

# Quantifizierende Elektrolumineszenz für Silizium-Solarzellen und -module

Von der Fakultät Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines  
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

**Timo Daniel Kropp**

geboren in Filderstadt

Hauptberichter: Prof. Dr. rer. nat. habil. J. H. Werner  
Mitberichter: Prof. Dr. J. Anders

Tag der Einreichung: 18. Januar 2019  
Tag der mündlichen Prüfung: 19. Juli 2019



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>1</b>
<b>Abstract</b>	<b>3</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>5</b>
1.1 Motivation . . . . .	5
1.2 Aufbau der Arbeit . . . . .	8
<b>2 Grundlagen</b>	<b>9</b>
2.1 Elektrisches Modell für Silizium-Solarzellen . . . . .	9
2.2 pn-Übergang . . . . .	11
2.3 Rekombinationsprozesse . . . . .	13
2.3.1 Strahlende Rekombination . . . . .	14
2.3.2 Auger-Rekombination . . . . .	14
2.3.3 Shockley-Read-Hall-Rekombination . . . . .	15
2.3.4 Effektive Ladungsträgerlebensdauer . . . . .	16
2.3.5 Quasistationäre Leerlaufspannung . . . . .	18
2.4 Elektrolumineszenz . . . . .	20
2.4.1 Stationäre Lumineszenz . . . . .	20
2.4.2 Transiente Lumineszenz . . . . .	21
2.4.3 Ortsauflösende Messungen . . . . .	23
2.4.4 Lumineszenz bei Tageslicht . . . . .	27
<b>3 Bildgebende Messung der Ladungsträgerlebensdauer in Solarzellen</b>	<b>29</b>
3.1 Modulierte Elektrolumineszenz . . . . .	30
3.1.1 Theoretisches Konzept . . . . .	30

3.1.2	Abfallende Lumineszenz bei freier Rekombination . . . . .	35
3.1.3	Abfallende Lumineszenz bei Ladungsträgerextraktion . . . . .	35
3.1.4	Differenzintensität . . . . .	37
3.2	Experimentelle Evaluation . . . . .	39
3.2.1	Versuchsaufbau . . . . .	40
3.2.2	Pulsgeneration und -auswertung . . . . .	41
3.2.3	Auswertung der transienten Lumineszenz . . . . .	45
3.2.4	Speicherzeit . . . . .	46
3.2.5	Vergleich mit optischer Generation . . . . .	48
3.2.6	Ortsauflösende Messung . . . . .	49
3.2.7	Integrationszeit . . . . .	53
3.3	Diskussion . . . . .	55
<b>4</b>	<b>Quantifizierung der Leistungsverluste</b>	
	<b>defekter Photovoltaikmodule</b>	<b>57</b>
4.1	Analytische Beschreibung . . . . .	58
4.1.1	Zwei-Bild-Methode für lokale Serienwiderstände (2Bs) . . . . .	59
4.1.2	Ein-Bild-Methode für Parallelwiderstände (1Bp) . . . . .	65
4.1.3	Ein-Bild-Methode für lokale Serienwiderstände (1Bs) . . . . .	66
4.1.4	Extraktion charakteristischer Werte aus dem Datenblatt . . . . .	67
4.2	Quantifizierung von Moduldefekten . . . . .	70
4.2.1	Segmentierungsverfahren . . . . .	71
4.2.2	Modulsimulation . . . . .	72
4.2.3	Parameterstudie . . . . .	74
4.3	Experimentelle Evaluation . . . . .	79
4.3.1	Minimodul zur Nachbildung von Defekten . . . . .	80
4.3.2	Nachbildung von Serienwiderstandsdefekten . . . . .	81
4.3.3	Nachbildung von Parallelwiderstandsdefekten . . . . .	88
4.3.4	Mechanische Moduldefekte . . . . .	92
4.3.5	Kalibrierung der Simulation . . . . .	97
4.3.6	Moduldefekte bei mechanischer Belastung . . . . .	99
4.3.7	Anwendung der 1Bs-Methode . . . . .	104
4.3.8	Anwendung der 1Bp-Methode . . . . .	106
4.4	Diskussion . . . . .	109

---

<b>5</b>	<b>Ausblick</b>	<b>111</b>
<b>A</b>	<b>Herleitungen</b>	<b>113</b>
A.1	Differenzintensitätsbild . . . . .	113
A.2	Kalibrierungsfaktor aus Referenzzelle . . . . .	114
<b>B</b>	<b>Ergänzende Daten</b>	<b>117</b>
B.1	Datenblatt Chinalight CLS-230P . . . . .	117
B.2	Modul für Parameterstudie . . . . .	118
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>119</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>131</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>133</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>137</b>
	<b>Veröffentlichungen</b>	<b>145</b>
	<b>Danksagung</b>	<b>147</b>



# Zusammenfassung

Diese Arbeit präsentiert zwei neue Messmethoden auf Basis der Elektrolumineszenz zur Charakterisierung von Solarzellen und -modulen. Beide Methoden nutzen die Strominjektion, um ein Lumineszenzbild zu quantifizieren. Der Unterschied zwischen den Methoden besteht in der zeitlichen Variation der Strominjektion bzw. Stromextraktion.

Bei der gepulsten Strominjektion sowie -extraktion hängt der zeitliche Verlauf der resultierenden Elektrolumineszenz von der effektiven Ladungsträgerlebensdauer in der untersuchten Solarzelle ab. Die eingeführte analytische Beschreibung der normierten periodischen Intensitätsdifferenz zwischen *zwei unterschiedlich strommodulierten Lumineszenzbildern* ist unabhängig von der Belichtungszeit der Bildaufnahme. Durch lange Belichtungszeiten mit mehr als 300 Sekunden ist zudem keine Synchronisation zwischen der Bildaufnahme und der im Mikrosekundenbereich stattfindenden Strommodulation notwendig. Damit vereinfacht sich das Messsystem grundlegend. Die zur Aufnahme der Lumineszenz notwendigen Kameras sind nicht mehr über die Belichtungszeit an das Messprinzip gekoppelt und eine hochortsauflösende Messung der Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  wird möglich. Die neuartige Methode misst die effektive Ladungsträgerlebensdauer in einem Lumineszenzbild bzw. Lebensdauerbild mit mehr als 8 Megapixeln örtlicher Auflösung. Der experimentelle Vergleich zwischen Referenzmessungen mit einem Hochgeschwindigkeits-Photodetektor und der direkten Auswertung des zeitlichen Verlaufs der Lumineszenz ergibt eine relative Abweichung  $\epsilon_{\tau} = 4...8\%$ .

Bei der zeitlich konstanten Strominjektion ist die Amplitude der Lumineszenzintensität zusätzlich durch den lokalen Serienwiderstand bzw. Parallelwiderstand einer Solarzelle bestimmt. Die zweite entwickelte Methode dieser Arbeit ist in der Lage, Leistungsverluste von Photovoltaikmodulen durch mechanische Defekte sowie potentialinduzierte Degradation anhand *eines einzelnen Lumineszenzbildes* quantita-

tiv zu bewerten. Der durch einen Defekt hervorgerufene Leistungsverlust gegenüber der ursprünglich nach dem Datenblatt verfügbaren Leistung wird präzise vorhergesagt. Für die Leistungsvorhersage transformiert die Methodik das Lumineszenzbild in ein Bild der lokalen Serien- bzw. Parallelwiderstände. Anschließend berechnet ein semi-analytisches Simulationsverfahren die resultierende Strom-Spannungskennlinie des defekten Moduls. Die experimentell bestimmte mittlere relative Abweichung  $\bar{\epsilon}_{\text{mpp}}$  zwischen der Leistungsvorhersage eines defekten Photovoltaikmoduls und seiner gemessenen elektrischen Leistung ist dabei  $\bar{\epsilon}_{\text{mpp}} < 3\%$ . Diese Abweichung liegt im Rahmen der in der Praxis zu erwartenden Messunsicherheit von herkömmlichen Strom-Spannungskennlinienmessungen.

# Abstract

This work presents two new measurement methods based on electroluminescence for characterization of solar cells and modules. Both methods use current injection to quantify a luminescence image. The distinction between the methods is the temporal variation of current injection or current extraction.

In the case of pulsed current injection and extraction, the time course of the resulting electroluminescence depends on the effective charge carrier lifetime in the analyzed solar cell. The introduced analytical description of the normalized periodic intensity difference between *two differently current-modulated luminescence images* is independent of the exposure time of the image acquisition. Due to long exposure times of more than 300 seconds no synchronization between image acquisition and the current modulation, taking place in the microsecond range, is necessary. This simplifies the measuring system fundamentally. Cameras capturing the luminescence are no longer coupled to the measuring principle via the exposure time and a highly spatially resolving measurement of the charge carrier lifetime  $\tau_{\text{eff}}$  becomes feasible. The novel method measures the effective carrier lifetime in a luminescence image with more than 8 megapixels of spatial resolution. The experimental comparison to reference measurements with a high-speed photodetector and the direct evaluation of the time course of luminescence determines the relative deviation  $\epsilon_{\tau} = 4...8\%$ .

In the case of time-constant current injection the amplitude of the luminescence intensity is additionally determined by the local series resistance or parallel resistance of a solar cell. The second developed method of this work is able to quantitatively evaluate power losses of photovoltaic modules due to mechanical defects as well as potential-induced degradation on the basis of a *single luminescence image*. The loss of performance in respect to the original power based on the datasheet is accurately predicted. For performance prediction the methodology transforms the luminescence image into an image of local series resistances and a semi-analytic simulation pro-

cess calculates the resulting current-voltage characteristic of the defective module. The experimentally determined mean relative deviation  $\bar{\epsilon}_{\text{mpp}}$  between performance prediction of a defective photovoltaic module and measured electrical power is  $\bar{\epsilon}_{\text{mpp}} < 3\%$ . This deviation is within the range of the expected measurement uncertainty of conventional current-voltage characteristic measurements.

# Kapitel 1

## Einführung

### 1.1 Motivation

*„Ich würde mein Geld in die Sonne und die Solarenergie investieren. Was für eine Kraftquelle! Ich hoffe, wir müssen nicht warten, bis Öl und Kohle ausgehen, bevor wir das anpacken werden.“* - Thomas Alva Edison (1931). Gut 50 Jahre später geht an der Universität Oldenburg eine der nun ältesten Photovoltaikanlagen Deutschlands ans Netz [1]. Seit 1981 liefern die dort installierten 336 Module eine elektrische Leistung von 3,3 Kilowatt. Der Modulwirkungsgrad liegt heute noch, nach über 40 Jahren Betrieb, bei etwa 8,2 Prozent im Vergleich zur Herstellerangabe von 8,55 Prozent. Zuvor waren die Module bereits fünf Jahre Teil eines vom Bundesforschungsministerium geförderten Projekts.

Heutige Photovoltaikmodule erreichen Wirkungsgrade von über 17 Prozent und liefern in Deutschland einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung [2]. Im Mai 2018 erreichte der Anteil der Solarenergie an der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland kurzzeitig einen Rekordanteil von bis zu 22,2 Prozent. Etwa 95 Prozent der weltweit produzierten und installierten Photovoltaikmodule bestehen aus kristallinem Silizium (Si).

Photovoltaikmodule werden stetig effizienter und die Fertigungsprozesse zunehmend kostengünstiger. Der globale Photovoltaikmarkt hat sich dabei in den letzten 20 Jahren mehr als ver Hundertfacht. Um den damit einhergehenden Anforderungen an die Produktion von Solarzellen gerecht zu werden, müssen alle Schritte eines Fertigungsprozesses kontrolliert und überwacht werden. Gleichermäßen ist die

Gewährleistung eines sicheren und effizienten Betriebes der Photovoltaikmodule in einer Photovoltaikanlage notwendig.

Um diese Anforderungen erfüllen zu können, haben sich Messmethoden etabliert, welche schnell und präzise den Zustand einer Solarzelle, eines Photovoltaikmoduls oder einer ganzen Anlage bestimmen können. Diese Messmethoden basieren meist auf der Umkehrung des eigentlich genutzten Prozesses zur Wandlung der durch die Sonne eingestrahlten Energie in elektrische Energie. Durch die Strominjektion in eine Solarzelle oder auch in ganze Photovoltaikmodule und -anlagen werden dabei, ähnlich wie in einer Leuchtdiode, Ladungsträger energetisch angeregt. Ein kleiner Teil dieser Ladungsträger gibt bei der Rekombination seine zuvor aufgenommene Energie durch die Emission eines Photons ab. Die so generierte Strahlung wird als Elektrolumineszenz (EL) bezeichnet und hat für Silizium, nicht sichtbar für das menschliche Auge, eine Wellenlänge von etwa 1150 Nanometern im Nahinfrarot-Bereich. Die Zeitspanne, über die ein energetisch angeregter Ladungsträger seine aufgenommene Energie im Mittel behalten kann, bevor er diese in sogenannten Rekombinationsprozessen wieder abgibt, wird effektive Ladungsträgerlebensdauer genannt.

Messmethoden, welche die effektive Ladungsträgerlebensdauer bestimmen, sind eine der am häufigsten angewandten Möglichkeiten zur Überwachung von Fertigungsprozessen in der Photovoltaik [3, 4]. Die Ladungsträgerlebensdauer misst dabei die Qualität des Halbleiters, da vorhandene Verunreinigungen direkten Einfluss auf diese Größe haben [5]. Bei einer Silizium-Solarzelle, einem hochsensiblen, großflächigen Halbleiter-Bauelement, sind diese Messmethoden meist ortsauflösend und geben die effektiven Rekombinationseigenschaften des Halbleiters an jedem Ort innerhalb einer Solarzelle wieder. Um diese Messmethodik für die sich stets verändernden und weiterentwickelten Probentypen anwendbar zu halten, werden meist selbst-kalibrierende dynamische Messverfahren verwendet. Die örtliche Auflösung erfolgt über hochsensitive und schnelle Spezialekameras, welche das Lumineszenzsignal detektieren [6]. Diese Kameras sind jedoch sehr teuer.

Der erste Teil in dieser Arbeit stellt ein neuartiges bildgebendes Messverfahren zur Bestimmung der effektiven Ladungsträgerlebensdauer in Solarzellen vor. Das Ziel ist es dabei, die notwendigen Anforderungen an die verwendeten Kameras herabzusetzen und gleichzeitig die örtliche Auflösung zu maximieren.

Neben der Erforschung der Wirkungsgradsteigerung und der Überwachung von

Produktionsprozessen wird die Elektrolumineszenz auch zur Qualitätskontrolle von ganzen Photovoltaikmodulen und -anlagen im Betrieb genutzt [7–9]. Bleiben defekte Photovoltaikmodule über längere Zeit unentdeckt, ist der damit häufig verbundene Ertragsverlust bei Solaranlagen von bis zu 850 Megawatt<sup>1</sup> Nennleistung erheblich. Durch die sehr einfache Aufnahme der Elektrolumineszenz können derzeit mit Hilfe automatisierter Bildaufnahmen durch ferngesteuerte Drohnen etwa bis zu 1500 Photovoltaikmodule pro Stunde vermessen werden. Mechanisch beschädigte Zellen, einer der am häufigsten auftretenden Defekte, zeigen sich in einem EL-Bild als dunkle Bereiche. Ist die Verbindung zu Zellbereichen verschlechtert oder ganz unterbrochen, wird hier ein geringerer Strom injiziert und die Elektrolumineszenz zeigt dort eine schwache Intensität. Häufig ist dabei die Auswertung des Bildes jedoch auf eine *qualitative* Aussage begrenzt. Zudem sind die Langzeitstabilität bzw. die Degradationsmechanismen bereits beschädigter Module nicht vollständig verstanden und daher wichtiger Bestandteil aktueller Forschungsarbeiten. Mechanisch beschädigte bzw. gebrochene Zellen sind zwar sehr einfach in EL-Bildern zu identifizieren, doch ist die Leistungsminderung häufig deutlich geringer als subjektiv bei Betrachtung des Bildes zu erwarten wäre. Aufgrund der Historie der zunächst nur qualitativ verwendeten EL-Charakterisierung von Photovoltaikmodulen werden beschädigte Module meist sofort ausgetauscht. Aus Sichtweise des Betreibers einer Photovoltaikanlage ist das äußerst nachvollziehbar, da Anlagen häufig gegen bestimmte Schadensfälle versichert sind und Betreiber damit eine Entschädigung erhalten können. Wären jedoch die aktuelle Leistung sowie die Leistungsentwicklung eines beschädigten Moduls bekannt, könnten Wartungsmaßnahmen sowie eine *second-life*-Nutzung besser eingeschätzt bzw. erst möglich gemacht werden.

Der zweite Teil dieser Arbeit stellt daher eine Methodik zur *quantitativen* EL-Bildauswertung vor. Die Leistungsminderung eines Photovoltaikmoduls, im Vergleich zum ursprünglich defektfreien Zustand, hervorgerufen durch verschiedene Defekttypen, wird anhand eines EL-Bildes quantifiziert. Ziel ist es dabei, eine einfache und schnelle vollautomatisierte Auswertung von EL-Bildern zu ermöglichen, um die Leistungsverluste ausschließlich anhand der Bilder vorherzusagen, ohne auf eine elektrische Leistungsmessung zurückgreifen zu müssen.

---

<sup>1</sup>Mit 5,2 Millionen Solarmodulen und einer Nennleistung von etwa 850 Megawatt, ist die 2017 fertiggestellte Anlage nahe der Longyangxia-Talsperre in China die derzeit größte Photovoltaikanlage der Welt.

## 1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit unterteilt sich in folgende Kapitel:

**Kapitel 2** beschreibt die für das Verständnis der vorliegenden Arbeit notwendigen Grundlagen, unterteilt in das elektrische Modell für Silizium-Solarzellen, den pn-Übergang und die charakteristischen Kapazitäten einer Diode, quantifizierende Kenngrößen der in einem Halbleiter auftretenden Rekombinationsprozesse sowie die Einführung in die Elektrolumineszenz als quantifizierende Messmethodik.

**Kapitel 3** entwickelt und evaluiert eine neue Messmethodik zur bildgebenden Messung der Ladungsträgerlebensdauer in Solarzellen. Ausgehend vom theoretischen Konzept der gepulsten Elektrolumineszenz mit Ladungsträgerextraktion wird eine geschlossene analytische Lösung zur Beschreibung der Intensitätsdifferenz zwischen zwei unterschiedlich zeit- und strommodulierten Elektrolumineszenzbildern abgeleitet. Die abschließende experimentelle Evaluation belegt die Anwendbarkeit der neuen Messmethodik, bestimmt die zu erwartende Messgenauigkeit und zeigt die Grenzen der Anwendbarkeit auf.

**Kapitel 4** verwendet die Elektrolumineszenz zur Quantifizierung der Leistungsverluste von defekten Photovoltaikmodulen. Die analytische Beschreibung dieser neuen Messmethodik ermöglicht es, die elektrischen Verluste im Vergleich zu der nach dem Datenblatt erreichbaren Leistung aus zwei bzw. nur einem EL-Bild vorherzusagen. Die Transformation des EL-Bildes in ein Serienwiderstandsbild und anschließende Segmentierung stellt die elektrischen Parameter des Moduls für eine Kennliniensimulation bereit. Über das ebenfalls in dieser Arbeit entwickelte semi-analytische Simulationsverfahren wird die zu erwartende Modulleistung anhand der generierten Serienwiderstandsbilder ermittelt. Anhand des Simulationsmodells werden in einer Parameterstudie verschiedene Defektausprägungen analysiert. Die experimentelle Evaluation untersucht über nachgebildete sowie reale Defekte die Methodik und deren Messgenauigkeit.

# Kapitel 2

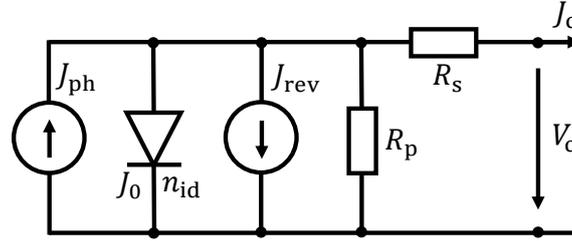
## Grundlagen

Dieses Kapitel umfasst die für das Verständnis dieser Arbeit notwendigen Grundlagen. Ausgehend vom elektrischen Modell zur Beschreibung der Funktion von Silizium-Solarzellen, sind der pn-Übergang und die wichtigsten Rekombinationsprozesse erläutert. Den Abschluss bilden die Grundlagen zur Messmethodik, basierend auf der Elektrolumineszenz.

### 2.1 Elektrisches Modell für Silizium-Solarzellen

Ein elektrisches Modell, bestehend aus verschiedenen elektrischen Ersatz-Bauelementen, erläutert im Folgenden die Funktionsweise einer Silizium-Solarzelle. Im einfachsten Betrachtungsfall (ohne Beleuchtung) wird eine Solarzelle als reale Diode mit Serien- und Parallelwiderstand abgebildet. Der pn-Übergang dieser Diode lässt sich durch die Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$  und die Idealität  $n_{id}$  charakterisieren. Die mittlere Idealität liegt dabei zwischen 1 und 2 und wird häufig auch als spannungsabhängig angenommen [10]. Unterschiedliche Spannungsbereiche können dabei mit einer annäherungsweise konstanten Idealität beschrieben werden. Aufgrund der überwiegenden Rekombination von Ladungsträgern innerhalb der Raumladungszone nähert sich die Idealität  $n_{id} = 2$  für kleine Spannungen. Für größere Spannungen nähert sich die Idealität  $n_{id} = 1$  und die Abweichung zur idealen Dioden-Kennlinie ergibt sich überwiegend durch den Serienwiderstand [11]. Multi-Dioden-Modelle versuchen häufig die dominierenden Effekte in den unterschiedlichen Spannungsbereichen für eine höhere Genauigkeit in mehreren parallel geschalteten

Dioden abzubilden. Da jedoch in dieser Arbeit defekte Solarzellen beschrieben werden, welche sich meist durch einen lokal erhöhten Serienwiderstand auszeichnen, ist der prinzipielle Verlauf der Strom( $I$ )-Spannungs( $V$ )-Charakteristik hinreichend genau über das Ein-Dioden-Modell mit einer konstanten Idealität  $n_{id} = 1 \dots 2$  beschreibbar. Bild 2.1 zeigt das Ersatzschaltbild einer Solarzelle nach dem Ein-Dioden-Modell mit der Diode und der zugehörigen Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$  sowie der Idealität  $n_{id}$ . Unter Beleuchtung generiert eine Stromquelle die Photostromdichte  $J_{ph}$ .



**Bild 2.1:** Ersatzschaltbild einer Solarzelle im Ein-Dioden-Modell. Die zusätzliche Stromquelle generiert die Durchbruchstromdichte  $J_{rev}$  in Rückwärtsrichtung.

Zudem kommt es in Rückwärtsrichtung ( $V_c < 0$ ) beim Erreichen der Durchbruchspannung  $V_{br}$  zum Lawinendurchbruch [12]. Dieser Prozess kann numerisch durch eine spannungsgeführte Stromquelle mit der spannungsabhängigen Stromdichte  $J_{rev}\{V_c\}$  und den Durchbruchparametern  $a$  und  $n$  abgebildet werden [13]. Die gesamte Zellstromdichte

$$J_c = J_{ph} - J_0 \left[ \exp\left(\frac{V_c + J_c R_s}{n_{id} V_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V_c + J_c R_s}{R_p} - \underbrace{a(V_c + J_c R_s) \left(1 - \frac{V_c + J_c R_s}{V_{br}}\right)^{-n}}_{J_{rev}\{V_c\}} \quad (2.1)$$

berechnet sich mit der thermischen Spannung  $V_{th} = k_b T = 25,852$  mV, der Boltzmann-Konstanten  $k_b = 1,38 \times 10^{-23}$  J/K und der Temperatur  $T$  als Funktion der Zellspannung  $V_c$ . Im Kurzschlussfall ( $V_c = 0$ ) entspricht die generierte Photostromdichte  $J_{ph}$  in guter Näherung der Kurzschlussstromdichte  $J_{sc} = J_{ph}$  mit dem Serienwiderstand  $R_s = 0$  und dem Parallelwiderstand  $R_p = \infty$ . Die Rekombinationsprozesse

innerhalb der Diode werden durch eine konstante Idealität  $n_{id} = 1 \dots 2$  beschrieben. Für den Leerlauf ( $J_c = 0$ ) lässt sich somit die Leerlaufspannung

$$V_{oc} = V_{th} n_{id} \ln\left(\frac{J_{sc}}{J_0} + 1\right) \quad (2.2)$$

aus der Kurzschlussstromdichte  $J_{sc}$  und der Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$  berechnen. Die Solarzelle gibt ihre maximale Leistung  $P_{mpp}$  (engl. maximum power point, mpp) ab, wenn sie mit dem charakteristischen Widerstand

$$R_c = \frac{V_{mpp}}{J_{mpp}} \approx \frac{V_{oc}}{J_{sc}} \quad (2.3)$$

belastet wird [14].

## 2.2 pn-Übergang

Das dynamische Verhalten eines pn-Übergangs wird maßgeblich durch die zwei intrinsischen Kapazitäten, die Kapazität der Raumladungszone  $C_{RLZ}$  und die Diffusionskapazität  $C_{diff}$  der Minoritäten, bestimmt [15, 16]. Im Gegensatz zu einem Plattenkondensator hängen die Kapazitäten des pn-Übergangs jedoch von der angelegten Spannung ab. Die Kapazität der Raumladungszone

$$C_{RLZ} = A_{pn} \sqrt{\frac{q \epsilon_d N_A N_D}{2(N_A + N_D)}} \sqrt{\frac{1}{V_{bi}^0 - V_{pn}}} \quad (2.4)$$

berechnet sich aus der Fläche des pn-Übergangs  $A_{pn}$ , der Akzeptor-Konzentration  $N_A$ , der Donator-Konzentration  $N_D$ , der Elementarladung  $q = 1,602 \times 10^{-19}$  As, der Permittivität  $\epsilon_d$  und der Diffusionsspannung  $V_{bi}^0$  in Abhängigkeit der Spannung am pn-Übergang  $V_{pn}$ . Die Kapazität der Raumladungszone kann damit als Plattenkondensator mit einem spannungsabhängigen Abstand zwischen den Platten bzw. den effektiven Flächenladungen interpretiert werden. Dieser Abstand bzw. die Weite der Raumladungszone nimmt mit zunehmender Spannung am pn-Übergang  $V_{pn}$  ab und erhöht damit die Kapazität der Raumladungszone  $C_{RLZ}$ . Die Diffusionsspannung  $V_{bi}^0$  sowie die Weite der Raumladungszone können der angelegten Spannung nicht instantan folgen.

Aufgrund der endlichen Minoritätsladungsträgerlebensdauer werden am Rand der Raumladungszone sowie aus dem vorhandenen Minoritäten-Reservoir in den n-Typ- und p-Typ-Gebieten des pn-Übergangs nicht beliebig schnell Überschussminoritäten  $\Delta n$  bzw.  $\Delta p$  nachgeliefert. Diese zeitliche Limitierung erzeugt einen kapazitiven Effekt. Diese Diffusionskapazität der Minoritäten

$$C_{\text{diff}} = \frac{dQ_n}{dV_{\text{pn}}} = A_{\text{pn}} \frac{q}{V_{\text{th}}} L_n n_{p0} \exp\left(\frac{V_{\text{pn}}}{V_{\text{th}}}\right) \quad (2.5)$$

berechnet sich aus der durch die Spannung am pn-Übergang  $V_{\text{pn}}$  induzierten Änderung der effektiv durch die Minoritäten gespeicherten Ladung  $Q_n$ . Für einen stark unsymmetrisch dotierten pn-Übergang mit  $N_D \gg N_A$  ergibt sich daher die Spannungsabhängigkeit der Diffusionskapazität aus der Diffusionslänge der Minoritäten  $L_n$  (hier der Elektronen im p-Typ-Gebiet) sowie der exponentiell von der Spannung abhängigen Überschussladungsträgerkonzentration, ausgehend von der Gleichgewichtskonzentration der Minoritäten im p-Typ-Gebiet  $n_{p0}$ . Die zeitliche Änderung der gespeicherten Ladung

$$\frac{dQ_n}{dt} = I_{\text{pn}}(t) - \frac{Q_n}{\tau_{\text{eff}}} = -\left(I_{\text{ext}} + \frac{Q_n}{\tau_{\text{eff}}}\right) \quad (2.6)$$

aufgrund des zeitabhängigen Stroms durch den pn-Übergang  $I_{\text{pn}}(t)$  berechnet sich aus der durch Rekombination abgebauten Ladung [17]. Die effektive Ladungsträgerlebensdauer der Minoritäten  $\tau_{\text{eff}}$  entspricht dabei der Dauer dieses Entladevorgangs. Der Extraktionsstrom  $I_{\text{ext}}$  ist hierfür als konstant angenommen. Zum Zeitpunkt  $t = 0$  beginnt die Stromextraktion, um die zuvor in der Diffusionskapazität durch den Injektionsstrom  $I_{\text{inj}} = Q_n(t=0)/\tau_{\text{eff}}$  gespeicherte Ladung abzubauen. Nach der sogenannten Speicherzeit  $t_s$  ist die über die Minoritäten gespeicherte Ladung  $Q_n(t = t_s) = 0$  vollständig abgebaut. In dem Zeitintervall  $0 < t \leq t_s$  fließt damit ein konstanter Strom und die Differentialgleichung (2.6) lässt sich zu

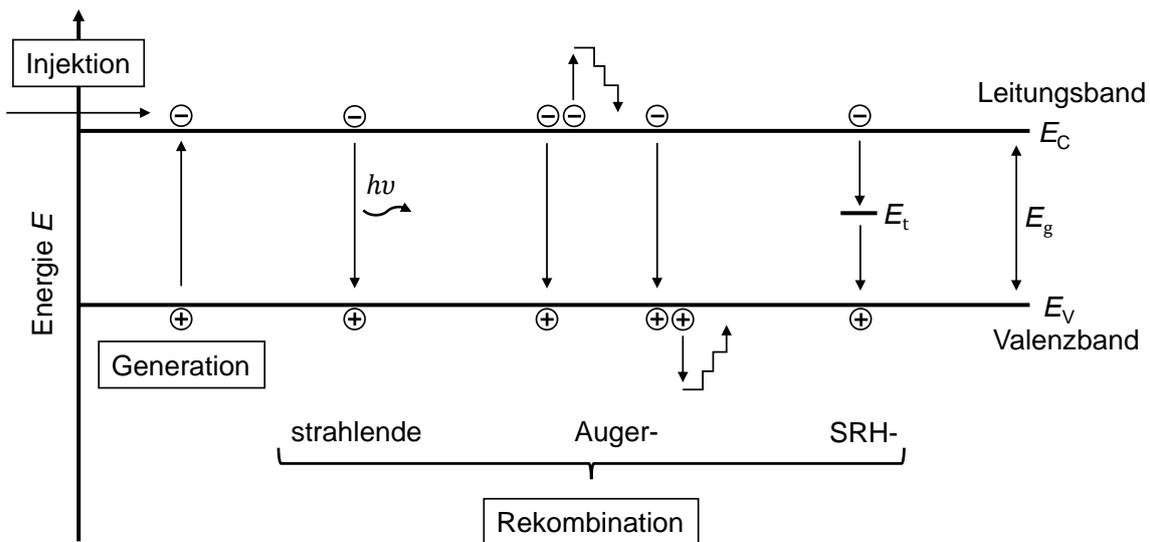
$$\frac{t_s}{\tau_{\text{eff}}} = \ln\left(1 + \frac{I_{\text{inj}}}{I_{\text{ext}}}\right), \quad (2.7)$$

in Abhängigkeit des Verhältnisses von Injektionsstrom  $I_{\text{inj}}$  zu Extraktionsstrom  $I_{\text{ext}}$ , lösen [18].

## 2.3 Rekombinationsprozesse

Bei der Generation von freien Ladungsträgern kommt es durch Bereitstellung der minimal notwendigen Energie, der Bandlückenenergie  $E_g$ , zu einem Übergang eines gebundenen Elektrons im Valenzband zu einem frei beweglichen Elektron im Leitungsband. Zurück bleibt dabei eine Fehlstelle, auch Loch genannt. Dieser Generationsprozess von freien Ladungsträgern kann entweder optisch durch Absorption von Strahlung mit einer Photonenenergie  $E_{ph} = h\nu$  größer als die Bandlückenenergie  $E_g$  oder elektrisch durch das Anlegen einer externen Spannung und der lokalen Ladungsträgerinjektion erfolgen.

Der Umkehrprozess zur Ladungsträgergeneration ist die Ladungsträgerrekombination. Bild 2.2 zeigt die schematische Darstellung der wichtigsten Rekombinationsprozesse im Energie-Bändermodell eines Silizium-Halbleiters.



**Bild 2.2:** Injektion/Generation und Rekombination im Bändermodell eines Silizium-Halbleiters. Die Generation erzeugt ein freies Elektron im Leitungsband und hinterlässt eine positiv geladene Fehlstelle (Loch) im Valenzband. Die Injektion stellt ein freies Elektron für den Ladungstransport innerhalb des Leitungsbandes bereit. Durch strahlende, Auger- und Shockley-Read-Hall (SRH)-Rekombination über ein Zwischenenergieniveau  $E_t$  innerhalb der Bandlücke fallen die erzeugten Elektronen zurück ins Valenzband.

Die Abgabe der Überschussenergie ermöglicht den Übergang eines Überschusselektrons aus dem Leitungsband der Energie  $E > E_C$  zurück in das Valenzband mit

der Energie  $E < E_V$ , sofern hier ein Loch zu Verfügung steht. Im Silizium-Halbleiter und an den Grenzflächen zu umgebenden Materialien finden drei unterschiedliche Rekombinationsprozesse statt. Dazu gehören die strahlende Rekombination [19, 20], die Rekombination an weiteren Ladungsträgern (Auger-Rekombination) [21] sowie die Rekombination an Störstellen mit dem Zwischenenergieniveau  $E_t$  innerhalb der Bandlücke (Shockley-Read-Hall (SRH)-Rekombination) [22].

### 2.3.1 Strahlende Rekombination

Bei der strahlenden Rekombination fällt ein freies Elektron aus dem Leitungsband zurück in eine freie Fehlstelle im Valenzband. Dabei wird ein Photon mit der entsprechenden Energiedifferenz emittiert. Bei einem indirekten Halbleiter, wie z.B. Silizium, kann dieser Prozess nur mit der Beteiligung eines Phonons (Quantisierung der Schwingungsenergie des Kristallgitters) zur Erhaltung des Impulses stattfinden. Die strahlende Rekombination ist ein intrinsischer Rekombinationsprozess und kann nicht unterbunden werden. Die mittlere Lebensdauer der strahlenden Rekombination

$$\tau_{\text{rad}} = \frac{1}{B(n_0 + p_0 + \Delta n)} \quad (2.8)$$

berechnet sich aus dem Rekombinationskoeffizienten  $B = 4,73 \times 10^{-15} \text{ cm}^3/\text{s}$  für Silizium für die Temperatur  $T = 300 \text{ K}$ , mit der Gleichgewichtskonzentration der Elektronen  $n_0$  und der Löcher  $p_0$  sowie der erzeugten Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n$  [20]. Die Prozesslimitierung über die notwendige Teilnahme eines Phonons hat zur Folge, dass die Lebensdauer der strahlenden Rekombination  $\tau_{\text{rad}}$  groß gegenüber den weiteren Rekombinationsprozessen im Silizium-Halbleiter ist.

### 2.3.2 Auger-Rekombination

Ein weiterer intrinsischer Rekombinationsprozess ist die Auger-Rekombination. Die Ladungsträgerrekombination erfolgt als Drei-Teilchen-Prozess (eeh bzw. ehh) von Elektronen (e) und Löchern (h). Beim eeh-Prozess gibt ein in das Leitungsband angeregtes Elektron einen Teil seiner Überschussenergie an ein weiteres Elektron ab. Beim ehh-Prozess wird die Überschussenergie bei der Rekombination an ein weiteres Loch abgegeben. Neben den Drei-Teilchen-Prozessen kann ebenfalls ein Phonon angeregt werden und damit einen Teil der Überschussenergie über Gitterschwingungen

abbauen. Durch die Wechselwirkung der drei Ladungsträger sind die Rekombinationsraten für den eeh-Prozess proportional zu  $n^2p$  und für den ehh-Prozess proportional zu  $np^2$  [23]. Für die Minoritätsladungsträgerlebensdauer in einem n-Typ- bzw. in einem p-Typ-Silizium-Halbleiter ergeben sich daher vereinfacht jeweils eine der Auger-Lebensdauern

$$\tau_{\text{Auger,n}} = \frac{1}{n(C_p p + C_n n)}, \quad \tau_{\text{Auger,p}} = \frac{1}{p(C_p p + C_n n)}, \quad (2.9)$$

mit den Auger-Koeffizienten  $C_p = 9,9 \times 10^{-32} \text{ cm}^6/\text{s}$  und  $C_n = 2,8 \times 10^{-31} \text{ cm}^6/\text{s}$  [24]. Bei einer detaillierteren Betrachtung, unter Berücksichtigung der Injektionsabhängigkeit und der Abhängigkeit zur Basis-Dotierung, müssen diese Koeffizienten jedoch angepasst werden [25].

### 2.3.3 Shockley-Read-Hall-Rekombination

Die Rekombination über Defekte, benannt nach Shockley, Read und Hall, ist einer der wichtigsten Verlustmechanismen in Solarzellen. Rekombinations-Defekte werden meist durch Störungen im Kristallgitter oder Verunreinigungen hervorgerufen und stellen damit ein zusätzliches, besetzbares Energieniveau innerhalb der sonst nicht besetzbaren Bandlücke zur Verfügung. Die SRH-Lebensdauer

$$\tau_{\text{SRH}} = \frac{\tau_{n0}(p_0 + p_1 + \Delta n) + \tau_{p0}(n_0 + n_1 + \Delta n)}{n_0 + p_0 + \Delta n} \quad (2.10)$$

berechnet sich mit den Einfangzeiten für Elektronen  $\tau_{n0} = 1/(\sigma_n \nu_{\text{th}} N_t)$  und für Löcher  $\tau_{p0} = 1/(\sigma_p \nu_{\text{th}} N_t)$  über den Einfangquerschnitt für Elektronen  $\sigma_n$  und Löcher  $\sigma_p$ , der mittleren thermischen Geschwindigkeit  $\nu_{\text{th}}$  sowie mit der Störstellendichte  $N_t$  [22]. Die Elektronen- und Löcherkonzentrationen

$$n_1 = N_C \exp\left(\frac{q(E_t - E_C)}{k_b T}\right), \quad p_1 = N_V \exp\left(\frac{q(E_V - E_t)}{k_b T}\right) \quad (2.11)$$

sind durch die energetische Lage der Störstelle  $E_t$  mit dem Abstand zur Valenzbandkante  $E_V$  bzw. zur Leitungsbandkante  $E_C$ , die effektiven Zustandsdichten im Valenzband  $N_V$  und im Leitungsband  $N_C$ , die Boltzmann-Konstante  $k_b$  und die Temperatur  $T$  bestimmt.

### 2.3.4 Effektive Ladungsträgerlebensdauer

Die Ladungsträgerlebensdauer ist eine messbare Größe, welche die jeweiligen Rekombinationsprozesse quantifiziert. Allgemein ist die Ladungsträgerlebensdauer über die folgende Gleichung definiert:

$$\tau(\Delta n) := \frac{\Delta n}{R(\Delta n)}. \quad (2.12)$$

Dabei gehen die lokale Erhöhung der Überschussladungsträgerdichte  $\Delta n$  sowie die kumulierte Rekombinationsrate  $R(\Delta n)$  mit ein, welche selbst wiederum von der lokalen Ladungsträgerdichte  $\Delta n$  abhängig ist. Die Ladungsträgerlebensdauer im Volumen

$$\frac{1}{\tau_V} = \frac{1}{\tau_{\text{rad}}} + \frac{1}{\tau_{\text{Auger}}} + \frac{1}{\tau_{\text{SRH}}} \quad (2.13)$$

fasst alle im Volumen stattfindenden Rekombinationsprozesse in der volumetrischen Lebensdauer zusammen. Im Allgemeinen ist die örtliche Ladungsträgerverteilung jedoch nicht konstant, sondern aufgrund von Oberflächenrekombination über lokal erhöhte Defektdichten variabel. Diese örtliche Variation führt zu einem Diffusionsprofil und kann über die Kontinuitätsgleichung

$$\frac{\partial \Delta n(x, t)}{\partial t} = G(x, t) - \frac{\Delta n(x, t)}{\tau_V(\Delta n)} + D_n \frac{\partial^2 \Delta n(x, t)}{\partial x^2} \quad (2.14)$$

mit der Generationsrate  $G$  am Ort  $x$  zum Zeitpunkt  $t$ , der Volumenlebensdauer  $\tau_V$ , der lokalen Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n(x, t)$  und der Diffusionskonstanten  $D_n$  am Beispiel für Elektronen bei einer p-Typ-Basisdotierung berechnet werden [26]. Für eine vereinfacht symmetrische Probe mit identischer Vorder- und Rückseite werden die Oberflächeneigenschaften über eine effektive Oberflächenrekombinationsgeschwindigkeit  $S_{\text{eff}}$  in den Randbedingungen

$$\pm D_n \frac{\partial \Delta n(x)}{\partial x} \Big|_{\pm W/2} = S_{\text{eff}} \Delta n \left( \pm \frac{W}{2} \right) \quad (2.15)$$

miteinbezogen [26].

Die Integration der Überschussladungsträgerkonzentration

$$\Delta n(t) = \frac{1}{W} \int_{-W/2}^{W/2} \Delta n(x, t) dx \quad (2.16)$$

über die Waferdicke  $W$  sowie die Änderung des über die Waferdicke  $W$  gemittelten Generationsprofils

$$\Delta G_{\text{av}}(t) = \frac{1}{W} \int_{-W/2}^{W/2} G(x, t) dx \quad (2.17)$$

definiert die effektive Ladungsträgerlebensdauer

$$\tau_{\text{eff}}(\Delta n, t) = \frac{\Delta n(t)}{G_{\text{av}}(t) - \frac{\partial \Delta n(t)}{\partial t}}. \quad (2.18)$$

Aufgrund der zeitlichen Abhängigkeit der Generationsrate, wird die nach Gleichung (2.18) definierte effektive Lebensdauer auch als *transiente* Lebensdauer bezeichnet. Die Lösung dieses Differentialgleichungssystems stellt sich meist als kompliziert und nicht ohne Weiteres durchführbar heraus. Unter der Annahme einer von der Oberfläche exponentiell abklingenden Generationsrate  $G(x, t)$  und eines abrupten Stoppens der Ladungsträgergeneration  $G(x, t) = 0$ , vereinfacht sich die effektive Ladungsträgerlebensdauer

$$\tau_{\text{eff}}(\Delta n, t) = -\frac{\Delta n(t)}{\frac{\partial \Delta n(t)}{\partial t}}. \quad (2.19)$$

Die Überschussladungsträgerkonzentration

$$\Delta n(t) = \sum_{m=0}^{\infty} A_m \exp\left(-\frac{t}{\tau_m}\right) \quad (2.20)$$

ist dabei die Summe aller exponentiellen Abklingfunktionen mit der Zeitkonstanten  $\tau_m$  und der Amplitude  $A_m$  einer Mode  $m$  [27]. Durch das abrupte Abschalten homogenisiert sich zunächst die Ladungsträgerverteilung innerhalb der Probe. Damit wird ein Zerfall aller initialen Moden hervorgerufen und nur noch die Mode der höchsten Ordnung mit der effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  als Zeitkonstante bleibt erhalten. Die Unterscheidung zwischen einer sehr kleinen ( $S_{\text{eff}}W/D_n < 1/4$ ) und

einer sehr großen ( $S_{\text{eff}}W/D_n > 100$ ) Oberflächenrekombinationsgeschwindigkeit führt zu folgender Fallunterscheidung der effektiven Ladungsträgerlebensdauern [28]:

$$\tau_{\text{eff}} = \left( \frac{1}{\tau_V} + \frac{2S_{\text{eff}}}{W} \right)^{-1} \quad \text{für} \quad \frac{S_{\text{eff}} W}{D_n} < \frac{1}{4} \quad (2.21)$$

$$\tau_{\text{eff}} = \left( \frac{1}{\tau_V} + D_n \left( \frac{\pi}{W} \right)^2 \right)^{-1} \quad \text{für} \quad \frac{S_{\text{eff}} W}{D_n} > 100 \quad (2.22)$$

Die Vernachlässigung der Oberflächenrekombinationsgeschwindigkeit  $S_{\text{eff}}$  nach Gleichung (2.21) für kleine Werte ( $S_{\text{eff}}/W \ll 1/\tau_V$ ) ist aufgrund der sehr gut passivierten Oberflächen bei kristallinen Silizium-Solarzellen meist eine sehr gute Näherung. Für diesen Fall ist die effektive Ladungsträgerlebensdauer gleich der Ladungsträgerlebensdauer im Volumen. Es gilt  $\tau_{\text{eff}} \approx \tau_V$  und der limitierende Prozess ist die Ladungsträgerrekombination im Volumen. Bei sehr großen Werten ( $S_{\text{eff}}W/D_n > 100$ ) hat der genaue Wert der Oberflächenrekombinationsgeschwindigkeit  $S_{\text{eff}}$  keinen Einfluss, da die effektive Ladungsträgerlebensdauer durch die Diffusion der Ladungsträger zur Oberfläche hin limitiert ist.

Im Gegensatz zu der beschriebenen sogenannten transienten Ladungsträgerlebensdauer wird bei der stationären Ladungsträgerlebensdauer eine zeitlich konstante Generationsrate  $G_{\text{av}}$  angenommen. Aufgrund des stationären Zustandes kann meist von einem räumlich homogenen Ladungsträgerprofil ausgegangen werden. Wenn zudem die Oberflächenrekombinationsgeschwindigkeit gemäß der Fallunterscheidung nach Gleichung (2.21) gering ist, kann die stationäre Ladungsträgerlebensdauer

$$\tau_{\text{eff}} = \frac{\Delta n}{G_{\text{av}}} \quad (2.23)$$

bei einer konstanten Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n$  und einer räumlich konstanten Generationsrate  $G_{\text{av}}$  ebenfalls als räumlich konstant betrachtet werden.

### 2.3.5 Quasistationäre Leerlaufspannung

Die SunsVoc-Messmethode nach Kerr, Cuevas und Sinton misst die Leerlaufspannung  $V_{\text{oc}}$  einer Solarzelle während der Beleuchtung durch einen langsam abfallenden Lichtblitz [29, 30]. Ist der Abfall des Lichtblitzes deutlich langsamer als

die effektive Ladungsträgerlebensdauer, ist die quasistationäre Bedingung erfüllt. Aus dieser Bedingung heraus kann aus dem zeitlichen Verlauf der Leerlaufspannung und der über eine Referenzzelle gemessenen Intensität des Lichtblitzes die Ladungsträgerlebensdauer bestimmt werden. Am Beispiel einer Solarzelle mit einer p-Typ-Basis sind die Elektronenkonzentration  $n \approx \Delta n$  und die Löcherkonzentration  $p = N_A + \Delta n$  über das Produkt

$$np \approx \Delta n(N_A + \Delta n) = n_i^2 \exp\left(\frac{qV_{oc}}{k_b T}\right) \quad (2.24)$$

an die Leerlaufspannung  $V_{oc}$  gekoppelt. Die positive Lösung von Gleichung (2.24) ergibt die Überschussladungsträgerkonzentration

$$\Delta n = \frac{\sqrt{N_A^2 + 4n_i^2 \exp\left(\frac{qV_{oc}}{k_b T}\right)} - N_A}{2}. \quad (2.25)$$

Die partielle Ableitung der Überschussladungsträgerkonzentration

$$\frac{\partial \Delta n}{\partial t} = \frac{qn_i^2 \exp\left(\frac{qV_{oc}}{k_b T}\right)}{k_b T \sqrt{N_A^2 + 4n_i^2 \exp\left(\frac{qV_{oc}}{k_b T}\right)}} \frac{\partial V_{oc}}{\partial t} \quad (2.26)$$

lässt sich somit über die allgemeine Definition der Ladungsträgerlebensdauer nach Gleichung (2.18) nutzen, um die effektive Ladungsträgerlebensdauer

$$\tau_{\text{eff}} = \frac{\sqrt{N_A^2 + 4n_i^2 \exp\left(\frac{qV_{oc}}{k_b T}\right)} - N_A}{2 \left( G_{\text{av}} - \frac{qn_i^2 \exp\left(\frac{qV_{oc}}{k_b T}\right)}{k_b T \sqrt{N_A^2 + 4n_i^2 \exp\left(\frac{qV_{oc}}{k_b T}\right)}} \frac{\partial V_{oc}}{\partial t} \right)} \quad (2.27)$$

anhand der gemessenen zeitlichen Änderung der Leerlaufspannung sowie der Intensität des Lichtblitzes (gemessen als Generationsrate von Überschussladungsträgern in einer Referenzzelle) zu berechnen. Die tatsächliche Generationsrate  $G_{\text{av}}$  von Überschussladungsträgern in der Probe wird aus der gemessenen Kurzschlussstromdichte  $J_{\text{sc}}$  unter Standardbeleuchtung ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) und der Waferdicke  $W$  bestimmt [30]. Zumeist sind die Leitfähigkeit des zugrundeliegenden Wafers der vollständig prozessierten Solarzelle und damit die zur Einstellung der Leitfähigkeit notwendige

Basisdotierung  $N_A$  bekannt.

Im Fall der Niederinjektion ( $\Delta n \ll N_A$ ) ergibt sich die Ladungsträgerlebensdauer

$$\tau_{\text{eff}} = \frac{\Delta n}{G_{\text{av}} - \frac{q\Delta n}{k_b T} \frac{\partial V_{\text{oc}}}{\partial t}}. \quad (2.28)$$

## 2.4 Elektrolumineszenz

Die elektrische Injektion von freien Ladungsträgern im Valenzband eines Halbleiters erhöht die lokale Ladungsträgerdichte und regt damit den Halbleiter zur Emission von Strahlung an (Elektrolumineszenz). Die erzeugte Überschussladungsträgerkonzentration wird über verschiedene Rekombinationsprozesse mit den jeweiligen Zeitkonstanten abgebaut. Die strahlende Rekombination ist dabei unvermeidbar, hat jedoch aufgrund der sehr geringen Rekombinationsrate prinzipiell keinen limitierenden Einfluss auf die effektive Ladungsträgerlebensdauer. Jedoch lässt sich die strahlende Rekombination als einziger Rekombinationsmechanismus direkt über die Emission (Lumineszenz) des Halbleiters messen. Eine indirekte Beeinflussung (z.B. durch Verunreinigungen im Herstellungsprozess von Silizium-Solarzellen) der weiteren Rekombinationsprozesse (Auger- und SRH-Rekombination) limitiert jedoch die effektive Ladungsträgerlebensdauer im Volumen des Halbleiters und reduziert damit ebenso die nun über die Lumineszenz gemessene effektive Ladungsträgerlebensdauer. Die Intensität der emittierten Elektrolumineszenz, als Maß der effektiven Ladungsträgerlebensdauer, quantifiziert daher indirekt die im Volumen wirksamen Rekombinationsprozesse eines Halbleiters.

### 2.4.1 Stationäre Lumineszenz

Neben der direkten Auswertung der Intensität der emittierten Lumineszenz eines Halbleiters bzw. eines pn-Übergangs über die Ladungsträgerlebensdauer, zeigt die Spannungsabhängigkeit der Lumineszenz weitere Einflüsse. In einem konstanten Arbeitspunkt einer Solarzelle, mit einer angelegten, konstanten Zellspannung  $V_c = \text{const.}$ , hängt die resultierende stationäre Lumineszenzintensität

$$\Phi_{\text{st}} = C \left[ \exp\left(\frac{V_{\text{pn}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}\right) - 1 \right] \quad (2.29)$$

exponentiell von der Spannung am pn-Übergang  $V_{\text{pn}}$  ab [31]. Der Kalibrierungsfaktor  $C$  fasst dabei alle spannungsunabhängigen Parameter zusammen, welche Einfluss auf die gemessene Intensität haben. Dazu gehört die grundlegende Qualität der Solarzelle, gemessen an Kenngrößen wie der Oberflächenrekombinationsgeschwindigkeit  $S_{\text{eff}}$ , der Diffusionslänge der Minoritäten in der Basis  $L_{\text{b}}$  (mit Bezug auf die Waferdicke  $W$ ), der Reflexion an der Frontseite  $R_{\text{f}}$  sowie der Reflexion an der Rückseite  $R_{\text{b}}$  [32]. Hinzu kommen der Einfluss der Qualität des Sensors sowie die optischen Eigenschaften des Messaufbaus. Da all diese Einflussfaktoren jedoch spannungsunabhängig sind, können typischerweise über die Variation der angelegten Zellspannung  $V_{\text{c}}$  die Änderung der resultierenden statischen Lumineszenz und deren Spannungsabhängigkeit ausgewertet werden. Ein vorhandener bzw. erhöhter Serienwiderstand reduziert die Spannung am pn-Übergang  $V_{\text{pn}}$  und ist somit bei entsprechender Intensitätskalibrierung (Bestimmung des Kalibrierungsfaktors  $C$ ) über die stationäre Lumineszenz quantifizierbar.

## 2.4.2 Transiente Lumineszenz

Neben der stationären Lumineszenz, hervorgerufen durch einen konstanten Strom in Vorwärtsrichtung, erzeugt eine dynamische Anregung die Variation des Arbeitspunktes und damit die transiente Lumineszenz [26]. Die Generationsrate

$$G_{\text{EL}}(t) = \frac{I_{\text{inj}}(t)}{qA_{\text{pn}}W} \quad (2.30)$$

mit dem zeitlich variierenden Injektionsstrom  $I_{\text{inj}}(t)$ , der Fläche des pn-Übergangs  $A_{\text{pn}}$ , der Elementarladung  $q$  und der Waferdicke  $W$ , erzeugt die zeitliche Veränderung der Überschussladungsträgerkonzentration

$$\frac{d\Delta n(t)}{dt} = G_{\text{EL}}(t) - R(t) = \frac{I_{\text{inj}}(t)}{qA_{\text{pn}}W} - \frac{\Delta n(t)}{\tau_{\text{eff}}} \quad (2.31)$$

unter Berücksichtigung der Ladungsträgerrekombination  $R(t) = \Delta n(t)/\tau_{\text{eff}}$ . In der eindimensionalen Betrachtung, hier am Beispiel eines stark unsymmetrisch dotierten pn-Übergangs ( $N_{\text{D}} \gg N_{\text{A}}$ ) mit der Donatorkonzentration  $N_{\text{D}}$  und der Akzeptorkonzentration  $N_{\text{A}}$ , wird die Rekombinationsrate  $R$  im hochdotierten Bereich vernachlässigt und die Ladungsträgerrekombination im p-Typ-Bereich mit der effektivi-

ven Minoritätsladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  angenommen. Die resultierende gemessene transiente Lumineszenzintensität

$$\Phi_{\text{trans}}(t) = K_s \Delta n(t) \left[ \Delta n(t) + N_A \right] \quad (2.32)$$

ist damit von der zeitlichen Variation der Überschussladungsträger  $\Delta n(t)$  sowie der Akzeptor-Dotierung  $N_A$  in der Basis abhängig. Der Faktor  $K_s$  (vergleichbar mit dem Kalibrierungsfaktor  $C$ ) umfasst den Einfluss der Waferdicke  $W$ , die Reflexionen und Transmissionen des optischen Messaufbaus sowie die Oberflächeneigenschaften der Probe [33, 34]. Bei Niederinjektion ( $\Delta n(t) \ll N_A$ ) vereinfacht sich der Ausdruck für die transiente Lumineszenz

$$\Phi_{\text{trans}}(t) = K_s \Delta n(t) N_A \quad (2.33)$$

und ist damit linear abhängig von der Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n(t)$  und der Basis-Dotierung  $N_A$  [35]. Für eine konstante Strominjektion

$$I_{\text{inj}} = \frac{q A_{\text{pn}} W}{\tau_{\text{eff}}} \Delta n = \text{const.} \quad (2.34)$$

ist die transiente Lumineszenz

$$\begin{aligned} \Phi_{\text{trans}}(I_{\text{inj}} = \text{const.}) &= K_s \frac{I_{\text{inj}} \tau_{\text{eff}}}{q A_{\text{pn}} W} N_A \\ &= \underbrace{K_s \frac{I_0 \tau_{\text{eff}}}{q A_{\text{pn}} W} N_A}_C \left[ \exp\left(\frac{V_{\text{pn}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}\right) - 1 \right] = \Phi_{\text{st}} \end{aligned} \quad (2.35)$$

identisch zur stationären Lumineszenz  $\Phi_{\text{st}}$ . Gleichung (2.35) zeigt, dass sowohl aus der stationären Lumineszenz  $\Phi_{\text{st}}$  als auch aus der transienten Lumineszenz  $\Phi_{\text{trans}}$  bei entsprechender Kalibrierung die effektive Ladungsträgerlebensdauer der Minoritäten  $\tau_{\text{eff}}$  bestimmbar ist.

## 2.4.3 Ortsauflösende Messungen

### 2.4.3.1 Lokaler Serienwiderstand aus stationärer Lumineszenz

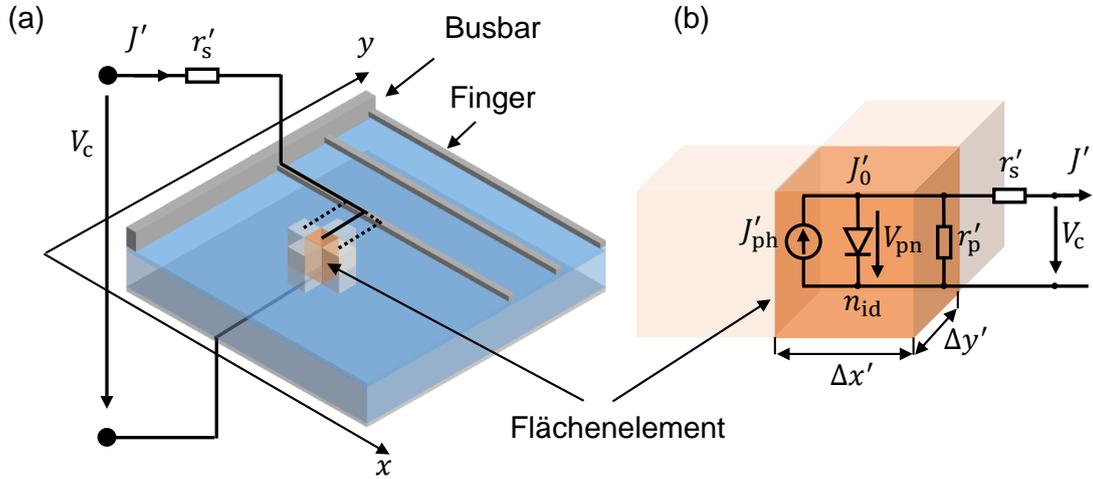
Die ortsauffösende Messung des lokalen Serienwiderstands einer Solarzelle in einem Serienwiderstandsbild ist eine typische Methode zur Bestimmung limitierender Faktoren bezüglich der Umwandlungseffizienz in Solarzellen [7–9, 31, 36–38]. Die Aufnahme der stationären Lumineszenz mit einer speziellen Kamera<sup>1</sup> und entsprechender Kalibrierung liefert bei Variation der angelegten Spannung ein Bild der lokalen Spannungen bzw. der lokalen Serienwiderstände.

Das *Independent Diode Model* (IDM) unterteilt eine großflächige Solarzelle bzw. Diode in kleinere Dioden [32]. Jede dieser Dioden repräsentiert ein Flächenelement mit einer Verbindung über einen lokalen Serienwiderstand zu dem gemeinsamen Potential aller Elemente. All diese Flächenelemente sind dabei als voneinander unabhängig und ohne gegenseitige Beeinflussung angenommen. Bild 2.3a zeigt einen Ausschnitt des stark vereinfachten schematischen Aufbaus einer Solarzelle, mit der Anbindung einzelner Flächenelemente über den lokalen Serienwiderstand  $r'_s$  an ein gemeinsames Zellpotential. Der lokale Serienwiderstand  $r'_s$  kumuliert für jedes Flächenelement alle wirksamen Widerstände, wie z.B. den Emitter-Schichtwiderstand, den Kontaktwiderstand und die Verbindungswiderstände durch Busbar- und Fingerkontakte. Das Hochkomma repräsentiert den lokalen Wert am Ort  $(x', y')$  innerhalb einer Zelle. Bild 2.3b zeigt das zugehörige vereinfachte ( $J_{\text{rev}} = 0$ ) Ein-Dioden-Modell in Vorwärtsrichtung ( $V_c > 0$ ). Jedes Flächenelement (gekennzeichnet durch das Hochkomma ') ist vollständig über seine Fläche  $A' = \Delta x' \Delta y'$  bzw. seinen Flächenanteil  $A'/A_c$  an der gesamten Zellfläche  $A_c$ , und alle flächenspezifischen Parameter (Serienwiderstand  $r'_s$ , Parallelwiderstand  $r'_p$ , Sperrsättigungsstromdichte  $J'_0$  und Photostromdichte  $J'_{\text{ph}} = J'_{\text{sc}}$ ) des Ein-Dioden-Modells charakterisiert. Defekte in der Kontaktierung zeigen sich durch die Veränderung der lokal am pn-Übergang anliegenden Spannung

$$V_{\text{pn}} = V_c - \Delta V' = V_c - J' r'_s \quad (2.36)$$

als erhöhter Spannungsabfall  $\Delta V' = J' r'_s$  am lokalen Serienwiderstand  $r'_s$ .

<sup>1</sup>Die von Silizium emittierte Strahlung hat ihr Intensitätsmaximum bei einer Wellenlänge  $\lambda_{\text{Si,max}} = 1150$  nm. Für die Bildaufnahme kommen daher meist in diesem Wellenlängenbereich hoch sensitive, aber räumlich gering auflösende InGaAs-Kameras mit kurzen Belichtungszeiten oder nur schwach sensitive, dafür sehr hochauflösende Si-Kameras mit sehr langen Belichtungszeiten zum Einsatz.



**Bild 2.3:** (a) Vereinfachte schematische Ansicht eines Flächenelements einer Silizium-Solarzelle in einem Zellausschnitt und (b) repräsentatives Diodenmodell des Elements. Alle Flächenelemente haben Kontakt zum gemeinsamen Zellpotential  $V_c$ . Jedes einzelne der Flächenelemente wird isoliert von benachbarten Elementen betrachtet und besitzt den effektiven lokalen Serienwiderstand  $r'_s$ , den minimalen Anschlusswiderstand zum gemeinsamen Zellpotential. Alle flächenspezifischen Parameter in (b) sind durch das Hochkomma ' gekennzeichnet und entsprechend des Flächenanteils eines Flächenelements in Relation zur Gesamtzellfläche berechnet.

Die lokale Lumineszenzintensität

$$\Phi' = C \exp\left(\frac{V_c - J' r'_s}{V_{th}}\right) \quad (2.37)$$

quantifiziert damit jeden lokalen Serienwiderstand  $r'_s$  und ermöglicht eine ortsaufgelöste Abbildung in einem Widerstandsbild. Für die Generation eines solchen Widerstandsbildes ist es notwendig, den Kalibrierungsfaktor  $C$  möglichst genau zu ermitteln. In der Literatur werden daher verschiedene, meist durch eine Variation des statischen Arbeitspunktes und damit selbst-kalibrierende, Messmethoden vorgestellt [36, 38]. Diese Messmethoden sind jedoch bisher auf die Anwendung zur Charakterisierung einzelner Solarzellen beschränkt. In dieser Arbeit wird daher ein ebenfalls selbst-kalibrierender Ansatz zur Generation des Serienwiderstandsbildes eines ganzen Photovoltaikmoduls entwickelt und vorgestellt. Die Anwendbarkeit konnte für Photovoltaikmodule mit einer hohen Anzahl seriell verschalteter Solarzellen (typischer Weise bis zu 72 Zellen in Serie) erweitert werden.

### 2.4.3.2 Ladungsträgerlebensdauer aus transienter Lumineszenz

Zur ortsauflösenden Messung der effektiven Ladungsträgerlebensdauer nimmt, wie im Ansatz zur Messung des lokalen Serienwiderstandes, eine Kamera ein Bild der lokal emittierten Lumineszenz auf. Wie durch Gleichung (2.35) gezeigt, sind die gemessene transiente Lumineszenzintensität  $\Phi_{\text{trans}}$  und die stationäre Lumineszenzintensität  $\Phi_{\text{st}}$  dabei direkt proportional zur Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$ . Zur Umwandlung des aufgenommenen Lumineszenzbildes in ein Lebensdauerbild muss daher an mindestens einem Ort im Lumineszenzbild die Ladungsträgerlebensdauer bekannt sein bzw. über ein anderes Messverfahren bestimmt werden [39, 40]. Anhand dieses Ortes können die Lebensdauerwerte an allen weiteren Punkten im Bild absolut kalibriert werden. Dieses Kalibrierungsverfahren ist häufig aufwändig und nicht immer auf alle Proben typen erweiterbar.<sup>2</sup>

Für die praktische Anwendung der ortsauflösenden Messung der Ladungsträgerlebensdauer werden daher häufig selbst-kalibrierende Methoden auf Basis transienter Lumineszenzmessungen angewandt. Bild 2.4 zeigt den prinzipiellen Verlauf der Generation bzw. Injektion von Überschussladungsträgern und der daraus resultierenden dynamischen Lumineszenz für einen selbst-kalibrierenden Ansatz. Der Injektionsstrom  $I_n$  (rote Linie) ist auf sein Maximum normiert dargestellt und entspricht damit der normierten Generationsrate. Die erzeugte Lumineszenzintensität  $\Phi_n$  (blaue Linie) ist ebenfalls auf ihr Maximum normiert und fällt nach abruptem Abschalten des Injektionsstromes  $I_n = 0$  zum Zeitpunkt  $t = t_{\downarrow}$  exponentiell mit der effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  als Zeitkonstante ab.

Durch die Annahme eines abrupten Endes der kontinuierlichen Generation von freien Ladungsträgern vereinfacht sich die Differentialgleichung (2.31) zu

$$\frac{d\Delta n(t)}{dt} = -\frac{\Delta n(t)}{\tau_{\text{eff}}}, \quad (2.38)$$

da alle Überschussladungsträger nur durch Rekombination abgebaut werden. Die normierte Lumineszenz

$$\Phi_n(t) = \frac{\Phi_{\text{trans}}(t)}{\Phi_{\text{st}}(t)} \quad (2.39)$$

<sup>2</sup>Bei der Kalibrierung über QSSPC (engl., Quasi Steady-State Photoconductance) darf die Probe nicht metallisiert sein.

ist durch den Bezug auf ein stationäres Lumineszenzsignal  $\Phi_{\text{st}}$  mit der gleichen Amplitude  $\max(\Phi_{\text{st}}) = \max(\Phi_{\text{trans}})$  unabhängig von den Materialeigenschaften der Probe und dem experimentellen Aufbau.

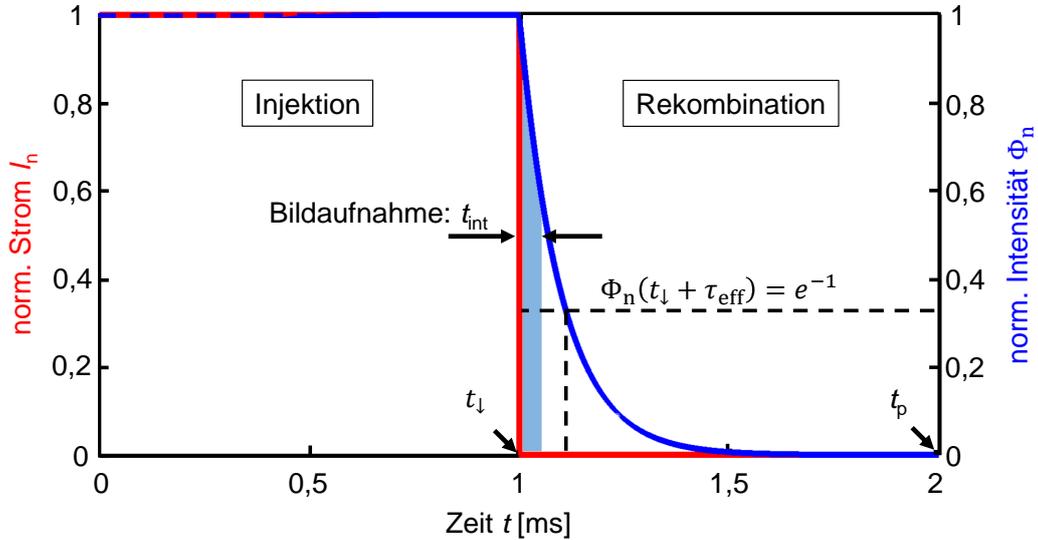
Die Lösung der Differentialgleichung der Überschussladungsträger sowie die Normierung auf die maximale Lumineszenz führen zu der Lösung des exponentiellen Lumineszenzabfalls

$$\Phi_n(t > t_{\downarrow}) = \exp\left(-\frac{t - t_{\downarrow}}{\tau_{\text{eff}}}\right) \quad (2.40)$$

an der fallenden Flanke zum Zeitpunkt  $t > t_{\downarrow}$ . Das von der Kamera aufgenommene normierte Bild

$$B_n = \int_{t_{\downarrow}}^{t_{\downarrow} + t_{\text{int}}} \Phi_n(t) dt \quad (2.41)$$

integriert die auf den Sensor treffende Strahlung mit der Belichtungszeit bzw. der Integrationsdauer  $t_{\text{int}}$  [41].



**Bild 2.4:** Qualitative Darstellung des normierten Injektionsstroms  $I_n$  und der resultierenden normierten Lumineszenz  $\Phi_n$ . Zum Zeitpunkt  $t_{\downarrow} = 1$  ms wird die Injektion abrupt gestoppt und die erzeugten Überschussladungsträger rekombinieren mit einer effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}} = 100 \mu\text{s}$ . Zum Zeitpunkt  $t_{\downarrow} + \tau_{\text{eff}}$  ist die Lumineszenz auf die relative Intensität  $\Phi_n(t_{\downarrow} + \tau_{\text{eff}}) = e^{-1}$  abgefallen. Die Bildaufnahme erfolgt synchronisiert zum Abschaltvorgang des Injektionsstroms und integriert die emittierte Lumineszenz direkt an der abfallenden Flanke.

In der normierten Form ist die Bildintensität des Lumineszenzbildes nur von der Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  sowie der Integrationszeit  $t_{\text{int}}$  abhängig und ermöglicht damit die Umrechnung in ein Lebensdauerbild ohne Kalibrierungsverfahren. Da der Intensitätsabfall in einem Zeitbereich von wenigen Mikrosekunden bis hin zu wenigen Millisekunden stattfindet, muss die Integrationszeit in einem vergleichbaren Zeitbereich liegen [42]. Aufgrund der kurzen Integrationszeit sind bisher nur InGaAs-Kameras in der Lage, ein Lebensdauerbild mit einem selbst-kalibrierenden Ansatz zu generieren. Kiliani et al. haben hingegen eine Methode entwickelt, mit der über eine spezielle Optik und einen externen Hochgeschwindigkeits-Shutter die Anwendung von hochauflösenden Si-CCD-Sensoren<sup>3</sup> und lange Integrationszeiten möglich gemacht wurden [43]. Dieser ebenfalls selbst-kalibrierende Ansatz erhöht jedoch die Komplexität des experimentellen Aufbaus erheblich. Die im Folgenden in dieser Arbeit vorgestellte Methode entwickelt einen Ansatz zur kalibrierungsfreien Messung und orts aufgelösten Abbildung der Ladungsträgerlebensdauer ohne jegliche Limitierung durch Optik oder Integrationszeit der verwendeten Kameras [44].

#### 2.4.4 Lumineszenz bei Tageslicht

Das von Stoicescu am Institut für Photovoltaik der Universität Stuttgart entwickelte Messsystem "DaySy" (Daylight Luminescence System) ist in der Lage, Elektrolumineszenzbilder ganzer Photovoltaikanlagen bei Tageslicht zu generieren [7–9]. Der Vorteil einer Messung bei Tageslicht zeigt sich in der deutlich einfacheren Anwendung des Messsystems ohne zusätzliche Beleuchtung des Arbeitsplatzes. Messsysteme zur Aufnahme von Lumineszenzbildern bei geringem Umgebungslicht in der Dämmerung oder bei Nacht sind zwar technisch einfach zu realisieren, jedoch erhöht sich die Anwendungsdauer durch erschwerte Arbeitsbedingungen und geringere Arbeitssicherheit im Dunkeln.

Für eine Messung bei Tageslicht speist DaySy einen gepulsten Strom in einen Strang einer Photovoltaikanlage ein und regt diesen zur Emission von Elektrolumineszenz an. Bei ausreichender Sonneneinstrahlung kann zudem auch ein weiterer aktiver Teil der zu vermessenden Photovoltaikanlage genutzt werden, um die notwendige Leistung für die Strominjektion bereitzustellen.

Die Intensität der Elektrolumineszenz ist um ein Vielfaches schwächer als das

---

<sup>3</sup>engl.: charge-coupled device, CCD

Streulicht der Umgebung. Um die Lumineszenz dennoch in einem Lumineszenzbild sichtbar zu machen, filtert das von Stoicescu entwickelte Lock-In-Verfahren das Umgebungslicht heraus [8]. Das Streulicht ist in zwei Kamerabildern, welche in kurzer Zeit nacheinander mit und ohne Strominjektion aufgenommen werden, zu annähernd gleichen Anteilen enthalten. Die Differenz dieser beiden Bilder enthält somit überwiegend die Lumineszenzinformation. Da die Lumineszenzintensität im Vergleich zum Umgebungslicht jedoch sehr gering ist, besitzt dieses differentielle Lumineszenzbild zunächst ein sehr geringes Signal-zu-Rausch-Verhältnis. Durch die Mittelung von mehreren hundert dieser Lumineszenzbildern kann jedoch erfolgreich die Qualität des resultierenden Elektrolumineszenzbildes gesteigert werden. Diese Bildberechnung erfolgt bereits während der Bildaufnahme. Das Lock-in-Verfahren mittelt dadurch gerade so viele Bilder wie notwendig und ein Lumineszenzbild kann in weniger als 10 Sekunden aufgenommen werden.

Das so generierte Lumineszenzbild ist vergleichbar zu einem im Dunkeln aufgenommenen Bild und ist ebenfalls über lokale Serien- und Parallelwiderstände quantifizierbar [8]. Neben Elektrolumineszenzbildern können bei Tageslicht zusätzlich auch Photolumineszenzbilder aufgenommen werden. Diese Bilder eignen sich besonders, um Parallelwiderstandsdefekte zu identifizieren [9].

DaySy ist im praktischen Einsatz in der Lage, bis zu 1300 Photovoltaikmodule innerhalb eines Tages zu vermessen. Hier setzt Kapitel 4 dieser Arbeit an, um eine hohe Anzahl von Lumineszenzbildern automatisiert zu quantifizieren und eine Leistungsvorhersage defekter Module zu generieren.

# Kapitel 3

## Bildgebende Messung der Ladungsträgerlebensdauer in Solarzellen

Dieses Kapitel stellt eine neuartige Messmethode zur ortsauflösenden Abbildung der effektiven Ladungsträgerlebensdauer von Silizium-Solarzellen vor. Der Intensitätsvergleich zwischen zwei unterschiedlich modulierten Elektrolumineszenzbildern zeigt, dass die Messmethodik ohne grundlegende Einschränkungen durch die Belichtungszeit von Kameras anwendbar ist. Das eingeführte theoretische Konzept der modulierten Elektrolumineszenz folgt einem selbst-kalibrierenden Ansatz. Anschließend zeigt die praktische Anwendung mit der experimentellen Evaluation der Messmethodik die Anwendbarkeit und deren Grenzen auf. Für die zugrunde liegende elektrische Injektion von Überschussladungsträgern erreicht die Messmethodik in der Messung der Ladungsträgerlebensdauer eine mittlere relative Abweichung zwischen 4% und 8% in Bezug auf Referenzmessungen. Diese Abweichung ergibt sich aus dem Unterschied zwischen dem generierten zeitintegrierten Lebensdauerbild und der direkten Messung des zeitlichen Verlaufs der Lumineszenz mit einem Hochgeschwindigkeits-Photodetektor. Zur weiteren Einordnung erfolgt die Unterscheidung zur Ladungsträgerlebensdauer gemessen bei der optischen Generation von Überschussladungsträgern. Die Ladungsträgerlebensdauer bei optischer Generation wird aus dem Abfall der Lumineszenz im Anschluss an die Generation von Überschussladungsträgern durch einen Lichtblitz gemessen. Der Vergleich

zur Injektion von Überschussladungsträgern durch die Strommodulation der entwickelten Methodik zeigt, dass aufgrund der Injektionsabhängigkeit bei komplexen Strompfaden von hocheffizienten Solarzellen für diesen Probenotyp keine Äquivalenz zwischen elektrischer Injektion und optischer Generation vorliegt. Bei multikristallinen Solarzellen mit einem vollflächigen Emitter auf der Vorderseite konnte diese Äquivalenz hingegen nachgewiesen werden.

### 3.1 Modulierte Elektrolumineszenz

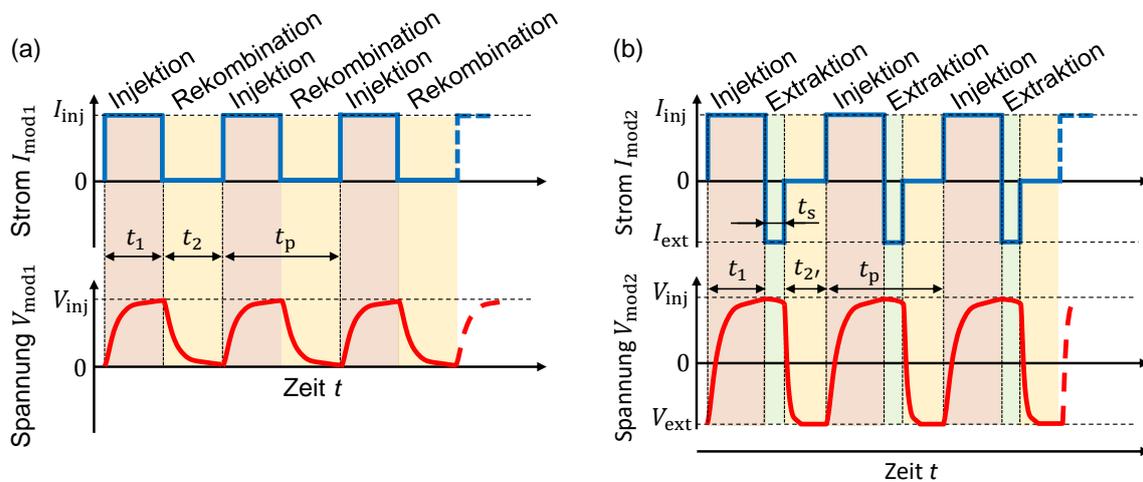
Das Ziel dieser Betrachtung ist es, eine geschlossene bzw. lückenlose periodische Beschreibung der Zeitabhängigkeit eines Lumineszenzsignals zu generieren, dessen gesamtes zeitliches Integral eine eindeutige Abhängigkeit von der effektiven Ladungsträgerlebensdauer besitzt. Durch eine geschlossene Lösung innerhalb einer Modulationsperiode kann die effektive Ladungsträgerlebensdauer aufgrund der Periodizität der Signale unabhängig von den Integrationsgrenzen bestimmt werden. Als Konsequenz ergibt sich bei einer bildgebenden Messung der Lumineszenzsignale keine Einschränkung durch die Integrationszeit der verwendeten Kameras. Zur Bestimmung der effektiven Ladungsträgerlebensdauer wird im Folgenden die Differenz der Lumineszenzintensität zwischen zwei periodisch zeitmodulierten Lumineszenzsignalen bei unterschiedlichen Modulationsströmen, normiert auf ein stationäres Lumineszenzsignal mit konstantem Injektionsstrom, ausgewertet.

#### 3.1.1 Theoretisches Konzept

Die Modulation 1 generiert ein periodisches Rechteck-Stromprofil zur Injektion von Überschussladungsträgern. Modulation 2 generiert die identische periodische Injektion, wechselt hingegen über das Anlegen einer negativen Spannung während der fallenden Flanke des Stromprofils abrupt zur Stromextraktion. Die ansteigenden Flanken beider modulierter Lumineszenzsignale sind somit identisch und löschen sich in der Differenz beider Signale gegenseitig aus. Die gesamte Intensitätsdifferenz in einer Modulationsperiode ist daher nur durch den Unterschied zwischen den abfallenden Flanken der Lumineszenz definiert. Die Ladungsträgerextraktion (Modulation 2) beschleunigt dabei den Lumineszenzabfall im Vergleich zum Lumineszenzabfall bei unbeeinflusster Ladungsträgerrekombination (Modulation 1).

Die Normierung der beiden modulierten Lumineszenzsignale auf ein stationäres Lumineszenzsignal mit identischer maximaler Amplitude eliminiert den Einfluss der maximalen Amplitude.

Bild 3.1a zeigt qualitativ das Stromprofil von Modulation 1 zur Anregung einer Solarzelle<sup>1</sup> zur Emission von Elektrolumineszenz und Bild 3.1b das Stromprofil von Modulation 2.



**Bild 3.1:** (a) Qualitative Darstellung der Strommodulation 1 und (b) der Strommodulation 2 einer Solarzelle ohne Beleuchtung. Die erzeugten Modulationsspannungen  $V_{\text{mod}1}$  und  $V_{\text{mod}2}$  sind stark vereinfacht dargestellt. Modulation 1 erzeugt eine gepulste Strominjektion  $I_{\text{mod}1} = I_{\text{inj}}$  und die Spannung  $V_{\text{mod}1}$  folgt dem Strom in einem exponentiellem Anstieg bis zur angelegten Spannung  $V_{\text{inj}}$ . Die Periodendauer  $t_p = t_1 + t_2$  setzt sich aus der Dauer der Injektion  $t_1$  und der Dauer der Rekombination  $t_2$  zusammen. Modulation 2 erzeugt dieselbe gepulste Strominjektion  $I_{\text{mod}2} = I_{\text{inj}}$  und erzwingt anschließend durch das Anlegen einer negativen Spannung  $V_{\text{ext}} < 0$  die Stromextraktion  $I_{\text{ext}} < 0$ . Die Modulationsspannung  $V_{\text{mod}2}$  bleibt zunächst über die Dauer der Speicherzeit  $t_s$  annähernd konstant und wechselt dann in der Übergangszeit  $t_{2'}$  zur negativen Spannung  $V_{\text{ext}} < 0$ . Die Injektionsdauer  $t_1$  ist in beiden Modulationen identisch. Die Rekombinationsdauer  $t_2$  von Modulation 1 entspricht der Kombination aus Speicherzeit  $t_s$  und Übergangszeit  $t_{2'}$  aus Modulation 2.

Die Modulationen sind zunächst anhand des Stromes und der stark vereinfachten resultierenden Spannung qualitativ dargestellt. Diese Darstellung dient lediglich zur Definition der Zeitintervalle und zur prinzipiellen Unterscheidung der beiden Modulationstypen. Für die theoretische Beschreibung der zeitmodulierten Elek-

<sup>1</sup>Die Solarzelle befindet sich in einer Dunkelkammer und ist nicht beleuchtet.

trolumineszenz ist die Zellspannung zunächst nicht von Bedeutung und soll erst bei der praktischen Umsetzung der Modulationssignale betrachtet werden. Kapitel 3.4 erläutert die Zeitabhängigkeit der gemessenen Zellströme und Zellspannungen beider Modulationen im Detail.

Modulation 1 wechselt abrupt zwischen der angelegten Vorwärtsspannung und der damit einhergehenden konstanten Strominjektion  $I_{\text{mod1}} = I_{\text{inj}}$  während der Zeit  $t_1$  zum stromlosen Zustand  $I_{\text{mod1}} = 0$  während der Zeit  $t_2$  und erzeugt damit den Leerlauf-Lumineszenzabfall (freie Ladungsträgerrekombination). Diese Strommodulation wird mit der Periodenlänge  $t_p = t_1 + t_2$  periodisch fortgesetzt.

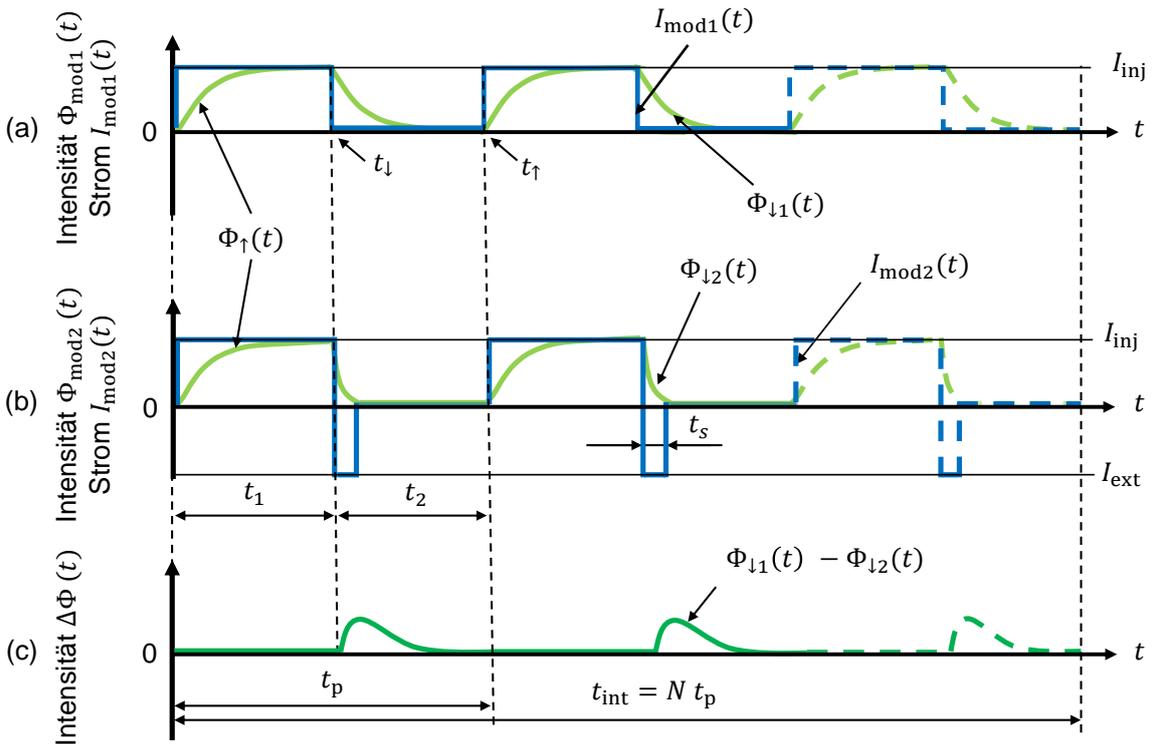
Bild 3.1b zeigt qualitativ das Stromprofil von Modulation 2 derselben Solarzelle. Modulation 2 wechselt abrupt von der identischen Strominjektion  $I_{\text{mod2}} = I_{\text{inj}}$  während der Zeit  $t_1$  zur Stromextraktion  $I_{\text{mod2}} = I_{\text{ext}} < 0$  während der Speicherzeit  $t_s$ . Während der Zeit  $t_{2'}$  wechselt die Modulationsspannung von der Vorwärtsspannung  $V_{\text{mod2}} > 0$  zur Rückwärtsspannung  $V_{\text{mod2}} = V_{\text{ext}} < 0$ . Das dynamische Verhalten der Solarzelle in der sogenannten Sperrholphase<sup>2</sup> ( $t_s + t_{2'}$ ) ermöglicht es, die Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n$  über den Extraktionsstrom  $I_{\text{ext}} < 0$  zu beeinflussen [15, 18, 45]. Zu beachten ist dabei, dass die Modulationsspannung  $V_{\text{mod2}}$  nicht abrupt der Anregung folgen kann. Die Konsequenz wäre ein sehr scharfer Gradient der Ladungsträgerkonzentration direkt am pn-Übergang, was einen sehr großen initialen Diffusionsstrom in Rückwärtsrichtung zur Folge hätte [45]. In der Praxis ist jedoch der initiale Strom in Rückwärtsrichtung durch den Serienwiderstand limitiert [15]. Der Extraktionsstrom reduziert daher die Minoritätsladungsträgerkonzentration mit einer konstanten Rate und die Modulationsspannung  $V_{\text{mod2}} > 0$  verbleibt positiv bis die in der Diffusionskapazität gespeicherte Ladung abgebaut ist.

Bild 3.2a und Bild 3.2b beschreiben die zeitabhängigen Modulationsströme  $I_{\text{mod1}}(t)$  und  $I_{\text{mod2}}(t)$  und die daraus resultierenden Lumineszenzintensitäten  $\Phi_{\text{mod1}}(t)$  und  $\Phi_{\text{mod2}}(t)$ . Bild 3c zeigt die Differenzintensität  $\Delta\Phi(t) = \Phi_{\text{mod1}}(t) - \Phi_{\text{mod2}}(t)$  zwischen den beiden periodisch modulierten Lumineszenzsignalen. Das Integral der Intensitätsdifferenz  $\int \Delta\Phi(t)dt$  steht in direktem Zusammenhang mit der effektiven Minoritätsladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$ .

Im Gegensatz zur reinen Injektion von Überschussladungsträgern und dem resultierenden Lumineszenzabfall an der fallenden Flanke der Injektion  $\Phi_{\text{I1}}(t)$  (siehe

<sup>2</sup>engl., reverse recovery phase: Ein Begriff aus der Leistungselektronik, welcher die Umschalt-dauer einer Diode vom leitenden zurück in den sperrenden Zustand beschreibt.

Bild 3.2a), beschleunigt die dynamische Extraktion der Überschussladungsträger den Lumineszenzabfall  $\Phi_{\downarrow 2}(t)$  (siehe Bild 3.2b). Die Auswertung der Intensitätsdifferenz  $\Delta\Phi$  und die Normierung auf das stationäre Lumineszenzsignal  $\Phi_{\text{st}}(t)$  ermöglichen es, die effektive Minoritätsladungsträgerlebensdauer ohne jegliche Abhängigkeit von der Integrationszeit zu bestimmen.



**Bild 3.2:** Generationsprinzip der modulierten Lumineszenzsignale: (a) Lumineszenzintensität  $\Phi_{\text{mod}1}(t)$  generiert durch Strommodulation 1, (b) Lumineszenzintensität  $\Phi_{\text{mod}2}(t)$  generiert durch Strommodulation 2 und (c) Differenzintensität  $\Delta\Phi(t) = \Phi_{\text{mod}1}(t) - \Phi_{\text{mod}2}(t)$  zwischen beiden modulierten Signalen. Beide Modulationssignale werden mit den identischen Modulationsparametern, der Periodendauer  $t_p$ , unterteilt in die Anstiegszeit  $t_1$  und Abfallszeit  $t_2$ , sowie die Integrationszeit der Signale  $t_{\text{int}} = N t_p$ , aufgenommen. Beide Strommodulationen erzeugen den identischen Anstieg der Lumineszenzintensität  $\Phi_{\uparrow}(t)$  im Zeitintervall  $0 < t < t_{\downarrow}$  und zwei unterschiedliche Lumineszenzabfälle  $\Phi_{\downarrow 1}(t)$  und  $\Phi_{\downarrow 2}(t)$  im Zeitintervall  $t_{\downarrow} < t < t_{\uparrow}$ . Durch die aktive Extraktion von Überschussladungsträgern in Modulation 2 (b) mit einem negativen Extraktionsstrom  $I_{\text{mod}2} < 0$  wird die Diffusionskapazität der Solarzelle entladen. Die Dauer des Entladevorgangs (die Speicherzeit  $t_s$ ) wird durch die Höhe des Extraktionsstromes  $I_{\text{ext}}$  beeinflusst und beschleunigt damit den Lumineszenzabfall  $\Phi_{\downarrow 2}(t)$  von Modulation 2 im Vergleich zu  $\Phi_{\downarrow 1}(t)$  bei Modulation 1.

Beide Strommodulationen  $I_{\text{mod}1}(t)$  und  $I_{\text{mod}2}(t)$  werden kontinuierlich mit der Periodendauer  $t_p$  wiederholt. Die periodische Injektion von Überschussladungsträgern  $\Delta n(t)$  über den Modulationsstrom  $I_{\text{mod}}(t) > 0$  erzeugt den Anstieg des Lumineszenzsignals  $\Phi_{\uparrow}(t)$ . Bild 3.2a und Bild 3.2b zeigen die zwei identischen Anstiege der Lumineszenz in beiden Modulationen. Die Generationsrate  $G_{\text{EL}}(t) \propto I_{\text{mod}}(t)$  von Überschussladungsträgern  $\Delta n$  ist direkt proportional zum Modulationsstrom  $I_{\text{mod}}(t) > 0$  [33].

Bei Niederinjektion  $\Delta n \ll N_A$ , mit  $N_A$  als Akzeptor-Konzentration einer Silizium-Solarzelle mit einer p-Typ-Basis, ist die Lumineszenzintensität  $\Phi_{\text{mod}}(t) \propto \Delta n(t)$  (grüne Linien) ebenfalls proportional zur Überschussladungsträgerdichte  $\Delta n$  [35].

In beiden Modulationen erzeugt die konstante Strominjektion  $I_{\text{inj}}$  den identischen Anstieg der Lumineszenzintensität  $\Phi_{\uparrow}(t)$ . Im Zeitintervall  $0 < t < t_{\downarrow}$  geht aus der Kontinuitätsgleichung

$$\frac{d\Delta n(t)}{dt} = G_{\text{EL}} - \frac{\Delta n(t)}{\tau_{\text{eff}}} \quad (3.1)$$

der Anstieg der Lumineszenz

$$\Phi_{\uparrow}(t) = \underbrace{K_s G_{\text{EL}} N_A \tau_{\text{eff}}}_{\text{Amplitude}} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_{\text{eff}}}\right) \right] \quad (3.2)$$

hervor. Dabei ist die effektive Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  die Zeitkonstante des Anstiegs und die Akzeptor-Konzentration  $N_A$ , die Generationsrate  $G_{\text{EL}}$  sowie die Kalibrierungskonstante  $K_s$  bestimmen die maximale Amplitude [46].

Nach der Anstiegszeit  $t_1 > 5\tau_{\text{eff}}$  bei einem Modulationsgrad  $t_1/t_p = 0,5$  ist die Bedingung

$$\left. \frac{d\Phi_{\uparrow}(t)}{dt} \right|_{t=t_{\downarrow}} \approx 0 \quad (3.3)$$

für den quasistationären Zustand erfüllt.

Als Konsequenz ist die Intensitätsdifferenz  $\Delta\Phi = \Phi_{\downarrow 1}(t) - \Phi_{\downarrow 2}(t)$  zwischen den beiden modulierten Lumineszenzsignalen  $\Phi_{\text{mod}1}(t)$  und  $\Phi_{\text{mod}2}(t)$  nur durch die unterschiedlichen Abfallzeiten im Zeitintervall  $t_{\downarrow} < t < t_{\uparrow}$  bestimmt. Bild 3.2c zeigt den zeitlichen Verlauf der resultierenden Differenzintensität  $\Delta\Phi(t)$ .

Im Anschluss an den abrupten Wechsel zwischen Strominjektion und Stromextraktion folgt üblicherweise die sogenannte Sperrerholzeit. Meist nimmt die Speicher-

zeit  $t_s$ , die Dauer des Entladevorgangs zum Abbau der in der Diffusionskapazität gespeicherten Ladung, den Großteil der gesamten Sperrerholzeit ein. Das Einstellen des Extraktionsstroms  $I_{\text{ext}}$  nimmt direkten Einfluss auf die Speicherzeit  $t_s$  und beeinflusst damit die Abfallzeit der Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n(t)$ .

Die folgenden Kapitel zeigen die systematische Analyse der Differenzintensität  $\Delta\Phi(t) = \Phi_{\text{mod1}}(t) - \Phi_{\text{mod2}}(t)$  zwischen den beiden modulierten Lumineszenzsignalen zur Bestimmung der effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$ .

### 3.1.2 Abfallende Lumineszenz bei freier Rekombination

Der Injektionsstrom  $I_{\text{inj}}$  wird zum Zeitpunkt  $t_{\downarrow}$  abrupt abgeschaltet. Überschussladungsträger werden nicht länger generiert ( $G_{\text{EL}} \propto I_{\text{inj}} = 0$ ) und die Lumineszenz fällt aufgrund der Rekombination von Ladungsträgern ab bis das thermodynamische Gleichgewicht wieder hergestellt ist. Die Differentialgleichung

$$\frac{d\Delta n(t)}{dt} = -\frac{\Delta n(t)}{\tau_{\text{eff}}}, \quad (3.4)$$

führt zur Zeitabhängigkeit der Lumineszenzintensität

$$\Phi_{\downarrow 1}(t) = \underbrace{K_s G_{\text{EL}} N_A \tau_{\text{eff}}}_{\text{Amplitude}} \exp\left(-\frac{t - t_{\downarrow}}{\tau_{\text{eff}}}\right) \quad (3.5)$$

an der fallenden Flanke des Lumineszenzsignals [27, 46]. Im Anschluss an den zuvor erreichten quasistationären Zustand zum Zeitpunkt  $t_{\downarrow}$ , ist die initiale Amplitude  $\Phi_{\downarrow 1}(t_{\downarrow})$  des Lumineszenzabfalls abhängig von der Akzeptor-Dotierung in der Basis  $N_A$ , der Generationsrate  $G_{\text{EL}}$ , der effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  sowie der Kalibrierungskonstanten  $K_s$ . Genau diese Abhängigkeiten der Amplitude werden im weiteren Verlauf durch die Normierung auf ein stationäres Signal mit identischer Generationsrate gemäß eines selbst-kalibrierenden Ansatz aufgehoben (vgl. Kapitel 2.4.3).

### 3.1.3 Abfallende Lumineszenz bei Ladungsträgerextraktion

Im Vergleich zu Modulation 1 mit einem Lumineszenzabfall bei freier Ladungsträgerrekombination beschleunigt die aktive Extraktion von Überschussladungsträ-

gern den Lumineszenzabfall bei Modulation 2. Der Lumineszenzabfall  $\Phi_{\downarrow 2}(t)$  an der fallenden Flanke wird durch den Extraktionsstrom beeinflusst. Die Extraktionsrate  $E$  von Überschussladungsträgern  $\Delta n$  ist über den Modulationsfaktor

$$M = \left| \frac{I_{\text{ext}}}{I_{\text{inj}}} \right|_{t=t_{\downarrow}} \quad (3.6)$$

aus dem Verhältnis von initial konstantem Extraktionsstrom  $I_{\text{ext}}$  zu Injektionsstrom  $I_{\text{inj}}$  zum Zeitpunkt  $t_{\downarrow}$  definiert. Die Extraktionsrate

$$E = -MG_{\text{EL}} \quad (3.7)$$

ist als negatives Vielfaches analog zur Generationsrate  $G_{\text{EL}}$  ausdrückbar. Der Lumineszenzabfall bei aktiver Ladungsträgerextraktion ergibt sich somit aus der Differentialgleichung

$$\frac{d\Delta n(t)}{dt} = -\frac{\Delta n(t)}{\tau_{\text{eff}}} - MG_{\text{EL}} \quad (3.8)$$

der Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n(t)$ . Die Gültigkeit ist jedoch auf das Zeitintervall  $0 < t < t_s$  mit der Speicherzeit  $t_s$  beschränkt. Während des Extraktionsprozesses wird der Extraktionsstrom  $I_{\text{ext}}$  aufgrund der Limitierung durch den Serienwiderstand des Messaufbaus als konstant angenommen [45]. Die Lösung von Gleichung (3.8) liefert die abfallende Flanke der Lumineszenz

$$\Phi_{\downarrow 2}(t) = \underbrace{K_s G_{\text{EL}} N_A \tau_{\text{eff}}}_{\text{Amplitude}} \left[ \left( M + 1 \right) \exp\left( -\frac{t - t_{\downarrow}}{\tau_{\text{eff}}} \right) - M \right] \quad (3.9)$$

im Zeitintervall einer konstanten Ladungsträgerextraktion mit dem konstanten Strom  $I_{\text{mod}2}(t) = I_{\text{ext}}$ . Das Prinzip der Ladungserhaltung

$$\frac{t_s}{\tau_{\text{eff}}} = \ln\left( 1 + \frac{I_{\text{inj}}}{I_{\text{ext}}} \right) = \ln\left( 1 + M^{-1} \right) \quad (3.10)$$

der in der Diffusionskapazität gespeicherten Ladung (vgl. Kapitel 2.2) kann mit dem in Gleichung (3.6) eingeführten Modulationsfaktor  $M$  neu definiert werden. Durch Einsetzen von Gleichung (3.10) in Gleichung (3.9) wird ersichtlich, dass die Lumineszenzintensität  $\Phi_{\downarrow 2}(t_{\downarrow} + t_s) = 0$  am Ende der Speicherzeit  $t = t_{\downarrow} + t_s$  für

eine symmetrische Modulation  $M = 1$  abgeklungen ist. Zwar ist die Anwendbarkeit von Gleichung (3.9) auf das Intervall mit einer konstanten Extraktionsrate  $E = -MG_{\text{EL}} = \text{const.}$  limitiert, doch ist die Lumineszenzintensität für  $t > t_s$  bereits vernachlässigbar klein und eine analytische Lösung für die Lumineszenzintensität  $\Phi_{\downarrow 2}(t)$  für  $t > t_s$  daher nicht notwendig.

### 3.1.4 Differenzintensität

Die angestrebte geschlossene Lösung zur Beschreibung der Lumineszenzintensität über die gesamte Periodendauer  $t_p$  geht aus der Kombination der identisch ansteigenden Flanken  $\Phi_{\uparrow}(t)$  im Intervall  $0 < t < t_{\downarrow}$  sowie den beiden unterschiedlichen Abfällen der Lumineszenz  $\Phi_{\downarrow 1}(t)$  und  $\Phi_{\downarrow 2}(t)$  im Zeitintervall  $t_{\downarrow} < t < t_p$  hervor. Beide Modulationsbilder sind durch das stationäre Lumineszenzbild

$$\Phi_{\text{st}} = K_s G_{\text{EL}} N_A \tau_{\text{eff}} t_{\text{int}} \quad (3.11)$$

normiert und mit der Integrationszeit  $t_{\text{int}} = N t_p$  und der Periodenanzahl  $N$  berechnet.

Die Integrationszeit ist für alle Lumineszenzbilder identisch. Das erste Modulationsbild

$$\Phi_1 = \frac{t_{\text{int}}}{t_p} \left( \int_0^{t_{\downarrow}} \Phi_{\uparrow}(t) dt + \int_{t_{\downarrow}}^{t_p} \Phi_{\downarrow 1}(t) dt \right) \quad (3.12)$$

wird während der Modulation 1 mit freier Ladungsträgerrekombination aufgenommen (vgl. Bild 3.2a). Das zweite Modulationsbild

$$\Phi_2 = \frac{t_{\text{int}}}{t_p} \left( \int_0^{t_{\downarrow}} \Phi_{\uparrow}(t) dt + \int_{t_{\downarrow}}^{t_p} \Phi_{\downarrow 2}(t) dt \right) \quad (3.13)$$

wird während Modulation 2 mit der aktiven Extraktion von Ladungsträgern aufgenommen (vgl. Bild 3.2b). Die Differenz beider Modulationsbilder ergibt das Differenzintensitätsbild

$$\begin{aligned} \Delta \Phi_n &= \frac{\Phi_1 - \Phi_2}{\Phi_{\text{st}}} = \frac{\Delta \Phi}{\Phi_{\text{st}}} \\ &= \frac{\int_{t_{\downarrow}}^{t_p} \left( \Phi_{\downarrow 1}(t) - \Phi_{\downarrow 2}(t) \right) dt}{\Phi_{\text{st}} t_p} \end{aligned} \quad (3.14)$$

und ist in normierter Form unabhängig von der Amplitude der Lumineszenz durch die modulierte Anregung.

Wenn der quasistationäre Zustand vor dem Umschalten zur Stromextraktion erreicht ist, löschen sich in der Differenz beider modulierten Signale die ansteigenden Flanken vollständig aus. Durch die Einschränkung des Modulationsfaktors  $M \geq 1$  und durch die Anpassung der Integrationsgrenze  $t_s = \tau_{\text{eff}} \ln(1 + M^{-1})$  lässt sich das Differenzlumineszenzbild

$$\begin{aligned} \Delta\Phi_n &= \frac{\int_{t_\downarrow}^{t_p} \Phi_{\downarrow 1}(t) dt - \int_{t_\downarrow}^{t_s} \Phi_{\downarrow 2}(t) dt}{\Phi_{\text{st}} t_p} \\ &= \dots \\ &= \frac{\tau_{\text{eff}}}{t_p} \left[ M \ln(1 + M^{-1}) - \exp\left(-\frac{t_p - t_\downarrow}{\tau_{\text{eff}}}\right) \right] \end{aligned} \quad (3.15)$$

weiter vereinfachen (Herleitung in Anhang A.1). Bei einer bekannten Modulation mit der Periodendauer  $t_p$ , dem Umschaltzeitpunkt  $t_\downarrow$  und einem eingestellten bzw. gemessenen Modulationsfaktor  $M$  lässt sich die gemessene Intensität im Differenzintensitätsbild ausschließlich in Abhängigkeit der effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  numerisch berechnen. Diese numerische Lösung muss für jeden einzelnen Bildpunkt erfolgen. Bei einer Bildauflösung von mehreren Megapixeln ist diese Form der numerischen Bildtransformation (Differenzintensitätsbild  $\rightarrow$  Lebensdauerbild) ein äußerst zeitaufwändiger Vorgang.<sup>3</sup> Unter Berücksichtigung der Bedingungen zum quasistationären Zustand ( $t_p > 5 \tau_{\text{eff}}$  und  $t_\downarrow/t_p = 0,5$ ) kann jedoch der exponentielle Teil in Gleichung (3.15) vernachlässigt und das Differenzintensitätsbild

$$\Delta\Phi_n \approx \frac{M \tau_{\text{eff}}}{t_p} \ln(1 + M^{-1}) \quad (3.16)$$

vereinfacht berechnet werden. Das Lebensdauerbild

$$\tau_{\text{eff}} = \frac{\Delta\Phi_n t_p}{M \ln(1 + M^{-1})}. \quad (3.17)$$

<sup>3</sup>Die Rechenzeit auf einem Standard-PC (Intel®Core i3™, 8 GB Arbeitsspeicher) kann mehrere Stunden in Anspruch nehmen.

berechnet sich somit vereinfacht direkt aus dem Differenzintensitätsbild  $\Phi_n$  ohne zeitaufwändige numerische Lösung.

Beide Modulationsbilder integrieren das Lumineszenzsignal über  $N$  Modulationsperioden, wobei die Integrationszeit  $t_{\text{int}} \gg t_p$  um mehrere Größenordnungen länger als die Periodendauer  $t_p$  der Modulationen ist. Aufgrund der Periodizität beider Signale und wenn die Integrationszeit  $t_{\text{int}} = N t_p$  ein ganzzahliges Vielfaches der Periodendauer  $t_p$  ist, fällt der Start- und Endpunkt stets auf denselben relativen Zeitpunkt innerhalb der Modulationsperiode. Die Initialisierung der Integrationszeit, durch das Öffnen und Schließen der Blende der Kamera, „verschmiert“ jedoch die gemessene Intensität zu Beginn und Ende der Bildaufnahme. Da die Integrationszeit um ein Vielfaches länger als die Periodendauer ist, kann dieser Effekt vernachlässigt werden. Diese Zusammenhänge ermöglichen es, die Bildaufnahme komplett entkoppelt von der elektrischen Modulation durchzuführen. Die Aufnahme der Bilder kann zu jedem beliebigen Zeitpunkt gestartet bzw. beendet werden und zur elektrischen Modulation ist keine Synchronisation notwendig.

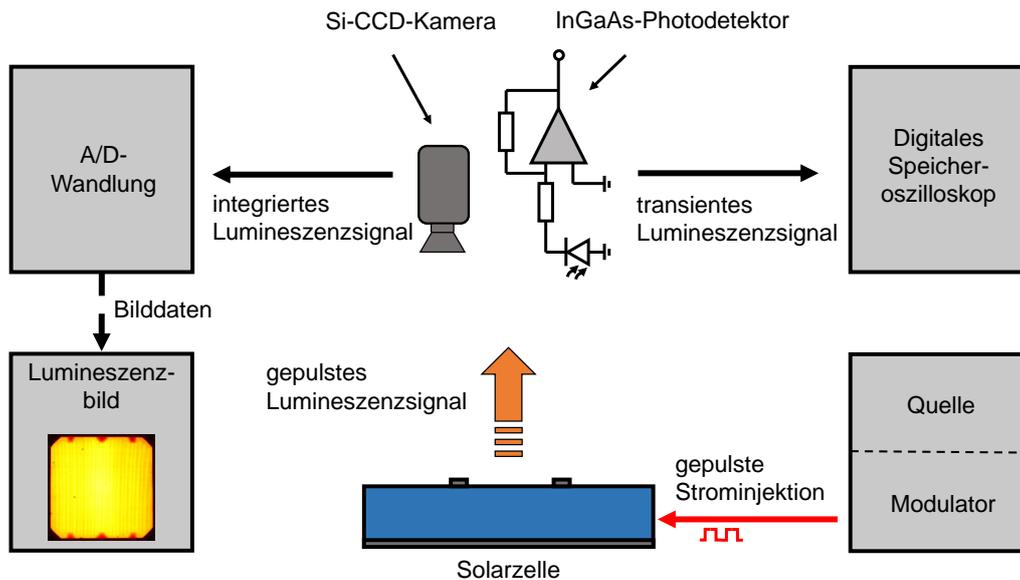
## 3.2 Experimentelle Evaluation

Dieser Abschnitt befasst sich mit der experimentellen Evaluation des zuvor hergeleiteten Formalismus zur Bestimmung der effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  aus modulierten Lumineszenzbildern. Neben der Bildaufnahme dienen transiente Messungen der Lumineszenz eines Ausschnitts als Referenzverfahren zur Bestimmung der Messgenauigkeit. Dazu wird die mittlere Ladungsträgerlebensdauer eines über die Bildfläche im Lebensdauerbild gemittelten Bereichs mit der Ladungsträgerlebensdauer aus dem zeitlichen Verlauf der Lumineszenz, gemessenen über einen Hochgeschwindigkeits-Photodetektor, verglichen. Der Photodetektor ist über der Solarzelle platziert und misst die Lumineszenz eines Bereichs unterhalb des Detektors, welcher anschließend dem Mittelwert eines äquivalenten Bereichs im Lebensdauerbild gegenübergestellt wird. Die Messgenauigkeit wird in Abhängigkeit des Injektionsniveaus anhand der Amplitude des Injektionsstromes sowie der Bildqualität bewertet. Zur weiteren Einordnung der Messmethodik ermöglichen SunsVoc-Messungen (siehe Kapitel 2.3.5) den Vergleich mit Messmethoden bei einer optischen Generation von Überschussladungsträgern. Eine Äquivalenz zwischen elektrischer Injektion und optischer Generation von Überschussladungsträgern ist zur

Interpretation der gemessenen Ladungsträgerlebensdauer notwendig [33]. Nur bei einer Übereinstimmung der Ladungsträgerlebensdauer bei elektrischer Injektion mit der Ladungsträgerlebensdauer bei optischen Generation, ist die elektrisch gemessene Ladungsträgerlebensdauer auch auf die Vorhersage der Effizienz einer Solarzelle bei Beleuchtung übertragbar. Ist diese Äquivalenz für einen Probentypen nicht gegeben, sind die quantitativen Vorhersagen über das Verhalten der Solarzelle im realen Betrieb verfälscht. In diesem Fall ermöglicht das Messverfahren jedoch zumindest einen qualitativen Vergleich zwischen äquivalenten Probentypen.

### 3.2.1 Versuchsaufbau

Bild 3.3 zeigt den Versuchsaufbau zur Messung der Ladungsträgerlebensdauer in schematischer Darstellung.



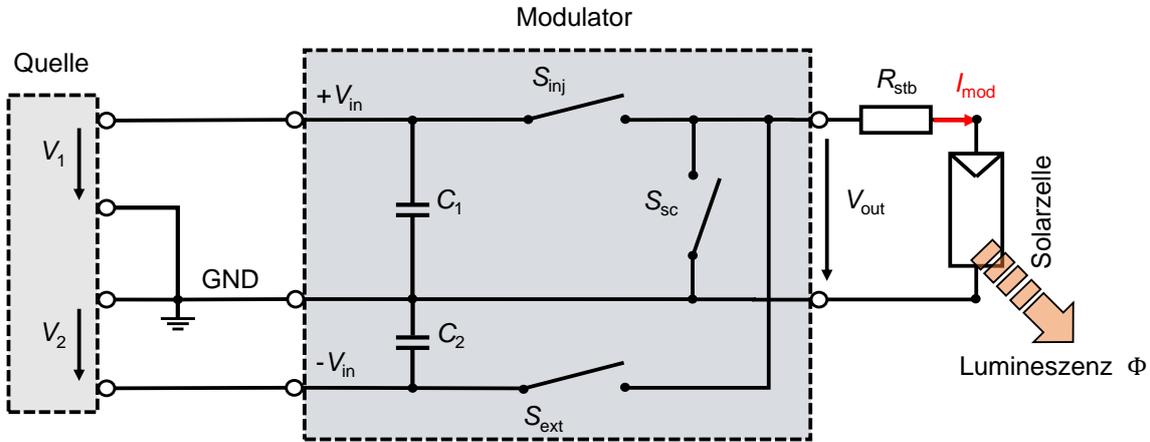
**Bild 3.3:** Versuchsaufbau zur Messung der Ladungsträgerlebensdauer. Der gesamte Versuchsaufbau befindet sich in einer Dunkelkammer. Ein durch eine externe Quelle gespeister Modulator erzeugt die gepulste Strominjektion in eine Solarzelle und generiert gepulste Lumineszenzsignale. Ein InGaAs-Photodetektor (mit Transimpedanz-Verstärker) und ein digitales Speicheroszilloskop messen die transienten Lumineszenzsignale. Zeitgleich integriert eine Si-CCD-Kamera das transiente Lumineszenzsignal und der integrierte A/D-Wandler überträgt die gesammelten analogen Sensorwerte in ein Lumineszenzbild als Abbildung der örtlichen Intensitätsverteilung.

Ein für diese Anwendung entwickelter Strommodulator, gespeist durch eine externe Leistungsquelle, generiert die gepulste Strominjektion in eine Solarzelle. Das gepulste Lumineszenzsignal wird von einem InGaAs-Photodetektor (Femto LCA-S-400K-IN-FS, Diodendurchmesser 0,5 mm, Transimpedanzverstärkung  $1 \times 10^7$  V/A, Bandbreite 400 kHz) im Zeitbereich aufgenommen und bildet damit das transiente Referenzsignal. Das digitale Speicheroszilloskop (DSO) digitalisiert die aufgenommenen analogen Lumineszenzsignale. Zusätzlich misst das DSO den zeitlichen Verlauf von Strom und Spannung an der Solarzelle und ermöglicht damit die Auswertung aller Signale direkt am DSO. Eine Si-CCD-Kamera (FLI MicroLine ML8300M, 8,3 Megapixel) mit einem optischen Langpassfilter (Grenzwellenlänge  $\lambda_{\text{pass}} > 850$  nm) integriert das Lumineszenzsignal über die eingestellte Integrationszeit. Der kamerateintegrierte A/D-Wandler generiert aus den analogen Sensorrohdaten ein Lumineszenzbild zur Abbildung der lokalen Lumineszenzintensität.

Da der Photodetektor die Intensität eines Solarzellenbereiches kumuliert misst, ist bei der Auswertung der berechneten Lebensdauerbilder der Mittelwert der Bilddaten unterhalb des Detektors gegenübergestellt. Um Störsignale zu minimieren, befindet sich der gesamte Versuchsaufbau in einer Dunkelkammer. Das DSO, der Modulator und der Computer zur Auswertung befinden sich außerhalb der Dunkelkammer.

### 3.2.2 Pulsgeneration und -auswertung

Bild 3.4 zeigt das Schaltungsprinzip des entwickelten Strommodulators. Die externe Quelle mit den zwei isolierten Spannungsniveaus  $V_1$  und  $V_2$  ist über die Koppelkondensatoren  $C_1$  und  $C_2$  an den Modulator angeschlossen. Durch den Mittelabgriff zwischen beiden Spannungsquellen erzeugt der Schalter  $S_{\text{inj}}$  die Strominjektion mit der Ausgangsspannung  $V_{\text{out}} = V_1$ , der Schalter  $S_{\text{ext}}$  die Stromextraktion mit der Ausgangsspannung  $V_{\text{out}} = -V_2$  oder der Schalter  $S_{\text{sc}}$  einen Kurzschluss der untersuchten Solarzelle. Da die Solarzelle und der jeweils geschlossenen Schalter einen sehr geringen Serienwiderstand besitzen bzw. eine sehr geringe Last für die Quelle darstellen, können die Schaltvorgänge ungewollte Schwingungen des Modulationsstroms  $I_{\text{mod}}(t)$  hervorrufen. Die Solarzelle ist daher über den Stabilisierungswiderstand  $R_{\text{stb}}$  mit der Ausgangsspannung  $V_{\text{out}}$  des Modulators verbunden. Der dadurch erhöhte effektive Serien- bzw. Lastwiderstand des Systems dämpft den ausgebildeten Schwingkreis und limitiert den Extraktions- und Injektionsstrom.

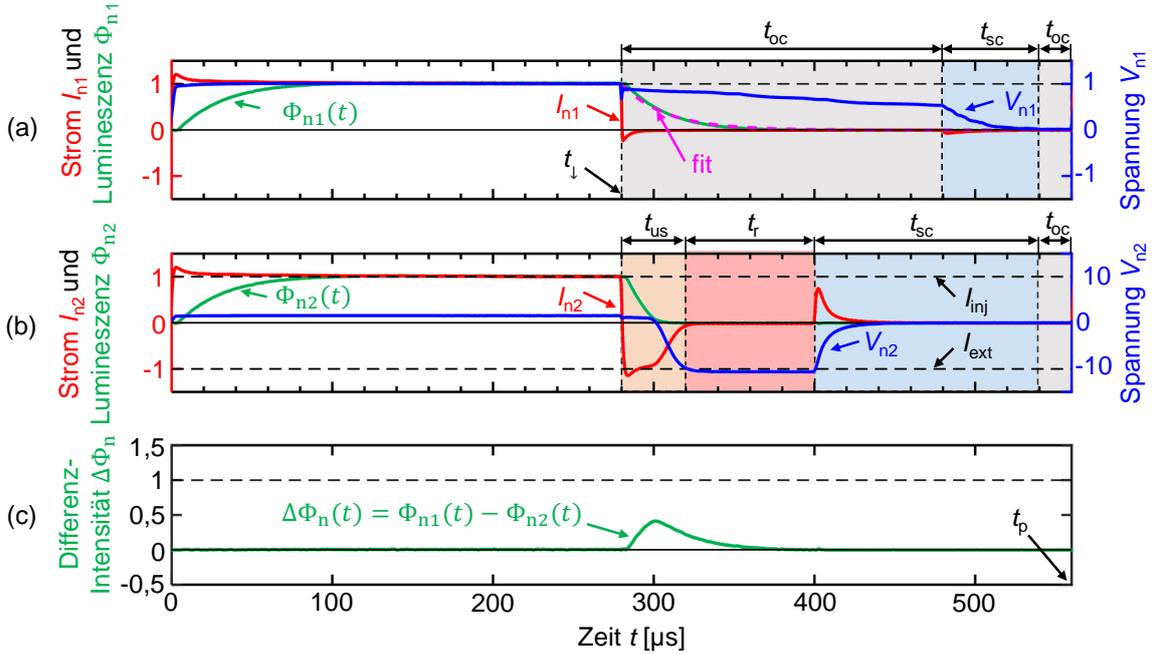


**Bild 3.4:** Schaltungsprinzip des Strommodulators. Eine externe Quelle liefert zwei voneinander isolierte Spannungsniveaus  $V_1$  und  $V_2$ . Der negative Pol der Spannungsquelle  $V_1$  ist dabei mit dem positiven Pol der Spannungsquelle  $V_2$  verbunden und bildet das Bezugspotential (Ground, GND) des Modulators. Der Modulator nutzt die zwei Eingangskapazitäten  $C_1$  und  $C_2$  zur Stabilisierung des Bezugspotentials. Der Leistungsschalter  $S_{inj}$  initialisiert die Strominjektion mit einer positiven Ausgangsspannung  $V_{out} = V_1$ , der Schalter  $S_{sc}$  schließt den Ausgang des Modulators kurz und der Schalter  $S_{ext}$  erzeugt die Stromextraktion mit der Ausgangsspannung  $V_{out} = -V_2$ . Am Ausgang des Modulators befindet sich als Messobjekt die Solarzelle, die mit einem Leistungswiderstand  $R_{stb}$  in Serie verschaltet ist. Der Leistungswiderstand dient zur Stabilisierung der Schaltvorgänge durch Limitierung des Extraktionsstroms.

Bild 3.5 zeigt die gemessenen Strom-Spannungs-Verläufe sowie die resultierende Lumineszenz des durch den Modulator erzeugten Injektions-Extraktions-Pulses am Beispiel einer monokristallinen p-Typ-Solarzelle (Probenbezeichnung: mono-p-Typ-2). Der hier eingeführte Formalismus wird im Weiteren dazu verwendet, die transiente Lumineszenz bezüglich der Ladungsträgerlebensdauer auszuwerten. Die Stromverläufe sind in Rot, die Spannung in Blau und die Lumineszenz in Grün dargestellt. Jedes gemessene Signal ist über 512 Modulationsperioden gemittelt und anschließend als fortlaufender Mittelwert geglättet (Mittelung über jeweils 100 Messpunkte bei 125.000 Messpunkten pro Modulationsperiode).

Der Modulationstrom  $I_{n1}$  und die Modulationsspannung  $V_{n1}$  für Modulation 1 in Bild 3.5a mit reiner Strominjektion sowie  $I_{n2}$  und  $V_{n2}$  für Modulation 2 in Bild 3.5b mit zusätzlicher Stromextraktion an der fallenden Flanke zum Zeitpunkt  $t_{\downarrow}$  sind auf ihr jeweiliges Maximum normiert. Die Differenz beider Lumineszenzsignale ist in

Bild 3.5c dargestellt. Der Modulationsfaktor  $M$  kann direkt aus der relativen Amplitude der Extraktion an der fallenden Flanke abgelesen bzw. während der Messung eingestellt werden. Die Speicherzeit  $t_s$  ist vom Zeitpunkt der fallenden Flanke  $t_\downarrow$  von Modulation 2 bis zum Übergang von einem annähernd konstanten Extraktionsstrom  $I_{n2} \approx I_{\text{ext}}$  zu einem rapiden Abfall zurück auf Null gemessenen.



**Bild 3.5:** Gemessene Strom-Spannungs-Verläufe und Lumineszenz bei modulierten Signalen gemäß Bild 3.2, am Beispiel einer monokristallinen Solarzelle (Probenbezeichnung: mono p-Typ-1). (a) Modulation 1 mit normiertem Strom  $I_n(t)$  in Rot, normierter Spannung  $V_n(t)$  in Blau und normierter Lumineszenz  $\Phi_{n1}(t)$  in Grün. Die Fitfunktion (magenta) an der fallenden Flanke der Lumineszenz  $\Phi_{n1}(t > t_\downarrow)$  liefert die transiente Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}} = 27 \mu\text{s}$ . (b) Die gemessenen Strom-Spannungs-Verläufe sind analog zu Modulation 1 in normierter Form und gleichen Farben dargestellt. (c) Die Differenzintensität  $\Delta\Phi_n(t) = \Phi_{n1}(t) - \Phi_{n2}(t)$  zeigt den für das Messergebnis wichtigen Differenzimpuls an der fallenden Flanke. Durch die exemplarisch dargestellten Verläufe sind die Schaltvorgänge mit den Schaltintervallen definiert: Leerlauf (alle Schalter sind offen) während  $t_{oc}$ , Kurzschluss (Schalter  $S_{sc}$  ist geschlossen) während  $t_{sc}$  und Umschalten (Schalter  $S_{\text{ext}}$  ist geschlossen und die normierte Spannung an der Solarzelle  $V_{n2}(t) \geq -V_2(t)/V_1(t = t_\downarrow)$  nähert sich der Sollspannung  $-V_2$  an) während  $t_{us}$ .

Damit sich der Anstieg der Lumineszenz in der normierten Differenzintensität  $\Delta\Phi_n$  komplett auslöscht, muss am Ende jeder Modulationsperiode der identische Arbeitspunkt der Solarzelle erreicht werden, welcher zu Beginn beider Modulationen vorhanden war. In Kapitel 3.1 zur theoretischen Beschreibung der Lumineszenz ist bisher der Einfluss der Kapazität der Raumladungszone  $C_{RLZ}(V)$  vernachlässigt worden. Diese Kapazität zeigt zwar keinen Einfluss auf die Lumineszenz, doch beeinflusst sie aufgrund der Spannungsabhängigkeit das Schaltverhalten erheblich. Um diesen Einfluss zu kompensieren, ist im Anschluss an die identische Strominjektion in beiden Modulationen die Rückkehr zum Ursprungszustand in folgenden Schritten modulationsspezifisch in Bezug auf eine maximal zu erwartende Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,lim}}$  angepasst:

### Schaltzeiten bei Modulation 1

- Alle Schalter sind offen: freie Ladungsträgerrekombination während  $t_{\text{oc}} \approx 5 \tau_{\text{eff,lim}}$ ,
- Schalter  $S_{\text{sc}}$  ist geschlossen: Abbau der durch die Kapazität der Raumladungszone  $C_{RLZ}$  erzeugten Restspannung während  $t_{\text{sc}} \approx 1,5 \tau_{\text{eff,lim}}$ ,
- Alle Schalter sind offen: Ausgangszustand mit  $V_{n1} = 0$  ist während  $t_{\text{oc}} \approx 0,5 \tau_{\text{eff,lim}}$  wieder hergestellt.

### Schaltzeiten bei Modulation 2

- Schalter  $S_{\text{ext}}$  ist geschlossen: Ladungsträgerextraktion während  $t_{\text{us}} + t_{\text{r}} \approx 3 \tau_{\text{eff,lim}}$ ,
- Schalter  $S_{\text{sc}}$  ist geschlossen: Abbau der negativen Spannung  $V_{n2}$  während  $t_{\text{sc}} \approx 3,5 \tau_{\text{eff,lim}}$ ,
- Alle Schalter sind offen: Ausgangszustand mit  $V_{n2} = 0$  ist während  $t_{\text{oc}} \approx 0,5 \tau_{\text{eff,lim}}$  wieder hergestellt.

Das so sichergestellte Auslöschen der ansteigende Flanke ermöglicht es, die Differenzintensität gemäß Gleichung (3.15) bzw. (3.16) in integraler Form auszuwerten und die Ladungsträgerlebensdauer zu berechnen. Die hier angewandte Defi-

dition der Dauer der einzelnen Intervalle über eine maximal zu erwartende Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,lim}}$  stellt zudem sicher, dass die Bedingung des quasi-stationären Zustandes nach Gleichung (3.3) zum Umschaltzeitpunkt  $t_{\downarrow}$  stets eingehalten wird.

Anhand der in Bild 3.5 dargestellten transienten Messung der Lumineszenz lassen sich drei prinzipielle Methoden zur Bestimmung der Ladungsträgerlebensdauer anwenden:

Die Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  lässt sich direkt am DSO aus dem Zeitpunkt der Restintensität  $\Phi_{\downarrow 1}(t = t_{\downarrow} + \tau_{\text{eff}}) = \max(\Phi_{\downarrow 1}) \exp(-1)$  der gemessenen transienten Lumineszenz  $\Phi_{\downarrow 1}(t)$  von Modulation 1 bestimmen.

Gleichermaßen liefert die Zeitkonstante eines exponentiellen Fits der abfallenden Flanke des digitalisierten Signals von Modulation 1 die effektive Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}}$ . Zwar ist die durch den Fit bestimmte Zeitkonstante, im Vergleich zu der am DSO abgelesene Ladungsträgerlebensdauer, weniger anfällig für Messfehler, jedoch ist diese Methodik durch die zwischenzeitliche Digitalisierung der Signale auch erheblich zeitaufwändiger. Um eine Vielzahl an Modulationsparametern und die Injektionsabhängigkeit über den Modulationsfaktor  $M$  untersuchen zu können, wird bei Variation des Modulationsfaktors die Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  ausgewertet.

Die dritte Methode zur Bestimmung der Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,int}}$  aus transienten Lumineszenzsignalen ist die Auswertung des Integrals der Differenzlumineszenz nach Gleichung (3.15). Bei dieser Auswertung erfolgt der Vergleich zur transienten Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}}$ , da diese für den identischen Puls in digitalisierter Form vorhanden ist.

### 3.2.3 Auswertung der transienten Lumineszenz

Tabelle 3.1 zeigt die transient gemessenen Lebensdauern  $\tau_{\text{eff,fe}}$  und  $\tau_{\text{eff,fit}}$  sowie die Lebensdauern  $\tau_{\text{eff,int}}$  aus dem Integral der Differenzintensität  $\Delta\Phi_n$  verschiedener Proben: Eine multikristalline p-Typ-Solarzelle (multi-p-Typ) mit der Zellfläche  $A_c = 243 \text{ cm}^2$ , zwei monokristalline p-Typ Solarzellen mit identischer Zellfläche  $A_c = 240 \text{ cm}^2$  und unterschiedlicher Ladungsträgerlebensdauer (mono-p-Typ-1 und mono-p-Typ-2) sowie zwei monokristalline IBC-n-Typ-Solarzellen<sup>4</sup> mit unterschied-

<sup>4</sup>engl.: interdigitated back contact, IBC

licher Zellgröße (IBC-n-Typ-1 mit  $A_c = 156 \text{ cm}^2$  und IBC-n-Typ-2 mit  $A_c = 4 \text{ cm}^2$ ). Die Standardabweichung  $\sigma_{\text{inj}}$  aller gemessenen Lebensdauern  $\tau_{\text{eff,fe}}$  bei Variation des Modulationsfaktors  $M$  ist dabei ein Maß für die Injektionsabhängigkeit durch die Variation des Injektions- und Extraktionsstroms. Lediglich bei den n-Typ-Proben ist eine Injektionsabhängigkeit der Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  (direkt am DSO abgelesen) zu erkennen. Die Standardabweichung  $\sigma_{\text{fit}}$  bemisst die Abweichung des exponentiellen Fits von der gemessenen fallenden Flanke und stellt sich bei allen Messungen als unproblematisch heraus. Der Vergleich der transienten Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}}$  mit der aus dem Integral des identischen Pulses bestimmten Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,int}}$  bestätigt die Anwendbarkeit von Gleichung (3.15).

**Tab. 3.1:** Transient gemessene Lebensdauern  $\tau_{\text{eff,fe}}$  und  $\tau_{\text{eff,fit}}$  von unterschiedlichen Proben bei Variation der Injektion und Vergleich zur Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,int}}$ , ermittelt aus dem Integral der transienten Signale. Die aus dem Integral ermittelte Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,int}}$  bei einer Strominjektion von  $I_{\text{inj}} \approx 2,5 \text{ A}$  für alle p-Typ-Proben,  $I_{\text{inj}} \approx 690 \text{ mA}$  bei der großflächigen n-Typ-Probe und  $I_{\text{inj}} \approx 32 \text{ mA}$  bei der  $4 \text{ cm}^2$  n-Typ-Probe, ist bei allen Probenotypen in sehr guter Übereinstimmung mit der Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}}$ , die aus der Fit-Funktion der fallenden Flanke ermittelt wird.

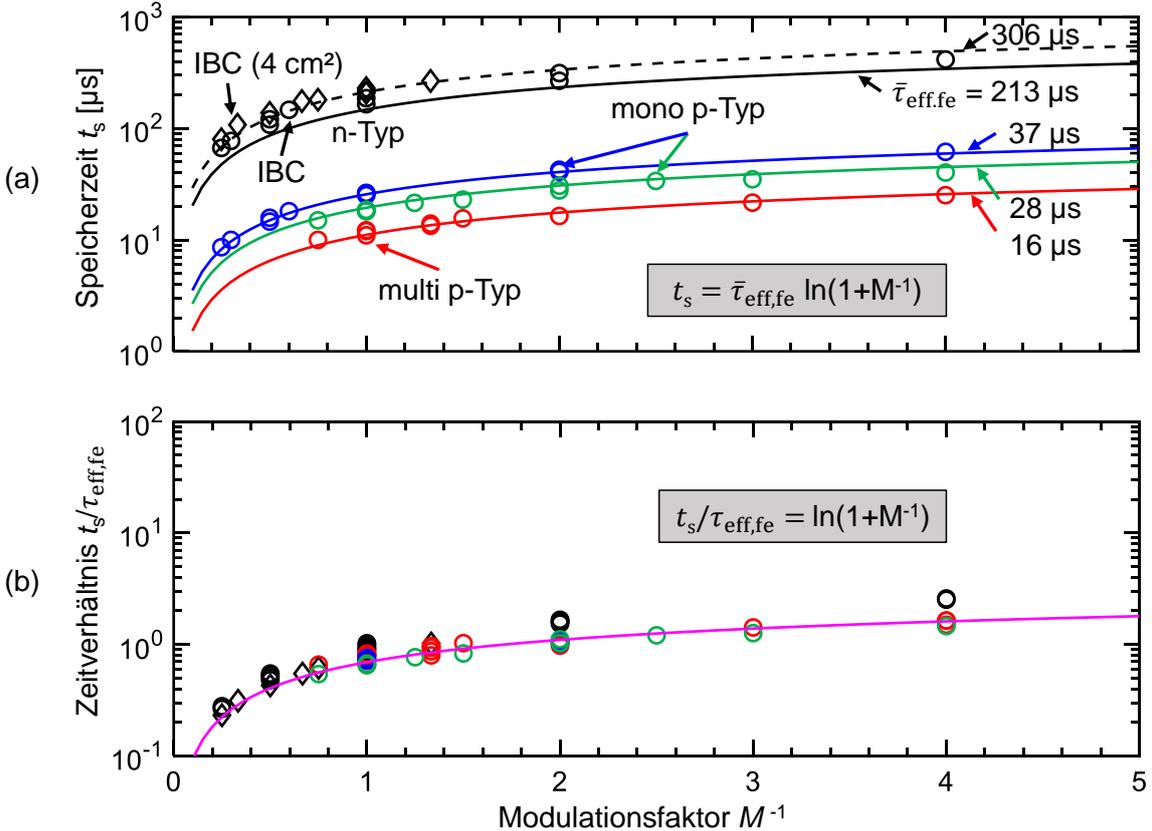
Probenotyp	$A_c$ [cm <sup>2</sup> ]	$\bar{\tau}_{\text{eff,fe}} \pm \sigma_{\text{inj}}$ [μs]	$\tau_{\text{eff,fit}} \pm \sigma_{\text{fit}}$ [μs]	$\tau_{\text{eff,int}}$ [μs]
multi-p-Typ	243	16 ± 1	16 ± 1	12
mono-p-Typ 1	240	28 ± 1	27 ± 1	24
mono-p-Typ 2	240	37 ± 2	38 ± 1	34
IBC-n-Typ 1	156	213 ± 49	227 ± 1	213
IBC-n-Typ 2	4	306 ± 31	315 ± 1	326

### 3.2.4 Speicherzeit

Die Speicherzeit hängt nach der Ladungserhaltung über Gleichung (2.7) vom Injektions-/Extraktionsverhältnis als Modulationsfaktor  $M$  sowie von der effektiven Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff}}$  ab. Dieser Zusammenhang wird in Kapitel 3.1 ebenfalls genutzt, um die Ladungsträgerlebensdauer aus dem Integral der Differenzintensität unabhängig von der Integrationszeit  $t_{\text{int}}$  zu bestimmen. Im Folgenden zeigt der experimentelle Nachweis, dass das Modell der Ladungserhaltung ebenfalls für großflächige Dioden (Solarzellen) gilt und Gleichung (2.7) somit anwendbar ist.

Bild 3.6 vergleicht die am DSO gemessene Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  und

die Speicherzeit  $t_s$  mit der nach der Ladungserhaltung vorhergesagten funktionalen Abhängigkeit. Bild 3.6a betrachtet zunächst die gemessene Speicherzeit  $t_s$  (Symbole) aller Proben in Abhängigkeit des Modulationsfaktors  $M$ .



**Bild 3.6:** (a) Gemessene Speicherzeit  $t_s$  und (b) Zeitverhältnisse  $t_s/\tau_{\text{eff,fe}}$  aller Proben in Symbolen und funktionale Abhängigkeit in farbig zugehörigen Linien. Alle p-Typ-Proben zeigen sowohl in der gemessenen Speicherzeit (abgelesen am DSO) als auch in der kombinierten Auswertung der Speicherzeit und der gemessenen Lebensdauer im Zeitverhältnis  $t_s/\tau_{\text{eff,fe}}$  eine sehr gute Übereinstimmung mit der funktionalen Abhängigkeit (Linien nach Gleichungen im grauen Kasten). Die größere Abweichung für n-Typ-Proben (schwarze Symbole) von der prinzipiellen funktionalen Abhängigkeit ist in der Injektionsabhängigkeit der gemessenen Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  begründet.

Die funktionale Abhängigkeit ist der über alle Modulationsfaktoren  $M$  gemittelten Ladungsträgerlebensdauer  $\bar{\tau}_{\text{eff,fe}}$  aus den Messungen gegenübergestellt. Alle p-Typ-Proben bzw. alle Proben, bei denen zuvor keine Injektionsabhängigkeit der Ladungsträgerlebensdauer festgestellt wurde, zeigen eine sehr gute Übereinstimmung

mit der nach der Ladungserhaltung vorhergesagten Abhängigkeit. Bei den IBC-n-Typ-Proben mit einer erhöhten Injektionsabhängigkeit ist hingegen eine größere Abweichung vom Modell der Ladungserhaltung zu erkennen. Auch bei der kombinierten Auswertung der Messungen über das Zeitverhältnis  $t_s/\tau_{\text{eff,fe}}$  bleibt diese Abweichung erhalten.

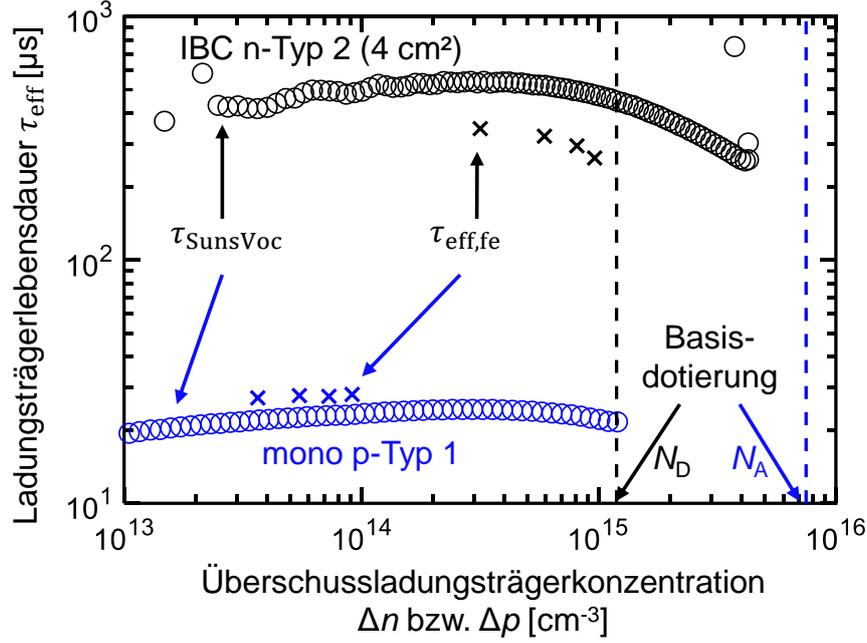
### 3.2.5 Vergleich mit optischer Generation

Beim praktischen Betrieb von Solarzellen generiert die Bestrahlung mit dem Sonnenspektrum (optische Generation) die Überschussladungsträgerdichte  $\Delta n$ . Die in der Literatur angegebenen Messungen der Ladungsträgerlebensdauer basieren daher überwiegend auf einer optischen Generation von Überschussladungsträgern. Zwar konnten Giesecke et al. [33] zeigen, dass die gemessene Ladungsträgerlebensdauer bei einer geringen elektrischen Injektion mit der Messung bei einer optischen Generation vergleichbar ist, doch gilt dies nicht immer für alle Probentypen. Ist der Stromfluss innerhalb der Solarzelle im Betrieb als Verbraucher nicht mehr mit demjenigen im Betrieb als Erzeuger vergleichbar, ist die elektrisch gemessene Ladungsträgerlebensdauer für die Umwandlungseffizienz nicht relevant bzw. nicht direkt übertragbar.

Im Folgenden werden daher die elektrisch gemessenen Ladungsträgerlebensdauern  $\tau_{\text{eff,fe}}$  mit den aus SunsVoc-Messungen (vgl. Kapitel 2.3.5) bestimmten Ladungsträgerlebensdauern  $\tau_{\text{SunsVoc}}$  verglichen. Die SunsVoc-Messungen erfolgen mit dem Messgerät WCT-120 von *Sinton Instruments*. Eine Xenon-Lampe generiert einen Lichtblitz mit der 0,006- bis 6-fachen Intensität der Standardeinstrahlung ( $1000 \text{ W/m}^2$ ). Neben der injektionsabhängigen Ladungsträgerlebensdauer über diesen Injektionsbereich von mehreren Größenordnungen liefert die Auswertung der Leitfähigkeit des Basiswafers bei einer bekannten Waferdicke  $W$  die Basisdotierung  $N_{\text{D,A}}$ . Bild 3.7 zeigt die Ergebnisse der SunsVoc-Messungen der mono-p-Typ-1- und IBC-n-Typ-2-Proben im Vergleich zur transient gemessenen Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  bei Variation der elektrischen Injektion von Überschussladungsträgern  $\Delta n$  bzw.  $\Delta p$ .

Während bei der mono-p-Typ-1-Probe die Akzeptorkonzentration  $N_{\text{A}}$  in der Basis noch deutlich außerhalb des elektrischen Injektionsbereiches  $\Delta n$  liegt, liegt das Injektionsniveau  $\Delta p$  bei der IBC-n-Typ-2-Probe im Bereich der Donatorkonzentration.

tration  $N_D$ . Die transiente Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  bei elektrischer Injektion fällt daher im Vergleich zur optischen Generation geringer aus. Bei der mono-p-Typ-1-Probe ist hingegen eine deutlich geringere Abweichung erkennbar und damit die elektrische Injektion vergleichbar mit der optischen Generation.

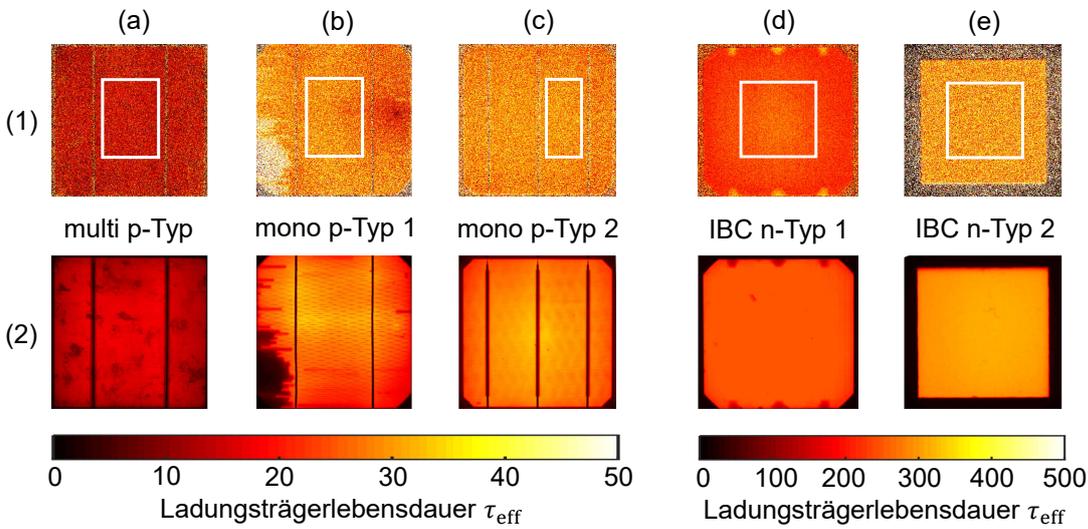


**Bild 3.7:** Variation der Überschussladungsträgerkonzentration  $\Delta n$  bzw.  $\Delta p$  und Vergleich der Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{SunsVoc}}$  bei optischer Generation und der Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  bei elektrischer Injektion. Bei der mono-p-Typ-1-Probe (blaue Symbole) ist gute eine Übereinstimmung zwischen der Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{SunsVoc}}$  bei optischer Generation und der Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fe}}$  bei elektrischer Injektion zu finden. Bei der IBC-n-Typ-2-Probe zeigt sich hingegen eine größere Abweichung zwischen optisch und elektrisch gemessener Ladungsträgerlebensdauer. Die aus den SunsVoc-Messungen ermittelten Basis-Dotierkonzentrationen  $N_D \approx 1,2 \times 10^{15} \text{ cm}^{-3}$  bzw.  $N_A \approx 7,5 \times 10^{15} \text{ cm}^{-3}$  (gestrichelte vertikale Linien) markieren den Übergangsbereich zwischen Niederinjektion (links) und Hochinjektion (rechts).

### 3.2.6 Ortsauflösende Messung

Die Auswertung der transienten Messung wird im Folgenden der ortsauffösenden Messung gegenübergestellt. Das Lebensdauerbild, definiert nach Gleichung (3.17), ist das Ergebnis einer selbst-kalibrierenden, ortsauffösenden Messung der Ladungsträgerlebensdauer. Wegen des hohen Anteils ( $t_1 = 0,5 t_p$ ) der ansteigenden Flanke

an der gesamten Integrationszeit ist der Anteil des Differenzimpulses am gesamten Differenzintensitätssignal jedoch sehr gering (vgl. Bild 3.5c). Das Resultat ist ein Lebensdauerbild, welches sich nur sehr geringfügig vom Rauschanteil des Bildes abhebt. Zeile 1 in Bild 3.8 zeigt die ermittelten unbearbeiteten Lebensdauerbilder der Proben: (a) multi-p-Typ, (b) mono-p-Typ-1, (c) mono-p-Typ-2, (d) IBC-n-Typ-1 und (e) IBC-n-Typ-2, nach der Ladungsträgerlebensdauer von links nach rechts aufsteigend sortiert (vgl. Tabelle 3.1).



**Bild 3.8:** Lebensdauerbilder in unbearbeiteter Form (Zeile 1) und Lebensdauerbild transformiert aus dem kalibrierten stationären Lumineszenzbild (Zeile 2) der Proben: (a) multi-p-Typ, (b) mono-p-Typ-1, (c) mono-p-Typ-2, (d) IBC-n-Typ-1 und (e) IBC-n-Typ-2. In den unbearbeiteten Lebensdauerbildern (Zeile 1) zeigen nicht kontaktierte Bereiche (mono-p-Typ-1 in (b)) sowie Bereiche unterhalb der Busbars (multi-p-Typ in (a)) bzw. im Bereich der Kontaktierung bei IBC-Zellen (IBC-n-Typ-1 in (d)) überschätzte Werte der lokalen Ladungsträgerlebensdauer. In den transformierten stationären Lumineszenzbildern (Zeile 2) ist dieser Effekt nicht vorhanden. Die Mittelwerte  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$  in den weiß markierten Bereichen (siehe Tabelle 3.2) stimmen sehr gut mit den transient gemessenen Ladungsträgerlebensdauern  $\tau_{\text{eff,fit}}$  überein.

Tabelle 3.2 zeigt die Modulationsparameter zur Aufnahme der Lebensdauerbilder mit der gemittelten Lebensdauer  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$  und der Standardabweichung  $\sigma_{\square}$  aus den weiß markierten Bereichen im Vergleich zur transient gemessenen Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}}$ . Die relative Abweichung  $\epsilon_{\tau} = 1 - \bar{\tau}_{\text{eff},\square}/\tau_{\text{eff,fit}}$  für alle Proben zwischen Lebensdauerbildern und transienter Referenzmessung liegt dabei im Mittel bei  $\bar{\epsilon}_{\tau} = 8\%$ .

Unter Vernachlässigung der größten Abweichung ( $\epsilon_\tau = 21\%$  bei mono-p-Typ-2) liegt die mittlere Abweichung  $\bar{\epsilon}_\tau$  bei  $\bar{\epsilon}_\tau = 4\%$ . Zwar ist damit die mittlere Ladungsträgerlebensdauer  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$  bereits in sehr guter Übereinstimmung mit der transienten Referenzmessung  $\tau_{\text{eff,fit}}$ , doch zeigen die hohen Standardabweichungen  $\sigma_\square$  und die Qualität der Bilder 3.8(1a-e) die hohen Rauschanteile.

**Tab. 3.2:** Modulationsparameter und Vergleich der mittleren Ladungsträgerlebensdauer  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$ , ermittelt aus den Lebensdauerbildern verschiedener Proben. Im Vergleich zur transient gemessenen Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}}$  zeigen nahezu alle Proben übereinstimmende Mittelwerte  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square} \pm \sigma_\square \approx \tau_{\text{eff,fit}}$  innerhalb der Standardabweichung  $\sigma_\square$ .

Probentyp	$A_c$ [cm <sup>2</sup> ]	$I_{\text{inj}}$ [A]	$t_{\text{int}}$ [s]	$t_p$ [μs]	$\tau_{\text{eff,fit}}$ [μs]	$\bar{\tau}_{\text{eff},\square} \pm \sigma_\square$ [μs]	$\epsilon_\tau$ [%]
multi-p-Typ	243	2,41	1800	640	16	$16 \pm 7$	0
mono-p-Typ 1	240	2,50	900	560	27	$29 \pm 7$	7
mono-p-Typ 2	240	2,50	1800	640	38	$30 \pm 7$	21
IBC-n-Typ 1	156	0,690	1200	3900	227	$245 \pm 32$	8
IBC-n-Typ 2	4	0,032	400	9100	315	$306 \pm 84$	3

Das stationär aufgenommene Lumineszenzbild  $\Phi_{\text{st}}$  hat üblicherweise einen sehr geringen Rauschanteil. Die Korrelation mit der Ladungsträgerlebensdauer ist jedoch nur bei entsprechender Kalibrierung gegeben. Wie in Gleichung (2.35) gezeigt, lässt sich sowohl aus dem stationären Lumineszenzbild  $\Phi_{\text{st}}$  als auch aus dem transient aufgenommenen Lumineszenzbild  $\Phi_{\text{n1}}$  bzw.  $\Phi_{\text{n1}}$  die Ladungsträgerlebensdauer berechnen. Der dazu notwendige Lebensdauer-Kalibrierungsfaktor

$$C_\tau = \frac{\sum_{x=0}^n \sum_{y=0}^m \tau_{\text{eff}}(x, y)}{\sum_{x=0}^n \sum_{y=0}^m \Phi_{\text{st}}(x, y)} = \frac{\bar{\tau}_{\text{eff},\square}}{\bar{\Phi}_{\text{st},\square}} \quad (3.18)$$

berechnet sich aus dem Intensitätsmittelwert  $\bar{\Phi}_{\text{st},\square}$  im definiertem Bereich  $n \times m$  entlang der Koordinaten  $x$  und  $y$  innerhalb des in die Berechnung eingegangenen stationären Lumineszenzbildes  $\Phi_{\text{st}}$  sowie dem Mittelwert  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$  des identischen Bereichs im Lebensdauerbild. Aufgrund der hohen Übereinstimmung des Mittelwertes der Ladungsträgerlebensdauer  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$  in dem markierten Bereich mit der transient gemessenen

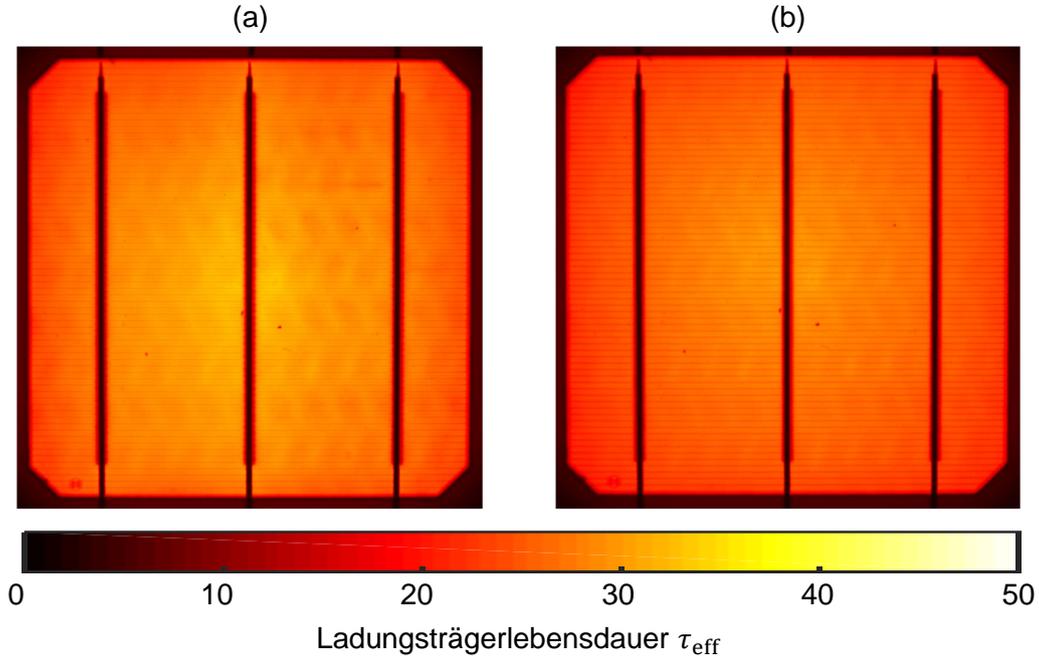
senen Lebensdauer  $\tau_{\text{eff,fit}}$ , lässt sich mit dem Kalibrierungsfaktor  $C_\tau$  das stationäre Lumineszenzbild  $\Phi_{\text{st}}$  direkt in das Lebensdauerbild transformieren. Der Mittelwert bleibt dabei unverändert, jedoch sinkt die Standardabweichung bis um das 20-fache.

Tabelle 3.3 vergleicht die Standardabweichungen des unbearbeiteten Lebensdauerbildes  $\sigma_\square$  aller Proben mit den Standardabweichungen des transformierten Lebensdauerbildes  $\sigma_{\text{st},\square}$ . Bei allen Proben ist eine erheblich geringere Standardabweichung  $\sigma_{\text{st},\square} \ll \sigma_\square$  (bei einer homogenen Probe gleichbedeutend mit weniger Rauschanteil im Bild) durch die Transformation des stationären Lumineszenzbild in ein Lebensdauerbild zu erreichen.

**Tab. 3.3:** Vergleich der Bildqualität anhand der Standardabweichung im unbearbeiteten Lebensdauerbild  $\sigma_\square$  und im stationären Lumineszenzbild  $\sigma_{\text{st},\square}$  aller Proben.

Probentyp	$A_c$ cm <sup>2</sup>	$\pm\sigma_\square$ [μs]	$\pm\sigma_{\text{st},\square}$ [μs]
multi-p-Typ	243	7	1,3
mono-p-Typ 1	240	7	1,2
mono-p-Typ 2	240	7	2,3
IBC-n-Typ 1	156	32	1,4
IBC-n-Typ 2	4	84	4,7

Der Nachteil dieser Transformation ist jedoch, dass die lokale Ladungsträgerinjektion von der lokalen Spannung am pn-Übergang abhängt. Die Auswertung des stationären Lumineszenzbildes ist somit durch Fluktuationen des Serienwiderstandes oder lokaler Kurzschlüsse überlagert. Eine sehr geringe Strominjektion ( $I_{\text{inj}} < 10 \% |I_{\text{sc}}|$ ) kann diese Überlagerungseffekte weitestgehend eliminieren. Bild 3.9 zeigt die aus den stationären Bildern transformierten Lebensdauerbilder der mono-p-Typ-2-Probe: (a) bei einer Strominjektion  $I_{\text{inj}} = 2,5 \text{ A}$  und (b) bei einer Strominjektion  $I_{\text{inj}} = 690 \text{ mA}$ . Bei hoher Strominjektion zeigt sich das charakteristische Muster, welches durch das Förderband eines Hochtemperaturschritts in der Produktion der Zelle entstehen kann. Dieses Muster ist durch eine örtliche Variation der Strominjektion aufgrund der lokal unterschiedlichen Serienwiderstände in dem stationären Lumineszenzbild sichtbar. Die Transformation in ein Lebensdauerbild erhält daher gleichermaßen das überlagerte Muster. Bei einer geringen Strominjektion in Bild 3.9b verschwindet das Muster hingegen nahezu vollständig.



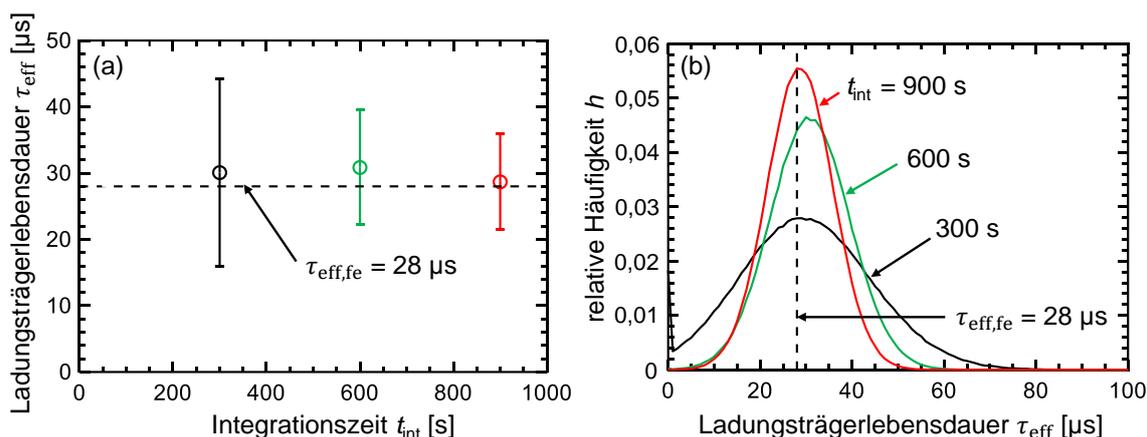
**Bild 3.9:** Transformierte Lebensdauerbilder (mono-p-Typ-2) bei Variation der Strominjektion: (a)  $I_{\text{inj}} = 2,5 \text{ A}$  und (b)  $I_{\text{inj}} = 690 \text{ mA}$  bei einer Integrationszeit  $t_{\text{int}} = 1800 \text{ s}$ . Während in (a) bei hoher Strominjektion das charakteristische Muster des Förderbandes deutlich erkennbar ist, verschwindet das Muster bei geringer Strominjektion fast vollständig.

Die mittlere Ladungsträgerlebensdauer (aus dem gleichen markierten Bereich wie in Bild 3.8(1.b)) aus dem für Bild 3.9 zugrundeliegenden unbearbeiteten Lebensdauerbild ist zwischen hoher Strominjektion  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square} \pm \sigma_{\square} = 30 \pm 7 \mu\text{s}$  und geringer Strominjektion  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square} \pm \sigma_{\square} = 26 \pm 12 \mu\text{s}$  nahezu unverändert. Die Standardabweichung  $\sigma_{\square}$  wird bei geringerer Strominjektion größer.

### 3.2.7 Integrationszeit

Die Transformation eines stationären Lumineszenzbildes in ein Lebensdauerbild erfolgt über den Lebensdauer-Kalibrierungsfaktor  $C_{\tau}$  nach Gleichung (3.18). Das damit berechnete Lebensdauerbild hat konsequenterweise eine maximale Genauigkeit, welche sich aus der Häufigkeitsverteilung  $h$  und der in die Berechnung eingehenden gemittelten Ladungsträgerlebensdauer  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$  bestimmen lässt. Trotz des hohen Rauschanteils in den unbearbeiteten Lebensdauerbildern, ist der Mittelwert

in einem Bereich (bei normalverteilten Messwerten) unbeeinflusst. Die Analyse der Genauigkeit erfolgt daher über die Verteilungsfunktion  $h$  der Lebensdauerwerte in dem definierten Bereich. Die Bildqualität des Differenzintensitätsbildes ist somit über die Interpretation dieser Verteilungsfunktion auswertbar. Die Differenzintensität ermittelt sich nach Gleichung (3.15) aus der Differenz der beiden strommodulierten Lumineszenzbilder. Dieser Intensitätsunterschied ist dabei jedoch sehr gering und führt zu einem sehr hohen Rauschanteil in dem anschließend berechneten Lebensdauerbild. Die Integrationszeit  $t_{\text{int}}$  beeinflusst demnach die Qualität des berechneten Lebensdauerbildes. Bild 3.10a zeigt den Mittelwert  $\bar{\tau}_{\text{eff},\square}$  (Symbole) und die Standardabweichung  $\sigma_{\square}$  (Fehlerbalken) innerhalb des markierten Bereiches im Lebensdauerbild der mono-p-Typ-1-Probe bei Variation der Integrationszeit  $t_{\text{int}}$ .



**Bild 3.10:** (a) Ladungsträgerlebensdauer bei Variation der Integrationszeit und (b) relative Häufigkeit der Ladungsträgerlebensdauer  $h$  im weiß markierten Bereich (vgl. Bild 3.8) der mono-p-Typ-1-Probe. Negative Lebensdauern  $\tau_{\text{eff}} < 0$  im Lebensdauerbild sind vor der Auswertung auf Null gesetzt. Durch die noch hohe Anzahl dieser Nullwerte bei einer Integrationszeit  $t_{\text{int}} = 300$  s ist die mittlere Ladungsträgerlebensdauer zu kleineren Werten hin verschoben. Durch die verlängerten Integrationszeiten  $t_{\text{int}} > 300$  s reduziert sich die Standardabweichung (Fehlerbalken in (a)) deutlich und der Mittelwert der Ladungsträgerlebensdauer nähert sich der transient gemessenen Lebensdauer  $\tau_{\text{eff},\text{fe}}$  an.

Der transient gemessene Referenzwert  $\tau_{\text{eff},\text{fe}}$  ist in Bild 3.10a als gestrichelte horizontale Linie gekennzeichnet. Bild 3.10b zeigt die zugehörigen Verteilungsfunktionen als relative Häufigkeit  $h$  der Lebensdauerwerte. Die mit zunehmender Integrationszeit kleiner werdenden Fehlerbalken sowie die schmalere werdenden Verteilungs-

funktionen zeigen den positiven Einfluss der Integrationszeit auf die Bildqualität. Konsequenterweise ist für die Aufnahme der Lumineszenzbilder, um die Bildqualität des unbearbeiteten Lebensdauerbildes und die Genauigkeit des transformierten Lebensdauerbildes zu maximieren, stets die maximal mögliche bzw. noch tolerierbare Integrationszeit zu wählen.

### 3.3 Diskussion

Die vorherigen Kapitel zeigen, dass eine örtlich hochauflösende Messung der effektiven Ladungsträgerlebensdauer unabhängig von der Integrationszeit möglich ist. Die Auswertung der Differenzintensität zweier strommodulierter Lumineszenzbilder entkoppelt das Messprinzip vollständig von den Limitierungen der verwendeten Kamera. Da das Messprinzip jedoch auf rein elektrisch injizierten Überschussladungsträgern und der daraus generierten Lumineszenz basiert, ergeben sich folgende Bedingungen für die Anwendbarkeit:

- Strombegrenzung: Alle Gleichungen gelten nur in Niederinjektion; Intensitätsschwankungen durch Fluktuationen im Serienwiderstand werden vernachlässigbar.
- Periodendauer: Die Schaltzeiten müssen anhand der maximal vermuteten und messbaren Ladungsträgerlebensdauer  $\tau_{\text{eff,lim}}$  definiert und eingehalten werden.
- Lebensdauer-Kalibrierungsfaktor: Der Bereich zur Bestimmung des Mittelwertes der Ladungsträgerlebensdauer für die Transformation des stationären Lumineszenzbildes sollte möglichst keine Nullelemente enthalten. Die Qualität der Lebensdauerbilder kann durch lange Integrationszeiten erhöht werden.
- Optische/elektrische Generation: Identische Stromführungspfade bei Wechsel zwischen Generator- und Verbraucherbetrieb sind Voraussetzung. Komplexe Geometrien, wie z.B. bei IBC-Solarzellen, können aufgrund des Betriebes in Hochinjektion zu systematischen Fehlern führen.

Die experimentelle Evaluation der Messmethodik zeigt, dass im Vergleich zu transienten Referenzmessungen, unter ebenfalls elektrischer Injektion, eine mittlere Abwei-

chung zwischen 4 % und 8 % zu erreichen ist. Ein Vergleich der Ladungsträgerlebensdauer zwischen optischer Generation und elektrischer Injektion von Überschussladungsträgern ist nur bei Standard-Solarzellen mit einem vollflächigen Emitter auf der Vorderseite ohne komplexe geometrische Strukturen möglich. Die langen Integrationszeiten  $t_{\text{int}} > 300 \text{ s}$  für die einzelnen Lumineszenzbilder ermöglichen zwar die Verwendung von hochauflösenden Si-Kameras, stellen aber für die praktische Anwendung in einem Herstellungsprozess eine Hürde dar. Diese sehr langen Messzeiten könnten in einem Fertigungsprozess bzw. in der Prozessentwicklung voraussichtlich nicht praktikabel umgesetzt werden.

Die entwickelte Messmethodik ermöglicht es jedoch, vollständig auf eine Synchronisation zwischen elektrischer Anregung und Bildaufnahme zu verzichten. Die Anwendung der Methodik mit hochsensitiven InGaAs-Kameras verspricht daher eine erhebliche Vereinfachung des Messsystems und könnte zusätzlich die Messdauer im Vergleich zu herkömmlichen selbst-kalibrierenden Messmethoden weiter herabsetzen.

Die entwickelte Messmethodik zeigt neue Möglichkeiten auf, die Kosten für ortsauflösende Messtechnik zur Entwicklung von Solarzellen zu senken. Aus wissenschaftlicher Sicht ist die Entkopplung zwischen Messmethodik und technischer Limitierung durch die verwendeten Kameras bzw. Optik mit einem erheblichen Entwicklungspotential verbunden. Die in dieser Arbeit gezeigten Lebensdauerbilder (bis zu 8,5 Megapixel) haben im Vergleich zu den in der aktuellen Literatur gezeigten Lebensdauerbildern (bis zu 1 Megapixel [43]) die eventuell bisher höchste erreichte örtliche Auflösung bei einer selbst-kalibrierenden Messmethodik.

# Kapitel 4

## Quantifizierung der Leistungsverluste defekter Photovoltaikmodule

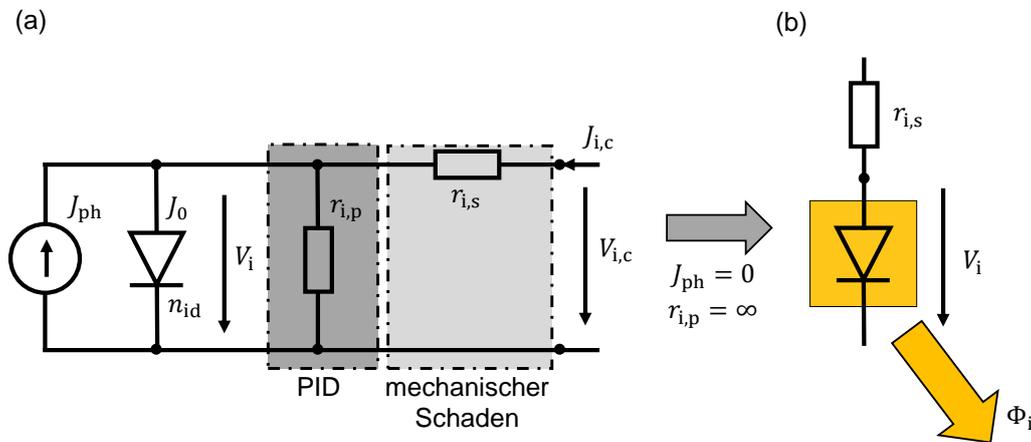
Zur Charakterisierung von Solarzellen ist die bildgebende Diagnostik der lokalen Serienwiderstände mittels lokal emittierter Elektrolumineszenz bereits eine etablierte Methode [3, 4]. Auf Modulebene wird die Elektrolumineszenz jedoch meist nur qualitativ zur Detektion von Defekten sowie deren Typisierung genutzt. Die wenigen existierenden quantitativen Messverfahren nutzen meist eine hohe Anzahl an EL-Bildern [47] oder eine aufwändige Kombination aus verschiedenen Messmethoden [48]. Der neue Ansatz nutzt das Prinzip der ortsauflösenden Messung der lokalen Serienwiderstände und erweitert das analytische Modell zur Anwendung an Photovoltaikmodulen. Die Quantifizierung der Modulleistung erfolgt durch die Einbeziehung der Datenblattangaben oder einer Referenzmessung eines Photovoltaikmoduls und eine selbst-kalibrierende Umwandlung von zwei bzw. nur einem EL-Bild in ein lokales Serienwiderstands- bzw. Parallelwiderstandsbild [49]. Die dazu entwickelten Methoden, die Zwei-Bild-Methode für Serienwiderstände (2Bs), die Ein-Bild-Methode für Serienwiderstände (1Bs) sowie die Ein-Bild-Methode für Parallelwiderstände (1Bp), ermitteln über die anschließende Simulation der Strom( $I$ )-Spannungs( $V$ )-Kennlinie die Leistungsverluste im Vergleich zu dem nach dem Datenblatt ursprünglich vorhandenen defektfreien Modul. Die Simulation prognostiziert die Leistungsverluste mechanisch beschädigter Photovoltaikmodule mit einer relativen mittleren Abwei-

chung  $\bar{\epsilon}_{\text{mpp}} < 3\%$ . Die Leistungsverluste von potentialdegradierten Modulen können mit einem Fehler  $\epsilon_{\text{mpp}} < 7\%$  vorhergesagt werden.

## 4.1 Analytische Beschreibung

Das Ein-Dioden-Modell ist der einfachste und gebräuchlichste Ansatz zur Beschreibung elektrischer Eigenschaften von Solarzellen sowie gesamter Photovoltaikmodule und stellt die Grundlage für analytische Auswertungsmethoden dar [9, 32, 50]. Bild 4.1a zeigt das Ersatzschaltbild des Ein-Dioden-Modells zur Funktionsweise einer Solarzelle bei der Anregung zur Emission von Elektrolumineszenz. Die Photostromquelle generiert die Stromdichte  $J_{\text{ph}}$ . Die Diodenparameter mit dem Idealitätsfaktor  $n_{\text{id}}$  und der Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$  prägen die grundlegende  $I$ - $V$ -Charakteristik.

Bei einer realen Solarzelle ( $r_{\text{i,s}} > 0$ ,  $r_{\text{i,p}} < \infty$  und  $n_{\text{id}} \geq 1$ ) werden die Abweichungen zur idealen Kennlinie mit dem flächenspezifischen Serienwiderstand  $r_{\text{i,s}}$  und dem Parallelwiderstand  $r_{\text{i,p}}$  sowie mit einer variablen Idealität  $n_{\text{id}}$  abgebildet.



**Bild 4.1:** (a) Ersatzschaltbild jeder Solarzelle  $i$  in einem Photovoltaikmodul und (b) vereinfachtes Ersatzschaltbild für eine idealisierte Solarzelle ( $r_{\text{i,p}} = \infty$ ) im Dunkeln ( $J_{\text{ph}} = 0$ ). Ist die Solarzelle mechanisch beschädigt, reduziert ein erhöhter Serienwiderstand  $r_{\text{i,s}}$  die Spannung  $V_i$  an ihrem pn-Übergang. Im Gegensatz dazu kann die potentialinduzierte Degradation (PID) als eine Änderung des Parallelwiderstandes  $r_{\text{i,p}}$  modelliert werden. Die lokale Lumineszenzintensität  $\Phi_i$  resultiert aus der Spannung  $V_i$  am pn-Übergang.

Bild 4.1b zeigt die häufig verwendete Vereinfachung für ein Modul im Dunkeln ( $J_{\text{ph}} = 0$ ). Das Ersatzschaltbild vereinfacht sich durch Vernachlässigung des flächenspezifischen Parallelwiderstandes ( $r_{i,p} = \infty$ ). Durch die Verwendung einer Vielzahl parallel oder seriell verschalteter Ersatzschaltbilder wie in Bild 4.1a lassen sich die örtlich variierenden elektrischen Eigenschaften von Solarzellen bzw. von Photovoltaikmodulen abbilden. Die Korrelation zwischen lokaler Lumineszenzintensität

$$\Phi_i(x, y) = \Phi'_i = C \exp\left(\frac{V'_i}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}\right) \quad (4.1)$$

und lokaler Spannung am pn-Übergang  $V'_i$ , mit dem Proportionalitätsfaktor  $C$  (bzw. Kalibrierungsfaktor), der Idealität  $n_{\text{id}}$  (identisch für alle Zellen  $i$ ) und der thermischen Spannung  $V_{\text{th}}$ , bildet die Grundlage zur Identifikation der elektrischen Größen eines lokalen Ersatzschaltbildes. Bei einer Gesamtanzahl  $N_i$  von Solarzellen in einem Photovoltaikmodul identifiziert der Zellindex  $i$  die einzelnen Solarzellen. Innerhalb einer Solarzelle  $i$  lokalisieren die Koordinaten  $x$  und  $y$  die örtlich variierenden Eigenschaften. Für eine kompaktere Schreibweise vereinfacht der Akzent  $'$  in den weiteren Gleichungen den örtlichen Bezug  $(x, y)$  eines Parameters.

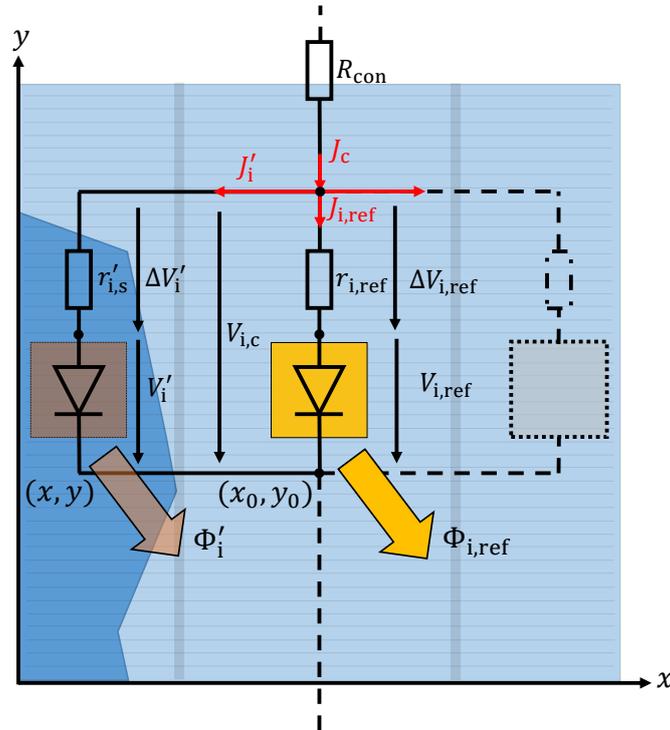
#### 4.1.1 Zwei-Bild-Methode für lokale Serienwiderstände (2Bs)

Die Zwei-Bild-Methode nutzt zwei EL-Bilder mit unterschiedlichen Injektionsströmen, um die lokalen Serienwiderstände zu bestimmen. Das erste EL-Bild bei hoher Strominjektion zeigt eine starke Abhängigkeit zum lokalen Serienwiderstand. Das zweite EL-Bild zeigt hingegen eine vernachlässigbare Abhängigkeit zum lokalen Serienwiderstand und kalibriert damit die Lumineszenzintensität und deren Abhängigkeit zur Qualität des pn-Übergangs. Bild 4.2 zeigt das Ersatzschaltbild der 2Bs-Methode zur Bestimmung der lokalen Serienwiderstände einer Zelle  $i$  mit einem defekten Bereich an der Stelle  $(x, y)$  in Bezug auf einen defektfreien Bereich an der Stelle  $(x_0, y_0)$ .

In jeder Zelle ist der defektfreie Bereich als Referenz über die maximale Lumineszenz

$$\Phi_i(x_0, y_0) = \max(\Phi'_i) = \Phi_{i,\text{ref}} = C \exp\left(\frac{V_{i,\text{ref}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}\right) \quad (4.2)$$

definiert.



**Bild 4.2:** Ersatzschaltbild zur Quantifizierung defekter Zellbereiche einer Zelle  $i$  mit der lokalen Lumineszenzintensität  $\Phi'_i(x, y)$  in Bezug auf einen defektfreien Referenzbereich mit der maximalen Intensität  $\Phi_{i,\text{ref}}(x_0, y_0)$ . Der Verbindungswiderstand  $R_{\text{con}}$  kumuliert die Widerstände der Kontaktübergänge, die Busbars auf den Zellen und die Zellverbinder. Die lokale Spannung  $V'_i$  und die lokale Stromdichte  $J'_i$  generieren die lokal emittierte Lumineszenzintensität  $\Phi'_i(x, y)$  unter Berücksichtigung der am lokalen Serienwiderstand  $r'_{i,s}(x, y)$  vorliegenden Spannungsminderung  $\Delta V'_i$  gegenüber der Zellspannung  $V_{i,c}$ . Die Referenzintensität  $\Phi_{i,\text{ref}}(x_0, y_0)$  ist analog mit entsprechenden Bezeichnungen definiert.

Die gesamte Modulspannung  $V_{\text{mod}} = \sum_{i=1}^{N_i} V_{i,c} + J_c A_c R_{\text{con}}$  berechnet sich aus der Summe aller Einzelzellspannungen  $V_{i,c}$  und dem Spannungsabfall am Verbindungswiderstand  $R_{\text{con}}$  zwischen den Zellen. Die Zellstromdichte  $J_{i,c} = J_c$  ist für alle seriell verschalteten Solarzellen identisch und erzeugt in Abhängigkeit der Zellfläche  $A_c$  den Spannungsabfall am Verbindungswiderstand  $R_{\text{con}}$ . Für kleine Stromdichten  $J_c \ll J_{sc}$ , in Bezug auf die Kurzschlussstromdichte  $J_{sc}$ , kann dieser Spannungsabfall jedoch vernachlässigt werden. Die gleiche Annahme ermöglicht es, auch den Spannungsabfall  $\Delta V_{i,\text{ref}}$  am lokalen Referenzserienwiderstand  $r_{i,\text{ref}}$  bei kleinen Strömen zu vernachlässigen. Potthoff et al. nutzen diesen Zusammenhang, um den gesamten

Modulserienwiderstand zu berechnen [50]. Bei kleinen Strömen ist der Kalibrierungsfaktor

$$C = \sqrt[n_i]{\frac{\prod_{i=1}^{N_i} \Phi_{i,\text{ref}}}{\exp\left(\frac{V_{\text{mod}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}\right)}} \quad (4.3)$$

aus dem Produkt der maximal emittierten Lumineszenzintensitäten  $\Phi_{i,\text{ref}}$  jeder Zelle  $i$  und der zur Lumineszenzgeneration angelegten Modulspannung  $V_{\text{mod}}$  bestimmt.<sup>1</sup> Der Kalibrierungsfaktor  $C$  misst damit die grundsätzliche Qualität des pn-Übergangs und transformiert das gemessene Lumineszenzsignal ohne Maßeinheit in einen lokalen Spannungswert. Alle spannungsunabhängigen Einflussfaktoren (vgl. Kapitel 2.4.1) sind ebenfalls in diesem Proportionalitätsfaktor enthalten.

Bei höheren Strömen  $J_c \approx J_{sc}$  fällt nun ein relevanter Teil der angelegten Spannung  $V_{\text{mod}}$  an jedem lokalen Serienwiderstand  $r'_{i,s}$  ab und erzeugt eine Abweichung von einem ideal exponentiellen Verlauf nach Gleichung (4.1). Ist die grundsätzliche Qualität des pn-Übergangs über den Kalibrierungsfaktor  $C$  bekannt, können alle Abweichungen von der idealen exponentiellen Spannungsabhängigkeit der Lumineszenz einer Änderung im lokalen Serienwiderstand zugeordnet und damit quantifiziert werden. Zur Abbildung einer mechanisch beschädigten Zelle mit lokal variierenden Serienwiderständen wird in dieser Arbeit daher die folgende erweiterte Betrachtung eingeführt:

Die lokale Stromdichte

$$J'_i = \frac{J_0}{C} \Phi'_i \quad (4.4)$$

durch den pn-Übergang ist direkt proportional zur jeweiligen lokalen Lumineszenz  $\Phi'_i$  und die lokale Referenzstromdichte

$$J_{i,\text{ref}} = \frac{J_0}{C} \Phi_{i,\text{ref}} \quad (4.5)$$

am Ort der maximalen Lumineszenz  $\max(\Phi_i) = \Phi_{i,\text{ref}}$  ist direkt proportional zur Referenzintensität  $\Phi_{i,\text{ref}}$ . Die Gleichung (4.5) ist aufgrund der ursprünglichen Definition des Kalibrierungsfaktors  $C$  aus den Gleichungen (4.1) und (4.2) für diesen Fall

---

<sup>1</sup>Die Herleitung nach Potthoff et al. vernachlässigt die Idealität [50]. Der in dieser Arbeit eingeführte Formalismus lässt jedoch eine Variation der Idealität zu. Daher wird an dieser Stelle der Ansatz nach Potthoff et al. um die Idealität erweitert.

um die Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$  erweitert. Die Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$  wird dabei als vom Defekt unbeeinflusst angenommen und ist damit identisch für alle Zellen  $i$ . Jede lokale Spannungsdifferenz

$$\begin{aligned}
 V_{i,\text{ref}} - V'_i &= V_{i,c} - \Delta V_{i,\text{ref}} - (V_{i,c} - \Delta V'_i) \\
 &= \Delta V'_i - \Delta V_{i,\text{ref}} \\
 &= n_{\text{id}} V_{\text{th}} \left[ \ln \left( \frac{\Phi_{i,\text{ref}}}{C} \right) - \ln \left( \frac{\Phi'_i}{C} \right) \right] \\
 &= n_{\text{id}} V_{\text{th}} \ln \left( \frac{\Phi_{i,\text{ref}}}{\Phi'_i} \right)
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

ist unter Verwendung der Gleichungen (4.1), (4.2), (4.4) und (4.5) aus dem logarithmischen Verhältnis der lokalen Lumineszenzintensitäten  $\Phi'_i$  und der Referenzintensität  $\Phi_{i,\text{ref}}$  in jeder Zelle  $i$  berechenbar. Folglich lässt sich aus dem Ansatz

$$n_{\text{id}} V_{\text{th}} \ln \left( \frac{\Phi_{i,\text{ref}}}{\Phi'_i} \right) = J'_i r'_{i,s} - J_{i,\text{ref}} r_{i,\text{ref}} \tag{4.7}$$

für das Intensitätsverhältnis zwischen lokaler Lumineszenz  $\Phi'_i$  und Referenzintensität  $\Phi_{i,\text{ref}}$  die Aufteilung der lokalen Stromdichten  $J'_i$  und  $J_{i,\text{ref}}$  in Abhängigkeit der lokalen Serienwiderstände  $r'_{i,s}$  und  $r_{i,\text{ref}}$  bestimmen. Der lokale Serienwiderstand

$$r'_{i,s} = \frac{n_{\text{id}} V_{\text{th}} \ln \left( \frac{\Phi_{i,\text{ref}}}{\Phi'_i} \right) + J_0 \frac{\Phi_{i,\text{ref}}}{C} \overbrace{d_{\text{rs}} \bar{r}_{s,\text{ds}}^{r_{i,\text{ref}}}}}{J_0 \frac{\Phi'_i}{C}} \tag{4.8}$$

bei größeren Injektionsströmen  $J_c \approx J_{\text{sc}}$  ist somit direkt als Funktion des Referenzwiderstandes  $r_{i,\text{ref}}$  in der Zelle  $i$  zu berechnen.<sup>2</sup> Der genaue Wert dieses Referenzwiderstandes ist jedoch meist unbekannt. Zwar ist zu erwarten, dass dieser Widerstand aufgrund der maximalen Lumineszenzintensität den minimalen Wert innerhalb der Zelle  $i$  annimmt, allerdings je nach Zelltechnologie (monokristallin, multi-

---

<sup>2</sup>Injektionsströme im Bereich der Kurzschlussstromdichte  $J_{\text{sc}}$  sind zwar zulässig, jedoch können hohe Ströme während der Bildaufnahme zu einer Erwärmung des Photovoltaikmoduls führen. Ein für die praktische Anwendung optimaler Injektionsstrom erzeugt daher einen möglichst großen Spannungsabfall am lokalen Serienwiderstand, ohne jedoch das Modul zu erwärmen. Daher empfiehlt sich für die Anwendung der Injektionsstrom  $J_c \approx J_{\text{sc}}/2$ .

kristallin etc.) variiert. Um den Referenzwiderstand  $r_{i,\text{ref}} = d_{\text{rs}} \bar{r}_{\text{s,ds}}$  unabhängig vom Zelltyp zu bestimmen, wird dieser aus dem mittleren Serienwiderstand einer Zelle  $\bar{r}_{\text{s,ds}}$  gemäß der Datenblattangaben des Moduls bestimmt. Der mittlere Serienwiderstand jeder einzelnen Zelle ist dabei um einen Faktor  $d_{\text{rs}}$  größer als der minimale lokale Serien- bzw. Referenzwiderstand. Dieser Faktor hängt von der Homogenität des Solarzellentyps ab und ist zunächst unbekannt. Um den Faktor  $d_{\text{rs}}$  zu bestimmen, werden über das Bisektionsverfahren drei Startwerte vorgegeben und drei initiale Serienwiderstandsbilder generiert. Der mittlere Widerstand einer oder mehrerer defektfreier Zellen und der Vergleich mit dem mittleren Serienwiderstand aus dem Datenblatt bilden das Abbruchkriterium des iterativen Lösungsverfahrens.

Bild 4.3 zeigt das Flussdiagramm zum prinzipiellen Ablauf des Bisektionsverfahrens zur Kalibrierung des Serienwiderstandsbildes.

Die Abweichung

$$\Delta \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} = \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs}}^{(z)}\} - \bar{r}_{\text{s,ds}} \quad (4.9)$$

in einem Iterationsschritt  $z$  ist definiert als Differenz zwischen dem mittleren Serienwiderstand  $\bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs}}^{(z)}\}$  einer oder mehrerer defektfreier Zellen im Serienwiderstandsbild und dem Datenblatt-Serienwiderstand  $\bar{r}_{\text{s,ds}}$ . Der Mittelwert  $\bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs}}^{(z)}\}$  der defektfreien Referenzzellen wird zunächst für drei initiale Faktoren ( $d_{\text{rs,a}}^{(0)} \ll 1$ ,  $d_{\text{rs,b}}^{(0)} \gg 1$  und  $d_{\text{rs,c}}^{(0)} = (d_{\text{rs,a}}^{(0)} + d_{\text{rs,b}}^{(0)})/2$ ) zum Iterationsschritt  $z = 0$  berechnet.

Gemäß des Bisektionsverfahrens wird anschließend in einer Fallunterscheidung geprüft, ob der resultierende funktionale Wert

$$\Delta \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs,a}}^{(z)}\} \cdot \Delta \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs,c}}^{(z)}\} < 0 \quad (4.10)$$

negativ (Fall 1) oder

$$\Delta \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs,a}}^{(z)}\} \cdot \Delta \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs,c}}^{(z)}\} > 0 \quad (4.11)$$

positiv (Fall 2) ist. Anhand dieser Fallunterscheidung werden anschließend die Faktoren (Fall 1:  $d_{\text{rs,b}}^{(z)} = d_{\text{rs,c}}^{(z)}$  und Fall 2:  $d_{\text{rs,a}}^{(z)} = d_{\text{rs,c}}^{(z)}$ ) neu gewählt und die neuen Widerstandsbilder sowie die resultierenden Abweichungen zum Datenblatt berechnet. Das Abbruchkriterium

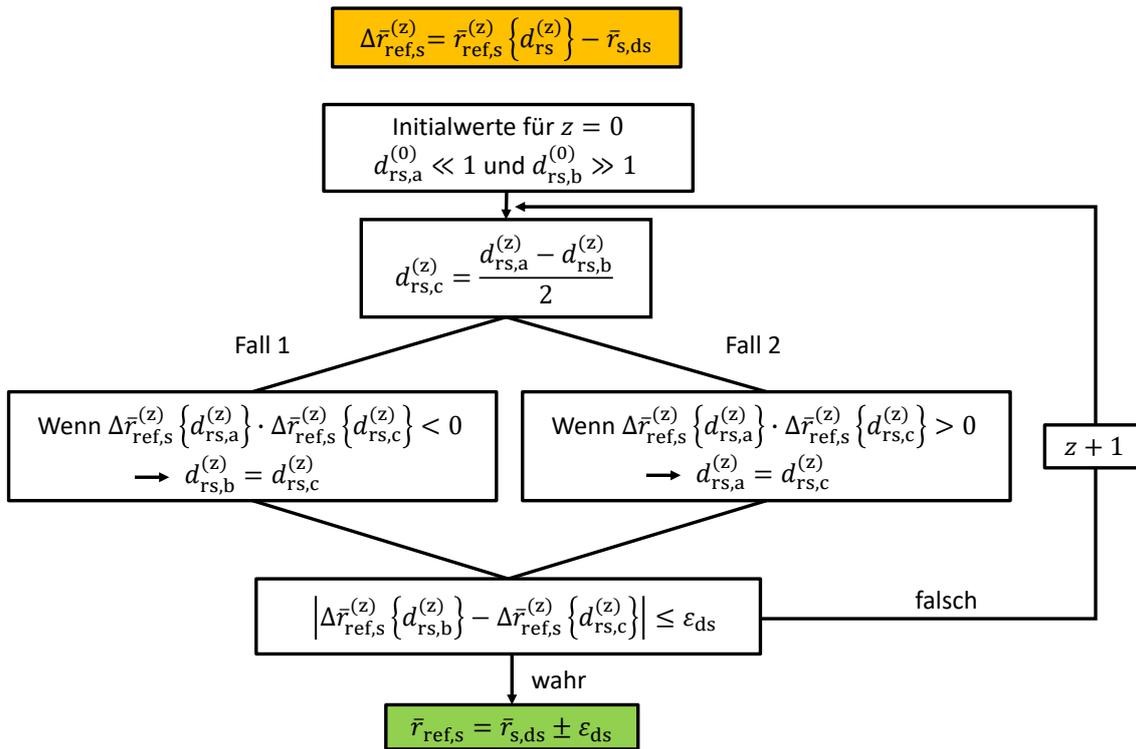
$$|\Delta \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs,b}}^{(z)}\} - \Delta \bar{r}_{\text{ref,s}}^{(z)} \{d_{\text{rs,a}}^{(z)}\}| \leq \epsilon_{\text{ds}} \quad (4.12)$$

bestimmt über die Intervallgröße und die festgelegte zulässige Abweichung  $\epsilon_{\text{ds}}$  das

Ende des iterativen Bisektionsverfahrens. Der mittlere Widerstand der Referenzzellen

$$\bar{r}_{\text{ref},s} = \bar{r}_{s,\text{ds}} \pm \epsilon_{\text{ds}} \quad (4.13)$$

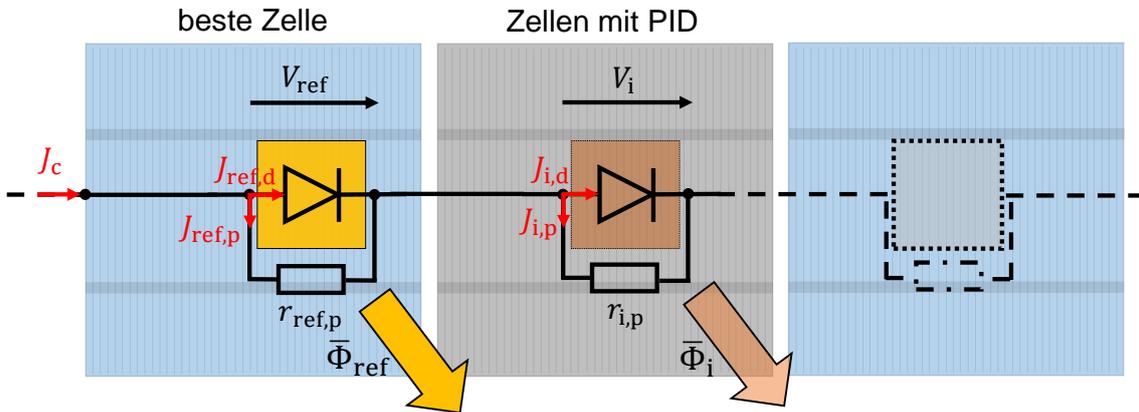
weicht damit um den gewählten zulässigen Fehler  $\epsilon_{\text{ds}}$  vom Datenblatt-Widerstand  $\bar{r}_{s,\text{ds}}$  ab.



**Bild 4.3:** Flussdiagramm zum prinzipiellen Ablauf der Datenblatt-Kalibrierung des mittleren Serienwiderstandes  $\bar{r}_{\text{ref},s}$  einer oder mehrerer defektfreier Zellen über den Faktor  $d_{\text{rs}}$ . Für jeden Iterationsschritt  $z$  werden drei Widerstandsbilder berechnet und deren Abweichung zum Datenblattwiderstand einer oder mehrerer zuvor bestimmter defektfreier Referenzzellen ermittelt. Das iterative Lösungsverfahren ist beendet, nachdem der Unterschied zwischen dem Widerstand der Referenzzellen  $\bar{r}_{\text{ref},s}$  und dem Datenblattwert  $\bar{r}_{s,\text{ds}}$  durch die iterative Anpassung des Faktors  $d_{\text{rs}}$  kleiner als die definierte zulässige Abweichung  $\epsilon_{\text{ds}}$  ist.

### 4.1.2 Ein-Bild-Methode für Parallelwiderstände (1Bp)

Mechanisch kurzgeschlossene Zellen (bei einer hohen Anzahl an Rissen und Brüchen innerhalb einer Zelle) können durch einen reduzierten Parallelwiderstand abgebildet werden. Ebenso lässt sich die potentialinduzierte Degradation (PID) als verkleinerter Parallelwiderstand einer Zelle modellieren [9]. Bild 4.4 zeigt das Ersatzschaltbild zur Quantifizierung von Parallelwiderstandsdefekten über die Ein-Bild-Methode (1Bp), welche durch die Veränderung des Parallelwiderstandes die mittlere Lumineszenzintensität  $\bar{\Phi}_i$  der betroffenen Zellen reduzieren.



**Bild 4.4:** Ersatzschaltbild zur Quantifizierung degradierter Zellen (PID) mit der mittleren Lumineszenzintensität  $\bar{\Phi}_i$  in Bezug auf eine defektfreie Zelle  $\bar{\Phi}_{\text{ref}}$  (beste Zelle). Die Zellstromdichte  $J_c$  ist identisch für alle seriell verbundenen Zellen und in jeder Zelle  $i$  aufgeteilt in die Diodenstromdichte  $J_{i,d}$  und die Stromdichte  $J_{i,p}$  durch den Parallelwiderstand  $r_{i,p}$ .

Über den Vergleich zur besten Zelle (Referenzzelle mit der maximalen mittleren Lumineszenzintensität  $\bar{\Phi}_{\text{ref}}$ ) wird jeder Zelle  $i$  anteilig ein Parallelwiderstand  $r_{i,p}$  zugeordnet, der die individuelle Intensitätsschwächung in Abhängigkeit des Referenz-Parallelwiderstandes  $r_{\text{ref},p}$  bestimmt.

Mittels der Aufteilung der Stromdichten in der Referenzzelle mit der Diodenstromdichte

$$J_{\text{ref},d} = J_c - J_{\text{ref},p}, \quad (4.14)$$

berechnet aus der Gesamtstromdichte  $J_c$  durch die Zelle und der Stromdichte  $J_{\text{ref},p}$

durch den Parallelwiderstand  $r_{\text{ref,p}}$ , wird über die Proportionalität zur Intensität

$$J_0 \frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}} = J_c - \frac{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}{r_{\text{ref,p}}} \ln \left( \frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}} \right) \quad (4.15)$$

der Kalibrierungsfaktor

$$C_{\text{PRA}} = \frac{J_0 r_{\text{ref,p}} \bar{\Phi}_{\text{ref}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} W_0 \left\{ \frac{J_0 r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \exp \left( \frac{J_c r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \right) \right\}^{-1} \quad (4.16)$$

anhand der Referenzzelle neu berechnet (Herleitung des Kalibrierungsfaktors  $C_{\text{PRA}}$  (engl.: parallel resistance approximation, PRA) in Anhang A.2). Der Ansatz aus Gleichung (4.15) lässt sich auf jede Zelle  $i$  mit der mittleren Lumineszenzintensität der Zellen  $\bar{\Phi}_i$  übertragen. Der Parallelwiderstand

$$r_{i,p} = \frac{n_{\text{id}} V_{\text{th}} \ln \left( \frac{\bar{\Phi}_i}{C_{\text{PRA}}} \right)}{J_c - J_0 \frac{\bar{\Phi}_i}{C_{\text{PRA}}}} \quad (4.17)$$

in jeder Zelle  $i$  berechnet sich so aus der mittleren Lumineszenzintensität  $\bar{\Phi}_i$  und dem Kalibrierungsfaktor  $C_{\text{PRA}}$ . Wie im Ansatz zur Bestimmung des lokalen Serienwiderstandes, wird die Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$  aus dem Datenblatt extrahiert und weiterführende Auswertungen sind in Abhängigkeit der Idealität  $n_{\text{id}}$  angegeben.

### 4.1.3 Ein-Bild-Methode für lokale Serienwiderstände (1Bs)

In der Ein-Bild-Methode (1Bs) zur Bestimmung der lokalen Serienwiderstände aus einem einzelnen EL-Bild zeigt der Grenzwert des Kalibrierungsfaktors

$$C_{\text{PRA},\infty} = \lim_{r_{\text{ref,p}} \rightarrow \infty} C_{\text{PRA}} = \frac{J_0 \bar{\Phi}_{\text{ref}}}{J_c} \quad (4.18)$$

für eine vollständig intakte ( $r_{\text{ref,p}} = \infty$ ) Referenzzelle, dass der Kalibrierungsfaktor maßgeblich durch die aus dem Datenblatt ermittelte Sperrsättigungsstromdichte  $J_0$ , die mittlere Intensität  $\bar{\Phi}_{\text{ref}}$  sowie die eingestellte Stromdichte  $J_c$  bestimmt wird. Der anhand der Referenzzelle bestimmte Grenzwert des Kalibrierungsfaktors

$C_{\text{PRA},\infty} = C$  entspricht somit wieder der ursprünglichen Definition nach Gleichung (4.5). Folglich kann der Kalibrierungsfaktor  $C$  des Serienwiderstandsbildes nach Gleichung (4.8) alternativ aus dem identischen Bild berechnet werden. Die Substitution des Kalibrierungsfaktors  $C = C_{\text{PRA},\infty}$  aus Gleichung (4.18) in Gleichung (4.8) führt zum idealisierten Serienwiderstandsbild aller lokaler Serienwiderstände

$$r'_{i,s} = \frac{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}{J_c} \frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{\Phi'_i} \ln\left(\frac{\Phi_{i,\text{ref}}}{\Phi'_i}\right) + \frac{\Phi_{i,\text{ref}}}{\Phi'_i} \overbrace{d_{\text{rs}} \bar{r}_{s,\text{ds}}}^{r_{i,\text{ref}}} \quad (4.19)$$

mit den lokalen Intensitäten  $\Phi'_i$  der Zelle  $i$ , der maximalen Intensität  $\Phi_{i,\text{ref}}$  innerhalb der Zelle  $i$ , der mittleren Intensität  $\bar{\Phi}_{\text{ref}}$  einer oder mehrerer defektfreier Referenzzellen des gesamten Moduls, der Anregungsstromdichte  $J_c$  während der Bildaufnahme sowie dem lokalen Referenzserienwiderstand  $r_{i,\text{ref}}$ . Analog zur 2Bs-Methode kalibriert das Bisektionsverfahren auch in der 1Bs-Methode das Serienwiderstandsbild anhand des Datenblatt-Serienwiderstandes  $\bar{r}_{s,\text{ds}}$ .

Im Gegensatz zur Berechnung des Kalibrierungsfaktors in Gleichung (4.3) ist der Grenzwert des Kalibrierungsfaktors nach Gleichung (4.18) nicht mehr von der Idealität  $n_{\text{id}}$  abhängig. Die nachträgliche Auswertung des Serienwiderstandsbildes in Abhängigkeit eines Idealitäts-Erwartungsintervalls ist daher nicht mehr möglich. Das vereinfachte Serienwiderstandsbild der 1Bs-Methode nach Gleichung (4.19) ist somit unabhängig von der Idealität bzw. mit der Idealität  $n_{\text{id}} = 1$  auszuwerten.

#### 4.1.4 Extraktion charakteristischer Werte aus dem Datenblatt

In der 1Bs- sowie der 2Bs-Methode zur Bestimmung der lokalen Serienwiderstände erfolgt die Kalibrierung der berechneten Serienwiderstandsbilder über das Bisektionsverfahren anhand der aus dem Datenblatt generierten lokalen Referenzwerte. Die charakteristischen Strom- und Spannungswerte des Datenblatts sind auf STC (engl.: standard test conditions, STC) bezogen und für den Kurzschluss, den Leerlauf und den Punkt maximaler Leistung (engl.: maximum power point, MPP) angegeben. Diese Werte charakterisieren das gesamte Photovoltaikmodul in seinem defektfreien, ursprünglichen Zustand. Die von Potthoff et al. eingeführte Annahme [50], dass sich in jeder Zelle trotz vorhandener Defekte stets ein Ort mit genau diesen Eigenschaften befindet, ist die Grundlage der Extraktion der charakteristischen Werte aus

dem Datenblatt. Der für das Kalibrierungsverfahren der Serienwiderstandsbilder notwendige Referenzwert in jeder Zelle  $i$  ist dabei als flächenspezifische Größe im Bisektionsverfahren integriert. Im Folgenden wird gezeigt, wie aus den Datenblattwerten die wichtigsten charakterisierenden Größen einer defektfreien Solarzelle extrahiert werden.

Es bestehen bereits analytische Ansätze, um den Serien- und Parallelwiderstand im Ein-Dioden-Modell anhand der charakteristischen Datenblattwerte (Leerlauf, Kurzschluss, MPP) zu ermitteln [11, 51]. Falls jedoch eine gemessene Kennlinie mit mehr als diesen drei Datenpunkten zur Verfügung steht, ist der analytische Ansatz nicht praktikabel. Messungenauigkeiten bei der Bestimmung der drei Kennwerte haben direkten Einfluss auf den analytisch berechneten Serien- oder Parallelwiderstand. Bei einer gemessenen Kennlinie mit einer Vielzahl an Datenpunkten liefern numerische Lösungsverfahren, welche jeden einzelnen Datenpunkt in die Lösung miteinbeziehen, eine „robustere“ Lösung.

Die untere Grenze für den Parallelwiderstand

$$R_{p,lb} = \frac{V_{mpp,ds}}{I_{sc,ds} - I_{mpp,ds}} < R_p \quad (4.20)$$

sowie die obere Grenze des Serienwiderstandes

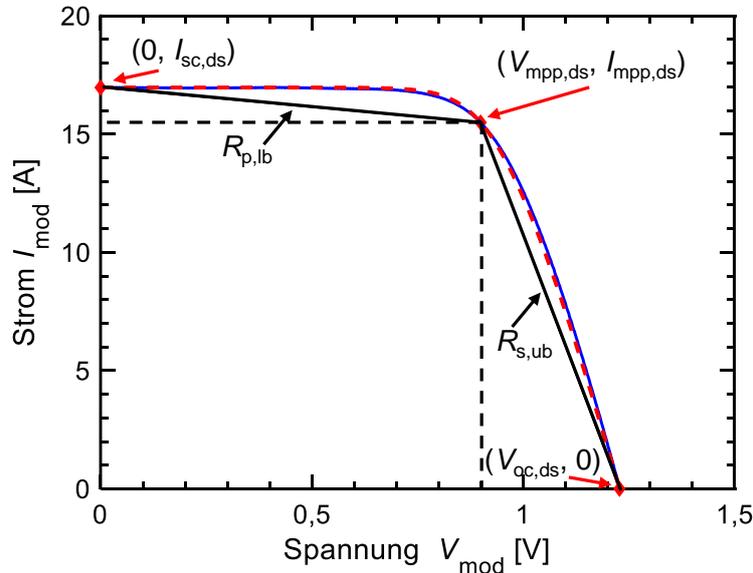
$$R_{s,ub} = \frac{V_{oc,ds} - V_{mpp,ds}}{I_{mpp,ds}} > R_s \quad (4.21)$$

eines Moduls ergeben sich aus den Datenblattwerten mit den Strom- bzw. Spannungswerten im Kurzschluss ( $I_{sc,ds}$ ), dem Leerlauf ( $V_{oc,ds}$ ) und dem Punkt maximaler Leistung ( $I_{mpp,ds}, V_{mpp,ds}$ ). Bei der Abbildung einer  $I$ - $V$ -Kennlinie über das Ein-Dioden-Modell sind aufgrund der Krümmung der Kennlinie bzw. der zweiten Ableitung  $d^2I/dV^2 < 0$  die beiden Bedingungen der Grenzen stets erfüllt [52].

Ein numerisches Lösungsverfahren (vorimplementiertes begrenztes Minimierungsverfahren in MATLAB nach [53], [54] und [55]) bestimmt anschließend innerhalb der definierten Grenzen den Serienwiderstand  $R_{s,ds} \in [0, R_{s,ub}]$ , den Parallelwiderstand  $R_{p,ds} \in [R_{p,lb}, 100 R_{p,lb}]$  und den Sperrsättigungsstrom  $I_{0,ds}$  als dem Datenblatt zugeordnete charakteristische Werte. Der Sperrsättigungsstrom  $I_0$  des Moduls kann zwar direkt aus Gleichung (2.2) bestimmt werden, allerdings zeigt das Lösungsverfahren für den Serien- und Parallelwiderstand eine stabilere Konvergenz, wenn der

Sperrsättigungsstrom  $I_{0,ds} \in [I_0, 100 I_0]$  ebenfalls variierbar ist. Da nur sehr geringe Abweichungen zum Sperrsättigungsstrom nach Gleichung (2.2) zu erwarten bzw. zulässig sind, kann die Auswertung dieser Abweichung zusätzlich Konvergenzprobleme aufzeigen und evaluiert die gewählte Parametrisierung des Ein-Dioden-Modells.

Bild 4.5 zeigt die berechnete  $I$ - $V$ -Kennlinie (rot gestrichelt) des Ein-Dioden-Modells, parametrisiert anhand der drei Datenpunkte (rote Symbole) aus dem Datenblatt eines Spezial-Moduls<sup>3</sup>. Die dem Datenblatt zugrundeliegende Messung (blaue Linie) zeigt eine sehr gute Übereinstimmung im Vergleich zur auf dem Datenblatt basierende Kennlinie (rot gestrichelte Linie). Die Begrenzungen des Serien- und Parallelwiderstandes sind in schwarzen Linien dargestellt.



**Bild 4.5:** Gemessene  $I$ - $V$ -Kennlinie (blaue Linie) und aus dem Datenblatt mit drei Stützpunkten und aus dem Ein-Dioden-Modell generierte Kennlinie (rot gestrichelt). Der Kurzschluss  $(0, I_{sc,ds})$ , der Punkt maximaler Leistung  $(V_{mpp,ds}, I_{mpp,ds})$  sowie der Leerlauf  $(V_{oc,ds}, 0)$  definieren die Obergrenze des Modulserienwiderstandes  $R_{s,ub}$  sowie die Untergrenze des Modulparallelwiderstandes  $R_{p,lb}$ . Alle numerisch bestimmten Parameter ( $I_{0,ds}$ ,  $R_{s,ds}$  und  $R_{p,ds}$ ) zur Anpassung des Ein-Dioden-Modells sind anhand der drei Stützpunkte und der Widerstandsgrenzen ( $R_{s,ub}$  und  $R_{p,lb}$ ) ermittelt und die so generierte Kennlinie befindet sich in sehr guter Übereinstimmung mit der gemessenen Kennlinie.

<sup>3</sup>Das Modul besteht aus jeweils zwei seriell und zwei parallel verschalteten Solarzellen. Zwischen den Zellen können verschiedene Widerstände eingestellt werden.

Der mittlere lokale Datenblattserienwiderstand einer Zelle

$$\bar{r}_{s,ds} = \frac{R_{s,ds} A_c}{N_i} \quad (4.22)$$

berechnet sich somit aus dem Modulserienwiderstand  $R_{s,ds}$ , ermittelt aus dem Datenblatt, der gesamten Anzahl  $N_i$  der Zellen innerhalb des Moduls sowie der Zellfläche  $A_c$ . Dabei ist zu beachten, dass in dieser Berechnung keine Unterscheidung zwischen dem Serienwiderstand einer Zelle und den Verbindungswiderständen zwischen den Zellen stattfindet. Der berechnete lokale Datenblatt-Serienwiderstand beinhaltet daher ebenso den Verbindungswiderstand und ist damit größer als der reale Serienwiderstand einer Zelle. Bei der Simulation der Modulkennlinie ist es also ausreichend, das gesamte Modul nur aus den einzelnen Zellen zusammenzusetzen. Der Verbindungswiderstand ist als konstanter Offset aller lokalen Serienwiderstände jeder Zelle in der Simulation abgebildet.

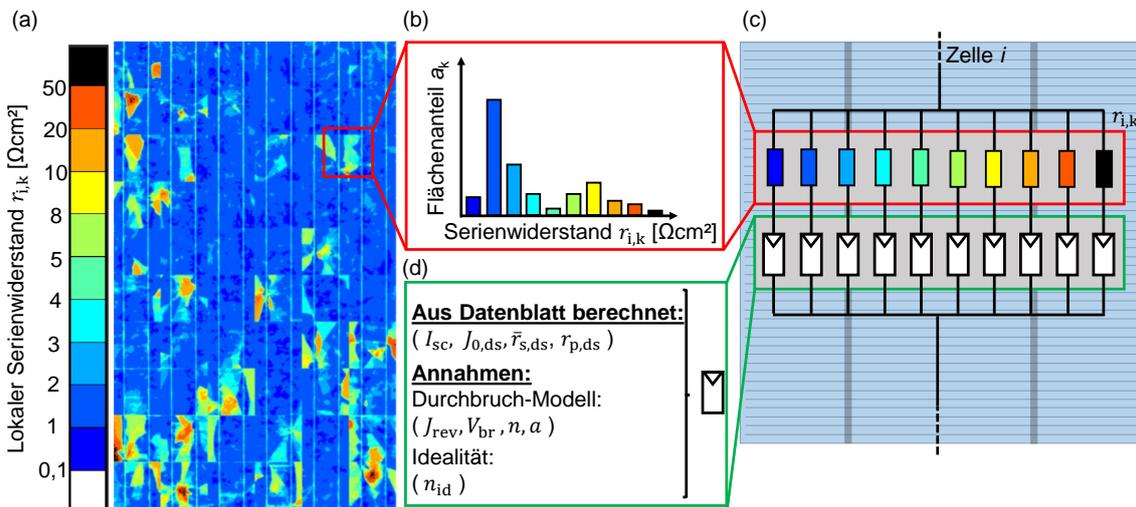
## 4.2 Quantifizierung von Moduldefekten

Anhand des ermittelten Serienwiderstandsbildes nach Gleichung (4.8) wird im Folgenden die resultierende Kennlinie des gesamte Photovoltaikmoduls simuliert und der Einfluss der Moduldefekte charakterisiert. Die Serienschaltung aller Solarzellen sowie die Parallelschaltung von Zellfragmenten wird in der Simulation über ein Segmentierungsverfahren abgebildet. Die Modulsimulation wird anhand dieser vordefinierten Segmentierung mit dem in dieser Arbeit entwickelten semi-analytischen Ansatz durchgeführt. Dieser Ansatz verzichtet vollständig auf die sonst üblicherweise angewandte Netzwerksimulation und ist damit nicht an eine Software zur Netzwerksimulation gebunden. Die Simulation der Modulkennlinie basiert lediglich auf geschickter Interpolation der einzelnen, nach Gleichung (2.1) gegebenen, Kennlinien und der Zusammenfassung an Knotenpunkten innerhalb der Zellen, der Substränge bzw. des gesamten Moduls. Durch die zudem notwendige Abbildung der Zellkennlinien in Rückwärtsrichtung kommt es bei der klassischen Netzwerksimulation häufig zu Konvergenzproblemen (Polstellen des Durchbruchterms beim Erreichen der Durchbruchspannung). In dem semi-analytischen Ansatz kann diese Konvergenzproblematik an den Polstellen über eine Fallunterscheidung einfach behoben werden. Das somit vollständig definierte und einfach parametrierbare Simulationsmodell

ermöglicht eine umfassende Parameterstudie zur Charakterisierung der grundlegenden Auswirkung und Bewertung von Moduldefekten.

### 4.2.1 Segmentierungsverfahren

Bild 4.6 zeigt das Segmentierungsverfahren zur Extraktion der Serienwiderstände aus einem Serienwiderstandsbild als Simulationsparameter. Das Serienwiderstandsbild in Bild 4.6a wird in  $k = 1, 2, 3, \dots, 10$  vordefinierte Widerstandskategorien bzw. Zellfragmente (entsprechend der hier gewählten Falschfarbendarstellung) unterteilt. In jeder Widerstandskategorie wird der mittlere lokale Serienwiderstand  $\bar{r}_{i,k}$  berechnet.



**Bild 4.6:** (a) Serienwiderstandsbild  $r_{i,k}$  in Falschfarben-Segmentierung, (b) Histogramm der Flächenanteile  $a_{i,k}$  der zehn Widerstandskategorien, (c) Ersatzschaltbild einer defekten Zelle mit zehn vordefinierten Segmenten und (d) Parametrisierung der als konstant angenommenen Zellparameter im Ein-Dioden-Modell.

Der zugehörige relative Flächenanteil  $a_{i,k} = A_{i,k}/A_c$  ermittelt sich über die Anzahl der Werte innerhalb der Widerstandskategorie (proportional zur Fragmentfläche  $A_{i,k}$  innerhalb der Zelle  $i$ ) im Verhältnis zur gesamten Anzahl der Werte pro Zelle  $i$  (proportional zur Zellfläche  $A_c$ ).

Bild 4.6b zeigt qualitativ das Histogramm der lokalen Serienwiderstände einer Zelle mit zehn Widerstandskategorien, welches anschließend in Bild 4.6c genutzt wird, um ebenfalls über zehn  $I$ - $V$ -Fragmentkennlinien die gesamte  $I$ - $V$ -Zellkennlinie

zu berechnen. Alle anderen Parameter des Ein-Dioden-Modells, dargestellt in Bild 4.6d, werden aus dem Datenblatt extrahiert oder als vom Defekt unbeeinflusste Annahmen in die Berechnung integriert. Die Idealität  $n_{id}$  bleibt hingegen unbekannt und muss als Erwartungswert-Intervall in die Auswertung der Simulation mit ein-gehen.

Das Segmentierungsverfahren passt sich somit durch die dynamische Gewichtung über den Flächenanteil an die durch den Defekt ausgebildete Anzahl der Zellfrag-mente an. Da innerhalb jeder Widerstandskategorie ein Mittelwert  $\bar{r}_{i,k}$  der lokalen Serienwiderstände gebildet wird, ist das Segmentierungsverfahren auch unabhängig von den gewählten Grenzen der Widerstandskategorien.

### 4.2.2 Modulsimulation

Der gesamte Zellstrom

$$\vec{I}_{i,c}\{\vec{V}_{i,c}\} = \sum_{k=1}^{N_{\text{frag}}} \vec{I}_{i,k}\{\vec{V}_{i,k}\} \quad (4.23)$$

berechnet sich aus der Summe der Einzelströme  $\vec{I}_{i,k} = \vec{J}_{i,k}A_{i,k}$  jedes Fragments  $k$  mit der Fragmentfläche  $A_{i,k}$  der Zelle  $i$  bis zu der Anzahl der Fragmente  $N_{\text{frag}}$  pro Zelle. Der Zellstrom  $\vec{I}_{i,c}$  ist identisch für seriell verschaltete Zellen  $i$ , teilt sich jedoch auf-grund der zellspezifischen Fragmentierung bzw. Segmentierung unterschiedlich auf. Jede  $I$ - $V$ -Charakteristik  $\vec{I}_{i,k}\{\vec{V}_{i,k}\}$  eines Fragments  $k$  berechnet sich nach Gleichung (2.1) und den flächenspezifischen Parametern des Fragments. Da die Gleichung zur Berechnung der  $I$ - $V$ -Charakteristik eine transzendente Gleichung und damit nicht eindeutig nach dem Strom oder der Spannung lösbar ist, wird der numerische Zusammenhang zwischen Strom- und Spannungsvektor über das Newton-Verfahren berechnet [13]. Unter der Vorgabe eines Sollspannungsvektors  $\vec{V}$  werden für jedes Element des Vektors der zugehörige Strom und damit der gesamte Stromvektor  $\vec{I}$  iterativ berechnet. Aus der Vorgabe des äquidistanten Spannungsvektors  $\vec{V}_{\text{equidV}}$  entsteht somit über das Newton-Verfahren die numerische Abbildung

$$f_{\text{equidV}} : \vec{I} \rightarrow \vec{V}_{\text{equid}} \quad (4.24)$$

der durch Gleichung (2.1) überwiegend exponentiell verteilten Stromwerte  $\vec{I}$  auf den äquidistanten Spannungsvektor  $\vec{V}$ . Im Anschluss an das Newton-Verfahren kann

unter Vorgabe eines neuen äquidistanten Sollvektors durch Interpolation beliebig zwischen der numerischen Abbildung nach Gleichung (4.24) und der numerischen Abbildung

$$f_{\text{equidI}} : \vec{V} \rightarrow \vec{I}_{\text{equid}} \quad (4.25)$$

eines Spannungsvektors  $\vec{V}$  auf einen äquidistanten Stromvektor  $\vec{I}_{\text{equid}}$  gewechselt werden. Für die Addition der Fragmentkennlinien einer Zelle muss aufgrund der Parallelschaltung der Fragmente die numerische Abbildung  $f_{\text{equidV}}$  erfüllt sein (das Lösungsverfahren liefert bereits die Fragmentkennlinien ( $\vec{V}_{i,k} = \vec{V}_{i,c}$ ) in dieser Form). Jedem Spannungswert aus dem identischen Spannungsvektor aller Fragmente kann somit ein für das jeweilige Fragment spezifischer Strom zugeordnet und der Gesamtstrom der Zelle als Summe der Fragmentströme berechnet werden.

Zur Berechnung der gesamten Substrangspannung

$$\vec{V}_{\text{str}}\{\vec{I}_{\text{str}}\} = \sum_{i=1}^{N_{c/\text{str}}} f_{\text{equid,Istr}}\left\{\vec{V}_{i,c}\{\vec{I}_{i,c}\}\right\} \quad (4.26)$$

ist es notwendig, durch Interpolation zur numerischen Abbildung  $f_{\text{equidIstr}}$  zu wechseln. Anschließend kann mit der Anzahl der Zellen pro Substrang  $N_{c/\text{str}}$  die Summe der einzelnen Zellspannungen gebildet und durch Vorgabe eines Stromvektors für den Strangstrom  $\vec{I}_{\text{str}}$  berechnet werden. Der gesamte Strangstrom  $\vec{I}_{\text{str}}$  ist hierbei aufgrund der Serienschaltung der identische Vektor aller Einzelzellen und die resultierende Strangspannung  $\vec{V}_{\text{str}}$  kann durch die Summe aller Einzelzellspannungen für jedes Element des Strangstromvektors berechnet werden.

Der gesamte Modulstrom

$$\vec{I}_{\text{mod}}\{\vec{V}_{\text{str}}\} = \vec{I}_{\text{str}}\{\vec{V}_{\text{str}}\} + f_{\text{equid,Istr}}\left\{\vec{I}_{\text{bp}}\{\vec{V}_{\text{str}}\}\right\} \quad (4.27)$$

an einem Knotenpunkt (Schnittstelle zur Bypassdiode) eines Substranges setzt sich aus dem Strom durch den jeweiligen Substrang  $\vec{I}_{\text{str}}$  und dem Strom durch die Bypassdiode  $\vec{I}_{\text{bp}}$  zusammen. Ist die Substrangspannung  $\vec{V}_{\text{str}} > 0$  positiv, wird die Bypassdiode in Sperrrichtung betrieben und nur ein sehr kleiner Strom, der Sperrsättigungsstrom  $I_{0,\text{bp}}$  in Rückwärtsrichtung, fließt anteilig durch die Bypassdiode. Ist die Substrangspannung negativ und überschreitet diese die Schwellwertspannung der Bypassdiode, wird der Substrang durch die Bypassdiode überbrückt und ein großer

Strom fließt anteilig über die Bypassdiode. Der Strom durch die Bypassdiode

$$\vec{I}_{\text{bp}}\{\vec{V}_{\text{str}}\} = I_{0,\text{bp}} \exp\left(\frac{-\vec{V}_{\text{str}}}{n_{\text{id, bp}} V_{\text{th}}}\right) \quad (4.28)$$

berechnet sich mit dem Sperrsättigungsstrom der Bypassdiode  $I_{0,\text{bp}}$  und der Idealität  $n_{\text{id, bp}}$  als Funktion der Substrangspannung  $\vec{V}_{\text{str}}$ . Durch Interpolation wird für jeden Substrang, inklusive Bypassdiode, die numerische Abbildung  $f_{\text{equid, Imod}}$  erzeugt und die gesamte Modulspannung

$$\vec{V}_{\text{mod}}\{\vec{I}_{\text{mod}}\} = \sum_{\text{str}=1}^{N_{\text{str}}} f_{\text{equid, Imod}}\left\{\vec{V}_{\text{str}}\{\vec{I}_{\text{mod}}\}\right\} \quad (4.29)$$

bei Vorgabe eines Modulstroms  $\vec{I}_{\text{mod}}$  berechnet. Zusammengesetzt ergibt sich so die gesamte Modulkennlinie

$$\vec{V}_{\text{mod}}\{\vec{I}_{\text{mod}}\} = \sum_{\text{str}=1}^{N_{\text{str}}} f_{\text{equid, Imod}}\left\{\vec{I}_{\text{str}} + f_{\text{equid, Istr}}\left\{I_{0,\text{bp}} \exp\left(-\frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{c/str}}} f_{\text{equid, Istr}}\left\{\sum_{k=1}^{N_{\text{frag}}} \vec{I}_{i,k}\{\vec{V}_{i,k}\}\right\}}{n_{\text{id, bp}} V_{\text{th}}}\right)\right\}\right\} \quad (4.30)$$

mit der Vorgabe eines äquidistanten Substrangstroms  $\vec{I}_{\text{str}}$  über die entsprechende numerische Abbildung  $f_{\text{equid, Istr}}$  sowie der Vorgabe eines äquidistanten Modulstroms  $\vec{I}_{\text{mod}}$  mit der numerischen Abbildung  $f_{\text{equid, Imod}}$ .

### 4.2.3 Parameterstudie

Auf Basis des entwickelten Simulationsmodells wird im Folgenden der Einfluss verschiedener Defektausprägungen auf die resultierende Modulleistung untersucht. Die hierfür durchgeführten Simulationen basieren auf einem typischen Photovoltaikmodul mit 60 multikristallinen Solarzellen und einer Nennleistung  $P_{\text{N, mpp}} = 240 \text{ W}$  (Tabelle B.2 im Anhang zeigt das vollständige Datenblatt). Innerhalb dieses Moduls wird in der Simulation eine einzelne Zelle mit variabler Defektausprägung angenommen. Die defekte Zelle zeigt einen einzelnen, teilweise abgetrennten Zellbereich mit der Fragmentfläche  $A_k$  und dem Fragmentwiderstand  $r_{\text{s, k}}$ . Diese Zelle repräsentiert damit einen typischen mechanischen Defekt, bei dem ein Teil der Zelle abgebro-

chen ist, aber noch Kontakt zu den Busbars besitzt. Darüber hinaus ist der gesamte Parallelwiderstand  $r_{p,c}$  der defekten Zelle als variabel angenommen, womit ein potentieller Kurzschluss durch den mechanischen Defekt abgebildet wird.

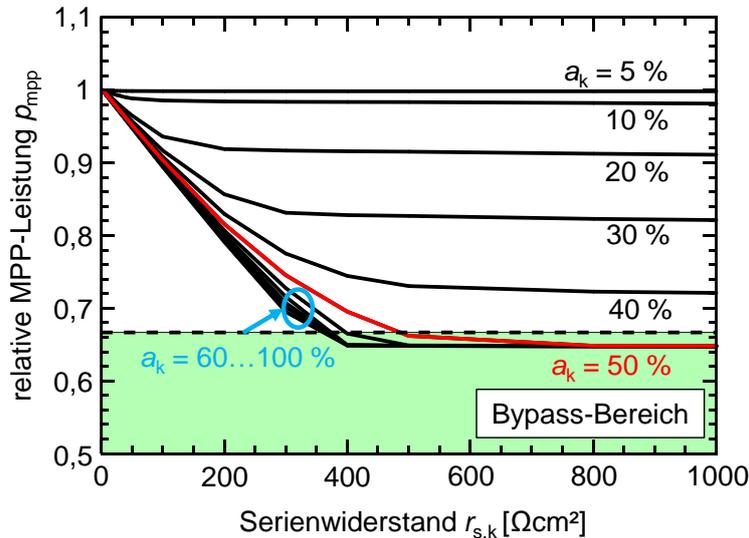
Köntges et al. haben bereits über Simulationen von Serienwiderstandsdefekten gezeigt, dass selbst bei einer größeren Anzahl von defekten Zellen innerhalb eines Substranges, stets die Zelle mit der stärksten Defektausprägung die resultierende Leistung bestimmt [56–59]. Darüber hinaus ist bei einer Durchbruchspannung  $V_{br} > -15\text{ V}$  eine starke Abhängigkeit vom Durchbruchverhalten festgestellt worden. Diese Annahme ist jedoch für ein typisches Photovoltaikmodul in den wenigsten Fällen erfüllt, da selbst bei multikristallinen Solarzellen die Durchbruchspannung  $V_{br} = -15\text{ V}$  selten überschritten wird. Mechanische Defekte (Veränderung des lokalen Serienwiderstandes) zeigen zudem keinen feststellbaren Einfluss auf das Durchbruchverhalten.

Reale mechanische Defekte, z.B. durch Hageleinschläge, Wind- und Schneelasten oder sonstige mechanische Belastungen, zeigen (zusätzlich zu Veränderungen im Serienwiderstand) in der Praxis hingegen häufig Kurzschlüsse, welche die Stromlimitierung durch teilweise abgetrennte Fragmente erheblich beeinflussen [8].

In der nachfolgend durchgeführten Parameterstudie wird der Einfluss der Defekte über die relative MPP-Leistung  $p_{mpp} = P_{mpp,def}/P_{N,mpp}$ , also das Verhältnis der MPP-Leistung des defekten Moduls  $P_{mpp,def}$  im Vergleich zur ursprünglich erreichbaren MPP-Leistung  $P_{N,mpp}$  (Datenblatt-Nennleistung), bewertet. Bild 4.7 zeigt zunächst die relative MPP-Leistung  $p_{mpp}$  in Abhängigkeit des Serienwiderstandes  $r_{s,k}$  für verschiedene Flächenanteile  $a_k$  der defekten Fragmentfläche. Der Parallelwiderstand  $r_{p,c}$  ist dabei zunächst als unbeeinflusst und konstant angenommen.

Ab einem Serienwiderstand  $r_{s,k} > 400\ \Omega\text{cm}^2$ , bestimmt der betroffene Flächenanteil  $a_k$  die relative MPP-Leistung  $p_{mpp}$  (Linien verlaufen horizontal). Eine weitere Erhöhung des Serienwiderstandes des defekten Fragments zeigt keine Auswirkung, da das defekte Fragment als vollständig abgetrennt wirkt. Erhöht sich dabei der Flächenanteil  $a_k > 50\%$ , überbrückt die Bypassdiode schließlich den kompletten Substrang. Die relative Modulleistung  $p_{mpp} = 66\%$  ist damit im Bypass-Bereich (grüne Fläche) limitiert und fällt nicht weiter ab. Ist der Flächenanteil hingegen sehr klein  $a_k < 5\%$ , würde sich im Rahmen der Messgenauigkeit von  $\pm 1\%$  eine Leistungsminderung nur schwierig feststellen lassen. Diese Auswertung reproduziert die Ergebnisse von Köntges et al. [56]. Die gewählte Darstellung in Abhängigkeit der

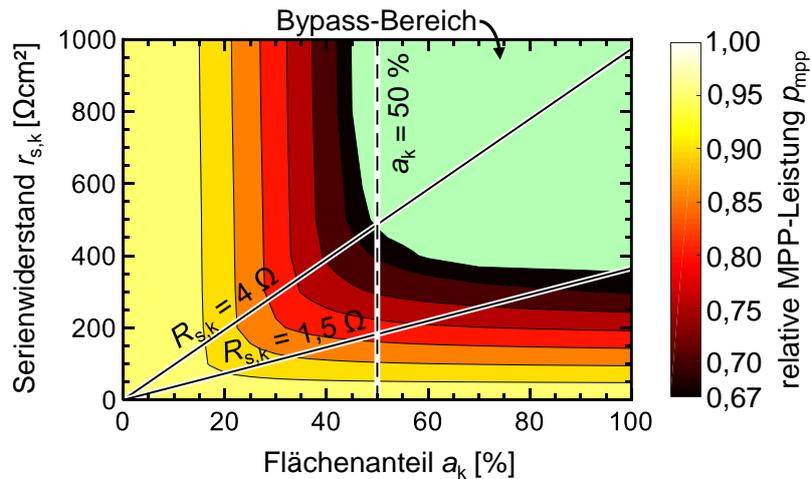
flächenspezifischen Serienwiderstände  $r_{s,k}$  ermöglicht es jedoch, die in der gleichen Einheit skalierten Serienwiderstandsbilder (siehe Bild 4.6a) direkt zu interpretieren.



**Bild 4.7:** Relative MPP-Leistung  $p_{mpp}$  in Abhängigkeit des Serienwiderstandes  $r_{s,k}$  eines einzelnen defekten Fragments bei Variation des betroffenen Flächenanteils  $a_k$ . Ist der betroffene Flächenanteil  $a_k < 5\%$ , ist nahezu kein Leistungsverlust zu erwarten bzw. messtechnisch nachweisbar. Wird der Serienwiderstand des defekten Segments sehr groß ( $r_{s,k} > 400 \Omega\text{cm}^2$ ), ist die Leistungsminderung nur noch vom betroffenen Flächenanteil  $a_k$  abhängig. Eine weitere Erhöhung des Serienwiderstandes des defekten Segments zeigt keine Auswirkung. Sind dabei mehr als 50% einer Zelle betroffen, wird der komplette Substrang, der die defekte Zelle beinhaltet, von der Bypassdiode überbrückt und limitiert die relative Modulleistung  $p_{mpp} = 66\%$ .

Bild 4.8 zeigt in einer Konturdarstellung die vollständige Auswertung der relativen MPP-Leistung mit dem Einfluss des Serienwiderstandes  $r_{s,k}$  bei Variation des Flächenanteils  $a_k$ . Bei konstantem flächenspezifischen Serienwiderstand eines Fragments sinkt der resultierende Gesamtwiderstand des Fragments durch den zunehmenden Flächenanteil. Bei konstantem Flächenanteil eines Fragments steigt der resultierende Gesamtwiderstand durch den zunehmendem flächenspezifischen Serienwiderstand. Die resultierenden Gesamtwiderstände des defekten Fragments  $R_{s,k} = 4 \Omega$  und  $R_{s,k} = 1,5 \Omega$  sind in dieser Darstellung als Geraden (schwarze Linien) zu finden. Durch die damit eingeführte Unterteilung werden drei Bereiche mit unterschiedlichen, dominierenden Einflussfaktoren definiert. Für einen absoluten Fragmentwiderstand  $R_{s,k} > 4 \Omega$  unterhalb des Flächenanteils  $a_k < 50\%$  ist die Leis-

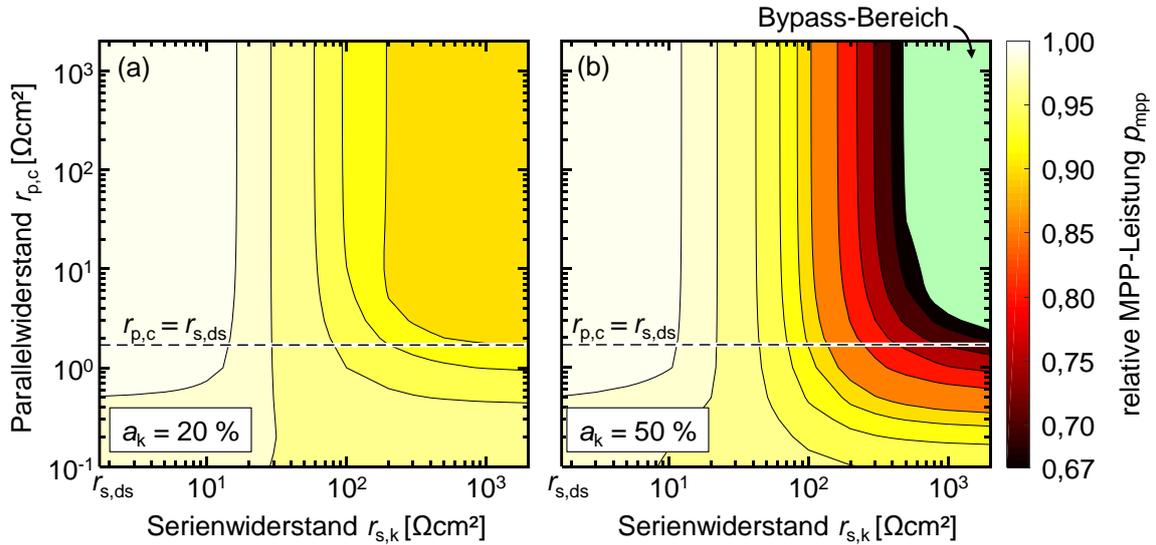
tungsminderung proportional zur betroffenen Zellfläche  $a_k$ . Ist der Fragmentwiderstand  $R_{s,k} < 1,5 \Omega$ , ist die Leistungsminderung proportional zum flächenspezifischen Serienwiderstand  $r_{s,k}$  und der Bypass-Bereich wird nie erreicht. Der Übergangsbereich zwischen diesen beiden Abhängigkeiten findet sich bei einem Fragmentwiderstand  $1,5 \Omega < R_{s,k} < 4 \Omega$ .



**Bild 4.8:** Konturdarstellung der relativen MPP-Leistung  $p_{mpp}$  in Abhängigkeit des Serienwiderstandes  $r_{s,k}$  bei Variation des betroffenen Flächenanteils  $a_k$ . Für absolute Fragmentwiderstände  $R_{s,k} > 4 \Omega$  unterhalb des Flächenanteils  $a_k < 50\%$  ist die relative MPP-Leistung  $p_{mpp}$  proportional zur betroffenen Zellfläche  $a_k$ . Für Fragmentwiderstände  $R_{s,k} < 1,5 \Omega$  ist die relative MPP-Leistung  $p_{mpp}$  proportional zum flächenspezifischen Serienwiderstand  $r_{s,k}$  und der Bypass-Bereich wird nie erreicht. Der Übergangsbereich zwischen diesen beiden Abhängigkeiten findet sich bei Fragmentwiderständen  $1,5 \Omega < R_{s,k} < 4 \Omega$ .

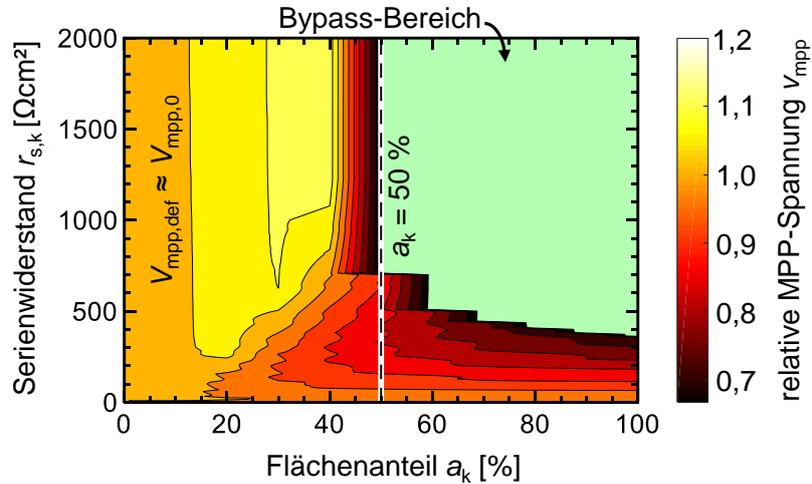
Bild 4.9 zeigt die relative MPP-Leistung als Konturdarstellung in Abhängigkeit vom Parallelwiderstand  $r_{p,c}$  der Zelle sowie vom Serienwiderstand  $r_{s,k}$  des defekten Fragments für einen Flächenanteil  $a_k = 20\%$  in Bild 4.9a und für  $a_k = 50\%$  in Bild 4.9b. Ist zusätzlich zu einem erhöhten Serienwiderstand  $r_{s,k} \gg r_{s,ds}$  des defekten Segments ein Kurzschluss mit einem reduzierten Parallelwiderstand  $r_{p,c} \ll r_{p,ds}$  vorhanden, ist in beiden Fällen in Bild 4.9a und Bild 4.9b eine Leistungssteigerung durch den zusätzlich vorhandenen Kurzschluss der defekten Zelle möglich. Fällt der Parallelwiderstand unter den Datenblatt-Serienwiderstand  $r_{p,c} < r_{s,ds}$ , so wird die defekte Zelle überbrückt und die Stromlimitierung durch das teilweise abgetrennte Fragment aufgehoben. Der Bypass-Bereich wird in diesem Fall, selbst bei einem

vollständig abgetrennten ( $r_{s,k} > 400 \Omega\text{cm}^2$ ) Zellbereich mit einem Flächenanteil von  $a_k = 50 \%$ , nicht mehr erreicht.



**Bild 4.9:** Relative MPP-Leistung bei Variation des Serienwiderstandes  $r_{s,k}$  eines defekten Segments und Variation des gesamten Parallelwiderstandes  $r_{p,c}$  der Zelle für den Flächenanteil des Segments (a)  $a_k = 20 \%$  und (b)  $a_k = 50 \%$ . Bleibt der Parallelwiderstand über dem Datenblatt-Serienwiderstand  $r_{p,c} > r_{s,ds}$  und ist die Zelle gleichzeitig nur leicht defekt mit einem Serienwiderstand  $r_{s,k} < 100 \Omega\text{cm}^2$ , wirkt eine Verkleinerung des Parallelwiderstandes leistungsmindernd. Fällt der Parallelwiderstand unter den Datenblatt-Serienwiderstand  $r_{p,c} < r_{s,ds}$  und ist die Zelle gleichzeitig mit einem Serienwiderstand  $r_{s,k} > 100 \Omega\text{cm}^2$  defekt, wirkt eine Verkleinerung des Parallelwiderstands hingegen leistungssteigernd.

Neben der MPP-Leistung ist für den Betrieb in einer Solaranlage ebenso die MPP-Spannung  $V_{\text{mpp,def}}$  von Bedeutung. Liegt diese außerhalb des zulässigen Spannungsbereiches des MPP-Trackers eines Wechselrichters, kann die maximal mögliche Leistung eines Moduls bzw. eines Stranges nicht mehr abgerufen werden. Bild 4.10 zeigt die relative MPP-Spannung  $v_{\text{mpp}} = V_{\text{mpp,def}}/V_{N,\text{mpp}}$  als Konturdarstellung in Abhängigkeit des Serienwiderstandes  $r_{s,k}$  und des Flächenanteils  $a_k$  des defekten Fragments. Bei einem kritischen Flächenanteil  $40 \% < a_k < 50 \%$  wechselt die relative MPP-Spannung von einer überhöhten Spannung  $v_{\text{mpp}} > 1,1$  zu einer stark reduzierten Spannung  $v_{\text{mpp}} < 0,7$ . Bei einem Flächenanteil  $a_k < 20 \%$  ist hingegen die Spannungsänderung selbst für ein komplett abgetrenntes Fragment nahezu unverändert und daher unkritisch.



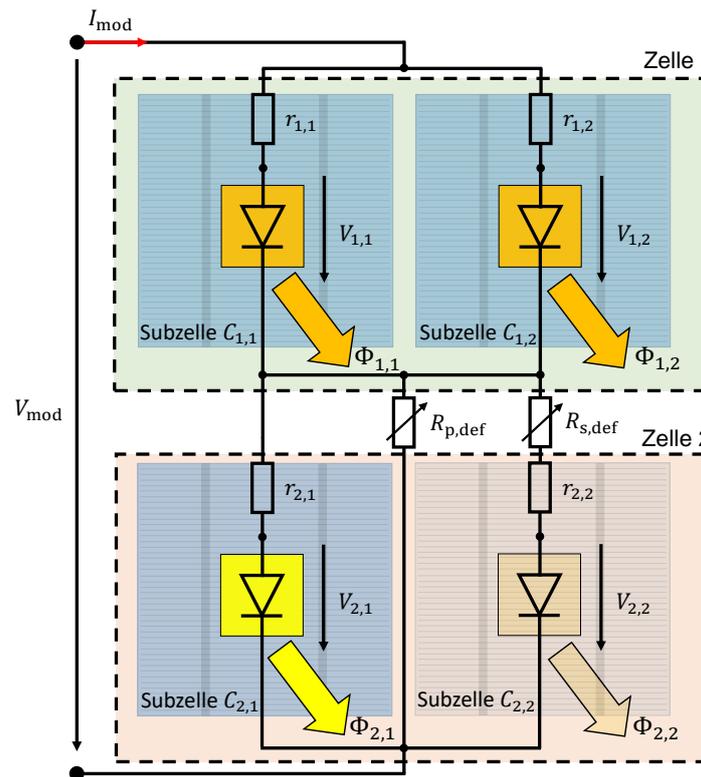
**Bild 4.10:** Relative MPP-Spannung  $v_{\text{mpp}}$  in Abhängigkeit des Serienwiderstandes  $r_{s,k}$  bei Variation des betroffenen Flächenanteils  $a_k$ . Im Bereich eines Flächenanteils  $40\% < a_k < 50\%$  ist ein abrupter Wechsel zwischen einer erhöhten relativen MPP-Spannung  $v_{\text{mpp}} > 1,1$  und einer relativen MPP-Spannung  $v_{\text{mpp}} < 0,7$  zu erkennen.

### 4.3 Experimentelle Evaluation

Im Folgenden wird die bildgebende Quantifizierung von Defekten in Photovoltaikmodulen experimentell evaluiert. Ziel ist es, die Auswirkungen von mechanisch beschädigten Zellen sowie der potentialinduzierten Degradation (PID) ausschließlich anhand von EL-Bildern zu ermitteln und damit den Leistungsverlust gegenüber dem durch das Datenblatt definierten defektfreien Zustand quantitativ vorherzusagen. Die Präzision der Leistungsvorhersagen ist dabei im Experiment über nachgebildete und reale Moduldefekte anhand des Vergleichs zwischen simulierter und gemessener maximaler Leistung (MPP-Leistung) ermittelt. Nachgebildete Defekte zeigen zunächst die Grenzen der Quantifizierung des Serien- und Parallelwiderstandes bei Auswertung der Lumineszenzintensität auf. Durch den Vergleich zwischen simulierten und gemessenen  $I$ - $V$ -Kennlinien werden das semi-analytische Simulationsverfahren evaluiert und die relative Abweichung der Leistungsvorhersage ermittelt. Die Anwendung der drei Methoden (2Bs, 1Bs und 1Bp) bemisst abschließend die erreichbare Genauigkeit der Vorhersage von Leistungsverlusten durch typische und praxisrelevante Moduldefekte.

### 4.3.1 Minimodul zur Nachbildung von Defekten

Bild 4.11 zeigt das Ersatzschaltbild eines Minimoduls zur Nachbildung von Moduldefekten. Das Minimodul besteht aus zwei seriell verschalteten Zellen, Zelle 1 und Zelle 2.



**Bild 4.11:** Ersatzschaltbild des Minimoduls. Zelle 1 besteht aus zwei parallel verschalteten, identischen monokristallinen Solarzellen (Subzellen  $C_{1,1}$  und  $C_{1,2}$ ). Zelle 2 besteht ebenfalls aus identischen Solarzellen, jedoch ist die Parallelschaltung am Mittelabgriff zwischen den Subzelle  $C_{2,1}$  und  $C_{2,2}$  unterbrochen. Die Subzelle  $C_{2,2}$  ist dabei über einen variablen Serien-Defektwiderstand  $R_{s,def}$  angeschlossen, um einen teilweise abgetrennten Bereich einer defekten Zelle nachzubilden. Über den variablen Parallel-Defektwiderstand  $R_{p,def}$  kann zusätzlich die gesamte Zelle 2 überbrückt werden und bildet damit eine potentialdegradierte oder teilweise kurzgeschlossene Zelle nach.

Um in diesem Minimodul unterschiedliche Defekte nachbilden zu können, bestehen Zelle 1 und Zelle 2 jeweils aus zwei identischen monokristallinen Si-Solarzellen, den parallel verschalteten Subzellen  $C_{1,1}$  und  $C_{1,2}$  in Zelle 1 und den Subzellen  $C_{2,1}$  und  $C_{2,2}$  in Zelle 2. Die Beeinflussung einer einzelnen Subzelle innerhalb des Mini-

moduls entspricht einem teilweise abgetrennten Fragment  $k$  mit der relativen Fläche  $a_k = A_c/A_{cp} = 50\%$  bei einer Subzellfläche  $A_c = 240\text{ cm}^2$  bzw. einer gesamten Zellfläche  $A_{cp} = 480\text{ cm}^2$ . Die Fragmentfläche  $A_k = A_c$  ist identisch zur Subzellfläche  $A_c$ . Die Variation des Serien-Defektwiderstandes  $R_{s,\text{def}}$  in der Anbindung von Subzelle  $C_{2,2}$  repräsentiert damit verschieden stark ausgeprägte mechanische Defekte bei konstantem Flächenanteil  $a_k$ . Der Parallel-Defektwiderstand  $R_{p,\text{def}}$  kann zusätzlich die gesamte Zelle 2 überbrücken und bildet damit eine Zelle mit PID oder eine mechanisch kurzgeschlossene Zelle nach.

Die Simulation zur Vorhersage der  $I$ - $V$ -Kennlinie des Minimoduls über die Auswertung des Serienwiderstandsbildes ist entsprechend der Struktur des Minimoduls aufgebaut. Zelle 1 wird mit nur einer  $I$ - $V$ -Kennlinie nach Gleichung (2.1) modelliert. Zelle 2 ist hingegen mit zwei parallelen Segmenten (vgl. Kapitel 4.2.1) abgebildet. Das Serienwiderstandsbild sowie die anschließende Simulation sind für das Minimodul stets für eine Idealität  $n_{id} = 1$  bestimmt. Da das Minimodul aus defektfreien Subzellen besteht, kann eine Veränderung der Idealität bei der Variation der Defektwiderstände ausgeschlossen werden. Die Evaluierung der 2Bs-Methode und der 1Bp-Methode erfolgt zunächst anhand der in dem Minimodul nachgebildeten Schäden.

### 4.3.2 Nachbildung von Serienwiderstandsdefekten

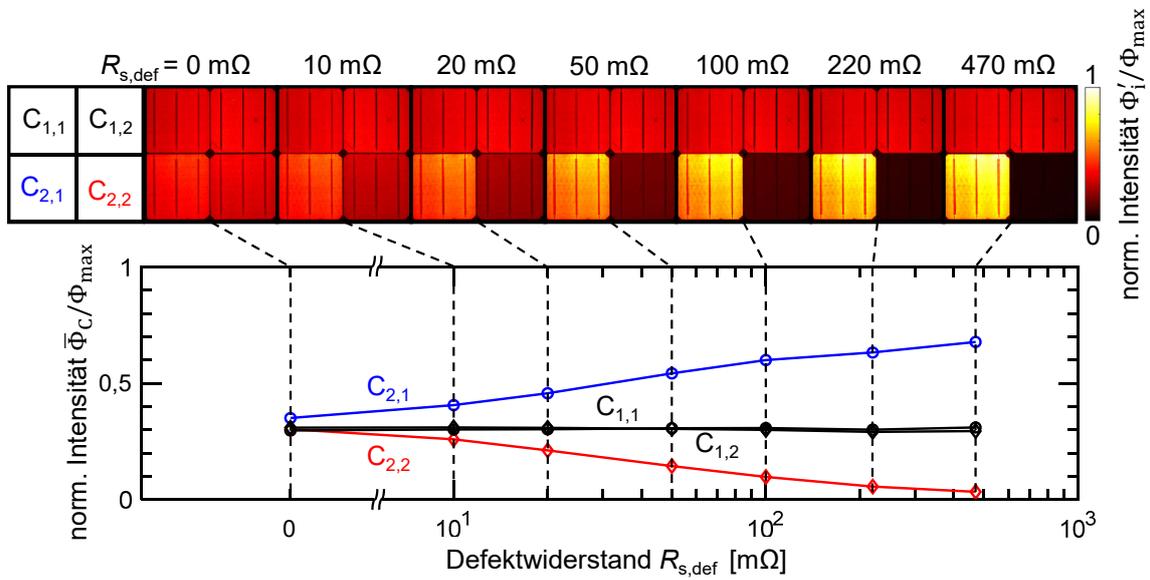
Bild 4.12 zeigt die aufgenommenen EL-Bilder des Minimoduls bei Variation des Defekt-Serienwiderstandes sowie die normierten mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_C/\bar{\Phi}_{\text{max}}$  der einzelnen Subzellen  $C_{1,1}$ ,  $C_{1,2}$ ,  $C_{2,1}$  und  $C_{2,2}$ .

Der Injektionsstrom  $I_{inj} = 5\text{ A}$  zur Aufnahme der EL-Bilder in Bild 4.12 ist für alle Defektwiderstände identisch. Alle EL-Bilder sowie die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_C$  sind dabei auf die maximale Intensität  $\bar{\Phi}_{C_{21,\text{max}}}(R_{s,\text{def}} = 470\text{ m}\Omega)$  normiert.

Während die mittlere Intensität  $\bar{\Phi}_{C_{22}}$  des defekten Segments  $C_{2,2}$  mit zunehmendem Serien-Defektwiderstand abnimmt, nimmt die mittlere Intensität  $\bar{\Phi}_{C_{21}}$  der noch intakten Subzelle  $C_{2,1}$  gleichermaßen zu. Da der Modulstrom für die Messung konstant gehalten wird, führt eine Erhöhung des Serien-Defektwiderstandes  $R_{s,\text{def}}$  zu einer Stromumverteilung innerhalb der defekten Zelle 2. Durch die Subzelle  $C_{2,1}$  fließt damit ein größerer Anteil des gesamten eingepprägten Modulstroms  $I_{\text{mod}}$  und die mittlere Intensität  $\bar{\Phi}_{C_{21}}$  dieser Subzelle nimmt zu. Die Interpretation der lokalen,

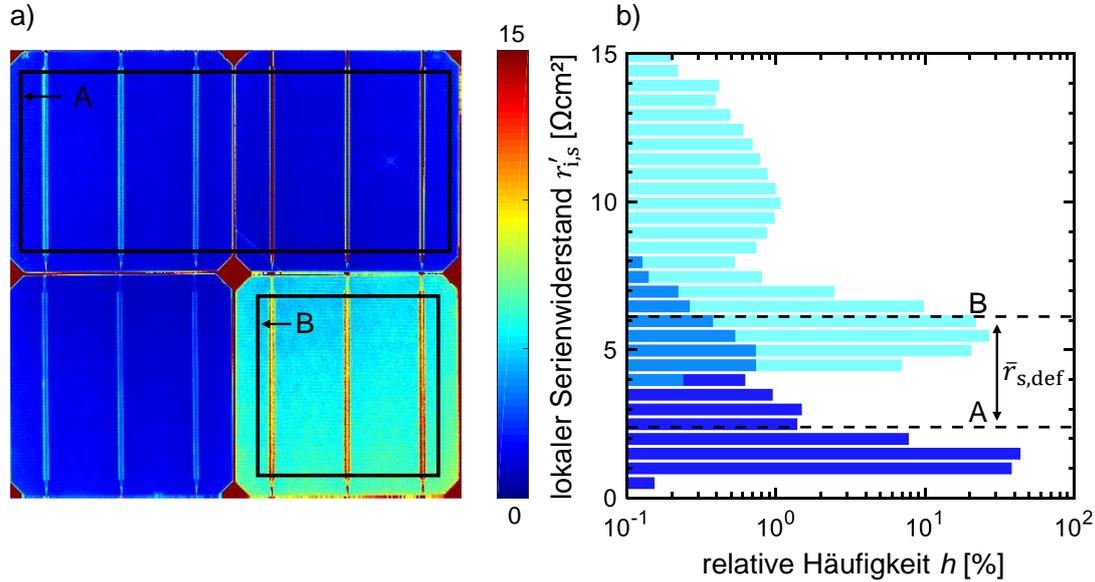
durch den Defekt reduzierten Intensität darf konsequenterweise nicht unabhängig von dieser Stromumverteilung erfolgen.

Bei der Berechnung des Serienwiderstandsbildes nach Gleichung (4.8) wird jede lokale Lumineszenzintensität  $\Phi'_i$  in Relation zu der in derselben Zelle auftretenden maximalen Intensität  $\Phi_{i,\text{ref}}$  ausgewertet. Intensitätsveränderungen aufgrund der Stromumverteilung werden so erfolgreich kompensiert.



**Bild 4.12:** EL-Bilder des gesamten Minimoduls bei Variation des Serien-Defektwiderstandes  $R_{s,\text{def}}$  und gemittelte Lumineszenzintensitäten  $\bar{\Phi}_C$  der einzelnen Subzellen in Abhängigkeit des Serien-Defektwiderstandes. Die lokalen Intensitäten  $\Phi'_i$  sowie die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_C$  der einzelnen Zellen sind auf die maximale Intensität  $\Phi_{\text{max}}(R_{s,\text{def}} = 470 \text{ m}\Omega)$  normiert dargestellt. Die mittlere Intensität  $\bar{\Phi}_{C_{22}}$  des teilweise abgetrennten Bereichs nimmt mit größer werdendem Serien-Defektwiderstand ab. Gleichermäßen nimmt die mittlere Intensität  $\bar{\Phi}_{C_{21}}$  aufgrund der Stromumverteilung zu. Die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_{C_{11}}$  und  $\bar{\Phi}_{C_{12}}$  der Subzellen  $C_{1,1}$  und  $C_{1,2}$  bleiben hingegen konstant.

Bild 4.13a zeigt das über Gleichung (4.8) berechnete Serienwiderstandsbild exemplarisch für den Serien-Defektwiderstand  $R_{s,\text{def}} = 20 \text{ m}\Omega$ . Der für Gleichung (4.8) notwendige Kalibrierungsfaktor ist aus der mittleren Intensität in Bereich A eines zweiten EL-Bildes bei geringer Strominjektion  $I_{\text{inj}} = 600 \text{ mA}$  gemäß der 2Bs-Methode (vgl. Kapitel 4.1.1) ermittelt.



**Bild 4.13:** (a) Serienwiderstandsbild und (b) relative Häufigkeit  $h$  der lokalen Serienwiderstände  $r'_{i,s}$  in den Bereichen A und B. Der flächenspezifische Serien-Defektwiderstand  $\bar{r}_{s,\text{def}}$  erzeugt die Verschiebung des Mittelwertes  $\bar{r}_{s,B}$  in Bereich B gegenüber dem Mittelwert  $\bar{r}_{s,A}$  in Bereich A.

Die Kalibrierung des Serienwiderstandsbildes erfolgt nach dem Bisektionsverfahren (vgl. Kapitel 4.1.4) anhand des Moduldatenblatts<sup>4</sup>. Bild 4.13b zeigt die relative Häufigkeit  $h$  der lokalen Serienwiderstände  $r'_{i,s}$  in den Bereichen A und B, dargestellt als Histogramm mit der Klassenbreite  $\Delta r_s = 0,5 \Omega\text{cm}^2$ .

Die mittleren lokalen Serienwiderstände  $\bar{r}_{s,A}$  und  $\bar{r}_{s,B}$  (horizontale gestrichelte Linien in Bild 4.13b) der beiden Bereiche sind aufgrund des mittleren flächenspezifischen Serien-Defektwiderstandes  $\bar{r}_{s,\text{def}}$  zueinander verschoben.

Der (simulierte) Serien-Defektwiderstand

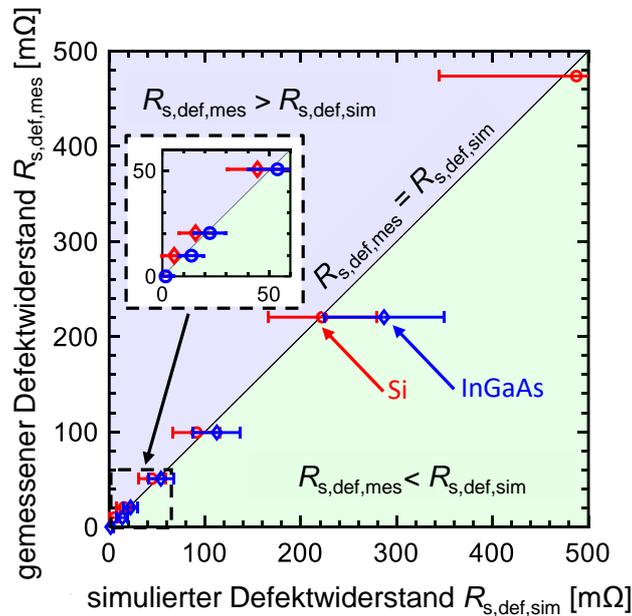
$$R_{s,\text{def},\text{sim}} = \frac{\bar{r}_{s,B} - \bar{r}_{s,A}}{A_k} \quad (4.31)$$

berechnet sich somit aus der Differenz der mittleren lokalen Serienwiderstände  $\bar{r}_{s,A}$  und  $\bar{r}_{s,B}$  der beiden Bereiche A und B aus dem Serienwiderstandsbild, bezogen auf

<sup>4</sup>Die in Bild 4.5 zur allgemeinen Erläuterung des Verfahrens dargestellte  $I$ - $V$ -Kennlinie, für einen Serien-Defektwiderstand  $R_{s,\text{def}} = 0$ , ist dem für das Minimodul erstellten Datenblatt zugrunde gelegt. Die Kalibrierung des Serienwiderstandsbildes erfolgt jedoch gemäß der 2Bs-Methode nur anhand der drei charakteristischen Punkte: Leerlauf, Kurzschluss und MPP.

die Fläche  $A_k$  des betroffenen Segments. Die Segmentfläche  $A_k = A_c$  entspricht dabei der Zellfläche  $A_c$  einer monokristallinen Zelle des Minimoduls. Da in beiden Bereichen A und B der Flächenanteil der Busbars annähernd gleich und sehr klein ist, zeigt der hier lokal erhöhte Serienwiderstand einen vernachlässigbaren Einfluss auf den aus dem Serienwiderstandsbild ermittelten Serien-Defektwiderstand  $R_{s,def,sim}$ .

Bild 4.14 vergleicht die aus den Serienwiderstandsbildern ermittelten Serien-Defektwiderstände  $R_{s,def,sim}$  mit den eingestellten und gemessenen Serien-Defektwiderständen  $R_{s,def,mes}$ . Die Fehlerbalken entsprechen der Standardabweichung der lokalen Serienwiderstände innerhalb des Bereichs B.



**Bild 4.14:** Vergleich zwischen gemessenem Serien-Defektwiderstand  $R_{s,def,mes}$  und simuliertem Serien-Defektwiderstand  $R_{s,def,sim}$ . Die ermittelten Werte sind für zwei unterschiedliche Versuchsreihen dargestellt: Bildaufnahme mit einer Si-Kamera (rot) und mit einer InGaAs-Kamera (blau). Die Fehlerbalken repräsentieren die Standardabweichung aller Werte im Bereich B der Subzelle  $C_{2,2}$  (vgl. Bild 4.13). Für kleine Defektwiderstände ( $R_{s,def,mes} < 100 \text{ m}\Omega$ ) zeigen beide Versuchsreihen eine hohe Genauigkeit  $R_{s,def,mes} \approx R_{s,def,sim}$ . Für größere Defektwiderstände ( $R_{s,def,mes} > 100 \text{ m}\Omega$ ) zeigt die Messreihe mit der Si-Kamera eine höhere Übereinstimmung zu den gemessenen Werten  $R_{s,def,mes}$ .

Um den Einfluss der Kamera auf die Aufnahme der EL-Bilder zu untersuchen, werden die Messreihen mit den zwei am häufigsten verwendeten Kameratechnologien

durchgeführt. Während Si-Kameras meist im Labor für hochauflösende Messungen verwendet werden, sind InGaAs-Kameras für die Erfassung der Lumineszenz bei Tageslicht notwendig [7, 8].

Rote Symbole zeigen die Messreihe bei Verwendung einer Si-Kamera<sup>5</sup> und blaue Symbole zeigen die Messreihe mit einer InGaAs-Kamera<sup>6</sup>. Zur Gegenüberstellung ist vor der Auswertung der Serienwiderstandsbilder der unterschiedlichen Messreihen jedes EL-Bild auf eine feste Auflösung von 200x200 Pixeln pro Subzelle transformiert. Für kleine Serien-Defektwiderstände  $R_{s,def,mes} \leq 100 \text{ m}\Omega$  zeigen beide Messreihen eine hohe Genauigkeit  $R_{s,def,mes} \approx R_{s,def,sim}$  und es ist keine Beeinflussung durch die Sensorgröße bzw. den Sensortyp ersichtlich. Während die Messreihe der Si-Kamera für große Serien-Defektwiderstände  $R_{s,def,mes} > 100 \text{ m}\Omega$  noch eine sehr gute Übereinstimmung zeigt, liegt die Abweichung der Messreihe der InGaAs-Kamera bereits außerhalb der Standardabweichung und überschätzt den Serien-Defektwiderstand  $R_{s,def,mes} < R_{s,def,sim}$  deutlich.

Die Messreihe der Si-Kamera basiert auf EL-Bildern mit der Belichtungszeit  $t_{int} = 100 \text{ s}$  für das EL-Bild bei hoher Strominjektion und  $t_{int} = 300 \text{ s}$  bei geringer Strominjektion. Die Messreihe der InGaAs-Kamera basiert hingegen auf 300 gemittelten Einzelbildern mit einer Belichtungszeit von jeweils  $t_{int} = 5 \text{ ms}$  bei hoher Strominjektion und  $t_{int} = 100 \text{ ms}$  bei geringer Strominjektion. Die unterschiedlichen Belichtungszeiten für geringe und hohe Strominjektion sind vor der Berechnung der Serienwiderstandsbilder über das Verhältnis der Belichtungszeiten als linearer Skalierungsfaktor der Lumineszenzintensität miteinbezogen.

Im Anschluss an die Quantifizierung des Serien-Defektwiderstandes berechnet die Simulation die resultierende Modulkennlinie. Diese simulierte Kennlinie ermöglicht eine Leistungsvorhersage anhand der aus dem Serienwiderstandsbild ermittelten Defektwiderstände. Die notwendige Genauigkeit bezüglich der Defektwiderstände lässt sich somit anhand der Abweichung zwischen simulierter und gemessener Kennlinie ermitteln.

Die defektfreie Zelle 1 ist in der Simulation über die vereinfachte<sup>7</sup> Gleichung (2.1)

<sup>5</sup>FLI MicroLine ML8300M, 8,3 Megapixel, Sensortyp: Si-CCD

<sup>6</sup>Raptor OWL640, 0,3 Megapixel, Sensortyp: InGaAs-CMOS

<sup>7</sup>Für das Minimodul ist das numerische Durchbruchmodell vernachlässigbar, da die Modulspannung  $V_{mod} \ll |V_{br}|$  klein gegenüber dem Betrag der Durchbruchspannung  $|V_{br}|$  ist und keine Bypassdioden im Modul enthalten sind.

mit den Datenblatt-Eigenschaften<sup>8</sup> und der Zellfläche  $A_{cp} = 480 \text{ cm}^2$  berechnet. Zelle 2 besteht aus zwei Segmenten mit einer Subzellfläche von jeweils  $A_c = 240 \text{ cm}^2$ . Beide Segmente sind ebenfalls mit der vereinfachten Form von Gleichung (2.1) modelliert. Der Flächenteil des defektfreien Segments an der Gesamtfläche  $A_{cp}$  der Zelle 2 skaliert dabei die von Zelle 1 auf Zelle 2 übertragenen Datenblatt-Parameter. Für das Segment von Zelle 2 gelten ebenfalls die flächenspezifischen Datenblatt-Parameter. Lediglich der Defekt-Serienwiderstand  $R_{s,def,sim}$  ist direkt aus dem jeweiligen Serienwiderstandsbild ermittelt und für die Simulation angenommen. Das semi-analytische Simulationsverfahren aus Kapitel 4.2.2 simuliert die  $I$ - $V$ -Kennlinien für alle Serien-Defektwiderstände  $R_{s,def}$ .

Ein Keithley 2650A SourceMeter misst die  $I$ - $V$ -Kennlinien des Minimoduls während einer Bestrahlung  $E_{irrad} = 1000 \text{ W/m}^2$  durch einen Halogen-Sonnensimulator. Über die Aufnahme der Temperatur zum Zeitpunkt der einzelnen Messungen können alle gemessenen Kennlinien auf STC umgerechnet und damit direkt mit den simulierten Kennlinien verglichen werden.

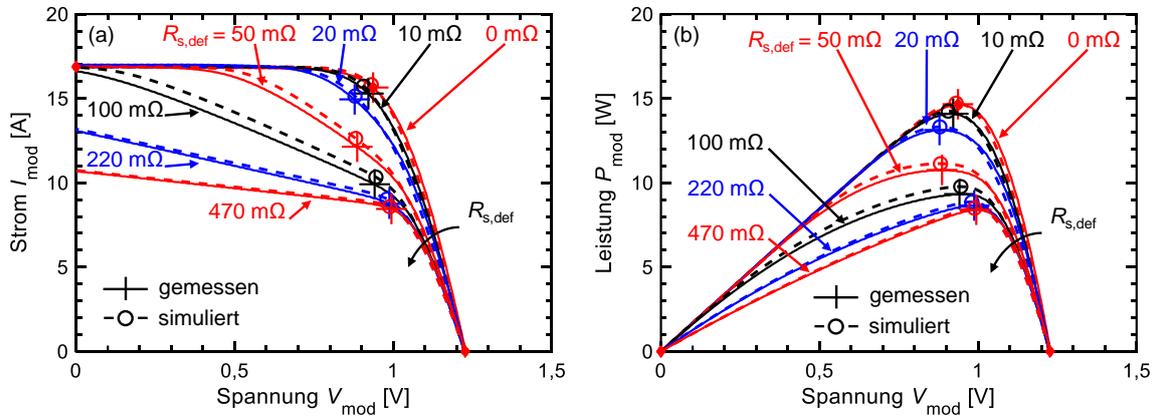
Bild 4.15a zeigt den Vergleich zwischen gemessenen  $I$ - $V$ -Kennlinien des Minimoduls und den simulierten Kennlinien und Bild 4.15b zeigt den Vergleich der Leistungs( $P$ )-Spannungs( $V$ )-Kennlinien.

Der Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Kennlinien bestätigt aufgrund der hohen Übereinstimmung die Funktion des semi-analytischen Simulationsverfahrens. Die simulierte maximale Leistung  $P_{mpp,sim}$  (Kreise) ist für den kompletten Bereich der über die Lumineszenzintensität messbaren Serien-Defektwiderstände nahezu identisch zur gemessenen maximalen Leistung  $P_{mpp,mes}$  (Kreuze).

Bild 4.16 zeigt den direkten Vergleich beider Kameratechnologien für die Leistungsvorhersage. Die Evaluation erfolgt mit dem Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Kennlinien der Si-Messreihe in Bild 4.16a und der InGaAs-Messreihe in Bild 4.16b.

---

<sup>8</sup>Der Serienwiderstand  $R_{s,ds}$ , der Parallelwiderstand  $R_{p,ds}$ , der Sperrsättigungsstrom  $I_{0,ds}$ , und der Kurzschlussstrom  $I_{sc,ds}$  werden nach Kapitel 4.1.4 bei einer Idealität  $n_{id} = 1$  aus dem Datenblatt ermittelt.



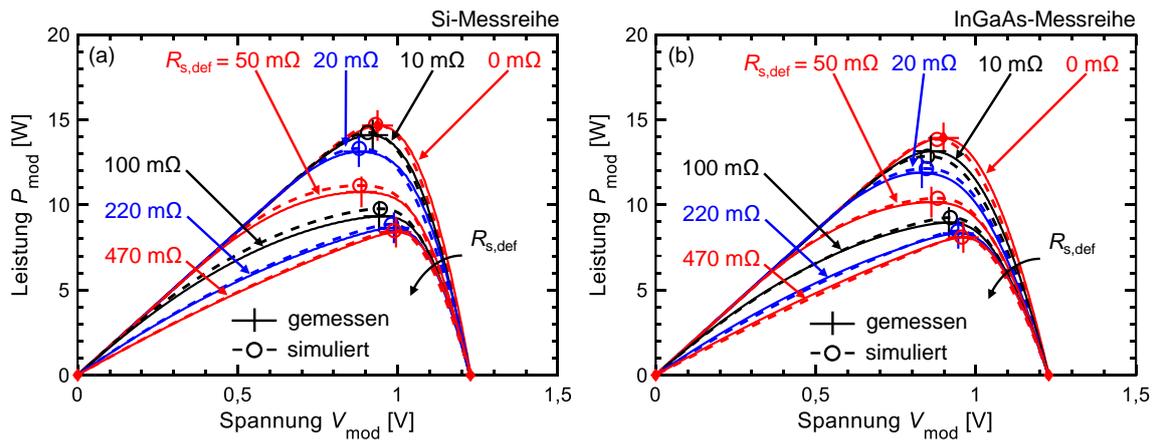
**Bild 4.15:** (a) Gemessene  $I$ - $V$ -Kennlinien im Vergleich zu simulierten Kennlinien und (b) Vergleich der simulierten und gemessenen  $P$ - $V$ -Kennlinien. Die Punkte maximaler Leistung sind mit Kreisen in der Simulation und Kreuzen in der Messung markiert. Die Kennlinien auf Basis der in Bild 4.14 dargestellten Serien-Defektwiderstände (Si-Messreihe) zeigen eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung.

Die Gegenüberstellung der beiden Messreihen zeigt nahezu keinen Unterschied zwischen den einzelnen Kennlinien sowie den Punkten maximaler Leistung. Trotz der erhöhten Abweichung der InGaAs-Messreihe bei der Bestimmung des Serien-Defektwiderstandes zeigt die anschließende Simulation selbst bei einer Abweichung größer als die Standardabweichung (vgl. Bild 4.14 für  $R_{s,\text{def},\text{mes}} > 200 \text{ m}\Omega$ ) eine präzise Vorhersage der maximalen Leistung und nahezu keinen Unterschied zur Si-Messreihe. Diese hohe Präzision begründet sich über den immer kleiner werdenden Einfluss des Serien-Defektwiderstandes auf die Kennlinie, wenn das betroffene Fragment sich bei hohen Serien-Defektwiderständen als nahezu vollständig abgetrennt verhält. Ist das Fragment nahezu vollständig abgetrennt, ist die mittlere Lumineszenz des Fragments kaum noch messbar. Die damit einhergehende hohe Abweichung des ermittelten Serien-Defektwiderstandes fällt daher nicht mehr ins Gewicht. Der simulierte Serien-Defektwiderstand  $R_{s,\text{def},\text{sim}} > R_{s,\text{def},\text{mes}}$  wird zwar überschätzt, doch die resultierende Kennlinie wäre bereits gleichwertig mit einem vollständig abgetrennten Segment ( $R_{s,\text{def},\text{sim}} = \infty$ ) beschreibbar.

Aufgrund des sehr hohen Kurzschlussstromes des Minimoduls liegt der Grenzwert, ab dem das Segment als vollständig abgetrennt angenommen werden kann, deutlich unterhalb des aus der Parameterstudie eines Standardmoduls hervorgegangenen Grenzwertes. Die im Minimodul erhöhten Zellströme erzeugen einen deutlich

höheren Spannungsabfall am Serienwiderstand eines defekten Segments. Der Einfluss dieses Spannungsabfalls auf die resultierende Modulleistung muss jedoch in Relation zur aktuellen Zellspannung betrachtet werden. Die Zellspannungen des Minimoduls sind vergleichbar mit dem Standardmodul aus der Parameterstudie. Der erhöhte Serienwiderstand eines Segments nähert sich daher bereits deutlich früher dem Grenzwert für ein vollständig abgetrenntes Segment.

Eine weitere Erhöhung des Serien-Defektwiderstandes des Minimoduls zeigt keine zusätzliche Leistungsminderung. Die aus den EL- bzw. Serienwiderstandsbildern ermittelten Serien-Defektwiderstände zeigen über den kompletten durch EL messbaren Bereich eine hinreichende Genauigkeit, um die Leistungsminderung (im Vergleich zum defektfreien Datenblatt-Modul) zu simulieren.



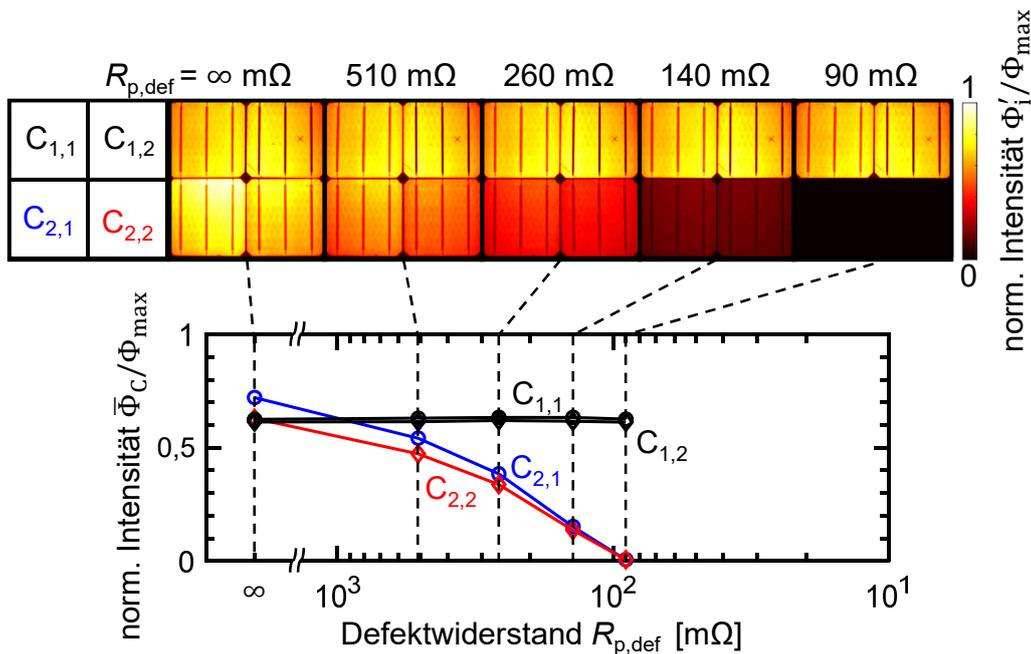
**Bild 4.16:** Simulierte und gemessene  $P$ - $V$ -Kennlinien für (a) die Si-Messreihe und (b) die InGaAs-Messreihe im Vergleich. Trotz der größeren Abweichung der InGaAs-Messreihe zur Bestimmung der Serien-Defektwiderstände (vgl. Bild 4.14) zeigt sich nur eine geringe Abweichung zwischen Si- und InGaAs-Messreihe in Bezug auf die simulierte maximale Leistung.

### 4.3.3 Nachbildung von Parallelwiderstandsdefekten

Bild 4.17 zeigt die aufgenommenen EL-Bilder des Minimoduls bei Variation des Parallel-Defektwiderstandes sowie die normierten mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_C/\Phi_{\max}$  der einzelnen Subzellen  $C_{1,1}$ ,  $C_{1,2}$ ,  $C_{2,1}$  und  $C_{2,2}$ .

Die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_{C11}$  und  $\bar{\Phi}_{C12}$  der beiden defektfreien Subzellen bleiben konstant, während die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_{C21}$  und  $\bar{\Phi}_{C22}$  der beiden beein-

flussten Subzellen gleichermaßen abnehmen. Über die Lumineszenzintensität lässt sich ab einem Parallel-Defektwiderstand  $R_{p,\text{def}} < 90 \text{ m}\Omega$  keine weitere Veränderung mehr nachweisen. Die gemessene Leistung  $P_{\text{mpp,mes,C2}}(R_{s,\text{def}} = 90 \text{ m}\Omega)$  der gesamten kurzgeschlossenen Zelle 2 ist jedoch noch mit etwa  $P_{\text{mpp,mes,C2}}(R_{p,\text{def}} = 90 \text{ m}\Omega) = 58\% P_{\text{mpp,mes,C2}}(R_{s,\text{def}} = \infty)$  erhalten. Eine weitere Leistungsabnahme wäre in diesem Fall nicht mehr über die Lumineszenzintensität messbar.



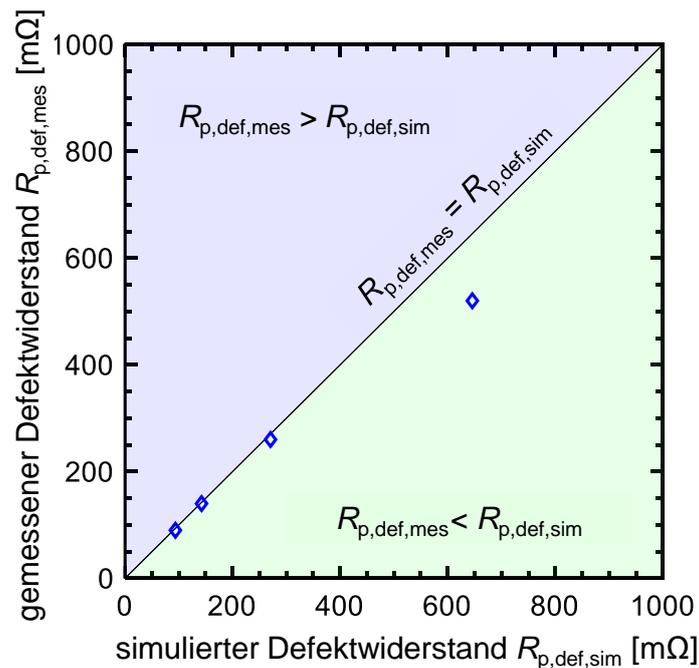
**Bild 4.17:** EL-Bilder des gesamten Minimoduls bei hoher Strominjektion und Variation des Parallel-Defektwiderstandes  $R_{p,\text{def}}$  sowie die gemittelte Intensität  $\bar{\Phi}_C$  der einzelnen Subzellen in Abhängigkeit des Parallel-Defektwiderstandes. Die lokalen Intensitäten  $\Phi'_i$  sowie die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_C$  der einzelnen Zellen sind auf die maximale Intensität  $\Phi_{\text{max}}(R_{p,\text{def}} = \infty)$  normiert dargestellt. Die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_{C21}$  und  $\bar{\Phi}_{C22}$  des beeinflussten Segments nehmen mit kleiner werdendem Parallel-Defektwiderstand ab und sind bereits für  $R_{p,\text{def}} < 90 \text{ m}\Omega$  für die gewählten Integrationszeiten nicht mehr messbar.

Aufgrund des sehr hohen Kurzschlussstromes des Minimoduls liegt der Grenzwert, ab dem das Segment als vollständig abgetrennt angenommen werden kann, deutlich unterhalb des aus der Parameterstudie eines Standardmoduls hervorgegangenen Grenzwertes. Die im Minimodul erhöhten Zellströme erzeugen einen deutlich höheren Spannungsabfall am Serienwiderstand eines defekten Segments. Der Einfluss

dieses Spannungsabfalls auf die resultierende Modulleistung muss jedoch in Relation zur aktuellen Zellspannung betrachtet werden. Die Zellspannungen des Minimoduls sind vergleichbar mit dem Standardmodul aus der Parameterstudie. Der erhöhte Serienwiderstand eines Segments nähert sich daher bereits deutlich früher dem Grenzwert für ein vollständig abgetrenntes Segment. Eine weitere Erhöhung des Serien-Defektwiderstandes des Minimoduls zeigt keine zusätzliche Leistungsminderung.

Die aus den EL- bzw. Serienwiderstandsbildern ermittelten Serien-Defektwiderstände zeigen über den kompletten durch EL messbaren Bereich eine hinreichende Genauigkeit, um die Leistungsminderung (im Vergleich zum defektfreien Datenblatt-Modul) zu simulieren.

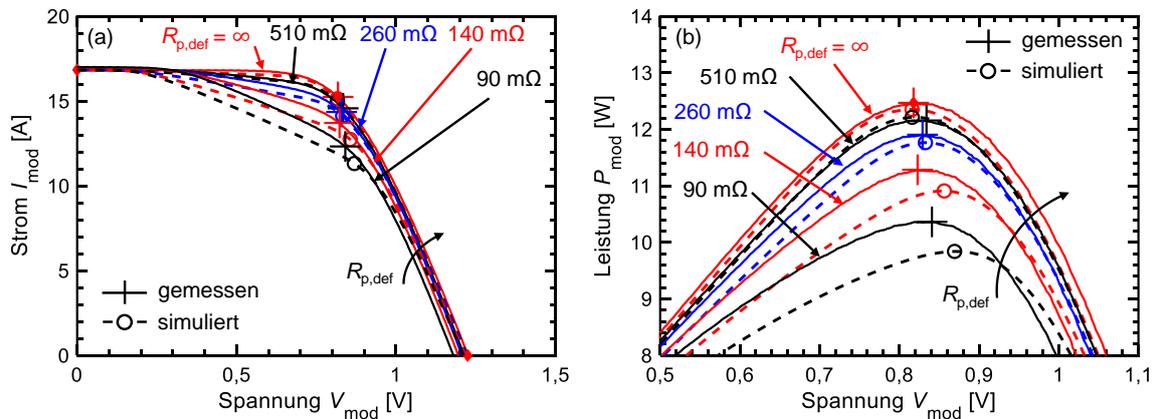
Bild 4.18 vergleicht die aus den EL-Bildern ermittelten Parallel-Defektwiderstände  $R_{p,def,sim}$  mit den eingestellten und gemessenen Werten  $R_{p,def,mes}$ .



**Bild 4.18:** Vergleich zwischen gemessenem Parallel-Defektwiderstand  $R_{p,def,mes}$  und simuliertem Parallel-Defektwiderstand  $R_{p,def,sim}$ . Für kleine Werte des Parallel-Defektwiderstandes  $90 \text{ m}\Omega \leq R_{p,def,mes} \leq 260 \text{ m}\Omega$  ist eine sehr gute Übereinstimmung zu finden. Für große Parallel-Defektwiderstände  $R_{p,def,mes} \geq 510 \text{ m}\Omega$  weicht die Auswertung der Intensität der EL-Bilder zunehmend von der Messung ab.

Da in die Berechnung der Parallelwiderstände die mittleren Intensitäten  $\bar{\Phi}_i$  der einzelnen Zellen nach Gleichung (4.17) eingehen, können die Fehlerbalken nicht über die statistische Verteilung der Widerstandswerte (vgl. Bild 4.14) erzeugt werden. Die simulierten Parallel-Defektwiderstände  $90 \text{ m}\Omega \leq R_{p,\text{def,mes}} \leq 260 \text{ m}\Omega$  im über die Lumineszenz messbaren Bereich haben eine hohe Übereinstimmung mit dem gemessenen Parallel-Defektwiderstand  $R_{p,\text{def,mes}}$ . Mit zunehmend geringer ausfallendem Defekt bzw. größer werdenden Parallel-Defektwiderständen  $R_{p,\text{def,mes}} \geq 510 \text{ m}\Omega$  nimmt die Abweichung jedoch zu.

Bild 4.19a zeigt den Vergleich zwischen gemessenen  $I$ - $V$ -Kennlinien des Minimoduls und den simulierten Kennlinien und Bild 4.19b den Vergleich der  $P$ - $V$ -Kennlinien (Ausschnitt nahe des MPP). Die zuvor mit hoher Genauigkeit quantifizierten Parallel-Defektwiderstände  $90 \text{ m}\Omega \leq R_{p,\text{def,mes}} \leq 260 \text{ m}\Omega$  erzeugen in der Simulation eine größere relative Abweichung (bezogen auf den MPP mit  $P_{\text{mpp,sim}}/P_{\text{mpp,mes}}$ ) als die Simulation bei großen Parallel-Defektwiderständen  $R_{p,\text{def,mes}} \geq 510 \text{ m}\Omega$ .



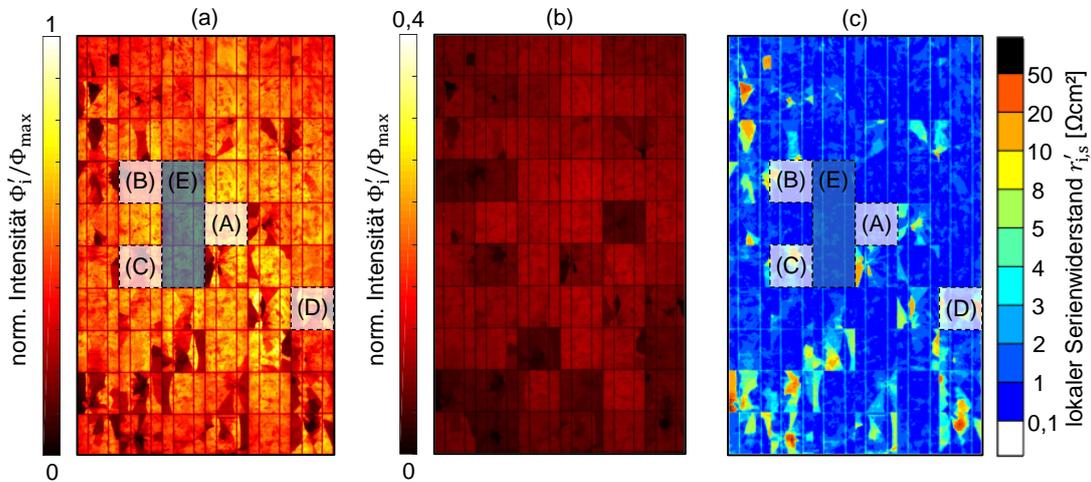
**Bild 4.19:** (a) Gemessene  $I$ - $V$ -Kennlinien im Vergleich zu simulierten Kennlinien und (b) Ausschnitt der  $P$ - $V$ -Kennlinien. Die Punkte maximaler Leistung sind mit Kreisen in der Simulation und Kreuzen in der Messung markiert. Die Kennlinien für alle in Bild 4.18 dargestellten Parallel-Defektwiderstände zeigen bei hohen Parallel-Defektwiderständen eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung. Aufgrund des starken Abfalls der Lumineszenz (vgl. Bild 4.17) ist für kleiner werdende Parallelwiderstände ( $R_{s,\text{def}} < 260 \text{ m}\Omega$ ) eine Zunahme der Abweichung ersichtlich.

Die Abweichung zwischen gemessenen und simulierten Kennlinien nimmt zwar mit kleiner werdendem Parallel-Defektwiderstand zu, doch bleibt die gemessene relative Leistungsminderung stets größer als die relative Abweichung zwischen Simulation und Messung. Bei einem Parallel-Defektwiderstand  $R_{p,\text{def,mes}} = 90 \text{ m}\Omega$  beträgt

die relative Abweichung  $|\epsilon_{\text{mpp}}| = |1 - P_{\text{mpp,sim}}/P_{\text{mpp,mes}}| = 5\%$  bei einer gemessenen relativen Leistungsminderung  $|p_{\text{LM}}| = |1 - P_{\text{mpp,mes}}/P_{\text{N,mpp}}| = 17\%$  des Minimoduls. Bei einer nur leicht kurzgeschlossenen Zelle mit einem Parallel-Defektwiderstand  $R_{\text{p,def,mes}} = 510 \text{ m}\Omega$  beträgt die relative Abweichung hingegen  $|\epsilon_{\text{mpp}}| = 1,2\%$  bei einer gemessenen relativen Leistungsminderung  $|p_{\text{LM}}| = 4,5\%$ .

### 4.3.4 Mechanische Moduldefekte

Im Folgenden wird die Anwendung der 2Bs-Methode an einem Standard-Modul (Nennleistung  $P_{\text{N,mpp}} = 230 \text{ W}$ , vollständiges Datenblatt in Anhang B.1) geprüft. Das Modul zeigt einen Leistungsverlust (bezogen auf die ursprüngliche Datenblatt-Leistung) aufgrund von Hageleinschlägen und der durch die mechanische Belastung zerbrochenen Zellen. Bild 4.20a zeigt das EL-Bild bei hoher Strominjektion, Bild 4.20b das EL-Bild bei geringer Strominjektion und Bild 4.20c das mit der 2Bs-Methode berechnete Serienwiderstandsbild.

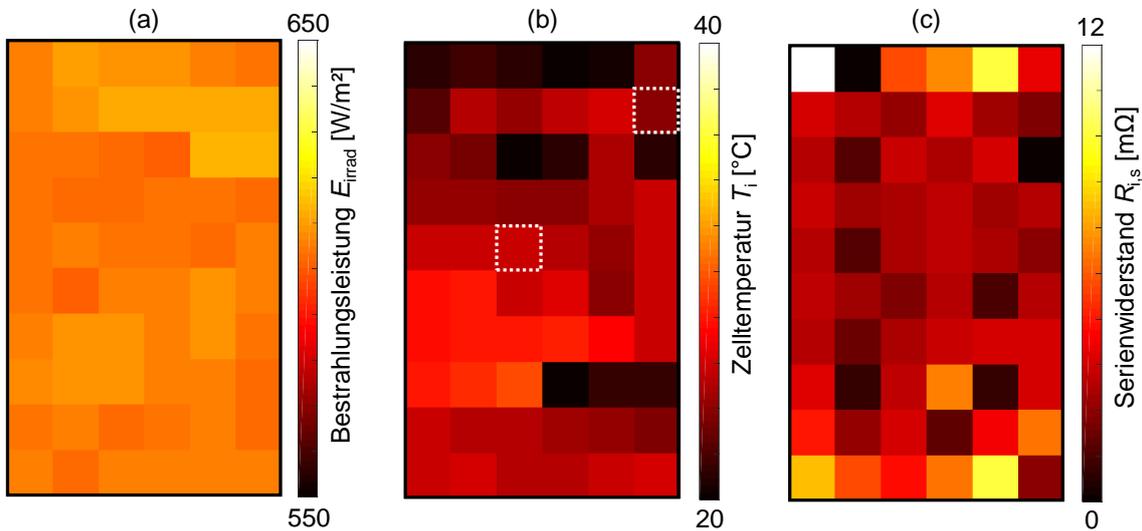


**Bild 4.20:** (a) EL-Bild bei hoher Strominjektion ( $I_{\text{inj}} = 36\% |I_{\text{sc}}| = 3 \text{ A}$ ) und (b) bei geringer Strominjektion ( $I_{\text{inj}} = 7,2\% |I_{\text{sc}}| = 600 \text{ mA}$ ), normiert auf das Intensitätsmaximum  $\Phi_{\text{max}}$  des EL-Bildes bei hoher Strominjektion. Die Zellen (A) bis (D) sind für die zellspezifische Auswertung in Bild 4.23 bereits markiert. (c) Für das berechnete Serienwiderstandsbild mit der Idealität  $n_{\text{id}} = 1,4$  ist die Datenblatt-Kalibrierung anhand der Zellen im Bereich (E) des EL-Bildes bei hoher Strominjektion (a) durchgeführt. Der Kalibrierungsfaktor  $C$  ist nach der 2Bs-Methode aus allen Zellen des EL-Bildes bei geringer Strominjektion (b) mit der Intensitätsskalierung anhand der Belichtungszeiten ( $t_{\text{int}} = 360 \text{ s}$  für geringe Strominjektion und  $t_{\text{int}} = 100 \text{ s}$  für hohe Strominjektion) berechnet.

Die markierten Zellen A, B, C und D sind hier bereits für die im Weiteren in Bild 4.23 zellspezifisch durchgeführten Analysen hervorgehoben. Der Bereich E markiert die Zellen, welche für die Datenblatt-Kalibrierung als defektfrei angenommen sind.

Das in Bild 4.20a dargestellte Modul ist speziell für die Evaluation der Simulation präpariert. Durch kleine Löcher in der rückseitigen PVF-Folie (Polyvinylfluorid) des Modulverbunds, sind die Kontakte jeder einzelnen Zelle zugänglich. An den freigelegten Kontakten misst ein Keithley 2650A SourceMeter die  $I$ - $V$ -Kennlinien jeder einzelnen Zelle, während einer Bestrahlung  $E_{\text{irrad}} = 600 \text{ W/m}^2$  durch einen Halogen-Sonnensimulator.

Bild 4.21a zeigt die gemessenen Bestrahlungsleistungen  $E_{\text{irrad}}$  zum Zeitpunkt der Messung jeder einzelnen Zelle. Neben der Einstrahlung ist zusätzlich die gemessene Zelltemperatur  $T_i$  in Bild 4.21b dargestellt. Für jede gemessene  $I$ - $V$ -Kennlinie ist über einen numerischen Fit anhand des Zwei-Dioden-Modells der gesamte Serienwiderstand  $R_{i,s}$  jeder Zelle  $i$  ermittelt und in Bild 4.21c dargestellt. Die gemessene Einstrahlung  $E_{\text{irrad}}$ , die Zelltemperatur  $T_i$  und der Serienwiderstand  $R_{i,s}$  ermöglichen es, alle Kennlinien auf STC umzurechnen und anschließend mit der Simulation zellspezifisch zu vergleichen.



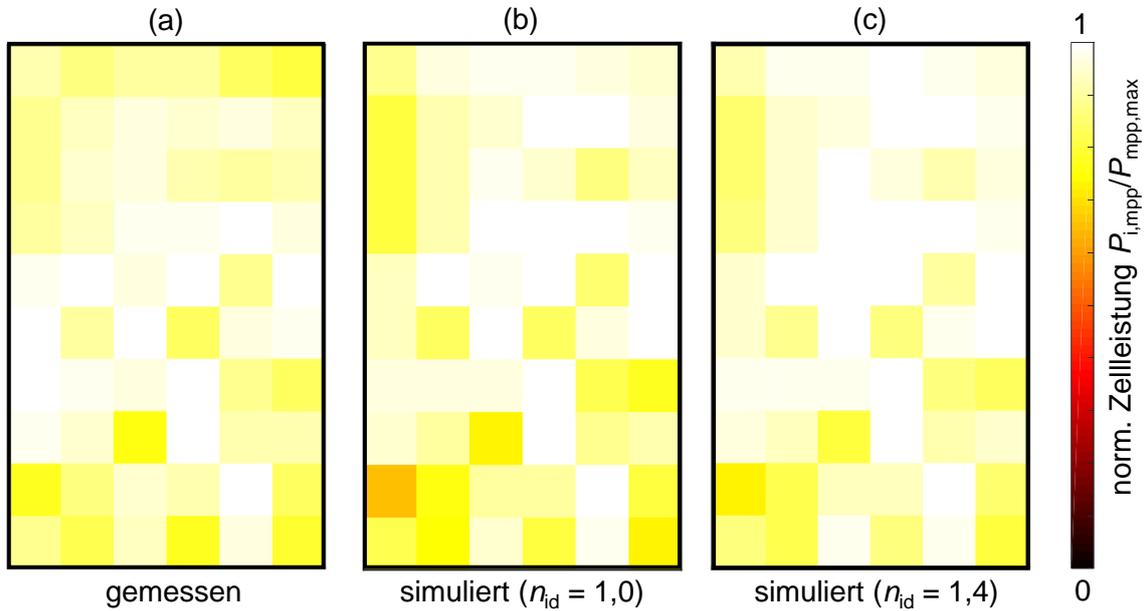
**Bild 4.21:** (a) Gemessene Einstrahlung  $E_{\text{irrad}}$ , (b) berechnete Zelltemperatur  $T_i$  und (c) berechneter Serienwiderstand einer Zelle  $R_{i,s}$ . Die weiß umrandeten Zellen in (b) markieren zwei Zellen mit gemessener Leerlaufspannung  $V_{\text{oc}}$  während der Kennlinien-Messungen. Anhand dieser Zellen können alle weiteren Zelltemperaturen bestimmt werden.

Die Einstrahlungsmessung ist mit einer relativen Abweichung  $\pm 1\%$  hinreichend genau. Die Zelltemperaturen weisen aufgrund der langen Messdauern und der konstanten Bestrahlung durch den Halogen-Sonnensimulator jedoch deutlich größere Fluktuationen auf. Die am häufigsten verwendete Methode zur Messung der Modultemperatur durch einen Temperatursensor auf der Rückseite des Moduls erweist sich dabei als ungeeignet. Bei der hohen Anzahl der aufeinanderfolgenden Messungen steigt die Temperatur auf der Rückseite deutlich langsamer an als die tatsächliche Zelltemperatur innerhalb des Modulverbunds. Zur Kompensation dieses Temperaturunterschiedes werden daher einzelne Solarzellen innerhalb des Moduls als interne Temperatursensoren verwendet.

Die Kalibrierung der gemessenen Leerlaufspannungen der weiß umrandete Zellen in Bild 4.21b bei Raumtemperatur  $V_{oc}(T = 20\text{ °C})$  ermöglicht es, jede weitere Zelltemperatur  $T_i = V_{oc}(T)/\beta$  anhand der gemessenen Leerlaufspannung  $V_{oc}(T)$  und des Temperaturkoeffizienten der Leerlaufspannung des Moduls  $\beta$  zu berechnen. Alle weiteren Zelltemperaturen zwischen den beiden als Temperatursensor verwendeten Zellen sind linear interpoliert.

Durch die Umrechnung der einzelnen, gemessenen  $I$ - $V$ -Kennlinien jeder Zelle auf Standardtestbedingungen (STC) kann der Vergleich zwischen Messung und Simulation auf Zellebene erfolgen. Bild 4.22a zeigt die gemessenen maximalen Leistungen  $P_{i,mpp}$  jeder Zelle  $i$ . Die Zelleistungen sind auf die maximal auftretende Zelleistung  $P_{mpp,max}$  normiert und farblich skaliert dargestellt. Im direkten Vergleich sind die anhand des EL-Bildes durchgeführten Simulationen in Bild 4.22b bei einer Idealität  $n_{id} = 1,0$  und in Bild 4.22c bei einer Idealität  $n_{id} = 1,4$  gezeigt.

Die Position der im EL-Bild als defekt erkennbaren Zellen und die qualitative Zuordnung des Leistungsverlustes über Bild 4.22b ist bereits bei einer Idealität  $n_{id} = 1,0$  in sehr guter Übereinstimmung. Die Idealität  $n_{id} = 1,4$  führt in Bild 4.22c zudem zu einer sehr guten quantitativen Übereinstimmung zwischen den gemessenen und den simulierten Zelleistungen. Die größte Abweichung ist in beiden simulierten Fällen in der obersten Zellreihe ersichtlich. In diesem Fall ist jedoch die Abweichung auf die Messung zurückzuführen, da für die Zellreihe mit direkter Verbindung zur Modulschlussdose, die dort zugänglichen Kontakte zur Aufnahme der  $I$ - $V$ -Kennlinien genutzt sind. Der erhöhte Serienwiderstand durch die längere Kontaktstrecke bis zur einzelnen Solarzelle reduziert die gemessene Leistung der obersten Zellreihe.



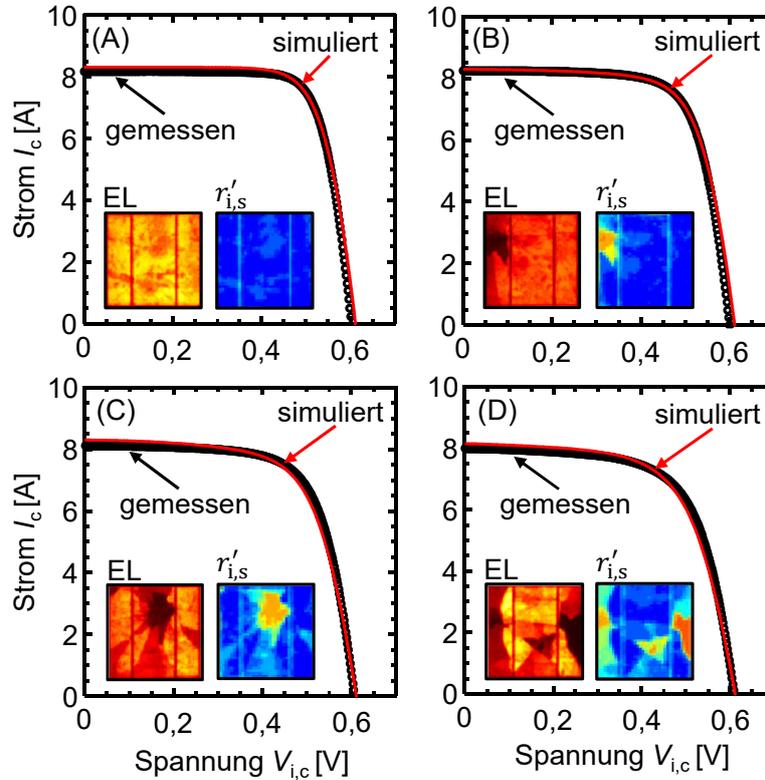
**Bild 4.22:** (a) Gemessene Zelleistungen  $P_{i,mpp}$  jeder einzelnen Zelle, normiert auf die maximal gemessene Zelleistung  $P_{mpp,max}$ , und simulierte Zelleistungen bei einer Idealität (b)  $n_{id} = 1,0$  und (c)  $n_{id} = 1,4$  im Vergleich. Die normierten Zelleistungen sind farblich skaliert dargestellt und dem Ort im Modul schematisch zugeordnet. Die Messung der einzelnen Zelleistungen ist in sehr guter Übereinstimmung mit der Simulation bei einer Idealität  $n_{id} = 1,4$ . Stark reduzierte Zelleistungen (z.B. schwächste Zelle in (b)) zeigen bei einer Idealität  $n_{id} = 1,0$  eine gegenüber der Messung deutlich erhöhte Abweichung.

Bild 4.23 stellt die einzelnen  $I$ - $V$ -Kennlinien der vier in Bild 4.20 ausgewählten Zellen A, B, C und D gegenüber. Die Simulationen bei einer Idealität  $n_{id} = 1,4$  (rote Linien) zeigen dabei für alle vier unterschiedlich stark ausgeprägten Defekte eine sehr gute Übereinstimmung mit den Messungen (schwarze Symbole).

Die Simulation bildet die gemessenen  $I$ - $V$ -Kennlinien nahezu ideal ab. Die gesamte Simulationsdauer, inklusive der Umrechnung der EL-Bilder in ein Serienwiderstandsbild sowie der Berechnung der 600 Fragmentkennlinien mit der anschließenden Zusammensetzung zur Modulkennlinie, beträgt weniger als 5 Sekunden.

Eine systematische Abweichung zwischen simulierter und gemessener Leistung bei zunehmend stark ausgeprägten Defekten ist nicht ersichtlic. Ebenso erscheint der Einfluss der Inhomogenität<sup>9</sup> der multikristallinen Solarzellen auf die Abweichung vernachlässigbar klein.

<sup>9</sup>Multikristalline Solarzellen bestehen aus mehreren über Korngrenzen verbundenen Zellbereichen. Diese Bereiche können sich in Qualität und Effizienz voneinander unterscheiden.



**Bild 4.23:** Gemessene  $I$ - $V$ -Kennlinien der Zellen A, B, C und D (vgl. Bild 4.20) im Vergleich zur Simulation. Die zusätzlich dargestellten EL- und Serienwiderstandsbilder sind den gesamten Modulbildern aus Bild 4.20 entnommen und in identischer Falschfarbenskolorierung dargestellt. Die maximale Leistung sowie die Form der Kennlinien werden in der Simulation präzise wiedergegeben. Kleinere Abweichungen im Bereich des Kurzschlussstroms und der Leerlaufspannung sind jedoch ersichtlich.

Wie in Bild 4.22 und Bild 4.23 gezeigt, lässt sich durch die Anpassung der Idealität eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung erzielen. Bei der Bewertung nur eines einzelnen Photovoltaikmoduls ist jedoch nicht eindeutig definiert, welche Idealität die höchste Genauigkeit erzielt.

Sofern keine gemessene  $I$ - $V$ -Kennlinie als Evaluierungs- bzw. Kalibrierungsmöglichkeit der Simulation vorliegt, muss entweder die Idealität als vom Defekt unbeeinflusst  $n_{id} = 1$  oder eine variable Idealität in einem Erwartungswert-Intervall  $1 < n_{id} < 1,4$  angenommen werden. In Bezug auf das bereits evaluierte Modul (im Weiteren als Modul M1 bezeichnet), führt eine als variabel angenommen Idealität  $1 < n_{id} < 1,4$  zur maximalen Abweichung im MPP  $\epsilon_{mpp} = 4,3\%$ . Für das Modul M1

lassen sich somit aufgrund der unbekanntenen Idealität die Auswertung der EL-Bilder und damit der Leistungsverlust mit eben dieser maximalen Abweichung  $\epsilon_{\text{mpp}} = 4,3\%$  vorhersagen.

### 4.3.5 Kalibrierung der Simulation

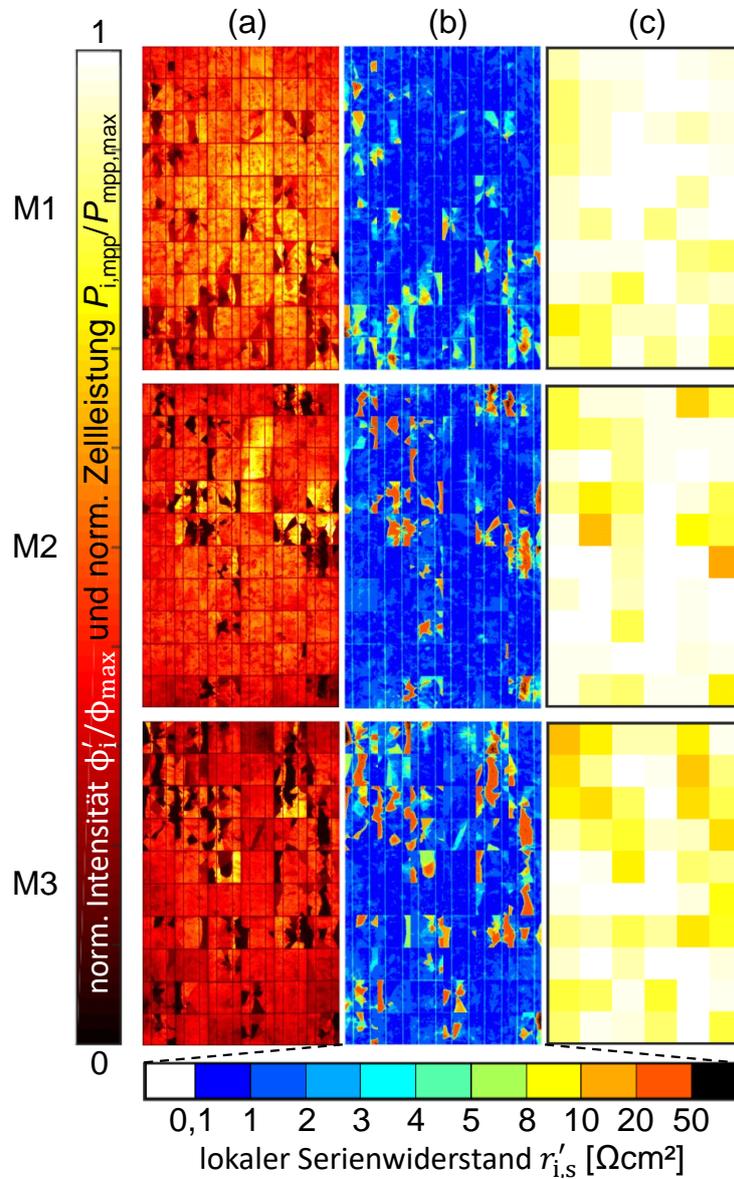
Für mehrere Module des gleichen Typs aus der gleichen Photovoltaikanlage bzw. mit identischen Datenblattangaben lässt sich die Simulation kalibrieren. Steht die gemessene  $I$ - $V$ -Kennlinie eines dieser Module zu Verfügung, können die Simulation bzw. die Idealität solange angepasst werden, bis die Simulation die Leistung dieses Kalibrierungsmoduls präzise vorhersagt. Die damit definierten Simulationseinstellungen können im Anschluss an die Kalibrierung für weitere Module des gleichen Typs verwendet werden.

Tabelle 4.1 zeigt die simulierten und gemessenen Leistungen der drei Module (M1, M2, und M3).

**Tab. 4.1:** Simulierte Leistung  $P_{\text{mpp,sim,c}}$  und gemessene Leistung  $P_{\text{mpp,mes}}$  der drei Module M1, M2 und M3. Die Simulation ist anhand der gemessenen Leistung von M1 kalibriert und für die Module M2 und M3 angewandt und evaluiert. Für die Module M2 und M3 liegt die Abweichung  $\epsilon_{\text{mpp}}$  zwischen simulierter Leistung und gemessener Leistung unterhalb 1%.

Modul- bezeichnung	gemessene Leistung $P_{\text{mpp,mes}}$ [W]	gemessene Leistungsminderung $p_{\text{LM}}$ [%]	simulierte Leistung $P_{\text{mpp,sim,c}}$ [W]
M1	209	9,1	209
M2	198	13,9	197
M3	186	19,1	186

Bild 4.24a zeigt die EL-Bilder bei hohem Injektionsstrom, Bild 4.24b die Serienwiderstandsbilder und Bild 4.24c die normierten Zelleleistungen der Module M1, M2 und M3. Nach der Kalibrierung der Simulation zeigt Modul M1 für eine Idealität  $n_{\text{id}} = 1,4$  eine identische simulierte und gemessene MPP-Leistung  $P_{\text{mpp,sim,c}} = P_{\text{mpp,mes}} = 209\text{W}$ . Für die beiden weiteren Module M2 und M3 sind durch die Übertragung der bei M1 bestimmten Simulationseinstellung ebenfalls präzise Leistungsvorhersagen mit einer Abweichung  $\epsilon_{\text{mpp}} < 1\%$  möglich.

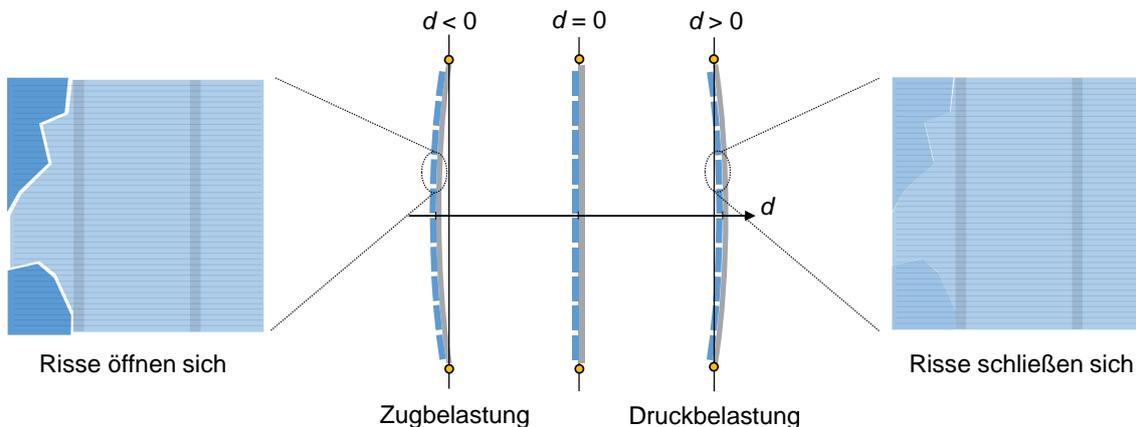


**Bild 4.24:** (a) EL-Bilder bei hoher Strominjektion, (b) Serienwiderstandsbilder und (c) normierte Zelleistungen der drei Module M1, M2 und M3. Die drei Module stammen aus der gleichen Photovoltaikanlage und weisen mechanisch beschädigte Zellbereiche durch Hagelanschläge auf. Mit der optimalen Idealität  $n_{id} = 1,4$  für M1 ermöglicht die Kalibrierung der Simulation die Korrelation zwischen im EL-Bild identifizierbaren Defekten und lokalen Serienwiderständen sowie die Detektion von schwerwiegenden Zelleistungsverlusten.

### 4.3.6 Moduldefekte bei mechanischer Belastung

Durch die zunehmende Verbreitung der EL-Messtechnik zur Charakterisierung sowie Überwachung von Photovoltaikanlagen werden in fast jeder Anlage mechanisch beschädigte Solarzellen gefunden [8, 60]. Die elektrische Leistung der Anlage bleibt in den meisten Fällen zunächst unbeeinflusst [57]. Ob und wie sich die vorhandenen Defekte bei längerem Betrieb auswirken, ist von hohem wissenschaftlichem Interesse [61, 62]. In einem Photovoltaikmodul zeigen mechanisch beschädigte Zellen bei Druck- und Zugbelastungen Veränderungen in der Lumineszenzintensität. Diese Änderung der Lumineszenz ist jedoch meist reversibel.

Die folgenden Versuche zeigen, dass die eingeführte Methodik sich ebenso dazu eignet, die Leistung eines Photovoltaikmoduls unter mechanischer Belastung vorherzusagen. Bild 4.25 beschreibt schematisch den Versuchsaufbau zur Untersuchung der Auswirkung verschiedener Belastungsfälle.



**Bild 4.25:** Schematische Ansicht eines Photovoltaikmoduls mit mechanischem Schaden bei Belastung. Der Kontakt zu teilweise abgetrennten Zellbereichen verschlechtert sich unter Zugbelastung durch das Öffnen der Risse (Wölbung des Moduls durch die Auslenkung  $d < 0$  aus dem initialen unbelasteten Zustand  $d = 0$ ) zunehmend. Bei einer Druckbelastung mit der Auslenkung  $d > 0$  schließen sich die Risse hingegen und die elektrische Verbindung zu teilweise abgebrochenen Fragmenten verbessert sich.

Das Photovoltaikmodul ist am Modulrahmen statisch eingespannt und von der Rückseite wird über einen Saugnapf entweder eine Zugbelastung durch eine negative Auslenkung ( $d < 0$ ) aus der Ruhelage ( $d = 0$ ) oder eine Druckbelastung durch eine positive Auslenkung ( $d > 0$ ) hervorgerufen. Durch die dadurch hervorgerufe-

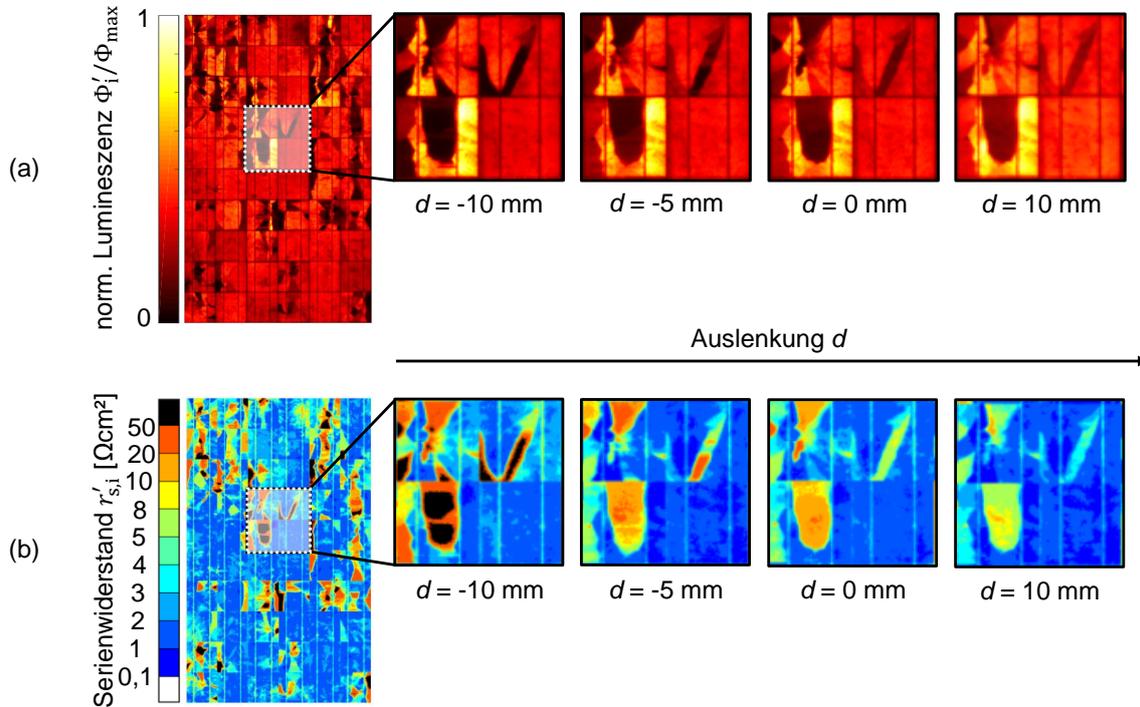
ne Wölbung des Moduls können sich vorhandene Risse zwischen den Zellfragmenten öffnen bzw. schließen. Dadurch verschlechtert bzw. verbessert sich der Kontakt eines Fragments zu den Busbars bzw. den Zellverbindern. Die typischerweise auftretenden Belastungen durch Variation der Auslenkung  $d$  sind einer Feldstudie des ZSW Stuttgart (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung) entnommen. Ein in Süddeutschland installiertes Testfeld ist Teil dieser Feldstudie, bei der die über ein Jahr hinweg auftretenden Auslenkungen gemessen wurden. Die dabei ermittelten Grenzwerte der Auslenkungen  $d = \pm 10$  mm dienen daher als Grenzwerte für die nachfolgend ausgewerteten Belastungsversuche im Labor.

Die Belastungsversuche werden mit den zuvor in Kapitel 4.3.4 gezeigten Modulen M2 und M3 durchführt.<sup>10</sup> Die Auswertung der EL-Bilder erfolgt mit der 2Bs-Methode. Bild 4.26a zeigt die Auswirkung der Belastungsversuche über die zu den verschiedenen Auslenkungen aufgenommenen EL-Bildern des Moduls M3. Die EL-Bilder bei hoher Strominjektion ( $I_{inj} = 36\% |I_{sc}| = 3$  A) sind normiert auf das jeweilige Intensitätsmaximum  $\Phi_{max}$  der unterschiedlichen Belastungsfälle. Bei einer negativen Auslenkung  $d < 0$  erscheinen einzelne Fragmente zunehmend dunkler und bei einer positiven Auslenkung  $d > 0$  zunehmend heller. Bild 4.26b stellt die zugehörigen berechneten Serienwiderstandsbilder im Vergleich gegenüber. Die Intensitätsänderung, hervorgerufen durch die unterschiedlichen Belastungen, ist gleichermaßen in der Veränderung der lokalen Serienwiderstände innerhalb eines Fragments erkennbar. Bei einer positiven Auslenkung  $d > 0$  scheint sich der Kontakt zu einzelnen Fragmenten deutlich zu verbessern. Bei einer negativen Auslenkung  $d < 0$  verschlechtert sich der Kontakt hingegen.

Der lokale Serienwiderstand eines Fragments in Bild 4.26b von zunächst  $5...8 \Omega\text{cm}^2$  (grün) bei positiver Auslenkung  $d = 10$  mm verschiebt sich um das 10-fache in den Bereich von über  $50 \Omega\text{cm}^2$  (schwarz) bei negativer Auslenkung  $d = -10$  mm.

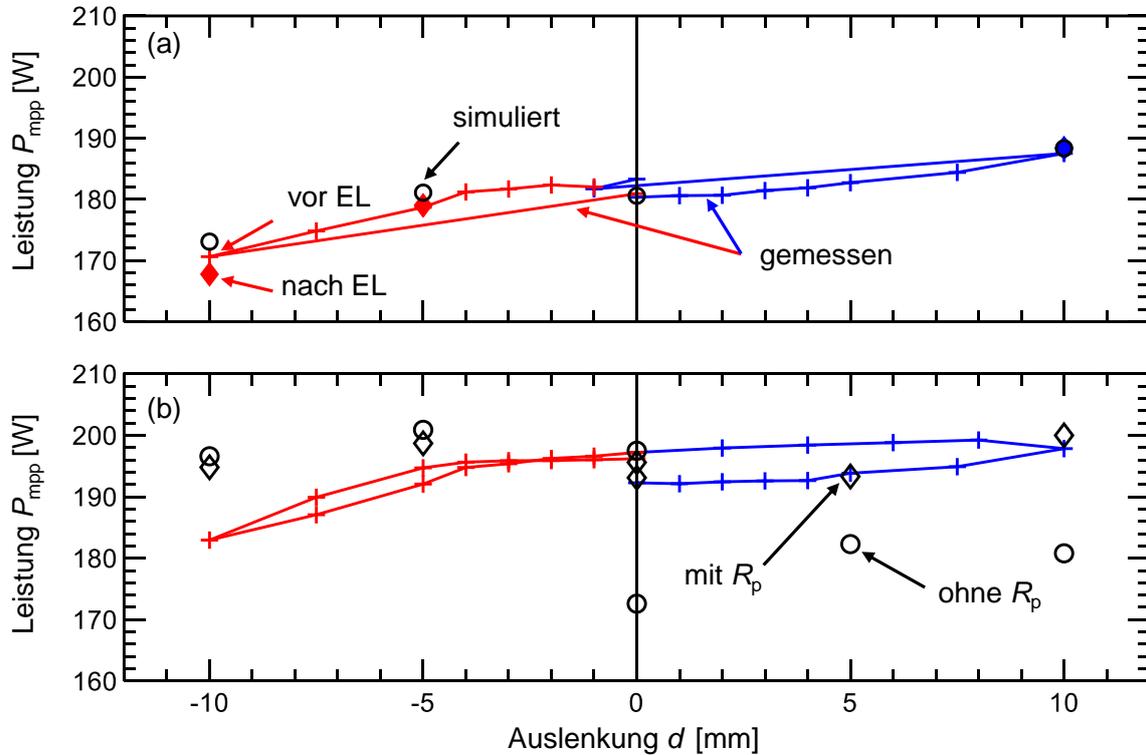
---

<sup>10</sup>Die Belastungsversuche und die zeitgleich durchgeführten  $I$ - $V$ -Kennlinienmessungen sowie die EL-Bildaufnahmen wurden am ZSW Stuttgart durchführt. Das  $I$ - $V$ -Messsystem nutzt einen Berger Lichttechnik Modulflasher (PSL 8) und nimmt die Kennlinien bei STC auf.



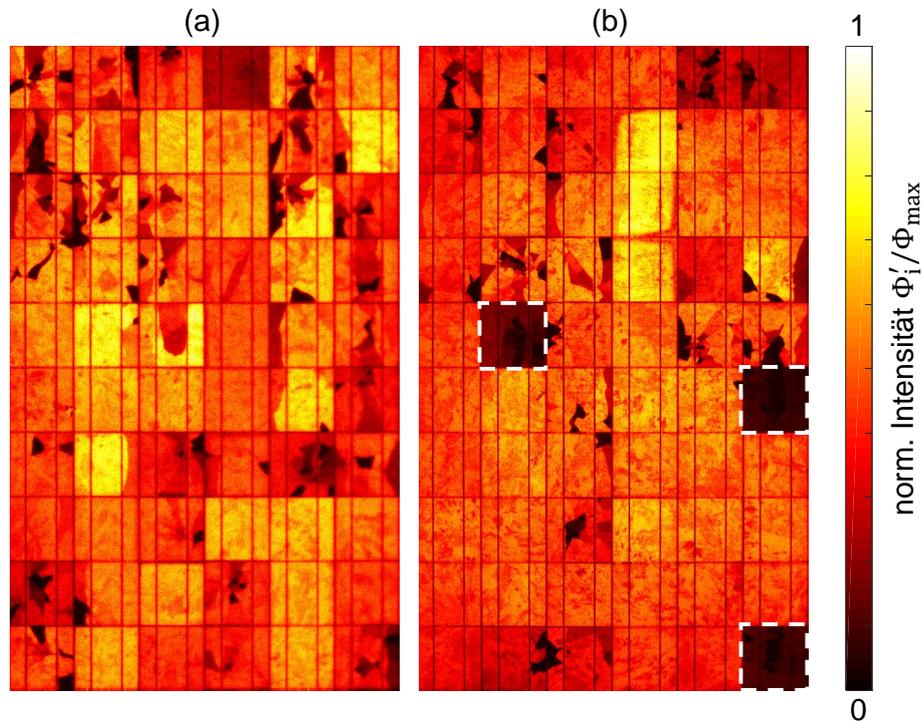
**Bild 4.26:** (a) EL-Bilder bei hoher Strominjektion, normiert auf das jeweilige Intensitätsmaximum  $\Phi_{\max}$ , und (b) Serienwiderstandsbilder bei Variation der Auslenkung  $d$  (b). Bei negativer Auslenkung nimmt die mittlere Intensität einzelner Fragmente ab, bei positiver Auslenkung hingegen zu. Gleichermassen zeigt sich im berechneten Serienwiderstandsbild ein zunehmender lokaler Serienwiderstand bei negativer Auslenkung und ein verbesserter Kontakt durch einen kleineren lokalen Serienwiderstand bei positiver Auslenkung.

Bild 4.27 evaluiert die gemessene Leistung des Moduls M3 in Bild 4.27a und M2 in Bild 4.27b bei Variation der Auslenkung  $d$ . Kreuze markieren die gemessenen Leistungen und Kreise die simulierten Leistungen. Die EL-Messung erfolgt direkt im Anschluss an die Kennlinienmessung. Die gefüllten Rauten in Rot zeigen eine Leistungsmessung im Anschluss an die EL-Messung. Alle Simulationen für M3 in (a) sind bei der Idealität  $n_{id} = 1$  durchgeführt (kalibriert für die beste Übereinstimmung zur Messung in der Ruhelage mit der Auslenkung  $d = 0$  mm). Die Simulationen von M2 in (b) sind für eine ebenfalls auf die Ruhelage angepasste Idealität  $n_{id} = 1,3$  (schwarze Kreise) und zusätzlich mit der Annahme von einzelnen kurzgeschlossenen Zellen nach der 1Bp-Methode (schwarze Rauten) durchgeführt.



**Bild 4.27:** Simulierte (Kreise) und gemessene (Kreuze) Leistung der Module M3 in (a) und M2 in (b) bei Variation der Auslenkung  $d$ . Für eine positive Auslenkung  $d > 0$  zeigen beide Simulationen eine sehr gute Übereinstimmung. Die wiederholten Messungen für M3 in (a) mit der gemessenen Leistung vor der EL-Messung (Kreuze) und der gemessenen Leistung im Anschluss an die EL-Messung (rote Rauten) zeigen eine deutliche Veränderung bei starker negativer Auslenkung  $d = -10$  mm. Für eine negative Auslenkung  $d < 0$  zeigt die Simulation von M3 (a), mit im EL-Bild identifizierten kurzgeschlossenen Zellen, eine deutlich größere Abweichung als die Simulation von M2 (b).

Während sich Modul M3 über den kompletten Belastungsbereich sehr gut mit der Simulation beschreiben lässt, zeigt Modul M2 nur bei einer positiven Auslenkung und der zusätzlichen Modellierung mit kurzgeschlossenen Zellen eine hohe Übereinstimmung mit der Messung. Bild 4.28 zeigt die EL-Bilder beider Module bei geringer Strominjektion mit Modul M3 in Bild 4.28a und Modul M2 in Bild 4.28b, normiert auf das jeweilige Intensitätsmaximum. Durch die geringe Strominjektion ( $I_{inj} = 7,2\% |I_{sc}| = 600$  mA) erzeugen kurzgeschlossene Zellen eine stark ausgeprägte Abschwächung der Lumineszenzintensität und lassen sich damit einfach identifizieren. Während Modul M3 nahezu keine Kurzschlüsse aufweist, zeigt Modul M2 drei Zellen mit starken Kurzschlüssen (weiß markiert).



**Bild 4.28:** EL-Bilder der Module M3 in (a) und M2 in (b) bei geringer Strominjektion, normiert auf das jeweilige Intensitätsmaximum. Während im EL-Bild von Modul M3 in (a) keine schwerwiegend kurzgeschlossene Zellen ersichtlich sind, weist Modul M2 in (b) mehrere stark kurzgeschlossene Zellen auf (weiße Umrandung).

Wie in Kapitel 4.3.3 durch die nachgebildeten Defekte gezeigt, lassen sich Parallelwiderstands-Defekte nur eingeschränkt über die Lumineszenzintensität messen. Bei den hier betrachteten realen Defekten bei negativer Auslenkung zeigen sich diese Einschränkung bei der zunehmenden, jedoch nicht modellierbaren Veränderung des Parallelwiderstands der Zellen. Die Belastung durch die negative Auslenkung reduziert die gemessene Leistung deutlich stärker als durch die Simulation vorhergesagt. Zudem ist bei der negativen Auslenkung der Unterschied zwischen simulierter Leistung ohne Betrachtung der kurzgeschlossenen Zellen und simulierter Leistung mit Betrachtung der kurzgeschlossenen Zellen sehr gering. Diese geringe Abweichung der beiden Modelle zeigt damit die Grenzen der 1Bp-Methode bezüglich kurzgeschlossener Zellen auf.

### 4.3.7 Anwendung der 1Bs-Methode

Im Folgenden wird die vollautomatisierte Anwendung der 1Bs-Methode an 143 Photovoltaikmodulen mit multikristallinen Solarzellen in zwei Leistungskategorien (Nennleistung  $P_{N,mpp} = 230\text{ W}$  und  $P_{N,mpp} = 225\text{ W}$ , vollständige Datenblätter im Anhang B.1) evaluiert. Alle Module stammen aus derselben Photovoltaikanlage und leiden unter Leistungsverlusten aufgrund von Hagelschäden. Die gemessenen Leistungen aller Module liegen im Mittel bei einer relativen Leistung  $p_{mpp} = 85\%$ . Kapitel 4.3.4 untersucht bereits drei dieser Module, charakterisiert durch die 2Bs-Methode, und Bild 4.24 zeigt exemplarisch die EL- und Serienwiderstandsbilder dieser drei Module. Während die 2Bs-Methode zwei EL-Bilder für die Simulation der Modulkennlinie sowie eine manuelle Auswahl der Referenzzellen benötigt, ist bei der 1Bs-Methode nur noch ein EL-Bild notwendig. Zudem wählt ein vollautomatisierter Ansatz die Referenzzellen aus.

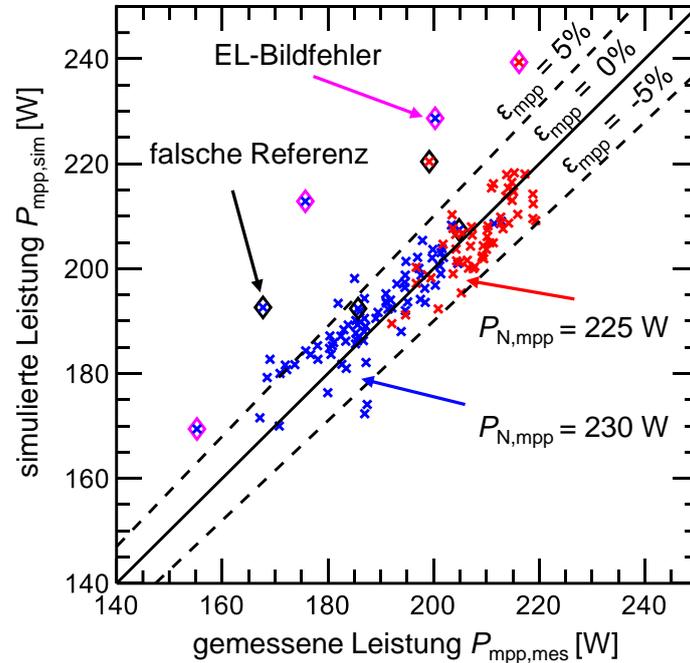
Die automatisierte Auswahl der Referenzzellen nutzt die statistische Verteilung der lokalen Intensitätswerte  $\Phi'_i$ , um Defekte zu identifizieren. Abgebrochene Zellbereiche erhöhen die Standardabweichung  $\sigma\{\Phi'_i\}$  in der Intensitätsverteilung einer Zelle, da zunehmend mehr dunkle bzw. Zellbereiche mit geringer lokaler Intensität  $\Phi'_i$  entstehen. Die abgebrochenen Fragmente weisen zwar meist eine innerhalb des Fragments homogene Intensitätsverteilung auf, jedoch verteilen sich die Intensitätswerte der gesamten betroffenen Zelle über einen größeren Intensitätsbereich. Somit haben die Zellen mit der geringsten Standardabweichung  $\min(\sigma\{\Phi'_i\})$  mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Defekte. Die drei Zellen mit der geringsten Standardabweichung werden daher in der Simulation automatisch als Referenzzellen gewählt.

Bild 4.29 vergleicht das Ergebnis der simulierten Leistungen  $P_{mpp,sim}$  anhand der über die 1Bs-Methode bestimmten Serienwiderstandsbilder mit den gemessenen Leistungen  $P_{mpp,mes}$  aller 143 Module.

Ein mobiler LED-Flasher<sup>11</sup> misst die  $I$ - $V$ -Kennlinie jedes einzelnen Moduls bei einer Bestrahlungsleistung  $E_{irrad} = 800\text{ W/m}^2$  und berechnet daraus die maximale Leistung  $P_{mpp,mes}$  aller 143 Module in Bild 4.29.

---

<sup>11</sup>Kennlinienmessung mit nach TÜV zertifizierter LED-Lichtquelle nach IEC 60904-9 Ed. 2, Klasse A+ Spektrum, Klasse A+ Langzeitstabilität  $< \pm 0,25\%$ , Klasse A Homogenitätsabweichung  $< \pm 1,5\%$ .



**Bild 4.29:** Vergleich zwischen gemessenen und simulierten MPP-Leistungen von 85 Modulen des Typs CLS-225P (rote Kreuze, Nennleistung  $P_{N,\text{mpp}} = 225 \text{ W}$ ) und 58 Modulen des Typs CLS-230P (blaue Kreuze, Nennleistung  $P_{N,\text{mpp}} = 230 \text{ W}$ ) mit Hagelschäden unterschiedlicher Stärke. Fast alle statistischen Ausreißer können entweder einer fehlerhaften EL-Bildaufnahme oder einer fehlerhaften automatisierten Auswahl der Referenzzelle zur Kalibrierung des Serienwiderstandbildes zugeordnet werden. Unter Ausschluss der Ausreißer zeigen 93,3% aller simulierten Werte einen relativen Fehler  $|\epsilon_{\text{mpp}}| < 5\%$  mit dem mittleren Fehler  $|\bar{\epsilon}_{\text{mpp}}| = 2,3\%$  und dem Median bei  $|\epsilon_{\text{mpp}}|_{\text{median}} = 1,9\%$ .

Das in den mobilen Flasher integrierte EL-Messsystem<sup>12</sup> nimmt direkt im Anschluss an die Kennlinienmessung das jeweilige EL-Bild auf, ohne dass das Modul dabei bewegt wird. Die aufgenommenen EL-Bilder sind durch die Software des EL-Messsystems mit einer 8 Bit Grauwertskalierung (256 Intensitätswerte) komprimiert und für eine einfache visuelle Darstellung der Bilddaten nachbearbeitet. Da die 1Bs-Methode jedoch eine selbst-kalibrierende Messmethodik ist, welche die relative Intensitätsverteilung in den einzelnen Zellen auswertet, ist diese vorhandene Grauwertanpassung unproblematisch. Die Voraussetzung ist lediglich, dass alle Intensitätswerte eines EL-Bildes ausschließlich linear skaliert bzw. verschoben werden sowie dass die maximale Intensität jeder Zelle unterhalb der maximal im Bild

<sup>12</sup>Das EL-Bild eines Moduls besteht aus sechs zusammengesetzten Einzelbildern mit jeweils 1,2 Megapixeln Auflösung, aufgenommen von zwei Kameras (MBJ NIR-CMOS).

auftretenden Intensität liegt. Sind einzelne Intensitätswerte „abgeschnitten“ bzw. durch das Limit der Grauwertskalierung ersetzt, erscheint das EL-Bild in Teilen überbelichtet und ist nicht mehr quantitativ auswertbar.

Der Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Leistungen in Bild 4.29 zeigt, dass die 1Bs-Methode mit einem mittleren Betrag der Abweichung  $|\bar{\epsilon}_{\text{mpp}}| = 2,3\%$  und dem Median der Abweichung  $|\bar{\epsilon}_{\text{mpp}}|_{\text{median}} = 1,9\%$  anwendbar ist. Unter Ausschluss der Ausreißer weisen 93,3% aller simulierten Leistungen eine relative Abweichung  $|\epsilon_{\text{mpp}}| < 5\%$  gegenüber der Messung auf. Die statistischen Ausreißer entstehen zum Teil durch eine fehlerhafte automatische Auswahl der Referenzzellen sowie durch eine fehlerbehaftete EL-Bildaufnahme. Bei der fehlerbehafteten Bildaufnahme ist aufgrund einer falsch angepassten Grauwertskalierung des EL-Messsystems das komplette EL-Bild zu dunkel und nicht sinnvoll auswertbar. Falsch ausgewählte Referenzzellen erzeugen ebenfalls eine erhebliche Abweichung der Simulation. In diesem Fall erzeugen kurzgeschlossene Zellen aufgrund der hohen Homogenität der Intensitätswerte eine falsche Auswahl der Referenzzellen. Die Simulation überschätzt somit die Modulleistung im Vergleich zur tatsächlich gemessenen Leistung, da die eigentlich als defektfrei angenommenen Zellen bereits einen Leistungsverlust durch den Kurzschluss aufweisen.

### 4.3.8 Anwendung der 1Bp-Methode

Die Potentialinduzierte Degradation (PID) ist einer der schwerwiegendsten Defekte, welche die Leistung eines Moduls herabsetzen [9, 63]. Bei typischerweise bis zu 20 seriell verschalteten Photovoltaikmodulen pro Strang in einer Photovoltaikanlage und der damit generierten Strangspannung von bis zu 1000 Volt<sup>13</sup> entsteht zwischen geerdetem Modulrahmen und den dazu potentialgetrennten Zellen eine Potentialdifferenz. Diese hohe Potentialdifferenz erzeugt ein elektrisches Feld, welches die in der Glasscheibe auf der Vorderseite eines Photovoltaikmoduls enthaltenen Natrium-Ionen zur Diffusion in Richtung der Zellen anregt [64]. Über längere Zeit verunreinigen die Natrium-Ionen schließlich die unterhalb der Glasscheibe liegenden Zellen und verändern deren elektrische Eigenschaften [65]. Diese Veränderung zeigt sich häufig als eine Verkleinerung des Parallelwiderstandes der einzelnen Zellen [8, 9, 66, 67].

<sup>13</sup>Freiflächenanlagen nutzen zunehmend Strangspannungen bis 1500 V, was Leistungsverluste durch PID weiter verschärft.

Zellen in der Nähe des Modulrahmens sind zumeist stärker von PID betroffen als Zellen in der Mitte des Moduls [68]. Die Leistung eines von PID betroffenen Moduls wird dabei erheblich herabgesetzt. Dieser Alterungsprozess ist jedoch meist reversibel und kann durch eine Potentialumkehrung nahezu vollständig ausgeheilt werden [69]. Alternativ kann die Modulleistung durch eine über längere Zeit stattfindende Temperaturerhöhung regeneriert werden [70].

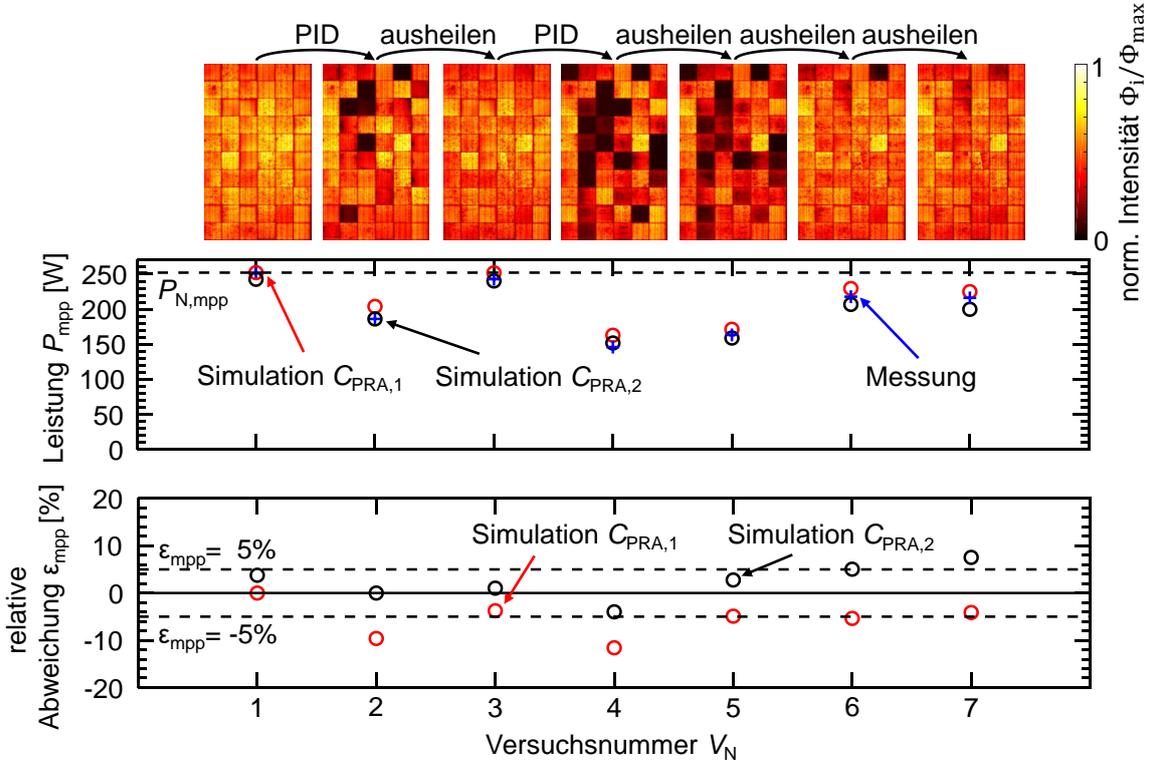
Bild 4.30 evaluiert die 1Bp-Methode an einem von PID betroffenen Modul in verschiedenen Alterungszuständen.<sup>14</sup>

Die EL-Bilder zeigen das Modul zu verschiedenen Versuchszeitpunkten  $V_N$ , chronologisch von links nach rechts sortiert. Nach der ersten Alterung durch PID erfolgt ein Ausheilprozess durch Umkehren des angelegten Zellpotentials. Nach einer zweiten Alterung durch PID erfolgt der Ausheilprozess schrittweise über die Umkehrung des Zellpotentials bzw. durch eine Temperaturerhöhung. Auf die genauen Schritte der PID-Belastung und der einzelnen Ausheilprozesse soll an dieser Stelle nicht eingegangen werden. Es soll lediglich untersucht werden, ob die 1Bp-Methode die verschiedenen Versuchszustände mit der jeweiligen maximalen Leistung des Moduls anhand des zugehörigen EL-Bildes vorhersagen kann.

Die Kennlinienmessung des initialen Moduls zum Zeitpunkt  $V_N = 1$  dient als Datenblatt-Kennlinie. Blaue Kreuze zeigen die gemessenen Leistungen der verschiedenen Versuchszeitpunkte  $V_N = 1 \dots 7$ . Die Simulationsreihe in roten Kreisen ist über den Kalibrierungsfaktor  $C_{\text{PRA},1}$  auf das Initialmodul ( $V_N = 1$ ) kalibriert und die relative Abweichung  $\epsilon_{\text{mpp}}$  ist ebenfalls in roten Kreisen dargestellt. Die Simulationsreihe in schwarzen Kreisen ist über den Kalibrierungsfaktor  $C_{\text{PRA},2}$  auf das PID-Modul zum Zeitpunkt  $V_N = 2$ , kalibriert mit ebenfalls in schwarzen Kreisen dargestellten Abweichungen zur Messung.

Der verwendete Ansatz zur Berechnung des Parallelwiderstandes nach Gleichung (4.17) über den Kalibrierungsfaktor nach Gleichung (4.16) geht davon aus, dass alle Zellen ohne Defekt die nahezu gleiche mittlere Lumineszenzintensität  $\bar{\Phi}_1$  liefern. Die Zelle mit der höchsten Intensität  $\bar{\Phi}_{\text{ref}}$  wird dabei als Referenzzelle gewählt und alle Zellen mit geringerer Intensität haben aufgrund eines geringeren Parallelwiderstandes eine geringere Intensität.

<sup>14</sup>Die  $I$ - $V$ -Kennlinienmessungen sowie die EL-Bildaufnahmen wurden am ZSW Stuttgart (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung) durchgeführt und für diese Arbeit als Evaluierungsdaten bereitgestellt.



**Bild 4.30:** Evaluierung der 1Bp-Methode an einem von PID betroffenen Modul. Die EL-Bilder zeigen das Modul zu verschiedenen Versuchszeitpunkten  $V_N$ , chronologisch von links nach rechts sortiert. Die Simulationsreihe in roten Kreisen ist über den Kalibrierungsfaktor  $C_{PRA,1}$  auf das Initialmodul ( $V_N = 1$ ) kalibriert und die relative Abweichung  $\epsilon_{mpp}$  ist ebenfalls in roten Kreisen dargestellt. Die Simulationsreihe in schwarzen Kreisen ist über den Kalibrierungsfaktor  $C_{PRA,2}$  auf das PID-Modul zum Zeitpunkt  $V_N = 2$  kalibriert und Abweichung zur Messung ist ebenfalls in schwarzen Kreisen dargestellt.

In der Praxis zeigen jedoch defektfreie Zellen selten eine identische Lumineszenzintensität (vgl. EL-Bild für  $V_N = 1$  in Bild 4.30). In diesem Fall erzeugen diese statistischen Intensitätsschwankungen bereits eine erhebliche Unterschätzung der Parallelwiderstände der eigentlich defektfreien Zellen. Zur Kompensation dieser Abweichung wird für die Kalibrierung der Simulationsreihe mit dem Kalibrierungsfaktor  $C_{PRA,1}\{\bar{\Phi}_i + 2\sigma\{\Phi_i\}\}$  daher nicht die höchste auftretende Lumineszenzintensität als Referenzzelle gewählt. Der Kalibrierungsfaktor  $C_{PRA,1}$  wird anhand der statistischen Abweichung  $2\sigma\{\Phi_i\}$  als zweifache Standardabweichung von der mittleren Lumineszenzintensität  $\bar{\Phi}_i$  angepasst.

Für Zellen mit einer höheren Intensität  $\Phi_i > \bar{\Phi}_i + 2\sigma\{\Phi_i\}$  ergeben sich dadurch

negative Parallelwiderstände  $r_{i,p} < 0$ , welche anschließend durch den Datenblatt-Parallelwiderstand  $r_{p,ds}$  ersetzt werden können. Die simulierten Leistungen (rote Kreise in Bild 4.30) sind dadurch für alle weiteren Alterungszustände in guter Übereinstimmung mit den gemessenen Leistungen (blaue Kreuze in Bild 4.30) bei einer mittleren Abweichung von  $|\bar{\epsilon}|_{\text{mpp}} = 7\%$ .

Die statistische Kalibrierung ist zwar in diesem Einzelfall mit guter Genauigkeit anwendbar, jedoch ist diese Form der Kalibrierung nicht unbedingt auf alle Modultypen übertragbar. Ohne die notwendige Auswertung einer hohen Anzahl verschiedener Modultypen, ist keine hinreichende Erkenntnis über eventuell auftretende systematische Intensitätsschwankungen vorhanden.

Alternativ zur statischen Kalibrierung, erfolgt zur Berechnung des Kalibrierungsfaktors  $C_{\text{PRA},2}$  daher eine numerische Anpassung des Simulationsergebnisses an die Messung. Unter der Annahme, dass eine gemessene Kennlinie eines PID-Moduls zu Verfügung steht, wird der Kalibrierungsfaktor  $C_{\text{PRA},2}$  so lange angepasst, bis die simulierte Leistung  $P_{\text{mpp},\text{sim},V2}(C_{\text{PRA},2}) = P_{\text{mpp},\text{mes},V2}$  der gemessenen Leistung entspricht. Mit der Kalibrierung der Simulation auf den Alterungszustand bei Versuch  $N_N = 2$ , zeigen die simulierten Leistungen (schwarze Kreise in Bild 4.30) für alle weiteren Alterungszustände eine sehr gute Übereinstimmung mit den gemessenen Leistungen (blaue Kreuze in Bild 4.30) bei einer mittleren Abweichung von  $|\bar{\epsilon}|_{\text{mpp}} = 4\%$ .

## 4.4 Diskussion

Die experimentelle Evaluation in Kapitel 4.3 zeigt, dass die Vorhersage der Modulleistung eines durch mechanische Defekte bzw. durch potentialinduzierte Degradation (PID) beschädigten Photovoltaikmoduls möglich ist. Die Kalibrierung der Simulation kann entweder über die Anpassung der Idealität bei der Auswertung der 2Bs-Methode oder durch die Anpassung der Berechnungsmethodik des Kalibrierungsfaktors  $C_{\text{PRA}}$  bei der 1Bp-Methode zur Bestimmung der Parallelwiderstände erfolgen. Für Serienwiderstandsdefekte ergeben sich damit Abweichungen  $\epsilon_{\text{mpp}} < 1\%$  und für Parallelwiderstandsdefekte Abweichungen im Bereich  $\epsilon_{\text{mpp}} = 4..7\%$  am Punkt maximaler Leistung. Die vollautomatisierte Auswertung eines einzelnen EL-Bildes pro Modul zeigt bei einer statistischen Auswertung eine mittlere Abweichung von 2,3% und Median der Abweichung von 1,9%. Die automatische Auswertung ist

durch das entwickelte semi-analytische Simulationsmodell in der Lage, ein komplettes EL-Bild in weniger als 5 Sekunden in eine Vorhersage der Modulkennlinie und Modulleistung zu überführen. Die Auswertungsgeschwindigkeit ist damit unkritisch, da sie vergleichbar mit der Bildaufnahmedauer moderne Messmethoden zur Lumineszenzcharakterisierung ganzer Photovoltaikanlagen ist [8]. Für eine präzise Vorhersage der Modulkennlinie ergeben sich folgende Anforderungen:

- EL-Bildqualität: Aufgrund der Referenzierung auf die maximalen Intensitäten innerhalb der einzelnen Zellen dürfen keine statistischen Ausreißer oder gesättigte Bereiche im EL-Bild vorhanden sein.
- EL-Aufnahmeparameter: Für alle entwickelten Methoden muss der injizierte Strom während der EL-Bildaufnahme konstant und bekannt sein. Die Objektiv-einstellungen (Blende, Zoom etc.) müssen dabei konstant gehalten werden. Bei der Auswertung von zwei EL-Bildern in der Zwei-Bild-Methode muss zusätzlich das Verhältnis der Belichtungszeiten der beiden Bilder bekannt sein. Die Temperatur des Moduls sollte sich während der Bildaufnahme nicht verändern.
- Die Kombination von Serien- und Parallelwiderstandsdefekten sowie die Bewertung von PID-Modulen ist zwar gut möglich, jedoch zeigen sich hier bei sehr starker Defektausprägung ( $> 30\%$  Leistungsverlust) systematische Fehler.

# Kapitel 5

## Ausblick

Die ortsauflösende Messung der Ladungsträgerlebensdauer in Solarzellen ist eine der wichtigsten Methoden für die Überwachung von Fertigungsprozessen und der Entwicklung neuer Solarzellentechnologien. In dieser Arbeit wurden zwei neue Messmethoden auf Basis der Elektrolumineszenz zur Charakterisierung von Solarzellen und –modulen entwickelt. Beide Methoden nutzen die Strominjektion, um das dabei aufgenommene Lumineszenzbild zu quantifizieren. Die normierte Intensitätsdifferenz zwischen zwei unterschiedlich strommodulierten EL-Bildern ist dabei unabhängig von der Belichtungszeit der Bildaufnahme. Diese Entkopplung zwischen Messmethodik und Bildaufnahme benötigt keine kurzen Belichtungszeiten und ist somit mit modernen, kostengünstigen Si-CCD-Kameras und der damit vorhandenen sehr hohen örtlichen Auflösung durchführbar. Durch die langen Belichtungszeiten ist zudem keine Synchronisation zwischen Bildaufnahme und Strommodulation notwendig, was damit das Messsystem grundlegend vereinfacht. Lange Belichtungszeiten erhöhen jedoch die Aufnahmedauer für ein großflächiges Lebensdauerbild. Für den Einsatz der neuen Messmethodik in der Zellfertigung und –entwicklung gilt es daher abzuwägen, ob diese langen Belichtungszeiten gegenüber den gewonnenen Vorteilen eines hoch ortsauflösenden und dabei kostengünstigen Messsystems tolerierbar sind.

Die schnelle und einfache Zustandsanalyse von Photovoltaikmodulen sowie ganzen Photovoltaikanlagen über die Elektrolumineszenz als bildgebendes Messverfahren ist derzeit eine der am weitesten verbreiteten und vielversprechendsten Charakterisierungsmethoden. Bei der zunehmenden Anzahl von Modulen und potentiellen Schadensfällen sind vollautomatisierte Bewertungsmethoden aus ökonomischer Sicht

zwingend notwendig. Aktuelle Messmethoden sind in der Lage in kurzer Zeit eine hohe Anzahl an Lumineszenzbildern zu generieren [8], jedoch fehlt in den meisten Fällen ein direkter Bezug zur resultierenden Modul- bzw. Anlagenleistung. Durch die von Stoicescu gezeigte Vergleichbarkeit zwischen EL-Bildern aus dem Labor und bei Tageslicht aufgenommenen Bildern [8], ist ein umfassender Anwendungsbereich möglich.

Die in dieser Arbeit entwickelte Methode ist in der Lage, mechanische Defekte und potentialdegradierte Module anhand eines einzigen EL-Bildes quantitativ zu bewerten. Der durch Defekte hervorgerufene Leistungsverlust gegenüber der nach dem Datenblatt möglichen Leistung wird präzise vorhergesagt. Die experimentell bestimmte Abweichung zwischen aus dem EL-Bild generierter Leistungsvorhersage und gemessener elektrischer Leistung ist dabei vergleichbar mit der im Feld zu erwartenden Messunsicherheit herkömmlicher Strom-Spannungs-Kennlinienmessungen. Aufgrund dieser hinreichenden Genauigkeit und der voll automatisierten Bildauswertung bei nur sehr geringer erforderlicher Datengrundlage, ist die entwickelte Messmethodik höchst vielversprechend. Im Gegensatz zur derzeit in der Literatur erforschten und angestrebten automatisierten Bildauswertung mit Hilfe von neuronalen Netzen ist kein umfassender Trainings-Datensatz notwendig. Während bei einer Bildauswertung mit neuronalen Netzen jegliche physikalische Interpretationsmöglichkeit zunächst verloren geht, bleibt bei dem in dieser Arbeit entwickelten semi-analytischen Modell die Möglichkeit zur physikalischen Interpretation vollständig erhalten. Die in der Literatur bisher häufig verwendete Typisierung von Moduldefekten basiert auf einer subjektiven Interpretation der lokalen Helligkeit von EL-Bildern und ist damit auf eine rein qualitative Bewertung limitiert. Im Gegensatz hierzu ist die hier vorgestellte Methode quantitativ und ermöglicht damit eine eindeutige objektive Klassifizierung verschiedener Defekttypen.

# Anhang A

## Herleitungen

### A.1 Differenzintensitätsbild

Ansatz des normierten Differenzintensitätsbildes:

$$\Delta\Phi_n = \frac{\int_{t_\downarrow}^{t_p} \Phi_{\downarrow 1}(t) dt - \int_{t_\downarrow}^{t_s} \Phi_{\downarrow 2}(t) dt}{\Phi_{st} t_p} \quad (\text{A.1})$$

Mit der Vereinfachung durch den Bezug auf einen neuen Nullpunkt  $t_\downarrow = 0$  und der Abfallszeit  $t_2 = t_p - t_\downarrow$  ergibt sich für das Differenzintensitätsbild

$$\Delta\Phi_n = \frac{\int_0^{t_2} \Phi_{\downarrow 1}(t) dt - \int_0^{t_2} \Phi_{\downarrow 2}(t) dt}{\Phi_{st} t_p}. \quad (\text{A.2})$$

Da die abfallende Flanke  $\Phi_{\downarrow 2}(t = t_s) = 0$  der Lumineszenz bei Ladungsträgerextraktion bereits auf null gefallen ist, kann das Integrationslimit durch die Speicherzeit  $t_s = \tau_{\text{eff}} \ln(1 + M^{-1})$  ersetzt werden und ergibt unter Berücksichtigung der transienten Verläufe beider modulierter Lumineszenzintensitäten den vollständigen

Ausdruck

$$\Delta\Phi_n = \frac{t_{\text{int}}}{t_p} \overbrace{K_s G_{\text{EL}} N_A \tau_{\text{eff}}}^{\text{Amplitude } \Phi_{\text{mod}}} \left\{ \int_0^{t_2} \exp\left(-\frac{t}{\tau_{\text{eff}}}\right) dt - \int_0^{\tau_{\text{eff}} \ln(1+M^{-1})} (M+1) \exp\left(-\frac{t}{\tau_{\text{eff}}}\right) - M dt \right\} \left( \overbrace{K_s G_{\text{EL}} N_A \tau_{\text{eff}} t_{\text{int}}}^{\text{Amplitude } \Phi_{\text{st}}} \right)^{-1}. \quad (\text{A.3})$$

Da alle Lumineszenzsignale mit der gleichen Generationsrate  $G_{\text{EL}}$  bzw. mit dem gleichen maximalen Injektionsstrom  $I_{\text{inj}}$  erzeugt werden, ist das Ergebnis unabhängig von der Amplitude. Die Lösungen der Integrale

$$\int_0^{t_2} \exp\left(-\frac{t}{\tau_{\text{eff}}}\right) dt = \tau_{\text{eff}} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{t_2}{\tau_{\text{eff}}}\right) \right] \quad (\text{A.4})$$

und

$$\int_0^{\tau_{\text{eff}} \ln(1+M^{-1})} (M+1) \exp\left(-\frac{t}{\tau_{\text{eff}}}\right) - M dt = \tau_{\text{eff}} \left[ 1 - M \ln(1+M^{-1}) \right], \quad (\text{A.5})$$

eingesetzt in Gleichung (A.3), ergeben bei der Rücksubstitution mit  $t_2 = t_p - t_{\downarrow}$  das Differenzintensitätsbild

$$\begin{aligned} \Delta\Phi_n &= \frac{1}{t_p} \left\{ \tau_{\text{eff}} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{t_p - t_{\downarrow}}{\tau_{\text{eff}}}\right) \right] - \tau_{\text{eff}} \left[ 1 - M \ln(1+M^{-1}) \right] \right\} \\ &= \frac{\tau_{\text{eff}}}{t_p} \left[ M \ln(1+M^{-1}) - \exp\left(-\frac{(t_p - t_{\downarrow})}{\tau_{\text{eff}}}\right) \right]. \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

## A.2 Kalibrierungsfaktor aus Referenzzelle

Der Ansatz

$$J_0 \frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}} = J_c - \frac{n_{\text{id}} V_{\text{th}}}{r_{\text{ref,p}}} \ln\left(\frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}}\right) \quad (\text{A.7})$$

wird zunächst umgeschrieben als

$$\frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}} \frac{J_0 r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} = \frac{J_c r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} - \ln\left(\frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}}\right), \quad (\text{A.8})$$

um anschließend folgende Substitutionen durchführen zu können:

$$x = \frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}} \quad (\text{A.9})$$

$$a = \frac{J_c r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \quad (\text{A.10})$$

$$b = \frac{J_0 r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \quad (\text{A.11})$$

Der durch Substitution vereinfachte Ansatz wird im Folgenden zu einer lösbaren Form umstrukturiert:

$$\begin{aligned} b x &= a - \ln(x) \\ \exp(b x) &= \exp(a) \frac{1}{x} \\ x \exp(b x) &= \exp(a) \\ b x \exp(b x) &= b \exp(a) \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

Die reellen Lösungen des oberen Funktionsastes der Lambert-Funktion  $W_0$  (auch Omegafunktion oder Produktlogarithmus genannt) lösen dabei Funktionen in der Form  $W_0\{z \exp(z)\} = z$  und liefern damit die Lösung

$$b x = W_0 \left\{ b \exp(a) \right\}. \quad (\text{A.13})$$

Durch die Rücksubstitution

$$\frac{J_0 r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \frac{\bar{\Phi}_{\text{ref}}}{C_{\text{PRA}}} = W_0 \left\{ \frac{J_0 r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \exp \left( \frac{J_c r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \right) \right\} \quad (\text{A.14})$$

wird abschließend die Lösung des Kalibrierungsfaktors

$$C_{\text{PRA}} = \frac{J_0 r_{\text{ref,p}} \bar{\Phi}_{\text{ref}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} W_0 \left\{ \frac{J_0 r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \exp \left( \frac{J_c r_{\text{ref,p}}}{n_{\text{id}} V_{\text{th}}} \right) \right\}^{-1} \quad (\text{A.15})$$

bestimmt.



# Anhang B

## Ergänzende Daten

### B.1 Datenblatt Chinalight CLS-230P

**Tab. B.1:** Kenndaten des defektfreien Solarmoduls (Chinalight CLS-230P und CLS-225P).

Bezeichnung	Abkürzung	CLS-230P	CLS-225P	Einheit
Anzahl der Zellen	$N_i$	60	60	
Zellfläche	$A_c$	243,4	243,4	cm <sup>2</sup>
Anzahl der Substränge mit Bypass-Dioden	$N_{str}$	3	3	
Nennleistung	$P_{N,mpp}$	230	225	W
Kurzschlussstrom	$I_{sc}$	8,31	8,30	A
Leerlaufspannung	$V_{oc}$	37,38	37,14	V
MPP-Strom	$I_{N,mpp}$	7,86	7,75	A
MPP-Spannung	$V_{N,mpp}$	29,28	29,04	V
Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms	$\alpha$	0.05	0.05	%/K
Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung	$\beta$	-0.40	-0.40	%/K
Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung	$\gamma$	-0.40	-0.40	%/K
Produktionstoleranz		$\pm 3$	$\pm 3$	%

## B.2 Modul für Parameterstudie

**Tab. B.2:** Kenndaten des defektfreien Photovoltaikmoduls der Parameterstudie. Die Kennwerte sind anhand des Datenblatts (CLS-230P) eines Standard Photovoltaikmoduls mit multikristallinen Solarzellen angepasst. Der Sperrsättigungsstrom einer Zelle  $I_{0,ds}$  ist über Gleichung (2.2) anhand der Datenblattwerte berechnet. Die Kenndaten der Bypass-Diode sind vereinfacht angenommen und repräsentieren ein ideales Sperrverhalten.

Bezeichnung	Abkürzung	Wert	Einheit
Anzahl der Zellen	$N_i$	60	
Zellfläche	$A_c$	243,4	$\text{cm}^2$
Anzahl der Substränge mit Bypass-Dioden	$N_{\text{str}}$	3	
Kurzschlussstrom	$I_{\text{sc}}$	8,31	A
Leerlaufspannung	$V_{\text{oc}}$	37,4	V
MPP-Strom	$I_{\text{N,mpp}}$	7,86	A
MPP-Spannung	$V_{\text{N,mpp}}$	30,7	V
Serienwiderstand einer Zelle	$\bar{r}_{\text{s,ds}}$	1,7	$\Omega\text{cm}^2$
Parallelwiderstand einer Zelle	$r_{\text{p,ds}}$	2000	$\Omega\text{cm}^2$
Idealität einer Zelle	$n_{\text{id}}$	1,0	
Sperrsättigungsstrom einer Zelle	$I_{0,ds}$	$2,42 \times 10^{-10}$	A
Sperrsättigungsstrom einer Bypass-Diode	$I_{0,bp}$	$1,00 \times 10^{-11}$	A
Idealität einer Bypass-Diode	$n_{\text{id,bp}}$	1,00	

# Formelzeichen und Abkürzungen

1Bp	Ein-Bild-Methode zur Bestimmung des Parallelwiderstandes	
1Bs	Ein-Bild-Methode zur Bestimmung des Serienwiderstandes	
2Bs	Zwei-Bild-Methode zur Bestimmung des Serienwiderstands	
CCD	charge-coupled device	
DSO	Digitales Speicheroszilloskop	
EL	Elektrolumineszenz	
IBC	interdigitated back contact	
MPP	maximum power point	
PID	Potentialinduzierte Degradation	
QSSPC	quasi steady-state photoconductance	
SRH	Shockley-Read-Hall	
STC	Standard Test Conditions	
Si	Silizium	
$\alpha$	Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms	%/K
$\bar{\Phi}_C$	Gemittelte Lumineszenzintensität einer Subzelle	a.u.
$\bar{\Phi}_i$	Gemittelte Lumineszenzintensität der Zelle i	a.u.
$\bar{\Phi}_{\text{ref}}$	Gemittelte Lumineszenzintensität der Referenzzelle	a.u.

$\bar{r}_{i,k}$	Gemittelter flächenspezifischer Serienwiderstand eines Fragments k in der Zelle i	$\Omega\text{cm}^2$
$\bar{r}_{\text{ref},s}^{(z)}$	Gemittelter flächenspezifischer Serienwiderstand der Referenzzelle im Iterationsschritt z	$\Omega\text{cm}^2$
$\bar{r}_{s,A,B}$	Gemittelter flächenspezifischer Serien-Defektwiderstand im Bereich A oder B	$\Omega\text{cm}^2$
$\bar{r}_{s,\text{def}}$	Gemittelter flächenspezifischer Serien-Defektwiderstand	$\Omega\text{cm}^2$
$\bar{r}_{s,\text{ds}}$	Mittlerer flächenspezifischer Serienwiderstand einer defektfreien Zelle nach dem Datenblatt	$\Omega\text{cm}^2$
$\beta$	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung	$\%/K$
$\Delta\bar{r}_{\text{ref},s}^{(z)}$	Abweichung zum gemittelten flächenspezifischen Serienwiderstand der Referenzzelle im Iterationsschritt z	$\Omega\text{cm}^2$
$\Delta\Phi$	Differenzintensität der zwei Modulationen	a.u.
$\Delta\Phi_n$	Normiertes Differenzintensitätsbild	
$\Delta G_{\text{av}}$	Änderung des gemittelten Generationsprofils	$\text{cm}^{-3}\text{s}^{-1}$
$\Delta n$	Überschussladungsträgerkonzentration (Elektronen)	$\text{cm}^{-3}$
$\Delta p$	Überschussladungsträgerkonzentration (Löcher)	$\text{cm}^{-3}$
$\Delta r_s$	Klassenbreite im Serienwiderstands-Histogramm	$\Omega\text{cm}^2$
$\Delta V'$	Spannungsabfall am lokalen Serienwiderstand	V
$\Delta V_{i,\text{ref}}$	Spannungsabfall am lokalen Referenzwiderstand der Zelle i	$\Omega\text{cm}^2$
$\Delta V'_i$	Spannungsabfall am lokalen Serienwiderstand der Zelle i	V
$\epsilon_\tau$	Relative Abweichung der Ladungsträgerlebensdauer	
$\epsilon_{\text{ds}}$	Zulässige Abweichung zum Serienwiderstand nach dem Datenblatt	$\Omega\text{cm}^2$

$\epsilon_{\text{mpp}}$	Relative Abweichung zwischen Messung und Simulation im MPP	
$\epsilon_{\text{d}}$	Permittivität	As/Vm
$\gamma$	Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung	%/K
$\nu_{\text{th}}$	Mittlere thermische Geschwindigkeit	m/s
$\Phi'$	Lokale Lumineszenzintensität	a.u.
$\Phi_1$	Lumineszenzbild bei Modulation 1	a.u.
$\Phi_2$	Lumineszenzbild bei Modulation 2	a.u.
$\Phi_{\downarrow}$	Lumineszenzintensität an der fallenden Flanke	a.u.
$\Phi_i$	Lumineszenzintensität der Zelle i	a.u.
$\Phi_{\text{max}}$	Maximale Lumineszenzintensität zur Normierung	a.u.
$\Phi_{\text{n}}$	Normierte Lumineszenzintensität	
$\Phi_{i,\text{ref}}$	Referenzintensität in der Zelle i	a.u.
$\Phi'_i$	Lokale Lumineszenzintensität in der Zelle i	a.u.
$\Phi_{\text{mod}}$	Lumineszenzintensität während der Modulation	a.u.
$\Phi_{\text{st}}$	Stationäre Lumineszenzintensität	a.u.
$\Phi_{\text{trans}}$	Transiente Lumineszenzintensität	a.u.
$\Phi_{\uparrow}$	Lumineszenzintensität an der ansteigenden Flanke	a.u.
$\sigma\{\Phi'_i\}$	Standardabweichung der lokalen Lumineszenzintensitäten einer Zelle i	a.u.
$\sigma_{\square}$	Standardabweichung Ladungsträgerlebensdauer im Bereich $\square$	s
$\sigma_{\text{fit}}$	Standardabweichung der Ladungsträgerlebensdauer $\tau_{\text{eff,fit}}$	s
$\sigma_{\text{inj}}$	Standardabweichung der Ladungsträgerlebensdauer $\tau_{\text{eff,fe}}$	s

---

$\sigma_{st,\square}$	Standardabweichungen des transformierten Lebensdauerbildes	s
$\sigma_n$	Einfangquerschnitt für Elektronen	cm <sup>2</sup>
$\sigma_p$	Einfangquerschnitt für Löcher	cm <sup>2</sup>
$\tau_{eff,\square}$	Effektive Ladungsträgerlebensdauer im Bereich $\square$	s
$\tau_{eff,lim}$	Maximal messbare Ladungsträgerlebensdauer	s
$\tau_m$	Zeitkonstante der Abklingfunktion der Mode $m$	s
$\tau_V$	Ladungsträgerlebensdauer im Volumen	s
$\tau_{eff,fe}$	Am DSO abgelesene effektive Ladungsträgerlebensdauer	s
$\tau_{eff,fit}$	Effektive Ladungsträgerlebensdauer aus exp. Fitfunktion	s
$\tau_{eff,int}$	Effektive Ladungsträgerlebensdauer aus integrierter Lumineszenz	s
$\tau_{eff}$	Effektive Ladungsträgerlebensdauer der Minoritäten	s
$\tau_{n0}$	Einfangzeiten für Elektronen	s
$\tau_{p0}$	Einfangzeiten für Löcher	s
$\tau_{SunsVoc}$	Effektive Ladungsträgerlebensdauer aus SunsVoc-Messungen	s
$\tau_{Auger,n}$	Auger-Lebensdauer der Minoritäten (Elektronen)	s
$\tau_{Auger,p}$	Auger-Lebensdauer der Minoritäten (Löcher)	s
$\tau_{rad}$	Mittlere Lebensdauer der strahlenden Rekombination	s
$\tau_{SRH}$	SRH-Lebensdauer	s
$\vec{I}$	Stromvektor	A
$\vec{I}_{bp}$	Bypassdiodenstromvektor	A
$\vec{I}_{equid}$	Äquidistanter Stromvektor	A
$\vec{I}_{i,c}$	Zellstromvektor der Zelle $i$	A

$\vec{I}_{i,k}$	Stromvektor eines Fragments k in der Zelle i	A
$\vec{I}_{\text{mod}}$	Modulstromvektor	A
$\vec{J}_{i,k}$	Stromdichtenvektor eines Fragments k in der Zelle i	A/cm <sup>2</sup>
$\vec{V}$	Spannungsvektor	V
$\vec{V}_{\text{equid}}$	Äquidistanter Spannungsvektor	V
$\vec{V}_{i,k}$	Spannungsvektor eines Fragments k in der Zelle i	V
$\vec{V}_{\text{mod}}$	Modulspannungsvektor	V
$\vec{V}_{\text{str}}$	Substrangspannungsvektor	V
$a$	Numerischer Durchbruchparameter	
$A'$	Lokales Flächenelement	cm <sup>2</sup>
$A_c$	Fläche einer Solarzelle	cm <sup>2</sup>
$A_{i,k}$	Fläche eines Fragments k in der Zelle i	cm <sup>2</sup>
$a_{i,k}$	Relativer Flächenanteil eines Fragments k in der Zelle i	
$A_m$	Amplitude der Abklingfunktion der Mode $m$	cm <sup>-3</sup>
$A_{\text{cp}}$	Fläche der zwei parallelen Subzellen	cm <sup>2</sup>
$A_{\text{pn}}$	Fläche des pn-Übergangs	cm <sup>2</sup>
$B$	Rekombinationskoeffizienten (strahlend) für Silizium	cm <sup>3</sup> /s
$B_n$	Normiertes Lumineszenzbild	
$C$	Kalibrierungsfaktor	a. u.
$C_i$	Eingangskapazitäten des Strommodulators	F
$C_{\text{PRA}}$	Kalibrierungsfaktor der Lumineszenz aus der Referenzzelle	a. u.
$C_{\text{diff}}$	Diffusionskapazität der Minoritäten	F

$C_{i,j}$	Subzellen des Minimoduls	
$C_n$	Auger-Koeffizient der Elektronen	$\text{cm}^6/\text{s}$
$C_p$	Auger-Koeffizient der Löcher	$\text{cm}^6/\text{s}$
$C_{\text{RLZ}}$	Kapazität der Raumladungszone	F
$C_\tau$	Lebensdauer-Kalibrierungsfaktor	s/a.u.
$d$	Auslenkung	mm
$D_n$	Diffusionskonstante der Elektronen	$\text{cm}^2/\text{s}$
$d_{\text{rs}}$	Skalierungsfaktor für den minimalen lokalen Serienwiderstand	
$E$	Extraktionsrate	$\text{cm}^{-3}\text{s}^{-1}$
$E_C$	Energie der Leitungsbandkante	eV
$E_{\text{irrad}}$	Bestrahlungsleistung	$\text{W}/\text{m}^2$
$E_t$	Energieniveau einer Störstelle	eV
$E_V$	Energie der Valenzbandkante	eV
$E_g$	Bandlückenenergie	eV
$E_{\text{ph}}$	Photonenenergie	eV
$f_{\text{equid,Istr}}$	Numerische Abbildung auf einen äquidistanten Substrangstromvektor	A
$f_{\text{equidI}}$	Numerische Abbildung auf einen äquidistanten Stromvektor	A
$f_{\text{equidV}}$	Numerische Abbildung auf einen äquidistanten Spannungsvektor	V
$f_{\text{equid}}$	Numerische Abbildung auf einen äquidistanten Vektor	
$G$	Generationsrate	$\text{cm}^{-3}\text{s}^{-1}$
$G_{\text{av}}$	Über die Waferdicke gemittelttes Generationsprofil	$\text{cm}^{-3}\text{s}^{-1}$

---

$G_{EL}$	Generationsrate elektrisch injizierter Ladungsträger	$\text{cm}^{-3}\text{s}^{-1}$
$I_0$	Sperrsättigungsstrom	A
$I_{\text{mod}1,2}$	Modulationsströme	A
$I_{\text{mpp}}$	Strom im Punkt maximaler Leistung	A
$I_n$	Normierter Strom	
$I_{0,\text{bp}}$	Sperrsättigungsstrom der Bypassdiode	A
$I_{0,\text{ds}}$	Datenblatt-Sperrsättigungsstrom	A
$I_{\text{ext}}$	Extraktionsstrom	A
$I_{\text{inj}}$	Injektionsstrom	A
$I_{\text{mod}}$	Modulsstrom	A
$I_{\text{pn}}$	Strom durch den pn-Übergang	A
$I_{\text{sc,ds}}$	Datenblatt-Kurzschlussstrom	A
$J'$	Lokale Stromdichte	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J_0$	Sperrsättigungsstromdichte	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J'_0$	Lokale Sperrsättigungstromdichte	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J'_{\text{ph}}$	Lokale Photostromdichte	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J'_{\text{sc}}$	Lokale Kurzschlussstromdichte	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J_{i,\text{d}}$	Diodenstromdichte der Zelle i	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J_{i,\text{p}}$	Stromdichte im Parallelwiderstand der Zelle i	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J_{i,\text{ref}}$	Referenzstromdichte der Zelle i	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J'_i$	Lokale Stromdichte der Zelle i	$\text{A}/\text{cm}^2$
$J_{\text{ph}}$	Photostromdichte	$\text{A}/\text{cm}^2$

---

$J_{\text{ref,d}}$	Diodenstromdichte der Referenzzelle	A/cm <sup>2</sup>
$J_{\text{ref,p}}$	Stromdichte im Parallelwiderstand der Referenzzelle	A/cm <sup>2</sup>
$J_{\text{rev}}$	Durchbruchstromdichte	A/cm <sup>2</sup>
$J_{\text{sc}}$	Kurzschlussstromdichte	A/cm <sup>2</sup>
$k_{\text{b}}$	Boltzmann-Konstante	J/K
$K_{\text{s}}$	Kalibrierungskonstante der transienten Lumineszenzintensität	a.u.
$L_{\text{b}}$	Diffusionslänge der Minoritäten in der Basis	cm
$L_{\text{n}}$	Diffusionslänge der Minoritäten (Elektronen)	cm
$M$	Modulationsfaktor	
$N$	Anzahl der Modulationsperioden	
$n$	Numerischer Durchbruchparameter	
$n_0$	Gleichgewichtskonzentration der Elektronen	cm <sup>-3</sup>
$n_{\text{i}}$	Intrinsische Ladungsträgerkonzentration	cm <sup>-3</sup>
$N_{\text{A}}$	Akzeptor-Konzentration	cm <sup>-3</sup>
$N_{\text{c/str}}$	Anzahl der Zellen pro Substrang	
$N_{\text{C}}$	Effektive Zustandsdichte im Leitungsband	cm <sup>-3</sup>
$N_{\text{D}}$	Donator-Konzentration	cm <sup>-3</sup>
$N_{\text{frag}}$	Anzahl der Fragmente pro Zelle	
$n_{\text{id,bp}}$	Idealität der Bypassdiode	
$n_{\text{id}}$	Idealität	
$N_{\text{i}}$	Anzahl der Zellen in einem Photovoltaikmodul	
$n_{\text{p0}}$	Gleichgewichtskonzentration der Elektronen im p-Typ-Gebiet	cm <sup>-3</sup>

---

$N_{\text{str}}$	Anzahl der Substränge	
$N_{\text{t}}$	Störstellendichte	$\text{cm}^{-3}$
$N_{\text{V}}$	Effektive Zustandsdichte im Valenzband	$\text{cm}^{-3}$
$p_0$	Gleichgewichtskonzentration der Löcher	$\text{cm}^{-3}$
$P_{i,\text{mpp}}$	Maximale Leistung einer Zelle $i$	W
$p_{\text{LM}}$	Relative Leistungsminderung	
$P_{\text{mpp,def}}$	MPP-Leistung des defekten Moduls	W
$P_{\text{mpp,max}}$	Maximale auftretende MPP-Zelleistung in einem Modul	W
$P_{\text{mpp,mes}}$	Gemessene maximale Leistung	W
$P_{\text{mpp,sim,c}}$	MPP-Leistung aus kalibrierter Simulation	W
$P_{\text{mpp,sim}}$	Simulierte maximale Leistung	W
$P_{\text{N,mpp}}$	Datenblatt-Nennleistung	W
$P_{\text{mpp}}$	maximale Leistung	W
$p_{\text{mpp}}$	Relative MPP-Leistung	
$q$	Elementarladung	As
$Q_{\text{n}}$	Durch Minoritäten (Elektronen) gespeicherten Ladung	As
$R$	Rekombinationsrate	$\text{cm}^{-3}\text{s}^{-1}$
$r_{i,k}$	Flächenspezifischer Serienwiderstand in einem Fragment $k$ in der Zelle $i$	$\Omega\text{cm}^2$
$r_{i,p}$	Flächenspezifischer Parallelwiderstand der Zelle $i$	$\Omega\text{cm}^2$
$R_{i,s}$	Gesamter Serienwiderstand einer Zelle $i$	$\Omega$
$r_{i,s}$	Flächenspezifischer Serienwiderstand der Zelle $i$	$\Omega\text{cm}^2$

---

$r_{p,c}$	Gesamter flächenspezifischer Parallelwiderstand einer Zelle	$\Omega\text{cm}^2$
$R_{s,k}$	Absoluter Fragmentwiderstand eines einzelnen Fragments k	$\Omega$
$r_{s,k}$	Flächenspezifischer Serienwiderstand eines einzelnen Fragments k	$\Omega\text{cm}^2$
$R_{stb}$	Stabilisierungswiderstand	$\Omega$
$R_b$	Reflexion an der Rückseite	
$R_{con}$	Verbindungswiderstand	$\Omega$
$R_c$	Charakteristischer Widerstand	$\Omega$
$R_f$	Reflexion an der Frontseite	
$r_{i,ref}$	Flächenspezifischer Referenzwiderstand der Zelle i	$\Omega\text{cm}^2$
$r'_{i,s}$	Lokaler flächenspezifischer Serienwiderstand der Zelle i	$\Omega\text{cm}^2$
$R_{p,def,mes}$	Gemessener Parallel-Defektwiderstand	$\Omega$
$R_{p,def,sim}$	Simulierter Parallel-Defektwiderstand	$\Omega$
$R_{p,def}$	Parallel-Defektwiderstand	$\Omega$
$R_{p,ds}$	Datenblatt-Serienwiderstand	$\Omega$
$R_{p,lb}$	Untere Grenze des Parallelwiderstandes nach dem Dateblatt	$\Omega$
$R_p$	Parallelwiderstand	$\Omega$
$r'_p$	Lokaler flächenspezifischer Parallelwiderstand	$\Omega\text{cm}^2$
$r_{ref,p}$	Flächenspezifischer Parallelwiderstand der Referenzzelle	$\Omega\text{cm}^2$
$R_{s,def,mes}$	Gemessener Serien-Defektwiderstand	$\Omega$
$R_{s,def,sim}$	Simulierter Serien-Defektwiderstand	$\Omega$
$R_{s,def}$	Serien-Defektwiderstand	$\Omega$

---

$R_{s,ds}$	Datenblatt-Serienwiderstand	$\Omega$
$R_{s,ub}$	Obere Grenze des Serienwiderstandes nach dem Dateblatt	$\Omega$
$R_s$	Serienwiderstand	$\Omega$
$r'_s$	Lokaler flächenspezifischer Serienwiderstand	$\Omega\text{cm}^2$
$S_{\text{eff}}$	Effektive Oberflächenrekombinationsgeschwindigkeit	$\text{cm/s}$
$S_i$	Schalter des Strommodulators, Kurzschluss $i = \text{sc}$ , Strominjektion $i = \text{inj}$ und Stromextraktion $i = \text{ext}$	
$T$	Temperatur	K
$t_1$	Dauer der Strominjektion	s
$t_{2'}$	Übergangszeit	s
$t_2$	Dauer der Rekombination	s
$t_{\text{int}}$	Integrationszeit	s
$T_i$	Temperature einer Zelle $i$	K
$t_{\text{oc}}$	Zeit im Leerlauf	s
$t_p$	Periodendauer	s
$t_r$	Zeit im Rückwärtsbetrieb	s
$t_{\text{sc}}$	Zeit im Kurzschluss	s
$t_{\text{us}}$	Dauer des Umschaltvorgangs	s
$t_{\downarrow}$	Abschaltzeitpunkt	s
$t_s$	Speicherzeit	s
$t_{\uparrow}$	Einschaltzeitpunkt	s
$V_{1,2}$	Isolierte Spannungsniveaus der Quelle	V

---

$V_{br}$	Durchbruchspannung	V
$V_{in}$	Eingangsspannung des Strommodulators	V
$V_i$	Spannung am pn-Übergang der Zelle i	V
$V_{mod1,2}$	Modulationsspannungen	V
$V_{mpp}$	Spannung im Punkt maximaler Leistung	V
$V_N$	Versuchsnummer	
$V_{out}$	Ausgangsspannung des Strommodulators	V
$V_{bi}^0$	Diffusionsspannung	V
$V_{br}$	Durchbruchspannung	V
$V_c$	Zellspannung	V
$V_{i,c}$	Zellspannung der Zelle i	V
$V_{mod}$	Modulspannung	V
$V_{mpp,def}$	MPP-Spannung des defekten Moduls	V
$v_{mpp}$	Relative MPP-Spannung	
$V_{N,mpp}$	Datenblatt-Nennspannung	V
$V_{oc}$	Leerlaufspannung	V
$V_{pn}$	Spannung am pn-Übergang	V
$V_{th}$	Thermische Spannung	V
$W$	Waferdicke	cm

# Tabellenverzeichnis

3.1	Transient gemessene Lebensdauern von unterschiedlichen Proben bei Variation der Injektion und Vergleich zur Lebensdauer, ermittelt aus dem Integral der transienten Signale. . . . .	46
3.2	Modulationsparameter und Vergleich der mittleren Ladungsträgerlebensdauer ermittelt aus den Lebensdauerbildern verschiedener Proben. . . . .	51
3.3	Vergleich der Bildqualität anhand der Standardabweichung. . . . .	52
4.1	Simulierte und gemessene Leistung von drei Modulen . . . . .	97
B.1	Kenndaten des defektfreien Solarmoduls . . . . .	117
B.2	Kenndaten des defektfreien Photovoltaikmoduls der Parameterstudie. . . . .	118



# Abbildungsverzeichnis

2.1	Ersatzschaltbild einer Solarzelle im Ein-Dioden-Modell. . . . .	10
2.2	Injektion/Generation und Rekombination im Bändermodell eines Silizium-Halbleiters. . . . .	13
2.3	Vereinfachte schematische Ansicht eines Flächenelements einer Si-Solarzelle. . . . .	24
2.4	Strominjektionspuls und Lumineszenz bei Ladungsträgerrekombination. 26	
3.1	Qualitative Darstellung der Strommodulation 1 und 2. . . . .	31
3.2	Generationsprinzip der modulierten Lumineszenzsignale . . . . .	33
3.3	Versuchsaufbau zur Messung der Ladungsträgerlebensdauer. . . . .	40
3.4	Schaltungsprinzip des Strommodulators . . . . .	42
3.5	Gemessene Strom-Spannungs-Verläufe und Lumineszenz bei modulierten Signalen. . . . .	43
3.6	Gemessene Speicherzeit und Zeitverhältnisse aller Proben. . . . .	47
3.7	Vergleich zur Ladungsträgerlebensdauer bei optischer und elektrischer Generation/Injektion. . . . .	49
3.8	Lebensdauerbilder in unbearbeiteter Form und Lebensdauerbild transformiert aus dem kalibrierten stationären Lumineszenzbild. . . . .	50
3.9	Lebensdauerbilder bei Variation der Strominjektion. . . . .	53
3.10	Ladungsträgerlebensdauer bei Variation der Integrationszeit und relative Häufigkeit der Ladungsträgerlebensdauer. . . . .	54
4.1	Ersatzschaltbild jeder Solarzelle i in einem Photovoltaikmodul und vereinfachtes Ersatzschaltbild für eine idealisierte Solarzelle im Dunkeln. 58	
4.2	Ersatzschaltbild zur Quantifizierung defekter Zellbereiche einer Zelle. 60	
4.3	Datenblatt-Kalibrierung mit Bisektionsverfahren. . . . .	64

4.4	Ersatzschaltbild zur Quantifizierung degradierter Zellen (PID). . . . .	65
4.5	Ermittlung des Serienwiderstandes aus Datenblattwerten. . . . .	69
4.6	Segmentierungsverfahren. . . . .	71
4.7	Relative MPP-Leistung in Abhängigkeit des Serienwiderstandes. . . . .	76
4.8	Konturdarstellung der relativen MPP-Leistung in Abhängigkeit des Serienwiderstandes und Variation des betroffenen Flächenanteils. . . . .	77
4.9	Relative MPP-Leistung bei Variation des Serienwiderstandes eines defekten Segments und Variation des gesamten Parallelwiderstandes der Zelle. . . . .	78
4.10	Relative MPP-Spannung in Abhängigkeit des Serienwiderstandes bei Variation des Flächenanteils. . . . .	79
4.11	Ersatzschaltbild des Minimoduls. . . . .	80
4.12	EL-Bilder des gesamten Minimoduls in Falschfarbendarstellung bei Variation des Serien-Defektwiderstandes. . . . .	82
4.13	Serienwiderstandsbild und relative Häufigkeit der lokalen Serienwiderstände. . . . .	83
4.14	Vergleich zwischen gemessenem Serien-Defektwiderstand und simuliertem Serien-Defektwiderstand . . . . .	84
4.15	Gemessene $I$ - $V$ -Kennlinien und $P$ - $V$ -Kennlinien im Vergleich zu simulierten Kennlinien des Minimoduls. . . . .	87
4.16	Simulierte und gemessene $P$ - $V$ -Kennlinien für die Si- und InGaAs-Messreihe im Vergleich. . . . .	88
4.17	EL-Bilder des gesamten Minimoduls bei Variation des Parallel-Defektwiderstandes. . . . .	89
4.18	Vergleich zwischen gemessenem Parallel-Defektwiderstand und simuliertem Parallel-Defektwiderstand . . . . .	90
4.19	Gemessene $I$ - $V$ -Kennlinien und $P$ - $V$ -Kennlinien im Vergleich zu simulierten Kennlinien. . . . .	91
4.20	EL-Bilder bei hoher Strominjektion und bei geringer Strominjektion sowie berechnetes Serienwiderstandsbild. . . . .	92
4.21	Gemessene Einstrahlung, berechnete Zelltemperatur und berechneter Serienwiderstand einer Zelle. . . . .	93
4.22	Gemessene/simulierte Zelleistungen jeder einzelnen Zelle, normiert auf die maximale Zelleistung. . . . .	95

---

4.23	Gemessene $I$ - $V$ -Kennlinien der Zellen A, B, C und D im Vergleich zur Simulation . . . . .	96
4.24	EL-Bilder, Serienwiderstandsbilder und normierte Zelleistungen der drei Module M1, M2 und M3. . . . .	98
4.25	Schematische Ansicht eines Photovoltaikmoduls mit mechanischem Schaden bei Belastung. . . . .	99
4.26	EL-Bilder bei hoher Strominjektion, normiert auf das jeweilige Intensitätsmaximum, und Serienwiderstandsbilder bei Variation der Auslenkung. . . . .	101
4.27	Simulierte und gemessene Leistung der Module M3 und M2 bei Variation der Auslenkung. . . . .	102
4.28	EL-Bilder der Module M3 und M2 bei geringer Strominjektion, normiert auf das jeweilige Intensitätsmaximum. . . . .	103
4.30	Evaluierung der 1Bp-Methode an einem von PID betroffenen Modul.	108



# Literatur

- [1] D. Heinemann, W. Jürgens, R. Knecht und J. Parisi, *30 Jahre im Dienst der Erneuerbaren Energien* (2011).
- [2] R. M. Swanson, „A vision for crystalline silicon photovoltaics“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **14**, 443–453 (2006).
- [3] O. Breitenstein, J. Bauer, K. Bothe, D. Hinken, J. Müller, W. Kwapil, M. C. Schubert und W. Warta, „Can Luminescence Imaging Replace Lock-in Thermography on Solar Cells?“, *IEEE Journal of Photovoltaics* **1**, 159–167 (2011).
- [4] M. Kasemann, W. Kwapil, B. Walter, J. Giesecke, B. Michl, M. The, J. M. Wagner, J. Bauer, A. Schütt, J. Carstensen u. a., „Progress in silicon solar cell characterization with infrared imaging methods“, in *Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain* (2008), S. 965–973.
- [5] U. Rau, „Reciprocity relation between photovoltaic quantum efficiency and electroluminescent emission of solar cells“, *Physical Review B* **76** (2007).
- [6] D. Hinken, C. Schinke, S. Herlufsen, A. Schmidt, K. Bothe und R. Brendel, „Experimental setup for camera-based measurements of electrically and optically stimulated luminescence of silicon solar cells and wafers“, *Review of Scientific Instruments* **82**, 033706 (2011).
- [7] L. Stoicescu, M. Reuter und J. H. Werner, „DaySy: Luminescence Imaging of PV Modules in Daylight“, *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2553–2554 (2014).
- [8] L. Stoicescu, „Bildgebende Messung der Lumineszenz von Photovoltaikanlagen unter Tageslicht“, *Dissertation* (Universität Stuttgart, Stuttgart, 2018).

- 
- [9] L. Stoicescu und M. Reuter, „DaySy Contactless Measurements of PID Shunt Resistance in Installed PV Modules“, 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1337–1339 (2018).
- [10] M. Bashahu und P. Nkundabakura, „Review and tests of methods for the determination of the solar cell junction ideality factors“, *Solar Energy* **81**, 856–863 (2007).
- [11] D. S. H. Chan und J. C. H. Phang, „Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics“, *IEEE Transactions on Electron Devices* **34**, 286–293 (1987).
- [12] M. C. Alonso-García und J. M. Ruíz, „Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **90**, 1105–1120 (2006).
- [13] V. Quaschnig und R. Hanitsch, „Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells“, *Solar Energy* **56**, 513–520 (1996).
- [14] M. A. Green, „Accuracy of analytical expressions for solar cell fill factors“, *Solar Cells* **7**, 337–340 (1982).
- [15] R. H. Kingston, „Switching Time in Junction Diodes and Junction Transistors“, *Proceedings of the IRE* **42**, 829–834 (1954).
- [16] Y. F. Chang, „The capacitance of p-n junctions“, *Solid-State Electronics* **10**, 281–287 (1967).
- [17] J. L. Moll, S. Krakauer und R. Shen, „P-N Junction Charge-Storage Diodes“, *Proceedings of the IRE* **50**, 43–53 (1962).
- [18] R. B. Darling, „A full dynamic model for pn-junction diode switching transients“, *IEEE Transactions on Electron Devices* **42**, 969–976 (1995).
- [19] P. P. Altermatt, F. Geelhaar, T. Trupke, X. Dai, A. Neisser und E. Daub, „Injection dependence of spontaneous radiative recombination in crystalline silicon: Experimental verification and theoretical analysis“, *Applied Physics Letters* **88**, 261901 (2006).

- 
- [20] T. Trupke, M. A. Green, P. Würfel, P. P. Altermatt, A. Wang, J. Zhao und R. Corkish, „Temperature dependence of the radiative recombination coefficient of intrinsic crystalline silicon“, *Journal of Applied Physics* **94**, 4930–4937 (2003).
- [21] M. A. Green, „Limits on the open-circuit voltage and efficiency of silicon solar cells imposed by intrinsic Auger processes“, *IEEE Transactions on Electron Devices* **31**, 671–678 (1984).
- [22] S. Rein, T. Rehr, W. Warta und S. W. Glunz, „Lifetime spectroscopy for defect characterization: Systematic analysis of the possibilities and restrictions“, *Journal of Applied Physics* **91**, 2059–2070 (2002).
- [23] C. Leendertz, „Effizienzlimitierende Rekombinationsprozesse in amorph/kristallinen und polykristallinen Siliziumsolarzellen“, Dissertation (Technische Universität Berlin, Berlin, März 2012).
- [24] J. Schmidt und A. G. Aberle, „Accurate method for the determination of bulk minority-carrier lifetimes of mono- and multicrystalline silicon wafers“, *Journal of Applied Physics* **81**, 6186–6199 (1997).
- [25] M. J. Kerr und A. Cuevas, „General parameterization of Auger recombination in crystalline silicon“, *Journal of Applied Physics* **91**, 2473–2480 (2002).
- [26] H. Nagel, C. Berge und A. G. Aberle, „Generalized analysis of quasi-steady-state and quasi-transient measurements of carrier lifetimes in semiconductors“, *Journal of Applied Physics* **86**, 6218–6221 (1999).
- [27] S. Herlufsen, K. Bothe, J. Schmidt, R. Brendel und S. Siegmund, „Dynamic photoluminescence lifetime imaging of multicrystalline silicon bricks“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **106**, 42–46 (2012).
- [28] „Theory of carrier lifetime in silicon“, in *Lifetime Spectroscopy: A Method of Defect Characterization in Silicon for Photovoltaic Applications*, hrsg. von S. Rein, Springer Series in Material Science (Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2005), S. 5–58.
- [29] M. J. Kerr und A. Cuevas, „Generalized analysis of the illumination intensity vs. open-circuit voltage of solar cells“, *Solar Energy, Solar World Congress 2001* **76**, 263–267 (2004).

- 
- [30] M. J. Kerr, A. Cuevas und R. A. Sinton, „Generalized analysis of quasi-steady-state and transient decay open circuit voltage measurements“, *Journal of Applied Physics* **91**, 399–404 (2001).
- [31] T. Fuyuki, H. Kondo, Y. Kaji, A. Ogane und Y. Takahashi, „Analytic findings in the electroluminescence characterization of crystalline silicon solar cells“, *Journal of Applied Physics* **101**, 023711 (2007).
- [32] K. Bothe und D. Hinken, „Chapter Five - Quantitative Luminescence Characterization of Crystalline Silicon Solar Cells“, in *Semiconductors and Semimetals*, Bd. 89, hrsg. von G. P. Willeke und E. R. Weber, *Advances in Photovoltaics: Part 2* (Elsevier, Jan. 2013), S. 259–339.
- [33] J. A. Giesecke, M. C. Schubert und W. Warta, „Carrier Lifetime from Dynamic Electroluminescence“, *IEEE Journal of Photovoltaics* **3**, 1012–1015 (2013).
- [34] J. A. Giesecke, M. Kasemann und W. Warta, „Determination of local minority carrier diffusion lengths in crystalline silicon from luminescence images“, *Journal of Applied Physics* **106**, 014907 (2009).
- [35] B. Mitchell, J. Greulich und T. Trupke, „Quantifying the effect of minority carrier diffusion and free carrier absorption on photoluminescence bulk lifetime imaging of silicon bricks“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **107**, 75–80 (2012).
- [36] J. Haunschild, M. Glatthaar, M. Kasemann, S. Rein und E. R. Weber, „Fast series resistance imaging for silicon solar cells using electroluminescence“, *physica status solidi (RRL) - Rapid Research Letters* **3**, 227–229 (2009).
- [37] K. Ramspeck, K. Bothe, D. Hinken, B. Fischer, J. Schmidt und R. Brendel, „Recombination current and series resistance imaging of solar cells by combined luminescence and lock-in thermography“, *Applied Physics Letters* **90**, 153502 (2007).
- [38] D. Hinken, K. Ramspeck, K. Bothe, B. Fischer und R. Brendel, „Series resistance imaging of solar cells by voltage dependent electroluminescence“, *Applied Physics Letters* **91**, 182104 (2007).
- [39] J. Giesecke, M. Schubert, B. Michl, F. Schindler und W. Warta, „Minority carrier lifetime imaging of silicon wafers calibrated by quasi-steady-state photoluminescence“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **95**, 1011–1018 (2011).

- 
- [40] S. Herlufsen, K. Bothe, R. Brendel und J. Schmidt, „Dynamic Photoluminescence Lifetime Imaging for Injection-dependent Lifetime Measurements“, *Energy Procedia* **55**, 77–84 (2014).
- [41] T. Kropp, M. Berner, L. Stoicescu und J. H. Werner, „Self-Sourced Daylight Electroluminescence From Photovoltaic Modules“, *IEEE Journal of Photovoltaics* **7**, 1184–1189 (2017).
- [42] S. Herlufsen, K. Ramspeck, D. Hinken, A. Schmidt, J. Müller, K. Bothe, J. Schmidt und R. Brendel, „Dynamic photoluminescence lifetime imaging for the characterisation of silicon wafers“, *physica status solidi (RRL) – Rapid Research Letters* **5**, 25–27 (2011).
- [43] D. Kiliani, G. Micard, B. Steuer, B. Raabe, A. Herguth und G. Hahn, „Minority charge carrier lifetime mapping of crystalline silicon wafers by time-resolved photoluminescence imaging“, *Journal of Applied Physics* **110**, 054508 (2011).
- [44] T. Kropp, M. Berner und J. H. Werner, „Self-scaling minority carrier lifetime imaging using periodically modulated electroluminescence“, *Journal of Applied Physics* **122**, 183105 (2017).
- [45] B. Lax und S. F. Neustadter, „Transient Response of a p-n Junction“, *Journal of Applied Physics* **25**, 1148–1154 (1954).
- [46] K. Ramspeck, K. Bothe, J. Schmidt und R. Brendel, „Combined dynamic and steady-state infrared camera based carrier lifetime imaging of silicon wafers“, *Journal of Applied Physics* **106**, 114506 (2009).
- [47] B. Li, A. Stokes und D. M. J. Doble, „Evaluation of two-dimensional electrical properties of photovoltaic modules using bias-dependent electroluminescence“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **20**, 936–944 (2012).
- [48] J. Bauer, F. Frühauf und O. Breitenstein, „Quantitative local current-voltage analysis and calculation of performance parameters of single solar cells in modules“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **159**, 8–19 (2017).
- [49] T. Kropp, M. Schubert und J. H. Werner, „Quantitative Prediction of Power Loss for Damaged Photovoltaic Modules Using Electroluminescence“, *Energies* **11**, 1172 (2018).

- [50] T. Potthoff, K. Bothe, U. Eitner, D. Hinken und M. Köntges, „Detection of the voltage distribution in photovoltaic modules by electroluminescence imaging“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **18**, 100–106 (2010).
- [51] J. C. H. Phang, D. S. H. Chan und J. R. Phillips, „Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters“, *Electronics Letters* **20**, 406–408 (1984).
- [52] A. Jain und A. Kapoor, „Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W-function“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **81**, 269–277 (2004).
- [53] J. C. Lagarias, J. A. Reeds, M. H. Wright und P. E. Wright, „Convergence Properties of the Nelder–Mead Simplex Method in Low Dimensions“, *SIAM Journal on Optimization* **9**, 112–147 (1998).
- [54] *Mathworks: (r2018b) fminsearch*, <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/fminsearch.html> (besucht am 12.10.2018).
- [55] J. D’Errico, *Bound constrained optimization using fminsearch*, <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/8277-fminsearchbnd-fminsearchcon> (besucht am 12.10.2018).
- [56] M. Köntges, I. Kunze, S. Kajari-Schröder, X. Breitenmoser und B. Bjørneklett, „The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **95**, 1131–1137 (2011).
- [57] M. Köntges, S. Kajari-Schröder, I. Kunze und U. Jahn, „Crack Statistic of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules“, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 3290-3294 (2011).
- [58] M. Köntges, S. Kajari-Schröder und I. Kunze, „Crack Statistic for Wafer-Based Silicon Solar Cell Modules in the Field Measured by UV Fluorescence“, *IEEE Journal of Photovoltaics* **3**, 95–101 (2013).
- [59] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger und K. Kato, *Performance and reliability of photovoltaic systems: subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules: IEA PVPS task 13: external final report IEA-PVPS* (International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, Sankt Ursen, 2014).

- 
- [60] S. Kajari-Schröder, I. Kunze und M. Köntges, „Criticality of Cracks in PV Modules“, *Energy Procedia, Proceedings of the 2nd International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics SiliconPV 2012* **27**, 658–663 (2012).
- [61] C. Camus, A. Adegbenro, J. Ermer, V. Suryaprakash, J. Hauch und C. J. Brabec, „Influence of pre-existing damages on the degradation behavior of crystalline silicon photovoltaic modules“, *Journal of Renewable and Sustainable Energy* **10**, 021004 (2018).
- [62] C. Buerhop, S. Wirsching, A. Bemm, T. Pickel, P. Hohmann, M. Nieß, C. Vodermayr, A. Huber, B. Glück, J. Mergheim, C. Camus, J. Hauch und C. J. Brabec, „Evolution of cell cracks in PV-modules under field and laboratory conditions“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **26**, 261–272 (2018).
- [63] J. Oh, S. Bowden und G. TamizhMani, „Potential-Induced Degradation (PID): Incomplete Recovery of Shunt Resistance and Quantum Efficiency Losses“, *IEEE Journal of Photovoltaics* **5**, 1540–1548 (2015).
- [64] W. Luo, Y. S. Khoo, P. Hacke, V. Naumann, D. Lausch, S. P. Harvey, J. P. Singh, J. Chai, Y. Wang, A. G. Aberle und S. Ramakrishna, „Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review“, *Energy & Environmental Science* **10**, 43–68 (2017).
- [65] J. Bauer, V. Naumann, S. Großer, C. Hagendorf, M. Schütze und O. Breitenstein, „On the mechanism of potential-induced degradation in crystalline silicon solar cells“, *physica status solidi (RRL) – Rapid Research Letters* **6**, 331–333 (2012).
- [66] K. Hara, S. Jonai und A. Masuda, „Potential-induced degradation in photovoltaic modules based on n-type single crystalline Si solar cells“, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **140**, 361–365 (2015).
- [67] D. Lausch, V. Naumann, O. Breitenstein, J. Bauer, A. Graff, J. Bagdahn und C. Hagendorf, „Potential-Induced Degradation (PID): Introduction of a Novel Test Approach and Explanation of Increased Depletion Region Recombination“, *IEEE Journal of Photovoltaics* **4**, 834–840 (2014).

- [68] M. Schütze, M. Junghänel, M. B. Koentopp, S. Cwikla, S. Friedrich, J. W. Müller und P. Wawer, „Laboratory study of potential induced degradation of silicon photovoltaic modules“, in 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Juni 2011), S. 000821–000826.
- [69] S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Daryan, T. Geipel, H. Hoehne und J. Berghold, „Potential Induced Degradation of solar cells and panels“, in Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE (2010), S. 002817–002822.
- [70] S. Pingel, S. Janke und O. Frank, „Recovery Methods for Modules Affected by Potential Induced Degradation (PID)“, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 3379-3383 (2012).

# Veröffentlichungen

## Beiträge in Fachzeitschriften

1. I. A. Fischer, L. Augel, T. Kropp, S. Jitpakdeebodin, N. Franz, F. Oliveira, E. Rolseth, T. Maß, T. Taubner, and J. Schulze, "Ge-on-Si PIN-photodetectors with Al nanoantennas: The effect of nanoantenna size on light scattering into waveguide modes", *Applied Physics Letters*, **108**, 071108 (2016).
2. T. Kropp, J. Wang, M. Schubert, and J. H. Werner, "The Electricity Bank: Innovative operating model for local energy storage", in *Proceedings of the 5th International Education Forum on Environment and Energy Science*, San Diego, USA, (2016).
3. T. Kropp, M. Berner, L. Stoicescu, and J. H. Werner, "Self-Sourced Daylight Electroluminescence From Photovoltaic Modules", *IEEE Journal of Photovoltaics*, **7**, 1184–1189 (2017).
4. T. Kropp, M. Berner, and J. H. Werner, "Self-scaling minority carrier lifetime imaging using periodically modulated electroluminescence", *Journal of Applied Physics*, **122**, 183105 (2017).
5. T. Kropp, M. Berner, and J. H. Werner, "High Resolution Carrier Lifetime Imaging", in *Proceedings of the 6th International Education Forum on Environment and Energy Science*, Tenerife, Spain, (2017).
6. J. P. Singer, T. Kropp, M. Kuehnemund, and K. P. Birke, "Pressure Characteristics and Chemical Potentials of Constrained LiFePO<sub>4</sub>/C<sub>6</sub> Cells", *Journal of The Electrochemical Society*, **165**, A1348-A1356 (2018).
7. T. Kropp, M. Schubert, and J. H. Werner, "Quantitative Prediction of Power Loss for Damaged Photovoltaic Modules Using Electroluminescence", *Energies*, **5**, 1182 (2018)

8. T. Kropp, M. Schubert, and J. H. Werner, "Electroluminescence for Power Loss Prediction of Photovoltaic Modules", in Proceedings of the 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1057 - 1059 (2018).

### **Vorträge**

1. T. Kropp, J. Wang, M. Schubert, and J. H. Werner, "The Electricity Bank: Innovative operating model for local energy storage", 5th International Education Forum on Environment and Energy Science, San Diego, USA, 2016
2. T. Kropp, M. Berner, and J. H. Werner, "High Resolution Carrier Lifetime Imaging", 6th International Education Forum on Environment and Energy Science, Tenerife, Spain, 2017
3. T. Kropp, M. Schubert, and J. H. Werner, "Electroluminescence for Power Loss Prediction of Photovoltaic Modules", 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Brussels, Belgium, 2018

# Danksagung

Bei den ersten Schritten, während dieser Arbeit mit allen Hoch und Tiefs und auch beim letzten Feinschliff halfen und motivierten mich viele Personen.

Besonderer Dank gilt Jürgen Werner für seine stetige Unterstützung auf dem Weg zu meiner Promotion am *ipv*. Dein Vertrauen und die vielen Freiheiten haben diesen Weg für mich besonders spannend gestaltet.

Ebenso danke ich Markus Schubert, Gruppenleiter, Projektleiter und -gestalter, Wegweiser und erster Ansprechpartner bei allen Herausforderungen während meiner Zeit am *ipv*.

Jens Anders danke ich für die freundliche Übernahme des Zweitgutachtens.

Ich danke allen Studenten und HiWis, den vergessenen Helden mit ihrer tatkräftigen Unterstützung bei vielen Messungen. Ihr bringt das Leben in das Institut.

Freyмут Hilscher und Sabine Ost danke ich für die Organisation des Institutsalltags.

Imy Kerschbaum danke ich für die Bewältigung der Abrechnungs- und Antragsformulare mit den unzähligen Lücken und Fragen.

Birgitt Winter, Hendrick Moldenhauer, Lydia Beisel, Anton Reiß und Leo Bauer danke ich für all die Hilfe bei technischen Hürden.

Jonathan Schnepf und Simon Hummel vom ZSW danke ich für die vielen spontanen Modultransporte und die Aufnahme und Bereitstellung einiger EL- und *I-V*-Messungen in dem Forschungsprojekt PARK.

Liviu Stoicescu, Michael Reuter, Pascal Kölblin und Muhamed Huduti danke ich für die produktive Zusammenarbeit im Forschungsprojekt PARK mit vielen wissenschaftlichen und technischen Diskussionen.

Jan Singer, Bezwingen der Logarithmen, ohne dich wäre ich vielleicht nie in der Wissenschaft gelandet. Neue Ideen zu schmieden, zu verwerfen, wieder aufzugreifen, zu verfeinern und doch wieder zu verwerfen klingt frustrierend. Mit einem Freund und Bürokollegen wie dir entsteht aus jeder Frustration aber auch neue Motivation. Ich

danke dir für die entspannte und aufregende Zeit, die wir nicht nur am *ipv* geteilt haben.

Christian Sämann, Meister der Sputteranlage, nur du weißt, wie man sich ohne zu verletzen durch die gefährlichen, unter Hochspannung stehenden Teile am *ipv* kämpft. Vielen Dank für die einmalige Zeit am und ums *ipv*.

Christoph Bolsinger (Bolsi), vielen Dank für all den Schabernack, den wir so getrieben haben. Mahlzeit miternand!

Die Altdoktoranden Marcel Berner, Morris Dahlinger, Kai Carstens und Patrick Lill, ihr seid die alten Weisen der *ipv*-Docs. Ohne euch fehlen nicht nur unermessliche Weisheiten, sondern auch die grandiosen W-DIK's und Lauterbäder.

All meinen Mitdoktoranden danke ich für eine spannende Zeit mit vielen hilfreichen wissenschaftlichen Diskussionen, innovativen Experimenten (Ich glaub da riechts verbrannt...), geteilter Freude bei Erfolgen und einer insgesamt einmaligen Atmosphäre unter Kollegen.

Ich danke meiner Familie für ihre Unterstützung während dieser Arbeit und in allen Lebenslagen.

Stephi, ohne deinen Rückhalt und den unvergesslichen Lebensalltag scheitere ich schon an den kleinsten Hürden. Du bist meine Freude und Motivation, vielen Dank für Alles.