



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit

Physikalische Systemmodellierung einer
Photovoltaikanlage zur
Zustandsüberwachung der
Anlagenperformance und
Fehleridentifikation für Zustandsbasierte
Instandhaltung

Christopher Sebastian Gradwohl, BSc

Juli 2020

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich die Richtlinien des Senats der Montanuniversität Leoben zu "Gute wissenschaftliche Praxis" gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 03.07.2020



Unterschrift Verfasser/in
Christopher Sebastian, Gradwohl

Masterarbeit

PHYSIKALISCHE SYSTEMMODELLIERUNG EINER PHOTOVOLTAIKANLAGE ZUR ZUSTANDSÜBERWACHUNG DER ANLAGENPERFORMANCE UND FEHLERIDENTIFIKATION FÜR ZUSTANDSBASIERTE INSTANDHALTUNG

erstellt am

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Vorgelegt von:

Christopher Gradwohl, Bsc

01335052

Betreuer:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger

Dipl.-Ing. Dr.mont. Hammer Andreas

Dr. rer. nat. Franz Langmayr (Uptime Engineering GmbH)

Leoben, Juli 2020

KURZFASSUNG

Das weltweite Bevölkerungswachstum und der daraus resultierende Bedarf an Energie bei gleichzeitig knapper werdenden Ressourcen veranlasst immer mehr Staaten zum Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugern. Unter erneuerbarer Energie wird die Energiewandlung aus Wasserkraft, Biomasse, Sonnen- und Windenergie etc. verstanden. Eine Technologie, auf der dabei besonders viele Hoffnungen ruhen, ist die Photovoltaik. Eine vermehrte Nachfrage nach dieser Technologie konnte besonders in den letzten Jahren beobachtet werden, da die Stromgestehungskosten stetig sinken und im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieerzeugern gering ausfallen. Somit ist eine kostengünstige Investition in einen emissionsfreien erneuerbare Energieerzeuger mit geringer Umweltbelastung möglich. Ein kollektiver Nachteil erneuerbarer Technologien zeigt sich in der geringen Energiedichte der Energieträger. Für eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung werden große Installationsflächen benötigt, die aufgrund eines umfangreichen Materialeinsatzes mit hohen Investitionskosten verbunden sind. Zudem erschwert der volatile Charakter der Sonneneinstrahlung einen Betrieb am wirtschaftlichen Optimum. Dieser Sachverhalt legt nahe, dass Kraftwerke zur Energiewandlung von erneuerbaren Energieträgern so effizient und lange wie möglich einzusetzen sind. Insbesondere sehr geringe Gewinnmargen erfordern den optimierten Betrieb und die Betriebsführung von Photovoltaikanlagen. Ein optimaler Betrieb einer Photovoltaikanlage zeichnet sich vor allem durch eine langfristige Performance und permanente Systemoptimierung aus. Dabei gilt es, Leistungseinbußen aufgrund von plötzlich auftretenden Fehlern in der Anlage oder graduellen Verschlechterungen in der Anlagenperformance zu verhindern, indem Fehlerursachen zuverlässig und schnell identifiziert werden. Zur Identifizierung von Fehlern soll in dieser Arbeit im Rahmen des OptPV4.0-Forschungsprojektes ein integriertes Konzept zur Anlagenüberwachung und Fehlerdetektion realisiert werden. Dazu soll ein physikalisches Systemmodell in der Simulationsumgebung Simulink implementiert und als „digitaler Sensor“ in einer Anlagenüberwachung angewandt werden. Zudem wird aus dem physikalischen Modell eine mathematische Formulierung abgeleitet, um eine datengetriebene Zeitreihenanalyse eines Photovoltaiksystems zu realisieren, die der Erkennung von plötzlich auftretenden Fehlern dient. Zur korrekten Identifizierung von kritischen Systemkomponenten und dem Belastungsmaß werden White-Box-Modelle auf Basis der Schädigungsphysik angewandt, die den Zustand eines Systems und somit die Fehlerwahrscheinlichkeit darstellen. Insgesamt soll das integrierte Konzept zu einem langjährigen und effizienten Betrieb von Photovoltaikanlagen mit maximalen Energiegewinn beitragen und im Rahmen des OptPV4.0-Forschungsprojektes zur Photovoltaikanlagenüberwachung eingesetzt werden.

ABSTRACT

Worldwide demographic growth and the resulting increased demand of energy and a decline of natural resources prompts more and more countries to extend the use of renewable energy technologies. Renewable energy means energy converted by energy from water, biomass or solar and wind energy. One of the most promising renewable energy means is photovoltaic technology. Recent years have seen an increased demand for photovoltaic systems, because of their relatively low and constantly decreasing electricity production costs compared to other renewable energy technologies. Thus, photovoltaic technology allows for cost-effective investment in a renewable power-generating system with low environmental impact. On the other hand, a collective disadvantage of renewable energy technologies are the low energy densities of the energy sources. This means that an economically feasible use can only be achieved via large installation areas that are associated with high investment costs resulting from an extensive use of materials. In addition, the volatile character of solar irradiation impedes the operation of photovoltaic systems at an optimal economic level. This means that power plants converting energy of renewable energy sources need to be used for as long and as efficiently as possible. Low profit margins particularly require optimized operation and plant management of photovoltaic systems. An optimum operation of photovoltaic power generators can only be guaranteed by long-term performance and continuous system optimization. In order to achieve this, a loss of performance caused by abrupt failures or gradual degradations must be prevented by identifying the causes of failure in a quick and reliable manner. The identification of such failures requires an integrated concept for plant monitoring and failure detection, which shall be realised through this thesis as part of the OptPV4.0 research project. The aim of this thesis is to implement a physical photovoltaic system model in the simulation environment Simulink and use it as a type of “digital sensor” in a plant monitoring system. Furthermore, a mathematical equation shall be derived from the physical model to implement a data-driven time series analysis of photovoltaic power plants that serves the identification of failures occurring within the system. The correct identification of critical system components and the extent of the load is ensured by using white box models based on Physics of Failure. These models show the state of the system and the failure probability of components. Overall, the integrated approach shall contribute to an efficient and long-term operation of photovoltaic power plants with a maximum energy yield and shall be applied within the OptPV4.0 research project for monitoring photovoltaic plants.

VORWORT

Ich möchte an dieser Stelle all jenen danken, die durch ihre fachliche und persönliche Unterstützung zum Gelingen dieser Masterarbeit beigetragen haben.

Großer Dank gebührt meinen Betreuern von Seiten der Montanuniversität, Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger und Dipl.-Ing. Dr.mont. Hammer Andreas für die fachliche Betreuung, die mir im Laufe meiner Masterarbeit zugebracht wurde.

In gleichem Maße danke ich Herrn Dipl.-Ing. Dr.mont. Benjamin Böckl für die vielen interessanten Gespräche und fachlichen Diskussionen sowie die Begleitung meiner Arbeit.

Dank gebührt auch der Firma UPTIME Engineering GmbH für die Möglichkeit der Projektmitarbeit und dem Zustandekommen des Themas der Masterarbeit. Auch all den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Unternehmens, die mir bei technischen Fragen jederzeit zur Seite standen, möchte ich mich bedanken.

Zudem danke ich meiner Freundin Julia Kölbl, die mir bei der Fertigstellung der Arbeit hinsichtlich der Korrekturlesung eine große Hilfe war und während des Schreibprozesses stets ein offenes Ohr für mich hatte.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Eltern bedanken, die mir meinen Studienbeginn durch ihre Unterstützung ermöglicht und mich in all meinen Entscheidungen begleitet und gestützt haben.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	VII
Abbildungsverzeichnis	X
Tabellenverzeichnis	XIII
1 Einleitung	14
2 Aufgabenstellung.....	16
2.1 Vorgehensweise.....	16
3 Theoretischer Hintergrund – Stand der Technik.....	18
3.1 Erneuerbare Energieträger	18
3.2 Photovoltaik.....	19
3.2.1 Grundlagen der Halbleiterphysik	19
3.2.2 Grundlagen der Solarzelle	23
3.2.3 Funktionsweise einer Solarzelle	27
3.2.4 Verschaltung von Solarzellen zu Solargeneratoren	35
3.2.5 Stromwandlung in einem Photovoltaiksystem	37
3.2.6 Wechselrichtersteuerung.....	45
3.2.7 Betriebsführung und Wartung von Photovoltaiksystemen	49
3.2.8 Schädigungsphysik und Zuverlässigkeitstheorie	53
3.2.9 Ansatz zur Schädigungsmodellbildung elektrischer Systeme	58
3.2.10 Datenverarbeitung und Fehlerdiagnose	61
4 Implementierung der System- und Schädigungsmodellierung.....	65
4.1 Physikalische Systemmodellierung.....	65
4.1.1 Modellierung von Photovoltaikmodulen	66
4.1.2 Modellierung von Photovoltaikwechselrichter	71
4.1.3 Modellierung von Photovoltaikwechselrichter: MPP-Tracking	72
4.1.4 Modellierung von Photovoltaikwechselrichter: Frequenzwandlung.....	74

Inhaltsverzeichnis

4.2 Schädigungsmodellierung in Photovoltaiksystemen.....	79
4.2.1 Modellierung von Fehlermechanismen in Photovoltaik-Wechselrichtern.....	82
4.2.2 Modellierung von Fehlermechanismen in Photovoltaikmodulen	86
5 Modellierungsergebnisse und Diskussion	95
5.1 Ergebnisse Photovoltaikmodul Kennlinienmodell.....	95
5.2 Ergebnisse Photovoltaik Systemmodell.....	100
5.3 Modellbasierte Analytik in Photovoltaikanlagen.....	105
6 Zusammenfassung und Ausblick.....	115
7 Literaturverzeichnis	117
8 Anhang	122
8.1 MATLAB-Algorithmus MPPT – Differentieller Leitwert	122
8.2 MATLAB-Algorithmus LCL-Filter Parametrisierung.....	123
8.3 MATLAB-Modellparameter Photovoltaiksystem.....	124

Nomenklatur

NOMENKLATUR

Abkürzungen

AM	<i>Air Mass</i>
ANFIS	<i>Adaptive Neuro Fuzzy Inference Systems</i>
ANNs	<i>Artificial Neural Networks</i>
CBM	<i>Condition Based Maintenance</i>
DPH	<i>Damage Per Hour</i>
ESR	Equivalent Series Resistance
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
InC	Incremental Conductance
MDT	<i>Mean Down Time</i>
MOSFETs	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistors
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i>
P&O	Perturb and Observe
PI	<i>Performance Indikator</i>
PID	Potential induzierte Degradation
PLLs	Phase-Locked Loops
PWM	Pulsweitenmodulation
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
STC	Standard Test Conditions
THD	Total Harmonic Distortion
VOC	Voltage Oriented Control
VSI	Voltage Source Inverter

Nomenklatur

Indizes

α	Absorptionskoeffizient [cm^{-1}]
λ_G	Bandlückenwellenlänge [nm]
E	Bestrahlungsstärke [W/m^2]
G_1, E_1	Bestrahlungsstärke bei $x=0$ [W/m^2]
k	Boltzmannkonstante [$1,38 \cdot 10^{-23} \text{Ws}/\text{K} = 8,63 \cdot 10^{-5} \text{eV}/\text{K}$]
L_N, L_P :	Diffusionslängen der Elektronen und Löcher [μm]
f_s	Diffusionsspannung [V]
I_D	Diffusionsstrom [A]
N_0	Effektive Zustandsdichte [$3 \cdot 10^{19} \text{cm}^{-3}$]
Q	Elektronenladung [$1,602 \cdot 10^{-19} \text{C}$]
Q	Elementarladung [$1,6022 \cdot 10^{-19} \text{As}$]
ΔW_n	Fermidifferenz [eV]
W_F	Fermienergie [eV]
U_d	Frequenz der Strahlung [Hz]
G_0, E_0	Gesamtbestrahlungsstärke [W/m^2]
M	Idealitätsfaktor
I_K	Kurzschlussstrom [A]
U_L	Leerlaufspannung [V]
PMPP	Maximum Power Point [W]
U_N	Nennspannung des Energieversorgungsnetzes [V]
f_G	Netzfrequenz [Hz]
R_p	Parallelwiderstand der Solarzelle [Ohm]

Nomenklatur

W_{PH}	Photonenenergie [eV = $1,602 \cdot 10^{-19} \text{J}$]
h	Planksches Wirkungsquantum [$6,626 \cdot 10^{-34} \text{Js}$]
R	Reflexionsfaktor [-]
I_S	Sättigungsstrom der Diode [A]
R_s	Serienwiderstand der Solarzelle [Ohm]
U_{MPP}	Spannung im Maximum Power Point [V]
I_{PH}	Strom der Fotodiode [A]
I_{MPP}	Strom im Maximum Power Point [A]
K_{IK}	Temperaturkoeffizient Kurzschlussstrom [%/K oder mA/K]
K_{UL}	Temperaturkoeffizient Leerlaufspannung [%/K oder mV/K]
U_T	Temperaturspannung [V]
λ	Wellenlänge Licht [nm]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: EU28 Gesamtinstallationsrate Photovoltaik [2]	14
Abbildung 3-1: Erneuerbare Primärenergieträger und deren Nutzung [3].....	19
Abbildung 3-2: Unterschied Isolator, Halbleiter und Metall [3].....	20
Abbildung 3-3: Emission (links) und Absorption (rechts) von Licht [3]	20
Abbildung 3-4: Der pn-Übergang eines Halbleiters [3]	21
Abbildung 3-5: Diffusionsspannung U_D am pn-Übergang durch Betrachtung der Fermienergie [3]	22
Abbildung 3-6: I/U-Kennlinie eines pn-Halbleiters [3]	23
Abbildung 3-7: I/U-Kennlinie und Ersatzschaltbild einer idealen Solarzelle [3].....	24
Abbildung 3-8: Ein-Dioden-Modell einer Solarzelle [3].....	26
Abbildung 3-9: Zwei-Dioden-Modell einer Solarzelle [6]	27
Abbildung 3-10: Aufbau einer Silizium-Solarzelle [3]	28
Abbildung 3-11: Lichtabsorption im Halbleiter [3].....	29
Abbildung 3-12: Vergleich (links) direkter - und (rechts) indirekter Halbleiter [3]	31
Abbildung 3-13: Absorptionskoeffizienten von Halbleiter-Materialien $f(\text{Photonenenergie})$ [3].....	31
Abbildung 3-14: AM 1,5 Verlustspektrum einer c-Si Solarzelle [3]	32
Abbildung 3-15: Maximal mögliche Stromdichte der Zellmaterialien [3]	33
Abbildung 3-16: Wellenlängenabhängiges Sonnenlichtspektrum [3].....	34
Abbildung 3-17: Zurückgelegter Weg des Lichtes in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel der Sonne [3]	34
Abbildung 3-18: Aufbau eines Glas-Folien-Moduls [3]	35
Abbildung 3-19: Verschaltung von Solarzellen zu einem Solarmodul [3]	36
Abbildung 3-20: Verschattung von Photovoltaikmodulen [3]	36
Abbildung 3-21: Gesamtkennlinie eines Photovoltaikmoduls mit 36 Zellen und Bypassdioden [3]	37
Abbildung 3-22: Schritte der Stromwandlung in einer PV-Anlage (nach [7])	38
Abbildung 3-23: Regelstruktur von Photovoltaik-Wechselrichtern mit Hochsetzsteller [7].....	39
Abbildung 3-24: Verschaltungsarten von Photovoltaikanlagen [8]	40
Abbildung 3-25: DC/DC-Wandler für eine konstante Solarspannung [3].....	41
Abbildung 3-26: Schaltplan Hochsetzsteller [9]	42
Abbildung 3-27: Spannungs- und Stromverlauf Hochsetzsteller [9].....	42
Abbildung 3-28: Maximal-Leistungspunkt-Suche: Methode der Lastsprünge [11]	43
Abbildung 3-29: Maximal-Leistungspunkt-Suche: Methode des differentiellen Leitwerts [11].....	44
Abbildung 3-30: Prinzipschaltbild Dreiphasen Netzwechselrichter [3].....	45
Abbildung 3-31: Gleichspannungs-/Drehspannungsfrequenzumrichter in Zweistufenschaltung [13].	46
Abbildung 3-32: PWM, sinusförmiger Spannungssollwert und Dreiecksfunktion [13]	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-33: PWM, resultierende Pulsreihe [13]	47
Abbildung 3-34: Blockdiagramm Voltage Oriented Control (VOC) [14].....	47
Abbildung 3-35: Park-Transformation von abc in dq Koordinatensystem [15]	48
Abbildung 3-36: Gliederung von Wartungsstrategien	50
Abbildung 3-37: Zeitlicher Verlauf von Wartungsstrategien	52
Abbildung 3-38: Blackbox-Zuverlässigkeits-Modell [24]	54
Abbildung 3-39: Badewannenkurve, eigene Darstellung nach [24].....	56
Abbildung 3-40: Workflow Schädigungsphysik; eigene Darstellung nach [21].....	57
Abbildung 3-41: Fehler- und Fehlerursachenverteilung leistungselektronischer Systeme [25].....	58
Abbildung 3-42: Energiebetrachtung der Material/Bauteil Ermüdung bei einer Belastung (links) und multipler Belastung (rechts) [25]	59
Abbildung 3-43: Spannungs- Dehnungsdiagramm [25]	60
Abbildung 3-44: Modellbasierter Diagnose Prozess [31]	63
Abbildung 3-45: Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse [30]	63
Abbildung 4-1: Simulink-Modell Photovoltaiksystem	66
Abbildung 4-2: Iterationsverfahren zur Berechnung von RP und RS; eigene Darstellung nach [32]	68
Abbildung 4-3: Simulink Blockschaltbild Ein-Dioden-Modell.....	69
Abbildung 4-4: Simulink Blockschaltbild Photostrom	70
Abbildung 4-5: Simulink Blockschaltbild Diffusionsstrom.....	71
Abbildung 4-6: Ablaufdiagramm MPP-Algorithmus differentieller Leitwert [11].....	73
Abbildung 4-7: Simulink MPP-Tracker MATLAB-Funktion	73
Abbildung 4-8: Simulink DC/DC-Wandler.....	74
Abbildung 4-9: Simulink Dreiphasen-Brückenschaltung	75
Abbildung 4-10: Simulink Vektorregelung	75
Abbildung 4-11: Simulink Phasenregelschleife	76
Abbildung 4-12: Simulink Gleichspannungsregelung.....	76
Abbildung 4-13: Simulink PI-Regler Tuning	77
Abbildung 4-14: Simulink Stromregelung	78
Abbildung 4-15: Simulink Netzfilter	78
Abbildung 4-16: Systemzusammensetzung eines generischen Photovoltaik Systems (vgl. [35]).....	79
Abbildung 4-17: Zuverlässigkeit der Subsysteme innerhalb des ersten Betriebsjahres [35]	80
Abbildung 4-18: Zuverlässigkeit der Subsysteme innerhalb von 20 Betriebsjahren [35]	80
Abbildung 4-19: Verteilung und Häufigkeit von Photovoltaikmodulfehler [37]	81
Abbildung 4-20: IGBT-Modul Verbindungstechniken: Presspack (links) und Wirebonding (rechts) [26]	82
Abbildung 4-21: Aufbau eines Elektrolytkondensators [39]	83

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-22: Bonddrahtabhub aufgrund einer Rissbildung (li.) und abgehobene Bondverbindung (re.) [26].....	83
Abbildung 4-23: Riss- und Lückenbildung aufgrund der Lötermüdung [26]	84
Abbildung 4-24: ESR Elektrolytkondensator [39]	85
Abbildung 4-25: Fehlerpotentialanalyse in Photovoltaikmodulen; eigene Darstellung nach [43]	87
Abbildung 4-26: Zusammensetzung Photovoltaikmodul [45].....	88
Abbildung 4-27: Querschnitt eines Photovoltaikmoduls mit Verbindungsstellen [47]	90
Abbildung 4-28: Spannungsverlauf der Zellverbindern [47]	91
Abbildung 4-29: Backsheet Brüche: a) Hinter heißen Zellen, b) Rechteckig unter den Zellzwischenräumen, c) Entlang der Stromabnehmer	92
Abbildung 5-1: IV-Kennlinie modelliert: T=25 °C, G=100-1200 W/m ²	96
Abbildung 5-2: IV-Kennlinie modelliert: T=0-90 °C, G=1000 W/m ²	96
Abbildung 5-3: IV-Kennlinie modelliert vs. Messung (HT400)	97
Abbildung 5-4: Kennfeld Photovoltaikstring, P _{MPP} f(T,G)	98
Abbildung 5-5: Zusammenhang Maximalleistung/Einstrahlleistung	99
Abbildung 5-6: Zusammenhang Maximalleistung/Zelltemperaturänderung	99
Abbildung 5-7: Anwendung Regressionsmodell	100
Abbildung 5-8: Photovoltaiksystem DC-Messung 1000 W/m ² und 25 °C.....	101
Abbildung 5-9: Photovoltaiksystem AC-Messung 1000 W/m ² und 25 °C	101
Abbildung 5-10: Photovoltaiksystem DC-Messung 500 W/m ² und 25°C.....	102
Abbildung 5-11: Photovoltaiksystem AC-Messung 500 W/m ² und 25°C	102
Abbildung 5-12: Kennfeld Photovoltaiksystem, U _{AC} f(T,G).....	103
Abbildung 5-13: Kennfeld Photovoltaiksystem, I _{AC} f(T,G)	104
Abbildung 5-14: Wechselrichter AC-Strommessung – Oszilloskop Zeitverlaufsplot.....	104
Abbildung 5-15: Kennfeld Photovoltaiksystem, P _{AC} f(T,G)	105
Abbildung 5-16: Auswertung Performance Indikator – String vergleich	106
Abbildung 5-17: Ergebnis Ausfallpotentialanalyse – Fehlerkatalog OptPV4.0; Seite 1.....	108
Abbildung 5-18: Ergebnis Ausfallpotentialanalyse – Fehlerkatalog OptPV4.0; Seite 2	109
Abbildung 5-19: Ergebnis Schädigungsrechnung – Schädigungssummen Photovoltaikverkabelung und -Module.....	110
Abbildung 5-20: Schädigungssumme: Thermische Alterung der Photovoltaik-Kabelverbinder	111
Abbildung 5-21: Schädigungssumme: Thermische Alterung der Photovoltaikmodul Polymere	111
Abbildung 5-22: Ergebnis Schädigungsrechnung – Schädigungssummen Photovoltaik-Wechselrichter	112
Abbildung 5-23: Schädigungssumme: Thermische Alterung der IGBT-Module.....	113

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Vergleich Material abhängige Absorptionskoeffizienten (nach [3])	30
Tabelle 5-1: Kennwerte Photovoltaikmodul	95

1 EINLEITUNG

Ein Begriff, der heutzutage immer wieder Verwendung findet, ist jener der Energiewende. Unter der Energiewende kann im Allgemeinen die Dekarbonisierung fossiler Energieversorgung in den Bereichen Strom, Wärme, Mobilität und Industrie verstanden werden. Dabei wird das wesentliche Ziel verfolgt, den CO₂-Ausstoß durch Verbrennung fossiler Energieträger einzudämmen und eine Energieversorgung durch erneuerbare Energieträger zu realisieren. So hat sich etwa die österreichische Bundesregierung das mittelfristige Klimaziel gesetzt, den nationalen Gesamtstromverbrauch im Jahr 2030 bilanziell durch eine Kombination aus erneuerbaren Energiequellen wie der Wasser- oder Windkraft und durch Photovoltaik zu decken. Langfristig soll bis zum Jahr 2050 eine annähernd vollständige Dekarbonisierung realisiert werden [1]. Um die genannten Ziele zu erreichen, sind hohe Installationsraten von erneuerbaren Energieerzeugern erforderlich. Eine Technologie, auf der besonders viele Hoffnungen ruhen, ist die Photovoltaik. Dies ist durch einen erheblichen Anstieg der Entwicklung und dem Ausbau an installierten Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren beobachtbar (siehe Abbildung 1-1). Einen Grund hierfür stellen die sinkenden Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen sowie die steigende Nachfrage nach kostengünstigen erneuerbaren Energiequellen dar [2].

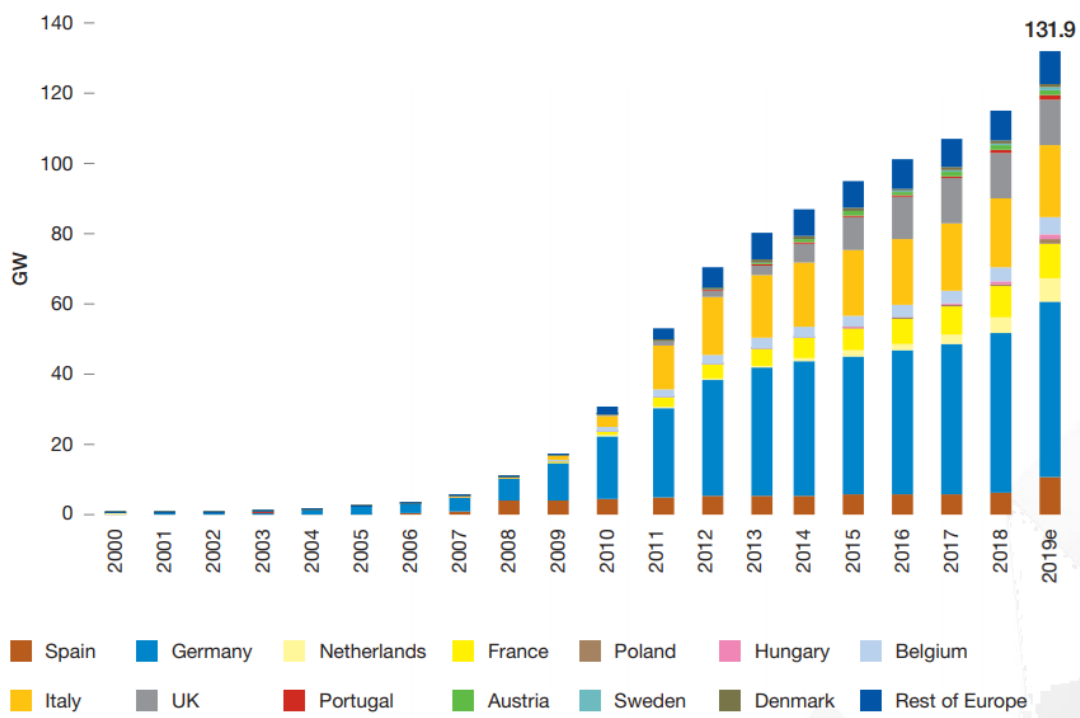


Abbildung 1-1: EU28 Gesamtinstallationsrate Photovoltaik [2]

Die beschriebenen erneuerbaren Energiequellen weisen sich vor allem dadurch aus, dass ihr Einsatz nahezu emissionsfrei erfolgt, eine geringe Umweltbelastung hervorbringt und die Nutzung erneuerbarer Primärenergieträger annähernd kostenlos möglich ist. Ein kollektiver Nachteil der erneuerbaren Technologien zeigt sich in der geringen Energiedichte der Energieträger. Für eine technisch sinnvolle Nutzung werden große Installationsflächen (Photovoltaikmodulfläche und Rotordurchmesser bei Windkraftanlagen) benötigt, die aufgrund eines hohen Materialeinsatzes mit hohen Investitionskosten verbunden sind [3]. Zudem erschweren die volatilen Vorkommnisse der erneuerbaren Energieträger einen Betrieb am wirtschaftlichen Optimum. Dieser Sachverhalt legt nahe, dass Kraftwerke zur Energiewandlung von erneuerbaren Energieträgern so effizient und lange wie möglich eingesetzt werden sollten. Insbesondere sehr geringe Gewinnmargen der Photovoltaikbranche erfordern den optimierten Betrieb und die Betriebsführung von Photovoltaikanlagen, wodurch ein besonderes Augenmerk auf intelligente Überwachungssysteme gerichtet wird. Diese Systeme analysieren das Systemverhalten mittels automatischer Datenerfassung - und -verarbeitung, ermöglichen eine frühzeitige Detektion von Anomalien und schlagen fehlerbehebende Gegenmaßnahmen auf Basis von sogenannten Expertensystemen vor. Das automatische Erkennen von Fehlern vor gravierenden Folgeereignissen ermöglicht – vor allem bei abgelegenen Photovoltaikanlagen – eine verbesserte Wartungseinsatzplanung, reduziert Ausfallszeiten sowie Energieverluste auf ein Minimum und lässt Betreiberkosten absinken.

2 AUFGABENSTELLUNG

Zur Beantwortung der Forschungsfrage von möglichst effizienter Energiewandlung in Photovoltaikanlagen wurde die vorliegende Arbeit im Rahmen des Forschungsprojektes OptPV4.0 – gefördert durch den Klima- und Energiefonds zur Erfüllung der energie-, klima- und technologiepolitischen Vorgaben der österreichischen Bundesregierung – erarbeitet. Das Kernziel von OptPV4.0 stellt eine optimierte Betriebsführung von Photovoltaikanlagen zur Erhöhung und Sicherstellung des Ertrages und der Wirtschaftlichkeit dar. Ein optimaler Betrieb einer Photovoltaikanlage zeichnet sich vor allem durch eine langfristige Performance und permanente Systemoptimierung aus. Dabei gilt es, Leistungseinbußen aufgrund von plötzlich auftretenden Fehlern in der Anlage oder graduellen Verschlechterungen in der Anlagenperformance zu verhindern, indem Fehlerursachen zuverlässig und schnell identifiziert werden.

Eine Identifikation von Fehlern erfordert ein Referenzabbild einer Photovoltaikanlage im fehlerfreien Zustand. Dieser Zustand wird im OptPV4.0 Projekt als „digitaler Zwilling“ modelliert. Wobei Algorithmen auf Basis physikalischer (White-Box-Modelle mit einer Integration von Fehlerschranken, bzw. Degradationskurven), statistischer Modelle (z.B. neuronale Netzwerke und Deep-Learning), oder einer Kombination von beiden entwickelt werden. Die Modelle sollen den Systemzustand gesamtheitlich nachbilden, den Anlagenbetrieb simulieren und in der Lage sein, einen zeitlichen Ertragsverlauf vorherzusagen.

Der Schwerpunkt liegt hierbei auf einer Modellierung und Analyse von längerfristigen Trends anhand von Anlagendaten, die größere Zeiträume umfassen. Das integrierte Konzept von intelligenter Datenauswertung und Trenderkennung, eröffnet gänzlich neue Ansätze für präventive und prädiktive Instandhaltung, die weit über die derzeit verfügbaren starren Wartungsintervalle und Pannewartungen in der Photovoltaikbranche hinausgehen. Gesamtheitlich sollen die im Projekt entwickelten Konzepte einen langjährigen und effizienten Betrieb von Photovoltaikanlagen mit maximalen Energiegewinn gewährleisten.

2.1 Vorgehensweise

Zur Identifizierung von Fehlern soll ein dynamisches Referenzabbild eines fehlerfreien Photovoltaiksystems als „digitaler Sensor“ in der Anlagenüberwachung realisiert werden. Dazu wird das physikalische Verhalten einer Photovoltaikanlage unter aktuellen Einstrahlungs- und Temperaturwerten in der Simulationsumgebung Simulink implementiert und simuliert.

In einem weiteren Schritt soll aus dem physikalischen Modell eine mathematische Formulierung abgeleitet werden, um eine datengetriebene Zeitreihenanalyse eines Photovoltaik Systems zu realisieren, die der Erkennung von plötzlich auftretenden Fehlern dient.

Zur korrekten Identifizierung von kritischen Systemkomponenten und dem Ausmaß der Belastung, werden Analysen auf Basis der Schädigungsphysik angewandt. Dazu wird eine theoretische Schadensakkumulation, die die Belastung eines Systems und somit die Fehlerwahrscheinlichkeit darstellt, anhand von White-Box-Modellen in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen errechnet.

Insgesamt sollen die entwickelten Konzepte einen langjährigen und effizienten Betrieb von Photovoltaikanlagen mit maximalen Energiegewinn gewährleisten. Das gesamte Konzept der optimierten Betriebsführung und Wartung soll anhand von historischen Zeitreihendaten von Photovoltaikanlagen der OptPV4.0-Projektpartner umgesetzt und validiert werden.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND – STAND DER TECHNIK

In diesem Kapitel sollen die technischen Grundlagen der Funktionsweise und dem Betrieb einer Photovoltaikanlage erläutert werden, die in weiterer Folge der Modellbildung in Kapitel 4 dienen. Neben der Funktion von Photovoltaikanlagen soll vor allem deren Zuverlässigkeit und Auswirkungen von Fehlerfällen auf den Betrieb beschrieben werden. Dazu bedient man sich Methodiken und Modellierungen aus der Fehlerphysik, die zudem neue Möglichkeiten in zustandsbasierten Wartungen eröffnen.

3.1 Erneuerbare Energieträger

Die Photovoltaiktechnologie ist der Gruppe der erneuerbaren Energien zuzuordnen. Der Ausdruck „erneuerbar“ oder auch „regenerativ“ bedeutet, dass der Energieträger nicht verbraucht wird, sondern unerschöpflich zur Verfügung steht. Aus Abbildung 3-1 ist die grundlegende Einteilung erneuerbare Energiequellen in drei große Primärenergiegruppen ersichtlich: Planetenbewegung, Erdwärme und Solarstrahlung [3]. Die ersten zwei Planetenbewegung und Erdwärme ermöglichen den Betrieb von Kraftwerken auf Basis von Gezeitenströmungen und Geothermie. Die Solarstrahlung liefert die Grundlage für eine diversifizierte Energienutzung. So wird beispielsweise die Wasserkraftnutzung erst durch Verdunsten und anschließendem Abregnen des Wassers an Land möglich. Zudem wird die atmosphärische Bewegung durch Solarstrahlung hervorgerufen, womit die daraus resultierenden Winde die Windkraftnutzung erlauben. Solarstrahlung ist außerdem zur Wärmegewinnung mittels thermischer Kollektoren für Brauchwassererwärmung oder Heizungsanwendungen einsetzbar. Ein weiteres Einsatzgebiet stellen thermische Solarkraftwerke dar, die durch konzentrierte Sonnenstrahlen Prozesswärme für dampfbetriebene Generatoren bereitstellen. Auch die Photovoltaik ist der Primärenergie-Gruppe der Solarstrahlung zuzuordnen. Ein besonderer Anreiz in der Verwendung der Photovoltaiktechnologie, ist die direkte Wandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie ohne aufwändige Zwischenprozesse oder verlustanfällige mechanische Energiewandler.

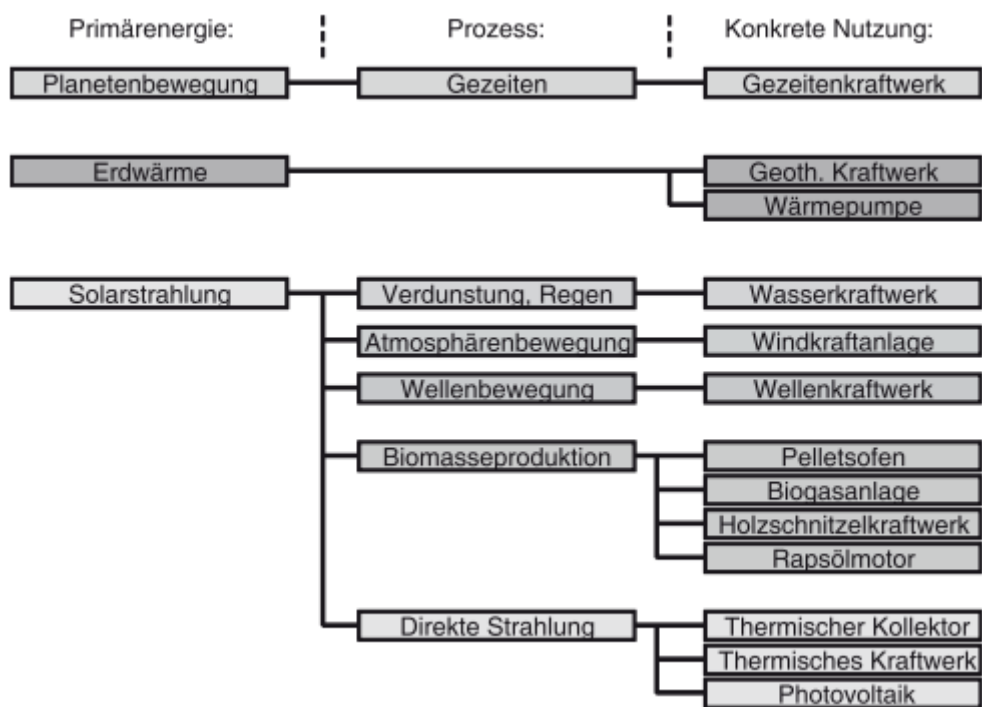


Abbildung 3-1: Erneuerbare Primärenergieträger und deren Nutzung [3]

3.2 Photovoltaik

Der Begriff Photovoltaik setzt sich aus dem griechischen Wort phós, phōtós (Licht, des Lichtes) und dem Namen des Physikers Alessandro Volta (1745 1825) zusammen, der die erste elektrochemische Batterie erfand. Frei übersetzt könnte Photovoltaik demzufolge als Lichtbatterie oder Lichtenergiequelle bezeichnet werden. In allgemeiner Definition, bedeutet Photovoltaik die direkte Umwandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie [3].

3.2.1 Grundlagen der Halbleiterphysik

Jede Photovoltaikanlage besteht grundsätzlich aus mehreren verschalteten Modulen, die wiederum aus einzelnen Solarzellen bestehen. Die Solarzelle ist das eigentliche Kraftwerk einer Photovoltaikanlage, in der die Energiewandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie erfolgt. Eine Solarzelle besteht in den meisten Fällen aus Silizium und ist als Halbleiter aufgebaut, der erst durch einen bestimmten Energieeintrag leitend wird. Aus Abbildung 3-2 sind die Unterschiede zwischen Isolatoren, Halbleitern und Metallen aufgezeigt. Die dabei zu überwindende Bandlücke ΔW_G bestimmt den Energieeintrag der notwendig ist, um ein Elektron aus dem Valenzband in das Leitungsband anzuheben. Die sogenannten Energiebänder entstehen durch Aneinander-Koppelungen von Atomen im Halbleiterkristall – wie zum Beispiel Silizium – und geben jene Energiezustände an, die für ein Elektron erlaubt sind [3].

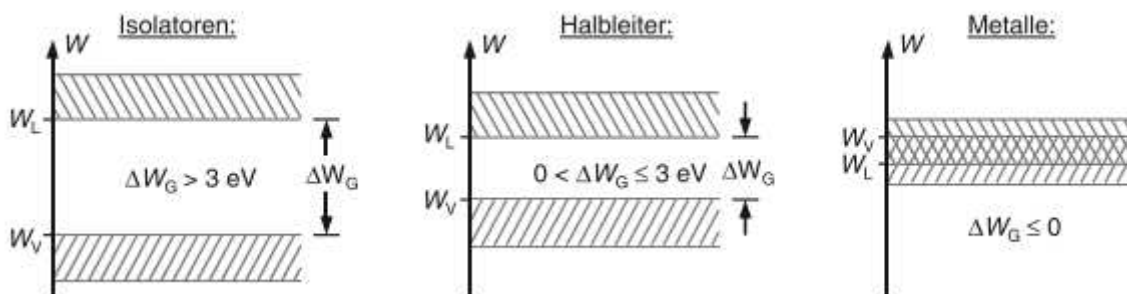


Abbildung 3-2: Unterschied Isolator, Halbleiter und Metall [3]

Die erlaubten Zustände von Elektronen werden aus dem 1. Bohrschen Postulat beschrieben, das besagt: *Es gibt nur bestimmte diskrete Schalen, die für ein Elektron erlaubt sind.* [3] S. 59 In jeder dieser Schalen (K, L, M usw.) wird der jeweilige Energiezustand von Elektronen in Abhängigkeit des Bahnradius beschrieben. Im Grundzustand befindet sich das Elektron in der K-Schale, für den Übergang des Elektrons in die L-Schale muss Energie aufgebracht werden. Dieser Vorgang wird durch das 2. Bohrsche Postulat beschrieben. Dieses besagt, *dass der Übergang eines Elektrons von einer Schale zur anderen unter Emission oder Absorption von elektromagnetischer Strahlung erfolgt.* [3] S. 59

Aus Abbildung 3-3 ist der Emissions- sowie auch Absorptionsvorgang in einer Atomschale schematisch dargestellt. Für den Betrieb einer Photovoltaikzelle wird der Absorptionsvorgang betrachtet. Bei diesem treffen Lichtwellen mit der Energie ΔW (siehe Formel (3-1)) in Form von Photonen auf das Elektron. Das Photon wird absorbiert und die frei werdende Energie ermöglicht den Übergang von Elektronen aus der K- in die L-Schale.

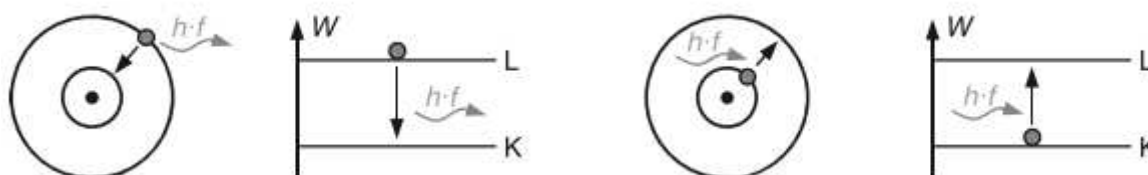


Abbildung 3-3: Emission (links) und Absorption (rechts) von Licht [3]

$$\Delta W = h \cdot f_s \tag{3-1}$$

h = Plancksches Wirkungsquantum = $6,6 \cdot 10^{-34} \text{ Js}$

f_s = Frequenz der Strahlung

Aus der Kristallstruktur von reinen Siliziumkristallen geht hervor, dass ein solcher Halbleiter zunächst ein schlechter elektrischer Leiter ist. Die schlechte Leitfähigkeit wird durch gezielte Einbringung von Fremdatomen (Dotierung) in den Halbleiterkristall reduziert, indem sogenannte n- und p-Dotierungen realisiert werden. In realen Zellen wird durch eine

Verbindung zweier Kristallgitter eine Kombination aus beiden Dotierungsarten angewandt, um einen sogenannten pn-Übergang zu ermöglichen. Ein Beispiel aus Abbildung 3-4 soll diesen Zusammenhang verdeutlichen. Der linke Kristall ist n-dotiert und der rechte p-dotiert. Die freien Elektronen auf der linken Seite strömen aufgrund des Konzentrationsgefälles als Diffusionsstrom auf die rechte p-dotierte Seite. Jedes freie Elektron lässt dabei ein positiv geladenes Donatoratom fest verankert im Gitter zurück und es entsteht eine ortsfeste positive Ladung. Sobald die diffundierten Elektronen auf ein Loch im p-dotierten Bereich treffen, werden die offenen Bindungen besetzt und eine ortsfeste negative Ladung entsteht. Die ortsfesten Ladungen im Übergangsbereich bilden ein elektrisches Feld, das einen Feldstrom von links nach rechts hervorruft. Ein neu ausgebildetes Gleichgewicht zwischen Feld- und Diffusionsstrom bildet die sogenannte Raumladungszone am Übergang. Die Raumladungen bewirken zwischen den Rändern der Raumladungszone einen Potentialunterschied, die Diffusionsspannung U_d [3].

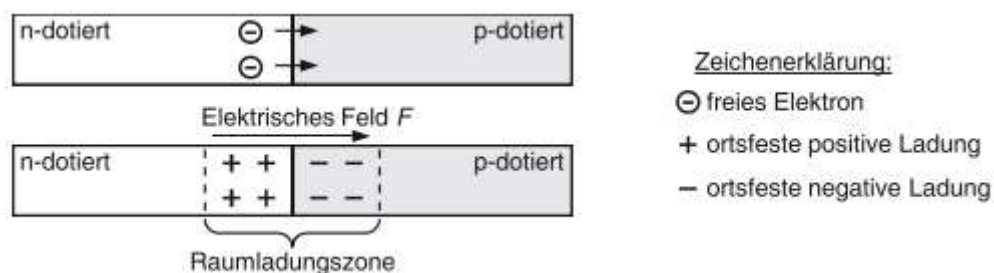


Abbildung 3-4: Der pn-Übergang eines Halbleiters [3]

Die Diffusionsspannung ist jene Spannung, die an der Zelle für die Energiewandlung nutzbar anliegt. Zur Ermittlung der Größe der Diffusionsspannung zieht man die Fermienergie heran. Die Fermienergie W_F ist allgemein so definiert, dass die Wahrscheinlichkeit für die Besetzung dieses Energieniveaus genau 50 % ist. [3] S. 71

Bei einem undotierten Halbleiter würde die Fermienergie genau in der Mitte der Raumladungszone liegen, da jedes Elektron im Leitungsband ein Loch im Valenzband erzeugt und somit ein Gleichgewicht der möglichen Energiezustände im Leitungs- und Valenzband herrscht [3]. Sobald jedoch eine n-Dotierung vorliegt, steigt die Anzahl der Elektronen im Leitungsband, woraus eine höhere Fermienergie resultiert. Im umgekehrten Fall, bei der p-Dotierung, liegen kaum freie Elektronen vor; die meisten Elektronen halten sich im Valenzband auf, sodass die Fermienergie unmittelbar oberhalb des Valenzbandrandes liegt. Dadurch wird in weiterer Folge eine Potentialstufe $q \cdot U_D$, die dem Bandabstand entspricht, ausgebildet. Dieser Zusammenhang ist aus Abbildung 3-5 ersichtlich.

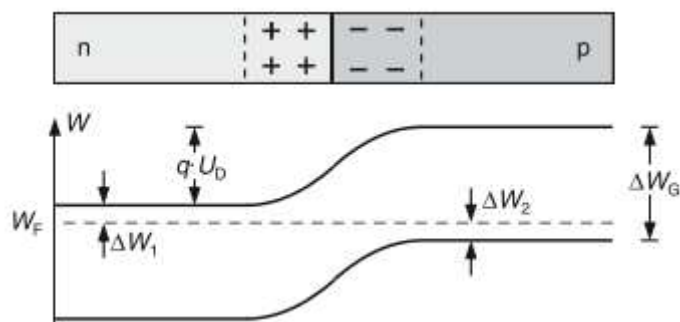


Abbildung 3-5: Diffusionsspannung U_D am pn-Übergang durch Betrachtung der Fermienergie [3]

Bei einem Kontakt des p- und n-Bereiches muss die Fermienergie im thermischen Gleichgewicht auf beiden Seiten dasselbe Niveau haben und ist aus den Formeln (3-2)-(3-5) errechenbar.

$$q * U_D = \Delta W_G - \Delta W_1 - \Delta W_2 \quad (3-2)$$

$$\Delta W_1 = k * T * \ln \left(\frac{N_0}{N_D} \right) \quad (3-3)$$

$$\Delta W_2 = k * T * \ln \left(\frac{N_0}{N_A} \right) \quad (3-4)$$

k = Boltzmannkonstante [$1,38 * 10^{-23}$ Js/K = $8,63 * 10^{-5}$ eV/K]

N_0 = effektive Zustandsdichte der Elektronen und Löcher

$N_{A,D}$ = Zustandsdichte n-/p-Bereich

$$q * U_D = \Delta W_G - k * T * \ln \left(\frac{N_0^2}{N_A * N_D} \right) \quad (3-5)$$

Nach dem Verbinden zweier Kristalle zu einem Halbleiter mit pn-Übergang, lässt sich aus der Erkenntnis, dass Feld- und Diffusionsstrom am pn-Übergang denselben Wert aufweisen, die Kennlinie einer Solarzelle ableiten. Die Kennlinie ähnelt im Prinzip der einer Photodiode und ist aus Gleichung (3-6) errechenbar. Die Gleichung wird sowohl für Elektronen als auch für Löcher aufgestellt, woraus sich in weiterer Folge durch Lösen des Differentialgleichungssystems (siehe Formel (3-6)) die sogenannte Diodengleichung bzw. Shockley-Gleichung (siehe Formel (3-7)) errechnen lässt. [3]

$$j_F = j_D \rightarrow q * n(x) * \mu * F(x) = -q * D * \left(\frac{dn(x)}{N_A * N_D} \right) \quad (3-6)$$

$$I = I_S * \left(e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right) \quad (3-7)$$

I_S : Sättigungsstrom der Diode

U_T : Temperaturspannung

$$I_S = A * \left(\frac{q * D_N * n_i^2}{L_N * N_A} + \frac{q * D_P * n_i^2}{L_P * N_D} \right) \quad (3-8)$$

L_N, L_P : Diffusionslängen der Elektronen und Löcher

$$U_T = \frac{k * T}{q} \quad (3-9)$$

3.2.2 Grundlagen der Solarzelle

Aus der Shockley-Gleichung (Formel (3-7)) und der darin enthaltenen Exponentialfunktion folgt die typische Dioden-Kennlinie mit charakteristischem Knick (siehe Abb. 3.18). Der Knick erfolgt bei der sogenannten Durchbruchspannung oder Schleusenspannung U_s , die dem Betrag der Diffusionsspannung entspricht. Durch Anlegen einer stark negativen Spannung an die Halbleiterdiode wird das elektrische Feld in der Raumladungszone erhöht und die dort freiwerdenden Elektronen beschleunigt, bis zusätzliche Elektronen aus der Kristallbindung gerissen werden. Weitere freie beschleunigte Elektronen verstärken den sogenannten Lawineneffekt beziehungsweise Lawinendurchbruch zusätzlich [4].

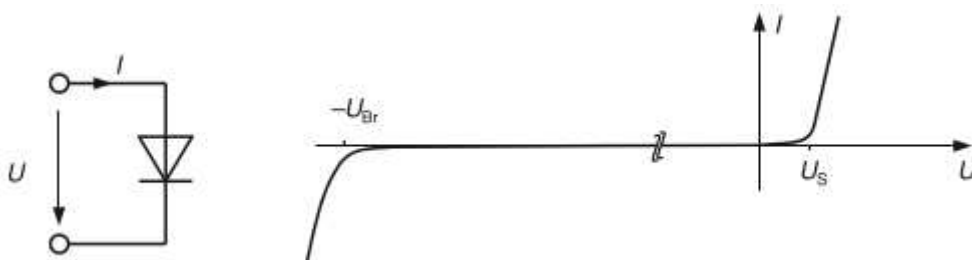


Abbildung 3-6: I/U-Kennlinie eines pn-Halbleiters [3]

Die Kennlinie einer Solarzelle entspricht dem Prinzip der Photodiode, jedoch wird die Solarzelle meist im Erzeugerzählpfeilsystem beschrieben. Im Erzeugerzählpfeilsystem wird die Spannung U an der Energiequelle gemessen und der Stromfluss von der Energiequelle zum Verbraucher ist positiv. Dieser Sachverhalt führt zur typischen Darstellung der I/U-Kennlinie einer idealen Solarzelle. Aus Abbildung 3-7 ist der Verlauf der I/U-Kennlinie sowie das Ersatzschaltbild einer idealen Zelle ersichtlich.

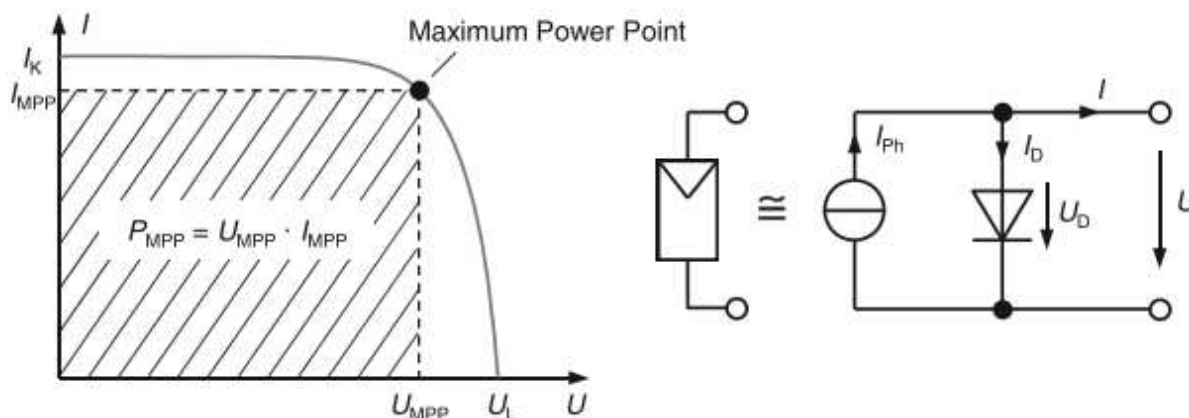


Abbildung 3-7: I/U-Kennlinie und Ersatzschaltbild einer idealen Solarzelle [3]

Die wichtigsten Betriebsparameter I_K , I_{MPP} , U_{MPP} , U_L und P_{MPP} können aus der Kennlinie der Solarzelle entnommen werden und sind wie folgt definiert [3], [5]:

- **Kurzschlussstrom I_K**

Den Kurzschlussstrom $I_K (=I_{SC})$ liefert die Solarzelle, wenn diese an ihren Anschlüssen kurzgeschlossen wird und die Spannung auf 0 V absinkt. Im Kurzschlussfall ist I_K gleich I_{PH} daraus folgt, dass der Strom der Solarzelle direkt proportional der Bestrahlungsstärke ist.

- **Leerlaufspannung U_L**

Die Leerlaufspannung liegt an den Klemmen an, wenn der Strom der Zelle 0 A beträgt und ist proportional zu dem natürlichen Logarithmus der Bestrahlungsstärke.

- **Maximum Power Point MPP**

Im maximalen Leistungspunkt gibt eine Solarzelle unter gegebenen Umgebungsbedingungen die maximale Leistung ab. Die Leistung des Arbeitspunktes ergibt sich jeweils aus $U_{MPP} \cdot I_{MPP}$ und entspricht der maximalen Fläche unter der Kennlinie.

Zudem sind aus den Betriebsparametern die Leistungsmerkmale Füllfaktor und Wirkungsgrad einer Solarzelle ableitbar:

- **Füllfaktor FF**

Der Füllfaktor ist ein Maß für die Qualität einer Zelle und beschreibt das Verhältnis der MPP-Leistung und dem Produkt aus Leerlaufspannung und -strom (siehe Formel (3-10)). In der Kennlinie stellt dieses Verhältnis die Größe der MPP-Fläche zur maximal möglichen Fläche $U_L \cdot I_L$ dar.

$$FF = \frac{(U_{MPP} * I_{MPP})}{(U_L * I_K)} = \frac{P_{MPP}}{U_L * I_K} \quad (3-10)$$

- **Wirkungsgrad**

Anhand der Formel (3-11) lässt sich der Wirkungsgrad einer Solarzelle bestimmen. Dieser ist definiert als Verhältnis von elektrischer Leistung P_{MPP} und eingestrahelter optischer Leistung P_{Opt} . Typische Werte von kristallinen Siliziumzellen liegen zwischen 15 und 22 %.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Opt}} = \frac{P_{MPP}}{E * A} = \frac{FF * U_L * I_K}{E * A} \quad (3-11)$$

Ausgehend von Abbildung 3-7 lässt sich sowohl die Kennliniengleichung (Formel (3-12)) einer idealen Solarzelle ableiten als auch der Ausgangsstrom berechnen [3]:

$$I = I_{PH} - I_D = I_{PH} - I_S * \left(e^{\frac{U}{m * U_T}} - 1 \right) \quad (3-12)$$

I_{PH} : Strom der Fotodiode

I_D : Diffusionsstrom

m : Idealitätsfaktor

I_{PH} stellt den an der Solarzelle abnehmbaren Strom dar und trägt die Bezeichnung Photostrom, da dieser durch Photonen hervorgerufen wird. Mittels des Idealitätsfaktors m soll das Verhalten des errechneten Stromes an eine reale Zelle angenähert werden. Im vereinfachten Fall kann die Annahme getroffen werden, dass jedes absorbierte Photon ein Elektronen-Lochpaar freisetzt. Ausgehend von dieser Annahme kann der Schluss getroffen werden, dass der Photostrom I_{PH} proportional zur Bestrahlungsstärke G ist (Siehe Formel (3-13)).

$$I_{Ph} = const * G \quad (3-13)$$

Ein weiterer Einflussfaktor auf den Photostrom stellt die Temperatur der Solarzelle dar. Bei einer Temperaturzunahme tritt eine Reduktion der Bandlücke des Halbleiters mit steigender Temperatur auf. Dies hat zu Folge, dass auch energieärmere Photonen absorbiert werden und der Photostrom somit geringfügig steigt.

Bei Temperaturzunahmen steigt zudem die thermische Bewegung der im Halbleiter eingebundenen Elektronen. Dabei werden vermehrt Elektronen aus den Bindungen gerissen, die damit ins Leitungsband gelangen, was zu einer Erhöhung der Eigenleitungsdichte und in gleichem Maß des Sättigungsstromes I_S der Zelle führt. Dies hat wiederum zur Folge, dass die Leerlaufspannung nach Formel (3-14) mit zunehmender Temperatur abnimmt [3].

$$U_L = m * U_T * \ln\left(\frac{I_K}{I_S}\right) \quad (3-14)$$

Dabei ist U_T die temperaturabhängige Spannung, I_K der Kurzschlussstrom und I_S der Sättigungsstrom der Zelle.

Bei Si-Zellen beträgt eine solche Reduktion der Leerlaufspannung typischerweise -0,4 % je Kelvin Temperaturdifferenz.

Zur genaueren Betrachtung der elektrischen Verluste in einer Solarzelle durch beispielsweise elektrische Kontakte, den Halbleiter und Metall-Halbleiter-Übergang wird das Standard-Modell oder auch Ein-Dioden-Modell herangezogen [3], [4]; dieses ist aus Abbildung 3-8 ersichtlich. Der darin enthaltene Serienwiderstand R_S beschreibt insbesondere die ohmschen Verluste in den Frontkontakten der Solarzelle am Metall-Halbleiter-Übergang. Leckströme an den Kanten der Solarzelle und punktuelle Kurzschlüsse des pn-Übergangs werden durch den Parallelwiderstand R_P dargestellt. Die reale Kennliniengleichung des Standardmodells ist aus Formel (3-15) errechenbar.

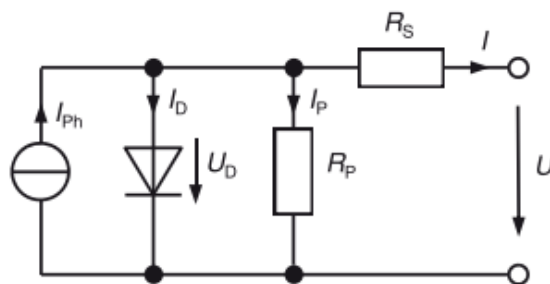


Abbildung 3-8: Ein-Dioden-Modell einer Solarzelle [3]

$$I = I_{PH} - I_D - I_P = I_{PH} - I_S * \left(e^{\frac{U+I*R_S}{m*U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I * R_S}{R_P} \quad (3-15)$$

I_P : Strom durch den Parallelwiderstand

Kommen jedoch Halbleiter mit größerem Bandabstand zum Einsatz, kann dies zu Abweichungen der Simulierten und der tatsächlichen Kennlinie führen, da Rekombinationen in der Raumladungszone nicht berücksichtigt werden. Für solche Fälle kann das Zwei-Dioden-Modell angewendet werden, das neben dem Diffusionsstrom durch die Diode auch den Rekombinationsstrom berücksichtigt. Das Zwei-Dioden Modell ist aus Abbildung 3-9 ersichtlich [3], [4].

In diesem Zusammenhang wurden detaillierte Untersuchungen der Leistungsmerkmale einer Photovoltaikzelle der zwei Modellvarianten durchgeführt, die zeigten, dass das Zwei-Dioden

Modell bei variierenden Umgebungsbedingungen, insbesondere bei hohen Temperaturen, die genauere Ergebnisse im Vergleich zu gemessenen Werten erzielt [6]. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei höheren Temperaturen die Zellspannung sinkt und somit erhebliche Rekombinationsverluste hervorgerufen werden, die das Ein-Dioden-Modell nicht berücksichtigt. Einen klaren Vorteil bringt das Ein-Dioden-Modell jedoch durch geringere unbekannte Modellparameter, was mit einer deutlich kürzeren Berechnungszeit einhergeht. Aufgrund der Erkenntnis, dass die Abweichungen beider Modelle zu gemessenen Zellparameter deutlich unter 1 % liegen, wurde angesichts der einfacheren Handhabung in dieser Arbeit das Ein-Dioden-Modell zur Modellierung von Photovoltaikmodulen herangezogen.

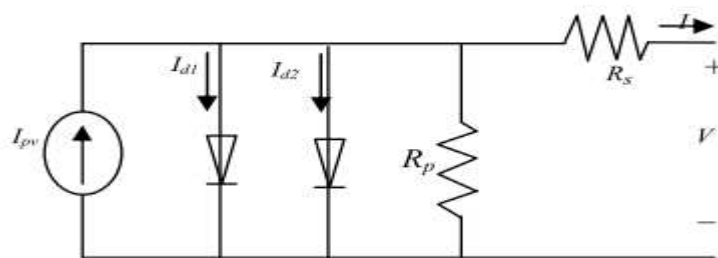


Abbildung 3-9: Zwei-Dioden-Modell einer Solarzelle [6]

3.2.3 Funktionsweise einer Solarzelle

Solarzellen, die in der Praxis Anwendung finden, müssen in der Lage sein, die verfügbare Diffusionsspannung der Halbleiter abzugreifen und den Elektronenfluss durch Schließen eines Kreislaufes zu gewährleisten. Um diese Anforderungen zu erfüllen, ist eine Solarzelle als Halbleiter aufgebaut, der einen pn-Übergang mit unsymmetrischer Dotierung aufweist. Ein Ungleichgewicht der Dotierung erleichtert den Feld- und Diffusionsstrom im Halbleiter und somit den Elektronenfluss. Aus Abbildung 3-10 ist eine Übersicht des Aufbaus einer typischen Silizium-Solarzelle ersichtlich, wobei die untere Schicht die p-Basis bildet und mit dem Rückkontakt verknüpft ist. Die obere Schicht stellt den hoch dotierten n⁺-Emitter dar. Fällt Licht in Form von Photonen in die Solarzelle ein, so erzeugt jedes absorbierte Photon ein Elektronen-Loch-Paar. In der Raumladungszone werden die Teilchen getrennt und hin zu den Kontakten geleitet. Die Löcher gelangen durch die Basis zu den Rückkontakten und die Elektronen über den Emitter zu den Frontkontakten, die mit der Stromsammelschiene (Busbar) verbunden sind [3].

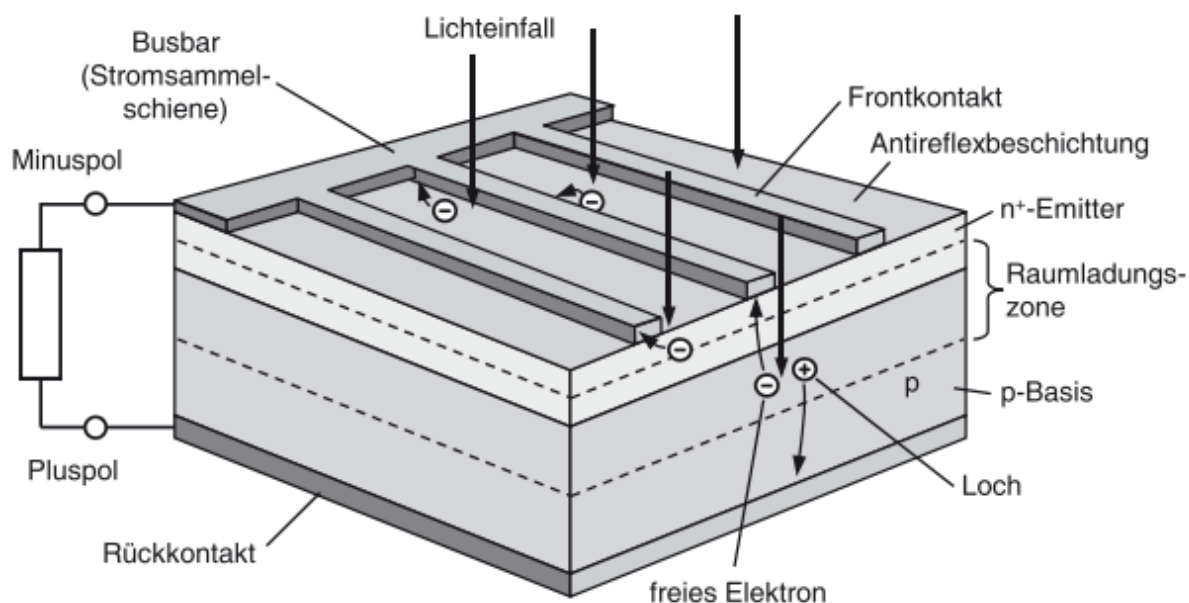


Abbildung 3-10: Aufbau einer Silizium-Solarzelle [3]

Ein wichtiger hier zu erwähnender Aspekt ist die Rekombination von freien Ladungsträgern, die durch Absorption von Photonen als Elektron-Loch-Paare vorhanden sind. Bei der Rekombination fallen freie Ladungsträger in ihre ursprünglichen Energiebänder zurück und sind am Ladungsträgertransport nicht mehr beteiligt. Häufig treten Rekombinationen durch Störstellen im Kristall auf, die dazu führen, dass die Bandlücke nicht „leer“, sondern mit zusätzlichen Energieniveaus versehen sind. Zusätzliche Energieniveaus ermöglichen Elektronen ein erleichtertes „Hinabsteigen“ in das Valenzband in Form einer Treppenstufe. Am Beispiel von Eisenatomen als Fremdkörper wird die Stufenhöhe von ursprünglich 1,12 eV für reines Silizium auf 0,56 eV reduziert, was mit einer sehr hohen Rekombinationswahrscheinlichkeit einhergeht. Dieser Sachverhalt verdeutlicht, dass Solarzellen möglichst einkristallin mit hoher Sortenreinheit aufgebaut sein sollten, um hohe Treppenstufen beziehungsweise Diffusionslängen zu erzielen. Die Diffusionslänge wird als die Strecke definiert, die ein Elektron im Halbleiter zurücklegen muss, bis es wieder rekombiniert. Besonders bei langwelligem Licht, wie etwa der Infrarotstrahlung, ist eine hohe Diffusionslänge essenziell, damit diese spektralen Anteile noch tief in der Zelle absorbiert werden und an der Energiewandlung teilhaben [3].

Ausgehend von Formel (3-15) ist für eine hohe Stromausbeute der Solarzelle ein hoher Photostrom unabdingbar. Die Höhe des Photostroms ist grundsätzlich durch zwei Faktoren beeinflussbar: Dem Absorptionskoeffizient der Solarzelle und der Diffusionslänge im Halbleiter [3],[4]. Die Diffusionslänge kann, wie bereits im vorherigen Absatz beschrieben, durch Reduktion von Störstellen erhöht werden, indem möglichst einkristalline und sortenreine Halbleiter zur Anwendung kommen. Die Anzahl der absorbierten Photonen in

einer Solarzelle wird durch das Absorptionsverhalten der Zelle beschrieben. Das Ziel hierbei ist eine möglichst hohe Menge der eintreffenden Lichtwellen in der Zelle „einzufangen“. Der Effekt der Lichtabsorption wurde bereits anhand des Bohrschen Atommodells in Kapitel 3.2.1 dargestellt: Lichtwellen mit der Energie ΔW (siehe Formel (3-1)) treffen in Form von Photonen auf Elektronen. Das Photon wird absorbiert und durch die freiwerdende Energie erfolgt ein Übergang des Elektrons ein höheres Energieniveau. Ähnlich verhält sich die Absorption in einer Solarzelle, wobei hier nicht das Energieniveau der einzelnen Elektronen, sondern vielmehr der Bandabstand zwischen dem Valenz- und Leitungsband für das Absorptionsverhalten ausschlaggebend ist. Um ein Elektron aus dem Valenz- in das Leitungsband anzuheben, muss Energie folglich höher als die Bandlücke in Form von Photonen eingebracht werden (siehe Formel (3-16))

$$W_{PH} = h * f \geq \Delta W_G \tag{3-16}$$

W_{PH} = Photonenenergie [eV = $1,602 \cdot 10^{-19}$ J]

Der Effekt der Lichtabsorption im Halbleiter wird in Abbildung 3-11 dargestellt.

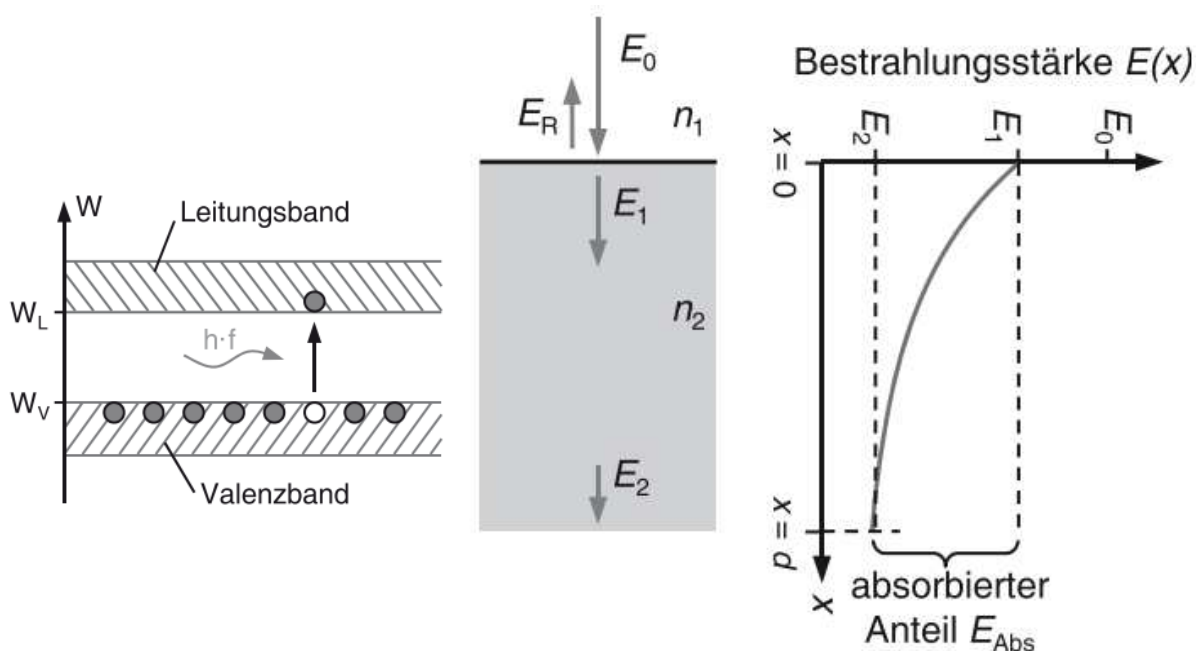


Abbildung 3-11: Lichtabsorption im Halbleiter [3]

Ein Teil der Energie des einfallenden Lichtes wird an der Oberfläche reflektiert (siehe Formel (3-17)), das restliche eindringende Licht nimmt dabei mit zunehmender Eindringtiefe (x) ab, wobei die Intensitätsabnahme anhand Formel (3-18) beschrieben wird. Der materialabhängige Absorptionskoeffizient α gibt dabei die Steigung der Kurve an.

$$E_1 = (1 - R) * E_0 \tag{3-17}$$

$E_0 = G_0 =$ Gesamtbestrahlungsstärke [eV]

$E_1 = G_1 =$ Bestrahlungsstärke bei $x=0$ [eV]

R = Reflexionsfaktor [-]

$$E(x) = E_1 * e^{-\alpha*x} \tag{3-18}$$

$\alpha =$ Absorptionskoeffizient [cm^{-1}]

Aus Tabelle 3-1 sind beispielhaft einige Absorptionskoeffizienten unterschiedlicher Halbleitermaterialien angeführt:

Tabelle 3-1: Vergleich Material abhängige Absorptionskoeffizienten (nach [3])

Material	Art	Bandlücke ΔW_G	Absorptionskoeffizient α	Eindringtiefe x
c-Si	Indirekt	1,12 eV	4.000/cm	2,5 μm
a-Si	Direkt	1,7 eV	40.000/cm	0,25 μm
CdTe	Direkt	1,45 eV	37.000/cm	0,3 μm
GaAs	Direkt	1,42 eV	47.000/cm	0,2 μm

Die daraus ersichtlichen Differenzen der Absorptionskoeffizienten ergeben sich aus der Art der Anordnung der Kristallgitter, die zu verschiedenen Wechselwirkungen mit dem einfallenden Licht führen. Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass auch ein Halbleiterkristall aus einem System gekoppelter schwingungsfähiger Gitterteilchen besteht. Die Energie dieser Gitterschwingungen kann dabei nicht beliebige Zustände annehmen und wie auch bei Photonen kann der Gitterschwingung ein Teilchencharakter in Form von Phononen zugeschrieben werden. Diese modellhafte Darstellung erlaubt die Beschreibung der optischen Erzeugung eines Elektron-Loch-Paares als Stoßvorgang für den sowohl der Energie- wie auch der Impulserhaltungssatz gilt. Die unterschiedlichen Arten der Halbleiter lassen sich in direkte und indirekte Halbleiter einteilen und sind in Abbildung 3-12 dargestellt [3], [4]. Bei direkten Halbleitern befindet sich das Maximum des Valenzbandes und das Minimum des Leitungsbandes im selben Kristallimpuls, somit muss für das Anheben eines Elektrons in das Leitungsband nur die zu überwindende Bandlückenenergie aufgebracht werden, um ein Elektronen-Lochpaar zu erzeugen (siehe Abbildung 3-12 (links)). Bei indirekten Halbleitern liegt das Minimum des Leitungsbandes hingegen bei einem anderen Kristallimpuls als das Maximum des Valenzbandes. Dieser Umstand legt nahe, dass bei indirekten Halbleitern

für Übergang eines Elektrons in das Valenzband neben der Bandlückenenergie ΔW_G zusätzliche Energie aufgebracht werden muss, um den Impulsraum zu überwinden.

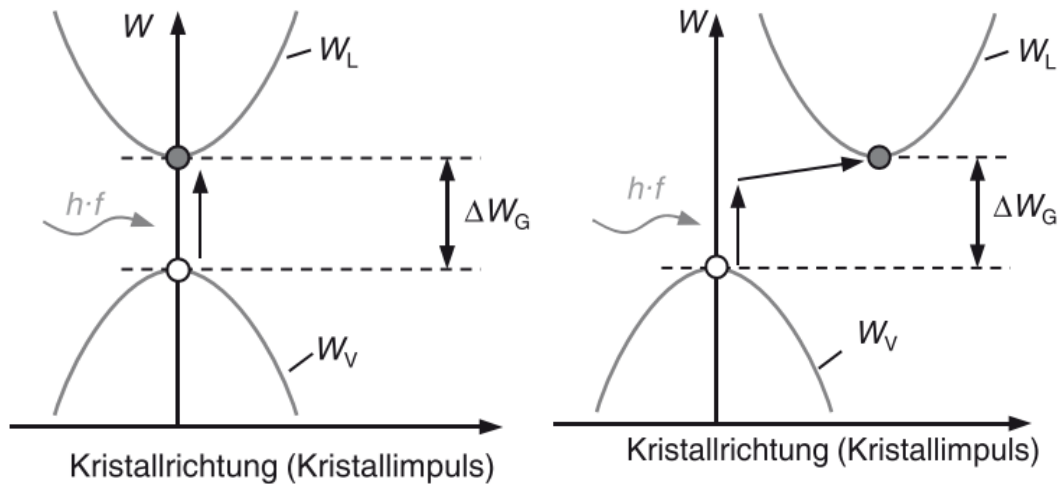


Abbildung 3-12: Vergleich (links) direkter - und (rechts) indirekter Halbleiter [3]

Mit Abbildung 3-12 (rechts) wird veranschaulicht, dass diese zusätzliche Energie nur durch eine Änderung der Schwingungsrichtung des Elektrons infolge von Impulsen bei Kollisionen mit dem Kristallgitter erfolgen kann. Aufgrund der geringen Wahrscheinlichkeit dieses Zusammenstoßens tritt ein Photon jedoch vergleichsweise tief in den Halbleiter ein, bis es absorbiert wird. Daraus resultiert, dass indirekte Halbleiter wie Silizium oder Germanium geringere Absorptionskoeffizienten als direkte Halbleiter aufweisen. Abbildung 3-13 soll verschiedene Absorptionskoeffizienten unterschiedlicher Halbleitermaterialien als Funktion der Photonenenergie veranschaulichen.

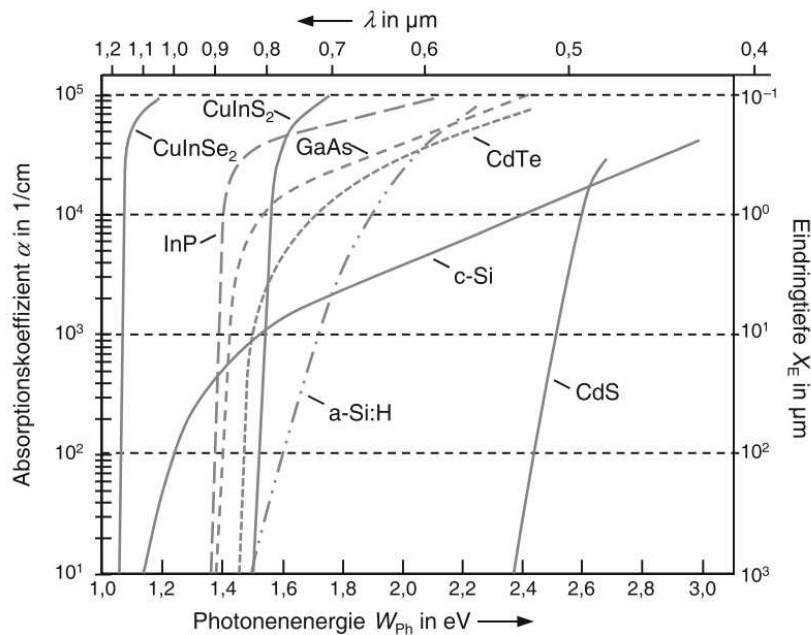


Abbildung 3-13: Absorptionskoeffizienten von Halbleiter-Materialien $f(\text{Photonenenergie})$ [3]

Anhand Formel (3-19) soll nun der Wirkungsgrad der Absorption beschrieben werden. Dieser ist als Anzahl der absorbierten Photonen zu Anzahl der auftreffenden Photonen definiert [3]. η_{ABS} kann Werte von annähernd 100 % annehmen; dazu muss die Reflexion an der Oberfläche jedoch so gering wie möglich gehalten werden.

$$\eta_{ABS} = \frac{\text{Anzahl der absorbierten Photonen}}{\text{Anzahl der auftreffenden Photonen}} = \frac{E_1 - E_2}{E_0} \quad (3-19)$$

Um eine Lichtreflexion an der Oberfläche weitestgehend zu reduzieren, kann als Standardmaßnahme zur Reflexionsminimierung eine sogenannte Antireflexbeschichtung an der Oberfläche der Solarzelle aufgebracht werden. Siliziumnitrid (Si_3N_4) hat sich dabei als Standardmaterial für Antireflexbeschichtungen von Solarzellen durchgesetzt. Es weist einen Brechungsindex von 2,0 auf, der wiederum zu einem verbleibenden Reflexionsfaktor von unter 1 % führt. Eine weitere Problematik der Absorptionsminderung stellt die – wie aus Abbildung 3-13 ersichtlich – wellenlängenabhängige Eindringtiefe des Lichtes dar. Langwelliges Licht im nahen Infrarotbereich wird eher schwach und kurzwelliges Licht im UV-Bereich stark absorbiert. Daraus ergibt sich die sogenannte Bandlückenwellenlänge λ_G (siehe Formel (3-20)), bei der Licht in der Zelle gerade noch absorbiert wird [3].

$$\lambda_G = \frac{h * c}{\Delta W_G} \quad (3-20)$$

Bei Betrachtung eines Sonnenspektrums aus

Abbildung 3-14 wird ersichtlich, dass nicht das gesamte Spektrum für die Stromgewinnung genutzt werden kann.

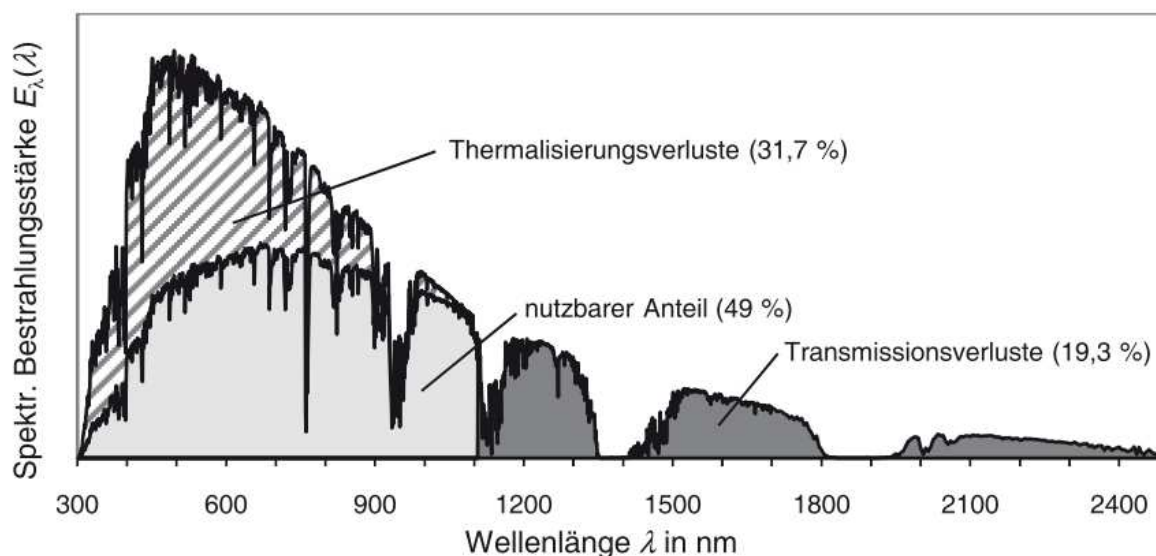


Abbildung 3-14: AM 1,5 Verlustspektrum einer c-Si Solarzelle [3]

Jener Anteil des Sonnenspektrums, der oberhalb der Bandlückenwellenlänge liegt, wird Durchstrahlungs- bzw. Transmissionsverlust genannt und kann nicht für die Stromgewinnung herangezogen werden. Strahlung, die geringer als die Bandlückenwellenlänge ist, kann Energien aufweisen, die größer als der zur Absorption notwendige Bandabstand sind. Die dabei überschüssige Energie wird durch Stöße an das Kristallgitter abgegeben und als Thermalisierungsverluste bezeichnet.

Anhand Formel (3-21) lässt sich nun die erzielbare Stromdichte einer Solarzelle errechnen [4]. Dazu ist die Annahme zu treffen, dass jedes Photon in der Zelle absorbiert und ein Elektron-Lochpaar erzeugt wird. Dies ist jedoch nur gültig, wenn die Photonenenergie kleiner als die Bandlücke ist, sodass die Integralgrenze bei der Bandlückenwellenlänge gewählt wird. Aus Abbildung 3-15 werden verschiedene maximal mögliche Stromdichten in Abhängigkeit der Bandlückenenergie dargestellt.

$$j_{\text{Max}} = \frac{\text{Ladung}}{\Delta t * A} = \frac{q * N_{\text{Ph}}}{\Delta t * A} = \frac{q}{h * c} * \int_0^{\lambda_G} E_{\lambda}(\lambda) * \lambda * d\lambda = \left[\frac{\text{mA}}{\text{cm}^2} \right] \quad (3-21)$$

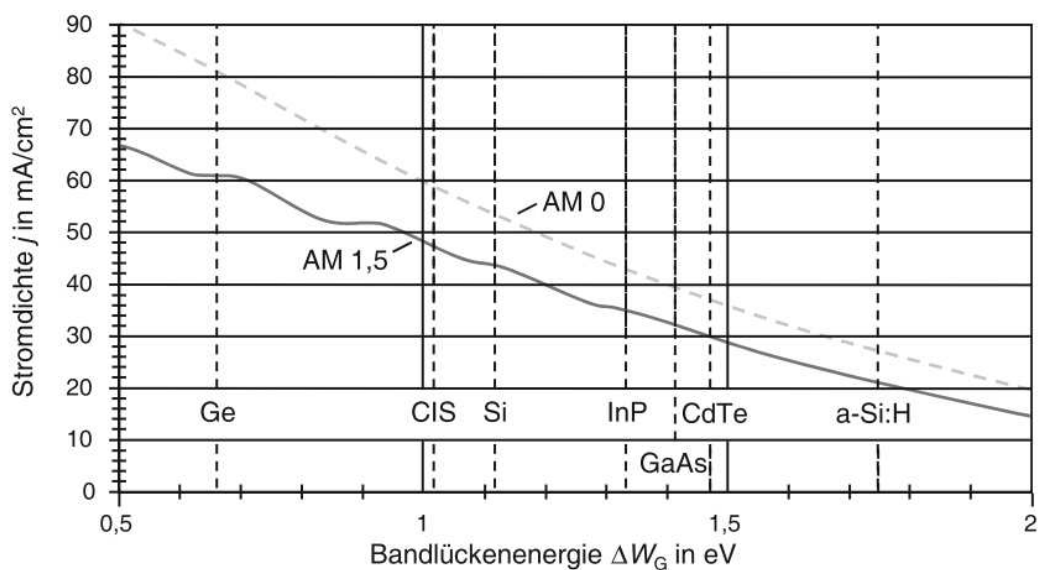


Abbildung 3-15: Maximal mögliche Stromdichte der Zellmaterialien [3]

Aus Abbildung 3-15 ist darüber hinaus ersichtlich, dass die maximal möglichen Stromdichten neben den bereits erwähnten spektralen Einflussgrößen zudem von der standort- und jahreszeitabhängigen Photonenenergie beeinflusst werden. Die Unterschiede zeigen sich in den Kennlinien verschiedener Luftmassen (zu Englisch AM, „Air Mass“). Der Ausdruck AM 0 bedeutet, dass Licht nicht durch die Atmosphäre gedrungen ist und der spektralen Verteilung eines Schwarzkörperspektrums der Sonnenoberflächentemperatur von 5778K annähernd folgt (veranschaulicht in Abbildung 3-16). Durch Aufsummieren der AM 0

Bestrahlungsbeiträge erhält man eine Bestrahlungsstärke von 1367 W/m^2 , die auch als Solarkonstante bekannt ist. Da durch den Eintritt in die Erdatmosphäre eine Abschwächung des Lichtes erfolgt, liegt das nutzbare Spektrum deutlich unter dem Verlauf von AM 0. Abschwächungen ergeben sich durch Lichtreflexionen an der Atmosphäre und Absorptionen durch Moleküle in der Atmosphäre, aber auch durch Rayleigh-Streuung an Teilchen die kleinere Durchmesser als die Wellenlänge des eintreffenden Lichtes aufweisen. Zudem durch Streuungen an Aerosolen und Staubteilchen. Diese Effekte sich deutlich als Einbrüche in der Spektralverteilungslinie aus Abbildung 3-16 erkennbar. Mit zunehmendem Weg des Sonnenlichtes durch die Atmosphäre werden die soeben beschriebenen Abschwächungen deutlich verstärkt und das zur Energienutzung verfügbare Spektrum nimmt sukzessive ab [3].

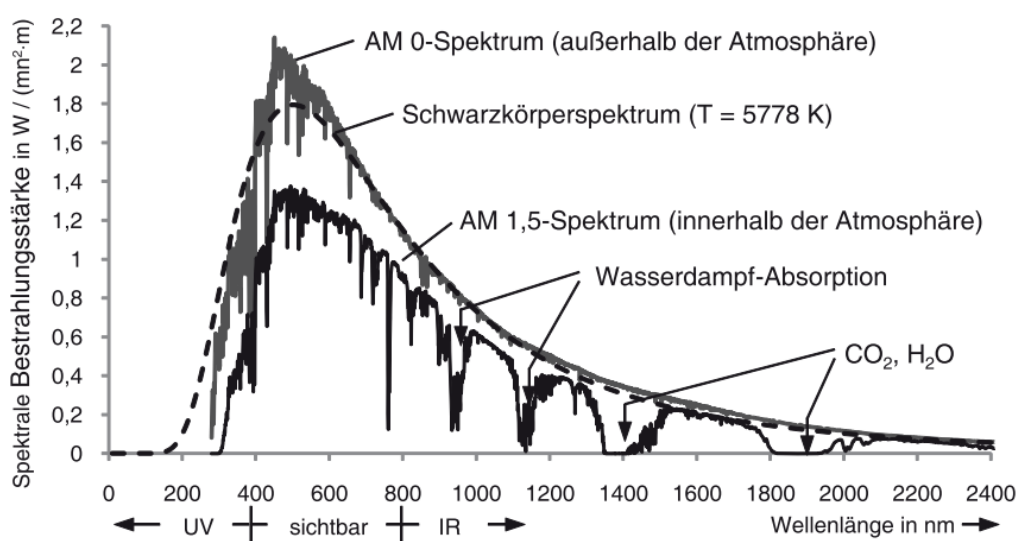


Abbildung 3-16: Wellenlängenabhängiges Sonnenlichtspektrum [3]

Für Berechnungen und Auslegungen von Solarmodulen wird grundsätzlich das 1,5-Spektrum als Standardspektrum herangezogen, da es im Frühjahr und Herbst auftritt und als durchschnittliches Jahresspektrum interpretiert werden kann. Aus Abbildung 3-17 wird der Zusammenhang des Sonneneinstrahlungswinkels und der Weglänge des Lichtes veranschaulicht. AM 1,5 bedeutet in diesem Fall, dass das Licht einen 1,5-fachen Weg im Vergleich zum direkten Durchtritt durch die Atmosphäre zurücklegt.

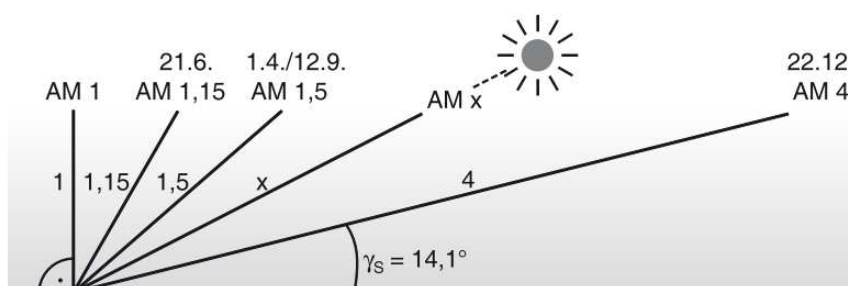


Abbildung 3-17: Zurückgelegter Weg des Lichtes in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel der Sonne [3]

Durch Aufsummieren der AM-1,5-Bestrahlungsbeiträge erhält man nur mehr eine direkte Bestrahlungsstärke von 835 W/m^2 . Aufgrund der Lichtstreuung in der Atmosphäre steht der Energiewandlung zusätzlich ein diffuser Strahlungsanteil zur Verfügung. Die gesamte eintreffende Strahlung setzt sich somit aus dem direkten und diffusen Spektralanteil zusammen und wird als Globalstrahlung mit einem Wert von 1000 W/m^2 bezeichnet.

Für alle weiteren Berechnungen rund um die Solarzelle wird auch in dieser Arbeit auf die bekannten Standardtestbedingungen (zu Englisch STC, „Standard Test Conditions“) zurückgegriffen. Diese sind durch folgende Rahmenbedingungen festgelegt: [3]

- Globale Einstrahlleistung $E = E_{\text{STC}} = 1000 \text{ W/m}^2$
- Modultemperatur $T_{\text{Modul}} = 25^\circ\text{C}$
- Standardlichtspektrum AM 1,5

3.2.4 Verschaltung von Solarzellen zu Solargeneratoren

Um nun den nutzbaren Photostrom aus der Energiewandlung in Solarzellen für weitere Verbraucher – sei es im Haushalt oder für das öffentlichen Stromnetz – zur Verfügung stellen zu können, müssen die einzelnen Solarzellen ein gesamtheitliches „Kraftwerk“ den „Solargenerator“ abbilden. Wie in Kapitel 3.2.1 und 3.2.2 beschrieben, werden Lichtwellen in der Solarzelle in Photostrom umgewandelt und an den Zellkontakten abgeleitet. Die dabei auftretende Diffusionsspannung kann nach außen als messbare Spannung an den Kontakten abgegriffen werden. Da die Spannungen einzelner Silizium-Zellen mit einem Wert von rund $0,6\text{-}0,7 \text{ V}$ bei Raumtemperatur recht gering ausfallen und diese auf ein nutzbares Niveau angehoben werden müssen, werden einzelne Zellen in Serie zu einem Modul verschaltet. Die Zellen werden dabei durch verzinnte Kupferstreifen miteinander verbunden und im Anschluss zwischen zwei Folien – meist Ethyl-Vinyl-Acetat (EVA) – eingekapselt. Die eingekapselten Zellen werden zudem in einen Rahmen verpackt, der an der Vorderseite mit einer Glasscheibe und an der Rückseite mit einer Rückseitenfolie, dem sogenannten Backsheet, abschließt. Das Backsheet – hergestellt aus Polyvinylfluorid und Polyester – dient dem Schutz vor Feuchtigkeit und als elektrischer Isolator [3], [4]. Ein Modulaufbau ist in Abbildung 3-18 schematisch abgebildet.

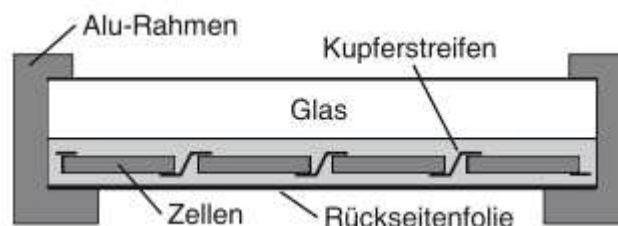


Abbildung 3-18: Aufbau eines Glas-Folien-Moduls [3]

Durch Verschalten der Zellen zu einem Modul resultiert eine, wie aus Abbildung 3-19 ersichtlich, addierte Gesamtkennlinie. Zur weiteren Steigerung der Spannung auf ein Netzniveau werden einzelne Module in Serie zu Strings verschalten, die in Summe wiederum eine erhöhte Spannung aufweisen.

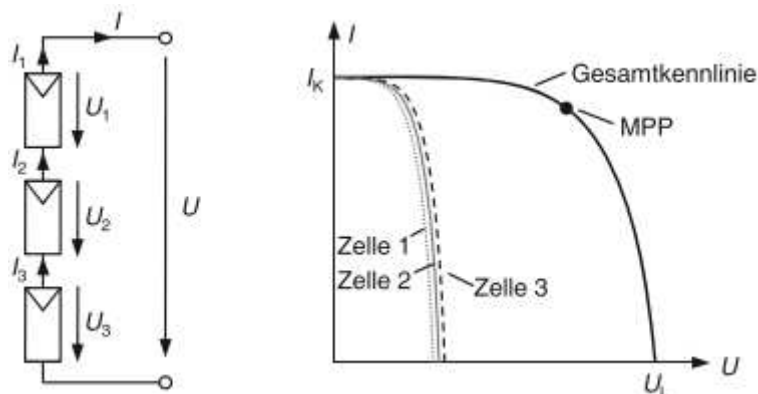


Abbildung 3-19: Verschaltung von Solarzellen zu einem Solarmodul [3]

Die serielle Anordnung von Solarzellen bringt jedoch auch Probleme im Fall einer Modulverschattung mit sich [3]. Bei einer Verschattung wird der Gesamtstrom durch den reduzierten Strom des verschatteten Moduls bestimmt, wodurch die neue Gesamtkennlinie abnimmt. Abbildung 3-20 stellt den Fall einer Modulverschattung in einem String dar. Wird ein Modul zu drei Viertel verschattet, beträgt der Strom des betroffenen Moduls und der Gesamtstrom nur mehr ein Viertel des ursprünglichen Wertes.

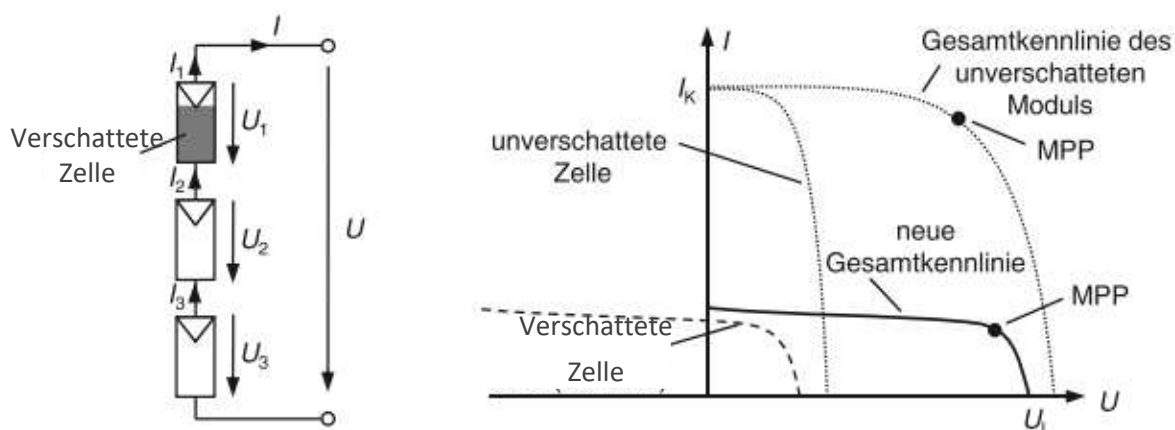


Abbildung 3-20: Verschattung von Photovoltaikmodulen [3]

Aufgrund der Tatsache, dass die restlichen Module weiterhin den Nennstrom liefern, das verschattete Modul jedoch maximal den begrenzten Strom „durchlässt“, kommt es zur Erwärmung und Hotspotbildung im verschatteten Modul. Damit eine solche Hotspotbildung nicht zur Zerstörung der Module führt, werden sogenannte Bypassdioden antiparallel zu den Modulen verbaut (siehe Abbildung 3-21). Im Fall einer (Teil-) Verschattung liegt an der

betroffenen Zelle eine negative Spannung an, die geringer als die Sperrspannung der Bypassdiode ist und somit leitend wird. Anstelle eines Stromeinbruches der Gesamtkennlinie kommt es zu einem Spannungsabfall von 0,7 V an der Bypassdiode, der zu einer geringfügigen Änderung des MPP führt.

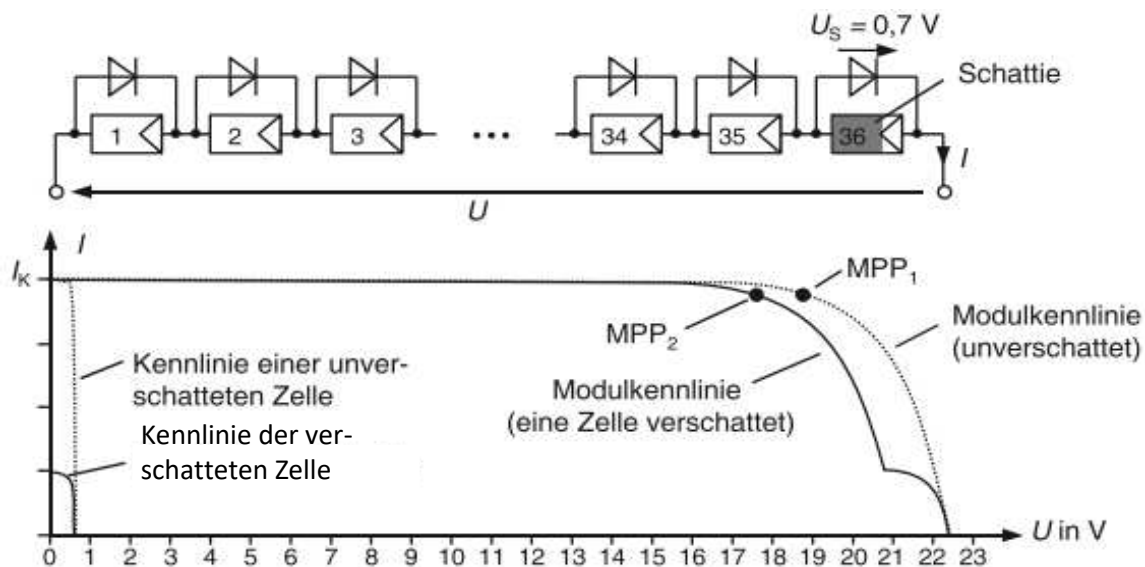


Abbildung 3-21: Gesamtkennlinie eines Photovoltaikmoduls mit 36 Zellen und Bypassdioden [3]

Ein Problem dieser simpel erscheinenden Lösung stellt die Unterbringung der Bypassdioden im sehr dünnen Einkapselungsmaterial dar. Im Fall einer Verschattung ist die Wärmeabfuhr der leitenden Dioden nur begrenzt möglich, was wiederum zur übermäßigen thermischen Belastung des Zellmaterials führt. Zudem wären die Dioden im Fehlerfall nicht austauschbar und das Modul müsste als Ganzes getauscht werden. In der Praxis werden daher Bypassdioden nicht antiparallel zu jeder Zelle installiert, sondern in der Modulanschlussdose antiparallel zu mehreren Zellen gruppiert, sodass in Summe nur wenige Bypassdioden einfach zugänglich zur Anwendung kommen. Bei Zellverschattungen kann es zwar zu höheren MPP-Einbrüchen kommen, jedoch überwiegt der Vorteil in der einfacheren Handhabung dieser Lösung. [3]

3.2.5 Stromwandlung in einem Photovoltaiksystem

Im nächsten Schritt soll aufgezeigt werden, wie die vom Solargenerator umgewandelte elektrische Energie möglichst verlustfrei für die Netzeinspeisung oder anderen Verbraucher, wie Haushalte, zur Verfügung gestellt werden. Dies wird durch weitere Transformationen der verfügbaren elektrischen Energie mittels leistungselektronischen Wandlern, sogenannten Stromrichtern, realisiert [7]. Die grundsätzlichen Schritte der Stromwandlung in einem Photovoltaiksystem sind aus Abbildung 3-22 ersichtlich.

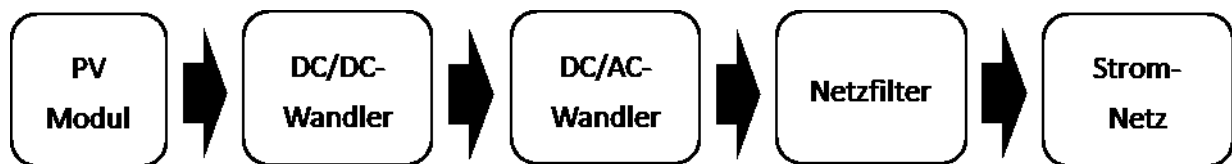


Abbildung 3-22: Schritte der Stromwandlung in einer PV-Anlage (nach [7])

Dabei soll Gleichspannung aus dem Solargenerator mittels DC/DC-Wandler optimal an den Verbraucher angepasst werden. Anschließend wird die optimierte Gleichspannung durch den DC/AC-Wandler in eine Drehspannung mit Netzfrequenz und geeigneter Amplitude umgewandelt. Nachfolgend an den Ausgang des Wechselrichters werden Netzfilter (Tiefpassfilter als L- oder LCL Filterschaltung) verbaut, die einerseits für die Einhaltung der Grenzwerte aus Normen für harmonische Oberwellen sorgen und andererseits das aus kurzen Pulsen zusammengesetzte Signal zu einen „schönen“ Sinus glätten.

Die unterschiedlichen Verbraucher stellen dabei spezifische Anforderungen an die benötigte Spannung und den Strom. So erfordert beispielsweise das öffentliche Spannungsnetz besondere Einspeiseregeln, die in Europa laut EN 50160 für Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze wie folgt definiert sind: [7]

- Maximale harmonische Spannungsverzerrung (zu Englisch THD, „Total Harmonic Distortion“) von 8 %
- Maximales Ungleichgewicht in den Phasenspannungen: 3 %
- Maximale Variation der Spannungsamplituden: ± 10 %
- Maximale Frequenzänderung: ± 1 %
- Spannungseinbrüche: weniger als eine Sekunde und maximal 60 %

Um den Netzanforderungen in weiterer Folge zu genügen, werden an heutige Photovoltaikwechselrichter hohe Anforderungen gestellt, die mittels ausgeprägten Regelstrategien erfüllt werden sollen. Abbildung 3-23 veranschaulicht eine allgemeine Regelstruktur von Photovoltaik-Wechselrichtern mit Hochsetzsteller sowie die Funktionen der einzelnen Komponenten in der Regelstruktur.

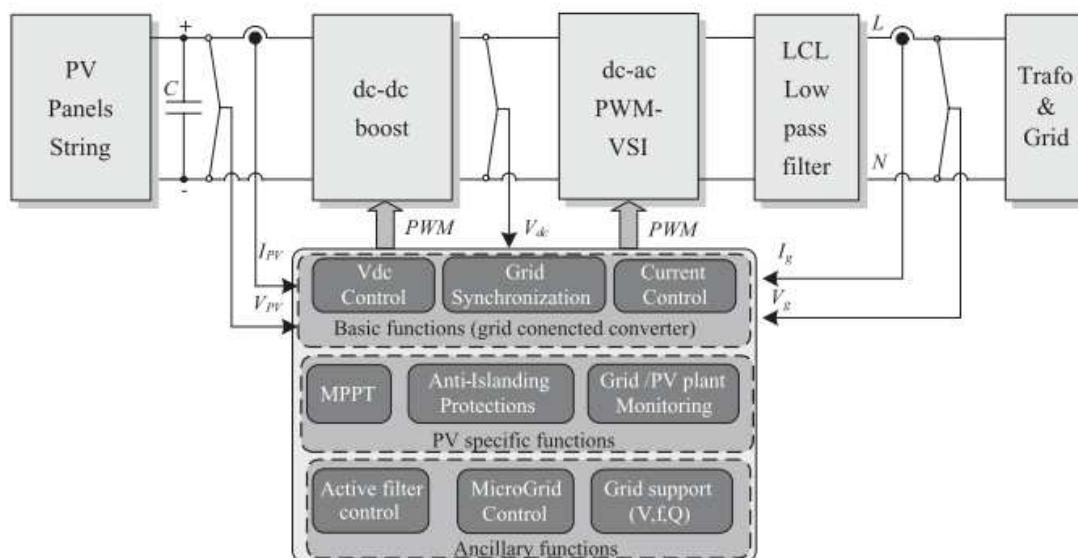


Abbildung 3-23: Regelstruktur von Photovoltaik-Wechselrichtern mit Hochsetzsteller [7]

Basisfunktionen wie die Stromregelung, Netzsynchronisation und Gleichspannungsregelung sind für eine breite Variation von Wechselrichtern ähnlich. Die Stromregelung dient der Minderung der harmonischen Stromverzerrung, der Einspeisestabilität bei Netzimpedanz-Änderungen sowie dem Durchfahren bei Spannungseinbrüchen. Mittels der Gleichspannungsregelung sollen Netzspannungsänderungen durch Anheben der Gleichspannung mittels Hochsetzsteller und in weiterer Folge der Wechselrichter-Ausgangsspannung entgegengewirkt werden. Die Netzsynchronisation stellt sicher, dass die modulierten Wechselrichter-Ausgangsgrößen den genormten Standards des Netzes entsprechen. Darüber hinaus stellen die Maximal-Leistungspunkt-Suche (zu Englisch MPPT, Maximum Power Point Tracking), die Inselbetrieb-Überwachung (nach VDE 0126, IEEE 1574, etc) sowie die Netz- und Anlagenüberwachung spezifische Regelstrategien dar, die an die jeweiligen Anlagentopologien angepasst werden. Zu den Standardregelalgorithmen können noch Funktionen der Netzstützung, wie lokale Spannungsregelung, Blindleistungs- und harmonische Verzerrungskompensation und aktive Filterregelung adaptiert werden. [7]

Um die Stromwandlung aus Abbildung 3-22 für ein breites Einsatzgebiet zu realisieren, kommen verschiedene Anlagenkonzepte zum Einsatz. Aus Abbildung 3-24 werden die in der Praxis am häufigsten angewendeten Verschaltungsvarianten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen dargestellt. Dabei wird zwischen Anlagen mit Zentral- (Abbildung 3-24 links), String- (Abbildung 3-24 Mitte) und Multi-String-Wechselrichtern (Abbildung 3-24 rechts) unterschieden. Bei zentralen Wechselrichtern werden alle in einer Anlage verschalteten Photovoltaik-Strings parallel angeordnet und an einem Wechselrichter zusammengeschlossen. Durch das Parallelschalten werden hohe Ströme bei hohen

Betriebsspannungen erzielt; gesamtheitlich ergeben sich dadurch sehr hohe Leistungsdichten. Einen großen Nachteil der zentralen Verschaltung stellt die fehlende Regulierbarkeit des maximalen Leistungspunktes dar: Der Leistungspunkt wird für alle Strings gleich geregelt, was bei Störungen einzelner Strings zu hohen Leistungseinbußen des Gesamtsystems führen kann. Bei String-Wechselrichtern ist hingegen die Regelung des maximalen Leistungspunktes auf einen String bezogen. Die Art der Topologie kommt meist bei kleineren Anlagen, wie etwa Hausinstallationen, zum Einsatz. Anlagen die hohe Leistungsdichten und zeitgleich eine individuelle Stringregelung erfordern, werden meist in der Multi-String-Variante ausgeführt. Dabei werden die maximalen Leistungspunkte je String mittels individuellen Gleichspannungs- oder DC/DC-Wandlern realisiert und zentral an einen Wechselrichter angeschlossen. Diese Anlagenausführung kommt besonders bei kommerziellen Großanlagen zum Einsatz. [8]

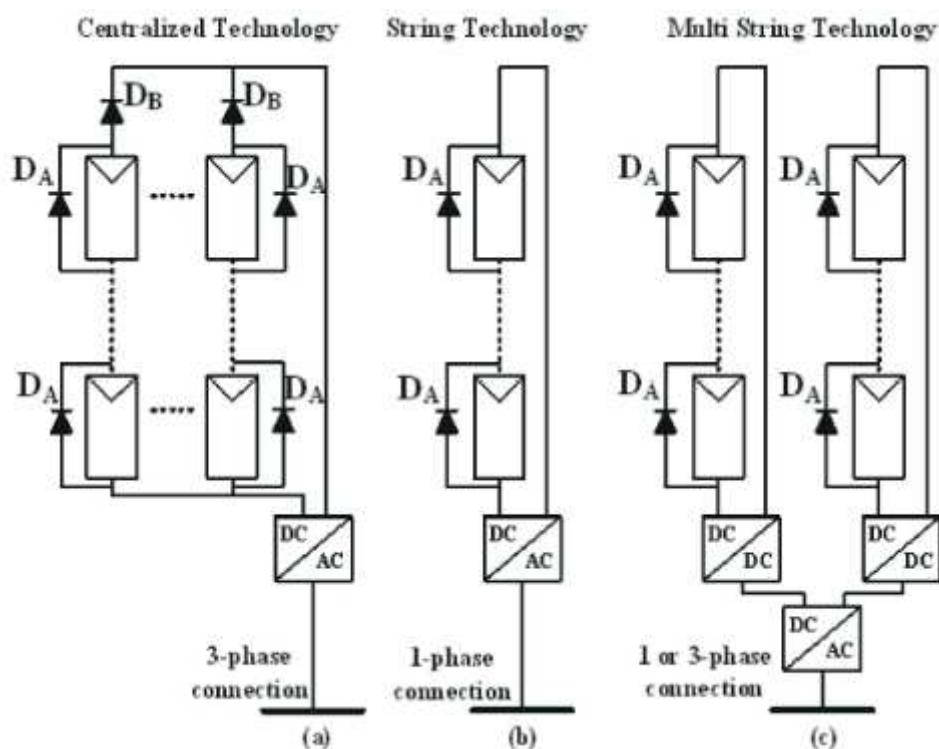


Abbildung 3-24: Verschaltungsarten von Photovoltaikanlagen [8]

Ein DC/DC-Wandler transformiert grundsätzlich eine Eingangs- in eine Ausgangs-Gleichspannung und verfolgt den Zweck, dass die Spannung am Solarmodul unabhängig vom Verbraucher eingestellt werden kann. Insbesondere bei einer Netzeinspeisung ermöglicht der DC/DC-Wandler eine konstante, netzkonforme Ausgangsspannung am Solargenerator unter veränderlichen Arbeitspunkten. Ein solches Anwendungsbeispiel ist aus Abbildung 3-25 ersichtlich.

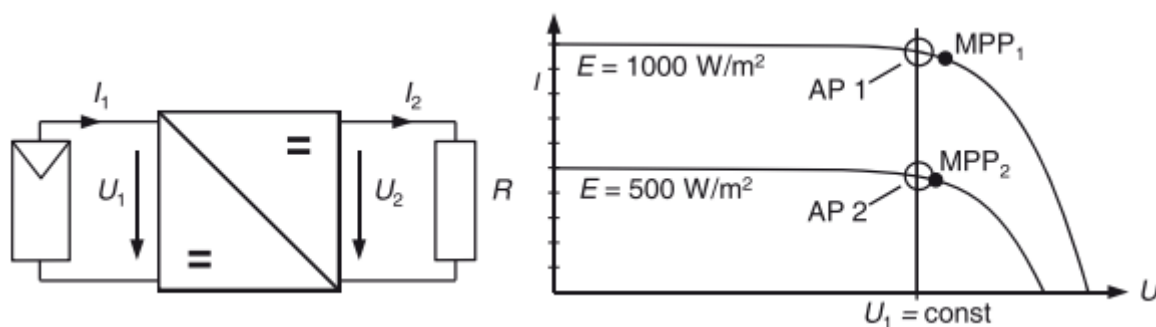


Abbildung 3-25: DC/DC-Wandler für eine konstante Solarspannung [3]

In den meisten Fällen ist der DC/DC-Wandler als Hochsetzsteller (auch Boost Converter) ausgeführt, da die maximale Solargenerator-Spannung durch die Systemkonfiguration vorgegeben ist und nur unter veränderlichen Betriebs- und Umgebungsbedingungen meist abnimmt. Mittels Hochsetzsteller kann somit das Eingangsspannungsniveau auf ein netzverträgliches Niveau angehoben werden. [3]

Aus Abbildung 3-26 ist eine typische Schaltung eines Hochsetzstellers und aus Abbildung 3-27 die zugehörigen Strom- und Spannungsverläufe dargestellt. Ein Hochsetzsteller erzeugt eine mittlere Ausgangsspannung U_V , die größer als U_Q ist [9]. Die Schaltung arbeitet dabei wie folgt: Wenn der Schalter S geschlossen wird, sperrt die Diode D_F und die Spannung $U_L=U_Q$ liegt an der Induktivität an. Dadurch steigt der Strom i_Q linear an; es gilt der Zusammenhang aus Formel (3-22).

$$u_L = U_Q = L * \frac{di_Q}{dt}; \quad U_D = U_V; \quad i_V = 0 \quad (3-22)$$

Sobald der Schalter öffnet, kommutiert der Strom i_Q über die Diode D_F in den Lastkreis und an der Spule liegt eine negative Spannung an, die den Strom wieder abbaut. Es gilt der Zusammenhang aus Formel (3-23).

$$u_L = U_Q - U_V = L * \frac{di_Q}{dt}; \quad U_D = 0; \quad i_V = i_Q \quad (3-23)$$

Das Spannungs-Übersetzungsverhältnis m mit Tastgrad a , ergibt sich in weiterer Folge aus Formel (3-24) und (3-25). Daraus resultiert, dass $U_V = U_Q$, wenn der Schalter permanent offen ist ($a=0$) und $U_V > U_Q$, wenn gilt $0 < a < 1$. Der Glättungskondensator in der Hochsetzsteller-Schaltung dient bei der variierenden Ausgangsspannung als Spannungsstabilisator.

$$a = \frac{t_e}{T} \quad (3-24)$$

$$m = \frac{U_V}{U_Q} = \frac{U_V}{U_V - U_D} = \frac{U_V}{U_V - \frac{t_e}{T} * U_V} = \frac{1}{1 - a} \quad (3-25)$$

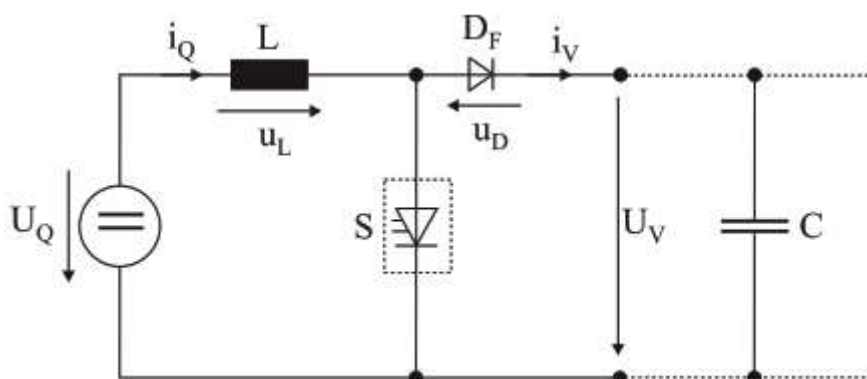


Abbildung 3-26: Schaltplan Hochsetzsteller [9]

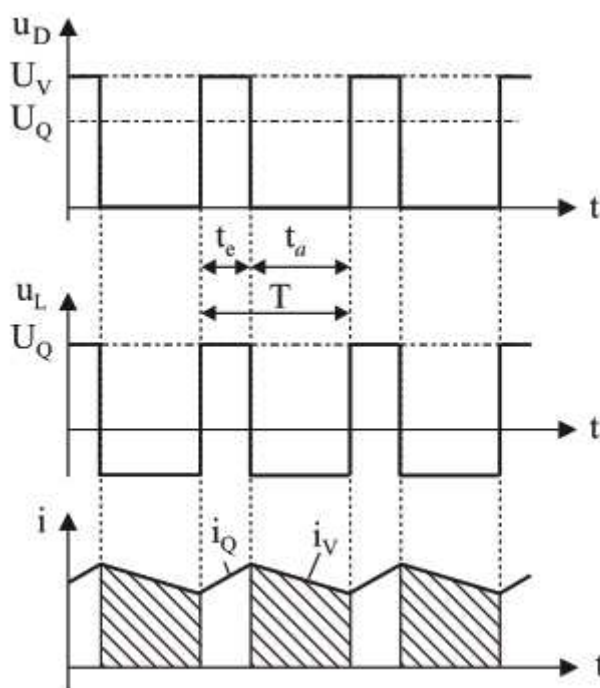


Abbildung 3-27: Spannungs- und Stromverlauf Hochsetzsteller [9]

Aus variierenden Einstrahlbedingungen resultieren von eintreffenden Photonen abhängige Stromflüsse mit veränderlichen Spannungsniveaus an den Modulen. Die wechselnden Spannungsniveaus gilt es nun bestmöglich an das Ausgangsspannungsniveau der Wechselrichter durch Variation des Spannungs-Übersetzungsverhältnisses aus Formel (3-25) anzupassen. Dazu können Algorithmen der sogenannten Maximal-Leistungspunkt-Suche (MPPT) herangezogen werden [10]. Im maximalen Leistungspunkt gibt eine Solarzelle unter gegebenen Umgebungsbedingungen die maximale Leistung ab. Die Leistung des Arbeitspunktes ergibt sich jeweils aus $U_{MPP} * I_{MPP}$ und entspricht der maximalen Fläche unter

der Kennlinie (siehe Abbildung 3-7). Zu den gängigen MPPT-Methoden zählen der differentielle Leitwert (zu Englisch InC, „Incremental Conductance“), die Methode der Lastsprünge (zu Englisch P&O, „Perturb and Observe“), die Methode des konstanten Stromes oder konstante Spannung, sowie Algorithmen auf Basis künstlicher Intelligenz wie die Fuzzy-Regelung oder neuronale Netzwerke. Unter diesen Verfahren hat sich die Methode der steigenden Konduktanz sowie die der Lastsprünge bewährt, da sie einfach zu implementieren und zudem in ihrer Effizienz gut erforscht sind. Die Methode der Lastsprünge erfordert nur eine geringe Anzahl an notwendigen Messparameter und weist zudem eine einfache Regelstruktur auf. Das Prinzip der Leistungspunkt-Suche ist aus Abbildung 3-28 ersichtlich. Das Grundprinzip besteht darin, die Ausgangsleistung eines Photovoltaikmoduls durch schrittweise Veränderung der Betriebsspannung an die maximale Ausgangsleistung anzunähern. Dabei erhöht oder verringert der Algorithmus nach und nach die Referenzspannung, um die maximale Ausgangsleistung näherungsweise zu finden. Sobald der maximale Leistungspunkt überschritten wird, wird die Richtung der Spannungsanpassung umgekehrt und die Leistung fällt wieder unter den maximalen Leistungspunkt. Der exakte maximale Leistungspunkt wird mit dieser Methode somit nicht gefunden; vielmehr stellt das Resultat ein Oszillieren um den maximalen Leistungspunkt dar. Aufgrund der Einfachheit der Regelungsumsetzung wird diese Methode dennoch häufig in der Praxis eingesetzt.

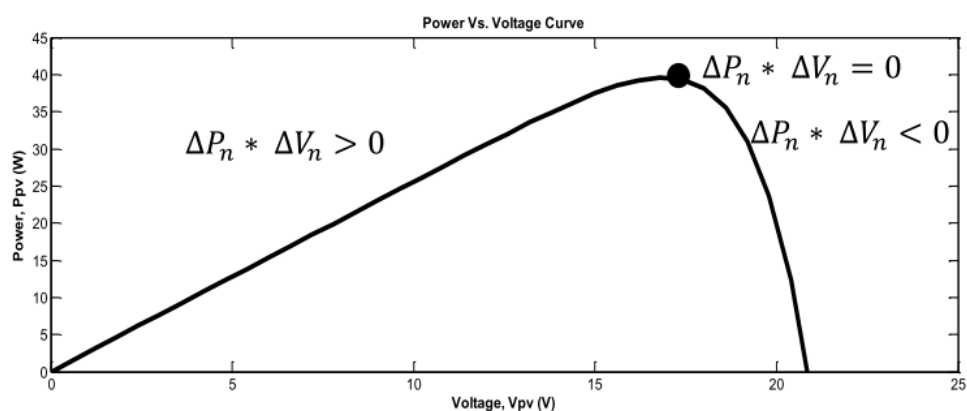


Abbildung 3-28: Maximal-Leistungspunkt-Suche: Methode der Lastsprünge [11]

Angesichts der Einschränkung einer Oszillation um den maximalen Leistungspunkt wird die Methode des differentiellen Leitwertes herangezogen [10]. Dabei soll anhand einer schrittweisen Veränderung des Leitwertes der Photovoltaikzelle der maximale Leistungspunkt gefunden werden. Zur Ausführung werden eine Strom- und eine Spannungsmessung benötigt, was wiederum die Komplexität der Regelstrecke im Vergleich zur P&O-Methode erhöht. Die erhöhte Komplexität gleicht jedoch die Trägheit der P&O-Methode aus, und ermöglicht ein schnelleres Auffinden des optimalen Betriebspunktes – insbesondere bei volatilen Einstrahlungen. Der maximale Leistungspunkt ist erreicht, wenn die Änderung der Spannung

und des Stromes null ist. Der Algorithmus vergleicht somit das Verhältnis des differentiellen zum augenblicklichen Leitwert der Photovoltaikzelle (siehe Abbildung 3-29).

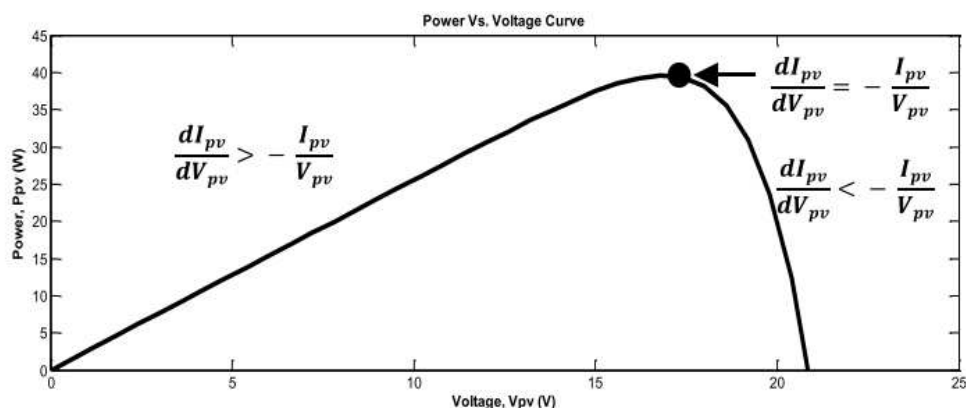


Abbildung 3-29: Maximal-Leistungspunkt-Suche: Methode des differentiellen Leitwerts [11]

Ist der differentielle Leitwert größer als der augenblickliche Leitwert, befindet sich der Lastpunkt links des maximal möglichen Leistungspunktes und die Spannung muss erhöht werden. Eine Spannungserhöhung wird durch den Hochsetzsteller nach Formel (3-25) durch eine Reduktion des Tastgrades a erreicht. Im gegenläufigen Fall, rechts des maximalen Leistungspunktes, muss die Spannung reduziert werden, indem der Tastgrad a nach Formel (3-25) des Hochsetzstellers erhöht wird. Daraus folgt, dass durch Regelung der Gleichspannung mittels der MPP-Algorithmen in Kombination mit einem Hochsetzsteller eine Photovoltaik-Anlage unter gegebenen Betriebs- und Umgebungsbedingungen am technischen Optimum betrieben wird. [11]

In Anschluss an die Gleichspannungs-Optimierung gilt es – wie durch Abbildung 3-23 erklärt – die optimierte Spannung möglichst verlustarm und unter Einhaltung der Netzanforderungen nach EN 50160 in das Stromnetz einzuspeisen. Dazu werden Netzwechselrichter mit anschließendem Netzfilter eingesetzt, die aus der Gleichspannung eine durch Amplituden- und Frequenzumformung netzverträgliche ein- oder dreiphasige Wechselspannung modulieren [12].

Um die hohen Ströme der Solargeneratoren auch schalten zu können werden sogenannte Leistungshalbleiter eingesetzt. In den heutigen Wechselrichtern sind vorwiegend IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) und auch MOSFETs (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistors) eingebaut. Diese können Spannungen einiger Kilovolt sperren und Ströme bis in den Kiloamperebereich leiten. Besonders in hohen Wechselrichter-Leistungsklassen werden IGBTs aufgrund ihrer höheren Sperrspannung und schaltbaren Strömen eingesetzt. Aus Abbildung 3-30 wird das Prinzipschaltbild eines Dreiphasen-Netzwechselrichters in einer Brückenschaltung dargestellt.

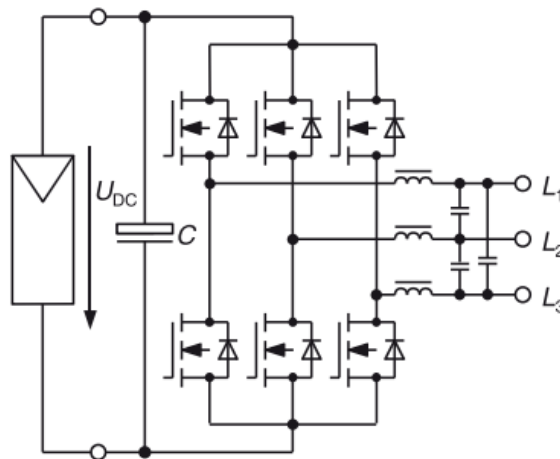


Abbildung 3-30: Prinzipschaltbild Dreiphasen Netzwechselrichter [3]

In den meisten Fällen werden die Wechselrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreis (zu Englisch VSI, „Voltage Source Inverter“) ausgeführt. In einem Netz-Wechselrichter werden pro Phase zwei ein- und ausschaltbare Leistungshalbleiter (IGBT) und antiparallele Dioden für den Freilauf sowie ein Zwischenkreiskondensator zur Spannungsstütze und als Filterelement verbaut. VSI weisen eine durch den Hochsetzsteller bereitgestellte konstante Gleichspannung mit einem höheren Wert als die Netzspannungsamplitude am Eingang auf. Das bedeutet, dass bei einem Dreiphasennetz mit 400 V Effektivwert und einer Amplitude von 565 V, die Gleichspannung zumindest 600 V betragen muss, damit sämtliche Wandlungs-Verluste ausgeglichen werden. [12]

3.2.6 Wechselrichtersteuerung

Die Amplituden- und Frequenzumformung erfolgt im Wechselrichter durch zu- oder abschalten von Strom oder Spannung innerhalb kurzer Zeitintervalle. Dieses Prinzip ist auch als Pulsweitenmodulation (PWM) bekannt [13].

Mittels der in Abbildung 3-31 dargestellten Schaltung soll auf die grundsätzliche Funktion der PWM genauer eingegangen werden. Aus Gründen der verständlicheren Darstellung erfolgt in dieser Ableitung die Halbierung der Zwischenkreisspannung $U_d/2$. Die Schaltung besteht aus sechs getrennt ein- und ausschaltbaren Leistungshalbleitern (hier als IGBT angeführt) und antiparallelen Dioden, die die Funktion der Schaltung gewährleisten und induktive Stromanteile führen. Zur Stromschwankungsreduktion werden an der Ausgangsseite zudem Drosselspulen (hier nicht eingezeichnet) verbaut.

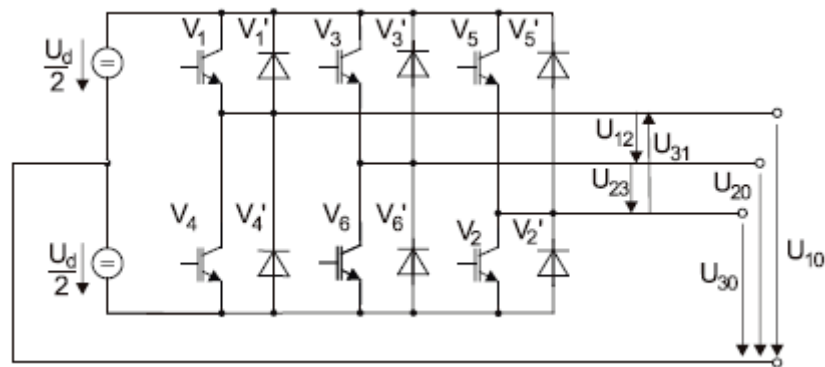


Abbildung 3-31: Gleichspannungs-/Drehspannungsfrequenzumrichter in Zweistufenschaltung [13]

Eine Frequenzwandlung von Gleichspannung zu Drehspannung kann nun durch eine PWM erreicht werden. Dabei wird wie in Abbildung 3-32 ein sinusförmiger Spannungswert mit frei wählbarer Amplitude und Frequenz, hier als Funktion $m(t)$ dargestellt mit einem höherfrequenten Dreieckssignal $d(t)$ verglichen, das die Schaltfrequenz vorgibt. Ist der Sinuswert größer als der Dreieckswert, wird für Phase 1 der Schalter V_1 aktiviert und V_4 deaktiviert. Somit liegt zwischen dem Mittelpunkt des Zwischenkreises und Phase 1 unabhängig von der Stromflussrichtung die Spannung $U_{10} = U_d/2$ an. Ist der Stromfluss positiv, fließt er über den Leistungshalbleiter V_1 . Ist er negativ, fließt er über die antiparallele Diode V_1' . Ist der Sinuswert kleiner als der Dreieckswert, wird für Phase 1 der Schalter V_4 aktiviert und V_1 deaktiviert. Für diesen Fall ist die Ausgangsspannung negativ ($U_{10} = -U_d/2$) und ebenfalls unabhängig von der Stromflussrichtung. Da am Ausgang somit zwei Spannungswerte erzeugt werden, wird diese Art der Schaltung auch als Zweistufenschaltung bezeichnet. Die soeben beschriebenen Schaltzustände sind für alle drei Phasen äquivalent, jedoch verlaufen die Ausgangsgrößen mit einer Phasenverschiebung von 120° und 240° . Dabei ist zu beachten, dass in keinem der möglichen Schaltzustände beide Leistungshalbleiter einer Phase gleichzeitig aktiviert sein dürfen, da dies zu einem Kurzschluss im Spannungszwischenkreis führen würde. Aus diesem Grund wird zwischen dem Einschalten des oberen und unteren Leistungshalbleiters einer Phase eine Sperrzeit im Mikrosekundenbereich eingeblendet. Abbildung 3-33 zeigt die modulierte Sinusausgangsspannung einer Phase (U_{10}), dessen gleitender Mittelwert den Sinus mit geforderter Frequenz und Amplitude ergibt [13].

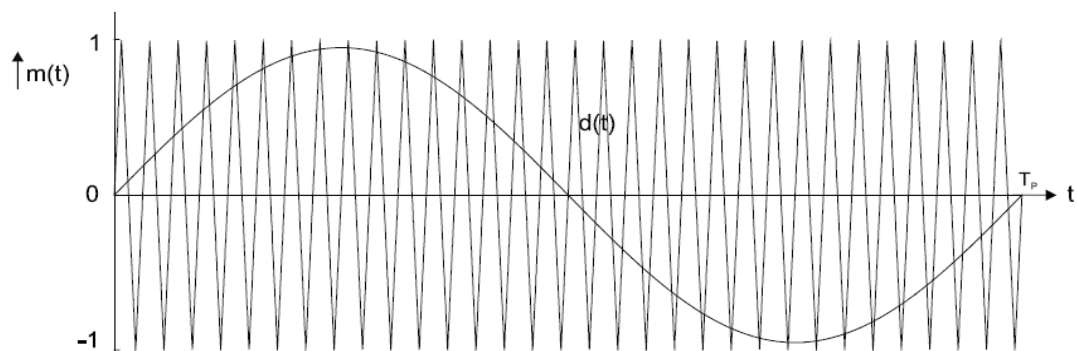


Abbildung 3-32: PWM, sinusförmiger Spannungssollwert und Dreiecksfunktion [13]

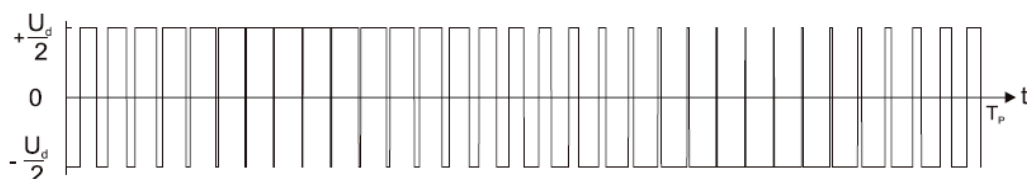


Abbildung 3-33: PWM, resultierende Pulsreihe [13]

Um die Anforderungen an einen Netzwechselrichter wie der Stromregelung, Netzsynchronisation und Gleichspannungsregelung zu genügen, muss das Referenzspannungssignal der PWM geregelt werden. Grundsätzlich sollen dabei Höhe, Phasenlage und Frequenz von den Strom- und Spannungsverläufen am Wechselrichterausgang so angepasst werden, dass sie den Netzanforderungen entsprechen [14]. Eine gesamtheitliche Regelstrategie von Netzwechselrichtern, die den Basis-Anforderungen aus Abbildung 3-23 entspricht, ist aus Abbildung 3-34 ersichtlich.

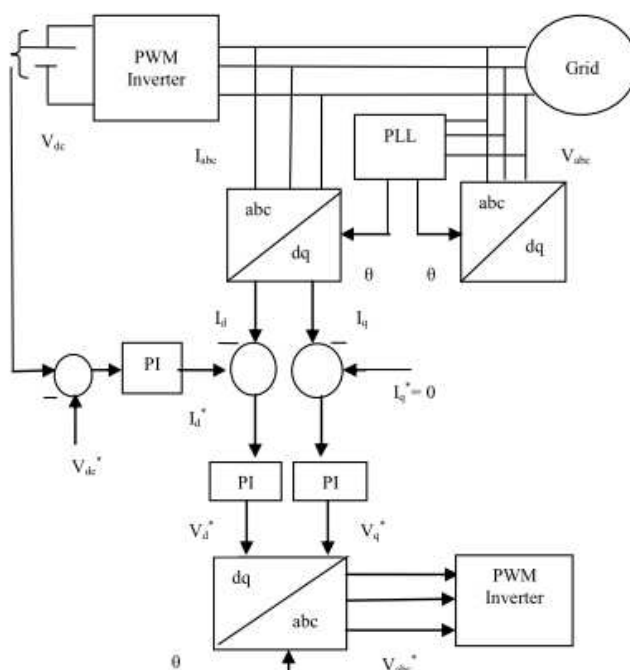


Abbildung 3-34: Blockdiagramm Voltage Oriented Control (VOC) [14]

Zur Regelung der Vergleichs-Sinusspannung kann die sogenannte Vektorregelung (zu Englisch VOC, „Voltage Oriented Control“) herangezogen werden [15]. Dabei werden dreiphasige Größen in ein zweiachsiges Koordinatensystem mit den Achsen d und q überführt. Diese Transformation ist auch als Park-Transformation bekannt, das Prinzip ist aus Abbildung 3-35 ersichtlich.

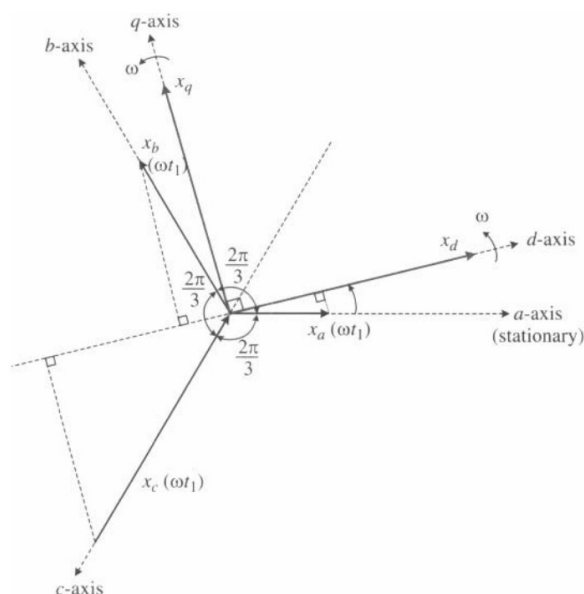


Abbildung 3-35: Park-Transformation von abc in dq Koordinatensystem [15]

Das d-/q-Koordinatensystem besitzt dieselbe Phasenlage wie das abc-Koordinatensystem und rotiert im stationären Fall mit derselben Winkelgeschwindigkeit Θ . Außerdem stellt das d-/q-Wertepaar eine konstante Größe dar. Der Vorteil dieser Methode besteht darin, dass dreiphasige Größen als Gleichstromgrößen betrachtet und mittels PI-Regler einfach geregelt werden können. Zur Realisierung der Vektorregelung ist die Bestimmung des Winkels Θ unerlässlich. Der Winkel Θ wird aus der gemessenen Dreiphasenspannung bestimmt und ermöglicht die abc-/dq- und in weitere Folge die dq-/abc-Rücktransformation mit netzsynchronisiertem Phasenwinkel und Frequenz. Um Oberwellen und Verzerrungen zu vermeiden, werden in der Praxis zur Detektion des Phasenwinkels Phasenregelschleifen (zu Englisch PLLs, „Phase-Locked Loops“) verwendet.

Bei genauerer Betrachtung der Regelstrecke aus Abbildung 3-34 werden zwei innere Regelschleifen zur Regelung der dq-Achsenströme i_d und i_q sowie eine äußere Schleife zur Regelung der Zwischenkreisspannung V_{dc} angewandt. i_d stellt den Wirk- und i_q den Blindstrom des Dreiphasensystems dar, mit diesen kann die Höhe der ausgegebenen Wirk- und Blindleistung bestimmt werden. Zusätzlich kann mit der Referenzvariable I_q^* der Anteil an Blindleistung vorgegeben werden. Ein Wert von 0 bewirkt reine Wirkleistung am

Wechselrichter Ausgang; durch einen negativen Wert kann kapazitive und durch einen positiven Wert induktive Blindleistung erzielt werden. Die Referenz für den Strom der d-Achse i_d^* , die die Wirkleistung des Systems repräsentiert, wird durch den PI-Regler, der die Zwischenkreisspannung regelt, erzeugt. Nach der Rücktransformation aus dem dq- in das abc-Koordinatensystem wird die dreiphasige Referenzspannung zur PWM-Pulsbildung herangezogen. Dabei soll jede Sinusspannung mit der Dreiecksvergleichsspannung verglichen werden und ein individuelles Pulsmuster für jeden Strang des Dreiphasenwechselrichters erzeugt werden. [15]

3.2.7 Betriebsführung und Wartung von Photovoltaiksystemen

Der Lebenszyklus von Photovoltaikanlagen erfordert hohe Investitionssummen, sowie Wartungs- und Betriebsführungskosten, die durch eine optimierte Anlagenverfügbarkeit und Zuverlässigkeit bei geringer Gewinnmarge zu bestmöglichen Anlagenrenditen und kurzen Rücklaufzeiten führen sollen. Unter einer hohen Zuverlässigkeit kann in diesem Zusammenhang ein System mit möglichst geringer Fehlerrate pro Jahr verstanden werden (eine allgemeine Definition von Zuverlässigkeit wird in Kapitel 3.2.8 erläutert). Folglich führt eine hohe Zuverlässigkeit mit geringen Stillstandszeiten zu einer hohen Anlagenverfügbarkeit, in der elektrische Energie bereitgestellt werden kann. Demnach liegt das Hauptaugenmerk der Betriebsführung eines Photovoltaikparks auf einer höchstmöglichen Systemqualität mit geringen Perioden, in denen keine elektrische Energie bereitgestellt wird. Um in einem weiteren Schritt die Effizienz eines Systems durch Optimierung der Kennzahlen Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit zu verbessern, müssen Qualität, Zuverlässigkeit und Robustheit aller Komponenten in einem System bekannt und an die gegebenen Betriebslastsituationen angepasst sein. Dadurch ist jedoch noch keine fehler- und ausfallsfreie Betriebsführung garantiert. Für eine moderne Betriebsführung von Photovoltaikanlagen werden zentrale Überwachungs- und Auswerteprozesse zur Effizienzsteigerung herangezogen [16], [17], [18]. Die Prozesse tragen durch automatische Fehler- und Anlagenüberwachung in Kombination mit Wartungstätigkeiten maßgebend zur Steigerung von Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit bei. Hierbei gilt es, Wartungsstrategien bestmöglich zu optimieren und an die gegebene Situation anzupassen. Aus Abbildung 3-36 wird eine Gliederung der herkömmlichen Wartungsstrategien veranschaulicht. Dabei kann grundsätzlich zwischen den Strategien ungeplanter und vorbeugender Wartung unterschieden werden [19].

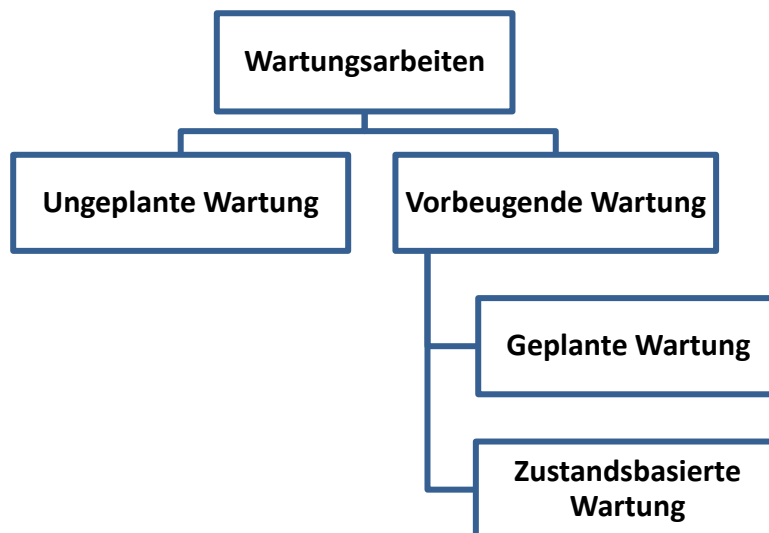


Abbildung 3-36: Gliederung von Wartungsstrategien

Die ungeplante Wartung zählt zu den herkömmlichen und einfachsten Methoden der Wartung. Dabei wird die gesamte Lebensdauer von Komponenten ausgenutzt und erst nach Auftreten eines Fehlers eine Reparatur durchgeführt. Die fehlerbehaftete Komponente wird ausgetauscht und in einen Zustand zurückversetzt, in dem die erforderliche Funktion gewährleistet ist. Dies ist in der Regel mit einem längeren Stillstand und in weiterer Folge auch mit höheren Kosten verbunden. Diese Art der Strategie wird auch als Ausfallsstrategie bezeichnet, da sie ein hohes Risiko darstellt und schon kleinste Komponenten großen Schaden am System verursachen können. Sie sollte daher nicht als alleinige Wartungsstrategie eingesetzt werden. Im Gegenzug dazu werden bei einer geplanten Wartung Wartungstätigkeiten zu bestimmten Zeitpunkten oder nach Ablauf einer von Komponenten abhängigen Betriebsdauer durchgeführt. Dabei wird eine Reduktion von Fehlerwahrscheinlichkeiten und den damit verbundenen Stehzeiten verfolgt. Ausfallanfälliger Bauteile, werden regelmäßig ersetzt – unabhängig davon, ob die betrachteten Komponenten das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Die Anwendung dieser Strategie führt unweigerlich zu erhöhten Wartungskosten, die durch Servicetechniker, Hilfsmittel, den Transport oder den erhöhten Bedarf an Ersatzteilen entstehen. Einen großen Vorteil zeigt jedoch die Planbarkeit der Wartung. Eine Einteilung der vorbeugenden Durchführung ermöglicht die Nutzung natürlich hervorgerufener Stillstandszeiten, wie bewölkte Wartungstage oder eine Verschiebung der Wartungstätigkeit in die Nachtstunden. Somit können durch die Festlegung des optimalen Zeitpunktes die Jahresausfallszeit sowie Produktionsverluste reduziert werden. Mittels der geplanten Wartung kann jedoch nur der Zeitpunkt und nicht die Notwendigkeit einer Wartung festgestellt werden. Dies bedeutet, dass die vorbeugende Wartung mit der sogenannten zustandsbasierten Wartung (zu Englisch CBM, „Condition Based Maintenance“) erweitert wird, um einerseits den tatsächlichen

Wartungsbedarf- und Zeitpunkt feststellen zu können und andererseits eine Identifikation von fehlerbehafteten Systemen zu ermöglichen. Zur Realisierung der vorbeugenden Wartung erfolgt eine permanente Überwachung physikalischer Größen wie Einstrahlleistung, elektrische Leistung oder Temperatur, sowie eine Analyse des Systemverhaltens. Das integrierte Konzept wird durch Einbindung von Sensorik in die zentrale Photovoltaikpark-Überwachung und -regelung realisiert. Durch die gemeinsame Erfassung der Systemmessgrößen und Systemzustände können in weiterer Folge langsame Systemverschlechterungen aufgezeigt werden. Dafür werden Fehlerdetektionsmethoden auf Basis von Regressionsmodellen sowie von physikalischen Prozessmodellen herangezogen. Die Methoden sollen Fehlersymptome abbilden, indem die aufgenommenen Größen mit Referenzwerten verglichen werden. Die Referenzwerte können dabei dynamisch anhand digitaler Systemzwillinge oder Vergleichswerte benachbarter Systeme gebildet werden. Alternativ können auch statische Referenzwerte aus Systemspezifikationen herangezogen werden. Statische Referenzwerte sind jedoch nur begrenzt einsetzbar, da bei variierenden Betriebslastsituationen ein nicht anpassungsfähiger Grenzwert zu fehlerhaften Detektionsergebnissen führen kann [19], [20].

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei einer tendenziellen Abweichung eines Messwertes vom erwarteten Wert von einem baldigen Fehler der Komponenten ausgegangen werden kann und es einer Reparatur oder eines Austauschs bedarf. Damit die zustandsbasierte Überwachung auch als akkurate Entscheidungshilfe für Strategien und die Durchführung von Wartungen dienen kann, sollen zusätzliche Methoden der Fehlerdiagnose herangezogen werden. Die Fehlerdiagnose soll somit den Zusammenhang zwischen Fehlersymptomen und dem Fehler herstellen, damit nicht nur abweichende Systemzustände detektiert werden, sondern vielmehr jene fehlerbehaftete Komponente, die es auszutauschen gilt. Dieses Ziel erfordert eine Identifikation der Systemverschlechterung und der damit einhergehenden Fehlergrundursache, damit in weiterer Folge bei kritischer Systemverschlechterung ein Austausch der Teile vor Eintritt des eigentlichen Fehlers erfolgt. Eine Korrelation der Fehlergrundursache und messbaren Systemverschlechterung wird mit sogenannte Expertensystemen realisiert. Ein Expertensystem basiert dabei meist auf einer Wissensdatenbank, die Domänenwissen über spezifische Systeme abbildet. Dabei werden alle in einem System enthaltenen Komponenten, deren möglichen Fehlerursachen, Fehler-Befundungsmethoden sowie Handlungsvorschläge gesammelt und mit Überwachungsgrößen kombiniert (eine genaue Beschreibung der Fehlerdiagnose erfolgt in Kapitel **3.2.10**). Dies soll als Entscheidungshilfe für Strategien und der Durchführung von Wartungen dienen. Die Nutzung von Expertensystemen als fortlaufender Prozess ermöglicht auf längere Sicht eine steigende Treffsicherheit der Ursachenfindung und somit eine Automatisierung der

Fehlerdiagnose und Entscheidungsfindung. Dieses Ziel soll durch immer wiederkehrende Adaptionen des Domänenwissens sowie der Befundungsmethoden von Fehlern in der Wissensdatenbank durch Experten realisiert werden. [19], [20]

Die gemeinsame Erfassung der Systemmessgrößen und Systemzustände einer Photovoltaikanlage soll gesamtheitlich große Datenmengen automatisch, intelligent, regelmäßig und systematisch verarbeiten und den Betriebszustand quantifizieren. Die permanente Datenaufzeichnung erlaubt zudem das Errechnen von statistischen Daten und ermöglicht in weiterer Folge Zuverlässigkeitsvorhersagen (ein Überblick dazu ist in Kapitel 3.2.8 angeführt). Mithilfe einer Zuverlässigkeitsvorhersage ist es möglich, den Zeitpunkt der Wartung optimal zu bestimmen, welcher vom Zustand des Systems abhängig ist und eine Wartung kurz vor Eintreten eines wahrscheinlichen Fehlers einleitet. Dabei wird die Einsatzdauer von Komponenten maximiert und Stillstandszeiten einer Photovoltaikanlage auf ein Minimum reduziert. Im Vergleich zu den oben angeführten Strategien, zählt die zustandsbasierte Wartung somit zu den kosteneffektivsten Methoden hinsichtlich der Lebensdauerkostensenkung. In Abbildung 3-37 wird der Unterschied des zeitlichen Verlaufs der zustandsbasierten-, geplanten und der ungeplanten Wartung verdeutlicht [19], [20].

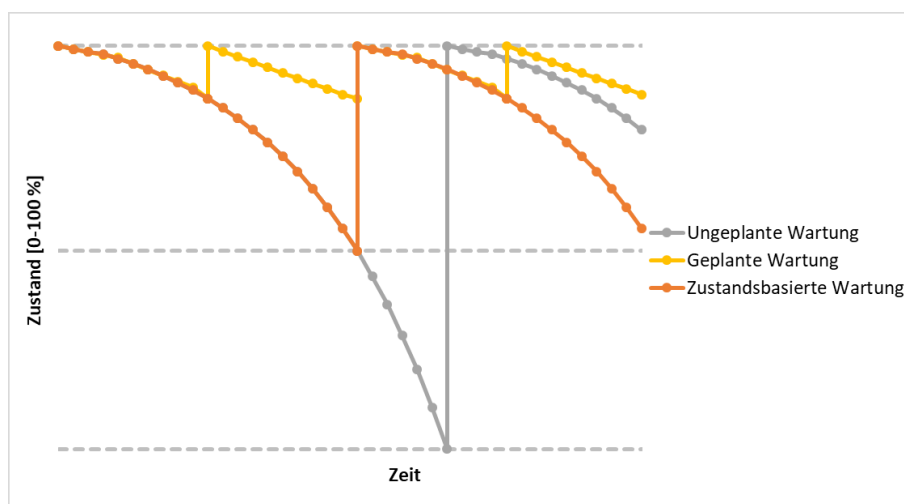


Abbildung 3-37: Zeitlicher Verlauf von Wartungsstrategien

Die traditionelle Methode der Zustandsüberwachung stößt jedoch bald an ihre Grenzen. Es ist nicht immer möglich einen bevorstehenden Fehler zu deuten, da nicht die gesamte Abnutzung einer Komponente zu einer messbaren Systemänderung oder einem Totalausfall führt, wie beispielsweise bei der thermischen Alterung elektrischer Komponenten oder Materialbrüche aufgrund von Belastungen bei zyklischen Lastwechsel. Um eine Erweiterung der zustandsbasierten Überwachung zu schaffen, zieht man Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Daten heran, kombiniert diese mit Wissen aus der Schädigungsphysik und

errechnet eine theoretische Schadensakkumulation und somit die Fehlerwahrscheinlichkeit.[21]

3.2.8 Schädigungsphysik und Zuverlässigkeitstheorie

Unter der sogenannten Schädigungsphysik (zu Englisch „Physics of Failure“) kann die Zuverlässigkeitsverbesserung technischer Bauteile verstanden werden. Die Vorgehensweise der Schädigungsphysik basiert auf wissenschaftlichen Erkenntnissen und Technologien, betrachtet jedoch nicht allein Lebensdauer- und Zuverlässigkeitsaspekte, sondern geht vielmehr auf die Mechanismen der Verschlechterung und in weitere Folge der damit zugrundeliegenden Ursachen ein. [22]

Allgemein lässt sich die Zuverlässigkeit als die Fähigkeit eines Objekts, seine Funktion unter gegebenen Bedingungen für einen vorgegebenen Zeitraum zu erfüllen, definieren. Dabei wird die Fähigkeit als Wahrscheinlichkeit betrachtet; mittels Wahrscheinlichkeitsverteilungen kann in der Folge die Lebensdauer von Objekten modelliert werden. Zuverlässigkeit lässt sich somit anhand mehrerer Parameter – wie mittlere Betriebsdauer bis zum Ausfall, Fehlerrate oder Fehler pro Zeiteinheit – messen und kann wie folgt definiert werden [19]:

- Die Mittlere Betriebsdauer bis zum Ausfall (zu Englisch MTTF, „Mean Time to Failure“) ist als die mittlere Zeit von Betriebsbeginn bis zum Auftreten des ersten Fehlers definiert.
- Die Mittlere Störungsdauer (zu Englisch MDT, „Mean Down Time“) beschreibt die benötigte Zeit einen Fehler zu beheben, also jene Zeit, in der eine Komponente nicht am Prozess mitwirkt.
- Die mittlere Zeit zwischen Fehler (zu Englisch MTBF, „Mean Time Between Failures“) stellt die Summe aus MTTF und MDT dar.
- $F(t)$ ist die Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion und gibt die Wahrscheinlichkeit, mit der eine Komponenten innerhalb eines Zeitintervalls ausfallen wird, an.
- $f(t)$ ist die Ableitung von $F(t)$ und wird als Wahrscheinlichkeitsdichtenfunktion bezeichnet.
- $R(t)$ ist die Zuverlässigkeitsfunktion, sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit mit der eine Komponente innerhalb eines Zeitintervalls nicht ausfällt.
- $z(t)$ ist die Fehlerrate, die sich aus dem Quotienten $f(t)$ und $R(t)$ ergibt.

Anhand der Messgrößen zur Darstellung der Zuverlässigkeit lässt sich die Verfügbarkeit eines Systems berechnen, die Verfügbarkeit stellt gleichzeitig die Betriebsdauer dar, siehe Formel (3-26) [19].

$$\text{Verfügbarkeit} = \frac{MTTF}{MTTF + MDT} = \frac{MTTF}{MTBF} \quad (3-26)$$

Die Verfügbarkeit eines Photovoltaikparks lässt sich ähnlich berechnen, hier wird die Betriebsdauer durch die Nennbetriebszeit dividiert, siehe Formel (3-27). Die Nennbetriebszeit kann mehrere Perioden eines Jahres darstellen, in der Module Sonneneinstrahlung erfahren, wodurch die Verfügbarkeit die prozentuale Betriebsdauer pro Jahr ist [23].

$$\text{Verfügbarkeit} = \frac{\text{Betriebsdauer}}{\text{Nennlaufzeit}} = \frac{\text{Nennbetriebszeit} - \text{Stillstandszeit}}{\text{Nennbetriebszeit}} \quad (3-27)$$

Darüber hinaus können Zuverlässigkeitsmodellierungen grundsätzlich anhand drei verschiedener Arten durchgeführt werden: Black-, Grey- und White-Box-Modelle [24]. In dieser Arbeit wird verstärkt auf Black- und White-Box- Modelle eingegangen.

Mittels Black-Box-Modell können zwei Zustände einer Komponente beschrieben werden: Sie funktioniert oder funktioniert nicht, siehe Formel (3-28). Das Modell kann daher als Wahrscheinlichkeitsverteilung der Zeit bis hin zum Fehler betrachtet werden oder im Fall einer reparierbaren Komponente als zufälliger Prozess. In Abbildung 3-38 ist der Zusammenhang der Zustandsvariable X_t , T_f und T_m aufgezeigt. Für unterschiedliche Anwendungen gibt es verschiedenste Verteilungen. Zu den verbreitetsten zählen die Weibull- und die Exponentialverteilung.

$$X_t = \begin{cases} 1, & \text{die Komponente funktioniert zum Zeitpunkt } t \\ 0, & \text{die Komponente funktioniert zum Zeitpunkt } t \text{ nicht} \end{cases} \quad (3-28)$$

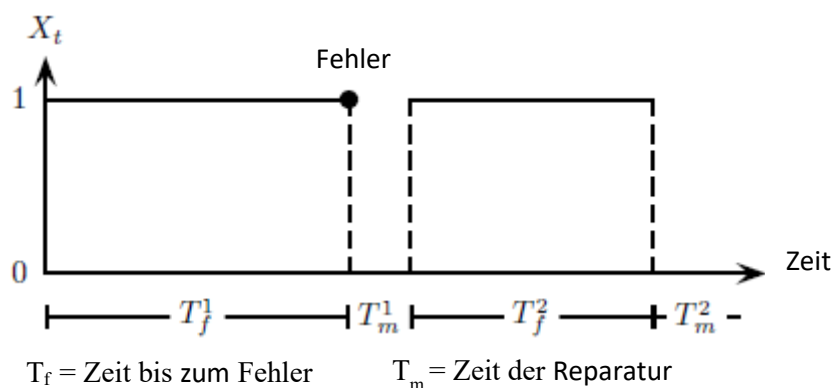


Abbildung 3-38: Blackbox-Zuverlässigkeits-Modell [24]

Die Weibullverteilung ist eine parametrisierbare Wahrscheinlichkeitsfunktion mit dem Skalierungsparameter $\lambda > 0$ und dem Formparameter $\alpha > 0$. Die Verteilung hat eine steigende Fehlerrate bei $\alpha > 1$, eine konstante Fehlerrate bei $\alpha = 1$ (gleich wie bei der exponentiellen Verteilung) und eine sinkende Fehlerrate bei $\alpha < 1$. Die zugehörigen Zuverlässigkeitsparameter sind für $t > 0$ nach den Formeln (3-29)-(3-32) definiert [24]:

$$F(t) = 1 - e^{-(\lambda \cdot t)^\alpha} \quad (3-29)$$

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \alpha * \lambda^\alpha * t^{\alpha-1} e^{-(\lambda \cdot t)^\alpha} \quad (3-30)$$

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-(\lambda \cdot t)^\alpha} \quad (3-31)$$

$$z(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \alpha * \lambda^\alpha * t^{\alpha-1} \quad (3-32)$$

Die Exponentialverteilung ist eine parametrisierbare Wahrscheinlichkeitsfunktion mit einer konstanten Fehlerrate ($\lambda > 0$). Die zugehörigen Zuverlässigkeitsparameter sind für $t > 0$ nach den Formeln (3-33)-(3-36) definiert. Die Konstanz der Ausfallsrate stellt jedoch eine problematische Annahme dar, da daraus folgt, dass das Ausfallverhalten unabhängig vom Alter der Komponente ist. Diese Eigenschaft wird als „Gedächtnislosigkeit“ bezeichnet.

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda \cdot t} \quad (3-33)$$

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \lambda * e^{-\lambda \cdot t} \quad (3-34)$$

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda \cdot t} \quad (3-35)$$

$$z(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \lambda \quad (3-36)$$

Mittels der Exponential- und Weibullverteilung kann durch geeignete Wahl der Parameter eine Vielzahl unterschiedlicher Fehlerverhalten modelliert werden, dafür kann die sogenannte Badewannenkurve herangezogen werden [19], [24]. Diese ermöglicht eine statistische Darstellung der Lebensdauer von technischen Komponenten, die typischerweise eine Badewannenform darstellt (siehe Abbildung 3-39).

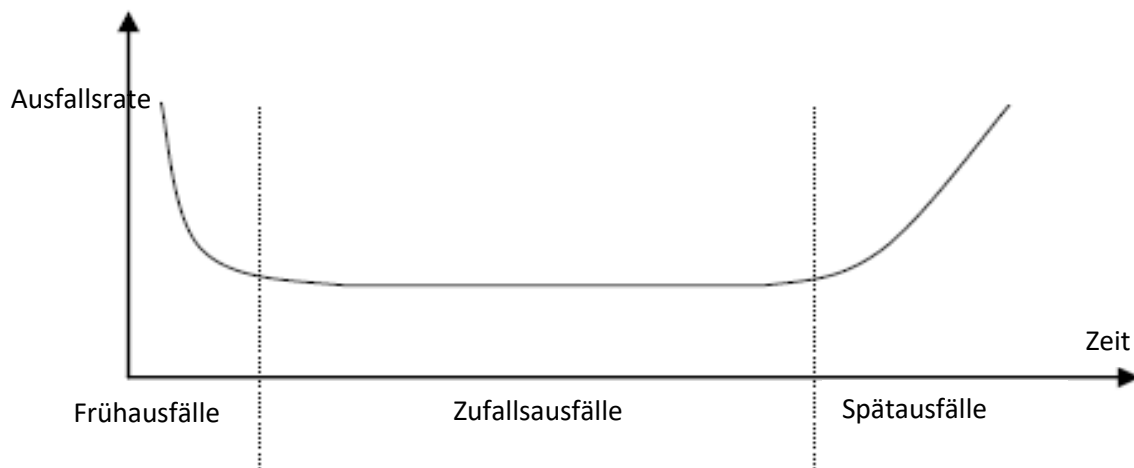


Abbildung 3-39: Badewannenkurve, eigene Darstellung nach [24]

Das Ausfallverhalten kann in drei Phasen gegliedert werden: Frühausfälle, Zufallsausfälle und Spätausfälle. Zu Beginn der Lebensdauer ist die Fehlerrate beispielsweise durch Produktionsfehler besonders hoch. Mit zunehmender Betriebsdauer nimmt die Fehlerrate einen konstanten Wert an und es treten nur zufällige Fehler auf. Gegen Ende der Lebensdauer steigt die Fehlerrate aufgrund von Materialermüdungserscheinungen der Komponenten erneut an. Alle drei Phasen sind durch Wahl geeigneter Modellparameter modellierbar. Für Zufallsausfälle eignet sich die Exponential- sowie auch Weibullverteilung, da diese bei einem Formparameter von $\lambda = 1$ oder $\alpha = 1$ jeweils eine konstante Ausfallsrate aufweisen. Bei Früh- und Spätausfällen kann die Exponentialverteilung nicht mehr angewandt werden, da eine „Gedächtnislosigkeit“ der Verteilung zunehmende Alterung und somit die steigende Wahrscheinlichkeit von Komponentenausfällen nicht berücksichtigen würde. Indessen erhält man mittels Weibullverteilung und Formparametern von $\alpha > 1$ einen Anstieg und $\alpha < 1$ eine Abnahme der Fehlerrate.

Im Vergleich zu den Black-Box-Modellen wird bei den White-Box-Modellen zwischen den zwei Zuständen „neu“ und „ausgefallen“ unterschieden. Der Fehler stellt dabei eine Schadensakkumulierung dar [24]. Eine Schadensakkumulierung entsteht aus einer irreparablen Veränderung in der Mikrostruktur von Komponenten aufgrund unterschiedlicher Belastungen oder Umwelteinflüsse. Um eine Aussage über die zu erwartende Lebensdauer treffen zu können, ist es wichtig, die Physik, die die Entstehung eines Fehlers beschreibt, zu verstehen. Die Basis der Schädigungsphysik stellt eine Kombination aus Schädigungsrechnung mittels Ursachenanalyse und probabilistischen Methoden dar. [21]

Wie aus Abbildung 3-40 zu sehen, muss zuerst ein System unter Berücksichtigung von Komponentenbauformen und Materialeigenschaften genau definiert werden. Des Weiteren werden mögliche Fehlerfälle – insbesondere deren Ursachen in Bezug auf die

Schädigungsphysik – für unterschiedliche Komponenten aufgezeigt. Einige Komponenten fallen aufgrund der Kombination mehrerer Fehlerfälle aus, wobei die Hauptaufgabe darin besteht, all jene Fehlerquellen aufzuspüren, die die Zuverlässigkeit eines Systems beeinträchtigen. In der Schädigungsphysik werden nicht nur Fehler und deren Position im System identifiziert, sondern auch die Fehlerursache mitsamt ihren schädigenden Betriebsbedingungen und Umwelteinflüssen, die am ehesten zu Fehlern führen [21].

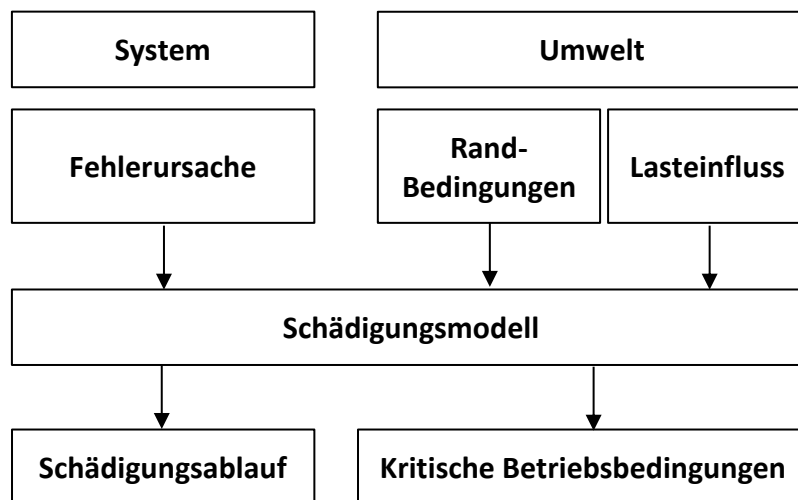


Abbildung 3-40: Workflow Schädigungsphysik; eigene Darstellung nach [21]

Anhand des Schädigungsmodells wird für jede Komponente und deren Schadensfälle eine Schädigungsrate in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen berechnet. Das Modell soll eine genaue Beschreibung des Schädigungsablaufs darstellen, um in weiterer Folge kritische Betriebsbedingungen zu identifizieren und das Ausmaß von Belastungen korrekt zu quantifizieren. Eine schnelle Berechnung des Modells gewährleistet eine Datenverarbeitung in Echtzeit. Dies wird durch Vereinfachungen des Modells erreicht, indem nur jene Parameter angewandt werden, die den Schädigungsablauf tatsächlich beeinflussen. Idealerweise werden schädigungstreibende Inputparameter wie die Belastung, oder Umwelteinflüsse des Modells, direkt gemessen. Sind diese nicht verfügbar, werden Transferfunktionen zwischen gemessenen und benötigten Größen anhand analytischer Theorien gebildet.

Einer der wichtigsten Punkte des Schädigungsmodells, ist die Validierung dieser. Eine plausible Vorhersage über einen künftigen Fehler mittels kritischer Betriebsbedingungen wurde getroffen, wenn der berechnete Schädigungsablauf mit Schädigungen aus Experimenten und idealerweise mit realen Schadensfällen einhergeht [21]. Eine detaillierte Beschreibung von Fehlerfällen in Photovoltaiksystemen und deren Schädigungsmodelle wird in Kapitel 4.2 angeführt

3.2.9 Ansatz zur Schädigungsmodellbildung elektrischer Systeme

Obwohl statistische Daten über Ausfallshäufigkeiten von Photovoltaik-Systemkomponenten und deren Einfluss auf Stillstandszeiten existieren, liefern diese keine Information über Schadensmodi, Schadensursachen und den im Hintergrund ablaufenden Mechanismen. Um Zuverlässigkeit messbar zu machen, ist das Verständnis dieser Größen und deren Zusammenhang essenziell und soll in einem weiteren Schritt durch White-Box-Modelle in Form von Schädigungsmodellen abgebildet werden. Ausgehend von Abbildung 3-41 kann die Annahme getroffen werden, dass die Zuverlässigkeit elektrischer Systeme tendenziell durch Temperatur sowie Temperatur-Zyklierungen beeinflusst wird.

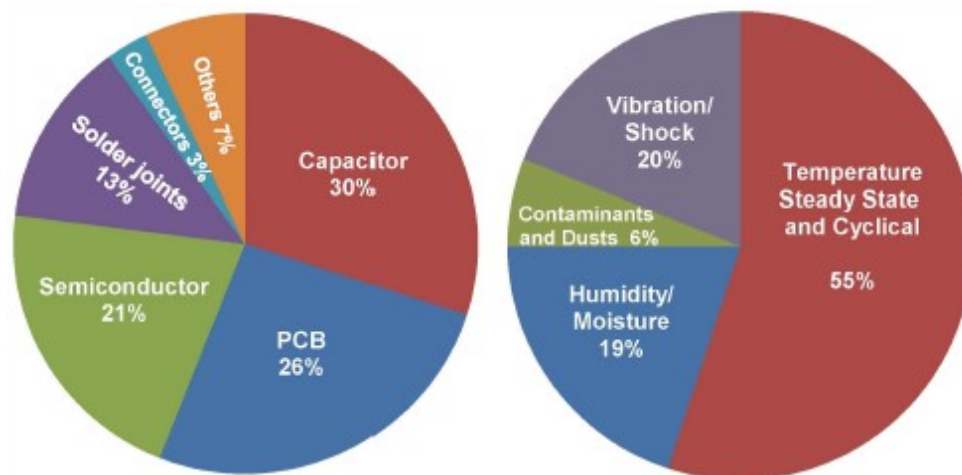


Abbildung 3-41: Fehler- und Fehlerursachenverteilung leistungselektronischer Systeme [25]

Sie beeinflussen vor allem Leistungsschaltungen mit hohen Leistungsdichten und Temperaturen signifikant. Um das statische sowie dynamische Verhalten eines Systems untersuchen zu können, bedient man sich elektrisch-thermischer Simulationen. Dabei stellen die Verlustleistung und ein thermisches Modell den Zusammenhang zwischen elektrischer und thermischer Leistung her. Um diesen Effekt aufzuzeigen, zieht man physikalische Modelle der thermischen Ermüdung und Alterung heran. Die thermische Ermüdung kann anhand Abbildung 3-42 beschrieben werden.

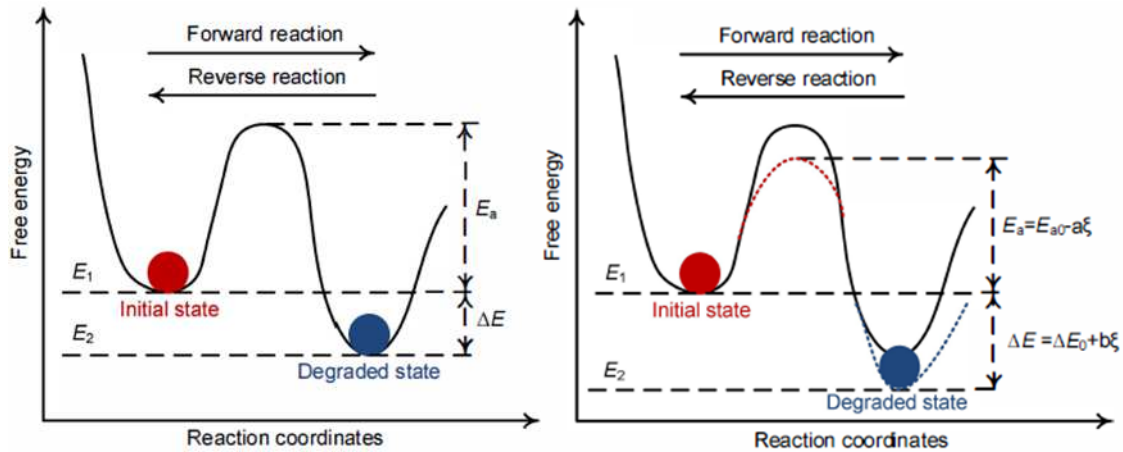


Abbildung 3-42: Energiebetrachtung der Material/Bauteil Ermüdung bei einer Belastung (links) und multipler Belastung (rechts) [25]

Hierbei ist die Änderung (Alterung) eines Materials oder einer Komponente von einem ursprünglich stabilen Zustand mit der freien Energie E_1 zu einem gealterten Zustand mit der freien Energie E_2 dargestellt. Der Schädigungstreiber für diese Art der Ermüdung ist die freie Energiedifferenz ΔE zwischen E_1 und E_2 . Bei elektronischen Komponenten stellt die durch Verlustleitungen entstehende Wärmemenge die freie Energie für den Übergang von einem in einen anderen Zustand bereit. Der Alterungsvorgang und somit die Geschwindigkeit der Ermüdung ist durch die Aktivierungsenergie E_a limitiert. Dieser Zusammenhang kann mit der Arrhenius Gleichung beschrieben werden (siehe Formel (3-37)):

$$k_{net} = k_{hin} - k_{rück} = k_0 * e^{-\left(\frac{E_a}{k*T}\right)} * \left[1 - e^{-\left(\frac{\Delta E}{k*T}\right)}\right] \approx k_0 * e^{-\left(\frac{E_a}{k*T}\right)} \quad (3-37)$$

k_{net} ist als Netto-Reaktionsgeschwindigkeitskonstante, k_{hin} als Reaktionsgeschwindigkeitskonstante der Hinreaktion, $k_{rück}$ die der Rückreaktion, k als Boltzmannkonstante, T als Betriebstemperatur und k_0 als materialspezifische Konstante definiert.

Unter realen Bedingungen treten meist mehrere Belastungssituationen auf, wodurch die Aktivierungsenergie ΔE von der zusätzlichen Belastung ξ (z.B. elektrische, mechanische oder chemische Belastung) abhängig ist (siehe Abbildung 3-42 (rechts)). Die Parameter a und b werden belastungsabhängigen Ermüdungstests entnommen, a ist temperaturabhängig und ist als $a = a_0 + a_1 * K_B * T$ definiert. Um eine Gültigkeit für geringe (k_{net} verhält sich linear zu ξ) und hohe Belastungen (k_{net} verhält sich exponentiell zu ξ) zu schaffen, wird in der Arrhenius-Gleichung eine Potenzabhängigkeit der Belastung eingeführt (siehe Formel (3-38)).

$$k_{net} = k_0 * \xi^n * e^{-\left(\frac{E_a}{k*T}\right)} \quad (3-38)$$

Im Gegensatz dazu beruht die thermomechanische Ermüdung auf thermischer Zyklierung, die aufgrund von immer wieder kehrendem Lastwechsel hervorgerufen wird. Dabei werden unterschiedlichste Bauteilebenen (siehe Aufbau IGBT in Abbildung 4-20 und Kondensator in Abbildung 4-21) durch Temperatur-Zyklierungen belastet. Dieser Effekt kann anhand eines typischen Spannungs-Dehnungsdiagramms – wie aus Abbildung 3-43 ersichtlich – dargestellt werden.

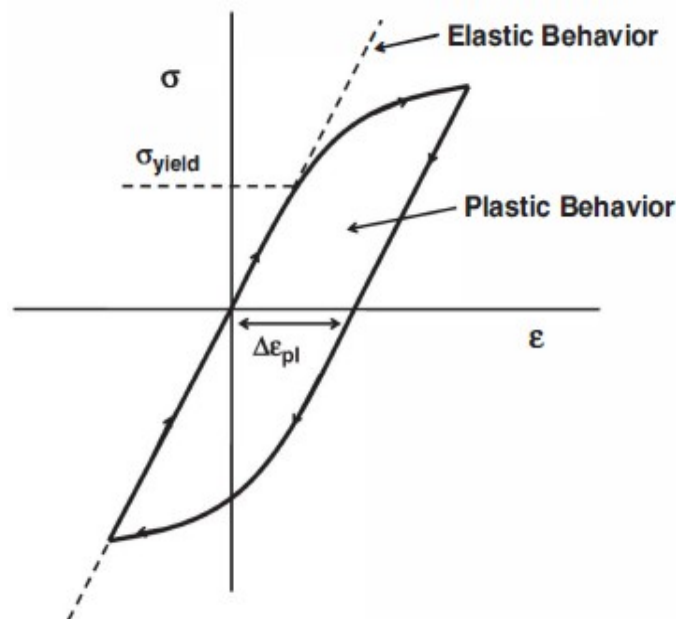


Abbildung 3-43: Spannungs- Dehnungsdiagramm [25]

Dabei wird σ als zyklische Belastung (z.B. Temperatur-Zyklierung) und ϵ als Verformung definiert. Bei einer geringen zyklischen Belastung unter σ_{yield} wird kein Schaden auftreten und das Material im elastischen Bereich bleiben. Sollte die Belastung σ_{yield} überschritten werden, findet eine irreversible Verformung statt und das Material begibt sich in den plastischen Bereich. Aufgrund unterschiedlicher thermischer Ausdehnungskoeffizienten verschiedener Materialien in elektronischen Komponenten, kommt es zu zyklischen Belastungen der Verbindungsstellen. Die Alterung schreitet dabei mit jedem Lastwechsel solange voran, bis die Komponente ausfällt. Die Anzahl an Zyklen bis zu einem Ausfall kann dabei wie in Formel (3-39) formuliert werden:

$$N = k * (\Delta T - \Delta T_0)^{-m} \quad (3-39)$$

K und m sind empirisch festgestellte Konstanten und N die Anzahl der Zyklen bis zu einem Ausfall. ΔT ist die Änderung der Temperatur eines Zyklus und ΔT_0 der Anteil von ΔT im elastischen Dehnungsbereich. Wenn ΔT_0 im Verhältnis zu ΔT vernachlässigt werden kann, stellt die hier beschriebene Gleichung das Coffin-Manson-Modell dar [25], [26].

3.2.10 Datenverarbeitung und Fehlerdiagnose

Wie bereits in Kapitel 3.2.7 diskutiert, erfordert die Realisierung einer vorbeugenden Wartung eine permanente Überwachung physikalischer Größen wie Einstrahlleistung, elektrische Leistung oder Temperatur, sowie eine Analyse des Systemverhaltens. Dafür werden meist SCADA-Systeme herangezogen, die eine Vielzahl an Daten unterschiedlichster Systemmessgrößen für zustandsbasierte Überwachungen bereitstellen, woraus in weiterer Folge Fehlerdiagnosen abgeleitet werden können. Dabei werden Daten verschiedenster Messpunkte automatisch in Photovoltaik-Anlagen aufgezeichnet, an einen zentralen Rechner gesendet, in Datenbanken gespeichert und dort gesammelt verarbeitet. Typischerweise handelt es sich bei diesen Datensätzen um Durchschnittswerte von Messgrößen in 5-, 10- oder 15-Minuten-Intervallen. Diese Daten werden unter anderem für Kontrollzwecke genutzt und fließen zusätzlich in Diagnose- und Fehlererkennungsalgorithmen.

Ein Problem der SCADA-Daten stellen die Minuten-Mittelwerte dar. Das „Ausblenden“ ungenutzter Datenpunkte führt unweigerlich dazu, dass einige Informationen, wie zum Beispiel Kurzschlussstromimpulse, verloren gehen. Um genaue Diagnosen und Prognosen durchführen zu können, ist es für manche Komponenten erforderlich, ein höher aufgelöstes Signal aufzuzeichnen, auch wenn dafür eine enorme Datenmenge anfällt und dadurch die Vorteile der kompakten Minuten-Mittelwerte verloren gehen.

Um in weiterer Folge aus einer derartigen aufgezeichneten und gespeicherten Datenmenge brauchbare Informationen und Muster abzuleiten, können verschiedene Fehlerdetektionsmethoden herangezogen werden. Bekannte Methoden beruhen dabei auf Basis künstlicher Intelligenz, statistischen Ansätzen oder physikalischen Systemmodellierungen. Eine automatische Fehlerdetektion der Daten auf Basis künstlicher Intelligenz, auch bekannt unter dem Begriff „Datamining“, leitet aus bekannten Datensätzen Fehlermuster ab, speichert diese in Wissensdatenbanken und vergleicht die erlernten Muster mit gemessenen Daten. Dabei stellen die gängigen Methoden künstliche neurale Netzwerke (zu Englisch ANNs, „Artificial Neural Networks“), Fuzzy Systeme und kombinierte Methoden wie das adaptive Neuro-Fuzzy-Inferenzsystem (zu Englisch ANFIS, „Adaptive Neuro Fuzzy Inference Systems“) dar. Häufig werden Auswertungen von SCADA-Daten nach der kombinierten Methode des adaptiven Neuro-Fuzzy-Interferenzsystems durchgeführt. Dieses kombiniert die Vorteile des künstlichen neuronalen Netzwerkes, wie etwa eine schnelle Datenverarbeitung, auf Basis unzählig parallellaufender Prozesse und des Fuzzy Systems. Dieses wird in hochkomplexen Systemen eingesetzt und weist die Möglichkeit auf, Expertensysteme zur Verbesserung und Beschleunigung von Näherungslösungen heranzuziehen. Die Methode der künstlichen Intelligenz ist aufgrund ihrer Komplexität jedoch

nur beschränkt einsetzbar. Da eine akkurate Ableitung von Fehlermustern nur durch eine hohe Menge an Datensätzen mit bekannten Fehlern möglich ist. Alternativ können modellbasierte Diagnosen anhand physikalischer Systemmodellierung realisiert werden. Dazu wird ein Photovoltaiksystem analysiert, dessen elektrische Eigenschaften modelliert und in weitere Folge als dynamischer Referenzwert für Abweichungsdetektionen in Anlagenüberwachungen eingesetzt. Ein solches Modell agiert somit als digitaler Sensor in der Anlagenüberwachung und ist anhand bekannter Systemspezifikationen für gängige Photovoltaiksysteme anwendbar. [27], [28], [29]. Eine detaillierte Beschreibung der physikalischen Systemmodellierung erfolgt in Kapitel 4.1.

Aus den gewonnenen Informationen der Daten lassen sich Fehlerdiagnosen und in weiterer Folge Wartungsvorschläge ableiten. Dazu werden modellbasierte Diagnosen als Teil künstlicher Intelligenz herangezogen. Modellbasierte Diagnosen beruhen auf einer formalen Beschreibung des zu untersuchenden Systems und leiten Grundursachen von beobachtbaren Systemabweichungen ab. Dabei bedient man sich zweier Methoden: der konsistenz- und abduktionsbasierenden [30]. Erstere ist von der Kenntnis des korrekten Systemverhaltens abhängig und folgert Diagnosen aufgrund von Inkonsistenzen. Die abduktive Methode modelliert hingegen den Fehler und dessen Ausfallserscheinungen. Dabei werden Methoden der Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (zu Englisch FMEA, „Failure Mode and Effects Analysis“) herangezogen. Diese stellt ein Zuverlässigkeitsanalyse-Tool dar und führt eine Systemanalyse möglicher Komponentenfehler und deren Auswirkungen auf das Systemverhalten durch. Die Ergebnisse dieser Analyse werden in einer Wissensdatenbank (zu Englisch „Knowledge Base“) gespeichert. Ein Eintrag in dieser Datenbank enthält Informationen über die betrachtete Komponente und der Fehlerursache. Die Ableitung möglicher Ursachen mittels abduktiver Methoden erfordert eine Formalisierung der Beziehung zwischen Fehlerursache und messbaren Fehlerindikatoren. Eine solche Formalisierung wird als weiterer Eintrag aufgenommen und als logischer Code in der Datenbank gespeichert. Mögliche Beziehungen können logische UND- bzw. ODER-Verknüpfungen darstellen. In Abbildung 3-44 wird der gesamte abduktive modellbasierte Diagnoseprozess, wie er auch in der Industrie Anwendung findet, aufgezeigt.

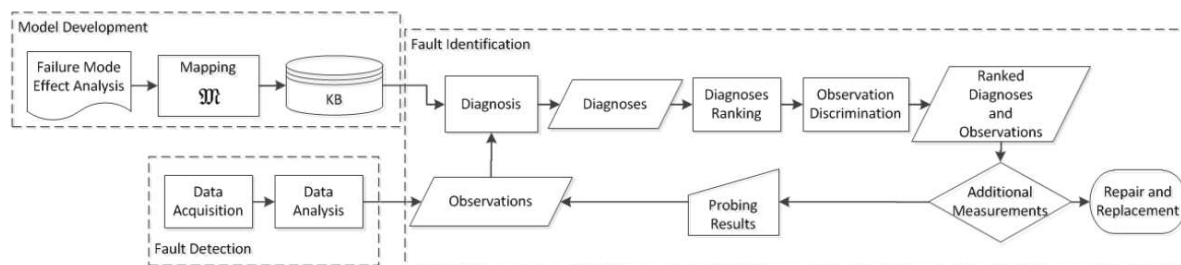


Abbildung 3-44: Modellbasierter Diagnose Prozess [31]

Zur Erstellung von Modellen einer Photovoltaikanlage, die die Fähigkeit besitzen Fehlerursachen basierend auf messbaren Fehlerindikatoren zu deuten, ist ein umfangreiches Verständnis aller in einem System enthaltenen Komponenten und deren Zusammenhänge erforderlich. Die Basis eines solchen Modells ist, wie weiter oben erwähnt, eine strukturierte Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse des Systems inklusive aller Subsysteme. Dabei werden alle chemischen sowie physikalischen Fehlermöglichkeiten einzelner Komponenten aufgezeigt. Anhand der Analyse können eindeutige Abhängigkeiten zwischen Fehlermodi und Messgrößen des Monitoringsystems hergestellt werden. Das in Datenbanken gespeicherte Wissen wird dabei von Experten adaptiert und gewartet [30].

Failure Mode	Failure Location	Damage Promoting Operating Mode	Aggravating Boundary Conditions	State Indicators	Part Inspection	Maintenance Task
Electrical chemical aging	Buck Boost - Electrolyte Capacitor	Partial load	High ambient temperature	T_power_cabinet, P_turbine	Equivalent series resistance (>)	Replace Capacitor
Electrical chemical aging	Buck Boost - Electrolyte Capacitor	Start Up/ Shut Down	High ambient temperature, gusty wind	T_power_cabinet, P_turbine, Alarmcode (overvoltage link)	Equivalent series resistance (<), electrolyte trace	Replace Capacitor

Abbildung 3-45: Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse [30]

Abbildung 3-45 zeigt das Ergebnis einer Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse. Dabei sind mögliche Fehlermodi einzelner Komponenten, deren Fehlerort und die für den Befund notwendigen Statusindikatoren eingetragen. Schädigender Betriebsmodus und verschärfte Randbedingungen stellen Parameter zur Feststellung beschleunigter Schädigung dar. Mittels eines Schädigungsmodells kann in weiterer Folge der Zusammenhang zwischen Betriebsbedingungen und Schädigungsakkumulierung hergestellt werden. Die Spalte „Bauteilbefundung“ beinhaltet mögliche Symptome eines Fehlerfalles zur Eingrenzung der Diagnose. Die „Wartungsaufgabe“ beinhaltet Vorschläge zur Reparatur.

Um eine Fehlerdiagnose einzuleiten, muss ein Fehler eruiert werden. Dies geschieht, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, entweder mittels Monitoring-Systemen und den zugrundeliegenden Abweichungsanalysen basierend auf SCADA-Daten oder durch SCADA-Alarme. SCADA-Daten werden mittels Sensoren aufgenommen und sind beispielsweise Temperatur- oder Strommesswerte. Alarme werden direkt an das Kontrollzentrum ohne Vorverarbeitung gesendet und weisen auf eine Überschreitung eines Messwertmaximums

oder -minimums und somit auf eine Statusänderung hin. Alarme können jedoch nicht für spätere Prognoseberechnungen herangezogen werden. Sollte eine Abweichung festgestellt werden, kann eine mögliche Fehlerursache sowie der Fehlerort aufgrund der verknüpften Fehlerindikatoren errechnet und als Diagnoseergebnis ausgegeben werden. Anhand dieses Ergebnisses können in weiterer Folge Vorschläge für mögliche Wartungsarbeiten an den betroffenen Bauelementen abgeleitet werden [30].

Grundsätzlich kann eine uneingeschränkte Anzahl an Diagnosen errechnet werden, industrielle Anwendungen erfordern jedoch eine eindeutige Lösung. Aus diesem Grund wird eine Fehlereingrenzung sowie -reihung eingeführt [31]. Dies erfordert weitere Wissensdatenbankeinträge mit beobachtbaren Symptomen, die mit einem Fehler sowie bekannten Fehlerwahrscheinlichkeiten einhergehen. Mittels der Kombination aus gereihten Diagnosen nach Fehlerwahrscheinlichkeit und einem Befund möglicher Symptome vor Ort, kann eine Eingrenzung auf eine minimale Anzahl an Fehlerkandidaten erzielt werden. Die Nutzung von modellbasierten Fehlerdiagnosen auf Basis von Expertensystemen soll gesamtheitlich als fortlaufender Kreisprozess verstanden werden. Infolge einer laufenden Bedienung und durch Rückmeldungen von Experten und/oder Servicetechnikern, kann eine zunehmende Treffersicherheit der Ursachenfindung und somit Automatisierung der Fehlerdiagnose und Entscheidungsfindung ermöglicht werden. Dieses Ziel soll durch kontinuierliche Servicerückmeldungen in Form von Adaptionen des Domänenwissens und der Befundungsmethoden in der Wissensdatenbank erreicht werden.

4 IMPLEMENTIERUNG DER SYSTEM- UND SCHÄDIGUNGSMODELLIERUNG

4.1 Physikalische Systemmodellierung

Ausgehend von den Projektzielen des OptPV4.0 Forschungsprojektes soll als eines der Ziele eine zeitliche Vorhersage eines Ertrag-Verlaufes von Photovoltaikanlagen und der vorausschauenden Erkennung von Fehlern und deren Ursachen realisiert werden. Dazu sollen statistische, physikalische und schädigungsbasierte Modellierungen der Photovoltaikanlage zusammen mit intelligenter Datenauswertung gesamtheitlich einen digitalen „Zwilling“ des Systems nachbilden. Die statistischen Modelle wurden vom Projektpartner SAL Silicon Austria Labs GmbH und die schädigungsbasierten Modelle von Uptime Engineering GmbH entwickelt – eine detaillierte Beschreibung der Schädigungsmodelle folgt in Kapitel 4.2. Das physikalische Modell einer Photovoltaikanlage, das den realen Betrieb unter aktuellen Einstrahlungs- und Temperaturwerten simuliert, ein Referenzabbild einer Photovoltaikanlage im fehlerfreien Zustand abbildet und somit als dynamische Referenz in der Anlagenüberwachung zur Identifizierung von Fehlern dienen soll, wird in diesem Kapitel erörtert. Dazu wird das physikalische Modell einer Photovoltaikanlage in der Simulationsumgebung MATLAB Simulink implementiert. Die Simulink-Toolbox von MATLAB ermöglicht die graphische Modellierung von kontinuierlichen als auch diskreten Systemen. Standardmäßig sind in den Simulink-Bibliotheken Blöcke für mathematische Operationen wie Addition, Multiplikation oder Integration, Generatoren für diverse Signale als auch Übertragungsfunktionen, Filter und PID-Regler vorhanden. Die Funktionsbibliothek Simscape verfügt über Funktionsblöcke, die elektronische und leistungselektrische Komponenten beinhalten und deren physikalisches Verhalten nachbilden. Zudem können selbst erstellte MATLAB-Funktionen in Blöcken zu Simulink-Modellen hinzugefügt werden; außerdem ist es möglich, über MATLAB Simulink-Modelle aufzurufen, die aus einer Simulink-Simulation gewonnene Daten in MATLAB direkt weiterverarbeiten. Die den Simulationsblöcken zugrundeliegenden Gleichungen, die das physikalische Verhalten der Komponenten beschreiben, werden in der Simulationsumgebung Simulink über eigene sogenannte Solver gelöst. Die Algorithmen der Solver basieren dabei auf expliziten als auch impliziten Fixed-Step-Verfahren bis hin zu Verfahren mit variabler Schrittweite.

Aus Abbildung 4-1 ist das in dieser Arbeit entwickelte physikalische Modell einer Photovoltaikanlage als Simulink-Blockmodell dargestellt. Die Blöcke repräsentieren dabei jeweils ein Modell für die einzelnen Subsysteme einer Photovoltaikanlage und beinhalten die

Photovoltaikmodule, den Gleichspannungswandler, den Wechselrichter, das Netzfilter sowie die Regelblöcke der einzelnen Systeme. Auf die genaue Funktionsweise der einzelnen Blöcke wird nun in den folgenden Kapiteln eingegangen.

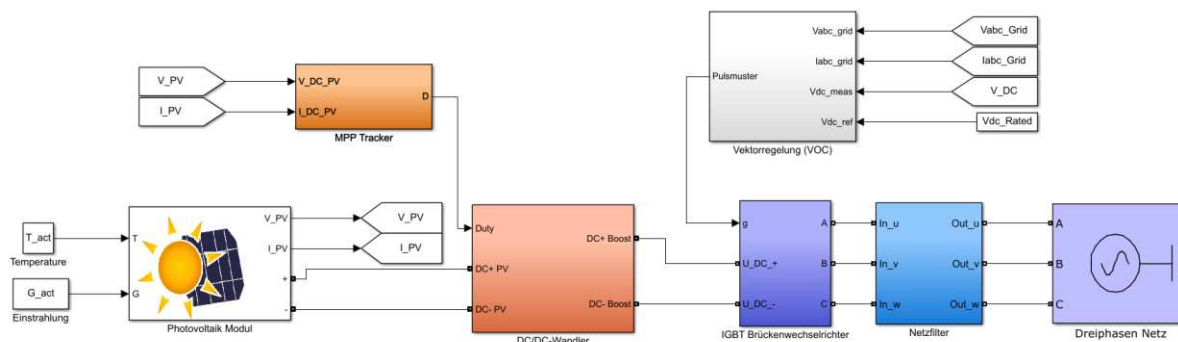


Abbildung 4-1: Simulink-Modell Photovoltaiksystem

4.1.1 Modellierung von Photovoltaikmodulen

Das in Kapitel 3.2.2, 3.2.3 und 3.2.4 beschriebene elektrische Verhalten einer Photovoltaikzelle oder eines Photovoltaikmoduls soll nun mittels Simulink-Modell nachgebildet werden. Die Grundsätzlichen Modelleingänge stellen die Einstrahlungsleistung der Sonne in W/m^2 und die Modultemperatur in $^{\circ}C$ dar. Aus einer idealen Photovoltaikzelle geht daraus ein charakteristischer Strom und eine anliegende Spannung hervor. Zur genaueren Betrachtung der elektrischen Verluste in einer Solarzelle durch beispielsweise elektrische Kontakte, den Halbleiter und Metall-Halbleiter-Übergang soll das Standard-Modell oder auch Ein-Dioden-Modell modelliert werden; dieses ist aus Abbildung 3-8 ersichtlich. Der darin enthaltene Serienwiderstand R_s beschreibt insbesondere die ohmschen Verluste in den Frontkontakten der Solarzelle und am Metall-Halbleiter-Übergang. Leckströme an den Kanten der Solarzelle und punktuelle Kurzschlüsse des pn-Übergangs werden durch den Parallelwiderstand R_p abgebildet. Die reale Kennliniengleichung des Standardmodells ist aus Formel (4-1) errechenbar [32] und soll nun mittels Simulink-Modell simuliert werden.

$$I = I_{PH} - I_D - I_P = I_{PH} - I_0 * \left(e^{\frac{U+I*R_S}{m*U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I * R_S}{R_P} \tag{4-1}$$

Dabei ist I_{PH} der Photostrom (siehe Formel (4-3)), I_D der Diffusionsstrom (siehe Formel (4-5)), der proportional zum Sättigungsstrom der Diode ist, m ist ein Materialabhängiger Idealitätsfaktor der die Genauigkeit des Modells variiert ($m=1,3$ für polykristallines und $1,2$ für monokristallines Silizium), U_T die sogenannte Temperaturspannung (siehe Formel (4-2)) und I_P ist der Strom durch den Parallelwiderstand.

$$U_T = \frac{N_S * k * T_Z}{q} \quad (4-2)$$

U_T ist die Temperaturspannung in Millivolt (mV), N_S ist die Anzahl der seriell verschalteten Zellen pro Modul oder String, A ist eine Materialabhängige Konstante ($A=1,3$ für polykristallines und $1,2$ für monokristallines Silizium), k ist die Boltzmannkonstante, T_Z die Zelltemperatur und q die Elektronenladung.

Die zur Modellierung notwendigen Parameter können zu einem aus Datenblattwerten der Hersteller oder Literaturangaben stammen und andererseits werden nicht bekannte Größen errechnet. Zu den bekannten Modellinputs zählen die Datenblattangaben, wie I_K , I_{MPP} , U_L , U_{MPP} , P_{MPP} und die Temperaturkoeffizienten K_{IK} und K_{UL} . Daraus können in weiterer Folge die Unbekannten I_{PH} , I_D , R_S und R_P berechnet werden [32].

$$I_{PH} = (I_{PH,Ref} + K_{IK} * (\Delta T)) * \frac{G_{Ist}}{G_{STC}} \quad (4-3)$$

$I_{PH,Ref}$ ist der Photostrom in Ampere, der bei Standardtestbedingungen generiert wird, K_{IK} der Temperaturkoeffizient des Stromes, ΔT ist die Temperaturdifferenz ($T_U - T_{STC}$) der Umgebungstemperatur und Standardtestbedingungstemperatur (25°C), G_{Ist} ist die aktuelle Einstrahlleistung und G_{STC} ist die Einstrahlleistung bei Standardtestbedingungen. Zur Ermittlung von $I_{PH,Ref}$ kann die Annahme getroffen werden, dass $I_{PH,Ref}$ den maximalen Modulstrom I_K entspricht [6], dabei werden jedoch die internen ohmschen Verluste der Zelle vernachlässigt. Für eine korrekte Ermittlung von $I_{PH,Ref}$ wird Formel (4-4) herangezogen [32].

$$I_{PH,Ref} = \frac{R_P + R_S}{R_P} * I_K \quad (4-4)$$

$$I_D = I_0 * \left(e^{\frac{U + I * R_S}{U_T * m}} - 1 \right) \quad (4-5)$$

Der Sättigungsstrom I_0 der Photodiode ist grundsätzlich von der Sättigungsstromdichte sowie der nutzbaren Zellfläche des Halbleiters abhängig. Sowie von den intrinsischen Eigenschaften der Photovoltaikzelle selbst, die beispielsweise von der Diffusionsrate der Elektronen im Halbleiter oder der Lebenszeit der Minoritätsträger abhängen. Diese Kennwerte der Photovoltaikzelle sind meist in Datenblättern nicht enthalten, daher wird der Sättigungsstrom durch eine Annäherung der Zelleigenschaften – besonders bei Temperaturänderungen – anhand Formel (4-6) berechnet.

$$I_0 = \frac{I_K + K_I * \Delta T}{e^{\frac{U_L + K_{UL} * \Delta T}{U_T * m}} - 1} \tag{4-6}$$

Um nun in weiterer Folge die Kennlinie eines Solarmoduls unter variierenden Betriebsparametern (Temperatur und Einstrahlleistung) zu modellieren, ist zudem die Kenntnis der Innenwiderstände eines Photovoltaikmoduls notwendig. Diese können anhand eines iterativen Verfahrens berechnet werden, indem die IV- sowie PV-Kennlinie anhand des Wertepaares I_{MPP} und U_{MPP} schrittweise nachgebildet wird (siehe Abbildung 4-2) [32].

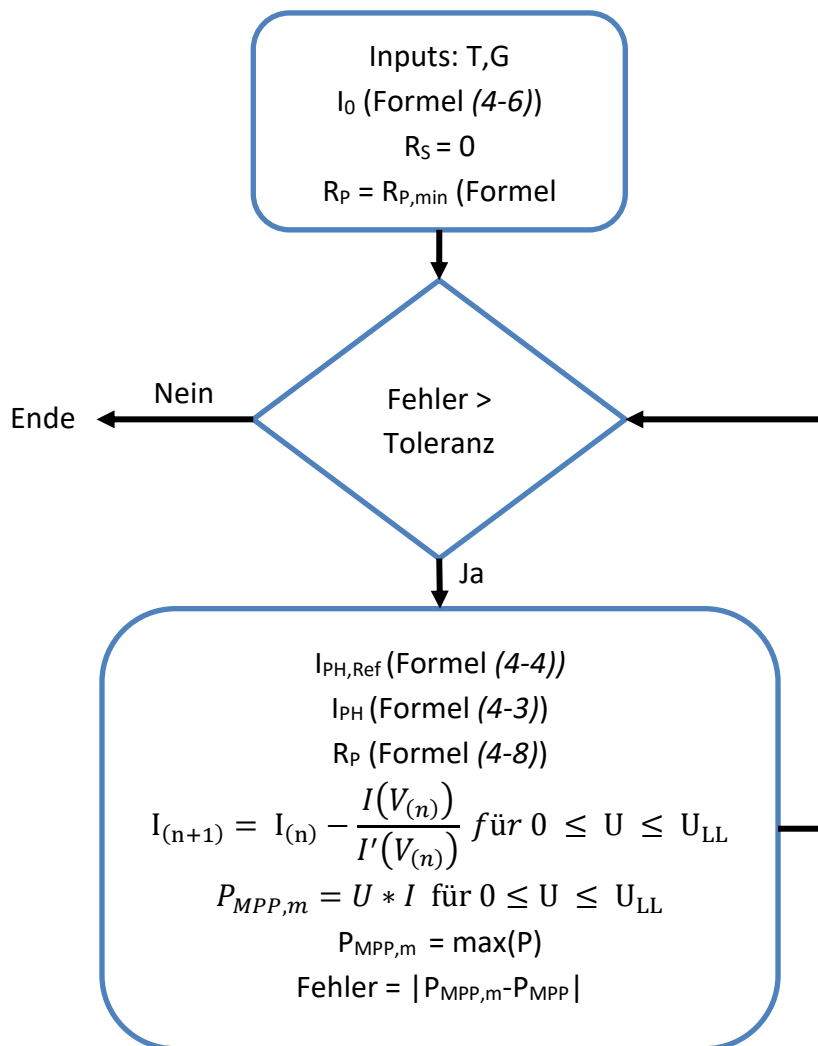


Abbildung 4-2: Iterationsverfahren zur Berechnung von RP und RS; eigene Darstellung nach [32]

Die Iteration ist abgeschlossen, wenn der Peak der Leistungs-Spannungskurve erreicht ist. An diesem Punkt gibt es genau ein Wertepaar für R_S und R_P , das dem Modellierungsziel – modellierte maximale Leistung $P_{MPP,m}$ entspricht der Leistung P_{MPP} aus dem Datenblatt – genügt. Durch Multiplikation von Formel (4-1) mit U_{MPP} ist die modellierte maximale Modulleistung $P_{MPP,m}$ nach Formel (4-7) errechenbar. Für die Iteration muss Formel (4-7) mit

P_{MPP} aus dem Datenblatt gleichgesetzt und nach R_P aufgelöst werden (siehe Formel (4-8)). Da am Beginn der Iteration R_P und R_S unbekannt sind, wird anhand Formel (4-9) eine initiale Abschätzung für R_P abgegeben.

$$P_{MPP,m} = U_{MPP} * \left(I_{PH} - I_0 * \left(e^{\frac{U_{MPP} + I_{MPP} * R_S}{m * U_T}} - 1 \right) - \frac{U_{MPP} + I_{MPP} * R_S}{R_P} \right) \tag{4-7}$$

$$R_P = \frac{U_{MPP} * (U_{MPP} + I_{MPP} * R_S)}{U_{MPP} * I_{PH} - V_{MPP} * I_0 * \left(e^{\frac{U_{MPP} + I_{MPP} * R_S}{m * U_T}} \right) + V_{MPP} * I_0 - P_{MPP}} \tag{4-8}$$

$$R_{P,min} = \frac{U_{MPP}}{I_K - I_{MPP}} - \frac{U_L - U_{MPP}}{I_{MPP}} \tag{4-9}$$

Im Anschluss an die iterative Bestimmung der Modellparameter, kann das physikalische Verhalten der Photovoltaikzelle in der Simulationsumgebung Simulink simuliert werden. Das Schaltbild aus Abbildung 4-3 basiert dabei auf dem Ein-Dioden-Modell, der Photostrom und der Diffusionsstrom werden in den jeweiligen Simulationsblöcken separat berechnet.

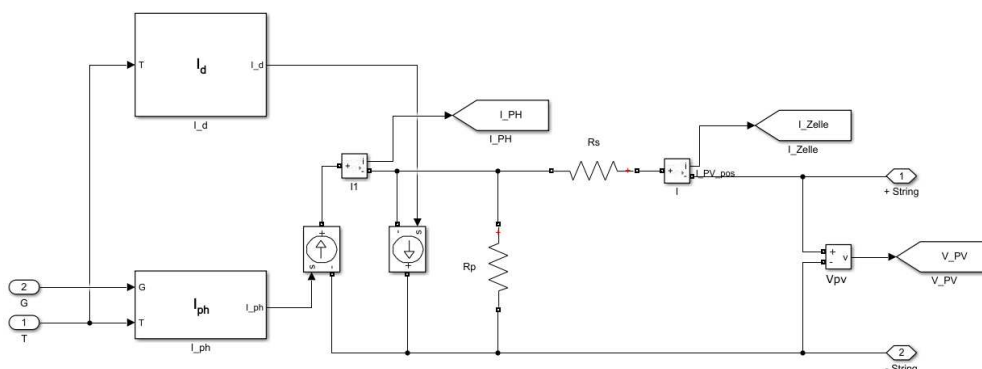


Abbildung 4-3: Simulink Blockschaltbild Ein-Dioden-Modell

Grundsätzlich kann das Schaltbild folgendermaßen verstanden werden: Das Modell wird von links nach rechts implementiert, wobei die Temperatur (T) und die Einstrahlleistung (G) die Modellinputs darstellen. Die weitere Berechnungsabfolge sowie der Signalverlauf folgen den Pfeilrichtungen der Signalbahnen. In Abbildung 4-4 wird das Blockschaltbild zur Berechnung des Photostromes dargestellt, die Berechnungsgrundlage liefern die Formel (4-3) und (4-4), wobei die Berechnung selbst mittels mathematischen Blockoperatoren aus der Simulink-Bibliothek ausgeführt wird.

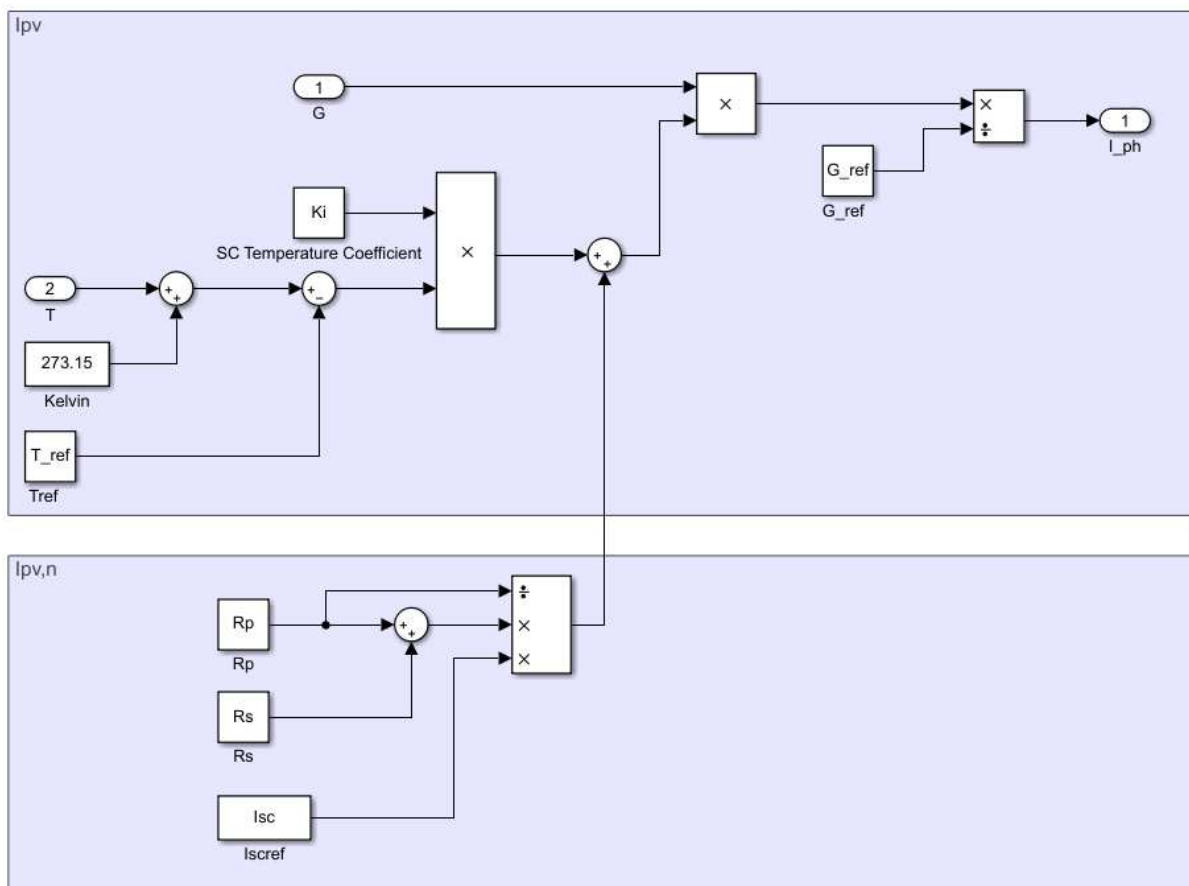


Abbildung 4-4: Simulink Blockschaltbild Photostrom

Aus Abbildung 4-5 ist das Blockschaltbild zur Berechnung des Diodenstromes dargestellt, die Berechnungsgrundlage liefern die Formeln (4-5), (4-6) und (4-2). Aufgrund der algebraischen Schleife in der Simulation – der Strom als Modellinput für I_D ist gleich dem Strom am Modelloutput – wird zusätzlich zu den mathematischen Blockoperatoren ein Transferfunktionsblock eingefügt, der die zeitliche Abhängigkeit der Modell Ein- und Ausgänge unterbricht und somit die algebraische Iterationsberechnung erlaubt. Die berechneten Stromwerte aus den Simulationsblöcken werden über sogenannte steuerbare Stromquellen zu jedem Zeitschritt in die Schaltung eingebracht, sodass der Zellstrom aus Formel (4-1) an der Messstelle „I_Zelle“ gemessen wird.

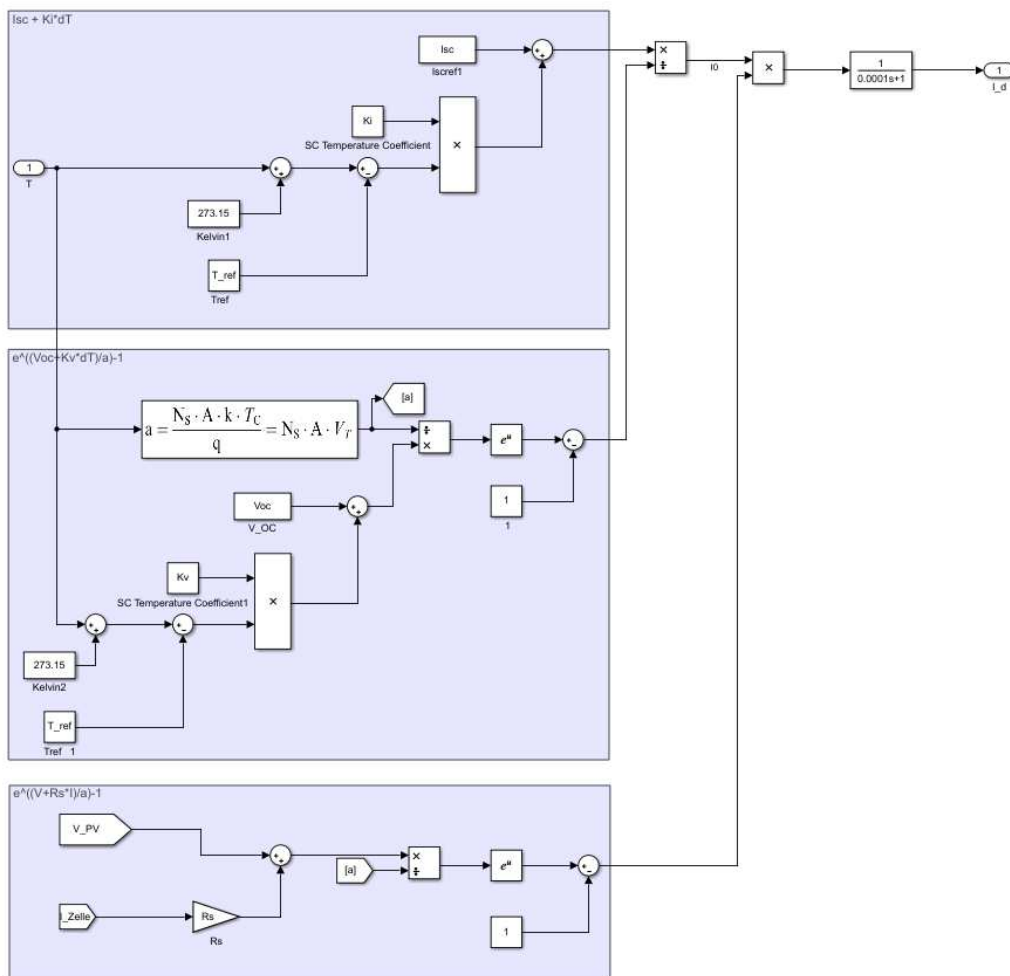


Abbildung 4-5: Simulink Blockschaltbild Diffusionsstrom

4.1.2 Modellierung von Photovoltaikwechselrichter

Im nächsten Schritt soll die aus Kapitel 3.2.5 und 3.2.6 beschriebene Stromwandlung und die zugrundeliegende Regelstrategie in der Simulationsumgebung Simulink umgesetzt werden. Das grundsätzliche Ziel stellt die möglichst verlustfreie Wandlung der vom Solargenerator bereitgestellten elektrischen Energie für die Netzeinspeisung oder anderen Verbraucher dar. Dies wird durch Transformationen der verfügbaren elektrischen Energie mittels leistungselektronischer Wandler, sogenannten Stromrichter, realisiert. Die grundsätzlichen Schritte der Stromwandlung in einem Photovoltaiksystem sind aus Abbildung 3-22 ersichtlich. Dabei soll Gleichspannung aus dem Solargenerator mittels DC/DC-Wandler optimal an den Verbraucher angepasst werden. Anschließend wird die optimierte Gleichspannung durch den DC/AC-Wandler in eine Drehspannung mit Netzfrequenz und geeigneter Amplitude umgewandelt. Nachfolgend an den Ausgang des Wechselrichters werden Netzfilter (Tiefpassfilter als L- oder LCL Filterschaltung) verbaut, die einerseits für die Einhaltung der

Grenzwerte aus Normen für harmonische Oberwellen sorgen und andererseits das aus kurzen Pulsen zusammengesetzte Signal zu einen „schönen“ Sinus glätten.

Die aus Abbildung 3-23 veranschaulichte allgemeine Regelstrategie eines Photovoltaikwechselrichters wird – wie in Abbildung 4-1 dargestellt – mittels Simulink-Funktionsblöcken nachgebildet; gleichzeitig werden die Funktionen Stromregelung, Netzsynchrosation, Gleichspannungsregelung und die Maximal-Leistungspunkt-Suche abgedeckt. Die Stromregelung soll den Wirk- und Blindanteil der Ausgangsleistung bestimmen, zudem wird durch eine Netzsynchrosation sichergestellt, dass die modellierten Wechselrichter-Ausgangsgrößen den genormten Standards des Netzes entsprechen. Mittels der Gleichspannungsregelung sollen Spannungsänderungen am Solargenerator durch Anheben der Gleichspannung mittels Hochsetzsteller und in weiterer Folge der Wechselrichter-Ausgangsspannung ausgeglichen werden.

4.1.3 Modellierung von Photovoltaikwechselrichter: MPP-Tracking

Wie bereits in Kapitel 3.2.5 erläutert, resultieren aus variierenden Einstrahlbedingungen von eintreffenden Photonen abhängige Stromflüsse mit veränderlichen Spannungsniveaus an den Photovoltaikmodulen. Die wechselnden Spannungsniveaus gilt es nun bestmöglich an das Netzspannungsniveau durch Variation des Spannungs-Übersetzungsverhältnisses des Hochsetzstellers – siehe Formel (3-25) – anzupassen. Dazu soll ein MPP-Algorithmus auf Basis der Methode des differentiellen Leitwertes implementiert werden, da dieser die Einschränkung einer Oszillation um den maximalen Leistungspunkt bei der Methode der Lastsprünge ausgleicht. Die Grundlegende Funktion ist aus Abbildung 3-29 ersichtlich. Dabei ist der maximale Leistungspunkt erreicht, wenn die Änderung der Spannung und des Stromes null ist. Ist der differentielle Leitwert größer als der augenblickliche Leitwert, befindet sich der Lastpunkt links des maximal möglichen Leistungspunktes und die Spannung muss erhöht werden. Eine Spannungserhöhung wird durch den Hochsetzsteller nach Formel (3-25) durch eine Reduktion des Tastgrades a erreicht. Im gegenläufigen Fall, rechts des maximalen Leistungspunktes, muss die Spannung reduziert werden, indem der Tastgrad a nach Formel (3-25) des Hochsetzstellers erhöht wird. Daraus folgt, dass durch Regelung der Gleichspannung mittels der MPP-Algorithmen in Kombination mit einem Hochsetzsteller eine Photovoltaik-Anlage unter gegebenen Betriebs- und Umgebungsbedingungen am technischen Optimum betrieben wird. Das zur Implementierung des MPP-Algorithmus notwendige Ablaufdiagramm ist aus Abbildung 4-6 ersichtlich und wird mittels einer MATLAB Funktion in der Simulationsumgebung Simulink realisiert.

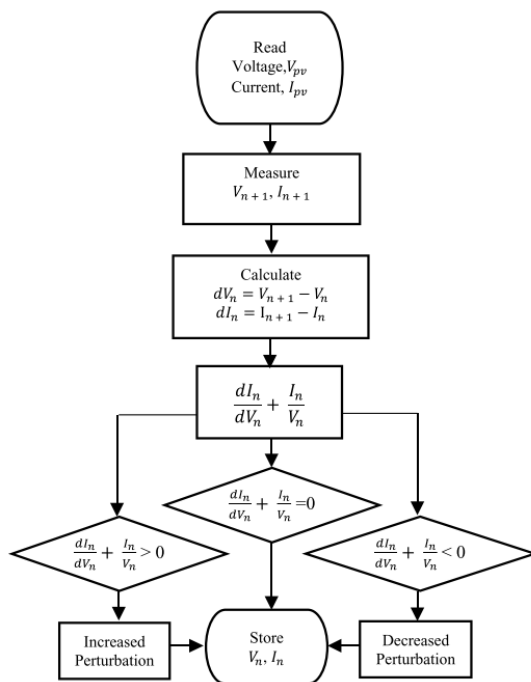


Abbildung 4-6: Ablaufdiagramm MPP-Algorithmus differentieller Leitwert [11]

Der Funktionsblock „MATLAB Function“ erlaubt das Einbinden einer frei erstellten MATLAB Funktion in die Simulationsumgebung Simulink (dargestellt in Abbildung 4-7).

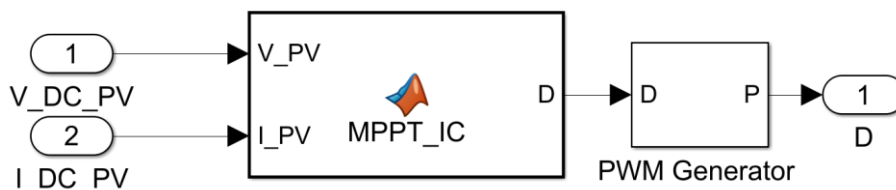


Abbildung 4-7: Simulink MPP-Tracker MATLAB-Funktion

Die Eingangskanäle des Funktionsblocks stellen die Spannung und den Strom der simulierten Photovoltaikmodule dar, diese werden an den Funktionsblock „MPPT_IC“ übergeben und nach dem MPP-Algorithmus „differentieller Leitwert“ (siehe Anhang 8.1) weiterverarbeitet. Der Ausgang des Funktionsblocks bildet den Tastgrad für den Hochsetzsteller und wird mittels „PWM Generator“ in eine Schaltabfolge mit definierter Schaltfrequenz für den leistungselektronischen Schalter im Hochsetzsteller gewandelt, um das Spannungsniveau im Gleichstromkreis des Wechselrichters nach Formel (3-25) einzustellen. Die Modellierung des Schaltsignals erfolgt dabei ähnlich wie die in Kapitel 3.2.6 beschriebene Pulsweitenmodulation, das Vergleichssignal stellt jedoch kein Dreieck-, sondern ein Sägezahnsignal dar und der Vergleichswert keinen zeitlich abhängigen Sinus, sondern eine definierte Schaltschwelle, also den Tastgrad.

Aus Abbildung 4-8 ist die Simulink-Implementierung des in Kapitel 3.2.5 beschriebenen DC/DC-Wandlers dargestellt.

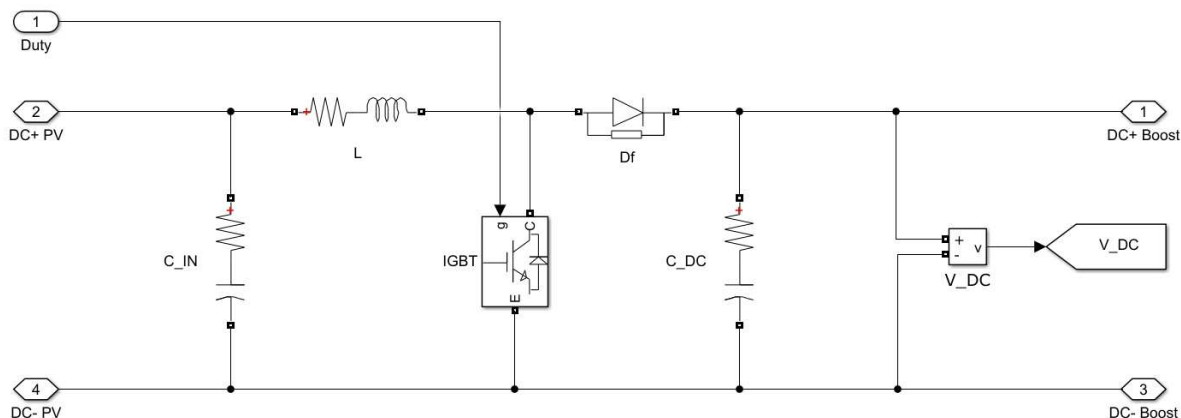


Abbildung 4-8: Simulink DC/DC-Wandler

Der leistungselektronische Schalter ist als IGBT ausgeführt und wird mittels des zuvor beschriebenen Schaltsignals aus dem MPP-Algorithmus angesteuert. Der Kondensator „C_IN“ dient als Spannungsstabilisator bei Spannungsänderungen der Photovoltaikmodule und wird mit einem Wert von 5mF abgeschätzt. Eine Parametrisierung der Bauteileparameter der Spule „L“ und dem Kondensator „C_DC“ erfolgt nach den Formeln (4-10) und (4-11) [33]. Dabei ist a der Tastgrad, I_0 ist der Strom und V_0 ist die Spannung am DC/DC-Wandler-Ausgang, V_i ist die Spannung am DC/DC-Wandler-Eingang und f_s ist die Schaltfrequenz des DC/DC-Wandlers. Die Bauteilparameter werden im Wesentlichen durch die erlaubte Welligkeit des Stromes ΔI_L und der Spannung ΔU_0 bestimmt.

$$L = \frac{a \cdot V_i}{\Delta I_L \cdot f_s} \tag{4-10}$$

$$C = \frac{a \cdot I_0}{\Delta V_0 \cdot f_s} \tag{4-11}$$

4.1.4 Modellierung von Photovoltaikwechselrichter: Frequenzwandlung

Im Anschluss an die Gleichspannungsoptimierung der Photovoltaikmodule durch den DC/DC-Wandler soll die optimierte Spannung möglichst verlustarm und unter Einhaltung der Netzanforderungen nach EN 50160 mittels einer geregelten Amplituden- und Frequenzumformung in eine Drehspannung transformiert werden [7]. Wie bereits in Kapitel 3.2.6 beschrieben, ist zur Realisierung einer Frequenzwandlung von Gleichspannung zu Drehspannung durch eine PWM ein sinusförmiger Spannungssollwert mit frei wählbarer Amplitude und Frequenz erforderlich. Diese Vergleichsspannung wird mit einem höherfrequenten Dreieckssignal verglichen, das die Schaltfrequenz der

leistungselektronischen Schalter vorgibt. Die leistungselektronischen Schalter werden in der Simulink-Simulation als IGBT ausgeführt und als Wechselrichter-Brückenschaltung verschaltet. Dabei werden pro Phase zwei ein- und ausschaltbare IGBTs und antiparallele Dioden für den Freilauf eingesetzt – die Schaltung ist aus Abbildung 4-9 ersichtlich.

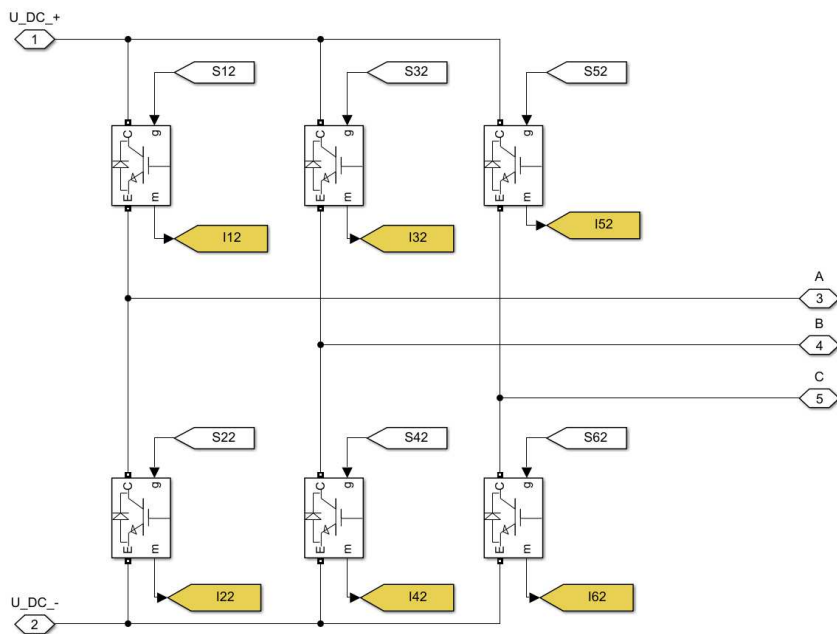


Abbildung 4-9: Simulink Dreiphasen-Brückenschaltung

Um den Anforderungen an einen Netzwechselrichter – Stromregelung, Netzsynchronisation und Gleichspannungsregelung – zu genügen, muss das Referenzspannungssignal der PWM geregelt werden. Grundsätzlich sollen dabei Höhe, Phasenlage und Frequenz von den Strom- und Spannungsverläufen am Wechselrichterausgang so angepasst werden, dass sie den Netzanforderungen entsprechen. Zur Regelung der Vergleichs-Sinusspannung wird eine Regelstrecke – dargestellt in Abbildung 4-10 – nach der in Kapitel 3.2.6 beschriebenen Vektorregelung implementiert.

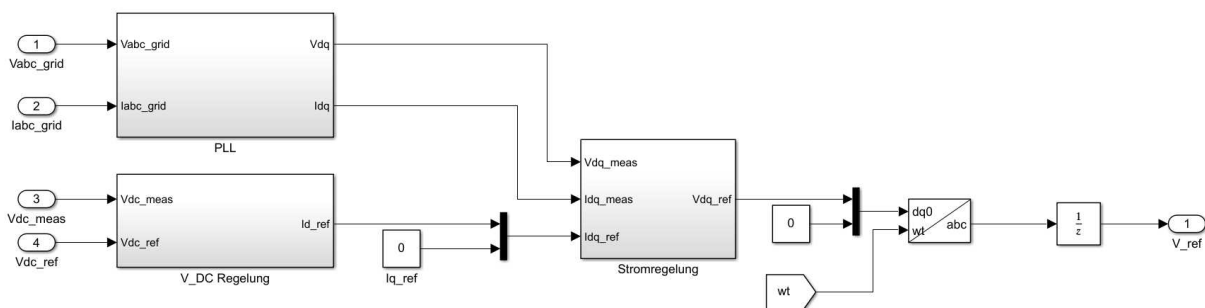


Abbildung 4-10: Simulink Vektorregelung

Die Anwendung der Vektorregelung erfordert eine Transformation der dreiphasigen Größen in ein zweiachsiges Koordinatensystem mit den Achsen d und q. Der Vorteil dieser Methode

besteht darin, dass dreiphasige Größen als Gleichstromgrößen betrachtet und mittels PI-Regler einfach geregelt werden können. Das d-/q-Koordinatensystem besitzt dieselbe Phasenlage wie das abc-Koordinatensystem und rotiert im stationären Fall mit derselben Winkelgeschwindigkeit Θ . Außerdem stellt das d-/q-Wertepaar eine konstante Größe dar. Zur Realisierung der Vektorregelung ist die Bestimmung des Winkels Θ aus der gemessenen Dreiphasenspannung erforderlich und ermöglicht die abc-/dq- und in weitere Folge die dq-/abc-Rücktransformation mit netzsynchronisiertem Phasenwinkel und Frequenz. Um Oberwellen und Verzerrungen zu vermeiden, werden in der Praxis zur Detektion des Phasenwinkels Phasenregelschleifen PLLs verwendet. Die Implementierung der Phasenregelschleife (Funktionsblock „PLL“ Abbildung 4-10) in der Simulationsumgebung Simulink ist aus Abbildung 4-11 ersichtlich.

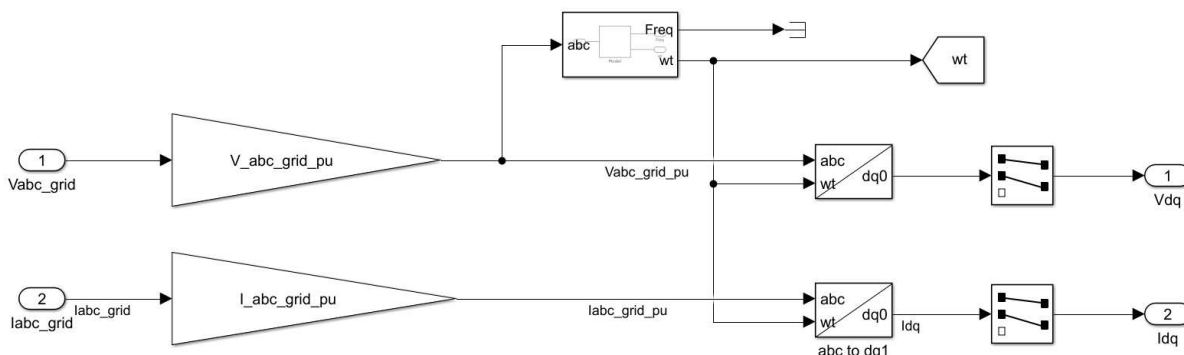


Abbildung 4-11: Simulink Phasenregelschleife

Dabei werden die Messgrößen Netzspannung und -strom zuerst in das Per Unit (p.u.) System umgerechnet, das heißt, die Messwerte werden in Relation zu ihren Maximalwerten gestellt. Anschließend erfolgt die Park-Transformation vom abc- in das d-/q-Koordinatensystem unter Berücksichtigung der Winkelgeschwindigkeit Θ .

Bei Betrachtung der Regelstrecke aus Abbildung 3-34 werden zwei innere Regelschleifen zur Regelung der dq-Achsenströme i_d und i_q sowie eine äußere Schleife zur Regelung der Zwischenkreisspannung V_{dc} angewandt. Die in der Simulationsumgebung Simulink implementierte Regelstrecke zur Regelung der Zwischenkreisspannung ist in Abbildung 4-12 dargestellt.

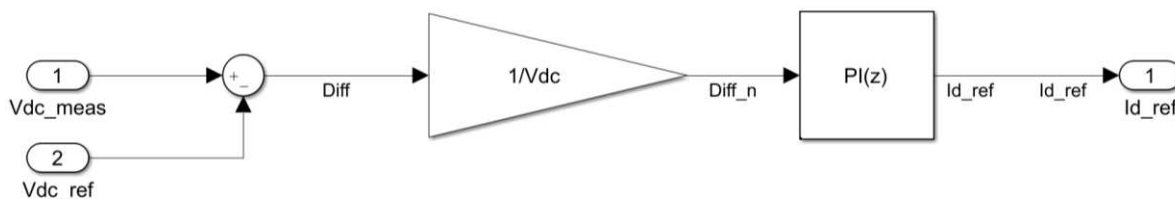


Abbildung 4-12: Simulink Gleichspannungsregelung

Die Differenz der Messgrößen „Vdc_meas“ minus „Vdc_ref“ soll dabei mittels PI-Regelung gegen 0 geregelt werden. Wie auch in der Phasenregelschleife erfolgt die Regelung im Per Unit System. Die Regelparameter k_p für den Proportional- und k_i für den Integralanteil wurden mit der in der Simulationsumgebung Simulink integrierten PID-Tuner-Toolbox bestimmt. Die Toolbox erlaubt eine Linearisierung des gesamten Modells sowie eine Anpassung der Regelparameter mit direkter Ausgabe des Systemverhaltens – ein Beispiel einer Parameteranpassung ist aus Abbildung 4-13 ersichtlich.

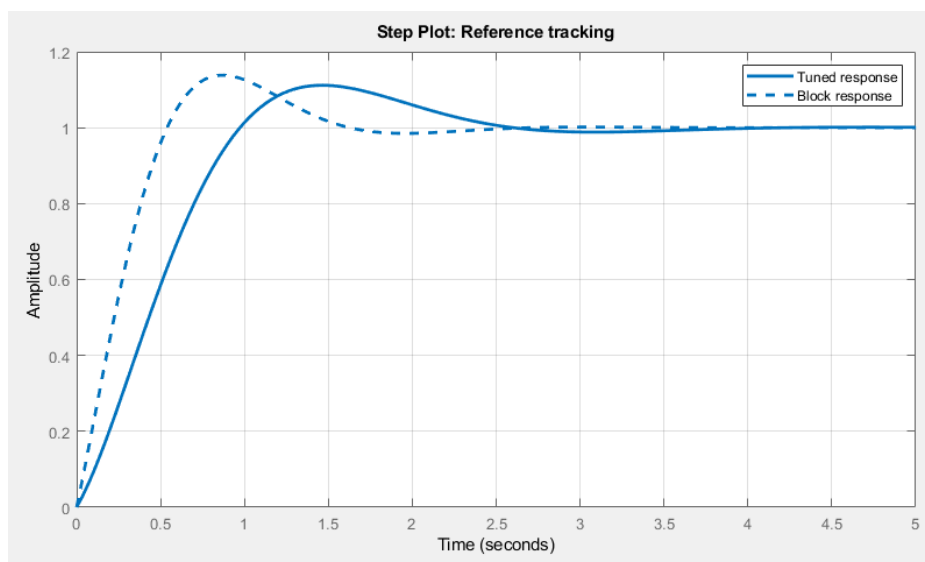


Abbildung 4-13: Simulink PI-Regler Tuning

Die ausgeregelte Differenz der Zwischenkreisspannung stellt nun die Referenz für die Stromregelung der d-Achse i_d^* , die die Wirkleistung des Systems repräsentiert, dar. Zusätzlich kann mit der Referenzvariable I_q^* der Anteil an Blindleistung vorgegeben werden. Ein Wert von 0 bewirkt reine Wirkleistung am Wechselrichterausgang; durch einen negativen Wert kann kapazitive und durch einen positiven Wert induktive Blindleistung erzielt werden.

In Abbildung 4-14 ist die Regelstrecke für den Wirk- und den Blindstrom (I_d und i_q) des Dreiphasensystems dargestellt. Anhand der Regelung wird die Höhe der ausgegebenen Wirk- und Blindleistung bestimmt, indem die Differenz aus „Idq_meas“ - „Idq_ref“ mittels PI-Regelung gegen 0 geregelt wird. Die Regelparameter für den PI-Regler werden wie auch bei der Zwischenkreisspannungs-Regelung mittels der PID-Tuner-Toolbox ermittelt. Zusätzlich wurde in die Regelstrecke eine Vorsteuerung integriert, die die Stellgröße „Vdq_ref“ mit den Spannungsabfällen am Widerstand sowie der Drossel im Netzfilter beaufschlagt. Die Beaufschlagung ist notwendig, da die Spannungsabfälle in der herkömmlichen Regelstrecke unberücksichtigt bleiben.

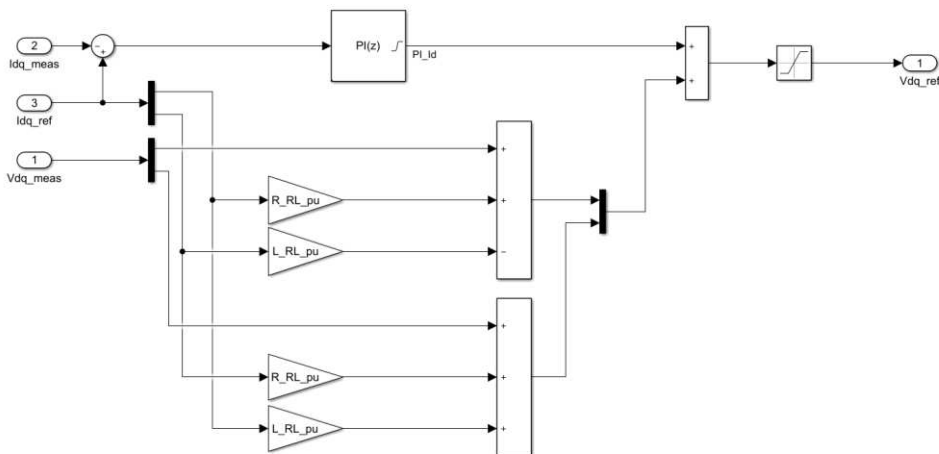


Abbildung 4-14: Simulink Stromregelung

Das geregelte Referenzspannungssignal „Vdq_ref“ der PWM wird in einem nächsten Schritt mittels Park-Transformation vom d-/q- in das abc- Koordinatensystem unter Berücksichtigung der Winkelgeschwindigkeit Θ rücktransformiert. Jede der Sinusspannungen der dreiphasigen Referenzspannung zur PWM-Pulsbildung wird – wie in Kapitel 3.2.6 beschrieben – mit einer Dreiecksvergleichsspannung verglichen und ein individuelles Pulsmuster für jeden Strang des Dreiphasenwechselrichters erzeugt. Nachfolgend an den Ausgang des Wechselrichters wird ein Netztiefpassfilter in einer LCL-Filterschaltung realisiert (siehe Abbildung 4-15) die einerseits für die Einhaltung der Grenzwerte aus Normen für harmonische Oberwellen sorgt und andererseits das aus kurzen Pulsen zusammengesetzte Signal zu einem „schönen“ Sinus glättet.

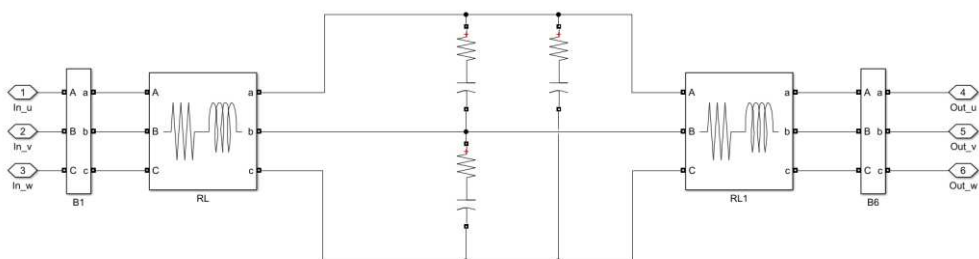


Abbildung 4-15: Simulink Netzfilter

Das Dimensionieren des Filters erfolgte nach einem iterativen Verfahren – die genaue Abfolge ist in Anhang 8.2 angeführt –, wobei vier grundsätzliche Grenzwerte einzuhalten sind: [34]

- eine Leistungsfaktoränderung von maximal 5 %
- ein maximaler Stromripple von 10 %
- eine Resonanzfrequenz des Filters im Bereich von $10 f_{Netz} < f_{Res} < \frac{1}{2} f_{Schalt}$
- eine Filtergüte im Bereich von 20–120.

4.2 Schädigungsmodellierung in Photovoltaiksystemen

Wie auch in Kapitel 3.2.7 und 3.2.8 beschrieben, stellt das gesamtheitliche Ziel der Präventiven Wartung in Photovoltaiksystemen die Maximierung von Einsatzdauer der Systemkomponenten sowie der Minimierung der Stillstandszeiten des Gesamtsystems dar. Dazu wird eine permanente Datenaufzeichnung realisiert, die zum einem den Betriebszustand korrekt quantifiziert und andererseits ein Errechnen von statistischen Daten und somit Zuverlässigkeitsvorhersagen erlaubt. Durch den Einsatz von White-Box-Modellen, die die Fehlerwahrscheinlichkeit als Schadensakkumulierung darstellen, sollen der Betriebszustand und die kritischen Systemkomponenten korrekt quantifiziert werden. Im Anschluss daran ist es mithilfe einer Zuverlässigkeitsvorhersage möglich, den Zeitpunkt der Wartung optimal zu bestimmen, welcher vom Zustand des Systems abhängig ist und eine Wartung kurz vor Eintreten eines wahrscheinlichen Fehlers einleitet.

In diesem Zusammenhang wurden detaillierte Untersuchungen zur Zuverlässigkeit und den Fehlerwahrscheinlichkeiten einzelner Komponenten eines Photovoltaiksystems angestellt. [35]. Abbildung 4-16 zeigt dazu einen generischen Aufbau der untersuchten Systemkomponenten. Hierbei wurden nicht nur die Hauptkomponenten Photovoltaikmodule, Systembalance (zu Englisch „Balance of System“), Wechselrichter, Speichersystem und DC/DC-Wandler berücksichtigt, sondern auch deren Subsysteme – die maßgebend zur gesamten Systemzuverlässigkeit beitragen.

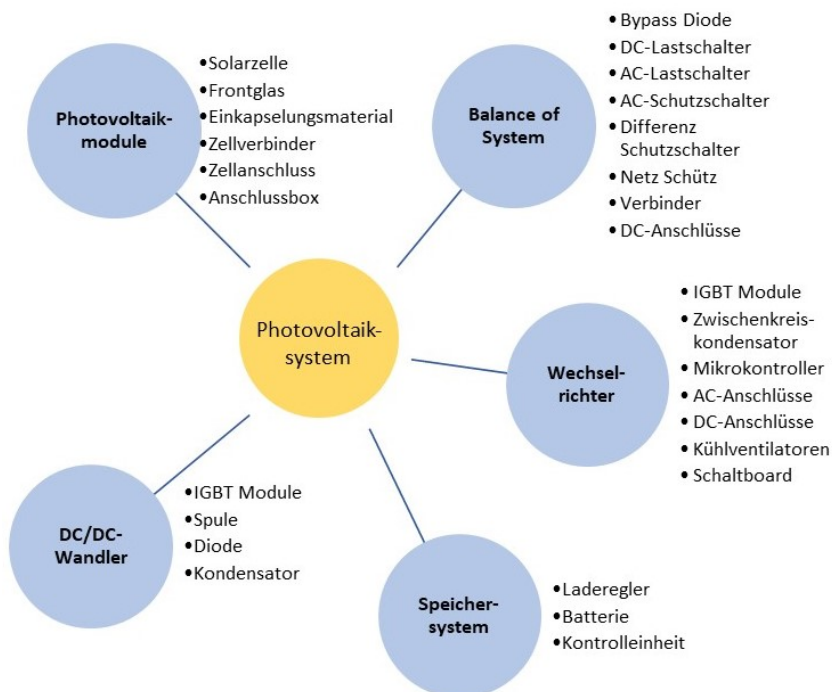


Abbildung 4-16: Systemzusammensetzung eines generischen Photovoltaik Systems (vgl. [35])

Aus der oben erwähnten Untersuchung ging eine Literaturstudie zu Zuverlässigkeitskennzahlen hervor, die eine Ermittlung von Fehlerraten und somit Zuverlässigkeitswerte unterschiedlicher Systemgrößen anhand der Medianwerte einzelner Systemkomponenten erlaubte. Abbildung 4-17 fasst die Zuverlässigkeit in Prozent für das erste Betriebsjahr und Abbildung 4-18 für einen Zeitraum von 20 Betriebsjahren zusammen.

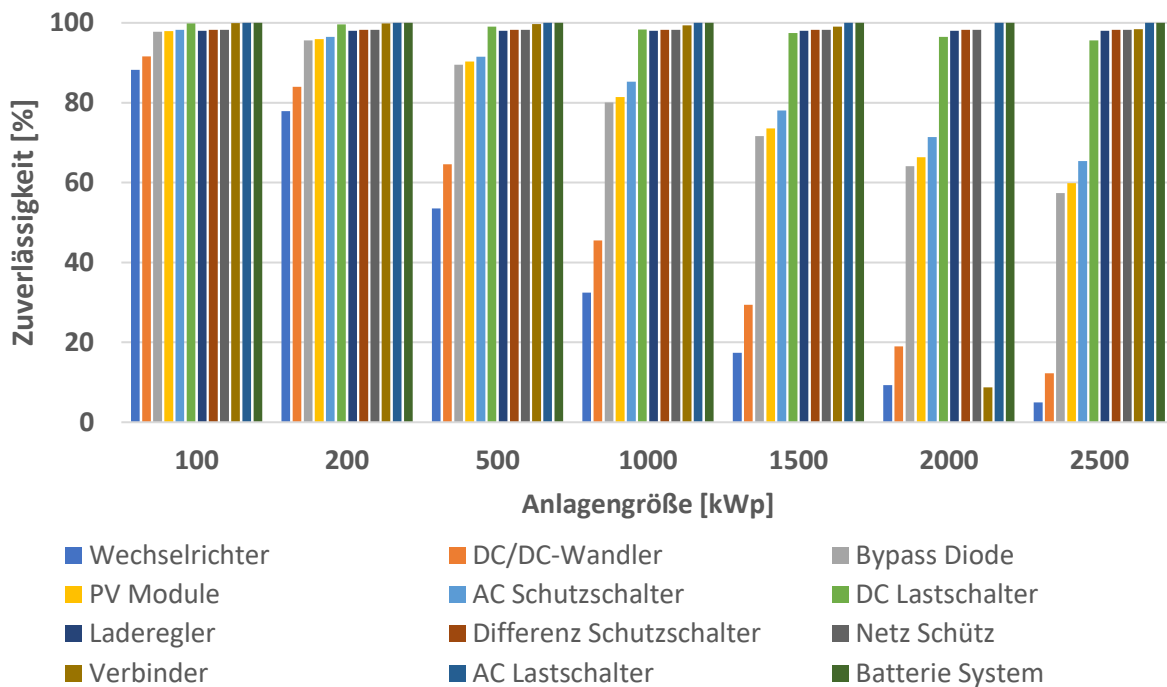


Abbildung 4-17: Zuverlässigkeit der Subsysteme innerhalb des ersten Betriebsjahres [35]

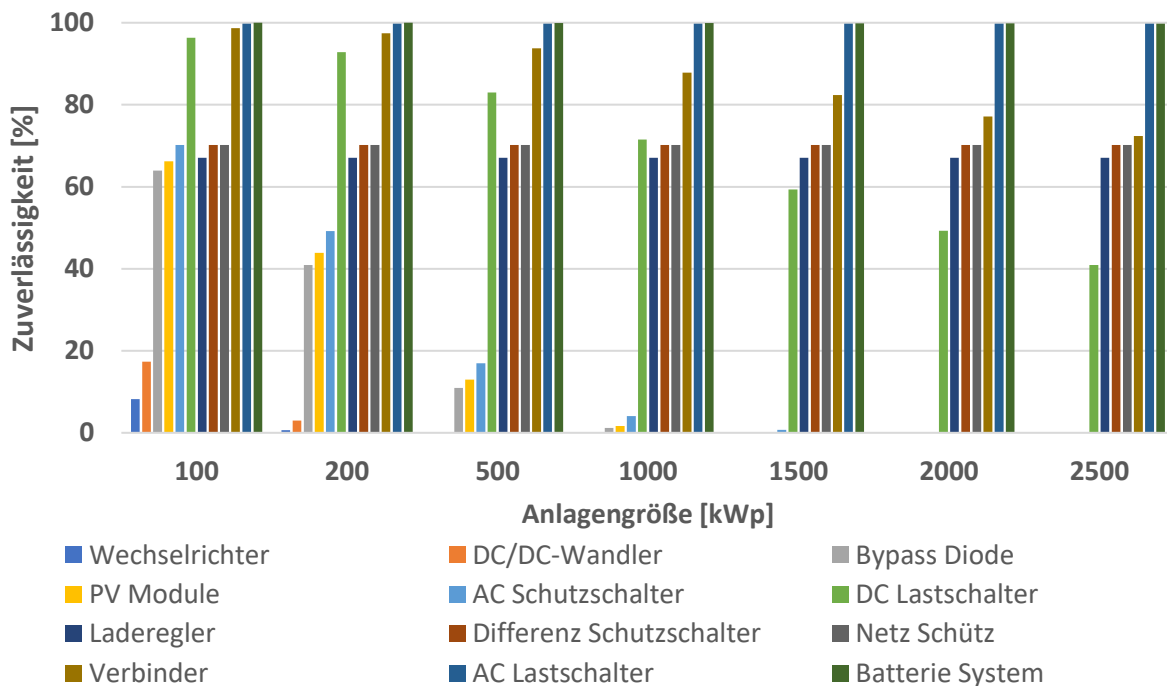


Abbildung 4-18: Zuverlässigkeit der Subsysteme innerhalb von 20 Betriebsjahren [35]

Innerhalb des ersten Betriebsjahres ist insbesondere bei Wechselrichtern, DC/DC-Wandlern, Bypass Dioden, Photovoltaikmodule und AC-Schutzschaltern eine hohe Fehleranfälligkeit ersichtlich. Aus diesem Grund können diese Komponenten als kritische Komponenten des Systems angesehen werden. Besonders bei hohen Anlagenleistungen wird die Fehlerwahrscheinlichkeit durch den vermehrten Einbau der Komponenten erhöht. Bei Betrachtung des Betriebszeitraumes von 20 Jahren – was annähernd der Anlageneinsatzdauer entspricht – nimmt die Fehlerwahrscheinlichkeit der kritischen Komponenten verstärkt zu. Ausgehend von Untersuchungen fehlerbehafteter Anlagen und einer Auswertung von aufgetretenen Fehlermeldungen, konnten die Fehler der kritischen Komponenten zudem auf Subsystemebene klassiert und nach deren Energieverlust bewertet werden. Insbesondere bei Wechselrichterfehler stellen Fehler am Schaltboard, den AC- und DC-Anschlüssen, den IGBT-Modulen und Zwischenkreiskondensatoren die anfälligsten Komponenten dar und führen im Fehlerfall zu hohen Energieverlusten [36].

Ausgehend von einer weltweit angelegten Untersuchung von installierten Photovoltaikanlagen, konnten auftretende Fehler an Photovoltaikmodulen nach deren Häufigkeit und sichtbaren, beziehungsweise messbaren Fehlerauswirkungen eingeteilt werden [37]. Das Ergebnis der Untersuchung wird in Abbildung 4-19 veranschaulicht.

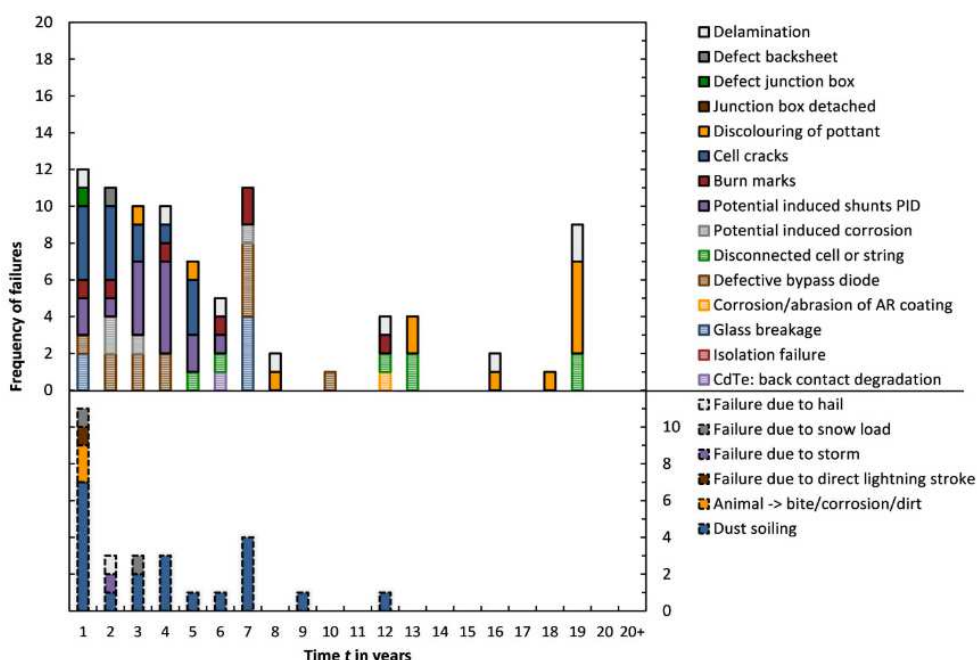


Abbildung 4-19: Verteilung und Häufigkeit von Photovoltaikmodulfehler [37]

Dabei werden jene Fehler in Photovoltaikmodulen aufgezeigt die zu tatsächlichen Energieverlusten führten. Insbesondere treten die Fehlerfälle Delaminationen, Backsheet Fehler, Zellbrüche, Potential induzierte Degradation (PID), Brandmarken (zu Englisch „Burn marks“), unterbrochene Zellverbinder (zu Englisch „Ribbons“) und defekte Bypass-Dioden

sehr häufig auf. Aus weiteren Untersuchungen geht hervor, dass zudem die örtliche Abhängigkeit hinsichtlich der Belastungssituation, wie Einstrahlleistung und Temperatur, einen starken Einfluss auf die Auftrittswahrscheinlichkeit einzelner Fehler ausübt [38]. Eine örtliche Betrachtung wird in der White-Box-Modellierung jedoch nicht gesondert vollzogen, da die Modelle ohnehin die Betriebslastsituation anhand der Inputparameter (wie Temperatur und Einstrahlleistung) quantifizieren.

4.2.1 Modellierung von Fehlermechanismen in Photovoltaik-Wechselrichtern

Wie bereits am Beginn des Kapitels erwähnt wurde, stellen die leistungselektronischen Komponenten von Wechselrichtern die fehleranfälligsten Komponenten dar. Dieser Sachverhalt wird anhand Abbildung 3-41 veranschaulicht, wobei die Temperatur sowie Temperatur-Zyklierungen der schärfste Schädigungstreiber ist.

Um ein Schädigungsmodell für Wechselrichterkomponenten bilden zu können, sind Kenntnisse über die grundlegende Funktionsweise, den Aufbau leistungselektronischer Schaltungen und Komponenten, über elektrische und thermische Belastungen sowie eine Ausfallpotentialanalyse zur Identifizierung des Fehlermechanismus und des Fehlerausmaßes erforderlich. Die Ausfallpotentialanalyse stellt ein Zuverlässigkeitsanalyse-Tool dar und führt eine Systemanalyse möglicher Komponentenfehler und deren Auswirkungen auf das Systemverhalten durch.

Dazu wird kurz auf den Aufbau der in der Arbeit betrachteten leistungselektronischen Komponenten IGBT und Kondensatoren eingegangen. Bei den IGBT-Modulen wird meist zwischen der Presspack- und Wirebonding-Technologie unterschieden [26]. Die Presspacktopologie wird für IGBT-Module im unteren Leistungsbereich verwendet. Sie weist eine hohe Zuverlässigkeit aufgrund der nicht vorhandenen Bondverbindungen auf, ist in der Herstellung jedoch teurer. Bonddrahtverbindungen stellen den Standardverbindungstyp dar, wobei die Chips eines Leistungshalbleiters mittels Bonddrähte miteinander verbunden werden. Abbildung 4-20 liefert einen Überblick dieser Technologien.

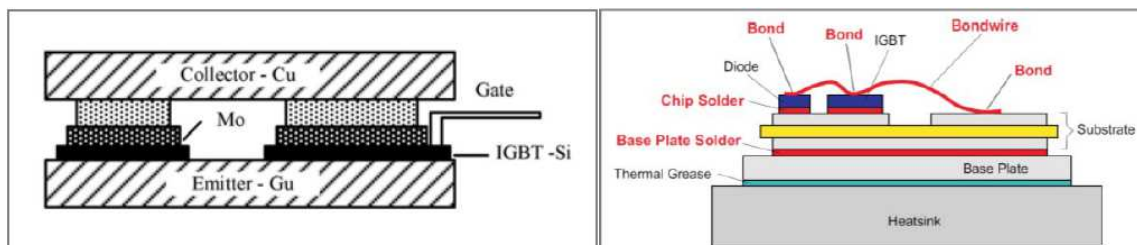


Abbildung 4-20: IGBT-Modul Verbindungstechniken: Presspack (links) und Wirebonding (rechts) [26]

Für die im Gleichstromzwischenkreis eingesetzten Kondensatoren kommen Aluminium-Elektrolyt- und Polypropylen-Film-Kondensatoren zum Einsatz.

Aluminium-Elektrolyt-Kondensatoren werden günstig produziert und weisen hohe Leistungsdichten, aber eine geringe Zuverlässigkeit auf. Wie in Abbildung 4-21 dargestellt, bestehen Elektrolytkondensatoren aus einer Kathoden-Aluminium-Folie, einem Elektrolytpapier, dem Elektrolyt und einer Aluminiumoxidschicht an der Anodenfolienoberfläche, die als Elektrolyt agiert. Polypropylen-Film-Kondensatoren weisen eine geringere Leistungsdichte auf, halten jedoch hohen Spannungen und Strömen stand. Sie besitzen „selbstheilende“ Fähigkeiten und sind somit sehr zuverlässig [26].

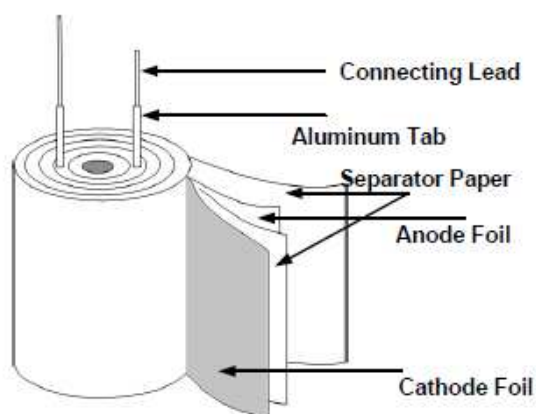


Abbildung 4-21: Aufbau eines Elektrolytkondensators [39]

Einer der typischsten Fehlermechanismen von IGBTs und Freilaufdioden sind der Bonddrahtabhub und die Lötstellenermüdung [26]. Der Bonddrahtabhub basiert auf einer kumulativen Rissbildung in der Kontaktstelle zwischen IGBT-Chip und Bonddraht, hervorgerufen durch Temperatur-Zyklierungen und unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten der verbundenen Materialien (siehe Abbildung 4-22).

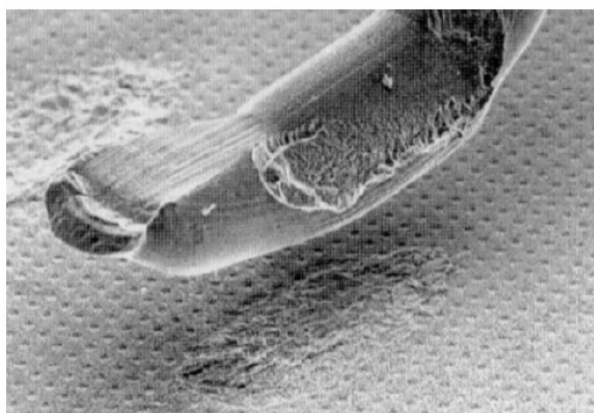
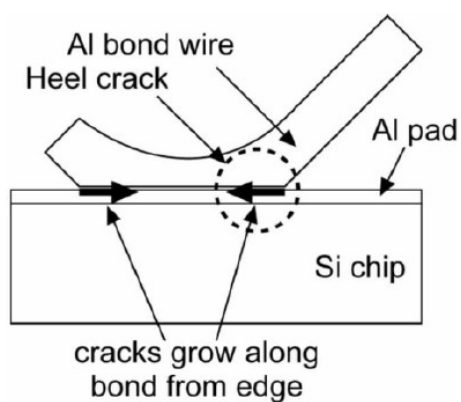


Abbildung 4-22: Bonddrahtabhub aufgrund einer Rissbildung (li.) und abgehobene Bondverbindung (re.) [26]

Der Bonddrahtabhub beginnt meist mit dem Abhub eines Drahtes und ruft einen Dominoeffekt hervor. Benachbarte Bonddrähte werden aufgrund einer unausgeglichene Stromverteilung stärker belastet, neigen zu einer schnelleren Rissbildung und beschleunigen den schädigungstreibenden Vorgang.

Ähnlich verläuft der Vorgang bei der Lötstellenermüdung. Aufgrund thermischer Zyklierungen und unterschiedlicher Ausdehnungskoeffizienten der im Kontakt stehenden Materialien entstehen Löcher in den Lötstellen. Der meist an den Ecken beginnende Verlust der Kontaktfläche (siehe Abbildung 4-23) führt zu einer Verringerung der hitzeabführenden Fläche und in weiterer Folge zu einer Überhitzung des Bauteils.

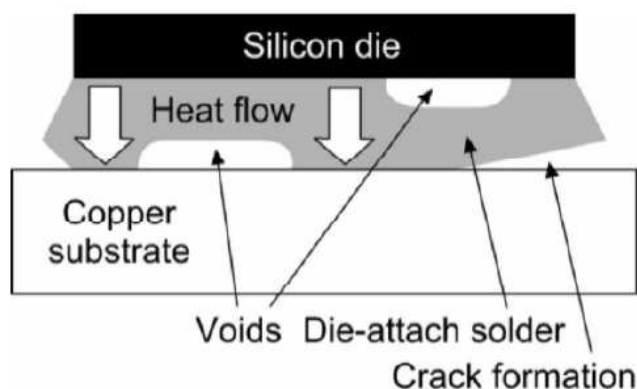


Abbildung 4-23: Riss- und Lückenbildung aufgrund der Lötermüdung [26]

Beide Fehlerarten lassen sich aufgrund der Änderung des Innenwiderstands durch eine Spannungs- oder Temperaturmessung detektiert. In online Überwachungseinrichtungen stehen jedoch meist keine Messwerte von Subkomponenten zur Verfügung. Aus diesem Grund zieht man ein Schädigungsmodell zur Errechnung der Brauchbarkeitsdauer (zu Englisch „Remaining Useful Life“) in Form von restlicher thermischer Lastwechsel bis zum Eintritt eines Fehlers heran. Da beide Fehlerarten eine Temperatur-Zyklierung sowie mittlere einwirkende Temperatur als kritischen Schädigungstreiber ansehen, kann deren kumulativer Schädigungsfortschritt mit dem Arrhenius-Ansatz (Formel (3-37)) in Kombination mit dem Coffin-Manson-Modell (Formel (3-39)) modelliert werden. Anhand Formel (4-12) lässt sich die Anzahl der thermischen Lastwechsel bis zum Eintritt eines Fehlers errechnen [40].

$$N_f = A * (\Delta T_j)^{-\alpha} * e^{\left(\frac{E_a}{k * T_{jm}}\right)} \quad (4-12)$$

N_f ist die Anzahl der Lastwechsel bis zu einem Fehler, A ist eine Konstante zur Kurvenanpassung, ΔT_j beschreibt die Temperaturdifferenz im Halbleiter, α ist der Temperaturhub-Exponent. Letzterer ist negativ, da höherer Temperaturen zu einer

niedrigeren Lebensdauer führen. E_a ist die minimale Energie um die Reaktion ablaufen zu lassen, k ist die Boltzmannkonstante und T_{jm} ist die mittlere Temperatur des Bauteils [41].

Auch bei Elektrolytkondensatoren wird eine beschleunigte Alterung durch erhöhte Betriebstemperaturen hervorgerufen, diese begünstigen chemische Reaktionen in der Oxidschicht und dem Elektrolyt, lassen den Innendruck ansteigen, das Elektrolyt ausgasen und trocknen dieses schlussendlich aus [42]. Dabei wird eine Temperaturerhöhung durch die zwei Haupteinflussgrößen, die Umgebungstemperatur und die Stromwelligkeit begünstigt. Die Stromwelligkeit findet sich in der Verlustleistung wieder, die eine Funktion des Stromes und des sogenannten Serieneratzwiderstandes (ESR, zu Englisch „Equivalent Series Resistance“) darstellt. Der ESR ist zudem frequenzabhängig und bewirkt eine stärkere Erwärmung mit Schaltströmen höherer Frequenz. Dieser Effekt führt schlussendlich zu einer Abnahme der Kapazität und Erhöhung des ESR [42].

Das Ersatzschaltbild des ESR ist aus Abbildung 4-24 ersichtlich. Ein idealer Kondensator weist keinen ohmschen Widerstand auf; aufgrund des Aluminiumoxids, dem Elektrolyt, der Trennschicht und der Elektroden wird jedoch ein elektrischer Widerstand hervorgerufen, der als ESR bezeichnet wird. Mit zunehmender Alterung nimmt die Oxidschicht an der Anodenoberfläche ab, wodurch wiederum der Abstand zwischen den Schichten vergrößert und die Zunahme des ESR erwirkt.

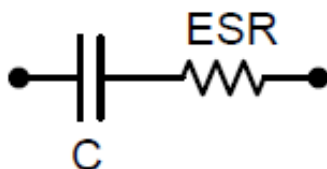


Abbildung 4-24: ESR Elektrolytkondensator [39]

Mittels ESR lässt sich eine Aussage über den Zustand eines Kondensators treffen. Mit zunehmender Alterung nimmt die Kapazität des Kondensators ab und der ESR zu, bis er einen Maximalwert überschreitet, somit keinen Stromfluss mehr zulässt und das Ende der Lebensdauer erreicht. Das Ende der Brauchbarkeit von Aluminiumoxid-Kondensatoren ist erreicht, wenn die Kapazität um 20 % ab und der ESR um 100 % zunimmt. Da auch in diesem Fall die messtechnische Bestimmung anhand von Online-Überwachungsparametern am Bauteil selbst nur eingeschränkt bis gar nicht möglich ist, wird wiederum ein Schädigungsmodell gebildet, das den schädigenden Betriebsmodus beschreibt und die Belastung quantifiziert. Die Betriebstemperatur und die angelegte Spannung stellen dabei die Hauptschädigungstreiber dar, womit zur Errechnung des Schädigungsfortschritts (Formel (4-13)) eine Kombination aus dem Arrhenius-Modell (Formel (3-38)) und dem Spannungsfaktor angewandt wird.

$$L = L_0 * \frac{V}{V_0}^{-n} * 2^{\frac{T_0 - T}{10}} \quad (4-13)$$

L und L_0 sind die errechnete und vorgegebene Lebensdauer, V und V_0 die Betriebs- sowie die Maximalspannung, n der Spannungsbelastungsexponent, T und T_0 sind die Betriebs- sowie die Maximaltemperatur [42].

4.2.2 Modellierung von Fehlermechanismen in Photovoltaikmodulen

Zur Modellierung von Photovoltaikfehlermechanismen sind Kenntnisse über die grundlegende Funktionsweise (siehe Kapitel 3.2.2 und 3.2.3), den Aufbau und die Verschaltung von Photovoltaikmodulen (siehe Kapitel 3.2.4), über elektrische und thermische Belastungen sowie eine Ausfallpotentialanalyse zur Identifizierung des Fehlermechanismus und des Fehlerausmaßes erforderlich. Die Ausfallpotentialanalyse stellt ein Zuverlässigkeitsanalyse-Tool dar und führt eine Systemanalyse möglicher Komponentenfehler und deren Auswirkungen auf das Systemverhalten durch.

Wie bereits zu Beginn des Kapitels erläutert, wurden ausgehend von einer weltweit angelegten Untersuchung von installierten Photovoltaikanlagen häufige Fehlerfälle, die zu tatsächlichen Energieverlusten führten, charakterisiert. Ein Überblick dieser Fehlerfälle ist aus Abbildung 4-19 ersichtlich. Im Zuge der Schädigungsmodellierung gilt es nun jene Fehlergrundursachen und kritische Betriebslastsituationen zu identifizieren, die zu tatsächlichen Fehlermechanismen führen. Fehlerfälle durch Materialverschmutzung, Blitzschläge, Tierbisse oder mangelnde Herstellerqualität sollen dabei außer Acht gelassen werden. Die Fehlerfälle stellen laut Definition der Schädigungsphysik keine Grundursache von irreparablen Veränderungen in der Mikrostruktur von Komponenten dar, sondern werden als schädigende Randbedingung angesehen. Infolge des Einsatzes von größtenteils kristallinen und amorphen Silizium-Modulen in bestehenden Anlagen soll in dieser Arbeit verstärkt auf die Fehlerfälle und deren Grundursachen dieses Modultyps eingegangen werden. Typische Fehler stellen dabei Delaminationen, Backsheet-Fehler, Zellbrüche, PID, Brandmarken, unterbrochene Zellverbinder und defekte Bypass-Dioden dar.

Um die bekannten Fehlerfälle mittels Schädigungsmodell zu beschreiben, müssen die Mechanismen, die zu den aufgezeigten Fehlern führen sowie die Schädigungstreiber charakterisiert werden. Aus Untersuchungen geht hervor, dass insbesondere die Betriebsparameter-Temperatur, Temperaturzyklen, Luftfeuchtigkeit und Sonneneinstrahlung zu den kritischen Schädigungstreiber von Photovoltaikmodulen zählen [43]. Durch das Einwirken eines oder mehrerer dieser Schädigungstreiber auf das System, wird in weiterer Folge eine Schädigungsakkumulierung der Komponenten hervorgerufen, die zu den bereits

erwähnten Fehlerfällen aus Abbildung 4-19 führen. Da einige der bekannten Fehlerfälle auf dieselben Schädigungstreiber zurück zu führen sind, können die Schädigungsmechanismen in die Degradationsmechanismen der Hydrolyse, Photodegradation – eine Kombination aus Hydrolyse und Oxidation – und thermomechanischer Ermüdung eingeteilt werden (siehe Abbildung 4-25). Die Einteilung reduziert im weiteren Schritt der Schädigungsmodellierung die Inputparameter auf die tatsächlichen Schädigungstreiber und verringert zudem die Komplexität der Modelle durch eine Reduktion der Modellparameter.

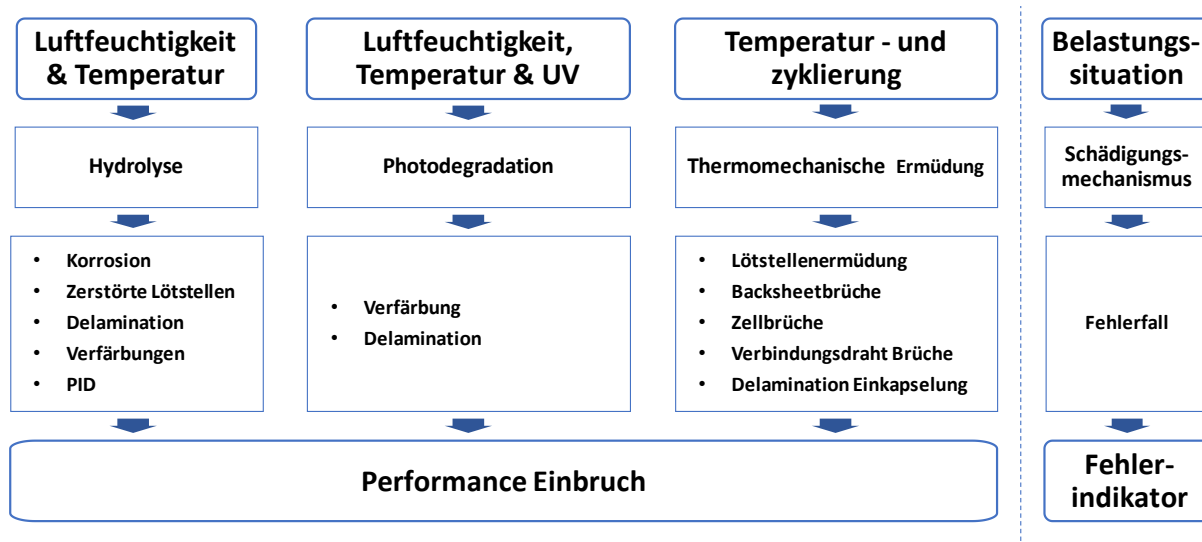


Abbildung 4-25: Fehlerpotentialanalyse in Photovoltaikmodulen; eigene Darstellung nach [43]

Um die Schädigungsmodelle zu bilden, soll zunächst auf die physikalischen Schädigungsvorgänge der einzelnen Fehlerfälle sowie auf die Effekte und Systemauswirkungen im Fehlerfall eingegangen werden [37], [44], [45], [46]. Eine Übersicht ist in Abbildung 4-25 dargestellt.

Einer der bekanntesten Fehlerfälle der Hydrolyse getriebenen Degradation ist die Delamination oder auch das Abbauen der Klebekraft der Verbindungsstellen [37], [45], [46]. Davon betroffen sind meist die Verbindungen zwischen dem Einkapselungsmaterial und der Zelle oder der Glasabdeckung, sowie die Verbindung zwischen Backsheet und Einkapselungsmaterial. Aus Abbildung 4-26 ist ersichtlich, dass das Einkapselungsmaterial – meist aus Ethylen-Vinylacetat – grundsätzlich das strukturelle Bindeglied der Photovoltaikzelle, dem Abdeckungsglas sowie dem Backsheet darstellt und gleichzeitig als Isolator der elektrischen Komponenten in der Photovoltaikzelle wirkt.

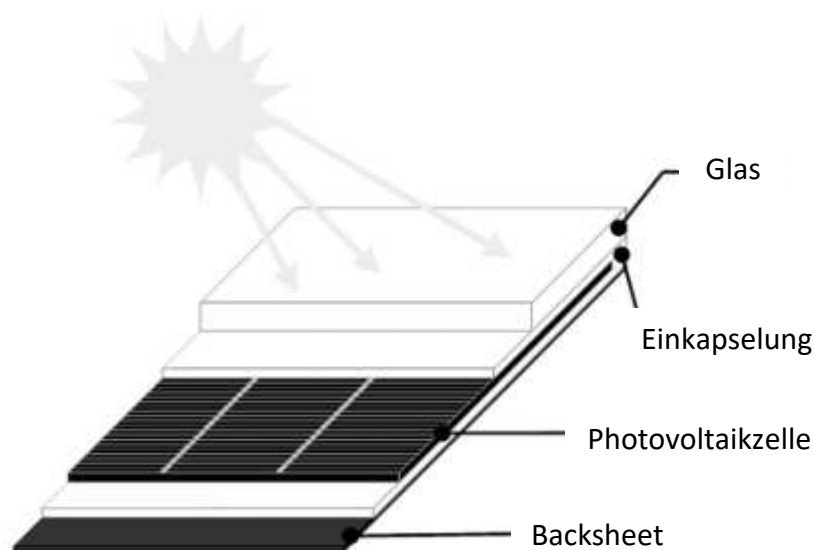


Abbildung 4-26: Zusammensetzung Photovoltaikmodul [45]

Die Delamination der Verbindungsstellen, hervorgerufen durch langjährige Temperatur- und Luftfeuchtigkeitseinwirkungen, bewirken zum einen eine erhöhte Lichtreflexion im entstandenen Zwischenraum der Verbindungsstellen, ermöglichen einen erhöhten Leckstrom über den Modulrahmen und zudem das Eindringen von Feuchtigkeit in das Photovoltaikmodul. Die erhöhte Lichtreflexion verringert den spektralen Wirkungsgrad (siehe Kapitel 3.2.3) und ruft eine reduzierte elektrischen Leistung der Module hervor. Zudem bedingt ein reduzierter Strom einzelner Zellen ein Ungleichgewicht des Gesamtstromes eines Photovoltaikmoduls, das zur Erhitzung einzelner Zellen sowie aktivieren der Bypassdioden führt. Die eindringende Feuchtigkeit ermöglicht in weiterer Folge Korrosion in Photovoltaikmodulen.

Korrosion wird grundsätzlich durch hohe Temperaturen und Luftfeuchtigkeit hervorgerufen, wobei die Alterung erst abläuft, wenn ein Wassereintrag in die Module durch Eindringen über das Backsheet oder die Einkapselungsmaterialien erfolgt [44], [45]. Korrosion kann in weiterer Folge die Metallverbindungen und Lötstellen in Photovoltaikzellen, und/oder die Klebeverbindungen zwischen den Zellen und dem Modulrahmen schädigen. Durch korrodierte Stellen in den Photovoltaikmodulen wird schließlich ein erhöhter Leckstrom über den Modulrahmen hervorgerufen, der einerseits ein hohes Sicherheitsrisiko durch Stromschläge und andererseits eine Leistungsabnahme der Module bewirkt. In diesem Zusammenhang wird weiter die Annahme getroffen, dass durch Feuchtigkeit in den Photovoltaikmodulen Essigsäure in Folge von einer Vinylacetat-Hydrolyse aus dem Einkapselungsmaterial gebildet wird [37]. Dabei wird einerseits der Korrosionsvorgang beschleunigt und andererseits die

Zellverbinder korrodiert. Dies ruft einen erhöhten Innenwiderstand der Zelle und damit eine weitere Abnahme der Modulleistung hervor. Ausgehend von Langzeittestverfahren durch Feuchte-Wärme-Prüfung hat sich zur Beschreibung der hydrolysegetriebenen Alterung und der damit einhergehenden Schadensakkumulation das Modell nach Peck als sehr genau herausgestellt [43]. Dieses basiert auf einem Arrhenius Ansatz und kann nach Formel (4-14) beschrieben werden:

$$k_H = A_H * RH^n * e^{\left(-\frac{E_H}{k*T_m}\right)} \quad (4-14)$$

k_H ist die Schadensakkumulation, A_H ist eine Konstante zur Kurvenanpassung, RH ist die Luftfeuchtigkeit in %, n ist ein Modellparameter der den Einfluss auf die Leistungsreduktion beschreibt, E_H ist die minimale Energie um die Hydrolyse-Reaktion ablaufen zu lassen, k ist die Boltzmannkonstante und T_m ist die mittlere Temperatur des Photovoltaikmoduls in Kelvin [43].

Neben den Schädigungstreibern Temperatur und Luftfeuchtigkeit stellt die Sonneneinstrahlung – insbesondere die UV-Strahlen – einen weiteren kritischen Betriebsparameter dar. Die drei genannten Schädigungstreiber rufen gesamtheitlich sogenannte Photodegradationen in Photovoltaikmodulen hervor. Insbesondere Polymermaterialien in Photovoltaikmodulen werden durch UV-Strahlung geschädigt und führen zu Fehlerfällen wie Modulverfärbungen oder Delamination [37], [46]. Wie bereits im vorangegangenen Absatz erläutert wurde, führen Temperatur und Luftfeuchtigkeitseinwirkungen zu Delaminationen der Verbindungsstellen in Photovoltaikmodulen. Untersuchungen haben gezeigt, dass der Effekt durch Einwirkung von UV-Strahlen beschleunigt beziehungsweise auch ohne hohe Temperatur und Luftfeuchtigkeit hervorgerufen wird. Aus der Untersuchung ging hervor, dass UV-Absorber in den Einkapselungsmaterialien durch UV-Strahlung zerfallen und Benzoesäure sowie Phenolprodukte freisetzen, die das Ablösen der Klebeverbindungen zudem beschleunigen. Neben den UV-Absorbieren werden den Einkapselungsmaterialien im Herstellungsprozess weitere Additive zur beispielsweise Temperaturstabilisierung beigemischt, die jedoch im Betrieb unter der Einwirkung von UV-Strahlen und hohen Temperaturen altern, Reaktionsprodukte wie Essigsäure freisetzen und anschließenden zu Verfärbungen der Zellen oder dem Einkapselungsmaterial führen. Die Verfärbung – meist gelb oder braun – verhindert schließlich das Absorbieren des gesamten Sonnenspektrums aufgrund von Interferenzen im verfärbten Material. Dieser Effekt führt somit zu einer Reduktion des Absorptionswirkungsgrades (siehe Formel (3-19)) und somit zu einem geringeren Photostrom und reduzierter Modulleistung. Das Modell zur Beschreibung des Photodegradationsmechanismus basiert – ähnlich wie das Schädigungsmodell der

Hydrolysedegradation – auf einem Arrhenius-Ansatz und wird um den UV-Einstrahlungsterm erweitert (siehe Formel (4-15)) [43]:

$$k_p = A_p * (UV_{Dosis})^X * (1 + RH^n) * e^{\left(\frac{-E_p}{k*T_m}\right)} \quad (4-15)$$

k_p ist die Schadensakkumulation, A_p ist eine Konstante zur Kurvenanpassung, UV_{Dosis} ist der UV-Spektralanteil in kW/m^2 , RH ist die Luftfeuchtigkeit in %, X und n sind Modellparameter die den Einfluss auf die Leistungsreduktion beschreiben, E_p ist die minimale Energie um die Hydrolyse-Reaktion ablaufen zu lassen, k ist die Boltzmannkonstante und T_m ist die mittlere Temperatur des Photovoltaikmoduls in Kelvin [43].

Einen weiteren kritischen Betriebsparameter stellt die Variation der Temperatur, als Temperatur-Zyklisierung beziehungsweise Temperaturhub dar, die durch dynamische Betriebsweisen und Umweltbedingungen hervorgerufen werden. Temperatur-Zyklisierungen sind meist die Ursache für Fehlerfälle wie Delaminationen, Brüche in den Zellverbindern oder Lötverbindungen sowie Zellbrüchen [37], [46]. Der grundlegende Effekt der sogenannten Thermomechanischen Ermüdung basiert auf einer kumulativen Spannungs-Dehnungsermüdung in den Kontaktstellen, hervorgerufen durch Temperatur-Zyklisierungen und unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten der verbundenen Materialien. Abbildung 4-27 gibt einen Überblick der verbundenen Materialien eines Photovoltaikmoduls.

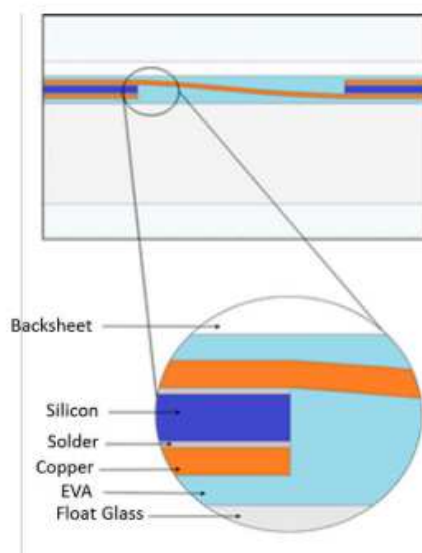


Abbildung 4-27: Querschnitt eines Photovoltaikmoduls mit Verbindungsstellen [47]

Ausgehend von Finite-Elemente Simulationen von Photovoltaikmodulen konnte gezeigt werden, dass bei Ausdehnung der Photovoltaikzellen besonders an den Lötstellen – an denen die Kupferdrähte zur Zellverbindung angebracht werden – die größten Schubspannungen

auftreten und somit besonders hohe thermomechanische Ermüdung erfahren (siehe Abbildung 4-28) [47].



Abbildung 4-28: Spannungsverlauf der Zellverbindern [47]

Aus wiederkehrenden thermischen Lastwechseln resultiert eine kumulative Rissbildung in den Kontaktstellen, die einen erhöhten Innenwiderstand hervorruft, die Verlustleistung steigen lässt und die Zelle bei gleichbleibenden Stromfluss zusätzlich erhitzt. Der Schädigungsvorgang wird so lange fortgeführt, bis die Lötstelle unter der Belastung bricht. Der Effekt des Schädigungsvorganges verhält sich ähnlich wie bei der Teilverschattung von Zellen (siehe Kapitel 3.2.4). Der Strom der nicht unterbrochenen Zellen fließt solange durch diese Zellen und erhitzt sie, bis die Zellverbindung vollständig unterbrochen, die Spannung an der betroffenen Zelle negativ und die Bypassdiode aktiviert wird. Der Fehler lässt sich in der frühen Ausbildungsphase durch eine Stromabnahme und bei offenen Zellverbindungen durch eine Spannungsreduktion detektieren. Gesamtheitlich wird die Photovoltaikmodulleistung reduziert.

Das Modell zur Beschreibung der thermomechanischen Alterung durch Temperaturzyklierungen basiert dabei auf einem Coffin-Manson Ansatz (siehe Kapitel 3.2.9), wobei dabei der Schädigungseffekt stark von der Maximaltemperatur der Komponente und somit der Höhe der Temperaturhübe abhängt. Untersuchungen haben gezeigt, dass die Lastzyklen bis zum Fehler zudem von der Zyklierungsrate wie einem Temperaturanstieg abhängen, daher wird der bekannte Coffin-Manson Ansatz mit dem Term C_N zur Beschreibung der Lastzyklen erweitert. Zudem beinhaltet das Modell einen Arrhenius-Term zur Modellierung der Ermüdung der Kontaktstellen bei Temperatureinwirkung. Die Schädigungsakkumulation kann ausgehend von Formel (4-16) errechnet werden [43]:

$$k_{Tm} = A_{Tm} * (\Delta T)^\theta * C_N * e^{\left(-\frac{E_{Tm}}{k * T_U}\right)} \quad (4-16)$$

k_{Tm} ist die Schadensakkumulation, A_{Tm} ist eine Konstante zur Kurvenanpassung, $\Delta T = T_O - T_U$ und ist die Temperaturdifferenz der maximalen zur minimalen Zelltemperatur, E_{Tm} ist die minimale

Energie um die Reaktion ablaufen zu lassen, k ist die Boltzmannkonstante und T_U ist die mittlere maximale Modultagestemperatur in Kelvin [43].

Wie bereits zu Beginn des Kapitels beschrieben, führen langjährige Temperatur-, Luftfeuchtigkeits- und UV-Einwirkungen auf Photovoltaikmodule zu Photodegradationen und Delaminationen der Verbindungsstellen. Zudem bewirkt die permanente Belastung der Umweltparameter eine Reduktion der Bruchdehnung des Materials, was wiederum die Ausbildung von Fehlerfällen durch Brüche zur Folge hat. Aus Untersuchungen geht hervor, dass ausgehend von der Photodegradation in bestehenden Anlagen vermehrt Brüche in den Backsheets – aus Polyamid – nachgewiesen wurden [48]. In Abbildung 4-29 ist eine Übersicht der beobachteten Backsheetbrüche dargestellt.

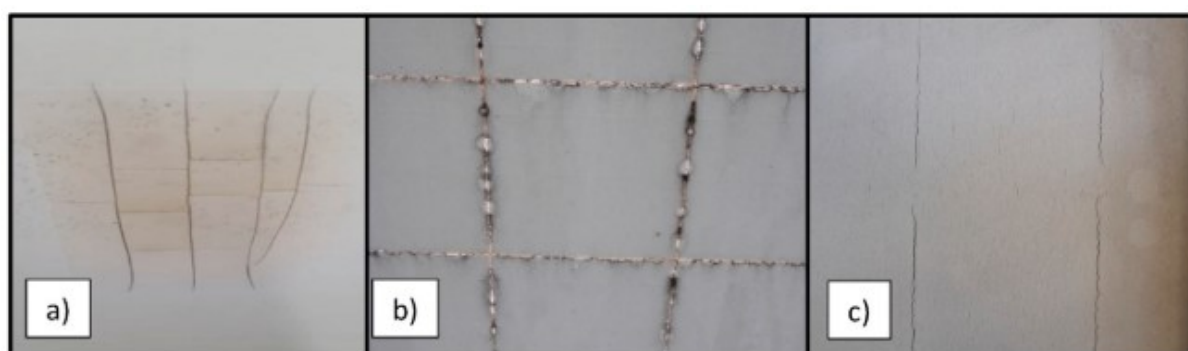


Abbildung 4-29: Backsheet Brüche: a) Hinter heißen Zellen, b) Rechteckig unter den Zellzwischenräumen, c) Entlang der Stromabnehmer

Die Schädigungstreiber dieser Fehlerfälle können durch die kritischen Betriebsparameter wie Temperatur, Temperatur-Zyklierungen, Luftfeuchtigkeit, UV-Strahlung und mechanische Belastungen hervorgerufen werden. Mechanische Belastungen können dabei Wind- und Schneelasten oder Schubspannungen an den Verbindungsstellen durch variierende thermische Ausdehnung der Verbindungsstellen – insbesondere Backsheet und Stromabnehmer – darstellen. Ausgehend von kombinierten Alterungstests konnte bewiesen werden, dass Brüche im Backsheet durch den Eintrag der kritischen Betriebsparameter erst in Kombination von mechanischen Belastungen auftraten [49].

Ähnlich wie bei der Delamination führen Backsheet-Brüche zu einem reduzierten Isolationswiderstand, dies erhöht den Leckstrom über den Modulrahmen und stellt somit ein erhöhtes Sicherheitsrisiko gegen Stromschläge dar. Der erhöhte Leckstrom bedingt zudem einen reduzierten Photostrom und somit eine geringere Modulleistung. Darüber hinaus wird das Eindringen von Feuchtigkeit in das Photovoltaikmodul erleichtert.

Das Modell zur Beschreibung der Backsheetbrüche stellt somit eine Kombination aus dem Photodegradationsmodell (siehe Formel (4-15)) und dem Modell zur thermomechanischen Ermüdung (siehe Formel (4-16)) dar.

Ein weiterer und immer häufiger beobachteter Fehlermechanismus ist die Potential Induzierte Degradation (PID) von Photovoltaikmodulen (siehe Abbildung 4-19) [37], [46]. Untersuchungen haben gezeigt, dass PID hauptsächlich bei Modulen auftritt, die ein geerdetes Schutzkonzept aufweisen. Aufgrund der Topologie dieser Systeme ist es möglich, dass einige Module eines verschalteten Strings ein negatives Potential gegenüber dem Erdpotential aufweisen. Dieser Potentialunterschied ermöglicht in weiterer Folge einen Leckstrom über den Modulrahmen, der eine Leistungsreduktion hervorruft. Dabei beeinflussen die Betriebsparameter Luftfeuchtigkeit, Temperatur und Betriebsspannung den Effekt signifikant. Hohe Temperaturen reduzieren die Isolationseigenschaften der Glasabdeckung und des Einkapselungsmaterials, bei hoher Luftfeuchtigkeit wird ein Flüssigkeitsfilm an der Glasabdeckung ausgebildet und der Leckstrom begünstigt. Zudem fördern hohe Betriebsspannungen den Potentialunterschied und begünstigen somit ebenfalls den Leckstrom. Grundsätzlich wird zwischen zwei PID-Fehlerfällen – polarisierte- und kurzschließende-PID – unterschieden. Die polarisierte-PID ist eine temporäre und umkehrbare Degradation der Passivierungsschicht der Zellen, die die Leistung durch Oberflächenrekombinationen reduziert. Dieser Fehlermechanismus ist umkehrbar, indem die Polarisation der Zellen vertauscht wird. Bei der kurzschließenden-PID erfolgt jedoch eine – durch Leckströme getriebene – Natrium-Ionen Diffusion aus dem Glas, dem Einkapselungsmaterial oder der Zelloberfläche in die Kristallstruktur der Photovoltaikzelle und schließt diese kurz. Darauf basierend kann davon ausgegangen werden, dass durch Feuchtigkeit in den Photovoltaikmodulen Essigsäure in Folge von einer Vinylacetat-Hydrolyse aus dem Einkapselungsmaterial gebildet wird und diese den Natrium-Ionen-Transport beschleunigt. Abhängig davon, ob p- oder n-dotierte Zellen eingesetzt werden, tritt der PID - Effekt entweder am negativen oder am positiven Ende eines Strings auf. Durch den PID-Effekt wird gesamtheitlich eine Leistungsreduktion bewirkt, die anhand eines abnehmenden Füllfaktors der I-V-Kennlinie messbar ist. Zudem bewirken die kurzgeschlossenen Zellen eine starke Erwärmung, die zu sogenannten Hot Spots und der Zerstörung der Zellen führt.

Ähnlich zur hydrolysegetriebenen Alterung nach Formel (4-14) kann die Leistungsabnahme durch die PID nach Formel (4-17) beschrieben werden.

$$\frac{P_{Max}}{P_{Max(0)}} = 1 - A_{PID} * RH^n * e^{\left(-\frac{E_a}{k * T_{Umgebung}}\right)} * t^2 * U \quad (4-17)$$

A_{PID} ist eine Konstante zur Kurvenanpassung, RH ist die Luftfeuchtigkeit in %, n ist ein Modellparameter der den Einfluss auf die Leistungsreduktion beschreibt, E_a ist die minimale Energie um die Reaktion ablaufen zu lassen, k ist die Boltzmannkonstante, T_{Modul} ist die Photovoltaikmodul-Temperatur in Kelvin und U ist die Betriebsspannung [43].

5 MODELLIERUNGSERGEBNISSE UND DISKUSSION

Die beschriebenen physikalischen Modelle aus Kapitel 4.1 und die Schädigungsmodelle aus Kapitel 4.2 sollen herangezogen und miteinander kombiniert werden, um ein integriertes Konzept der Anlagenüberwachung und Fehlerdetektion zu realisieren. Das physikalische Modell dient dabei als digitaler Sensor zur Detektion von Fehlersymptomen, indem aufgenommene Messgrößen mit den modellierten dynamischen Referenzwerten verglichen werden. Bei detektierten Systemabweichungen werden in weiterer Folge die Schädigungsmodelle zur Fehlerdiagnose herangezogen. Die modellbasierte Diagnose soll in Kombination mit einem Expertensystem und abduktiven Methoden (siehe Kapitel 3.2.10) Grundursachen von beobachtbaren Systemabweichungen ableiten und die tatsächliche Fehlerursache im System identifizieren. Anhand dieses Ergebnisses können in weiterer Folge Vorschläge für mögliche Wartungsarbeiten an den betroffenen Bauelementen abgeleitet werden.

5.1 Ergebnisse Photovoltaikmodul Kennlinienmodell

Anhand des in 4.1.1 beschriebenen Modells eines Photovoltaikmoduls ist es möglich, die charakteristische Kennlinie unter variierenden Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen zu modellieren. Die Modellinputs lieferten dabei die Kennwerte aus dem Datenblatt eines KPV240- und Trinasolar-Moduls (siehe Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: Kennwerte Photovoltaikmodul

Parameter	KPV 240 PE	TSM-285
P_{MPP} [Wp]	240	285
U_{MPP} [V]	29,87	31,5
I_{MPP} [A]	8,04	9,05
U_{LL} [V]	37,33	38,8
I_K [A]	8,78	9,53
K_{IL} [mA/K]	+4,1	+4,8
K_{UL} [mV/K]	-114	-120

Durch Variation der Modellparameter Einstrahlleistung von 100–1200 W/m² und konstanter Zelltemperatur von 25 °C ist ein modellierter Verlauf der Kennlinien eines KPV-240-Moduls aus Abbildung 5-1 ersichtlich. Ausgehend von der beschriebenen Funktionsweise einer Solarzelle in Kapitel 3.2.2, kann das charakteristische Verhalten der Kennlinien anhand Formel (3-13) und (3-14) erklärt werden. Demzufolge nimmt der Photostrom I_{PH} einer Zelle

proportional zur Bestrahlungsstärke G und die Leerlaufspannung mit dem natürlichen Logarithmus der Einstrahlleistung zu.

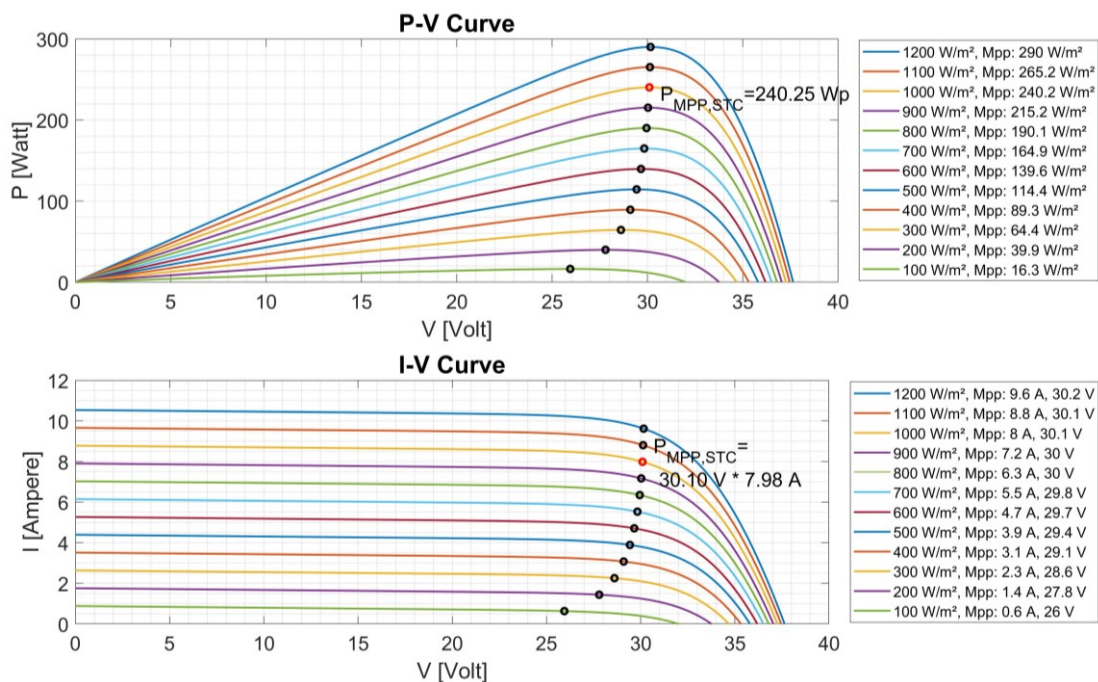


Abbildung 5-1: IV-Kennlinie modelliert: $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, $G=100-1200 \text{ W/m}^2$

Im gegenläufigen Fall, der Variation der Zelltemperatur von $0-90 \text{ }^\circ\text{C}$ und konstanter Einstrahlleistung von 1000 W/m^2 ist ein modellierter Verlauf der Kennlinien eines KPV-240-Moduls aus Abbildung 5-2 ersichtlich.

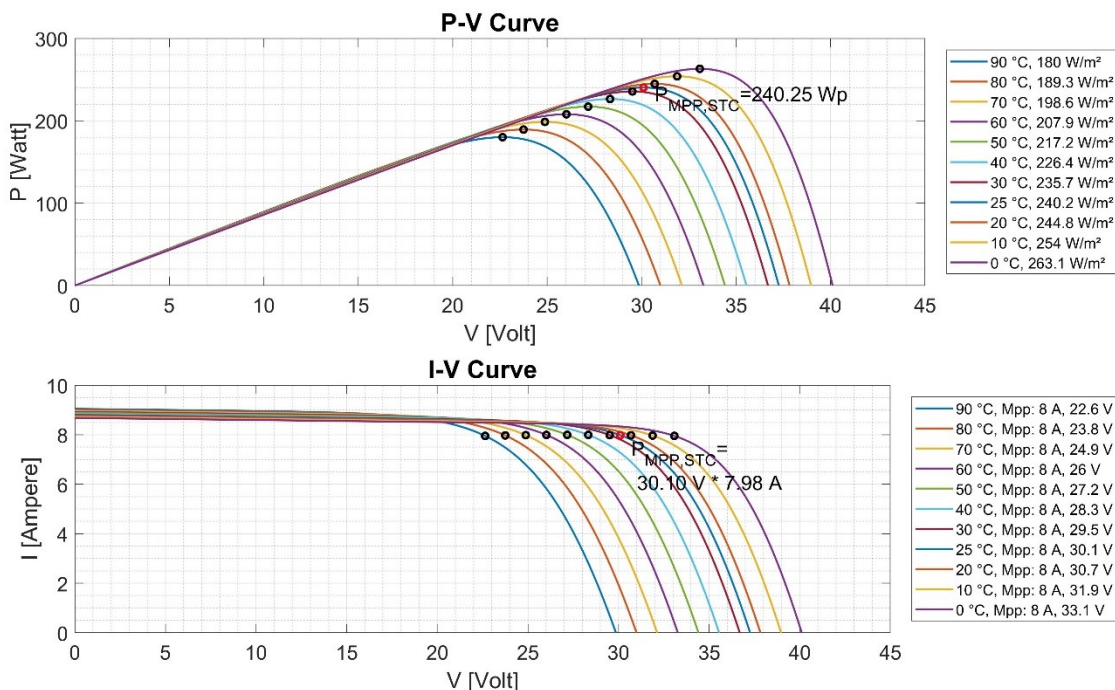


Abbildung 5-2: IV-Kennlinie modelliert: $T=0-90 \text{ }^\circ\text{C}$, $G=1000 \text{ W/m}^2$

Eine Temperaturzunahme bewirkt eine Reduktion der Bandlücke des Halbleiters, sodass auch energieärmere Photonen absorbiert werden und der Photostrom geringfügig steigt. Zudem steigt bei Temperaturzunahmen die thermische Bewegung der im Halbleiter eingebundenen Elektronen. Dabei werden vermehrt Elektronen aus den Bindungen gerissen, die damit ins Leitungsband gelangen, was zu einer Erhöhung der Eigenleitungsdichte und in gleichem Maß des Sättigungsstromes I_s der Zelle führt. Dies hat wiederum zur Folge, dass die Leerlaufspannung nach Formel (3-14) mit zunehmender Temperatur abnimmt.

Ausgehend von einer experimentellen Kennlinienmessung eines Trinasolar TSM-285-Moduls – durchgeführt von SAL Silicon Austria Labs GmbH – konnte die Herangehensweise sowie die Genauigkeit der Modellierung validiert werden. Aus Abbildung 5-3 ist die gemessene Kennlinie „HT400 Actual“ bei einer Zelltemperatur von 33 °C und 791 W/m² Einstrahleistung eines HT-400-IV-Kennlinienmessgerätes im Vergleich zu den modellierten Kennlinien dargestellt. Die modellierte Kennlinie „Model Actual“ zeigt bei gleichen Umgebungsbedingungen ein annähernd identisches Verhalten, lediglich im Leerlaufpunkt tritt eine Abweichung der gemessenen zur modellierten Spannung von 2 % auf. Zudem ist die modellierte Kennlinie „Model STC“ unter Standardtestbedingungen als Referenz der maximal möglichen Modulleistung dargestellt.

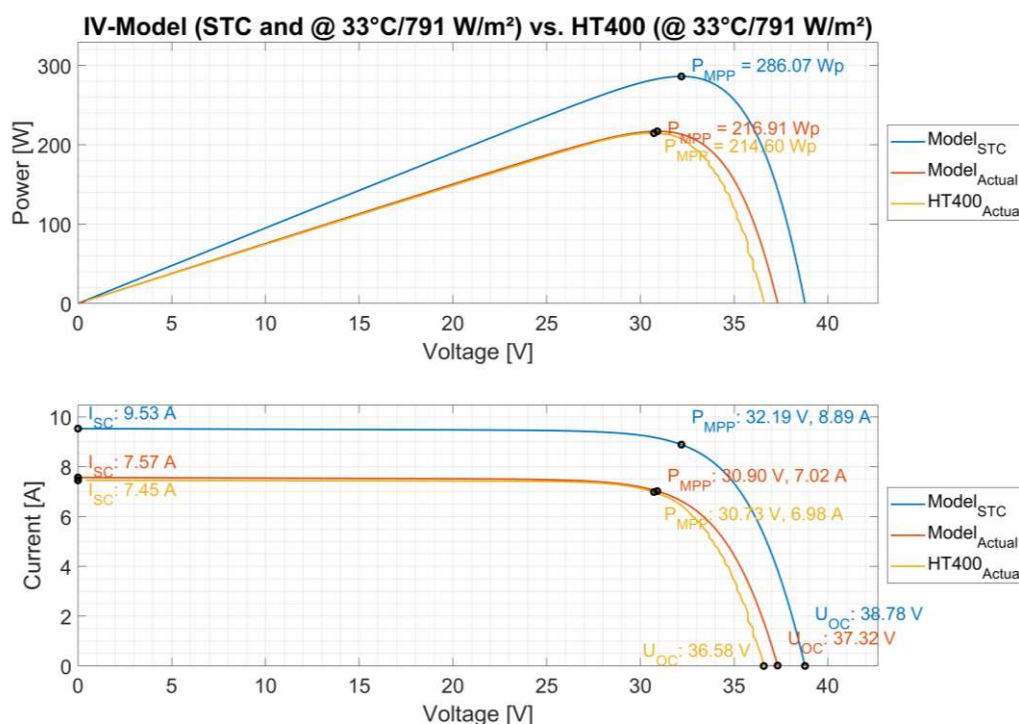


Abbildung 5-3: IV-Kennlinie modelliert vs. Messung (HT400)

Damit kann in einem weiteren Schritt ein dynamisches Referenzwert-Modell gebildet werden, dass schließlich für eine Echtzeit-Fehleridentifikation in Photovoltaikanlagen herangezogen

wird. Die Modellierung des gesamten Strings erfolgt auf dieselbe Weise wie auch für einzelne Module, lediglich die Anzahl der seriell verschalteten Zellen in einem String aus Formel (4-2) wird angepasst. Durch eine Variation der Modellinputs, „Einstrahlungsleistung“ und „Zelltemperatur“, kann ein Kennfeld, das die maximale Modulleistung zu jedem Betriebslastpunkt widerspiegelt modelliert werden – dargestellt in Abbildung 5-4. Anhand der angewandten Methode könnte nun zu jedem Messpunkt eines SCADA-Systems ein Referenzwert gebildet und mit dem aktuellen Messwert verglichen werden, um eine mögliche Abweichung vom Systemverhalten zu detektieren. Diese Herangehensweise ruft jedoch einen erheblichen Nachteil in der Berechnungsgeschwindigkeit des Modells hervor. Aus diesem Grund soll für Echtzeit-Statusdetektionen aus dem physikalischen Systemmodell ein Regressionsmodell aus dem Kennfeld abgeleitet werden. Das Regressionsmodell muss in der Lage sein, große Datenmengen in kurzer Zeit zu verarbeiten und zudem zu jedem Messaufzeichnungspunkt unmittelbar dynamische Referenzwerte zu bilden.

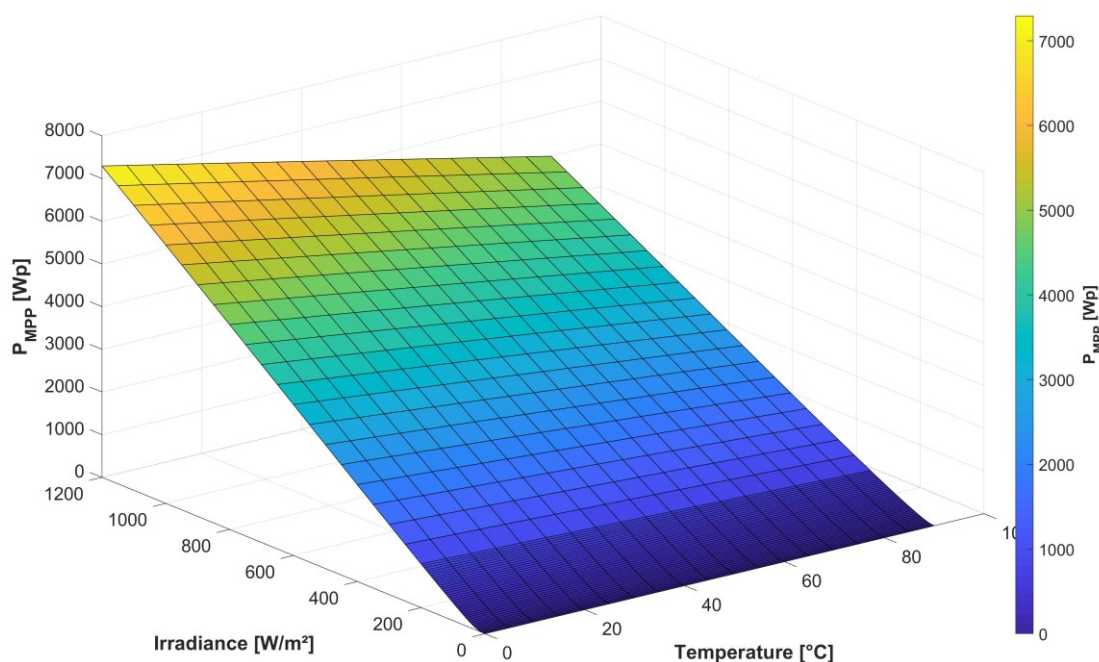


Abbildung 5-4: Kennfeld Photovoltaikstring, $P_{MPP} f(T,G)$

Die Ableitung eines mathematischen Kennlinienmodells aus dem Kennfeld erfordert zwei Betrachtungsweisen: Die Abhängigkeit der maximalen Leistung von der Einstrahlleistung (siehe Abbildung 5-5) sowie die Leistungsdifferenz bei Zu- und Abnahme der Zelltemperatur, ausgehend von dem Standardtestbedingungswert von 25 °C (siehe Abbildung 5-6).

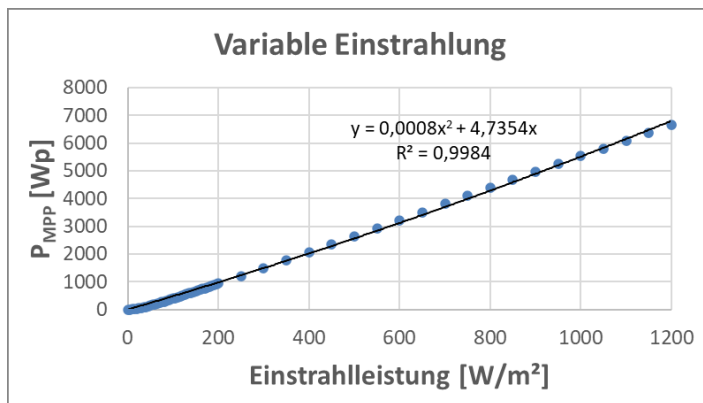


Abbildung 5-5: Zusammenhang Maximalleistung/Einstrahlleistung

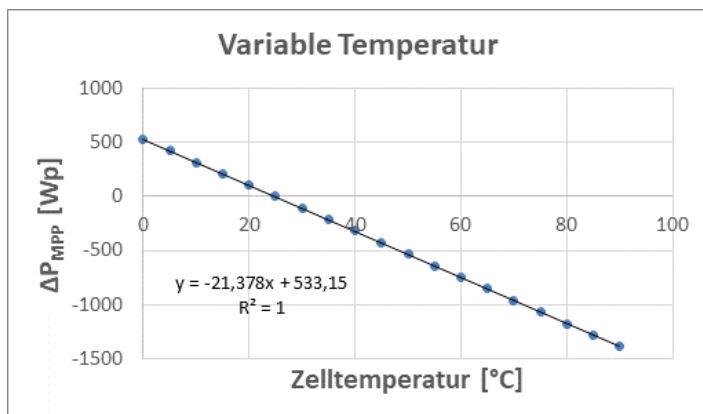


Abbildung 5-6: Zusammenhang Maximalleistung/Zelltemperaturänderung

Durch eine Interpolation beider Kurven und Zusammenführung der Polynome kann ein gesamtheitliches Regressionsmodell, das die Änderung der Einstrahlleistung und Temperatur berücksichtigt, gebildet werden (siehe Formel (5-1)).

$$P_{MPP}f(T, G) = 0,0008 * G^2 + 4,75354 * G + (533,15 - 21,378 * T) * \frac{G}{1000} \tag{5-1}$$

Ausgehend von historischen Datensätzen einer Photovoltaikanlage wurde anhand des Regressionsmodells aus Formel (5-1) der dynamische Referenzwert der Stringleistung gebildet. Ein Ausschnitt des zeitlichen Verlaufes der gemessenen und modellierten Leistung ist aus Abbildung 5-7 ersichtlich. Dabei ist erkennbar, dass der tatsächliche Verlauf der gemessenen Stringleistung akkurat nachgebildet wird, womit bewiesen wird, dass das implementierte Regressionsmodell in der Lage ist, das Systemverhalten von Photovoltaikmodulen bzw. -strings unter gegebenen Betriebslastsituationen nachzubilden.

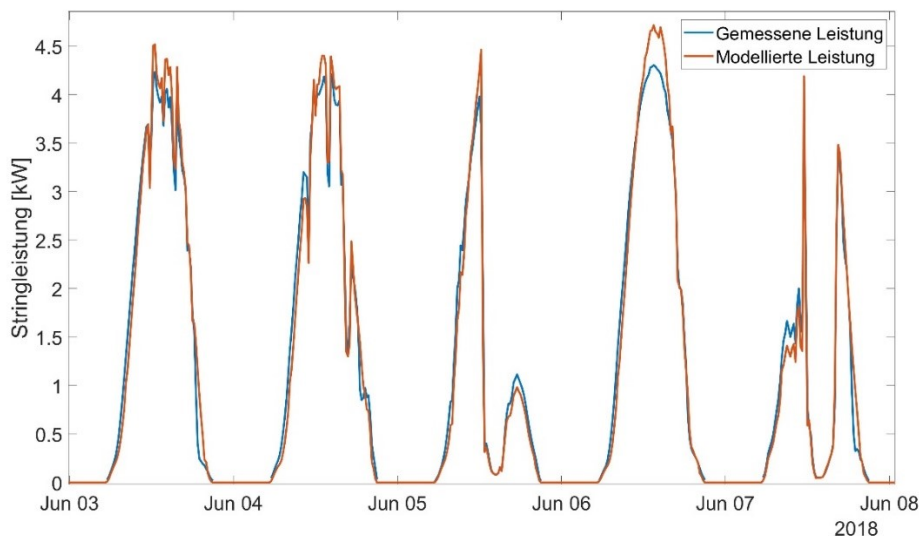


Abbildung 5-7: Anwendung Regressionsmodell

5.2 Ergebnisse Photovoltaik Systemmodell

Um ein Photovoltaiksystem wie aus Abbildung 4-1 in der Simulationsumgebung Simulink abzubilden, das das Systemverhalten unter variierenden Einstrahl- und Temperaturbedingungen modelliert, wurde das zuvor beschriebene Photovoltaikmodul-Kennlinienmodell um die Stromwandlung mittels Wechselrichter erweitert. Die Parametrisierung der Schaltgruppen erfolgte nach der in Kapitel 4.1.3 und 4.1.4 beschriebenen Wechselrichter-Modellierung, wobei das Photovoltaiksystem dabei auf einem Dreiphasen-Wechselrichter mit 5000 Watt Nennleistung und einem Photovoltaikstring (KPV-240-Module) mit einer Leistung von 4803 Wp basiert. Die für die Modellierung notwendigen Parameter sind in Anhang 8.3 angeführt. In Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9 wird das modellierte Verhalten eines Photovoltaiksystems bei den Eingangsgrößen Einstrahlungsleistung (1000 W/m^2) und Zelltemperatur ($25 \text{ }^\circ\text{C}$) abgebildet. Die Messgrößen aus Abbildung 5-8 „V_PV“, „I_PV“ und „P_PV“ entsprechen den Kennlinienwerten des Photovoltaikstrings im maximalen Leistungspunkt. Dementsprechend gering sind in diesem Punkt die Anforderung an den Hochsetzsteller und somit ist ein ähnlicher Verlauf von „V_Boost“, „I_Boost“ und „P_Boost“ am Ausgang des Hochsetzstellers erkennbar. In Abbildung 5-9 werden die dreiphasigen Ausgangsgrößen „V_AC_Grid“ und „I_AC_Grid“, sowie die Ausgangsleistung „P_AC“ des Wechselrichters und der Wirkungsgrad „Efficiency“ dargestellt. Der Wirkungsgrad des gesamten Systems beträgt im maximalen Leistungspunkt aufgrund der ausbleibenden Gleichstromwandlung 99 %.

Modellierungsergebnisse und Diskussion

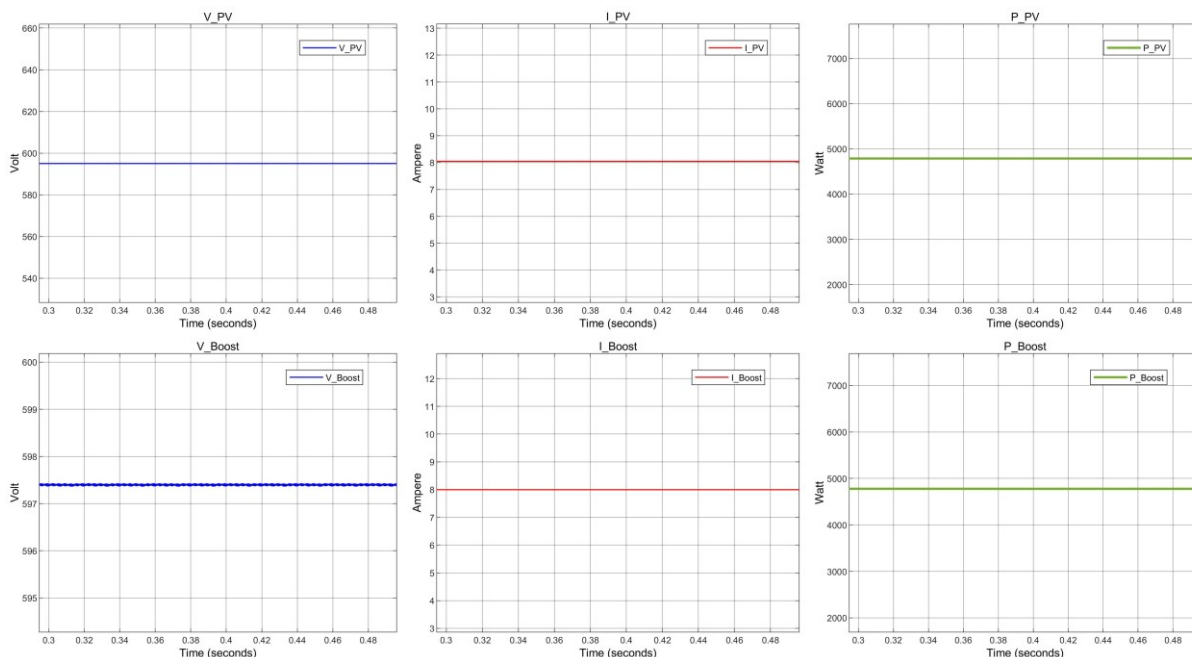


Abbildung 5-8: Photovoltaiksystem DC-Messung 1000 W/m² und 25 °C

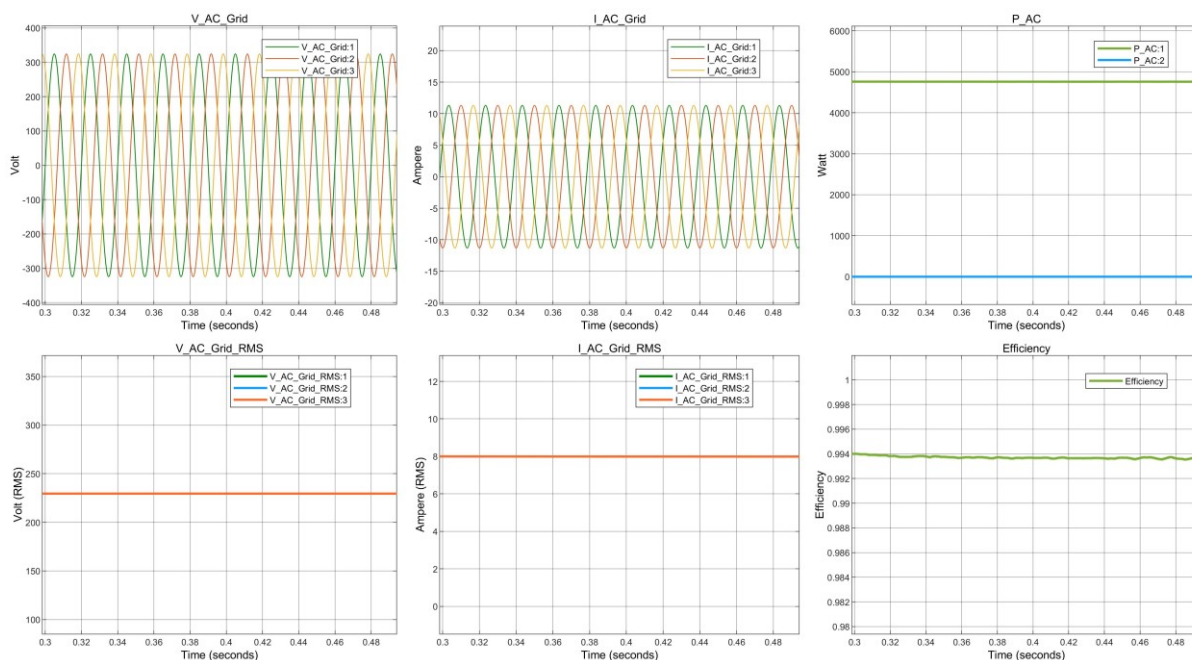


Abbildung 5-9: Photovoltaiksystem AC-Messung 1000 W/m² und 25 °C

Bei einer Variation der Eingangsgrößen wie der Einstrahlleistung auf 500 W/m² von zuvor 1000 W/m² ist – wie in Abbildung 5-10 dargestellt – ein Einbruch des Photostromes „I_PV“ sowie der Modulspannung „V_PV“ ersichtlich. Durch den im Hintergrund ablaufenden MPPT-Algorithmus wird der Tastgrad des Hochsetzstellers angepasst und somit die eingebrochene Photovoltaikmodulspannung auf das ursprüngliche Niveau angehoben. In Kombination mit der Spannungsregelung aus der Frequenzwandlung wird somit eine konstante Ausgangsspannung am Wechselrichter realisiert (siehe „V_AC_grid“ in Abbildung 5-11).

Modellierungsergebnisse und Diskussion

Zudem wird bei sinkendem Photostrom die Amplitude des Dreiphasen-Stromes „I_AC_Grid“ mittels Stromregelung an das neue Niveau des Photostromes angepasst und mit der Netzfrequenz synchronisiert. Aufgrund der zugenommenen Stromwandlung bei halber Einstrahlleistung, beträgt der Gesamtwirkungsgrad nur mehr rund 95 %.

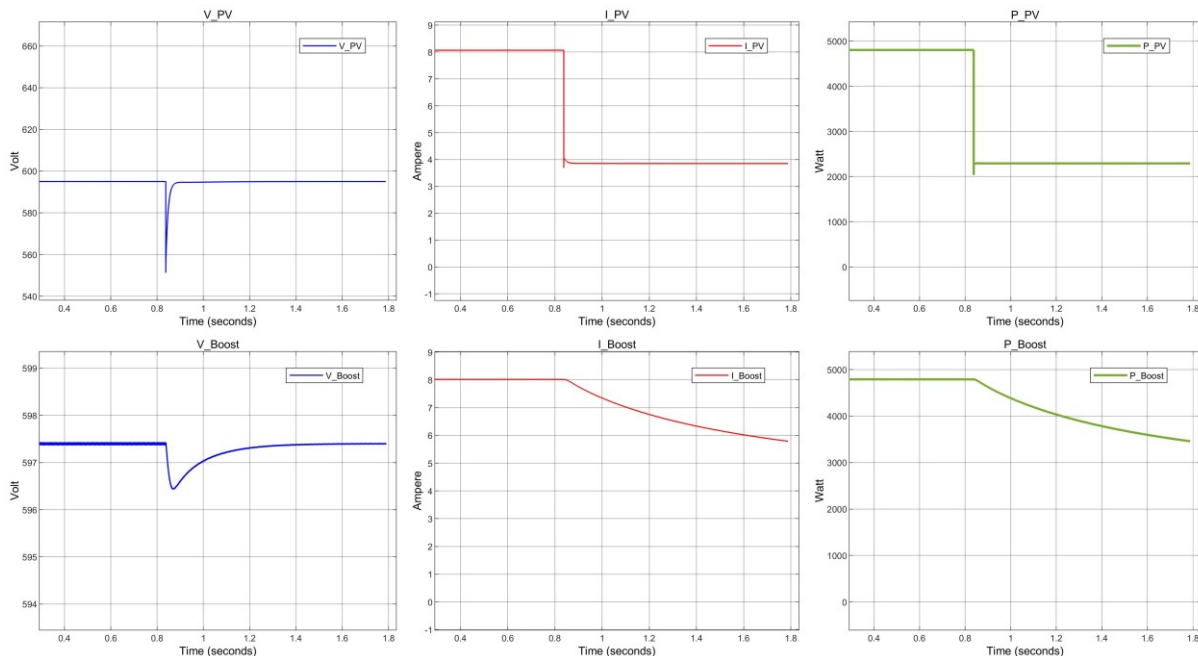


Abbildung 5-10: Photovoltaiksystem DC-Messung 500 W/m² und 25°C

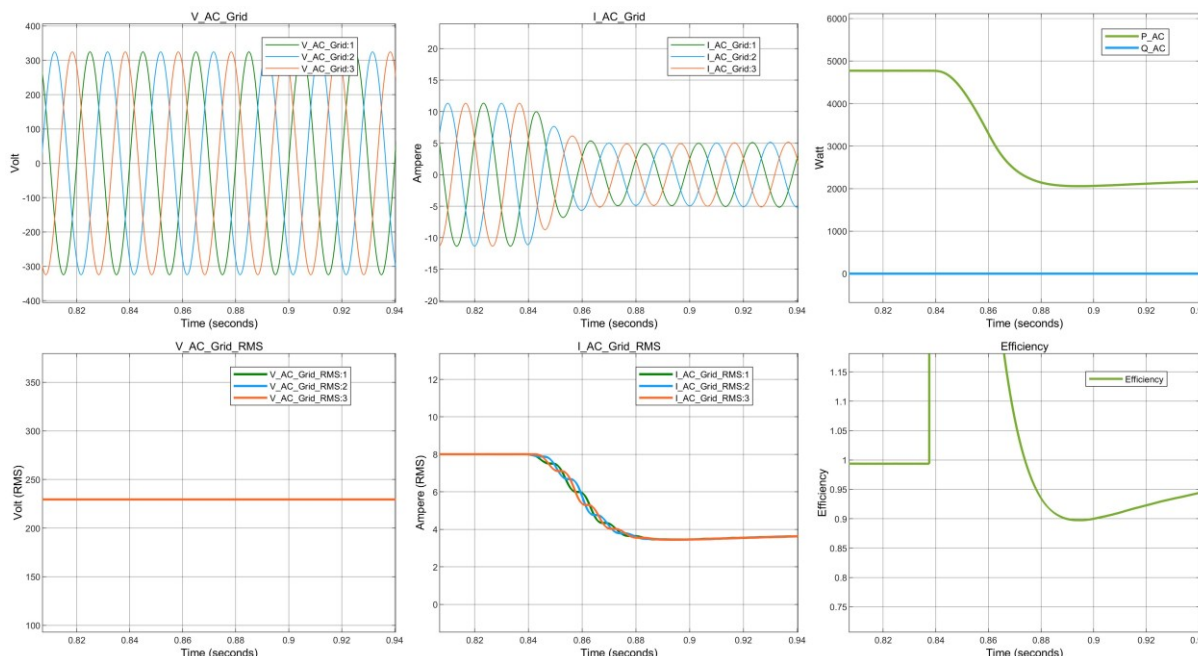


Abbildung 5-11: Photovoltaiksystem AC-Messung 500 W/m² und 25°C

In einem weiteren Schritt soll ein dynamisches Referenzwert-Modell des Photovoltaiksystems für eine Echtzeit-Fehleridentifikation in Photovoltaikanlagen gebildet werden. Dazu wurden –

ähnlich wie bei der Kennlinienmodellierung aus Kapitel 5.1 – durch Variation der Modellinputs, Einstrahlungsleistung und Zelltemperatur, Kennfelder modelliert, die die maximale Wechselrichterleistung, und -spannung sowie den maximalen Wechselrichterstrom zu jedem Betriebslastpunkt abbilden. Das Kennfeld für einen der Phasenströme ist aus Abbildung 5-13, für eine der Phasenspannungen aus Abbildung 5-12 und für die Wechselrichterausgangsleistung aus Abbildung 5-15 dargestellt. Die Ströme und Spannungen der verbleibenden Phasen verhalten sich analog zu den dargestellten Kennfeldern. Die Kennfelder sind zudem im „Per Unit System“ – bezogen auf die Maximalwerte der Messwerte – dargestellt, um eine Umrechnung des Referenzwertmodells auf höhere Leistungsklassen zu ermöglichen. Dazu sollen in einem weiteren Schritt aus den modellierten Kennfeldern, Regressionsmodelle für eine Echtzeit-Statusdetektionen – analog zur Methode aus Kapitel 5.1 – abgeleitet werden. Darüber hinaus wurde anhand eines experimentellen Laboraufbaus die Herangehensweise sowie die Genauigkeit der Modellierung validiert, indem die Ausgangsgrößen eines 5 kW Wechselrichters bei variierenden Gleichspannungseingangsgrößen gemessen wurden. Die Gleichspannungseingangsgrößen wurden anhand einer Gleichspannungsquelle mit integriertem Photovoltaik-Kennliniengenerator analog zu den modellierten Photovoltaikengrößen erzeugt. Die dabei gemessenen Ausgangsgrößen wurden zudem in das Per Unit System – bezogen auf die Maximalwerte der Messwerte – umgerechnet und mit den modellierten Werten verglichen. Die prozentuale Abweichung der Messwerte zu den modellierten Werten wurden in den Kennfeldern als rote Punkte dargestellt. Die Abweichungen der Spannungsmessung aus Abbildung 5-12 variierten – abhängig von der Netzspannungsschwankung am Versuchsaufbau – zufällig gestreut in einem Bereich von -2 % der nominellen Netzspannung von 230V.

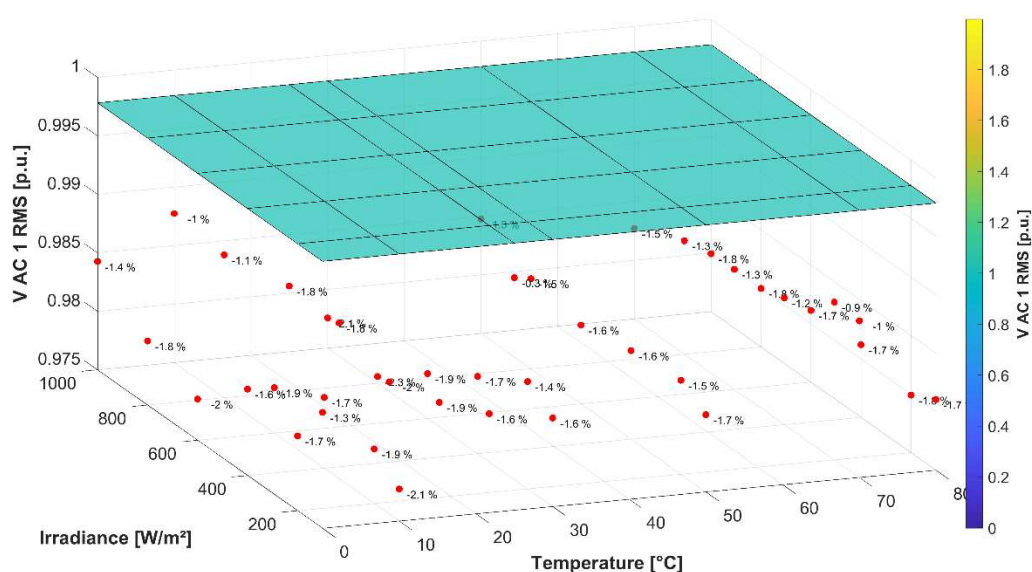


Abbildung 5-12: Kennfeld Photovoltaiksystem, $U_{AC} f(T,G)$

Bei der Strommessung konnten hingegen bei den Eingangsparametern „geringe Einstrahlungsleistung“ und „hohe Temperatur“, große Abweichungen zu den modellierten Werten festgestellt werden (siehe Abbildung 5-13).

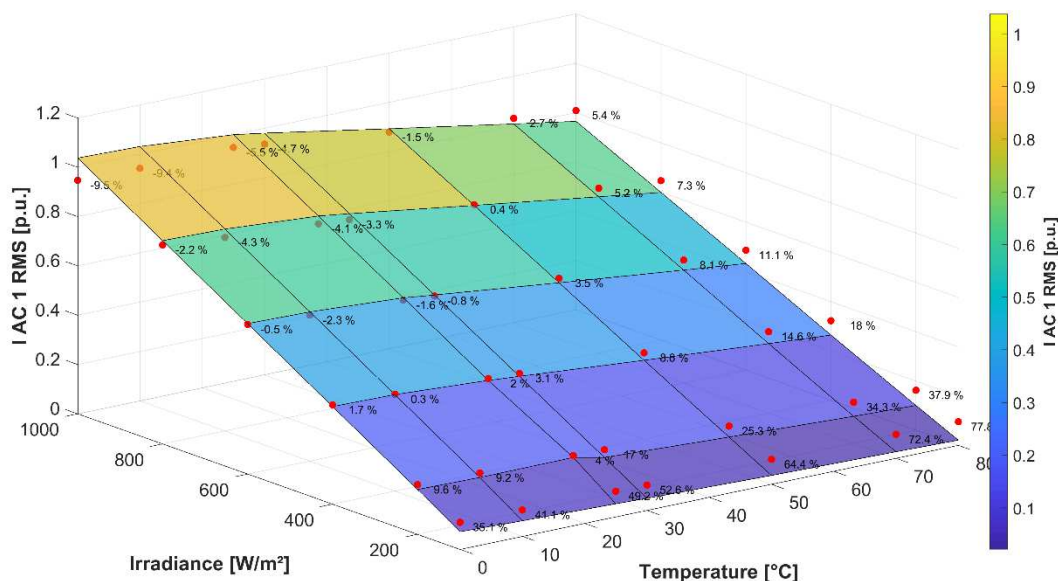


Abbildung 5-13: Kennfeld Photovoltaiksystem, $I_{AC} f(T,G)$

Eine mögliche und durchaus plausible Erklärung liefert die Betrachtung der geringen Amplitude der Stromwerte. Ausgehend von Untersuchungen mittels Oszilloskop, konnten insbesondere bei geringen Stromamplituden starke Netzurückwirkungen festgestellt werden (siehe Abbildung 5-14) die den gemessene Strom-Effektivwert gesamtheitlich verzerren, sodass der Messwert deutlich über dem modellierten Idealwert lag. Im Gegenzug zu den Teillastbereichen des Kennfeldes wurden in den Nennlastbereichen (rund um die Standardtestbedingungen) die besten Modellierungsergebnisse, mit geringen Abweichungen zu den gemessenen Werten erzielt.



Abbildung 5-14: Wechselrichter AC-Strommessung – Oszilloskop Zeitverlaufsplot

Bei abschließender Betrachtung des Leistungskennfelds der Wechselrichterausgangsleistung (Abbildung 5-15), das die geringsten Modellierungsfehler im Nennlastbereich aufweist, konnte gezeigt werden, dass die Herangehensweise und Genauigkeit der Photovoltaiksystemmodellierung gesamtheitlich gegeben ist.

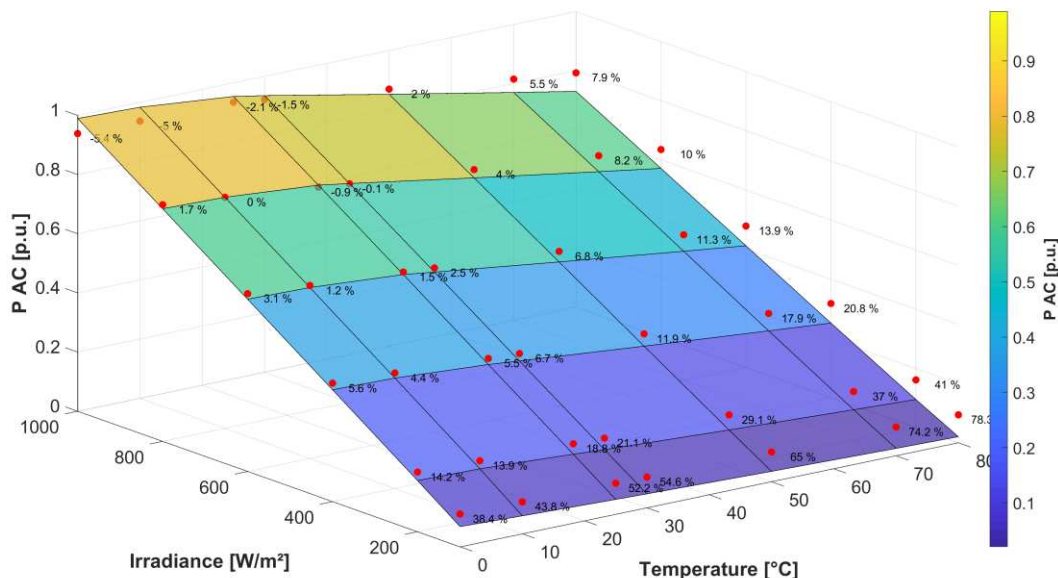


Abbildung 5-15: Kennfeld Photovoltaiksystem, $P_{AC} f(T,G)$

5.3 Modellbasierte Analytik in Photovoltaikanlagen

Zur Identifizierung von Fehlern in einer Photovoltaikanlage – betrieben von einem der OptPV4.0 Projektpartner und aufgebaut aus KPV-240-Modulen und 19 Wechselrichtern zu je zwei Strings – soll das aus Formel (5-1) beschriebene Regressionsmodell für die Bildung eines dynamischen Referenzwertes der Photovoltaik-Stringleistung – in Abhängigkeit der Einstrahlleistung und Temperatur – herangezogen werden. Dabei liefern Zeitreihendatensätze der Anlage die Datengrundlage der Berechnung. Die gebildeten Leistungsreferenzwerte der einzelnen Photovoltaikstrings wurden in einem weiteren Schritt in erzeugte Energie (kWh) pro Monat umgerechnet und mit der vom Monitoringsystem gemessenen Energie verglichen. Bei der Implementierung des integrierten Konzepts der Anlagenüberwachung und Fehlerdetektion soll dafür die Kennzahl „Performance Indikator“ (PI) herangezogen werden (siehe Formel (5-2)):

$$PI = \frac{E_{Messung}}{P_{Model f(T,G)} * dt} \tag{5-2}$$

Der PI wird für jeden Photovoltaikstring der Anlage errechnet und darüber hinaus der Median aller PIs pro Monat gebildet, um Ausreißer und somit Abweichungen der String-Performance zu detektieren (siehe Abbildung 5-16).

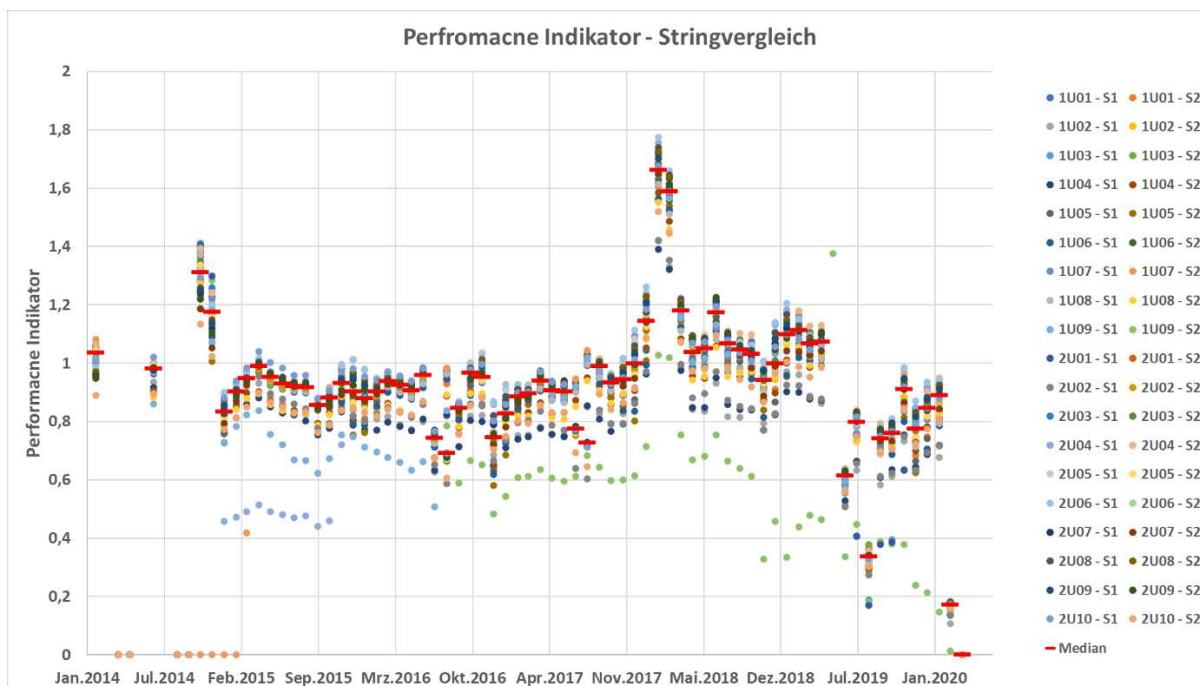


Abbildung 5-16: Auswertung Performance Indikator – String vergleich

Aus der Auswertung ist ersichtlich, dass in einigen Monaten Werte größer 1 vorkommen. Dies ist auf den Umstand zurückzuführen, dass in diesen Monaten nicht hinreichend Einstrahlungs- und Temperaturmesswerte vorhanden waren, um einen korrekten Vergleich der Strings zu bewerkstelligen. Dieser Umstand legt nahe, dass der PI neben der Fehlererkennung ein einfaches Aufzeigen von Sensorik-Problemen ermöglicht. Eine Identifizierung von tendenziellen Abweichungen einzelner Strings vom Medianwert des jeweiligen Monats, ist dennoch realisierbar. So konnte etwa gezeigt werden, dass die Photovoltaikstrings „1U09_S2“ und „2U04_S1“ Abweichungen vom Idealzustand und eine graduelle Abnahme des PI aufweisen. Um daraus in einem weiteren Schritt Handlungsempfehlungen abgeben und einen Wartungseinsatz einleiten zu können, müssen zunächst die kritischen Systemkomponenten und das Ausmaß der Belastung korrekt identifiziert werden. Dazu wurden Analysen auf Basis der Schädigungsphysik – wie in Kapitel 4.2 beschrieben – angewandt.

Im Zuge der Schädigungsmodellierung gilt es, jene Fehlergrundursachen und kritische Betriebslastsituationen zu identifizieren, die zu tatsächlichen Fehlermechanismen führen. Um die bekannten Fehlerfälle mittels Schädigungsmodell zu beschreiben, müssen die Mechanismen, die zu den aufgezeigten Fehlern führen, sowie die Schädigungstreiber charakterisiert werden. Dazu wurde im Rahmen des OptPV4.0-Forschungsprojektes eine

umfangreiche Ausfallpotentialanalyse vollzogen, die alle chemischen sowie physikalischen Fehlermöglichkeiten einzelner Komponenten und Subkomponenten in einem Photovoltaiksystem aufzeigt. Als Ergebnis wurde ein umfangreicher Fehlerkatalog erstellt (siehe Abbildung 5-17 und Abbildung 5-18). Durch das Einwirken eines oder mehrerer der Schädigungstreiber (siehe Abbildung 5-18; Spalte „relevant Observable“) auf das System wird in weiterer Folge eine lineare Schädigungsakkumulierung der Komponenten hervorgerufen, die zu den beschriebenen Fehlerfällen (siehe Abbildung 5-17; Spalte „Root Cause-Effect Chain“) führen. Die Schädigungsmodelle (siehe Abbildung 5-18; Spalte „Analysis Package Nr.“) verweist auf die Modelle in der Uptime Engineering Datenbank) sollen eine Schädigungsrate in Abhängigkeit der Betriebslastsituation berechnen und somit eine genaue Beschreibung des Schädigungsablaufs darstellen, um in weiterer Folge kritische Betriebsbedingungen zu identifizieren und das Ausmaß von Belastungen korrekt zu quantifizieren. Die Modelle basieren dabei auf den zuvor in Kapitel 4.2 beschriebenen Schädigungsmodellen aus Photovoltaiksystemen. Diese wurden jedoch auf die tatsächlichen Schädigungstreiber – wie beispielsweise Temperatur-Zyklierungen – als Input-Parameter reduziert und verringern somit die Komplexität der Modelle durch Entkopplung von Modellparametern. Insgesamt stellen die Schädigungsmodelle zeitlich lineare Schädigungssummen der betrachteten Komponenten dar. Die Berechnung der Schädigungsmodelle erfolgte mit der von Uptime Engineering GmbH entwickelten Software-Umgebung „Uptime Solutions“. Dabei stellt jedes Schädigungsmodell ein sogenanntes Analysepaket dar, das eine Berechnung der Schädigungsrate auf Basis der Zeitreihendatensätze der betrachteten Photovoltaikanlage erlaubt. Die Schädigungssumme wird anschließend als akkumulierte Schädigung – Damage Per Hour (DPH) – dargestellt.

Modellierungsergebnisse und Diskussion

ID	Component	Failure Mode	Failure Location	Root Cause-Effect Chain	Damage Promoting Operating Mode	Aggravating Boundary Conditions
1	Bipolar Transistor (TRSTRIGBT)	TMF	Wire bonding	Cyclic currents leading to (transient) T _j gradients at electrical bonding's (different expansion coefficients of bond materials). This could lead to a wirebonding lift-off of one bond. An increase of current density and stress on other bonds increases the power loss. Consequentially a total lift off and an open circuit failure results.	Highly dynamic power variation (especially low frequent, steep edge) caused by cloud shading or reflection effects (100% → 20% within 5 seconds is feasible)	low operating temperatures
5	Bipolar Transistor (TRSTRIGBT)	therm. aging	Junction	An increase of the ambient temperature reduces the maximum possible current due to a higher ohmic resistance. Thus, the operation current gets closer to the maximum possible one, leading to degradation of the junction. As a consequence, the increasing losses cause a temperature rise which on the other hand (could) induce hot spots and thermal runaway, denoting the EOL.	high elec. power, rated elec. power, elec. transients (out-of sync. connection converter), elec. transients (lightning), elec. transients (harmonics), elec. transients (grid fault)	high (moderate) operating temperature
8	Bipolar Transistor (TRSTRIGBT)	therm. aging	Connection IC to cooler body	High temperature leads to accelerated aging of grease layer (heat transfer) material (due to reduced thermal conduction next to gas inclusions), further local overheating and component breakdown.		High ambient temperatures
11	Electrical Contact (CONEL)	therm. aging	DC/AC Cable Connection	Constant high power operation causing sustained high temperatures in contacts, leading to thermal aging effects, and eventual cracking and loss of contact	Sustained high load operation (high power)	High operating temperature
12	Circuit breakers (CB)	corrosion	Switch contact face	Humidity leads to corrosion of contact and causes a contact failure (blocking of contact opening).	Normal loads	High ambient/operating temperatures, salty and humid environments (off-shore, coast line)
13	Electrolyte Capacitor (CAPELTY)	therm. aging	Electrolyte	Ripple currents cause rise of internal temperature and hence vaporisation of the electrolyte (if the heat could not dissipate over the case). As a consequence, a short-circuit failure occurs but more probable an open circuit failure appears, if the pressure interrupter disconnects the capacitor from the circuit.	cyclic elec. high load change, elec. transients (ripple voltage), elec. transients (lightning), elec. transients (harmonics), elec. transients (negative sequence current), elec. transients (surges), elec. transients (grid fault), elec. transients (spikes)	high operating temperatures
14	Capacitor (CAP)	therm. aging	Film capacitor - Dielectric insulation	Filter capacitor, high current leads to self-heating and causes evaporation of the dielectric medium (foil condenser). As a consequence, local discharges occur causing a breakdown of the insulation. DC	High electric loads, high and short voltage pikes	high ambient temperatures
18	Resistor (RST)	thermal overload	Varistor	overvoltage at the varistor leads to a damaged component and furthermore to an open circuit	overvoltage (surge AC, DC site), poor grid conditions AC site	
19	Sealing (SEAL)	thermal aging	Housing sealing	Embrittlement of sealings due to temperature/UV could lead to water ingress and results in insulation problems and leakage currents (maybe burn marks due to arcing) → yield losses or shut down of inverter if R _{iso} drops below threshold	normal operation	high temperature, UV, installation problems increases this effect
20	Electrical Contact (CONEL)	thermal aging	Connection btw string/module cabling; Contact between plug and socket	Localised increased resistance at contact surface (initially resulting from poor installation or quality defects, especially crimping issues). Heat generation, corrosion and increase in resistance, leading to formation of micro arcs. Contact opens, constant arc formation until system is completely burnt through	increased contact resistance boosts thermal runaway due to higher power loss (P = R _l * I ²) on connection under conditions of high irradiance	High Ambient Temperatures Poor design, use of incorrect connector pairs, poor installation, crimping issues (change in I _v curve and yield loss)
21	Electrical Contact (CONEL)	thermal aging	Cable insulation	UV load on cable coating leads to aging. Cables have a UV load limit, beyond it degradation occurs. Drop in insulation resistance, brittleness of coating. Resistance of coating drops. Hidden damages and damages by cable movement (wind or tracker) on the cable sheath might lead to R _{iso} problems earlier. More critical at locations with a sharp bending radius, static case under high strain	Prolonged operation under high level of UV; moving cables on trackers	High ambient Temperature, poor installation (moving cables, poor insulation (cable ties) → low insulation resistance → leakage currents), animal bites, small bending radius (high current density → self heating)
22	Electrical Contact (CONEL)	corrosion	Connection btw string/module cabling; Contact between plug and socket	corrosion of the contact surface due to water ingress (bad installation of cabling connection). This leads to an increased contact resistance, power loss and drop in U _{DC} .	Rated power	high ambient temperature, high RH
51	Photovoltaic module (PVMDL)	aging, thermal (Hydrolyse reaction)	(Back sheet and EVA) Polymers	Hydrolyse reaction: Temperature and humidity could lead to delamination of the EVA/cell and/or Backsheet/EVA connection. This results in insulation problems (Back sheet and EVA protecting solar cell from humidity) which accelerates humidity ingress to the cell. This could lead to corrosion. Furthermore delamination leads to gaps between the module layers which causes higher light reflexion and hence a decreased spectral efficiency and power output.	Normal operation	High ambient temperatures, RH quality of module lamination process, not adequately selected material, certified BOM (bill of materials) not considered,
28	Photovoltaic module (PVMDL)	aging, thermal (Photodegradation)	(Back sheet and EVA) Polymers	Photodegradation: High variations in ambient temperature, high doses of UV irradiation could lead to delamination which results in insulation problems (Back sheet and EVA protecting solar cell from humidity). Discoloration could also occur, which decrease the spectral efficiency and hence a decreased power output.	Normal operation	High variations in ambient temperatures, high doses of UV radiation, RH quality of module lamination process, not adequately selected material, certified BOM (bill of materials) not considered,
29	Photovoltaic module (PVMDL)	diffusion (PID)	Cell	positive polarity from cells to ground - Na-Ion diffusion from glass close to frame towards cell surface reducing cell efficiency due to cell short circuits - PID	ungrounded operation high DC voltages	close to sea operation high humidity, high temperature and salty ambient panels with frames appearance on the neg end of a string
31	Photovoltaic module (PVMDL)	thermal overload	Bypass diode	overvoltage (overload) → defect (burned → short circuit)	transients, overload condition	thunderstorm, Bad installation (unplugged module)
34	Photovoltaic module (PVMDL)	tmf	EVA (Polymers)	thermal gradients → delamination of encapsulant → low insulation resistance → inverter issues (will stop operation, if R _{iso} drops below certain threshold)	Normal operation mode	high ambient temp.
35	Photovoltaic module (PVMDL)	aging, thermal	back sheet	Temperature and/or temp cycling in combination with humidity and UV could cause back sheet cracking. These cracks lead to a moisture ingress which causes a decrease of R _{iso} and finally the shut down of the inverter.	Normal operation mode	high ambient temp, high irradiance, mechanical load (is the main stress driver for BS cracking in combination with temp. cycling and UV, see NREL C-AST) e.g. wind
36	Photovoltaic cell (PVCELL)	tmf	cell (contact between ribbons, solder paste and cells (contact surface))	thermal cycling leads to strain in contact surface → loss of contact → loss in energy yield	Normal operation mode	low ambient temperature, high variations in ambient temperatures
40	Fuse (FUSE)	thermal overload	DC-Fuses	Overcurrent (nominal) → melted fuses → open string	normal operation	inadequate dimensioned

Abbildung 5-17: Ergebnis Ausfallpotentialanalyse – Fehlerkatalog OptPV4.0; Seite 1

Modellierungsergebnisse und Diskussion

ID	Component	Failure Mode	Failure Location	Relevant Observables	State Detection Method	State Indicators	Analysis Package Nr
1	Bipolar Transistor (TRSTRIGBT)	TMF	Wire bonding	I_DC_CONVCV P_ELEC_CONVCV(G,T) T_TRSTRIGBT	Efficiency below expected level at given irradiance and temperature conditions, Residual analysis with reference values, state indicators are based on threshold under-/overshooting	P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR ETA_NULL_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A1
5	Bipolar Transistor (TRSTRIGBT)	therm. aging	Junction	I_AC_CONVCV, I_DC_CONVCV P_ELEC_CONVCV(G,T) T_CONVCV	Efficiency below expected level at given irradiance and temperature conditions, Residual analysis with reference values, state indicators are based on threshold under-/overshooting	P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR ETA_NULL_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR T_NULL_TRSTRIGBT_CONVCV_VAL(HSPEC)	A5
8	Bipolar Transistor (TRSTRIGBT)	therm. aging	Connection IC to cooler body	I_DC_CONVCV, P_ELEC_CONVCV(G,T) T_AMB	efficiency below expected level, since Inverter switches off due to temperature threshold overshoot under given irradiance and temperature	P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A8
11	Electrical Contact (CONEL)	therm. aging	DC/AC Cable Connection	P_ELEC_CONVCV(G,T) T_CONVCV	Efficiency below expected level at given irradiance and temperature conditions, Residual analysis with reference values, state indicators are based on threshold under-/overshooting	P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A11
12	Circuit breakers (CB)	corrosion	Switch contact face	RH_AMB, T_AMB, I_DC_CONVCV	No opening of circuit breaker -> increase of current	I_DC_CONVCV_NULL_VAL(HSPEC)	A12
13	Electrolyte Capacitor (CAPELYT)	therm. aging	Electrolyte	I_DC_CONVCV, T_CAPELYT, P_ELEC_CONVCV(G,T)	Efficiency below expected level at given irradiance and temperature conditions, Residual analysis with reference values, state indicators are based on threshold under-/overshooting	P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR ETA_NULL_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR U_NULL_CONVCV_OUT_VAL(HSPEC)	A13
14	Capacitor (CAP)	therm. aging	Film capacitor - Dielectric insulation	I_DC_CONVCV, P_ELEC_CONVCV, T_AMB, I_AC_CONVCV	Efficiency below expected level at given irradiance and temperature conditions, Residual analysis with reference values, state indicators are based on threshold under-/overshooting	P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR ETA_NULL_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR U_DC_CONVCV_OUT_VAL(HSPEC) OR I_NULL_CONVCV_OUT_VAL(HSPEC)	A14
18	Resistor (RST)	thermal overload	Varistor	U_DC_CONVCV, U_AC_CONVCV, P_ELEC_CONVCV(G,T)	Power below expected level at given irradiance and temperature conditions	P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A18
19	Sealing (SEAL)	thermal aging	Housing sealing	P_ELEC_CONVCV(G,T) T_AMB, RH	Power and R_iso below expected level (threshold or referenced string)	R_NULL_CONVCV_GND_VAL(LSPEC) OR P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A19
20	Electrical Contact (CONEL)	thermal aging	Connection btw string/module cabling Contact between plug and socket	R_series (U_drop), U_DC_CONVCV, U_DC_PVMDL, I_DC_PVMDL, P_ELEC_CONVCV(G,T) P_ELEC_PVMDL(G,T)	Monitoring of voltage in strings. Loss of voltage in complete string indicates failure mode is complete. Ultimately failure leads to high temperatures or fire Immediate power drop due to contact loss	U_DC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC) OR P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A20
21	Electrical Contact (CONEL)	thermal aging	Cable insulation	INT_PVMDL, R_iso, R_ser (U_DC drop) U_DC_CONVCV, U_DC_PVMDL	Insulation resistance measurement. Monitoring of string temperature? Monitoring of string power relative to adjacent strings?	R_NULL_CONVCV_GND_VAL(LSPEC) OR U_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A21
22	Electrical Contact (CONEL)	corrosion	Connection btw string/module cabling Contact between plug and socket	R_ser (increase, U_DC drop), U_DC_CONVCV, U_DC_PVMDL, R_iso	DC-Voltage drop due to an increase in serial resistance	U_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A22
51	Photovoltaic module (PVMDL)	aging, thermal (Hydrolyse reaction)	(Back sheet and EVA) Polymers	R_iso(T,RH), R_ser(increase, U_DC drop), U_DC_PVMDL	reduced Riso delamination (increase of R_ser and drop of U_DC)	R_NULL_CONVCV_GND_VAL(LSPEC) OR U_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A51
28	Photovoltaic module (PVMDL)	aging, thermal (Photodegradation)	(Back sheet and EVA) Polymers	R_iso(T,RH), R_ser(increase, U_DC drop), U_DC_PVMDL	reduced Riso delamination (increase of R_ser and drop of U_DC)	R_NULL_CONVCV_GND_VAL(LSPEC) OR U_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A28
29	Photovoltaic module (PVMDL)	diffusion (PID)	Cell	R_ser(increase, U_DC drop), U_DC_PVMDL, R_par(drop) slope change of IV curve only if inverter is able to perform IV-curve measurement -> extract R_ser from data	power loss of module and string by reduced voltage, current and fill factor	U_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC) OR I_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC) OR P_ELEC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A29
31	Photovoltaic module (PVMDL)	thermal overload	Bypass diode	P_ELEC_PVMDL(T,G), U_DC_PVMDL (surges)	power loss of module and string by reduced voltage and fill factor	U_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC) OR P_ELEC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A31
34	Photovoltaic module (PVMDL)	tmf	EVA (Polymers)	T_AMB, T_PVMDL P_ELEC_PVMDL(T,G), R_iso	residual analysis: power loss of inverter and R_iso drop	R_NULL_CONVCV_GND_VAL(LSPEC) OR P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A34
35	Photovoltaic module (PVMDL)	aging, thermal	back sheet	R_iso (T, location > cap to inverter, RH)	residual analysis: power loss of inverter and R_iso drop	R_NULL_CONVCV_GND_VAL(LSPEC) OR P_ELEC_CONVCV_NULL_VAL(LSPEC)	A35
36	Photovoltaic cell (PVCELL)	tmf	cell (contact between ribbons , solder paste and cells (contact surface))	R_ser(increase, U_DC drop), U_DC_PVMDL, P_ELEC_PVMDL(T,G)	power loss of module and string by reduced voltage and fill factor	U_DC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC) OR P_ELEC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A36
40	Fuse (FUSE)	thermal overload	DC-Fuses	I_DC_CONVCV, I_DC_CONVCV, P_ELEC_PVMDL(T,G), P_ELEC_CONVCV(T,G)	Power loss due to open string	P_ELEC_PVMDL_NULL_VAL(LSPEC)	A40

Abbildung 5-18: Ergebnis Ausfallpotentialanalyse – Fehlerkatalog OptPV4.0; Seite 2

In einem nächsten Schritt gilt es, die tatsächliche Fehlerursache aufgrund des zuvor identifizierten Fehlerindicators – Abweichung der String-Performance; angeführt in Abbildung 5-18 Spalte „State Indicators“ – mittels der Ergebnisse aus der Schädigungsrechnung zu diagnostizieren. Dazu wurden anhand der Schädigungsrechnung die tatsächlichen kritischen Belastungssituationen des Photovoltaikparks aufgezeigt. Die Berechnungsergebnisse der Schädigungssummen (DPH) der PHOTOVOLTAIK-Verkabelung und Photovoltaikmodule sind in Abbildung 5-19 dargestellt. Dabei soll ein Vergleich einzelner Strings bei der jeweiligen

Modellierungsergebnisse und Diskussion

schädigenden Betriebslastsituation – dargestellt als Ergebnis der Analysepakete – ermöglicht werden. Bei einer Betrachtung des zuvor als fehlerhaft identifizierten String „1U09_String_2“, kann das Ergebnis der Schädigungsrechnung wie folgt interpretiert werden: Der String erfuhr in Bezug auf die Fehlermechanismen thermische Alterung der Photovoltaik -Kabelverbinder – „A20_CONEL_ThermalAging“ –, der Photodegradation – „A28_PVMDL_PD_ThermalAging“ – und der Hydrolyse-Alterung – „A51_PVMDL_HYDROLYSIS_ThermalAging“ – und im Vergleich zu den anderen im Photovoltaikpark installierten Strings deutlich höhere Schädigungsraten.

Analysis Package	1U01_String_1	1U01_String_2	1U02_String_1	1U02_String_2	1U03_String_1	1U03_String_2	1U04_String_1	1U04_String_2	1U05_String_1	1U05_String_2	1U06_String_1	1U06_String_2	1U07_String_1	1U07_String_2	1U08_String_1	1U08_String_2	1U09_String_1	1U09_String_2
PV-Verkabelung																		
A20_CONEL_ThermalAging	1,74E-31	1,6E-31	1,6E-31	1,7E-31	1,8E-31	1,6E-31	1,6E-31	1,5E-31	1,7E-31	1,5E-31	1,7E-31	1,7E-31	1,8E-31	1,9E-31	1,7E-31	1,8E-31	1,7E-31	1,8E-31
A21_CONEL_INSULATION_ThermalAging	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00
A22_CONEL_CORROSION	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01
PV-Module																		
A28_PVMDL_PD_ThermalAging	3,5E-16	3,4E-16	3,4E-16	3,5E-16	3,5E-16	3,3E-16	3,4E-16	3,3E-16	3,4E-16	3,3E-16	3,4E-16	3,4E-16	3,5E-16	3,6E-16	3,5E-16	3,5E-16	3,4E-16	3,5E-16
A29_PVMDL_DIFFUSION	4,5E-14	4,5E-14	4,0E-14	4,5E-14	4,5E-14	4,5E-14	3,9E-14	4,3E-14	4,5E-14	4,4E-14	4,4E-14	4,6E-14	4,6E-14	4,7E-14	4,5E-14	4,2E-14	4,2E-14	3,8E-14
A31_PVMDL_DIODE_ThermalOverload	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00
A34_PVMDL_TMF	1,4E-17	1,1E-17	1,3E-17	1,6E-17	1,4E-17	1,4E-17	1,2E-17	1,0E-17	1,2E-17	9,4E-18	1,2E-17	1,3E-17	1,6E-17	1,7E-17	1,4E-17	1,5E-17	1,4E-17	1,4E-17
A35_PVMDL_BACKSHEET_ThermalAging	5,5E-21	5,0E-21	5,2E-21	5,6E-21	5,4E-21	5,2E-21	5,0E-21	4,8E-21	5,1E-21	4,7E-21	5,1E-21	5,3E-21	5,7E-21	5,9E-21	5,5E-21	5,7E-21	5,5E-21	5,5E-21
A36_PVCELL_TMF	5,0E-11	4,7E-11	4,9E-11	5,2E-11	5,0E-11	4,9E-11	4,8E-11	4,6E-11	4,8E-11	4,5E-11	4,8E-11	4,9E-11	5,2E-11	5,3E-11	5,1E-11	5,2E-11	5,1E-11	5,0E-11
A40_FUSE_ThermalOverload	2,1E-03	5,5E-03	5,5E-03	0,0E+00	7,6E-03	0,0E+00	0,0E+00	5,5E-03	2,1E-03	0,0E+00	2,1E-03	2,1E-03	2,1E-03	2,1E-03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,1E-03
A51_PVMDL_HYDROLYSIS_ThermalAging	4,1E-12	4,0E-12	4,0E-12	4,1E-12	4,0E-12	4,0E-12	4,0E-12	3,9E-12	4,0E-12	4,0E-12	4,0E-12	4,0E-12	4,1E-12	4,1E-12	4,1E-12	4,1E-12	4,1E-12	4,1E-12

Analysis Package	2U01_String_1	2U01_String_2	2U02_String_1	2U02_String_2	2U03_String_1	2U03_String_2	2U04_String_1	2U04_String_2	2U05_String_1	2U05_String_2	2U06_String_1	2U06_String_2	2U07_String_1	2U07_String_2	2U08_String_1	2U08_String_2	2U09_String_1	2U09_String_2	2U10_String_1	2U10_String_2
PV-Verkabelung																				
A20_CONEL_ThermalAging	1,8E-31	1,6E-31	1,6E-31	1,7E-31	1,8E-31	1,7E-31	1,2E-31	1,8E-31	1,6E-31	1,7E-31	1,6E-31	1,4E-31	1,4E-31	1,3E-31	1,5E-31	1,4E-31	1,4E-31	1,3E-31	1,4E-31	1,3E-31
A21_CONEL_INSULATION_ThermalAging	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	4,3E+00	3,7E+00	4,3E+00	3,7E+00	4,3E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00	3,7E+00
A22_CONEL_CORROSION	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01	3,1E+01
PV-Module																				
A28_PVMDL_PD_ThermalAging	3,4E-16	3,3E-16	3,4E-16	3,4E-16	3,5E-16	3,4E-16	2,7E-16	3,5E-16	3,2E-16	3,4E-16	3,2E-16	3,1E-16	3,1E-16	2,9E-16	3,2E-16	3,1E-16	3,1E-16	3,0E-16	3,0E-16	3,0E-16
A29_PVMDL_DIFFUSION	4,5E-14	4,5E-14	4,0E-14	4,2E-14	4,7E-14	4,2E-14	4,2E-14	4,5E-14	4,6E-14	4,4E-14	4,7E-14	4,2E-14	4,6E-14	4,1E-14	4,6E-14	4,2E-14	4,6E-14	4,2E-14	4,4E-14	3,9E-14
A31_PVMDL_DIODE_ThermalOverload	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,5E-03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,0E-02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,5E-03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00
A34_PVMDL_TMF	1,3E-17	1,2E-17	1,2E-17	1,2E-17	1,6E-17	1,3E-17	4,8E-18	1,5E-17	9,1E-18	1,4E-17	9,1E-18	7,2E-18	6,8E-18	4,8E-18	8,2E-18	6,4E-18	6,8E-18	4,9E-18	6,2E-18	5,8E-18
A35_PVMDL_BACKSHEET_ThermalAging	5,3E-21	5,0E-21	5,0E-21	5,1E-21	5,8E-21	5,3E-21	3,3E-21	5,6E-21	4,6E-21	5,4E-21	4,6E-21	4,1E-21	4,0E-21	3,5E-21	4,3E-21	3,9E-21	4,0E-21	3,6E-21	3,9E-21	3,8E-21
A36_PVCELL_TMF	4,9E-11	4,7E-11	4,7E-11	4,8E-11	5,2E-11	4,9E-11	3,6E-11	5,1E-11	4,4E-11	5,0E-11	4,4E-11	4,1E-11	4,1E-11	3,7E-11	4,3E-11	4,0E-11	4,1E-11	3,7E-11	3,9E-11	3,9E-11
A40_FUSE_ThermalOverload	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,5E-03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00
A51_PVMDL_HYDROLYSIS_ThermalAging	4,0E-12	4,0E-12	4,0E-12	4,0E-12	4,1E-12	4,1E-12	3,7E-12	4,1E-12	4,0E-12	4,1E-12	4,0E-12	3,9E-12	3,9E-12	3,8E-12	4,0E-12	3,9E-12	3,9E-12	3,8E-12	3,9E-12	3,8E-12

Abbildung 5-19: Ergebnis Schädigungsrechnung – Schädigungssummen Photovoltaikverkabelung und -Module

Um das tatsächliche Lastgeschehen im Betrachtungszeitraum zu untersuchen, werden zeitlich aufgelöste Schädigungssummen je Monat herangezogen (siehe Abbildung 5-20).

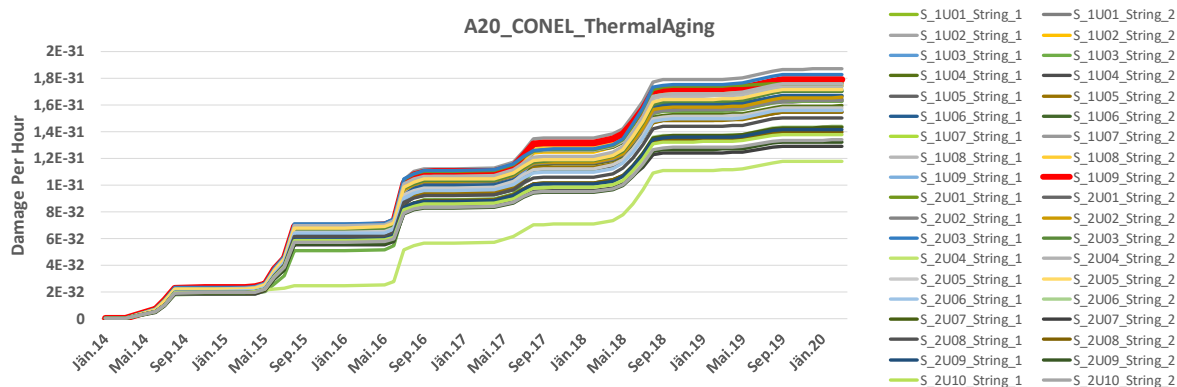


Abbildung 5-20: Schädigungssumme: Thermische Alterung der Photovoltaik-Kabelverbinder

Aus Abbildung 5-20 kann herausgelesen werden, dass der String „1U09_String_2“ am Ende der Betrachtungsdauer von sechs Jahren einer um 30 % höheren thermischen Belastung als der ebenfalls betrachtete String „2U04_String_1“ ausgesetzt war. Eine wesentliche Ähnlichkeit der Beobachtung geht aus Abbildung 5-21 – thermische Alterung der PV-Modul Polymere – hervor. Dabei erfährt der String „1U09_String_2“ wiederum eine erhöhte Belastung im Vergleich zu String „2U04_String_1“. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine erhöhte Schädigungsrate auf eine kritische Betriebsituation der jeweiligen Komponente hinweist und als Indikator für eine mögliche Fehlergrundursache dienen kann.

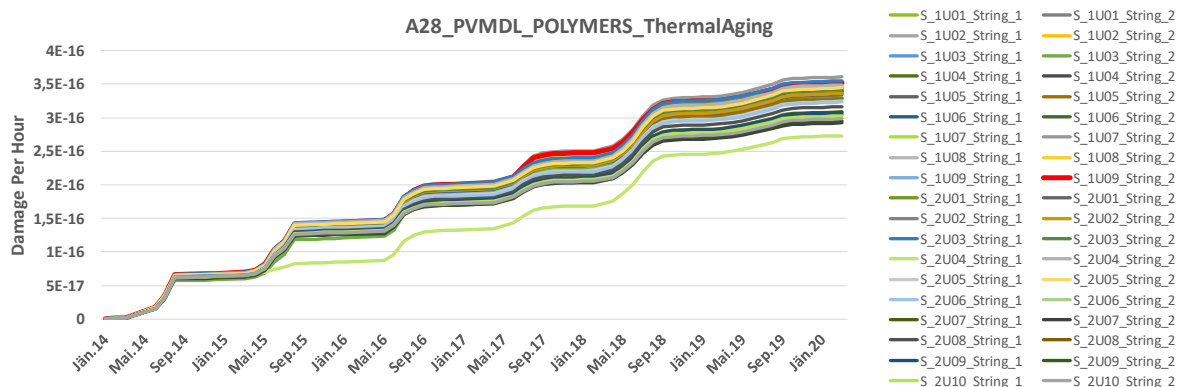


Abbildung 5-21: Schädigungssumme: Thermische Alterung der Photovoltaikmodul Polymere

Bei weiterer Betrachtung des zuvor als fehlerhaft identifizierten String „2U04_String_1“ aus Abbildung 5-19, kann geschlossen werden, dass dieser im Verhältnis zu den vergleichbaren Belastungskollektiven keine auffällig erhöhten Schädigungssummen aufweist. Eine mögliche Erklärung der detektierte Leistungsabweichung kann auf ein Produkt- oder Installationsqualitätsproblem des Strings zurückgeführt werden. Um einen alternativen Schluss zu ziehen, werden weitere Betrachtungen anhand der Auswertung zur Schädigungsrechnung der Wechselrichter herangezogen (siehe Abbildung 5-22). Aus der Betrachtung des Wechselrichtereingangs „2U04_String_1“ am Wechselrichter „2U04“ kann geschlossen werden, dass dieser im Verhältnis zu anderen Wechselrichtereingängen keine

erwähnenswerte Überbelastung erfuh. Wohingegen der Wechselrichtereingang „2U04_String_2“ eine erheblich höhere Schädigungssumme aufweist und auf eine deutliche Inhomogenität der Belastung der Wechselrichter hinweist. Ein ähnlicher Trend kann bei allen anderen Wechselrichtern ebenfalls beobachtet werden, wobei an den Wechselrichtereingängen meist Differenzen der Schädigungssummen um den Faktor 2 auftreten. Eine Erklärung der stark inhomogenen Belastung ist auf die Auslegung des Photovoltaikparks zurückzuführen. Dabei werden an einen Wechselrichter je zwei Strings angeschlossen, wobei einer der beiden Strings als Parallel-String ausgeführt ist. Somit ist der maximale Eingangsstrom des Wechselrichtereingangs „String 1“ höher ausgelegt und erfährt dementsprechend geringere thermische Belastungen.

Analysis Package	1U01_String_1	1U01_String_2	1U02_String_1	1U02_String_2	1U03_String_1	1U03_String_2	1U04_String_1	1U04_String_2	1U05_String_1	1U05_String_2	1U06_String_1	1U06_String_2	1U07_String_1	1U07_String_2	1U08_String_1	1U08_String_2	1U09_String_1	1U09_String_2	2U01_String_1
Wechselrichter (Eingang 1/2)																			
A5_TRSTRIGBT_ThermalAging	2,0E-10	4,6E-10	1,9E-10	4,8E-10	1,9E-10	4,6E-10	1,9E-10	4,5E-10	1,9E-10	4,5E-10	1,9E-10	4,7E-10	2,0E-10	4,9E-10	2,0E-10	4,8E-10	1,9E-10	4,8E-10	1,9E-10
A8_TRSTRIGBT_ThermalAging	2,3E-25	4,8E-24	2,3E-25	5,3E-24	2,3E-25	4,7E-24	2,2E-25	4,5E-24	2,3E-25	4,4E-24	2,3E-25	5,1E-24	2,4E-25	5,8E-24	2,3E-25	5,3E-24	2,3E-25	5,4E-24	2,3E-25
A1_TRSTRIGBT_TMF_THERMAGE	6,4E-16	1,0E-14	6,2E-16	1,2E-14	6,3E-16	1,1E-14	6,1E-16	9,7E-15	6,1E-16	9,4E-15	6,1E-16	1,1E-14	6,6E-16	1,2E-14	6,4E-16	1,2E-14	6,4E-16	1,1E-14	6,1E-16
A11_CONEL_Inverter_ThermalAging	3,6E-32	4,6E-31	3,5E-32	5,0E-31	3,6E-32	4,5E-31	3,5E-32	4,3E-31	3,5E-32	4,3E-31	3,5E-32	4,8E-31	3,7E-32	5,4E-31	3,6E-32	5,1E-31	3,6E-32	5,2E-31	3,5E-32
A12_CB_Corrosion	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01
A13_CAPELYT_ThermalAging	1,9E-28	8,6E-28	1,9E-28	9,1E-28	1,9E-28	8,6E-28	1,8E-28	8,2E-28	1,9E-28	8,3E-28	1,9E-28	8,9E-28	1,9E-28	9,6E-28	1,9E-28	9,3E-28	1,9E-28	9,3E-28	1,8E-28
A18_DC_RST_ThermalAging	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00
Analysis Package	2U01_String_2	2U02_String_1	2U02_String_2	2U03_String_1	2U03_String_2	2U04_String_1	2U04_String_2	2U05_String_1	2U05_String_2	2U06_String_1	2U06_String_2	2U07_String_1	2U07_String_2	2U08_String_1	2U08_String_2	2U09_String_1	2U09_String_2	2U10_String_1	2U10_String_2
Wechselrichter (Eingang 1/2)																			
A5_TRSTRIGBT_ThermalAging	4,5E-10	1,9E-10	4,6E-10	2,0E-10	4,7E-10	1,8E-10	4,7E-10	1,9E-10	4,7E-10	1,9E-10	4,4E-10	1,9E-10	4,1E-10	1,9E-10	4,3E-10	1,9E-10	4,2E-10	1,9E-10	4,2E-10
A8_TRSTRIGBT_ThermalAging	4,9E-24	2,2E-25	5,0E-24	2,4E-25	5,2E-24	1,7E-25	5,5E-24	2,2E-25	5,3E-24	2,1E-25	4,3E-24	2,0E-25	3,7E-24	2,1E-25	4,2E-24	2,0E-25	3,8E-24	2,0E-25	3,9E-24
A1_TRSTRIGBT_TMF_THERMAGE	1,0E-14	6,0E-16	1,0E-14	6,5E-16	1,1E-14	4,5E-16	1,1E-14	5,5E-16	1,1E-14	5,6E-16	8,8E-15	5,1E-16	7,3E-15	5,4E-16	8,3E-15	5,1E-16	7,4E-15	5,0E-16	7,8E-15
A11_CONEL_Inverter_ThermalAging	4,7E-31	3,4E-32	4,7E-31	3,6E-32	4,9E-31	2,7E-32	5,1E-31	3,3E-32	5,0E-31	3,3E-32	4,0E-31	3,1E-32	3,5E-31	3,2E-32	3,9E-31	3,1E-32	3,6E-31	3,1E-32	3,7E-31
A12_CB_Corrosion	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01	3,2E+01	3,1E+01
A13_CAPELYT_ThermalAging	8,6E-28	1,8E-28	8,7E-28	1,9E-28	8,9E-28	1,5E-28	9,1E-28	1,8E-28	8,9E-28	1,8E-28	7,7E-28	1,7E-28	7,1E-28	1,7E-28	7,6E-28	1,7E-28	7,2E-28	1,7E-28	7,3E-28
A18_DC_RST_ThermalAging	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00
Wechselrichter	INVERTER_1U01	INVERTER_1U02	INVERTER_1U03	INVERTER_1U04	INVERTER_1U05	INVERTER_1U06	INVERTER_1U07	INVERTER_1U08	INVERTER_1U09	INVERTER_2U01	INVERTER_2U02	INVERTER_2U03	INVERTER_2U04	INVERTER_2U05	INVERTER_2U06	INVERTER_2U07	INVERTER_2U08	INVERTER_2U09	INVERTER_2U10
A19_SEAL_ThermalAging_	2,0E-28	1,1E-28	1,7E-28	8,8E-29	1,7E-28	1,6E-28	1,7E-28	1,2E-28	6,2E-29	1,8E-28	8,5E-29	1,6E-28	1,6E-28	1,9E-28	2,0E-28	2,1E-28	2,0E-28	2,0E-28	1,5E-28
A14_CAP_ThermalAging_	1,3E-27	9,4E-28	1,4E-27	7,9E-28	1,5E-27	1,4E-27	1,5E-27	1,1E-27	6,4E-28	1,5E-27	7,6E-28	1,3E-27	1,2E-27	1,5E-27	1,6E-27	1,6E-27	1,5E-27	1,5E-27	1,2E-27
A18_AC_RST_ThermalAging_	1,4E+01	5,3E+00	1,7E+01	1,0E+01	2,8E+00	2,6E+00	6,2E+01	1,3E+01	9,6E+01	1,0E+01	1,1E+01	9,2E+00	1,6E+01	3,9E+00	1,7E+01	1,4E+01	7,1E+00	7,4E+00	9,5E+00

Abbildung 5-22: Ergebnis Schädigungsrechnung – Schädigungssummen Photovoltaik-Wechselrichter

Eine weitere Untersuchung des Wechselrichtereingangs „1U09_String_2“ verdeutlicht den Sachverhalt der inhomogenen Belastung an den Wechselrichtereingängen, hervorgerufen durch die erhöhten Schädigungssummen der leistungselektronischen Bauteile am Wechselrichtereingang 2 (siehe Abbildung 5-22). Das tatsächliche Lastgeschehen des Eingangs „1U09_String_2“ soll wiederum als Zeitverlauf am Beispiel der thermischen Alterung der IGBT-Module – „A5_TRSTRIGBT_ThermalAging“ – dargestellt werden (siehe Abbildung 5-23).

Hierbei wird der Unterschied der inhomogenen Belastung durch eine um den Faktor 10 geringere Schädigungssumme der Wechselrichtereingänge „String 1“ verdeutlicht. Zudem kann beobachtet werden, dass der String „1U09_String_2“ am Ende der Betrachtungsdauer von sechs Jahren einer um 50 % höheren thermischen Belastung als die ebenfalls betrachteten Strings ausgesetzt war, was wiederum als möglicher Indikator für eine Fehlergrundursache dienen kann.

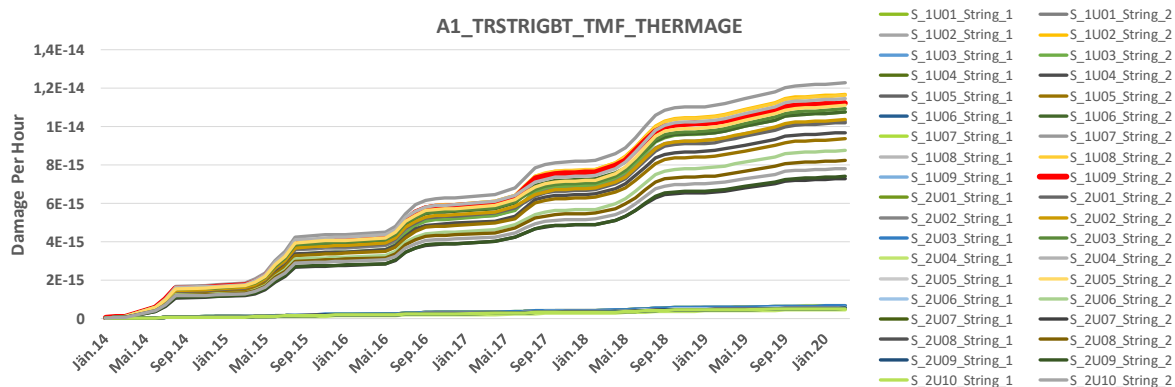


Abbildung 5-23: Schädigungssumme: Thermische Alterung der IGBT-Module

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass anhand der vorgestellten Methodik der Schädigungsrechnung das tatsächliche Lastgeschehen in Photovoltaikparks aufgezeigt werden kann. Besonders bei der übersichtlichen Betrachtung der Schädigungssummen aus Abbildung 5-19 und Abbildung 5-22, wird die Inhomogenität der Belastung innerhalb von Photovoltaikparks verdeutlicht. Insbesondere die Strings „2U04“-„2U10“ weisen aufgrund ihrer unterschiedlichen Modulorientierung im Photovoltaikpark geringere Schädigungssummen auf.

Folglich kann nach der Abweichungsdetektion des PI von String „1U09_String_2“ anhand des physikalischen Systemmodells und der Untersuchung des Belastungsausmaßes mittels der Schädigungsrechnung auf folgende Fehlergrundursachen hingewiesen werden: Thermische Alterung der Photovoltaik-Kabelverbinder, Photodegradation oder Hydrolyse-Alterung der Photovoltaikmodule. Zudem müssen die thermisch induzierten Fehlermechanismen der leistungselektronischen Bauteile „IGBT“ und „Kondensatoren“ sowie der Anschlussklemmen der Kandidatenliste hinzugefügt werden. Darüber hinaus können auf Basis der Schädigungsrechnung für den String „2U04_String_1“ keine eindeutigen Fehlermechanismen der Photovoltaikmodule der detektierten Leistungsabnahme zugeordnet werden; lediglich die thermische Alterung der Wechsellspannungseingänge kann in Betracht gezogen werden. Die detektierte Performance-Abweichung kann somit auf Qualitätsmängel der Modulinstallation oder -fertigung zurückgeführt werden kann.

Um schlussendlich konkrete Handlungsempfehlungen für die modellbasierte Fehleridentifikation und Fehlerkandidaten-Findung abzugeben, bedarf es Befundungen auf mögliche Symptome – die mit dem Ausfallgeschehen einhergehen – vor Ort durch eine/n Servicetechniker/-in. Eine Befundung erlaubt die Fehlerkandidaten auf eine minimale Anzahl zu begrenzen und ermöglicht schließlich konkrete Handlungsvorschläge.

6 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Zur Beantwortung der Forschungsfrage von möglichst effizienter Energiewandlung in Photovoltaikanlagen gilt es, Leistungseinbußen aufgrund von plötzlich auftretenden Fehlern in der Anlage oder graduellen Verschlechterungen in der Anlagenperformance zu verhindern, indem Fehlerursachen zuverlässig und schnell identifiziert werden. Eine Identifikation von Fehlern erfordert ein Referenzabbild einer Photovoltaikanlage im fehlerfreien Zustand. Dieser Zustand wurde im Zuge der vorliegenden Arbeit als dynamisches Referenzabbild – „digitaler Sensor“ – zur Anwendung in Anlagenüberwachungen modelliert. Dazu wurde das physikalische Verhalten einer Photovoltaikanlage unter aktuellen Einstrahlungs- und Temperaturwerten in der Simulationsumgebung Simulink implementiert und simuliert.

Das Ableiten eines Regressionsmodells aus dem physikalischen Systemmodell ermöglichte eine datengetriebene Zeitreihenanalyse eines Photovoltaiksystems zur Erkennung von plötzlich auftretenden Fehlern und graduellen Leistungsabnahmen. So konnten etwa anhand der „Performance Indikator“ Auswertung, Ausreißer der Photovoltaikstring-Leistung identifiziert werden.

Zur korrekten Identifizierung von kritischen Systemkomponenten und dem Ausmaß der Belastung wurden Analysen auf Basis der Schädigungsphysik angewandt. Dazu wurde eine theoretische Schadensakkumulation, die die Belastung eines Systems und somit die Fehlerwahrscheinlichkeit darstellt, anhand von White-Box-Modellen in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen errechnet. Hinsichtlich einer möglichen Fehlerdiagnose konnte nach der Untersuchung der Schädigungssummen in Kapitel 5.3 eine Auswahl an möglichen Kandidaten der Fehlergrundursache getroffen werden. Wie in Kapitel 5.3 erwähnt, weisen erhöhte Schädigungsraten auf kritische Betriebssituation der jeweiligen Komponente hin und können als Indikator für eine mögliche Fehlergrundursache dienen. Da die Schädigungssummen allein noch keine Fehlerwahrscheinlichkeit darstellen, sondern vielmehr die Belastung von Komponenten, muss für eine absolute Treffersicherheit der Diagnose der Schwellwert der Schädigungssumme ab dem Fehlereintritt bekannt sein. Dies erfordert entweder das Wissen über Ausfallraten der Komponenten oder Erfahrungswerte von ExpertInnen. Somit gelten die Untersuchungen und Diagnoseauswahlen vielmehr als Handlungsempfehlung und nicht als 100 %-ige Treffersicherheit der Fehlergrundursache.

Die in dieser Arbeit vorgestellten Empfehlungen der potenziellen Fehlerkandidaten sollen im Zuge des weiteren Verlaufes des OptPV4.0-Forschungsprojektes von dem betroffenen Photovoltaikanlagenbetreiber vor Ort untersucht und durch ein Feedback der Befundung validiert werden. Infolgedessen kann eine Treffersicherheit der aufgezeigten modellbasierten

Fehleridentifizierung sowie Fehlerdiagnose auf Basis von den Photovoltaik Zeitreihendaten abgegeben werden.

Abschließend kann gesagt werden, dass das in dieser Arbeit aufgezeigte integrierte Konzept der modellbasierten Fehleridentifikation und -diagnose als Grundstein für intelligente präventive und prädiktive Instandhaltung – die weit über die derzeit verfügbaren starren Wartungsintervalle und Pannenwartungen in der Photovoltaikbranche hinausgehen – herangezogen werden kann. Demnach ist es möglich, die vorgestellte Methodik in Expertensystemen zu integrieren. Dabei soll die Nutzung von modellbasierten Fehlerdiagnosen auf Basis von lernfähigen Expertensystemen gesamtheitlich als fortlaufender Kreisprozess verstanden werden. Infolge einer laufenden Bedienung und durch Rückmeldungen von ExpertInnen und/oder ServicetechnikerInnen, kann eine zunehmende Treffersicherheit der Ursachenfindung und somit Automatisierung der Fehlerdiagnose und Entscheidungsfindung ermöglicht werden. Dieses Ziel soll durch kontinuierliche Servicerückmeldungen in Form von Adaptionen des Domänenwissens und der Befundungsmethoden in Wissensdatenbanken erreicht werden. Gesamtheitlich ermöglichen detektierte Systemabweichungen und die intelligente Verknüpfung mit der Fehlerursache eine rechtzeitige Fehlerbehebung und geben PhotovoltaikparkbetreiberInnen die Möglichkeit, Ausfallszeiten durch zustandsbasierte Wartungsstrategien auf ein Minimum zu reduzieren.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS; BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Die österreichische Klima- und Energiestrategie* (2018)
- [2] SCHMELA, Michael: *SolarPower Europe EU Market Outlook*. 2020
- [3] MERTENS, Konrad: *Photovoltaik : Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis ; mit 31 Tabellen*. München : Fachbuchverl. Leipzig im Carl-Hanser-Verl., 2011
- [4] WESSELAK, Viktor (Hrsg.); SCHABBACH, Thomas (Hrsg.); LINK, Thomas (Hrsg.); FISCHER, Joachim (Hrsg.): *Regenerative Energietechnik*. 2., erw. u.vollst. neu bearb. Aufl. 2013. Berlin, Heidelberg, s.l. : Springer Berlin Heidelberg, 2013
- [5] WAGNER, Andreas: *Photovoltaik Engineering : Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. 2., bearbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006 (VDI-Buch)
- [6] ALRAHIM SHANNAN, Nahla Mohamed Abd ; YAHAYA, Nor Zaihar ; SINGH, Balbir: Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison. In: *2013 IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering* : IEEE, 2013 - 2013, S. 210–214
- [7] TEODORESCU, Remus ; LISERRE, Marco ; RODRÍGUEZ, Pedro: *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. Piscataway N.J., Chichester West Sussex, Hoboken N.J. : IEEE; Wiley, 2011
- [8] OBEIDAT, Firas ; SHUTTLEWORTH, roger: *PV Inverters Reliability Prediction*. In: *World Applied Sciences Journal* 35 (2) (2017), S. 275–287
- [9] SCHRÖDER, Dierk: *Leistungselektronische Schaltungen : Funktion, Auslegung und Anwendung*. 3. Aufl. 2012. überarb. und erw. Berlin, Heidelberg : Springer, 2012 (Springer-Lehrbuch)
- [10] JOGA RAO, G. ; SHRIVASTAVE S.K.: *Comparative Analysis of Perturb-and-Observe and Incremental Conductance MPPT Techniques for Solar PV Array*. In: *INTERNATIONAL JOURNAL OF INNOVATIVE RESEARCH IN ELECTRICAL, ELECTRONICS, INSTRUMENTATION AND CONTROL ENGINEERING* 2 (2014), Nr. 12, S. 2302–2309

- [11] RHAMAN, Wazedur ; BATHINA, Chaitanya ; KARTHIKEYAN, V.: *Comparative Analysis of Developed Incremental Conductance (IC) and Perturb & Observe (P&O) MPPT Algorithm for Photovoltaic Applications*
- [12] AKORO, Edjadessamam et al: *Differents topologies of three-phase grid connected inverter for photovoltaic systems, a review*. In: *Sciences Appliquées et de l'Ingénieur 2* (2017), Nr. 2, S. 33–41
- [13] SCHAFFARCZYK, Alois: *Einführung in die Windenergietechnik*. 1. Aufl. s.l. : Carl Hanser Fachbuchverlag, 2012
- [14] NANDURKAR, Sangita R. (Hrsg.); RAJEEV MINI (Hrsg.): *Design and Simulation of three phase Inverter for grid connected Photovoltaic systems*, 2012
- [15] WU, Bin (Hrsg.); LANG, Yongqiang (Hrsg.); ZARGARI, Navid (Hrsg.); KOURO, Samir (Hrsg.): *Power conversion and control of wind energy systems*. Hoboken : Wiley IEEE Press, 2011 (IEEE Press series on power engineering 74)
- [16] GARCÍA MÁRQUEZ, Fausto Pedro (Hrsg.): *Fault detection, diagnosis and prognosis*. London : IntechOpen, 2020
- [17] BOSMAN, Lisa B. ; LEON-SALAS, Walter D. ; HUTZEL, William ; SOTO, Esteban A.: *PV System Predictive Maintenance: Challenges, Current Approaches, and Opportunities*. In: *Energies 13* (2020), Nr. 6, S. 1398
- [18] DALIENTO, S. ; CHOUDER, A. ; GUERRIERO, P. ; PAVAN, A. Massi ; MELLIT, A. ; MOEINI, R. ; TRICOLI, P.: *Monitoring, Diagnosis, and Power Forecasting for Photovoltaic Fields: A Review*. In: *International Journal of Photoenergy 2017* (2017), S. 1–13
- [19] RAUSAND, Marvin ; HØYLAND, Arnljot: *System reliability theory : Models, statistical methods, and applications*. 2. ed. Hoboken, NJ : Wiley-Interscience, 2004 (Wiley series in probability and statistics Applied probability and statistics)
- [20] PÉREZ ALVAREZ, Gustavo: *Real-Time Fault Detection and Diagnosis Using Intelligent Monitoring and Supervision Systems*. In: GARCÍA MÁRQUEZ, Fausto Pedro (Hrsg.): *Fault detection, diagnosis and prognosis*. London : IntechOpen, 2020
- [21] GRAY, Christopher S. ; WATSON, Simon J.: *Physics of Failure approach to wind turbine condition based maintenance*. In: *Wind Energy 13* (2010), Nr. 5, S. 395–405
- [22] VARDE, P. V.: *Physics-of-Failure Based Approach for Predicting Life and Reliability of Electronics Components*. In: *Barc Newsletter* (2010), Nr. 313, S. 38–46
- [23] CHRISTIANSEN, Jens: *SolarPower Europe O&M report*

- [24] BESNARD, François: *On optimal maintenance management for wind power systems*. Stockholm : KTH Royal Institute of Technology, 2013 (TRITA-EE)
- [25] WANG, Huai ; MA, Ke ; BLAABJERG, Frede: Design for reliability of power electronic systems. In: *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society* : IEEE, 2012 - 2012, S. 33–44
- [26] FISCHER, Katharina ; STALIN, Thomas ; RAMBERG, Hans ; THIRINGER, Torbjörn ; WENSKE, Jan ; KARLSSON, Robert: *Investigation of converter failure in wind turbines : A pre-study*. In: *Elforsk report 12:58* (2012)
- [27] ALI, Mohamed Hassan ; RABHI, Abdelhamid ; HAJJAJI, Ahmed El ; TINA, Giuseppe M.: *Real Time Fault Detection in Photovoltaic Systems*. In: *Energy Procedia* 111 (2017), S. 914–923
- [28] BENEDETTI, Massimiliano Benedetti ; LEONARDI, Fabio ; MESSINA, Fabrizio ; SANTORO, Corrado ; VASILAKOS, Athanasios: *Anomaly detection and predictive maintenance for photovoltaic systems*. In: *Neurocomputing* 310 (2018), S. 59–68
- [29] WANG, Ke-Sheng ; SHARMA, Vishal S. ; ZHANG, Zhen-You: *SCADA data based condition monitoring of wind turbines*. In: *Advances in Manufacturing* (2014), Nr. 2, S. 61–69 – Überprüfungsdatum 2017-09-02
- [30] GRAY, Christopher S. ; KOITZ, Roxane ; PSUTKA, Siegfried ; WOTAWA, Franz: *An Abductive Diagnosis and Modeling Concept for Wind Power Plants*. 2015
- [31] KOITZ, Roxane ; WOTAWA, Franz: *From Theory to Practice: Model-Based Diagnosis in Industrial Applications*. In: *Annual Conference of the Prognostics and Health Management Society* (2015) – Überprüfungsdatum 2017-09-02
- [32] VILLALVA, M. G. ; GAZOLI, J. R. ; FILHO, E. R.: *Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays*. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 24 (2009), Nr. 5, S. 1198–1208
- [33] ANITHA, D. ; UTHRA, R. ; KALAIARASI, N.: *Simulation of Grid-connected Photovoltaic System with Real and Reactive Power Control*. In: *International Journal of Recent Technology and Engineering (IJRTE)* 8 (2019), 1S4, S. 545–550
- [34] REZNIK, A. ; GODOY SIMÕES, M. ; AL-DURRA, Ahmed ; MUYEEN, S. M.: *LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid Interconnected Systems*

- [35] SAYED, A. ; EL-SHIMY, M. ; EL-METWALLY, M. ; ELSHAHED, M.: *Reliability, Availability and Maintainability Analysis for Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems*. In: *Energies* 12 (2019), Nr. 7, S. 1213
- [36] GOLNAS, Anastasios: *PV System Reliability: An Operator's Perspective*. In: *IEEE Journal of Photovoltaics* 3 (2013), Nr. 1, S. 416–421
- [37] KÖNTGES, Marc: *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*
- [38] HALWACHS, M. ; NEUMAIER, L. ; VOLLERT, N. ; MAUL, L. ; DIMITRIADIS, S. ; VORONKO, Y. ; EDER, G. C. ; OMAZIC, A. ; MÜHLEISEN, W. ; HIRSCHL, Ch. ; SCHWARK, M. ; BERGER, K. A. ; EBNER, R.: *Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones*. In: *Renewable Energy* 139 (2019), S. 1040–1060
- [39] KULKARNI, Chetan ; CELAYA, Jos´e R. ; GOEBEL, Kai ; BISWAS GAUTAM: *Physics Based Electrolytic Capacitor Degradation Models for Prognostic Studies under Thermal Overstress*. In: *European Conference of the Prognostics and Health Management Society* (2012)
- [40] PEDERSEN, K. B. ; PEDERSEN, K.: *Bond wire lift-off in IGBT modules due to thermomechanical induced stress*. In: *2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)* : IEEE, 2012 - 2012, S. 519–526
- [41] SANGWONGWANICH, Ariya ; YANG, Yongheng ; SERA, Dezso ; BLAABJERG, Frede: *Mission Profile-Oriented Control for Reliability and Lifetime of Photovoltaic Inverters*. In: *2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 -ECCE Asia)* : IEEE, 2018 - 2018, S. 2512–2518
- [42] SANGWONGWANICH, Ariya (Hrsg.); SHEN, Yanfeng (Hrsg.); CHUB, Andrii (Hrsg.); LIIVIK, Elizaveta (Hrsg.); VINNIKOV, Dmitri (Hrsg.): *Mission Profile-based Accelerated Testing of DC-link Capacitors in Photovoltaic Inverters* : IEEE Press, 2019 (2019)
- [43] KAAYA, Ismail ; KOEHL, Michael ; MEHILLI, Amantin Panos ; CARDONA MARIANO, Sidrach de ; WEISS, Karl Anders: *Modeling Outdoor Service Lifetime Prediction of PV Modules: Effects of Combined Climatic Stressors on PV Module Power Degradation*. In: *IEEE Journal of Photovoltaics* (2019), S. 1–8
- [44] LINDIG, Sascha ; KAAYA, Ismail ; WEIS, Karl-Anders ; MOSER, David ; TOPIC, Marko: *Review of Statistical and Analytical Degradation Models for Photovoltaic Modules and Systems as Well as Related Improvements*. In: *IEEE Journal of Photovoltaics* 8 (2018), Nr. 6, S. 1773–1786

- [45] NDIAYE, Ababacar ; CHARKI, Abdérafi ; KOBİ, Abdessamad ; KÉBÉ, Cheikh M.F. ; NDIAYE, Pape A. ; SAMBOU, Vincent: *Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review*. In: *Solar Energy* 96 (2013), S. 140–151
- [46] KÖNTGES, Marc ; KURTZ, Sarah ; PACKARD, Corinne ; JAHN, Ulrike ; BERGER, Karl A. ; KATO, Kazuhiko: *Performance and reliability of photovoltaic systems : Subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules : IEA PVPS task 13 : external final report IEA-PVPS*. Sankt Ursen : International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2014
- [47] OWEN-BELLINI, Michael ; ZHU, Jiang ; BETTS, Thomas R. ; GOTTSCHALG, Ralph: *Thermo-mechanical Stresses of Silicon Photovoltaic Modules*. In: *13th Photovoltaic Science, Application and Technology Conference* (2017)
- [48] EDER, Gabriele C. ; VORONKO, Yuliya ; ORESKI, Gernot ; MÜHLEISEN, Wolfgang ; KNAUSZ, Marlene ; OMAZIC, Antonia ; RAINER, Alois ; HIRSCHL, Christina ; SONNLEITNER, Horst: *Error analysis of aged modules with cracked polyamide backsheets*. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 203 (2019), S. 110194
- [49] OWEN-BELLINI, Michael ; HACKE, Pete ; SPATARU, Sergiu Viorel ; MILLER DAVID C.: *Combined-Accelerated Stress Testing for Advanced Reliability Assessment of Photovoltaic Modules*. In: *35th European PV Solar Energy Conference and Exhibition* (2018)

8 ANHANG

8.1 MATLAB-Algorithmus MPPT – Differentieller Leitwert

```

function D=MPPT_IC(V_PV, I_PV)

    Dinit = 0.1;           %Initial value for D output
    Dmax = 0.67;          %Maximum value for D
    Dmin = 0.001;         %Minimum value for D
    deltaD = 0.0002;      %Increment value used to increase/decrease the duty cycle D
    Vtol = 0.005;
    Itol = 0.005;
    persistent vold PolD Dold Iold;

    if isempty(vold)
        vold=0;
        PolD=0;
        Iold=0;
        Dold=Dinit;
    end

    P= V_PV*I_PV;
    dV= V_PV - vold;
    dP= P - PolD;
    dI= I_PV - Iold;

    if abs(dV) < Vtol
        if dI>Itol
            %dI>0 = increase voltage,
            %lower duty cycle means higher voltage
            D=Dold - (deltaD);
        elseif dI < - Itol
            D=Dold + (deltaD);      %dI>0 = decrease voltage
        else
            D=Dold;
        end
    else
        if dI/dV>-I_PV/V_PV
            D=Dold - (deltaD);      %if dI/dV>-I/V = increase voltage
        elseif dI/dV<-I_PV/V_PV
            D=Dold + (deltaD);      %if dI/dV<-I/V = decrease voltage
        else
            D=Dold;
        end
    end

    if D >= Dmax || D<= Dmin
        D=Dold;
    end

    Dold=D; vold=V_PV; PolD=P; Iold=I_PV;
end

```

8.2 MATLAB-Algorithmus LCL-Filter Parametrisierung

```

wsw = 2*pi*f_Inv;           % f_Inv = Schaltfrequenz Inverter

%1. Basis Induktivität und Kapazität
Zb = VLL^2/Pn;
    % VLL = Line-Line Spannung Inverter Ausgang
    % Pn = Nennleistung Wechselrichter
Cb = 1/(2*pi*fg*Zb);
    % fg = Netzfrequenz

% Max wert aller Spulen, LTmax = L1+L2 = 10%*LTbase
LTbase = Zb/(2*pi*fg);
LTmax = 0.1*LTbase;

%10% Stromripple für L1
Imax = Pn*sqrt(2)/(3*vph);
    % Vph = Phasenspannung Ausgang Wechselrichter

dImax = Imax*0.03;
L1 = vdc/(6*f_Inv*dImax);

% Kapazität = 5% der Basis Kapazität
Cf = Cb*0.05;

Cf_d = Cf/3;           % /3 für Dreieckschaltung

% ka = Dämpfungsfaktor
ka = 0.29;
fres = 1;
    % Initiale Resonanzfrequenz
Q = 1;
    % Initiale Güte
% Bedinnung für fres: 10*fg < fres < 0.5fsw
while (((fres < (10*fg)) || (fres > (0.5*f_Inv))))==1

    L2 = (sqrt(1/ka^2)+1)/(Cf*wsw^2);
    %L2 = L1;
    XL2 = L2*2*pi*fg/30;
    XL1 = L1*2*pi*fg/30;
    wres = sqrt((L1+L2)/(L1*L2*Cf));

    Rf = 1/(3*wres*Cf);
        % Dämpfungswiderstand Kondensator
    Rf_d = Rf*3;
        % Mal 3 für Dreieckschaltung

    fres = wres/(2*pi);

    Q = sqrt((L1+L2)/Cf_d)/(XL1+XL2+Rf_d);
    %Güte muss in einem Bereich von 20-120 liegen

    ka = ka+.01;
end

```

8.3 MATLAB-Modellparameter Photovoltaiksystem

```
%%Wechselrichter Kenngrößen
% U_DC_MAX = 1000V, MPP_MAX = 800V
% U_DC_MIN = 150V, MPP_MIN = 150V
% I_DC_MAX = 16A
% DC_MIN = 200V = Start voltage feed in
% P_DC_MAX = 10kw
% P_AC_MAX = 5kw
% I_AC = 7,2 A
% U_AC = 400/230 V
```

Photovoltaikmodule Parameter

```
Module = 20;           %20*240 = 4800W P_DC < 5000W P_AC
Strings = 1;
Ns=60*Module;

% STC Datenblattwerte
Voc = 37.33*Module;   %Leerlaufspannung
Isc = 8.78;           %Kurzschlussstrom
Vmp = 29.87*Module;   %MPP Spannung
Imp = 8.04;           %MPP Strom
P_mpp_ex = Vmp*Imp;   %Maximalleistung
Kv=-0.114;            %Spannungstemperaturkoeffizient [V/K]
Kv_rel = Kv/(Voc/Module); %Hochrechnung auf Stringebene
Kv = Kv_rel*Voc;      %Spannungstemperaturkoeffizient String [V/K]
Ki=4.1e-3;            %Current/temperature coefficient [A/K]

Rp = 2598.9;          %Aus Iterativer Berechnung
Rs = 4.38;            %Aus Iterativer Berechnung

G_ref = 1000;         %Referenz Einstrahlleistung w/m2 (STC)
T_ref = 298.15;      %Referenz Zelltemperatur K (STC)

k=1.380649e-23;      %Boltzmannkonstante [J/K] https://physics.nist.gov/cgi-bin/cuu/Value?k 30.9.19
q=1.602176634e-19;   %Elektronenladung [C] https://physics.nist.gov/cgi-bin/cuu/Value?q | search\_for=electron+charge 30.09.19
A=1.3;               %Idealitätsfaktor polykristallines -Si
Eg = 1.12;           %Bandlückenenergie (eV)

G_act = 1000;        %Einstrahlleistung w/m2
T_act = 25;          %Aktuelle Temperatur °C
```

Wechselrichter Parameter

```
fg = 50;              %Netzfrequenz Hz
F_Nom = fg;
Ts = 1e-6; %Systemzeitkonstante (s), %Je kürzer die Zeitkonstante, desto genauer ist die PWM
Ts_contr=10*Ts;      % Regelsystem Zeitkonstante (s):
f_DCDC = 5000;       %Schaltfrequenz Hochsetzsteller
```

Anhang

```
f_Inv = 5000;           %Schaltfrequenz Wechselrichter

VLL = 397.5;           %Aussenleiterspannung Wechselrichterausgang
Vph = VLL/sqrt(3);     %Phasenspannung Wechselrichterausgang
Pn = 5e3;              %Nominelle Ausgangsleistung

Vdc = Vmp;             %DC Spannung für Eingeschwungenen DC-Kreis
V_DC_RMS = VLL*sqrt(2); %Maximale DC-Spannung
```

Hochsetzsteller Parameter

```
L_DCDC = 0.08;         %H
RL_DCDC = 0.001;       %Ohm

C_DCDC_OUT = 0.009;    %F
R_DCDC_OUT = 0.001333; %Ohm

RC_BOOST_IN = 10;      %Ohm, Hoher Wert für geringen Stromfluss
C_BOOST_IN = 5e-3;     %F

tau = 1e-4;           %Zeitkonstante Park-Transformation
DC = 0.5;              %Initial duty cycle

%%Wechselrichter
%IGBT
Ron_IGBT = 1e-3;       %Innenwiderstand Ohm
Rs_IGBT = 1e6;         %Dämpfungswiderstand Ohm
```

LCL Filter Design

```
wsw = 2*pi*f_Inv;      % f_Inv = Schaltfrequenz Inverter

%1. Basis Induktivität und Kapazität
Zb = VLL^2/Pn;
% VLL = Aussenleiterspannung Inverter Ausgang
% Pn = Nennleistung Wechselrichter
Cb = 1/(2*pi*fg*Zb);
% fg = Netzfrequenz

% Max wert aller Spulen, LTmax = L1+L2 = 10%*LTbase
LTbase = Zb/(2*pi*fg);
LTmax = 0.1*LTbase;

%10% Stromripple für L1
Imax = Pn*sqrt(2)/(3*vph); % Vph = Phasenspannung Ausgang Wechselrichter

dImax = Imax*0.03;
L1 = Vdc/(6*f_Inv*dImax);

% Kapazität = 5% der Basis Kapazität
Cf = Cb*0.05;

Cf_d = Cf/3;          % /3 für Dreieckschaltung

% ka = Dämpfungsfaktor
```

```
ka = 0.29;
fres = 1;      % Initiale Resonanzfrequenz
Q = 1;        % Initiale Güte

% Bedingung für fres:  $10 \cdot f_g < f_{res} < 0.5 \cdot f_{sw}$ 
while (((fres < (10*fg)) || (fres > (0.5*f_Inv))))==1

    L2 = (sqrt(1/ka^2)+1)/(Cf*ws^2);
    %L2 = L1;
    XL2 = L2*2*pi*fg/30;
    XL1 = L1*2*pi*fg/30;
    wres = sqrt((L1+L2)/(L1*L2*Cf));

    Rf = 1/(3*wres*Cf); % Dämpfungswiderstand Kondensator
    Rf_d = Rf*3;      % Mal 3 für Dreieckschaltung

    fres = wres/(2*pi);

    Q = sqrt((L1+L2)/Cf_d)/(XL1+XL2+Rf_d); %Güte muss in einem Bereich von 20-120 liegen

    ka = ka+.01;
end
```

Regelparameter

```
Kp_VDC = 300; %Kp Spannungsregelung
Ki_VDC = 2000; %Ki Spannungsregelung

PI_DC_max = 1; %Maximale Aussteuerung PI Regler
PI_DC_min = -1; %Minimale Aussteuerung PI Regler

Kp_IAC = 1.113; %Kp Stromregelung
Ki_IAC = 400; %Ki Stromregelung
%Parameter für Vorsteuerung in Stromregelstrecke
R_RL_pu = XL1/Zb + XL2/Zb;% + (VLL^2/Pn)/Zb;
L_RL_pu = L1/LTbase + L2/LTbase;

%PLL PID Regelparameter
Kp_PLL = 180;
Ki_PLL = 320; %old = 400
Kd_PLL = 1;

%Umrechnung in Pu für Parktransformation
V_abc_grid_pu = 1/(VLL*sqrt(2));
I_abc_grid_pu = 1/(Imp*sqrt(2)*Strings); %old = (VLL*sqrt(3)/Pn)/sqrt(2)

%Aussteuergrenzen PI-Regler Stromregelung
PI_max = 1.5;
PI_min = -1.5;
```