{String}}$  aufgrund der adäquaten Veränderung des differentiellen Widerstands der Diode des Photovoltaikgenerators  $R_{\text{D}}$ . Die solare Einstrahlung  $E_{\text{S}}$  steigt in Pfeilrichtung von  $100 \text{ W/m}^2$  bis  $1200 \text{ W/m}^2$  mit einer Schrittweite von  $100 \text{ W/m}^2$ . Zur Simulation wurde eine Single-String-Photovoltaikanlage entsprechend Versuchsanlage 1 gemäß Tabelle 4.1.3-1 bei einem Anregungssignal (serieller Störlichtbogen Typ B) mit einer Steilheit von  $27,1\text{E}+06 \text{ V/s}$  und einer Amplitude von  $13,22 \text{ V}$  verwendet.

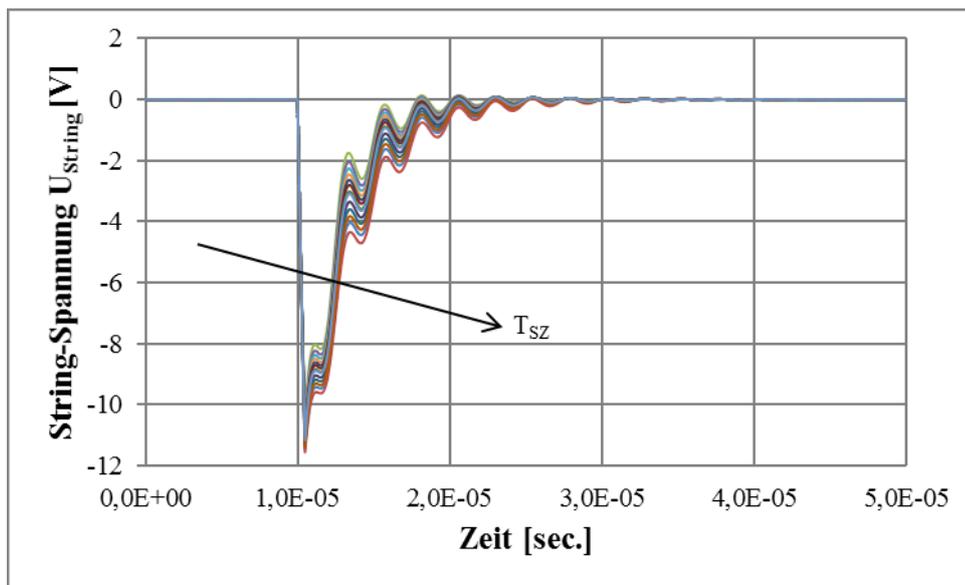


Abbildung 5.8-2: Temperaturabhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten String-Spannung  $U_{\text{String}}$  aufgrund der adäquaten Veränderung des differentiellen Widerstands der Diode des Photovoltaikgenerators  $R_D$ . Die Solarzellentemperatur  $T_{\text{SZ}}$  steigt in Pfeilrichtung von  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  bis  $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$  mit einer Schrittweite von  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Außerdem sind die Solarzellenkennwerte für die STC-Temperatur von  $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$  dargestellt. Zur Simulation wurde eine Single-String-Photovoltaikanlage entsprechend Versuchsanlage 1 gemäß Tabelle 4.1.3-1 bei einem Anregungssignal (serieller Störlichtbogen Typ B) mit einer Steilheit von  $27,1\text{E}+06\text{ V/s}$  und einer Amplitude von  $13,22\text{ V}$  verwendet.

Während sich die Signalverläufe der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  bei unterschiedlichen Solarzellentemperaturen nur geringfügig unterscheiden, macht sich die signifikante Abhängigkeit des differentiellen Widerstands der Diode des Photovoltaikgenerators  $R_D$  von der Einstrahlung deutlicher bemerkbar. Mit zunehmender Einstrahlung steigt der reine Amplitudenwert des Ausgleichsvorgangs im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$ , (vgl. Abbildung 5.8-1). Der Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  bleibt in Analogie zu den bereits erwähnten Erkenntnissen aus den Feldversuchen in beiden Fällen absolut unbeeinflusst. Hierbei handelt es sich jedoch um rein theoretische Überlegungen.

Abgesehen von dem differentiellen Widerstand des Photovoltaikgenerators wird das dynamische Verhalten des betrachteten Systems einer Single-String-Photovoltaikanlage maßgeblich durch die inhärenten Parameter der Gleichstromverkabelung – der Induktivität  $L'_L$  sowie der Kapazität  $C'_L$  – beeinflusst. Diese sind im Wesentlichen durch die Kabellänge und die jeweilige Verlegeart bestimmt. Der Einfluss und die Bedeutung unterschiedlicher Kabellängen wurden im Rahmen der durchgeführten Parameterstudie eingehend untersucht. Abbildung 5.8-3 zeigt die dazugehörigen Ergebnisse.

Der Gradient der Signalflanke sowie die Werte der Amplitudenänderungen der analysierten String-Spannung  $U_{\text{String}}$  verändern sich in Abhängigkeit der Leitungslänge nicht. Jedoch steigen mit zunehmenden Umfang der Gleichstromverkabelung die immanenten Werte Induktivität  $L'_L$  sowie der Kapazität  $C'_L$  wodurch sich die Zeitdauer bis sich das System wieder auch den normalen Betriebszustand eingeschwungen hat um ein Vielfaches verlängert (vgl. Abbildung 5.8-3).

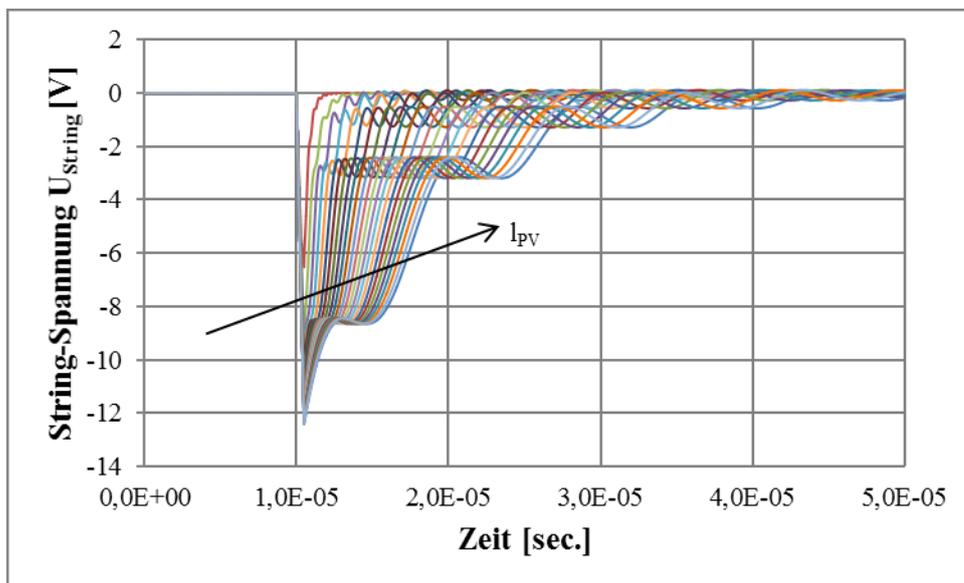


Abbildung 5.8-3: Abhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten String-Spannung  $U_{\text{String}}$  von der Länge der verlegten Gleichstromverkabelung. Die Länge der verlegten Gleichstromverkabelung  $l_{\text{PV}}$  steigt in Pfeilrichtung von 20 m bis 500 m mit einer Schrittweite von 20 m. Zur Simulation wurde eine Single-String-Photovoltaikanlage entsprechend Versuchsanlage 1 gemäß Tabelle 4.1.3-1 bei einem Anregungssignal (serieller Störlichtbogen Typ B) mit einer Steilheit von  $27,1E+06$  V/s und einer Amplitude von 13,22 V verwendet.

Über die Betrachtung der für das dynamische Verhalten von Single-String-Photovoltaikanlagen verantwortlichen Netzwerkelemente, respektive deren realer Systemkomponenten hinaus, wurde das Verhalten des zeitlichen Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  auch bezüglich des Einflusses unterschiedlicher Amplitudenhöhen und Signalflankensteilheiten des effizierenden seriellen Lichtbogenereignisses in Anlehnung an die, in Kapitel 4.1.5-2 definierten, Lichtbogenentstehungstypen mit Hilfe des erstellten Simulationsmodells detailliert untersucht. Die jeweiligen Ergebnisse sind in den Abbildungen 5.8-4 und 5.8-5 zusammenfassend dargestellt.



Weniger stark ausgeprägte Ereignisse, mit einer Flankensteilheit im Bereich von  $1,0E+05$  V/s, effizieren hingegen zum Teil kaum wahrnehmbare Amplitudenänderungen im Verlauf des Antwortsignals in Form der String-Spannung  $U_{String}$ . Dies bestätigt die bereits in Kapitel 4.1.5 – auf Basis der Auswertung der experimentell im Rahmen der Feldversuche erfassten Messdaten – aufgestellte These hinsichtlich der Zuverlässigkeit des ermittelten Detektionskriteriums, wonach der extreme Gradient der Signalfanke aufgrund eines seriellen Störlichtbogens im zeitlichen Verlauf der String-Spannung  $U_{String}$  die Abgrenzung gegenüber anderen Fehlerereignisse vereinfacht, was die Gefahr von Fehlauflösungen deutlich minimiert.

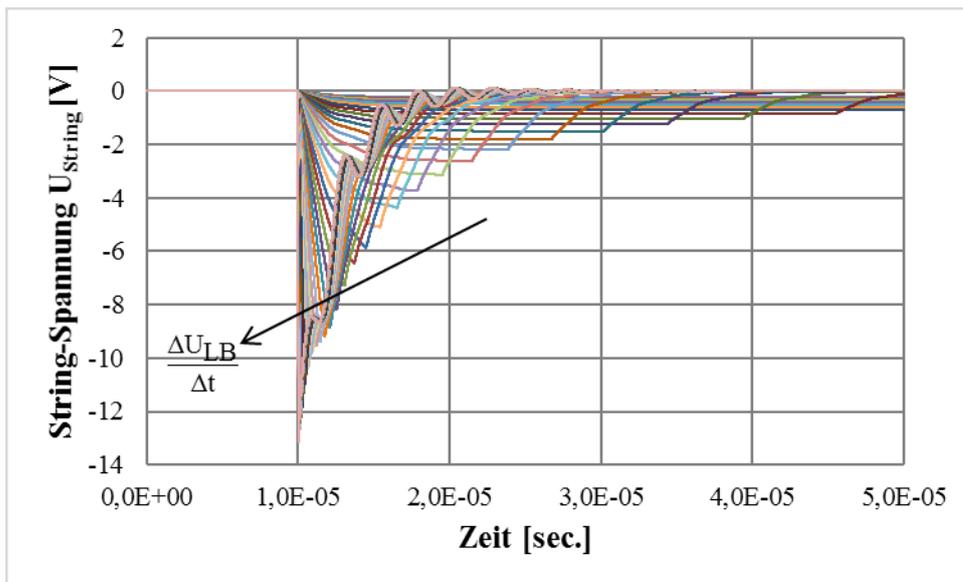


Abbildung 5.8-5: Abhängigkeit der, auf die entsprechenden STC-Daten normierten String-Spannung  $U_{String}$  von der Steilheit der Signalfanke des seriellen Lichtbogenereignisses. Die Steilheit der Signalfanke des seriellen Lichtbogenereignisses  $U_{LB,min.}$  steigt in Pfeilrichtung von  $10E+05$  V/s bis  $10E+09$  V/s mit 10 dargestellten Signalverläufen pro Dekade. Die Amplitudenhöhe des seriellen Lichtbogenereignisses  $U_{LB,min.}$  ist konstant und beträgt 13,22 V. Zur Simulation wurde eine Single-String-Photovoltaikanlage entsprechend Versuchsanlage 1 gemäß Tabelle 4.1.3-1 verwendet.

## 5.9 Fazit

Gemäß dem Bode-Diagramm der berechneten Übertragungsfunktion des linearisierten Gesamtmodells hat der Filtereffekt der Photovoltaikanlage (vgl. Abbildung 5.7.3-1) selbst keine signifikante Auswirkung auf die lichtbogenbedingten Antwortsignale der String-Spannung  $U_{\text{String}}$ . Demnach konnten die in Kapitel 4 aufgestellten, auf den Ergebnissen der Feld- und Laborversuche basierenden Hypothesen hinsichtlich der Anwendbarkeit des an den String-Anschlussklemmen gemessenen, zeitlichen Signalverlaufes der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  zur sicheren Detektion serieller Störlichtbogenereignisse in Photovoltaikgeneratoren durch die im Rahmen des Modellbildungsprozesses gewonnenen Erkenntnisse bestätigt werden.

Darüber hinaus konnte der gültige Anwendungsbereich des analysierten Detektionskriteriums noch um die Resultate der simulativen Parameterstudie erweitert werden. Diese zeigt deutlich, dass selbst bei Variation der Parameterwerte der wesentlich für das dynamische Verhalten des betrachteten Photovoltaiksystems verantwortlichen Elemente (vgl. Abbildungen 5.8-1 bis 5.8-5), der an den String-Anschlussklemmen gemessene, zeitliche Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  definitiv als Kriterium zur Detektion serieller Störlichtbögen genutzt werden kann. Die Amplitudenwerte und Zeitdauern bis sich das System wieder auf den normalen Betriebszustand eingeschwungen hat unterliegen zwar einer gewissen Schwankung, der Gradient des Signalverlaufs der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  bleibt in Analogie zu den Erkenntnissen aus den Feld- und Laborversuchen aber in allen betrachteten Fällen absolut konstant.



## 9 Zusammenfassung und Ausblick

Thema dieser Dissertation war die Untersuchung des gleichstromseitigen Klemmenverhaltens von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung durch einen seriellen Lichtbogen. Primäres Ziel war hierbei die Erforschung und Entwicklung eines zuverlässigen und sicheren – zu den bereits bestehenden frequenzbasierten Lösungsansätzen alternativen – Detektionskriteriums im Zeitbereich.

In Vorbereitung des Themas wurden zu Beginn der wissenschaftlichen Ausarbeitung der Status Quo der Thematik der Störlichtbogendetektion in Photovoltaikanlagen auf Basis einer umfangreichen Patentrecherche sowie der Darstellung der aktuellen Lage bezüglich themenrelevanter Normen und Vorschriften ausführlich erörtert. Des Weiteren wurden an dieser Stelle erste Untersuchungen mit bereits existierenden Lichtbogen-Fehlerstrom-Schutzschalter-Einrichtungen durchgeführt.

Zum besseren Verständnis der Störlichtbogenthematik in Photovoltaikanlagen wurden anschließend in logisch strukturierter Form und mit Bedacht auf eine möglichst kompakte Darstellungsform die notwendigen Grundlagen der beiden Themengebiete – Photovoltaik und Lichtbogen – vorgestellt. Angefangen beim zugrundeliegenden Photoelektrischen Effekt, über die wesentlichen Grundlagen der Halbleiterphysik bis hin zum Aufbau und der Funktionsweise einer Solarzelle sind die Ausführungen der relevanten Betrachtungen zur Photovoltaik an dieser Stelle auf eine rein phänomenologische Betrachtungsweise ausgelegt. Bei den relevanten Betrachtungen zum Lichtbogen ging es in erster Linie um eine grundlegende Klassifizierung der bekannten Gasentladungen, der daraus resultierenden Einschätzung der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Lichtbogenscheinung sowie der Darstellung derer wesentlichen, physikalischen Eigenschaften. Mit Hilfe der Darstellung des Störlichtbogens als speziellen elektrischen Fehlerfall in Photovoltaikanlagen wurden die beiden einzelnen Sachbereiche im Sinne der aufgabenspezifischen Themenstellung anschließend zusammengeführt. Diesbezüglich wurden im Hinblick auf die geplanten Feldversuche an realen Photovoltaikanlagen vor allem die, das Gefahrenpotential elektrischer Störlichtbögen wesentlich beeinflussenden Faktoren eingehend erörtert und eine umfangreiche Klassifizierung typischer Störlichtbogenfehlerfälle durchgeführt.

Um das gleichstromseitige, elektrische Klemmenverhalten von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogen untersuchen und charakterisieren zu können, wurde im Rahmen dieser Arbeit ein geeignetes Messverfahren entwickelt, welches die hochaufgelöste Messung der zeitlichen Signalverläufe der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$ , der String-Spannung  $U_{String}$  sowie des String-Stroms  $I_{String}$  im Mikrosekundenbereich an real existierenden Anlagen ermöglicht.

Mit der Zielstellung belast- und vor allem vergleichbare Messergebnisse hinsichtlich des konkreten Forschungsschwerpunktes unter sichern Bedingungen während des laufenden Betriebs in Photovoltaikanlagen zu generieren, umfasst diese Entwicklung neben umfangreichen Rechercharbeiten und der gezielten Auswahl geeigneter Messmittel auch die Auslegung, Planung und Konstruktion eines selbstkonzipierten, mobil einsetzbaren Lichtbogen-generators.

Die orientierenden Voruntersuchungen zur Ermittlung der Auswirkung serieller Lichtbögen in Photovoltaikgeneratoren haben daraufhin in einem ersten Schritt gezeigt, dass deren Detektion unter Verwendung der an den String-Anschlussklemmen gemessenen, zeitlichen Signalverläufe von String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Strom  $I_{\text{String}}$  aufgrund der lichtbogenspezifischen Arbeitspunktverschiebung prinzipiell möglich ist. Von entscheidender Bedeutung ist an dieser Stelle das Aufzeigen der Tatsache, dass sich das auf Basis der Einteilung des zeitlichen Signalverlaufs der Lichtbogenspannung definierte zeitliche Raster sowie die daraus resultierenden Phasen in hundertprozentiger Übereinstimmung in den zugehörigen Ausgleichsvorgängen von String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und String-Strom  $I_{\text{String}}$  wiederfinden. Auch der in Kapitel 4.1.3 detailliert beschriebene Übergangsprozess vom statischen Arbeitspunkt ohne hin um statischen Arbeitspunkt mit Lichtbogen lässt sich kongruent zu dem zeitlich vorgegebenen Raster einteilen.

Infolge der eingehenden Analyse der beobachteten Arbeitspunktwanderung in Verbindung mit den entdeckten Analogien in den zeitlichen Signalverläufen der Lichtbogenspannung  $U_{\text{LB}}$  und der gemessenen String-Größen ( $U_{\text{String}}$ ,  $I_{\text{String}}$ ) konzentrieren sich die nachfolgenden Untersuchungen ins besondere auf den Zeitraum der eigentlichen Lichtbogenzündung (vgl. Phase II in Abbildung 4.1.3-1). Bestärkt wird dieser Entschluss auch durch die Tatsache, dass die im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  in Abbildung 4.1.3-3 erkennbare Reaktion des Wechselrichters auf das Lichtbogenereignis und die Gegenmaßnahmen des entsprechenden MPP-Tracking-Algorithmus auf den eigentlichen Entstehungsmoment des Lichtbogens in Phase II – aufgrund ihrer durchschnittlichen Reaktionszeiten von 1 ms bis 60 ms – keinen Einfluss hat.

Die Ergebnisse der im Anschluss an die orientierenden Voruntersuchungen durchgeführten Feld- und Laborversuche werden im Folgenden noch einmal hervorgehoben:

- Die Untersuchungen haben gezeigt, dass der individuelle Entstehungsort eines Störlichtbogenfehlers innerhalb der gleichstromseitigen Anlagenperipherie einer Single-String-Photovoltaikanlage keine Auswirkung auf die, in Kapitel 4.1.3 definierten, Zielgrößen der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  und des String-Stroms  $I_{\text{String}}$  hat.
- Den Ergebnissen der Messdatenanalyse der Feldversuche – mit Fokus auf den unmittelbaren Entstehungsmoment des Lichtbogens (vgl. Phase I und II gemäß Kapitel 4.1.4) – zufolge ist der Amplitudenwert der Lichtbogenspannung  $U_{\text{LB}}$  unmittelbar nach der Zündung sowohl temperatur- als auch einstrahlungsunabhängig.

- Es wurden jedoch signifikante Unterschiede im zeitlichen Signalverlauf der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  unmittelbar nach dem eigentlichen Zündmoment festgestellt. Infolgedessen wurden – durch eine Klassifikation anhand der Lichtbogenspannungsverläufe, unter Verwendung klar festgelegter Kriterien – sechs unterschiedliche Lichtbogenentstehungstypen definiert, deren charakteristische Merkmale sich in unterschiedlich starker Ausprägung in den Signalverläufen der Zielgrößen der String-Spannung  $U_{String}$  und des String-Stroms  $I_{String}$  wiederfinden und eindeutig identifizieren lassen.
- Es konnte der Nachweis erbracht werden, dass die Amplitudenänderung der String-Spannung  $U_{String}$  in Folge eines Lichtbogenerignisses, im Gegensatz zu den Reaktionen im zeitlichen Signalverlauf des String-Stroms  $I_{String}$ , absolut einstrahlungsunabhängig ist. Darüber hinaus liegt der Gradient der Signalflanken der String-Spannung  $U_{String}$  im Zündmoment des Lichtbogens um einige Zehnerpotenzen über den äquivalenten Gradienten des String-Stroms  $I_{String}$ . Demzufolge ist der zeitliche Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  als Kriterium zu sicheren Detektion serieller Störlichtbögen in Photovoltaikanlagen in den Mittelpunkt der weiteren Forschungsaktivitäten gerückt.
- Die, auf Basis der Resultate der Feldversuche aufgestellten Hypothesen bezüglich einer möglichst frühzeitigen und zuverlässigen Detektion serieller Störlichtbogenerignisse in Photovoltaikgeneratoren unter Verwendung des zeitlichen Signalverlaufes der String-Spannung  $U_{String}$ , konnten anhand der gezielt im Labor durchgeführten Versuchsreihen zur Lichtbogenspannung  $U_{LB}$ , mit dem Fokus auf den 03-09-Gradienten im eigentlichen Zündmoment in vollem Umfang bestätigt und darüber hinaus noch ergänzt werden. Die Ergebnisse der Laborversuche belegen eindeutig, dass das für die Ausgleichsvorgänge der an den String-Anschlussklemmen gemessenen String-Spannung  $U_{String}$  verantwortliche Ereignis während des Entstehungsprozesses eines seriellen Lichtbogens innerhalb eines Single-String-Photovoltaikgenerators – die mit dem Zündmoment einhergehende Signalflanke der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  – nahezu unabhängig von allen analysierten Einflussparametern ist. Im Fokus standen hierbei vor allem die wesentlichen, bereits im Vorfeld recherchierten Einflussparameter auf die Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  (vgl. Kapitel 4.1.6): Elektrodenmaterial und Stromstärke an der Fehlerstelle.

- Durch die Entwicklung eines zweiten, speziell für den Einsatz im Labor entwickelten Lichtbogengenerators konnten die gewonnenen Erkenntnisse zudem noch um belastbare Aussagen hinsichtlich des Einflusses der Kontaktöffnungsgeschwindigkeit konkretisiert werden. Die Messdatenauswertung der Laborversuche zeigt, dass der 03-09-Gradienten der Lichtbogenspannung  $U_{LB}$  im eigentlichen Zündmoment selbst bei verschiedenen Kontaktöffnungsgeschwindigkeiten immer im Bereich von  $10^8$  V/sec. liegt, somit unabhängig von der jeweiligen Entstehungsursache ist und demzufolge als Detektionskriterium losgelöst von der spezifischen Fehlerhistorie eindeutig identifiziert werden. Außerdem ermöglicht der extreme Gradient der Signalflanke aufgrund eines seriellen Störlichtbogens im zeitlichen Verlauf der String-Spannung  $U_{String}$  die Abgrenzung gegenüber anderen Fehlerereignisse oder zumindest leistungsreduzierenden Ereignisse wodurch die Gefahr von Fehlauflösungen bei Verwendung des hier präferierten Detektionskriteriums deutlich reduziert wird.

Zur Verbesserung des Verständnisses des gleichstromseitigen, elektrischen Klemmenverhaltens von Single-String-Photovoltaikanlagen bei dynamischer Anregung in Form eines seriellen (Stör-) Lichtbogen im Allgemeinen, sowie zur Erweiterung des Erkenntnishorizont hinsichtlich der Anwendbarkeit des an den String-Anschlussklemmen gemessenen, zeitlichen Signalverlaufes der String-Spannung  $U_{String}$  zur sicheren Detektion serieller Störlichtbogenereignisse in Photovoltaikgeneratoren im Speziellen, wurde ein mathematisch-physikalisches Simulationsmodell entwickelt, welches alle für die Betrachtungen notwendigen Elemente (Photovoltaikgenerator, Wechselrichter, Gleichstromverkabelung und serieller Lichtbogen) in ausreichend detaillierter Form inkludiert und die lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgänge im zeitlichen Signalverlauf der, an den String-Anschlussklemmen gemessenen String-Spannung  $U_{String}$  realgetreu nachbilden kann. Hierdurch besteht die Möglichkeit vielfältige Untersuchungen gezielt durchführen zu können, unabhängig der aktuellen Umgebungs- und Witterungsbedingungen sowie ohne umfangreiche, arbeits- und zeitintensive Messkampagnen.

In diesem Zusammenhang ist der Photovoltaikgenerator, dessen Quellencharakteristik und Punkt maximaler Leistung (MPP) die grundlegende Basis und den Ausgangspunkt aller weiteren Simulationsschritte darstellen, von zentraler Bedeutung. Zur vollständigen, simulativen Nachbildung der, bei Anregung des Gleichstrom-Klemmenverhaltens eines Photovoltaikgenerators durch einen seriellen Lichtbogen auftretenden Effekte, wurde ein Solarzellenmodell entworfen, welches neben dem statischen auch das dynamische elektrische Verhalten einer Solarzelle ausreichend beschreibt.

Auch der Tatsache, dass unterschiedliche Temperaturen und solare Einstrahlungsstärken einen massiven Einfluss auf die charakteristischen, elektrischen Kenngrößen einer Solarzelle und damit auf das komplette Kennlinienverhalten von Photovoltaikgeneratoren haben wurde durch die Implementierung entsprechender Algorithmen zur realgetreuen, an die jeweils vorherrschenden Umweltbedingungen angepassten, Berechnung des Kurzschlussstroms  $I_K$  und der Leerlaufspannung  $U_{LL}$  sowie des MPP-Stroms  $I_{MPP}$  und der MPP-Spannung  $U_{MPP}$  in vollem Umfang berücksichtigt.

Alle, zu den einzelnen systemspezifischen Teilkomponenten angestellte Berechnungen wurden im Zuge des Modellbildungsprozesses zu Gesamtalgorithmen bzw. zu einem Gesamtsimulationsmodell zusammengefasst. Dieses wurde in die Simulationsumgebung von MATLAB/Simulink als auch von LTSpice implementiert und anhand konkreter Messwerte unter Berücksichtigung verschiedenster Umgebungsbedingungen und Versuchsparameter verifiziert werden. Die doppelte Ausführung liegt neben den obligatorischen, iterativen Entwicklungszyklen vor allem in den, während der Erarbeitung des alternativen Modellierungsansatzes in Form einer anlagenspezifischen Übertragungsfunktion gewonnenen Erkenntnissen, wonach eine zusätzliche Umsetzung des mathematisch-physikalische Gesamtmodell in LTSpice unverzichtbar ist, begründet. Durch die gezielte Auswahl der zugrundeliegenden Ersatzschaltbilder und die detaillierte Ermittlung der benötigten Modellparameter konnte eine gute Übereinstimmung der simulierten mit den gemessenen Werten erzielt werden.

Basierend auf den Resultaten der experimentellen Feld- und Laborversuche wurden die bestehenden Erkenntnisse unter anderem um die Ergebnisse gezielter Parameterstudien ergänzt. Dem Bode-Diagramm der berechneten Übertragungsfunktion des linearisierten Gesamtmodells zufolge hat der Filtereffekt der Photovoltaikanlage selbst keine signifikante Auswirkung auf die reaktiven, lichtbogenbedingten Antwortsignale der String-Spannung  $U_{String}$ . Auch die, maßgeblich für das dynamische Verhalten des betrachteten Systems verantwortlichen Elemente – der Differentielle Gesamtwiderstand der Dioden des Photovoltaikgenerators sowie die Induktivitäten und Kapazitäten der Gleichstromverkabelung – konnten direkt aus der approximierten Übertragungsfunktion abgeleitet werden.

Die Ergebnisse der Parameterstudie belegen eindeutig, dass selbst bei Veränderung dieser Elemente respektive derer äquivalenter Systemkomponenten – beispielsweise durch Variation der Länge der Gleichstromverkabelung oder unterschiedlicher Flankensteilheiten der Lichtbogen-Spannung im Zündmoment – der an den String-Anschlussklemmen gemessene, zeitliche Signalverlauf der String-Spannung  $U_{String}$  definitiv als Kriterium zur Detektion serieller Störlichtbögen genutzt werden kann.

Mit den Ergebnissen dieser Arbeit wurde ein alternatives Detektionskriterium im Zeitbereich – in Form der, durch die Spannungsflanke der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  im Zündmoment des Lichtbogens verursachten, Änderung im zeitlichen Signalverlauf der an den String-Anschlussklemmen des Wechselrichters gemessene String-Spannung  $U_{String}$  – als Ersatz zu den bereits bestehenden, frequenzbasierten Algorithmen vorgestellt.

Dessen prinzipielle Eignung, Haupteinflussgrößen und gültige Anwendungsbereich wurde sowohl in Theorie und als auch in Praxis überprüft, ermittelt und festgelegt. Somit hat diese Arbeit gezeigt, dass auch mit Hilfe einfacher Methoden die Detektion serieller Störlichtbögen in Single-String-Photovoltaikanlagen im Zeitbereich möglich ist.

Aufgrund verschiedener Restriktionen – wie beispielsweise der begrenzten Auswahl an, für die Durchführung experimenteller Untersuchungen zur Verfügung stehenden Testanlagen – beschränken sich die Ausführungen dieser Dissertation auf die Untersuchung serieller Störlichtbogenerscheinungen in Single-String-Photovoltaikanlagen. Für die Zukunft wäre es zum Beispiel erstrebenswert, wenn das bestehende Modell durch kontinuierliche Forschungsbestrebungen um ein wissenschaftlich fundiertes und durch experimentelle Messungen verifiziertes Teilmodell zur Simulation paralleler Störlichtbögen oder anderer Fehlereignisse im Sinne eines veränderten Anregungssignals (z.B. Verschattung) ergänzt werden würde. Auch die Berücksichtigung anderer Wechselrichtertypen (z.B. Master-Slave-Kombinationen oder modulintegrierte Wechselrichterkonzepte) oder verschiedener Photovoltaikanlagentypen mit mehreren parallelen Strings oder Cross-Over-Verbindungen wären durchaus von Interesse.

## Literaturverzeichnis

### Literatur zu Kapitel 1: Einleitung

- [1.1] BERGER, F.: *Der Störlichtbogen – ein Überblick*. 20. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 7.-9. Oktober 2009, VDE-Fachbericht 65, Seiten 199-205, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2009.
- [1.2] BEIHOFF, ET AL.: *Chaos Sensing Arc Detector*. United States Patent, Patent Number: US 5,185,687, Eaton Corporation, Cleveland, Ohio, 09. Februar, 1993.
- [1.3] ZEDLITZ, P.: *Elektrischer Lichtbogendetektor*. Deutsches Patent- und Markenamt, Deutsches Aktenzeichen: DE 692 31 066 T 2, Siemens Energy & Automation Inc., Alpharetta, US, 30. November, 1992.
- [1.4] SAPIR, M.: *Apparatus for the detection and early warning of electrical arcing fault*. World Intellectual Property Organization, International Publication Number: WO 01/73912 A1, 04. Oktober, 2001.
- [1.5] GRAF, H. M.: *System zur Absicherung von Lichtbögen in Leitungen mit geringer Stromführung*. Deutsches Patent- und Markenamt, Deutsches Aktenzeichen: DE 101 55 769 A 1, Siemens AG, München, 14. November, 2001.
- [1.6] McMAHON, R. P., ARCHER, J. R.: *Arc-Fault detecting circuit breaker system*. World Intellectual Property Organization, International Publication Number: WO 01/95452 A1, Raytheon Company, 13. Dezember, 2001.
- [1.7] ZUERCHER, J. C., HASTINGS, J. K.: *Detection of arcing in DC electrical systems*. World Intellectual Property Organization, International Publication Number: WO 02/39561 A2, Eaton Corporation, 16. Mai, 2002.
- [1.8] ZUERCHER, J. C., SCHMALZ, S. C.: *Apparatus for detecting arcing and overcurrents in DC electrical systems subject to cyclic disturbances*. United States Patent, Patent Number: US 2003/0038640 A1, Eaton Corporation, Cleveland, Ohio, 27. Februar, 2003.
- [1.9] McBETH, B. F.: *Method and apparatus for detecting upstream series arc faults*. United States Patent, Patent Number: US 6,628,487 B1, Pass & Seymour Inc., 30. September, 2003.
- [1.10] GUO, S. Y., JONES, J. L., DOOLEY, A. S.: *DC arc detection and prevention circuit and method*. United States Patent, Patent Number: US 6,683,766 B1, Yazaki North-America Inc., 27. Januar, 2004.

- [1.11] HAUSCHILD, H., MUELLER, I., KOERNER, M.: *Anordnung zum inhärenten Störlichtbogenschutz in Photovoltaik-Anlagen*. World Intellectual Property Organization, International Publication Number: WO 2004/010556 A2, Technische Universität Ilmenau, 29. Januar, 2004.
- [1.12] SCHOEPF, T. J., NAIDU, M., GOPALAKRISHAN, S.: *Smart wire harness for an electrical circuit*. United States Patent, Patent Number: US 2004/0150410 A1, Delphi Technologies Inc., 05. August, 2004.
- [1.13] BANKE, B., PETERSEN, H.-H.: *Verfahren und Vorrichtung zur Erkennung von Fehlerstrom-Lichtbögen in elektrischen Stromkreisen*. Deutsches Patent- und Markenamt, Deutsches Aktenzeichen: DE 10 2004 056 436 A1, ESW-Extel Systems Wedel Gesellschaft für Ausrüstung mbH, 19. November, 2004.
- [1.14] KRUEGER, M.: *Verfahren und Vorrichtung zur Erkennung einer breitbandigen Rauschquelle in einem Gleichspannungs-Verteilungsnetz*. Deutsches Patent- und Markenamt, Deutsches Aktenzeichen: DE 103 59 532 B3, Fachhochschule Dortmund, 17. Dezember, 2003.
- [1.15] SARKOZI, J. G., EVERS, N. A.: *Detection of partial discharge or arcing in wiring via fiber optics*. United States Patent, Patent Number: US 2005/0134837 A1, General Electric Company, 23. Juni, 2005.
- [1.16] ZUERCHER, J. C., PAHL, B., HASTINGS, J. K.: *Arc fault detector responsive to patterns in interval to interval change in integrated sensed current values*. United States Patent, Patent Number: US 2006/0274460 A1, Eaton Electrical Inc., Pittsburgh, 07. Dezember, 2006.
- [1.17] KILROY, D. G., OLDENBURG, W. H.: *DC arc fault detection and protection*. United States Patent, Patent Number: US 2007/0133135 A1, Carlson, Gaskey & Olds P.C. (HSP), 14. Juni, 2007.
- [1.18] PRIOR, O., JUCHEM, R., VICTOR, M.: *Method of monitoring a photovoltaic generator*. United States Patent, Patent Number: US 2008/0106250 A1, SMA Technology AG, Niestetal, 08. Mai, 2008.
- [1.19] WALLACE, L., WILLIAMS, L.: *Arc detection in photovoltaic DC circuits*. Australian Patent Office, Application No.: AU 2010101074 B4, Solar Developments Pty Ltd., 04. November, 2010.
- [1.20] KOJORI, H. A.: *Method and apparatus for generalized AC and DC arc fault detection and protection*. United States Patent, Patent Number: US 2011/0012607 A1, Honeywell International Inc., 20. Januar, 2011.

- [1.21] DARGATZ, M., FORNAGE, M.: *Method and apparatus for detection and control of DC arc faults*. United States Patent, Patent Number: US 2011/0019444 A1, Enphase Energy Inc., 27. Januar, 2011.
- [1.22] CHAINTREUIL, N., PERICHON, P., VALLET, S.: *Method for detecting an electric arc in a photovoltaic installation*. United States Patent, Patent Number: US 2011/0267721 A1, Commissariat a l'energie atomique et aux energies, Paris, 03. November, 2011.
- [1.23] ROZMAN, G. I., SWENSON, J. C.: *SSPC for parallel arc fault detection in DC power systems*. United States Patent, Patent Number: US 2011/0299201 A1, Hamilton Sundstrand Corporation, Windsor Locks, 08. Dezember, 2011.
- [1.24] WARD, P., DANIELS, B.: *An arc fault detector for AC or DC installations*. World Intellectual Property Organization, International Publication Number: WO 2011/151267 A2, Shakira Limited, Ballinasloe, 08. Dezember, 2011.
- [1.25] KIM, C.: *Apparatus and method for fault detection and location determination*. United States Patent, Patent Number: US 2012/0086459 A1, Howard University, Washington, 12. April, 2012.
- [1.26] YOSCOVICH, I., SELLA, G., GAZIT, M., GALIN, Y., BRAGINSKY, D., HANDELSMAN, L., ADEST, M.: *Arc detection and prevention in a power generation system*. UK Patent Application: GB 2485527 A, Solaredge Technologies Ltd., Hod Hasharon, Israel, 23. Mai, 2012.
- [1.27] KILROY, D. G., OLDENBURG, W. H.: *DC arc fault detection and protection*. European Patent Application: EP 2 482 409 A2, Hamilton Sundstrand Corporation, Windsor Locks, 01. August, 2012.
- [1.28] PAHL, B., SCHOEPF, T., LUEBKE, C. J., DEVIR, D. W., HASTINGS, J. K.: *Schutzsysteme für Solaranlagen*. 21. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 28.-30. September 2011, VDE-Fachbericht 67, Seiten 181-186, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [1.29] LAUKAMP, H.: *Schadens- und Brandfallanalyse an PV-Anlagen*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, PV-Brandsicherheit Workshop, Freiburg, 21. Januar, 2013.
- [1.30] STROBEL, C., MECKLER, P.: *Arc faults in photovoltaic systems*. Proceedings of the 56<sup>th</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts (HOLM), Charleston (SC), S. 216-222, 4.-7. Oktober, 2010.
- [1.31] ZHAO, Y., MOSESIAN, J., LYONS, R., LEHMAN, B.: *Line-Line fault analysis and protection challenges in solar photovoltaic arrays*. IEEE Transactions on industrial electronics, Vol. 60, Issue 9, S. 3784-3795, September 2013,

- [1.32] RABLA, M., TISSERAND, E., SCHWEITZER, P., LEZAMA, J.: *Arc fault analysis and localisation by cross-correlation in 270 V DC*. Proceedings of the 59<sup>th</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts (HOLM), 22.-25. September, 2013.
- [1.33] JOHNSON, J., MONTOYA, M., McCALMONT, S., KATZIR, G., FUKS, G., EARLE, J., FRESQUEZ, A., GONZALEZ, S., GRANATA, J.: *Differentiating Series and Parallel Photovoltaic Arc-Faults*. Proceedings of the 38<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 720-726, Austin, 3.-8. Juni, 2012.
- [1.34] BIENIEK, S.: *Impedanzspektroskopie an Photovoltaikanlagen – Systemanalyse zur Erkennung und Klassifizierung von Störlichtbögen*. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, 07. September, 2012.
- [1.35] JOHNSON, J., SCHOENWALD, D., KUSZMAUL, S., STRAUCH, J., BOWER, W.: *Creating Dynamic Equivalent PV Circuit Models With Impedance Spectroscopy For Arc Fault Modeling*. Proceedings of the 37<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 2328-2333, Seattle, 19.-24. Juni, 2011.
- [1.36] JOHNSON, J., KLANG, J.: *Arc-fault detector algorithm evaluation method utilizing prerecorded arcing signatures*. Proceedings of the 38<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1378-1382, 03.-08. Juni, 2012.
- [1.37] REIL, F., SEPANSKI, A., RAUBACH, S., VOSEN, M., DIETRICH, E.: *Comparison of different DC arc spectra – derivation of proposals for the development of an international arc fault detector standard*. Proceedings of the 39<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1589-1593, 16.-21. Juni, 2013.
- [1.38] WANG, Z., BALOG, R. S.: *Arc fault and flash detection in DC photovoltaic arrays using wavelets*. Proceedings of the 39<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1619-1624, 16.-21. Juni, 2013.
- [1.39] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: *DC arc detection and interruption in photovoltaic power systems*. New Work Item Proposal 82/973/NP, Technical Committee (TC) 82, Project: 60904-9-1 Ed. 1.0; April, 2015.
- [1.40] NATIONAL ELECTRICAL CODE: *Arc Fault Circuit Protection (Direct Current)*. 2011 National Electrical Code (NEC), Article 690 Solar Photovoltaic (PV) Systems, 690.11 Arc Fault Circuit Protection (Direct Current)
- [1.41] UNDERWRITERS LABORATORIES: *Outline of investigations for photovoltaic (PV) DC arc-fault circuit protection*. Underwriters Laboratories (UL) Subject 1699B, Issue Number 1, 29. April, 2011.

- [1.42] HAEBERLIN, H.: *Arc detector as an external accessory device for PV inverters for remote detection of dangerous arcs on the DC side of PV plants*. Proceedings of the 25<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Valencia, Spanien, 2010.
- [1.43] LUEBKE, C., PIER, T., PAHL, B., BREIG, D., ZUERCHER, J.: *Field Test Results of DC Arc Fault Detection on Residential and Utility Scale PV Arrays*. Proceedings of the 37<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1832-1836, Washington, 19.-24. Juni, 2011.
- [1.44] JOHNSON, J., PAHL, B., LUEBKE, C., PIER, T., MILLER, T., STRAUCH, J., KUSZMAUL, S., BOWER, W.: *Photovoltaic DC arc fault detector testing at Sandia national laboratories*. Proceedings of the 37<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 3614-3619, Washington, 19.-24. Juni, 2011.
- [1.45] BORGNA, L., HAEBERLIN, H.: *Tests an Lichtbogendetektoren nach UL 1699B*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, PV-Brandsicherheit Workshop, Freiburg, 21. Januar, 2013.

## Literatur zu Kapitel 2: Relevante Betrachtungen zur Photovoltaik

- [2.1] BEQUEREL, A. E.: *Memoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires*. Comptes rendus hebdomadaires des séances de l'Académie des sciences, Académie des sciences (France), 1835-1965.
- [2.2] EINSTEIN, A.: *Über einen die Erzeugung und Verwandlung des Lichtes betreffenden heuristischen Gesichtspunkt*. Annalen der Physik, Band 17, S. 132 ff., Verlag von Johann Ambrosius Barth, Leipzig, 1905.
- [2.3] PLANCK, M.: *Zur Theorie des Gesetzes der Energieverteilung im Normalspektrum*. Verhandlungen der Deutschen Physikalischen Gesellschaft im Jahre 1900. Jahrgang 2, Nr. 17, SS. 237-245, Verlag von Johann Ambrosius Barth, Leipzig, 1900.
- [2.4] LEWIS, G. N.: *The conservation of photons*. Nature Vol. 118, No. 2981, S. 874-875, 18. Dezember 1926.
- [2.5] GÖRLICH, P.: *Photoeffekte Band1, Historische Entwicklung, Photoemission der Metalle*. Akademische Verlagsgesellschaft Geest & Portig K.-G., Leipzig, 1962.
- [2.6] HERTZ, H.: *Über den Einfluss des ultravioletten Lichtes auf die elektrische Entladung*. Annalen der Physik und Chemie 267, Nr. 8, S. 983 ff., 1887.

- [2.7] HALLWACHS, W.: *Über den Einfluss des Lichtes auf elektrostatisch geladene Körper*. Annalen der Physik und Chemie 269, Nr. 2, S. 301 ff., 1888.
- [2.8] THOMSON, J. J.: *On the theory of the conduction of electricity through gases by charged ions*. Philosophical Magazine Series 5, Volume 47, Issue 286, 1899.
- [2.9] LENARD, P.: *Erzeugung von Kathodenstrahlen durch ultraviolettes Licht*. Annalen der Physik. 307, Nr. 6, S. 359-375, 1900.
- [2.10] DEMTRÖDER, W.: *Experimentalphysik 3 - Atome, Moleküle und Festkörper*. Vierte, überarbeitete Auflage, © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [2.11] SPICER, W. E.: *Photoemissive, photoconductive, and optical absorption studies of alkali-antimony compounds*. Physical Review, Volume 112, Number 1, S. 114 ff., October 1958.
- [2.12] WILLOUGHBY, S.: *Effect of light on selenium during the passage of an electric current*. Nature Vol.7, No. 173, S. 303-303, 20 February 1873.
- [2.13] GUDDEN, B., POHL, R.: *Über die lichtelektrische Leitfähigkeit von Zinkblende*. Zeitschrift für Physik, Vol. 5, Issue 2, 1921.
- [2.14] ADAMS, W. G., DAY, R. E.: *The action of light on selenium*. Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Vol. 167, S. 313-349, 1. January 1877.
- [2.15] SCHOTTKY, W.: *Über Sperr- und Photoeffekte an der Grenze von Kupferoxydul gegen aufgestäubte Metallschichten*. Die Naturwissenschaften, Vol. 18, Issue 33, S. 735-736, 15. August 1930.
- [2.16] LANGE, B.: *Über die spektrale Empfindlichkeit von Sperrschicht-Photozellen*. Die Naturwissenschaften, Vol. 19, Issue 23-25, S. 525-530, 5. Juni 1931.
- [2.17] BERGMANN, L.: *Lichtelektrische Untersuchungen an Halbleitern*. Zeitschrift für Physik, Vol. 100, Issue 1-2, S 50-79, 1936.
- [2.18] HERRMANN, K. H.: *Der Photoeffekt, Grundlagen der Strahlungsmessung*. © Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig/Wiesbaden, 1994.
- [2.19] HOLLEMAN, A. F., WIBERG, E.: *Lehrbuch der anorganischen Chemie*. © Walter de Gruyter & Co., Berlin, 1995.
- [2.20] MERTENS, K.: *Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. © Carl Hanser Verlag München, 2013.
- [2.21] QUASCHNING, V.: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation*. © Carl Hanser Verlag, 2009.

- [2.22] GROSS, R., MARX, A.: *Festkörperphysik*. © Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2012.
- [2.23] ASHCROFT, N. W., MERMIN, N. M.: *Festkörperphysik*. © Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2007.
- [2.24] HELLWEGE, K. H.: *Einführung in die Festkörperphysik*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1981.
- [2.25] IBACH, H., LÜTH, H.: *Festkörperphysik, Einführung in die Grundlagen*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2002.
- [2.26] GOSSNER, S.: *Grundlagen der Elektronik – Halbleiter, Bauelemente und Schaltungen*. Shaker Verlag GmbH, 2008.
- [2.27] SCHAUMBURG, H.: *Werkstoffe und Bauelemente der Elektrotechnik 2 – Halbleiter*. © B. G. Teubner, Stuttgart, 1991.
- [2.29] CHAPIN, D. M., Fuller, C. S., Pearson, G. L.: *A New Silicon pn Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power*. Journal of Applied Physics, Band 25, S. 676-677, 1954.
- [2.30] HOINKIS, J., LINDNER, E.: *Chemie für Ingenieure*. © Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2007.
- [2.28] HAEBERLIN, H.: *Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. © Elektrosuisse Verlag, 2010.
- [2.31] WITH, H.: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fassung vom 28.07.2014.
- [2.32] WAGNER, A.: *Photovoltaik Engineering – Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [2.33] SPRADVEDLYSY, V.: *Wirkungsgradoptimierung von dezentralen Energiesystemen dargestellt am Beispiel eines solarenergiegespeisten Asynchronantriebes*. Dissertation, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 19.11.2003.

### Literatur zu Kapitel 3: Relevante Betrachtungen zum Lichtbogen

- [3.1] MAECKER, H., ET AL.: *The electric arc – The Physics of Stationary Gas Discharges near Thermal Equilibrium*. © H. Popp Matlab GmbH, 2009.
- [3.2] SLADE, P. G.: *Electrical Contacts – Principles and Applications*. © Taylor & Francis Group, LLC, 2014.
- [3.3] MONASCH, B.: *Der elektrische Lichtbogen bei Gleichstrom und Wechselstrom*. © Verlag von Julius Springer, Berlin, 1904.
- [3.4] DAVY, H.: *Elements of Chemical Philosophy, Part I, Vol. I*. Published by Bradford and Inskeep, New York, 1812.
- [3.5] THOMPSON, S. P.: *The Arc Light – Lecture I*. Journal of the society of arts, Nr. 2240, Vol. 43, S. 943-961, 25. Oktober, 1895.
- [3.6] KNIGHT, D.: *Humphry Davy: Science and Power*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2008.
- [3.7] HAGENBACH, A.: *Der elektrische Lichtbogen*. Handbuch der Physik, Kapitel 6, S. 324-353, © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1927.
- [3.8] ALGLAVE, E., BOULARD, J.: *The Electric Light – It's History, Production and Applications*. D. Appleton and Company, New York, 1884.
- [3.9] HOPPE, E.: *Geschichte der Elektrizität*. Johann Amborsius Barth Verlag, Leipzig, 1884.
- [3.10] PETROV, V. V.: *Announcements on Galvano-Voltaic experiments, conducted by the Professor of Physics Vasilii Petrov, based on an enormous battery, consisting of 4200 copper and zinc disks, located at St. Petersburg's Medical and Surgical Academy (in Russian)*. St. Petersburg, Russia: St. Petersburg's Medical and Surgical Academy, 1803.
- [3.11] ANDERS, A.: Tracking Down the Origin of Arc Plasma Science – II. Early Continuous Discharges. IEEE Transaktion on Plasma Science, Vol. 31, Nr. 4, S. 1060-1069, August, 2003.
- [3.12] PFENDER, E., BOULOS, M., FAUCHAIS, P.: *Methods and Principles of Plasma Generation*. Plasma Technology In Metallurgical Processing, Iron and Steel Society (Inc.), Chapter 4, Seiten 27-47, Warrendale (PA), USA, 1987.
- [3.13] SAY, M. G., JONES, G. R.: *Electrotechnology*. Electrical Engineer's Reference Book, Chapter 2, © Elsevier Science, 2003.

- [3.14] VINARICKY, E.: *Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendungen – Grundlagen, Technologien, Prüfverfahren*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2002.
- [3.15] FLUEGGE, S.: *Handbuch der Physik, Band 22, Gasentladungen 2*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1956.
- [3.16] RIEDER, W.: *Plasma und Lichtbogen*. © Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig / Wiesbaden, 1967.
- [3.17] ENGEL, A. v., STEENBECK, M.: *Elektrische Gasentladungen, Ihre Physik und Technik – Zweiter Band, Entladungseigenschaften und Technische Anwendungen*. © Verlag von Julius Springer, Berlin, 1934.
- [3.18] ROTHER, W., ET AL.: *Plasma- und Schalttechnik*. Technische Hochschule Ilmenau, Sektion Elektrotechnik, Ilmenau, 1975.
- [3.19] KUECHLER, A.: *Hochspannungstechnik, Grundlagen – Technologien – Anwendungen*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2005.
- [3.20] MUELLER, I.: *Störlichtbogenschutz im Gleichstromteil von Photovoltaik-Anlagen*, Wissenschaftsverlag Ilmenau, Ilmenau, 2002.
- [3.21] ERK, A., SCHMELZLE, M.: *Grundlagen der Schaltgerätetechnik – Kontaktglieder und Löscheinrichtungen elektrischer Schaltgeräte der Energietechnik*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1974.
- [3.22] WEIZEL, W., ROMPE, R.: *Theorie elektrischer Lichtbögen und Funken*. Johann Ambrosius Barth Verlag, Leipzig, 1949.
- [3.23] FRIDMAN, A., KENNEDY, L. A.: *Plasma Physics and Engineering*. © Taylor & Francis Group, LLC, 2011.
- [3.24] EDELS, H.: *Properties and theory of the electric arc – A Review of Progress*. Proceedings of the IEE – Part A: Power Engineering, Volume: 108, Issue: 37, Seiten 55-69, Februar, 1961.
- [3.25] RIEDER, W.: *Elektrische Kontakte, Eine Einführung in ihre Physik und Technik*. © VDE Verlag, Berlin und Offenbach, 2000.
- [3.26] NOACK, F.: *Einführung in die elektrische Energietechnik*. © Carl Hanser Verlag, München, Wien, 2003.
- [3.27] CRASTAN, V.: *Elektrische Energieversorgung 1 – Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [3.28] PHILLIPPOW, E.: *Taschenbuch Elektrotechnik – Band 5, Elemente und Baugruppen der Elektroenergietechnik*. VEB Verlag Technik, Berlin, 1980.

- [3.29] BURKHARD, G.: *Schaltgeräte der Elektroenergie-technik – Grundlagen und technische Ausführung*. VEB Verlag Technik, Berlin, 1985.
- [3.30] LINDMAYER, M.: *Schaltgeräte - Grundlagen, Aufbau, Wirkungsweise*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1987.
- [3.31] KEEL, C. G.: *Lehrbuch der Schweisstechnik – Band 1*. © Springer Basel AG, 1961.
- [3.32] MUETZEL, T.: *Physikalische Grundlagen und Lösungsansätze zum Schalten von Gleichströmen*. 21. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 28.-30. September 2011, VDE-Fachbericht 67, Seiten XXX-YYY, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [3.33] BENISCHKE, G.: *Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik*. © Verlag von Julius Springer, Berlin, 1922.
- [3.34] PRANG, H.-P.: *Lichtbögen in elektrischen Anlagen – Abgrenzung zwischen Betriebs- und Brandschaden*. Mitteilungsblatt des Bundes Technischer Experten e. V., Nr. 14, S. 4-6, 2009. © Springer Verlag Berlin Heidelberg, 1914.
- [3.35] BERGER, F.: *Der Störlichtbogen – ein Überblick*. 20. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 7.-9. Oktober 2009, VDE-Fachbericht 65, Seiten 199-205, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2009.
- [3.36] GROSSE, R.: *Konzept zum Schutz von Fahrzeug-Bordnetzen vor den Auswirkungen gefährlicher Lichtbogen-Fehlerfälle*. Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 11.01.2008.
- [3.37] SEO, G.-S., CHO, B.-H., Lee, K.-C.: *Photovoltaic module-level DC-DC converter with arc fault protection scheme for DC distribution system*. IEEE 5th Annual International Energy Conversion Congress and Exhibition for the Asia/Pacific region, IEEE ECCE Asia Downunder (ECCE Asia), S. 917-923, 3.-6. Juni, 2013.
- [3.38] SCHUFFT, W.: *Taschenbuch der Elektrischen Energietechnik*. Fachbuchverlag Leipzig, © Carl Hanser Verlag München, 2007.
- [3.39] ECKER, G.: *Die Stabilisierung des Lichtbogens vor Anode und Kathode*. Zeitschrift für Physik, Band 136, S. 1-16, 1953.
- [3.40] WEIZEL, W., ROMPE, R., SCHOEN, M.: *Zur Theorie der kathodischen Entladungsteile eines Lichtbogens*. Zeitschrift für Physik, Band 115, S. 179-201, 1940.
- [3.41] ECKER, G.: *Electrode components of the arc discharge*. Ergebnisse der Exakten Naturwissenschaften, Volume 33, S. 1-104, 1961.
- [3.42] HARRY, J. E.: *Introduction to Plasma Technology – Science, Engineering and Applications*. © Wiley-VCH Verlag & Co. KGaA, Weinheim, 2010.

- [3.43] ENGEL, A. v., STEENBECK, M.: *Elektrische Gasentladungen, Ihre Physik und Technik - Erster Band, Entladungseigenschaften und Technische Anwendungen*. © Verlag von Julius Springer, Berlin, 1934.
- [3.44] PHILLIPOW, E.: *Grundlagen der Elektrotechnik*. VEB Verlag Technik, Berlin, 1984.
- [3.45] HOLM, R.: *Electric Contacts - Theory and Applications*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2000.
- [3.46] HETZMANNSEDER, E., ZUERCHER, J.: *Lichtbogenfehler*. 16. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 26.-28. September 2001, VDE-Fachbericht 57, Seiten 29-34, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2001.
- [3.47] RESTREPO, C. E.: *Arc Fault Detection and Discrimination Methods*. Proceedings of the 53<sup>th</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts (HOLM), S. 115-122, 16.-19. September, 2007.
- [3.48] HEARING, A., BIENIEK, S., LASCHINSKI, J.: *Arc-Free PV System – Preventing and Detecting Arcs As Whole*. Proceedings of the 26<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 5.-6. September, 2011.
- [3.49] DINI, D. A., BRAZIS, P. W., YEN, K.-H.: *Development of arc-fault circuit-interrupter requirements for photovoltaic systems*. Proceedings of the 37<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1790-1794, Washington, 19.-24. Juni, 2011.
- [3.50] SEO, G.-S., CHO, B.-H., Lee, K.-C.: *Arc protection scheme for DC distribution systems with photovoltaic generation*. International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Nagasaki, 11.-14. November, 2012.
- [3.51] JOHNSON, J., MONTROYA, M., McCALMONT, S., KATZIR, G., FUKS, G., EARLE, J., FRESQUEZ, A., GONZALEZ, S., GRANATA, J.: *Differentiating Series and Parallel Photovoltaic Arc-Faults*. Proceedings of the 38<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 720-726, Austin, 3.-8. Juni, 2012.
- [3.52] FLICKER, J., JOHNSON, J.: *Electrical Simulations of Series and Parallel PV Arc-Faults*. Proceedings of the 39<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 3165-3172, Tampa Bay, 16.-21. Juni, 2013.
- [3.53] RABLA, M., TISSERAND, E., SCHWEITZER, P., LEZAMA, J.: *Arc fault analysis and localisation by cross-correlation in 270 V DC*. Proceedings of the 59<sup>th</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts (HOLM), 22.-25. September, 2013.

- [3.54] PAHL, B., SCHOEPF, T., LUEBKE, C. J., DEVIR, D. W., HASTINGS, J. K.: *Schutzsysteme für Solaranlagen*. 21. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 28.-30. September 2011, VDE-Fachbericht 67, Seiten 181-186, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [3.55] STROBL, C.: *Detektionsverfahren für Störlichtbögen bei AC und DC*. 21. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 28.-30. September 2011, VDE-Fachbericht 67, Seiten 164-172, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [3.56] STROBEL, C., MECKLER, P.: *Arc faults in photovoltaic systems*. Proceedings of the 56<sup>th</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts (HOLM), Charleston (SC), S. 216-222, 4.-7. Oktober, 2010.
- [3.57] REIL, F., SEPANSKI, A., HERRMANN, W., ALTHAUS, J., VAASSEN, W., SCHMIDT, H.: *Qualification of Arcing Risks in PV Modules*. Proceedings of the 38<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 727-730, Austin, 3.-8. Juni, 2012.
- [3.58] REIL, F., SEPANSKI, A., VAASSEN, W., HEECKEREN, B. v., RAUBACH, S., VOSEN, M., THIELE, M., VOLBERG, G., SCHULZ, A., SCHMIDT, H., LAUKAMP, H., HALFMANN, M., BANSEMER, B., LOEBBERT, A.: *Determination of Arcing Risks in PV Modules with Derivation of Risk Minimization Measures*. Proceedings of the 39<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 3159-3164, Tampa Bay, 16.-21. Juni, 2013.
- [3.59] SOLARSERVER.DE.: *Photovoltaik: BP Solar gibt erste Erkenntnisse zur Brandursache des "Sonnenfleck"-Solardachs in Bürstadt bekannt*. Quelle: Deutsche BP AG, solarserver.de © Heindl Server GmbH, 19.08.2009, <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2009/photovoltaik-bp-solar-gibt-erste-erkenntnisse-zur-brandursache-des-sonnenfleck-solardachs-in-buerstadt-bekannt.html>
- [3.60] TAKASHIMA, T., YAMAGUCHI, J., OTANI, K., ISHIDA, M.: *Experimental Studies Of Failure Detection Methods In PV Module Strings*. Proceedings of the Conference Record of the 2006 IEEE 4<sup>th</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, S. 2227-2230, Waikoloa, 7.-12. Mai, 2006.
- [3.61] DREWITZ, Y.: *Methodik zur Durchführung einer Quantitativen Risikoanalyse unter Berücksichtigung des Standes der Sicherheitstechnik bei Störfall-Anlagen in Deutschland*. Dissertation, Fakultät III - Prozesswissenschaften der Technischen Universität Berlin, 05.12.2011.
- [3.62] VAASSEN, W., ZORNIKAU, J.: *Failure Mechanisms of Contact Faults in the DC-Circuit of the PV Arrays*. International Workshop, Arcing in Photovoltaic DC-Arrays, Burgdorf, Oktober, 2007.

- [3.63] ERHARD, F., BERGER, F.: *Measurements of DC arc faults in real photovoltaic systems*. Proceedings of the 48<sup>th</sup> International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Dublin, 2.-5. September, 2013.
- [3.64] STOERFALL-KOMMISSION: *Risikomanagement im Rahmen der Störfall-Verordnung*. Bericht, Leitfaden SFK-GS-41, Arbeitskreis Technische Systeme, Risiko und Verständigungsprozesse, 21.04.2004.
- [3.65] HAEBERLIN, H.: *Was tun bei Detektion? Sinnvolle Strategien zum Erreichen eines sicheren Anlagenzustands bei Auslösen des Lichtbogendetektors*. PV-Brandsicherheit Workshop Freiburg, 21. Januar, 2013.
- [3.66] MUELLER, I., KOERNER, M.: *Experimentelle Bestimmung der Eigenschaften von Lichtbögen in Solargeneratoren*. *Elektrie: deutsche Elektrotechnik*, Fachverband Elektrotechnik, Berlin: Heide & Partner, Bd. 55.2001, 10/12, S. 518-525, 2001.

#### **Literatur zu Kapitel 4: Experimente und Feldversuche**

- [4.1] HETZMANNSEDER, E., ZUERCHER, J.: *Lichtbogenfehler*. 16. Albert-Keil-Kontakt-seminar, Karlsruhe, 26.-28. September 2001, VDE-Fachbericht 57, Seiten 29-34, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2001.
- [4.2] HETZMANNSEDER, E., ZUERCHER, J.: *42VDC Arc Faults: Physics and Test Methods*. Proceedings of the 2<sup>nd</sup> International Conference "42 V PowerNet: Preparing for Mass Production", Ludwigsburt, 2001, Erschienen in: GRAF, A., ET AL.: *The New Automotive 42V PowerNet, Preparing for Mass Production*. S. 173-185, © expert Verlag, Renningen, 2001.
- [4.3] HETZMANNSEDER, E., ZUERCHER, J., HASTINGS, J. K., McNEILL, D.: *Method for Realistic Evaluation of Arc Fault Detection Performance*. Proceedings of the 21<sup>th</sup> International Conference on Electrical Contacts, S. 296-302, Zürich, 9.-12. September, 2002.
- [4.4] NAIDU, M., SCHOEPF, T. J., GOPALAKRISHNAN, S.: *Arc Fault Detection Scheme for 42-V Automotive DC Networks Using Current Shunt*. Proceedings of the IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 21, No. 3, S. 633-639, Mai, 2006.
- [4.5] SCHOEPF, T. J., NAIDU, M., GOPALAKRISHNAN, S.: *Störlichtbögen, deren Erkennung und Abschaltung in Kraftfahrzeug-Bordnetzen*. 17. Albert-Keil-Kontakt-seminar, Karlsruhe, 8.-10. Oktober 2003, VDE-Fachbericht 59, Seiten 39-48, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2003.

- [4.6] WANG, Y.: *Untersuchungen zur Entwicklung eines neuen Prüfverfahrens für die Beurteilung des Störlichtbogenverhaltens von elektrischen Leitungen der Luftfahrt*. Dissertation, Fachbereich 18 „Elektrotechnik und Informationstechnik“, Technische Universität Darmstadt, 02. Oktober, 2004.
- [4.7] MIL-STD-2223: *Military Standard Test Methods for Insulated Electric Wire – Method 3006: Wet Arc-Propagations Resistance*. 9. September, 1994.
- [4.8] MIL-STD-2223: *Military Standard Test Methods for Insulated Electric Wire – Method 3007: Dry Arc-Propagations Resistance*. 9. September, 1994.
- [4.9] ARUNACHALAM, S., DIONG, B.: *A Parametric Model Approach to Arc Fault Detection for DC and AC Power Systems*. Proceedings of the 41<sup>st</sup> IAS Annual Meeting, Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference, S. 2249-2255, Tampa, 8.-12. Oktober, 2006.
- [4.10] PARISE, G., MARTIRANO, L., GRASSELLI, U., BENETTI, L.: *The Arc-Fault Circuit Protection*. Proceedings of the 36<sup>th</sup> IAS Annual Meeting, Conference Record of the 2001 IEEE Industry Applications Conference, S. 1817-1822, 30. September-4. Oktober, 2001.
- [4.11] MARTEL, J.-M., ANHEUSER, M., HUEBER, A., BERGER, F., ERHARD, F.: *Schutz gegen parallele Störlichtbögen in Hausinstallationen*. 21. Albert-Keil-Kontakt-seminar, Karlsruhe, 28.-30. September 2011, VDE-Fachbericht 67, S. 155-164, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [4.12] DRUECKER, U.: *Über die Lichtbogenbewegung im Magnetfeld von Kontaktanordnungen während des Öffnungsvorgangs*. Dissertation, Technische Universität Hannover, 1973.
- [4.13] BEHRENS, N.: *Lichtbogenwanderung in Leistungsschutzschaltern*. Dissertation, Technische Universität Braunschweig, 1980.
- [4.14] HAEBERLIN, H.: *Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants*. Proceedings of the 22<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milano, September, 2007.
- [4.15] MUELLER, P., TENBOHLEN, S., MAIER, R., ANHEUSER, M.: *Erzeugung künstlicher stromschwacher Störlichtbögen zur Fehlererkennung in Niederspannungsschaltanlagen*. 20. Albert-Keil-Kontakt-seminar, Karlsruhe, 7.-9. Oktober 2009, VDE-Fachbericht 65, Seiten 225-232, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2009.
- [4.16] STROBL, C.: *Detektionsverfahren für Störlichtbögen bei AC und DC*. 21. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 28.-30. September 2011, VDE-Fachbericht 67, Seiten 146-154, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.

- [4.17] STROBEL, C., MECKLER, P.: *Arc faults in photovoltaic systems*. Proceedings of the 56<sup>th</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts (HOLM), Charleston (SC), S. 216-222, 4.-7. Oktober, 2010.
- [4.18] LUEBKE, C., PIER, T., PAHL, B., BREIG, D., ZUERCHER, J.: *Field Test Results of DC Arc Fault Detection on Residential and Utility Scale PV Arrays*. Proceedings of the 37<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1832-1836, Washington, 19.-24. Juni, 2011.
- [4.19] YAO, X., JI, S., HERRERA, L., WANG, J.: *DC Arc Fault: Characteristic Study and Fault Recognition*. Proceedings of the 1<sup>st</sup> International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), S. 387-390, Xian, 23.-27. Oktober, 2011.
- [4.20] DINI, D. A., BRAZIS, P. W., YEN, K.-H.: *Development of arc-fault circuit-interrupter requirements for photovoltaic systems*. Proceedings of the 37<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1790-1794, Washington, 19.-24. Juni, 2011.
- [4.21] MUELLER, I.: *Störlichtbogenschutz im Gleichstromteil von Photovoltaik-Anlagen*, Wissenschaftsverlag Ilmenau, Ilmenau, 2002.
- [4.22] HAUSCHILD, H.: *Störlichtbogenverhalten in DC-Netzwerken niedriger Spannung (< 50 V) bei Solarmodulen und Akkumulatoren als Quelle*. 21. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 28.-30. September 2011, VDE-Fachbericht 67, Seiten 165-173, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [4.23] SPYKER, R., SCHWEICKART, D. L., HORWATH, J. C., WALKO, L. C., GROSJEAN, D.: *An evaluation of diagnostic techniques relevant to arcing fault current interrupters for direct current power systems in future aircraft*. Proceedings of the Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing Expo, S. 146-150, Indianapolis, 23.-26. Oktober, 2005.
- [4.24] NATIONAL ELECTRICAL CODE: *Arc Fault Circuit Protection (Direct Current)*. 2011 National Electrical Code (NEC), Article 690 Solar Photovoltaic (PV) Systems, 690.11 Arc Fault Circuit Protection (Direct Current).
- [4.25] UNDERWRITERS LABORATORIES: *Outline of investigations for photovoltaic (PV) DC arc-fault circuit protection*. Underwriters Laboratories (UL) Subject 1699B, Issue Number 1, 29. April, 2011.
- [4.26] KLONOWSKI, T., ANDLAUER, R., LEBLANC, T., FAURE, F., MEYER, R., TESTÉ, P.: *High Intensity Contact Opening Under DC Voltage*. Proceedings of the 50<sup>th</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts and the 22<sup>nd</sup> International Conference on Electrical Contacts, S. 459-466, 20.-23. September, 2004.

- [4.27] SALLAIS, D., JEMAA, N. B., CARVOU, E.: *Minimization of arc extinction gap in the opening speed range 1 cm/s – 1 m/s*. Proceedings of the 53<sup>rd</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, S. 239-243, Pittsburgh, 16.-19. September, 2007.
- [4.28] McBRIDE, J. W., SHARKH, S. M.: *The Influence of Contact Opening Velocity on Arc Characteristics*. 16<sup>th</sup> International Conference on Electrical Contacts, S. 395-400, Loughborough, 7.-11. September, 1992.
- [4.29] SCHALLER, B.: *Modellierung und Simulation der Entstehung eines seriellen Lichtbogens im DC-Kreis einer Photovoltaikanlage*. Fachpraktikumsbericht, Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen, Technische Universität Ilmenau, Mai, 2014.
- [4.30] SLADE, P. G.: *Electrical Contacts – Principles and Applications*. © Taylor & Francis Group, LLC, 2014.
- [4.31] KARANJKAR, D. S., CHATTERJI, S., SHIMI, S. L., KUMAR, A.: *Real time simulation and analysis of maximum power point tracking (MPPT) techniques for solar photovoltaic system*. Proceedings of the 2014 Recent Advances in Engineering and Computational Sciences (RAECS), S. 1-6, Chandigarh, 6.-8. März, 2014.
- [4.32] QUASCHNING, V.: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation*. © Carl Hanser Verlag, 2009.
- [4.33] HAEBERLIN, H.: *Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. © Elektrosuisse Verlag, 2010.
- [4.34] WEISGERBER, W.: *Elektrotechnik für Ingenieure 3 – Ausgleichsvorgänge, Fourieranalyse, Vierpoltheorie*. © Friedr. Vieweg & Sohn Verlag, GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2007.
- [4.35] CHEN, Z.-K., SAWA, K.: *Effect of Arc Behavior on Material Transfer: A Review*. Proceedings of the 42<sup>nd</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts and the 18<sup>th</sup> International Conference on Electrical Contacts, S. 238-251, Chicago, 16.-20. September, 1996.
- [4.36] SEIDEL, H.-U., WAGNER, E.: *Allgemeine Elektrotechnik, Gleichstrom – Felder – Wechselstrom*. © Carl Hanser Verlag München Wien, 2003.
- [4.37] BORNSCHLEGEL, A.: *Lichtbogenentstehung: Von der Kontakttrennung bis zur Schmelzbrücke*. Hauptseminararbeit, Technische Universität Ilmenau, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen, Wintersemester 2013/2014.
- [4.38] ULBRICHT, A.: *Lichtbogenentstehung: Von der Schmelzbrückenexplosion bis zur Lichtbogensausbildung*. Hauptseminararbeit, Technische Universität Ilmenau, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen, Wintersemester 2013/2014.

- [4.39] HAUG, R., KOUKAOU, T., DOREMIEUX, J.-L.: *Phenomena preceding arc ignition between opening contacts: experimental study and theoretical approach*. IEEE Transactions on Components, Hybrids, and Manufacturing Technology, Volume 14, Issue 1, S. 14-19, 1991.
- [4.40] ZHUAN-KE, C., SAWA, K.: *Effect of arc behavior on material transfer: a review*. Proceedings of the 42<sup>nd</sup> IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, Joint with the 18<sup>th</sup> International Conference on Electrical Contacts, S. 238-251, Chicago, 16.-20. September, 1996.
- [4.41] KUECHLER, A.: *Hochspannungstechnik, Grundlagen – Technologie – Anwendung*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2005.
- [4.42] AUER, B., ROTTMANN, H.: *Statistik und Ökonometrie für Wirtschaftswissenschaftler – Eine anwendungsorientierte Einführung*. © Gabler Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2011.
- [4.43] ALTMAN, D. G., BLAND, J. M.: *Quartiles, quintiles, centiles and other quantiles*. British Medical Journal, Vol. 309(6960), S. 996, 15. Oktober, 1994.

## Literatur zu Kapitel 5: Modellbildung und Simulation

- [5.1] BANDOW, G., HOLZMUELLER, H. H.: *„Das ist gar kein Modell!“ – Unterschiedliche Modelle und Modellierungen in Betriebswirtschaftslehre und Ingenieurwissenschaften*. © Gabler | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2010.
- [5.2] BOSSEL, H.: *Modellbildung und Simulation - Konzepte, Verfahren und Modelle zum Verhalten dynamischer Systeme*. © Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig, Wiesbaden, 1992.
- [5.3] SHOCKLEY, W. B.: *The theory of pn-junctions in semiconductors and pn-junction transistors*. Bell System Technical Journal, Volume 28, Issue 3, Seiten 435-489, July, 1949.
- [5.4] GOSSNER, S.: *Grundlagen der Elektronik – Halbleiter, Bauelemente und Schaltungen*. Shaker Verlag GmbH, 2008.
- [5.5] MERTENS, K.: *Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. © Carl Hanser Verlag München, 2013.

- [5.6] QUASCHNING, V.: *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*. Beiträge zur Solarforschung Solarstrahlung, Solarenergie, Photovoltaik Band 6, © Verlag Dr. Köster, 1996, Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik, Technischen Universität Berlin, Berlin, 1996.
- [5.7] QUASCHNING, V.: *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation*. © Carl Hanser Verlag, 2009.
- [5.8] WAGNER, A.: *Photovoltaik Engineering – Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [5.9] SZE, S. M.: *Semiconductor Devices – Physics and Technology*. © John Wiley & Sons Inc., 2002.
- [5.10] NIKOLAUS, M.: *Phasenbildung im Raum Cu-Ga-Se und halogenunterstützte Gasphasenabscheidung von CuGaSe<sub>2</sub>-Absorberschichten für Solarzellen*. Dissertation, Fachbereich Physik, Technischen Universität Berlin, Berlin, 2000.
- [5.11] MARKVART, T., CASTAÑER, L.: *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. © Elsevier Ltd., 2003.
- [5.12] MAHMOUD, Y., XIAO, W., ZEINELDIN, H. H.: *A Simple Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Modules*. Proceedings of the IEEE Transactions on Sustainable Energy, VOL. 3, NO. 1, S. 185-186, Januar, 2012.
- [5.13] BAL, S., ANURAG, A., BABU, B. C.: *Comparative Analysis of Mathematical Modeling of Photo-Voltaic (PV) Array*. Proceedings of the 2012 Annual IEEE India Conference (INDICON), S. 269 -274, Kochi, Kerala, India, 7.-9. Dezember, 2012.
- [5.14] TSAI, H.-L., TU, C.-S., SU, Y.-J.: *Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK*. Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008, WCECS 2008, San Francisco, USA, 22.-24. Oktober, 2008.
- [5.15] ULAPANE, N. N. B., DHANAPALA, C. H., WICKRAMASINGHE, S. M., ABEYRATNE, S. G., RATHNAYAKE, N., BINDUHEWA, P. J.: *Extraction of Parameters for Simulating Photovoltaic Panels*. Proceedings of the 6th IEEE International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), S. 539-544, Sri Lanka, 16.-19. August, 2011.
- [5.16] ISHAQUE, K., SALAM, Z., TAHERI, H.: *Accurate MATLAB Simulink PV System Simulator Based on a Two-Diode Model*. Journal of Power Electronics, Vol. 11, No. 2, March 2011, JPE 11-2-9, S. 179-187, 2011.
- [5.17] LASNIER, F., GAN ANG, T.: *Photovoltaic Engineering Handbook*. © Adam Hilger | IOP Publishing Ltd., Bristol, New York, 1990.

- [5.18] WAGEMANN, H.-G.: *Photovoltaik – Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben*. © Vieweg + Teubner | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2010.
- [5.19] LUQUE, A., HEGEDUS, S.: *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. © John Wiley & Sons Ltd., 2003.
- [5.20] SCHLOSSER, V., GHITAS, A.: *Measurement of silicon solar cells ac parameters*. Solar Energy, Volume 78, Issue 1, S. 1-4, Januar, 2005. Proceedings of the 7th International Conference of Arab Regional Solar Energy (ARSEC), Manama, Bahrain, 2006.
- [5.21] SURESH, M. S.: *Measurement of solar cell parameters using impedance spectroscopy*. Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 43, Issue 1, S. 21-28, 15. August, 1996.
- [5.22] KUNMAR, R.A., SURESH, M. S., NAGARAJU, J.: *Measurement of AC Parameters of Gallium Arsenide (GaAs/Ge) Solar Cell by Impedance Spectroscopy*. IEEE Transactions of Electron Devices, Vol. 48, NO. 9, S. 2177-2179, September, 2001.
- [5.23] RAUSCHENBACH, H. S.: *Solar Cell Array Design Handbook – Volume 1*. © Van Nostrand Reinhold, New York, 1980.
- [5.24] THONGPRON, J., KIRTIKARA, K., JIVAVATE, C.: *A method for the determination of dynamic resistance of photovoltaic modules under illumination*. Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 90, Issue 18-19, S. 3078-3084, 23. November, 2006.
- [5.25] NAMIN, A., THONGPRON, J., CHENVIDHYA, D., JIVAVATE, C., KIRTIKARA, K., WATTANAVICHEAN, K.: *Dynamic characterization of solar cell using intensity modulation transfer impedance spectroscopy*. Proceedings of the 23<sup>rd</sup> International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Taipe, Taiwan, 28.10.-01.11., 2013.
- [5.26] CHENVIDHYA, D., KIRTIKARA, K., JIVAVATE, C.: *A new characterization method for solar cell dynamic impedance*. Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 80, Issue 4, S. 459-464, Dezember, 2003.
- [5.27] CHENVIDHYA, D., KIRTIKARA, K., JIVAVATE, C.: *PV module dynamic impedance and its voltage and frequency dependencies*. Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 86, Issue 2, S. 243-251, 1. März, 2005.
- [5.28] SCHALLER, B.: *Modellierung des dynamischen Verhaltens von Photovoltaikgeneratoren*. Bachelorarbeit, Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen, Technische Universität Ilmenau, 31. Oktober, 2014.

- [5.29] SPRADVEDLYSYY, V.: *Wirkungsgradoptimierung von dezentralen Energiesystemen dargestellt am Beispiel eines solarenergiegespeisten Asynchronantriebes*. Dissertation, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 19.11.2003.
- [5.30] BIENIEK, S.: *Impedanzspektroskopie an Photovoltaikanlage – Systemanalyse zur Erkennung und Klassifizierung von Störlichtbögen*. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, 07. September, 2012.
- [5.31] GOEBEL, H., SIEMUND, H.: *Übungsaufgaben zur Halbleiter-Schaltungstechnik*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [5.32] MILLMAN, J., HALKIAS, C. C.: *Electronic Devices and Circuits*. McGraws-Hill Electrical and electronic engineering series, © McGraws-Hill Book Company, Kōgakusha Company, Ltd., 1967.
- [5.33] KRUCKER, G.: *Analoge Systeme 1*. Berner Fachhochschule, Departement Technik und Informatik, 10. März, 2004.
- [5.34] KIM, K. A., XU, C., JIN, L., KREIN, P. T.: *A Dynamic Photovoltaic Model Incorporating Capacitive and Reverse-Bias Characteristics*. IEEE Journal of Photovoltaics, Volume 3, Issue 4, S. 1334-1341, 2013.
- [5.35] SEIDEL, H.-U., WAGNER, E.: *Allgemeine Elektrotechnik, Band 1, Gleichstrom – Felder – Wechselstrom*. © Carl Hanser Verlag München Wien, 2003.
- [5.36] ABDULAKDIR, M., SAMOSIR, A. S., YATIM, A. H.: *Modelling and Simulation of Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic System in Simulink model*. Proceedings of the 2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kota Kinabalu Sabah, Malaysia, S. 325-330, 2.-5. Dezember, 2012.
- [5.37] CRASTAN, V.: *Elektrische Energieversorgung 1 – Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [5.38] ARUAJO, G. L., SÁNCHEZ, E.: *Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell*. Solar Cells, Volume 5, Issue 4, S. 377-386, April, 1982.
- [5.39] VARSHNI, Y. P.: *Temperature dependence of the energy gap in semiconductors*. Physica, Volume 34, Issue 1, Seiten 149-154, 1967.
- [5.40] GROSS, R., MARX, A.: *Festkörperphysik*. © Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2012.

- [5.41] SIEGL, J.: *Schaltungstechnik, Analog und gemischt analog/digital – Entwicklungsmethodik, Funktionsschaltungen, Funktionsprimitive von Schaltkreisen*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [5.42] ZINSSER, B.: *Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen*. Dissertation, Institut für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart, Fakultät Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik, 04. Oktober 2010.
- [5.43] GREEN, M. A.: *Solar Cells Operating Principles, Technology, and System Applications*. © Prentice Hall Inc., 1982.
- [5.44] JOHNSON, J., SCHOENWALD, D., KUSZMAUL, S., STRAUCH, J., BOWER, W.: *Creating Dynamic Equivalent PV Circuit Models With Impedance Spectroscopy For Arc Fault Modeling*. Proceedings of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 2328-2333, Seattle, 19.-24. Juni, 2011.
- [5.45] WAGNER, T. d. C., JUSSARA, F. F., LAURO DE V. B., M. N.: *Identification of Photovoltaic Model Parameters by Differential Evolution*. Proceedings of the 2010 IEEE International Conference of Industrial Technology (ICIT), S. 931-936, Viña del Mar, Chile, 14.-17. März, 2010.
- [5.46] SEIDEL, H.-U., WAGNER, E.: *Allgemeine Elektrotechnik, Band 2, Wechselstromtechnik – Ausgleichsvorgänge – Leitungen*. © Carl Hanser Verlag München Wien, 2000.
- [5.47] WEBER, S. P., LINDE, A., HOENE, E., GUTTOWSKI, S., JOHN, W., REICHL, H.: *Modellierung geschirmter Leistungskabel im Frequenzbereich der EMV*. ME-SAGO Messe Frankfurt GmbH, Stuttgart; Elektromagnetische Verträglichkeit, EMV 2006; Internationale Fachmesse und Kongress für Elektromagnetische Verträglichkeit, 7.-9. März 2006, Messe Düsseldorf, Berlin: VDE-Verlag, 2006.
- [5.48] WESTERMANN, D.: *Elektrische Energiesysteme I – Kapitel 3: Betriebsmodelle*. Vorlesungsunterlagen, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, Technische Universität Ilmenau, 2012.
- [5.49] KUMMEROW, A.: *Physikalisches Gesamtmodell einer PV-Anlage bei dynamischer Anregung*. Hauptseminararbeit, Technische Universität Ilmenau, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen, Wintersemester 2013/2014.
- [5.50] MOHAN, N., UNDELAND, T. M., ROBBINS, W. P.: *Power electronics: converters, applications and desing*. © John Wiley & Sons Inc., 1995.

- [5.51] KARANJKAR, D. S., CHATTERJI, S., SHIMI, S. L., KUMAR, A.: *Real time simulation and analysis of maximum power point tracking (MPPT) techniques for solar photovoltaic system*. Proceedings of the 2014 Recent Advances in Engineering and Computational Sciences (RAECS), S. 1-6, Chandigarh, 6.-8. März, 2014.
- [5.52] BOECKER, J.: *Leistungselektronik*. Vorlesungsunterlagen, Fachgebiet Leistungselektronik und Elektrische Antriebstechnik, Univesität Paderborn, 06. Juni, 2012.
- [5.53] BERGER, S.: *Modell zur Berechnung des dynamischen elektrischen Verhaltens rasch verlängerter Lichtbögen*. Dissertation, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Nr. 18478, 2010.
- [5.54] CASSIE, A. M.: *Arc Rupture and Circuit Severity: A New Theory*. Internationale des Grands Reseaux Electriques'a Haute Tension (CIGRE), Report No. 102, Paris, 1939.
- [5.55] MAYR, O.: *Beiträge zur Theorie des statischen und des dynamischen Lichtbogens*. Electrical Engineering (Archiv für Elektrotechnik), Volume 37, Issue 12, S. 588-608, 01. Dezember, 1943.
- [5.56] PHILIPPSEN, H.-W.: *Einstieg in die Regelungstechnik, Vorgehensmodell für den praktischen Reglerentwurf*. © Carl Hanser Verlag München, 2004.
- [5.57] SCHLUETER, G.: *Regelung technischer Systeme – interaktiv, Grundlagen zeitkontinuierlicher Systeme*. © Carl Hanser Verlag München, 2001.
- [5.58] LUNZE, J.: *Regelungstechnik 1 – Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen*. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1996.
- [5.59] SOMMER, R.: *Grundlagen der Schaltungstechnik*. Vorlesungsunterlagen, Institut für Mikroelektronik und Mechatronik-Systeme, Technische Universität Ilmenau, 2013.
- [5.60] REUTER, M., ZACHER, S.: *Regelungstechnik für Ingenieure – Analyse, Simulation und Entwurf von Regelkreisen*. © Vieweg + Teubner | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2008.
- [5.61] REINHOLD, W.: *Elektronische Schaltungstechnik – Grundlagen der Analogelektronik*. © Carl Hanser Verlag München, 2010.
- [5.62] HALFMANN, T., HENNING, E., THOLE, M., WICHMANN, T.: *Analog Insydes – Intelligent symbolic design system, Manual Verison2*. © by Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM), 2000-2001.

- 
- [5.63] FRAUNHOFER ITWM: *Analog Insydes – Das intelligente symbolische Designsystem für analoge Schaltungen*. Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM), <http://www.itwm.fraunhofer.de/abteilungen/systemanalyse-prognose-und-regelung/elektronik-mechanik-mechatronik/analog-insydes.html>, Stand: 25. April 2015.
- [5.64] HENNING, E.: *Symbolic Approximation and Modeling Techniques for Analysis and Design of Analog Circuits*. Berichte aus der Elektrotechnik, © Shaker Verlag GmbH, 11. April, 200.
- [5.65] SOMMER, R., HENNING, E.: *Analog Insydes – Lecture 4: Einführung in die Symbolische Approximation*. Institut für Mikroelektronik- und Mechatronik-Systeme, Gemeinnützige GmbH, 10. Oktober, 2014.
- [5.66] SOMMER, R., PLATTE, D., HALFMANN, T.: *Symbolische Schaltungsanalyse und automatische Verhaltensmodellgenerierung – Einführung und industrielle Anwendung*. Tutorial: Verhaltensmodellierung, ANALOG 2005, 30. März, 2005.



## Anhang

### A Kennlinien des selbstkonzipierten Lichtbogengenerators

In Anhang A sind die Weg-Zeit- bzw. die Geschwindigkeit-Zeit-Kennlinie der Kontaktrennung des Lichtbogengenerators bei Verwendung unterschiedlicher Druckfedern dargestellt.

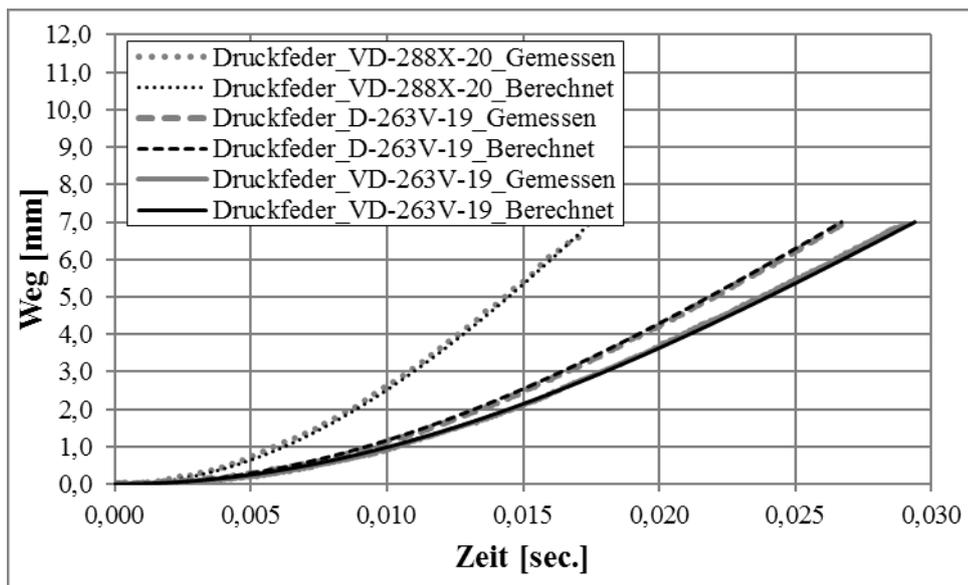


Abbildung A-1: Weg-Zeit-Kennlinien des Lichtbogengenerators

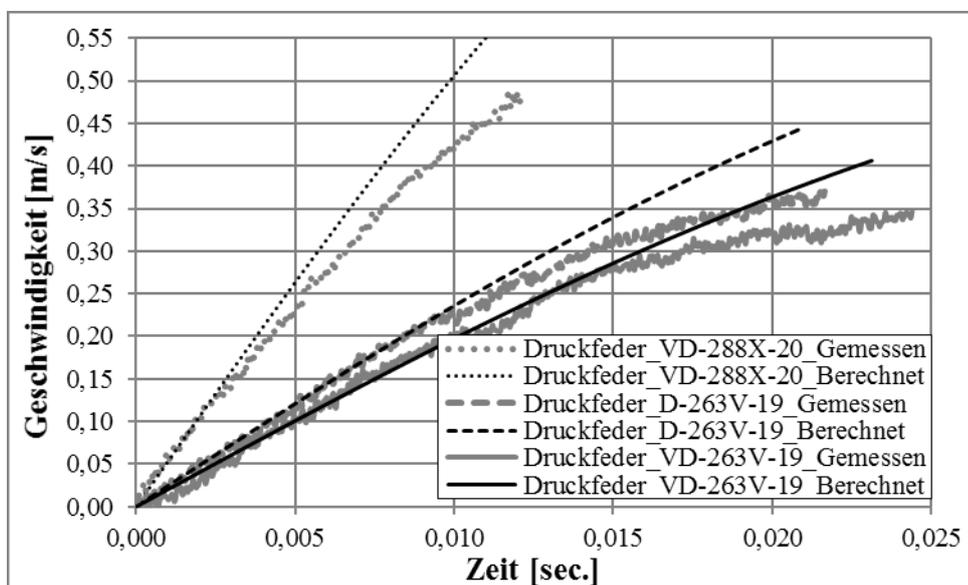


Abbildung A-2: Geschwindigkeit-Zeit-Kennlinien des Lichtbogengenerators

## B Technische Daten der verwendeten Solarmodule

In Anhang B sind die technischen Daten der Systemkomponenten der, in Kapitel 4.1.3 beschriebenen Versuchsanlagen sowie des in Kapitel 5.1.4.1 verwendeten Solarmoduls zur Untersuchung der Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit der Quellencharakteristik von Solarzellen abgebildet.

Tabelle B-1: Technische Daten der Solarmodule von Versuchsanlage 1

Bezeichnung	Bosch Solar Module C-Si P60-P220	
Zellentechnologie	Polykristalline Zellen	
Anzahl der Zellen	60	
<i>Elektrische Eigenschaften bei STC:</i>		
MPP-Leistung $P_{MPP}$	220,00	[W]
MPP-Spannung $U_{MPP}$	28,90	[V]
MPP-Strom $I_{MPP}$	7,60	[A]
Leerlaufspannung $U_{LL}$	36,50	[V]
Kurzschlussstrom $I_{KS}$	8,30	[A]
<i>Thermische Eigenschaften:</i>		
Betriebstemperaturbereich	- 40 ... +85	[°C]
$P_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{P_{MPP}}$	- 0,43	$\left[\frac{\%}{K}\right]$
$U_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{U_{LL}}$	- 0,35	$\left[\frac{\%}{K}\right]$
$I_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{I_{KS}}$	0,03	$\left[\frac{\%}{K}\right]$

Tabelle B-2: Technische Daten der Solarmodule von Versuchsanlage 2

Bezeichnung	Bosch Solar Module C-Si M60-M240 3BB	
Zellentechnologie	Monokristalline Zellen	
Anzahl der Zellen	60	
<i>Elektrische Eigenschaften bei STC:</i>		
MPP-Leistung $P_{MPP}$	240,00	[W]
MPP-Spannung $U_{MPP}$	30,00	[V]
MPP-Strom $I_{MPP}$	8,10	[A]
Leerlaufspannung $U_{LL}$	37,40	[V]
Kurzschlussstrom $I_{KS}$	8,60	[A]
<i>Thermische Eigenschaften:</i>		
Betriebstemperaturbereich	- 40 ... +85	[°C]
$P_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{P_{MPP}}$	- 0,46	$\left[\frac{\%}{K}\right]$
$U_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{U_{LL}}$	- 0,32	$\left[\frac{\%}{K}\right]$
$I_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{I_{KS}}$	0,032	$\left[\frac{\%}{K}\right]$

Tabelle B-3: Technische Daten des Solarmoduls zur Untersuchung der Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit der Quellencharakteristik von Solarzellen aus Kapitel 5.1.4.1

Bezeichnung	SolarWorld EffiCells P	
Zellentechnologie	Polykristalline Zell	
Anzahl der Zellen	1	
<i>Elektrische Eigenschaften bei STC:</i>		
MPP-Leistung $P_{MPP}$	17,78	[W]
MPP-Spannung $U_{MPP}$	0,524	[V]
MPP-Strom $I_{MPP}$	8,18	[A]
Leerlaufspannung $U_{LL}$	0,625	[V]
Kurzschlussstrom $I_{KS}$	8,68	[A]
<i>Thermische Eigenschaften:</i>		
Betriebstemperaturbereich	- 40 ... +85	[°C]
$P_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{P_{MPP}}$	- 0,43	$\left[\frac{\%}{K}\right]$
$U_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{U_{LL}}$	- 0,35	$\left[\frac{\%}{K}\right]$
$I_{MPP}$ -Temperaturkoeffizient $\alpha_{I_{KS}}$	0,005	$\left[\frac{\%}{K}\right]$

## C Kennlinien der Lichtbogenentstehungstypen

In Anhang C sind die experimentell bestimmten, zeitlichen Spannungsverläufe der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  der unterschiedlichen, in Kapitel 4.1.6 klassifizierten Lichtbogenentstehungstypen dargestellt.

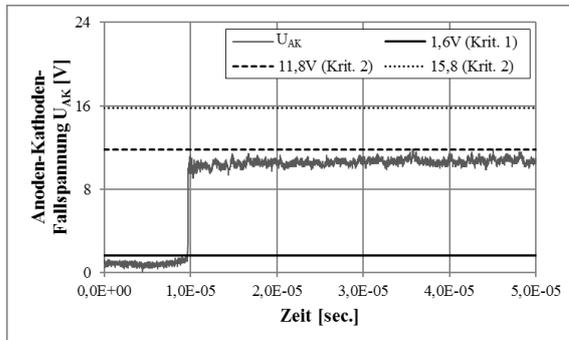


Abbildung C-1: Zeitlicher Spannungsverlauf der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des Lichtbogenentstehungstyps A;  
 $U_{AK, \min} < 1,6 \text{ V}$ ;  $U_{AK, \max.} < 11,8 \text{ V}$

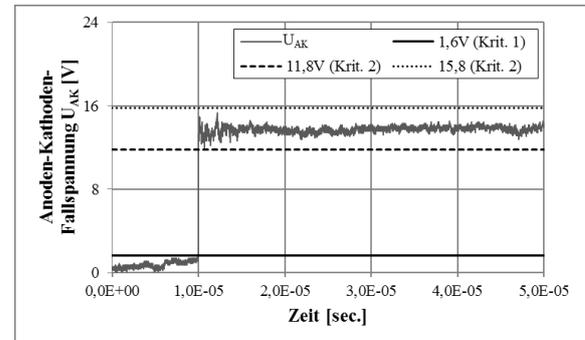


Abbildung C-2: Zeitlicher Spannungsverlauf der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des Lichtbogenentstehungstyps B;  
 $U_{AK, \min} < 1,6 \text{ V}$ ;  $11,8 \text{ V} < U_{AK, \max.} < 15,8 \text{ V}$

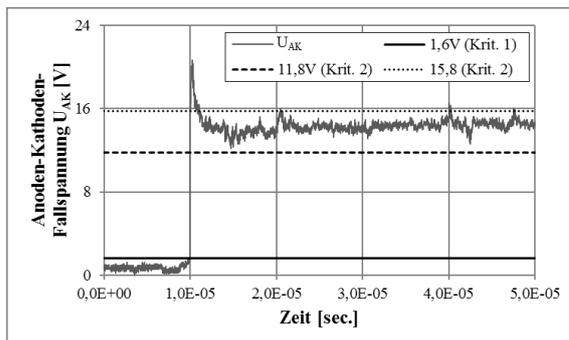


Abbildung C-3: Zeitlicher Spannungsverlauf der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des Lichtbogenentstehungstyps C;  
 $U_{AK, \min} < 1,6 \text{ V}$ ;  $U_{AK, \max.} > 15,8 \text{ V}$

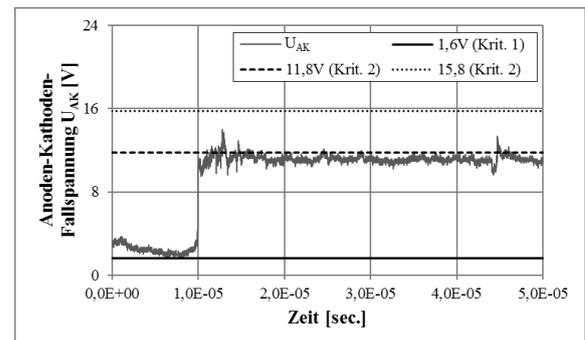


Abbildung C-4: Zeitlicher Spannungsverlauf der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des Lichtbogenentstehungstyps D;  
 $U_{AK, \min} > 1,6 \text{ V}$ ;  $U_{AK, \max.} < 11,8 \text{ V}$

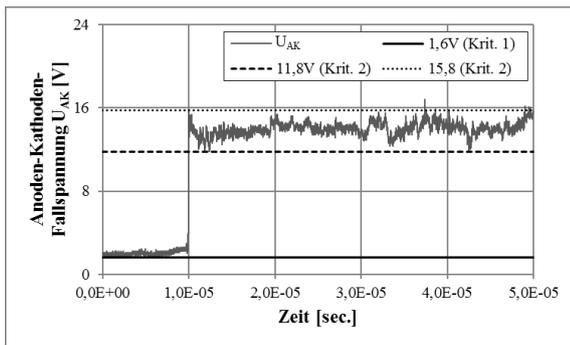


Abbildung C-5: Zeitlicher Spannungsverlauf der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des Lichtbogenentstehungstyps E;  
 $U_{AK, \min} > 1,6 \text{ V}$ ;  $11,8 \text{ V} < U_{AK, \max.} < 15,8 \text{ V}$

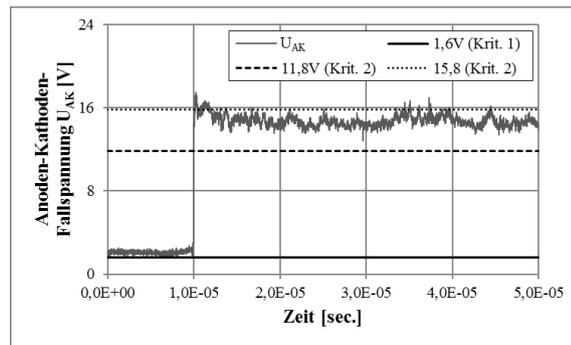


Abbildung C-6: Zeitlicher Spannungsverlauf der Anoden-Kathoden-Fallspannung  $U_{AK}$  des Lichtbogenentstehungstyps F;  
 $U_{AK, \min} > 1,6 \text{ V}$ ;  $U_{AK, \max.} > 15,8 \text{ V}$

## D Berechnungen zur Übertragungsfunktion

In Anhang D ist der mathematische Beweis zur Bestimmung der für das dynamische Verhalten des betrachteten Systems maßgeblich verantwortlichen Elemente aus der approximierten Übertragungsfunktion dargestellt.

Die mit Hilfe von Analog Insydes berechnete, wesentlich vereinfachte, genäherte, symbolische Übertragungsfunktion des Gesamtmodells einer Single-String-Photovoltaikanlage ist im Folgenden in Analogie zu Gleichung 5.7.3-1 aus Kapitel 5.7 abgebildet.

$$H(S) = \frac{s \cdot (L'_L + 0,25 \cdot L_L'^2 \cdot C'_L \cdot s^2)}{R_{D1} + R_{D2} + 0,5 \cdot L'_L \cdot C'_L \cdot R_{D1} \cdot s^2 + 0,5 \cdot L'_L \cdot C'_L \cdot R_{D2} \cdot s^2 + s \cdot (L'_L + 0,25 \cdot L_L'^2 \cdot C'_L \cdot s^2)} \quad (D-1)$$

Durch Nullsetzen des Nenners und anschließendem Auflösen nach  $s$  erhält man drei Lösungen: eine reale Polstelle und zwei konjugiert komplexe Polstellen.

Konjugiert komplexe Polstellen:

$$s_1 \rightarrow - \frac{\sqrt{-L1 - L5}}{\sqrt{C1} \cdot \sqrt{L1} \cdot \sqrt{L5}} \quad (D-2)$$

$$s_2 \rightarrow \frac{\sqrt{-L1 - L5}}{\sqrt{C1} \cdot \sqrt{L1} \cdot \sqrt{L5}} \quad (D-3)$$

Reale Polstelle:

$$s_3 \rightarrow - \frac{R6 + R9}{L1 + L5} \quad (D-4)$$

Die den zeitlichen Signalverlauf String-Spannung  $U_{\text{String}}$  gemäß Abbildung 5.7.1-1 beschreibende, komplette Kurvenformel stellt sich demnach wie folgt dar:

$$f(t) = e^{\frac{(R6 + R9) \cdot t}{L1 + L5}} \cdot \sin \left[ \varphi + \frac{(\sqrt{-L1 - L5}) \cdot t}{\sqrt{C1} \cdot \sqrt{L1} \cdot \sqrt{L5}} \right] \quad (D-5)$$

Die aus der realen Polstelle resultierende Funktion beschreibt hierbei die, in Abbildung 5.7.1-1 als durchgezogene Linie dargestellte abklingende Exponentialfunktion und die, aus den konjugiert komplexen Polstellen hervorgehende Funktion die, in Abbildung 5.7.1-1 als gestrichelte Linie dargestellte, gedämpfte Sinusschwingung. Zur präzisen Beschreibung des jeweils gemessenen Signalverlaufs muss darüber hinaus die exakte Amplitude des lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgangs im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  aus den Messdaten extrahiert und von der ursprünglich anliegenden String-Spannung vor dem Fehlereintritt abgezogen werden.

Die Multiplikation des Ausgangswertes der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  vor dem Eintreten des seriellen Störlichtbogens – quasi der Wert der zu den zum Messzeitpunkt vorherrschenden Umgebungsbedingungen gehörenden MPP-Spannung  $U_{\text{MPP}}$  – mit der kompletten Kurvenformel aus Gleichung D-5 beschreibt exakt den jeweiligen, reaktiven, lichtbogenbedingten Ausgleichsvorgang im zeitlichen Signalverlauf der String-Spannung  $U_{\text{String}}$  (vgl. Abbildung 5.7.1-1).

Gemäß dem in LTSpice respektive in Analog Insydes implementierten Ersatzschaltbild des linearisierten Gesamtmodells nach Abbildung 5.7.1-5 sowie den Parametern der konkret untersuchten Anlage aus Tabelle 5.7.1-1 gilt:

$$R6 = R_{D1} = 18,05 \, \Omega \quad (\text{D-6})$$

$$R9 = R_{D2} = 14,45 \, \Omega \quad (\text{D-7})$$

$$L1 = 0,5 \cdot L_L = 41,25\text{E-}06 \, \text{H} \quad (\text{D-8})$$

$$L5 = 0,5 \cdot L_L = 41,25\text{E-}06 \, \text{H} \quad (\text{D-9})$$

$$C1 = C_L = 7,2\text{E-}09 \, \text{F} \quad (\text{D-10})$$

Die drei Ergebnisse der komplexen Frequenz  $s$  lauten demnach:

$$s_1/s_2 \rightarrow \pm \frac{\sqrt{-L1 - L5}}{\sqrt{C1} \cdot \sqrt{L1} \cdot \sqrt{L5}} = \pm 2,59\text{E}+06 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (\text{D-11})$$

$$s_3 \rightarrow - \frac{R6 + R9}{L1 + L5} = - 3,94\text{E}+05 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (\text{D-12})$$

Durch Rücktransformation aus der Laplace-Ebene folgt:

$$s_1/s_2 \rightarrow \pm 2,59\text{E}+06 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \Rightarrow f(s_1/s_2) = 4,13\text{E}+05 \, \text{Hz} \quad (\text{D-13})$$

$$s_1/s_2 \rightarrow \pm 2,59\text{E}+06 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \Rightarrow T_{\text{ZK}}(s_1/s_2) = 2,42\text{E-}06 \, \text{s}$$

$$s_3 \rightarrow - 3,94\text{E}+05 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \Rightarrow f(s_3) = 6,24\text{E}+04 \, \text{Hz} \quad (\text{D-14})$$

$$s_3 \rightarrow - 3,94\text{E}+05 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \Rightarrow T_{\text{ZK}}(s_3) = 1,59\text{E-}05 \, \text{Hz}$$

Die ausschließlich durch die identifizierten Parameter  $L'_L$  und  $C'_L$  der Gleichstromverkabelung bedingte Frequenz  $f(s_1/s_2)$  und Zeitkonstante  $T_{ZK}(s_1/s_2)$  finden sich in absoluter Übereinstimmung in der überlagernden, gedämpften Sinusschwingung des wiederkehrenden Signals der String-Spannung  $U_{String}$  im zeitlichen Verlauf (vgl. Abbildung 5.7.1-1). Darüber hinaus entspricht die berechnete Frequenz  $f(s_1/s_2) = 4,13E+05$  Hz exakt der Frequenz des signifikanten Einbruchs im Frequenzgang des Bode-Diagramms der Übertragungsfunktion des Gesamtmodells einer Single-String-Photovoltaikanlage aus Abbildung 5.7.3-1.