

# PV-Lichtbogenkennung: Leistungsüberwachung durch DC Lichtbogen- erkennung bei Photovoltaik- Anlagen auf bewohnten Gebäuden

M. Stöger, T. Krößwang-Ridler,  
L. Bernhofer, J. Landauer,  
T. Kampl, F. Stöger, B. Hofer

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 22/2017

**Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# PV-Lichtbogenkennung: Leistungsüberwachung durch DC Lichtbogenerkennung bei Photovoltaik- Anlagen auf bewohnten Gebäuden

DI Dr. Bernd Hofer  
Fronius International GmbH

Thalheim, Jänner 2017

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des bmvit publiziert und elektronisch über die Plattform [www.HAUSderZukunft.at](http://www.HAUSderZukunft.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

---



# Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung .....	10
Abstract.....	12
1 Einleitung.....	14
1.1 Aufgabenstellung.....	14
1.2 Stand der Technik.....	16
1.3 Verwendete Methoden.....	19
2 Ergebnisse .....	22
2.1 Simulation und Modellierung von Lichtbögen in PV-Anlagen .....	23
2.2 Design Felddaten-Logging Modul .....	37
2.3 Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen .....	38
3 Schlussfolgerungen .....	40
4 Ausblick und Empfehlungen .....	40
5 Verzeichnisse .....	41
5.1 Abbildungsverzeichnis .....	41
5.2 Tabellenverzeichnis .....	41
5.3 Literaturverzeichnis.....	42



# Kurzfassung

## Ausgangssituation/Motivation

In modernen gebäudeintegrierten Photovoltaik Systemen wird die DC-Verkabelung auf möglichst hohem Spannungsniveau und möglichst nahe an den Netzübergabepunkt geführt. Speziell im verbauten urbanen Umfeld kommt es daher zu langen DC-Leitungsführungen in Gebäuden.

Einer der wesentlichen Nachteile von DC-Verkabelung ist, dass an Kontaktübergängen Lichtbögen entstehen können (z.B. bei schlecht befestigten Klemmstellen). Auf Grund der hohen Energie in PV Systemen, kann es in weiterer Folge auch zu großflächigeren Bränden kommen.

Es gibt bereits seit einigen Jahren, getrieben aus dem PV Markt, Bestrebungen, diese Lichtbögen zu detektieren und entsprechend abzuschalten. Die USA stellen sich dabei als Vorreiter dar, und fordern bereits normativ eine Erkennung und Abschaltung von Lichtbögen. Die Erkennung von realen Lichtbögen ist jedoch ungleich komplexer und vor allem vielfältiger und lässt sich nicht mit klassischen Schwellwertdetektoren realisieren.

## Inhalte und Zielsetzungen

Im Rahmen dieses Projekts sollen die Grundlagen für die eindeutige Klassifizierung in serielle und parallele Lichtbögen auch bei geringen Leistungen und unklaren Zündbedingungen geschaffen werden. Aus unserer Sicht ist die dadurch erzielbare Sicherheitserhöhung von PV-Anlagen ein essentieller Schlüssel für deren nachhaltige Einsetzbarkeit im urbanen Bereich.

Ein Ziel ist dabei die Erarbeitung der Grundlagen von Zündbedingungen von real entstandenen Lichtbögen. Der Aufbau und die Gewinnung von Grundlagenwissen zum Thema PV Lichtbögen ermöglicht es uns, Aufbauten und Parameter für die Durchführung von Lichtbogenzündversuchen (sowohl für Serien- als auch für Parallellichtbögen) wie sie real auftreten zu finden.

Ein weiterer Fokus dieses Projekts liegt in der Erforschung und Erprobung von Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen. Hier geht es um die spezifische Identifizierung der Lichtbogen-Signaturen basierend auf Laborbasisdaten und Felddaten.

Die Erfahrung aus den USA zeigt, dass eine der größten Herausforderungen der Lichtbogenerkennung in der Vermeidung von Fehlauflösungen liegt, da diese zu erheblichen wirtschaftlichen Einbußen führen können. Wenn es gelingt durch die hier angedachte Grundlagenforschung diese Fehlauflösungen zu vermeiden, kann die Funktion Lichtbogendetektion, ungeachtet einer eventuellen Normenforderung, ohne Bedenken auch in Europa eingeführt werden, um die Sicherheit der Anlagen zu erhöhen.

## **Methodische Vorgehensweise**

Neben der Recherche der einschlägigen Fachliteratur zur Lichtbogenzündung erfolgte ein Wissens- und Erfahrungstransfer aus dem Bereich Perfect Welding von Fronius. Die Durchführung von Lichtbogen Versuchen in einer Klimakammer im Fronius Umwelttestlabor, ermöglichte es uns Umwelteinflüsse transparent zu machen. Das aufbereitete hochaufgelöste Datenmaterial ist der Schlüssel für die Verifikation der gefundenen Lichtbogensignalmodelle, Simulationen, Echtdateninfrastruktur und Mustererkennungsverfahren.

Für den Aufbau von Infrastruktur zur Ermittlung von Echtdaten griffen wir auf die unternehmenseigenen Design und Fertigungsprozesse zurück. Dies umfasst Schaltungsdesign und Simulation, PCB Layout, Elektronikfertigung und Testing, EMV und Umwelttests.

Für die Erforschung und Erprobung von Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen wurde eine Software Toolchain aufgebaut und verwendet. Diese umfasst das Einlesen und die Verwaltung der Echtdaten, die zentrale Engine (mit Vorverarbeitung, Feature Extraktion und den Klassifikationsalgorithmen), das Auswerten und die Visualisierung der Ergebnisse.

## **Ergebnisse und Schlussfolgerungen**

Für die Entwicklung der Mustererkennungsalgorithmen (Feature Auswahl) ist eine genaue Analyse der im Falle eines auftretenden Lichtbogens zu erwartenden Signalverläufe notwendig. In diesem Projekt wurde mittels Matlab/Simulink ein Modell der PV-Anlage (PV-Module und Eingangsseite des Wechselrichters) erstellt. Hinzu kommt ein unter Verwendung der sogenannten "Ayrton-Formel" einfaches Modell des Lichtbogens.

Sehr vielversprechend sind die Ergebnisse der selbstlernenden Klassifizieralgorithmen, die bei Fronius erstmals zur Lichtbogendetektion verwendet wurden. Hier konnten mehrere Designzyklen für die Erprobung der Mustererkennung durchlaufen werden. Die Trefferquote für die Versuchsdaten mit gezogen Lichtbögen bei geringen Leistungen konnte in den Testdaten von 16% auf 85% erhöht werden, gleichzeitig konnte die Fehlauflösungsrate mit Modulelektronik von 54% auf 2.5% verringert werden. Die Mustererkennung wurde für den Einsatz in den Felddaten Logging Modulen portiert und Feldtests wurden gestartet.

## **Ausblick**

Im Rahmen dieses Projekts wurden die Grundlagen für die eindeutige Klassifizierung in serielle und parallele Lichtbögen auch bei geringen Leistungen und unklaren Zündbedingungen (z.B. vorhergehendem Glimmen der Kontaktstellen, Leistungsschwankungen oder Wiederzündungen) geschaffen. Aus unserer Sicht ist die dadurch erzielbare Sicherheitserhöhung von PV-Anlagen ein essentieller Schlüssel für deren nachhaltige Einsetzbarkeit im urbanen Bereich und sollte weiter vorangetrieben werden.

# **Abstract**

## **Starting point/Motivation**

Photovoltaic systems installed on buildings nowadays are designed to maintain high levels of DC-voltage. In addition to that the necessary inverter is usually installed closely to the „point of common coupling” (PCC). As a result the DC wirings in urban PV systems are getting more and more complex.

One of the drawbacks of DC wiring is that electrical arcing can occur at connectors and other kinds of contact wiring. Caused by the high energy maintained by the PV generator severe fire hazards can result from such arcs.

Based on this, development requirements have been established by regulation authorities in the USA. They require a mean to detect and interrupt occurring arcs defined under very narrow conditions of ignition.

The detection of more realistic arcs is a task that is far more challenging to achieve since the variety of conditions of ignition is huge. Therefore conventional threshold detection algorithms are insufficient for a reliable detection.

## **Contents and Objectives**

One Goal of this project is to research fundamentals of electrical arcing with PV sources in order to find classification methods including low energy arcs and unclear conditions of ignition in a serial and parallel arcing situation. From our point of view the increased fire safety as an outcome of this project is one of the key requirements necessary for the sustainable and save implementation of photovoltaic in urban communities.

The approach to reach our goal is to gain the knowledge to find the key relevant factors for detection of realistic arcs by establishing test setups and parameters. Finally the main goal is to find pattern recognition methods based on laboratory- and field-evaluated data.

Our experience from the USA shows that the main challenge is to detect a big variety of possibly occurring arcs and keeping the number of false positives as low as possible at the same time. The basic research we are conducting enables us to avoid false positives and increase fire safety in PV systems in Europe, regardless normative requirements which may arise.

## **Methods**

In addition to literature search on arc ignition, a knowledge transfer from Fronius branch Perfect Welding was performed. Several environmental stress tests were conducted. The validated high resolution data material is key to verification of arc models, simulation, field data test infrastructure and pattern recognition methods.

Construction and implementation of field data test infrastructure employed available design and production processes, i.e., circuit design and simulation, PCB layout, electronic production and testing as well as EMC and environmental tests.

A software toolchain was implemented for research behaviour of different pattern recognition algorithms on the detection of arcs. The resulting toolset included data management, central machine learning engine (consisting of pre-processing, feature extraction and classification training and testing), analysis and visualization of results.

## **Results**

In order to extract meaningful features an analysis of arc signals was performed. A Matlab/Simulink model of a PV system and inverter was implemented. The Ayrton arc model was incorporated into the simulation.

Machine learning based classifiers allowed to increase the detection hit rate on drawn arcs with weak energy from 16% to 85%. At the same time false positive rate with module electronic could be reduced from 54% to 2.5%. The resulting classifiers have been included in field data logging modules and field tests have been started.

## **Prospects / Suggestions for future research**

Within this project the foundations for classification of arcs at weak energies or resulting from unclear ignition events (e.g. contact glowing, power fluctuations or re-ignition) have been investigated. From our perspective the resulting safety increase of PV plants is key to a sustainable usage within urban areas and should be pushed further.

# 1 Einleitung

## 1.1 Aufgabenstellung

In Photovoltaikanlagen erfolgt die Erzeugung der elektrischen Energie in Form von Gleichstrom (DC). Diese wird erst am Wechselrichter in Wechselstrom (AC) umgewandelt. Speziell in den letzten Jahren war hierbei ein Trend zu immer höheren DC-Spannungsniveaus bis zu 1000V und zum Teil darüber hinaus zu erkennen. Dieser Trend ist nachvollziehbar, da die Verluste in den Leitungen quadratisch zur Spannung abnehmen.

In modernen PV Systeme wird daher die DC-Verkabelung sowohl in großflächigen Freifeldsystemen als auch in gebäudeintegrierten Systemen auf möglichst hohem Spannungsniveau und möglichst nahe an den Netzübergabepunkt geführt.

Speziell im verbauten urbanen Umfeld kommt es daher zu langen DC-Leitungsführungen in Gebäuden. Zum Teil werden diese auch parallel mit anderen Medien bzw. Spannungspotentialen (Netzspannung) geführt.

Einer der wesentlichen Nachteile von DC-Verkabelung ist, dass an Kontaktübergängen, welche nicht direkt verbunden sind (z.B.: Schlecht befestigte Klemmstellen), Lichtbögen entstehen. Diese wiederum führen zum Abbrand der Kontaktstellen. Auf Grund der hohen Energie in PV Systemen, kann es in weiterer Folge auch zu großflächigeren Bränden kommen (Schlumberger, 2006) (Vaaßen, 2007) (Ji, 2009) (Brooks, 2011). (Siehe Abbildung 1)



Abbildung 1: Beispiele zu real auftretenden Lichtbögen (links: Aufschmelzen einer schadhafte Kontaktstelle direkt im PV Modul, mitte und rechts: Brand am Stranganschlußkasten) (Vaaßen, 2007)

Bisher wurde die Erkennung von DC-Lichtbögen, wie sie in PV-Anlagen auf bewohnten Gebäuden auftreten können, durch normative Anforderungen aus den USA bestimmt. Normativ gefordert ist die Erkennung von Lichtbögen momentan nur unter eng definierten Zündbedingungen. In der Praxis gibt es eine Vielzahl von möglichen unterschiedlich ausgeprägten Lichtbogenzündungen, die damit nicht abgedeckt werden. Diese werden im Rahmen dieses Projektes grundlegend untersucht, um aus den gewonnenen Erkenntnissen neue Verfahren zur Lichtbogenerkennung ableiten zu können.

Ein Ziel ist dabei die Erarbeitung der Grundlagen von Zündbedingungen von real entstandenen Lichtbögen. Der Aufbau und die Gewinnung von Grundlagenwissen zum Thema PV Lichtbögen ermöglicht es uns, Aufbauten und Parameter für die Durchführung von Lichtbogenzündversuchen (sowohl für Serien- als auch für Parallellichtbögen) wie sie real auftreten zu finden. Die theoretische Modellierung der Strom- und Spannungssignale vor, während und nach der Lichtbogenzündung bildet die Basis zur Simulation und Visualisierung der beteiligten Parameter.

Ein weiteres Ziel ist es, Basisdaten von PV-Lichtbögen im Labor zu erfassen. Dafür werden Versuchsaufbauten, die es ermöglichen, unterschiedliche Zündkonfigurationen durchzutesten, erstellt. Die Durchführung einzelner Versuche in einer Klimakammer im unternehmenseigenen Umwelttestlabor, ermöglicht es uns Umwelteinflüsse transparent zu machen. Das aufbereitete hochaufgelöste Datenmaterial ist der Schlüssel für die Verifikation der gefundenen Lichtbogensignalmodelle, Simulationen, Echtdateninfrastruktur und Mustererkennungsverfahren.

Um Echtdaten zu ermitteln wird eine entsprechend Infrastruktur aufgebaut. Die aus den Basisdaten gefundenen Eckparameter (Zeit-, Frequenz- und Dynamikbereiche der zu erfassenden Strom und Spannungssignale) erlauben das zielgerichtete Design des Analog Frontend sowie der digitalen Engine für die dezentrale Erfassung von Versuchsdaten im Feld. Ziel hier ist neben dem Aufbau das Testen der Infrastruktur.

Der Fokus dieses Projekts liegt in der Erforschung und Erprobung von Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen. *Hier geht es um die spezifische Identifizierung der Lichtbogen-Signaturen basierend auf Laborbasisdaten und Felddaten.* Ein Ziel dabei ist die Erstellung des dafür nötigen PC basierten Softwareframeworks. Die Verifikation und Qualifizierung der getesteten Verfahren auf high-level Ebene erreicht eine klare Aussage über Sensitivität und Spezifität der unterschiedlichen Verfahren. In Bezug auf die bisher implementierten Schwellwertdetektoren erhalten wir wertvolle Informationen hinsichtlich Falsch-Positivrate und Detektionswahrscheinlichkeit erstmals im Bereich realer PV Lichtbögen bei niedrigen Strömen. Eine allgemeine Darstellung der Lichtbogensignatur am PV Strom ist in Abbildung 2 zu sehen. Dabei erfolgen beim Zünden ein charakteristischer Stromsprung und Einriss mit anschließendem Einschwingverhalten gefolgt von stochastischen, hochfrequenten Stromänderungen.

Umfassende Feldtests in unseren Testanlagen dienen zur Evaluierung der gewonnenen neuen Erkenntnisse. Wichtig ist uns dabei auch ein ausreichend langer Erfassungszeitraum um die jahreszeitlichen und witterungsbedingten Schwankungen in der Datenbasis abbilden zu können. Die ausgewertete Echtdatenbasis als Ergebnis dieses Projekts kann später für die Entwicklung weiterführender Implementierungen in eingebetteten Systemen und die Umsetzung in einer neuen Lichtbogen Schutzschalter Generation herangezogen werden.



Abbildung 2: Lichtbogensignatur am PV Strom; 1.) Stromsprung, 2.) Einriss, 3.) Einschwingen, 4.) Hochfrequentes Rauschen.

## 1.2 Stand der Technik

Es gibt bereits seit einigen Jahren, getrieben aus dem PV Markt, Bestrebungen, Lichtbögen zu detektieren und entsprechend abzuschalten (Haeberlin, 2010). Die USA stellen sich dabei als Vorreiter dar, und fordern bereits normativ eine Erkennung und Abschaltung von Lichtbögen zumindest in der seriellen Verkabelung (UL1699B, 2011) (NEC, 2011).

Neben Fronius bieten auch andere Hersteller dazu bereits Lösungen an. Zu erwähnen sind zum Beispiel E-T-A (Strobl & Meckler, 2010), Texas Instruments (Boico, 2011) oder Eaton (Luebke, Pier, Pahl, & Breig, 2011).

Dabei wird mittels Signalanalyse auf den DC-Leitungen das Auftreten eines Lichtbogens in der seriellen DC-Verkabelung erkannt und der Wechselrichter entsprechend abgeschaltet. Auf Grund der Komplexität der Materie, sind die verfügbaren Systeme im Wesentlichen dafür geeignet den normativ vorgeschriebenen Testaufbau zu bestehen. Die Erkennung von realen Lichtbögen ist jedoch ungleich komplexer und vor allem vielfältiger, und lässt sich nicht mit klassischen Schwellwertdetektoren realisieren. Neben der Vielzahl an unterschiedlichen Ausprägungen von Lichtbögen ist auch die Gesamtverkabelung des PV-Generators (Serien- und Parallelschaltung von Modulen sowie die verwendeten Modultechnologien) bei der Analyse zu berücksichtigen (Johnson, et al., 2011).

In realen Systemen ist des Weiteren die Unterscheidung zwischen realen Lichtbögen und eingekoppelten Störeinflüssen auf die jeweiligen Leitungen notwendig (Johnson, et al.,

2011). Obwohl die richtige Erkennung von Lichtbögen sicherheitstechnisch die weitaus größere Relevanz hat, kann auch durch das fälschliche Melden von vermeintlichen Lichtbögen ein erheblicher finanzieller Schaden verursacht werden (Stillstand der Anlage, zeitintensive Fehlersuche in der Verkabelung) (Johnson, Oberhauser, Montoya, Fresquez, Gonzalez, & Patel, 2012).

Ein weiterer Aspekt in der Erkennung von Lichtbögen ist die Erkennung und vor allem die Unterscheidung von seriellen und parallelen Lichtbögen (Johnson, et al., 2012) (Abbildung 3)

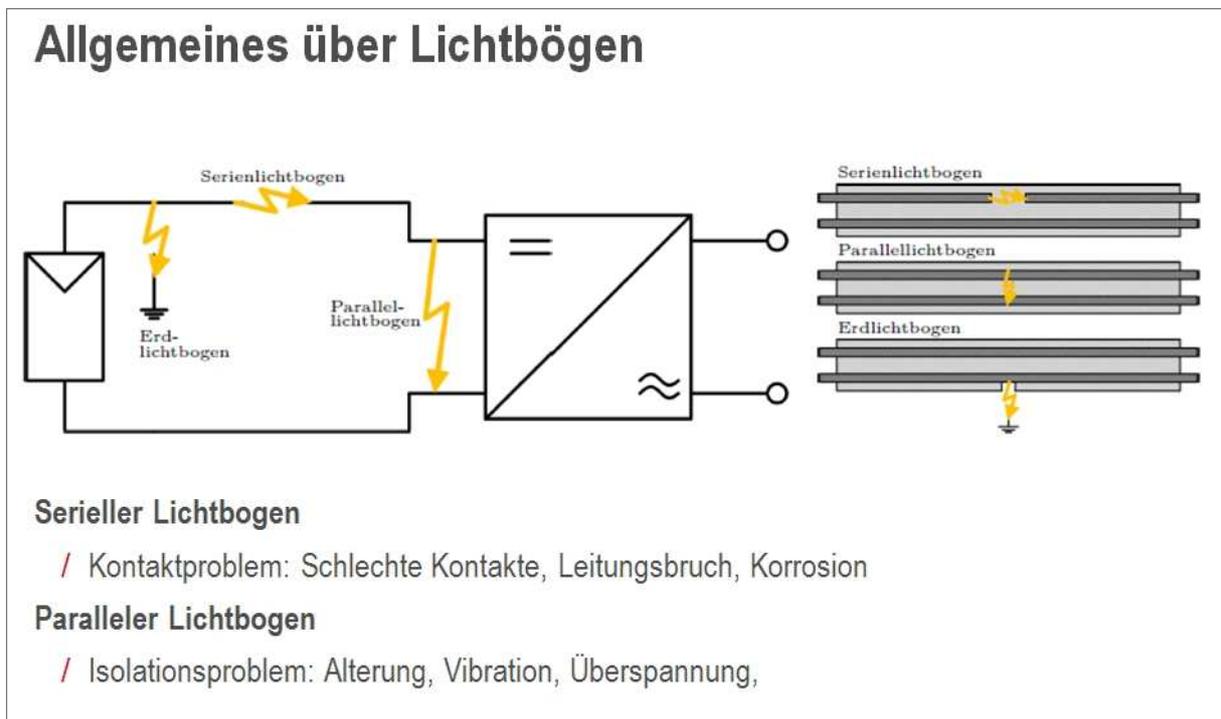


Abbildung 3: Schematische Darstellung von Lichtbögen in der Photovoltaik

Die Problematik dabei ist, dass das Löschen des Lichtbogens bei den beiden Varianten grundlegend anders erfolgen muss. Bei seriellen Lichtbögen ist der Stromfluss zu unterbrechen. Parallele Lichtbögen können hingegen nur durch Kurzschließen des Generators gelöscht werden. Wird die falsche Reaktion gesetzt, kommt es demnach sogar zu einer Verstärkung des Lichtbogens.

Bisher wurde die Erkennung von DC-Lichtbögen wie sie in PV-Anlagen auftreten können durch normative Anforderungen aus den USA bestimmt. Normativ gefordert ist die Erkennung von Lichtbögen momentan nur ab 300W Brennstärke und unter klar definierten Zündbedingungen (Elektrodenabstand, Form & Durchmesser, vorgeschriebenes Isolationsmaterial und Zündhilfe mittels Stahlwolle) wie sie praktisch nicht vorkommen.

Weltweit herrscht zwar Konsens über die Notwendigkeit von Vorschriften bezüglich DC-Lichtbögen in PV Anlagen, die entsprechenden Grundlagen dafür sind allerdings noch nicht gesichert. Insbesondere treten die entsprechenden Lichtbögen aufgrund der hohen Spannungen auch bei kleineren Strömen weit unter 20 Ampere auf. Wie bei AC Lichtbögen (Muller, Tenbohlen, Maier, & Anheuser, 2010), müssen im Bereich weniger Ampere erst passende Signalmodelle gefunden werden.

Ein Grund dafür ist die Vielfältigkeit der Systemeigenschaften (Einstrahlungs- und Temperaturabhängige PV-Generatorkennlinie, zeitlich variabler Arbeitspunkt, Wechselrichtereigenschaften; dargestellt in Abbildung 4). Der sich nicht erlöschende Lichtbogen, hervorgerufen durch alterungsbedingt sich langsam lösende Kontaktstellen (z.B. im Modul oder Modulanschlussbereich), stellt dabei das schlimmst-anzunehmende Szenario im System dar. Ein derartiger Unfall wird durch die zu entwickelnden intelligenten Sicherheitstechnologien zukünftig beherrschbar.

Die Herausforderung hier ist die Detektion dieses Systemzustands in akzeptabler Zeit. In weiterer Folge können zukünftig weitere Schritte wie Modul-Freischaltung, Kurzschluss oder Wechselrichterabschaltung gesetzt werden. Auf lange Sicht wäre dann auch eine Vorhersage, bzw. Aussage über die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Lichtbogens im individuellem PV System denkbar.

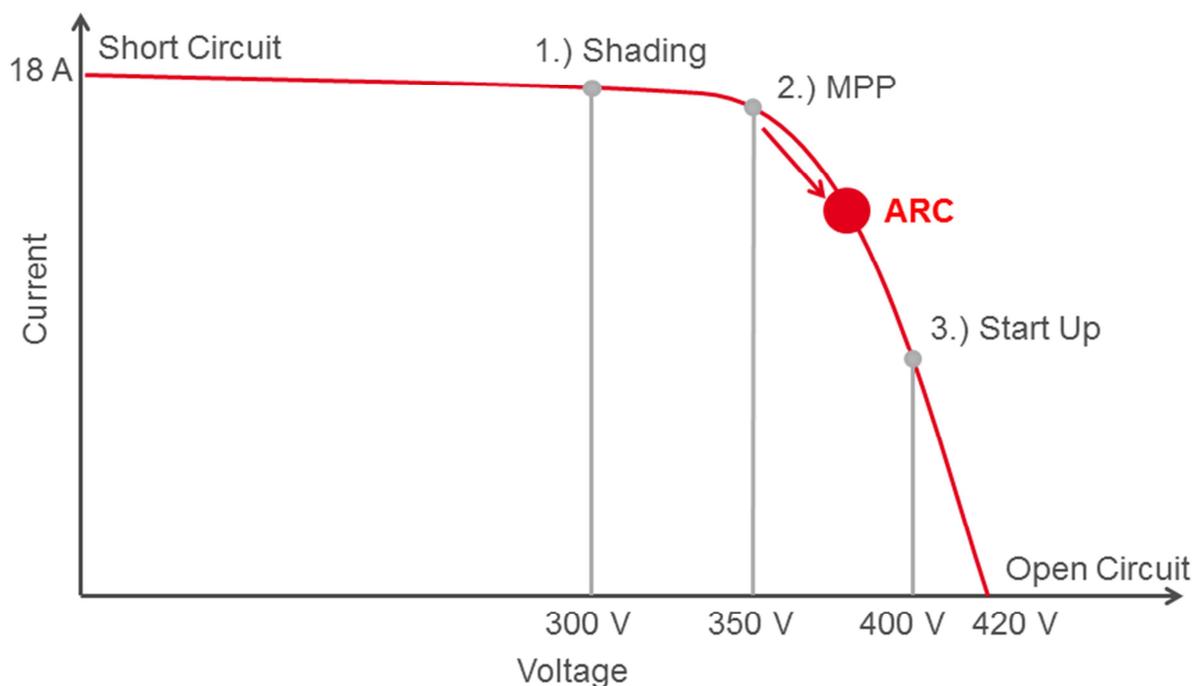


Abbildung 4: Typische PV Kennlinie mit Arbeitspunkten; 1.) Abschattung, 2.) Maximum Power Point, 3.) Hochfahren des Wechselrichters. Im Normalbetrieb stellt sich der MPP Arbeitspunkt ein, durch das Zünden eines Lichtbogens erfolgt ein rapider Sprung zu einem neuen (instabilen) Arbeitspunkt in Richtung Leerlauf (ARC).

## 1.3 Verwendete Methoden

Ausgehend von dem Stand der Technik wird das Betrachtungsfeld der Zündbedingungen auf die gesamte Bandbreite der möglichen PV-Lichtbögen ausgeweitet. Insbesondere die spezielle Charakteristik von PV-Anlagen gegenüber anderen Anwendungsfeldern (Luftfahrt, Automotive, Batterietechnik,...) und die einwirkenden Umwelteinflüsse macht die Unterscheidung zwischen Lichtbogen und Normalbetrieb herausfordernd.

Dabei werden Variablen wie Leitungslängen, Anlagengröße, Modultechnologien, Kontaktwerkstoffe und -arten, AC-Netzurückwirkungen auf die DC-Seite und EM-Einkopplungen (Johnson, et al., 2011) über das PV-Feld betrachtet. Das Zusammenspiel dieser, bei jeder Anlage unterschiedlichen Variablen, werden in diesem Projekt gebündelt erforscht.

Wir gehen davon aus, dass von den Ergebnissen dieses Projektes ein Technologiesprung in der PV-Lichtbogenerkennung möglich wird. Dabei geht es klar darum, von den heutigen Schwellwertdetektoren ausgehend, den Sprung zu einem fortschrittlichen Mustererkennungsverfahren zu schaffen und die dafür notwendigen Grundlagen zu erarbeiten.

Zur Erreichung der Projektziele wurden:

1. Auf Basis der Erfahrungen mit Lichtbögen von Fronius unterschiedliche Experimente zu real auftretenden seriellen und parallelen Lichtbögen durchgeführt. Die dabei gewonnenen Signale wurden zur weiteren Analyse durch die Projektpartner in einer Datenbank gesammelt.
2. Die Lichtbogensignale durch Anwendung verschiedener Signaldarstellungsmethoden (Zeit- Frequenz Analyse, Waveletanalyse, Splines) analysiert und nach praktikablen statistischen Signalmodellen (Autoregressive Moving Average, Monte-Carlo Markov Chains, Gaussian Mixtures, ...) gesucht um daraus Features für die Lichtbogensignaturkennung abzuleiten.
3. Detektions- und Klassifikationsalgorithmen entwickelt, welche sowohl optimal sind, im Sinne des theoretisch Machbaren als auch ressourcenschonend realisierbar sind (Zusammenarbeit mit Sällberg Technologies ).
4. Die praktische Umsetzbarkeit dieser Mustererkennungsverfahren mit Feldversuchen in Fronius Testanlagen unter unterschiedlichsten Bedingungen (verschiedene Wechselrichter, unterschiedliche Modultypen und Anlagenkonfigurationen) demonstriert.

Zur Erarbeitung der Grundlagen von Zündbedingungen von real entstandenen Lichtbögen griffen wir einerseits auf die vorhandenen Wissensbasis im Unternehmen (insbesondere im Bereich Perfect Welding – Fronius Schweißtechnik) zurück, andererseits floss der aktuelle Stand der Wissenschaft durch Diskussionen und Teilnahme an Konferenzen (zum Beispiel „Dimensions 2015“ welche ebenfalls den Fokus Mustererkennung hatte und so thematisch

gut zu unserem Projekt passte: <http://www.sallberg.at/?lId=de&company&cmpnews#newsid25> (abgerufen am 24.1.2017)) ein. Begleitend wie bei jedem Forschungsprojekt wurde die fortschreitende systematische Recherche zum Thema DC Lichtbögen in Beziehung zur konkreten Fragestellung der Zündung von PV Lichtbögen in die projektbezogene Publikationsbasis eingepflegt und entsprechend ausgewertet. Die theoretische Modellbildung führt bestehende Modelle von PV Systemen und Kontaktphysik zusammen. Multiphysics Simulationen unterstützen das Verständnis der Einflussfaktoren bei der PV Lichtbogenzündung und wurden durch Vergleich mit den Echtdateen verifiziert. Hochgeschwindigkeitsaufnahmen wurden zur Identifikation und Bewertung von Einflussfaktoren angewendet.

Für den Aufbau von Infrastruktur zur Ermittlung von Echtdateen griffen wir auf die unternehmenseigenen Design und Fertigungsprozesse zurück. Dies umfasst Schaltungsdesign und Simulation, PCB Layout, Elektronikfertigung und Testing, EMV und Umwelttests. Ein Blockdiagramm der Module zur Echtdateenerfassung ist in Abbildung 5 zu sehen und umfasst den analogen Eingangsteil mit Stromsensoranbindung und Spannungsmessung, AD-Wandlung und Mikrocontroller mit Triggersoftware sowie den Kurz- und Langzeit Datenspeicher.

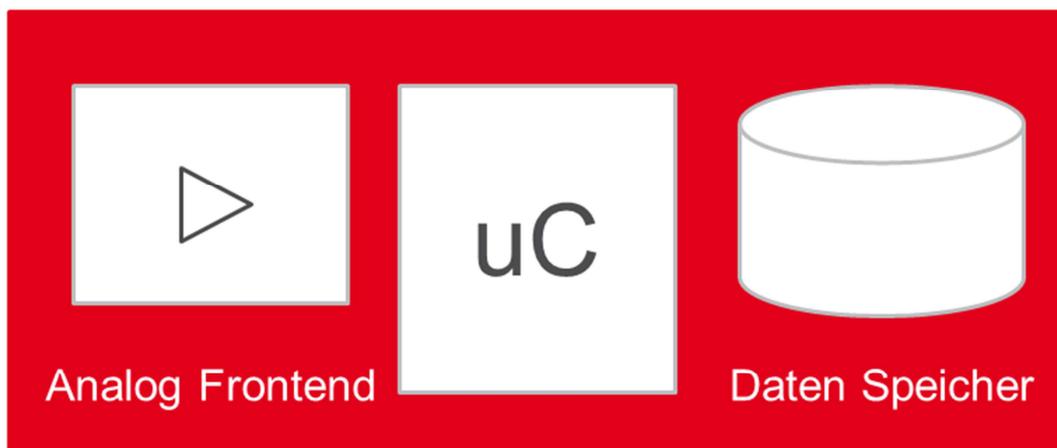


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Felddaten Logging Module.

Bei der Basisdatenerfassung von PV-Lichtbögen im Labor wurden ein Dewetron Datenlogger mit 16 Bit Auflösung und Samplingraten  $> 1\text{MS/s}$  einzusetzen. Für den Aufbau der Versuche stehen Fertigungstechnikwerkstätten zur Verfügung. Die Versuchsaufbauten wurden sicherheitstechnisch überprüft. Entsprechende Sicherheitsmaßnahmen wurden eingebaut (Berührungsschutz, Reduktion der Traktionsgeschwindigkeit zur Verringerung der Quetschgefahr, Notabschalteinrichtung, Isolationsprüfung und Spannungsfreischaltung).

Für die Erforschung und Erprobung von Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen wurde eine Software Toolchain aufgebaut und verwendet. Diese umfasst das Einlesen und die Verwaltung der Echtdateen, die zentrale Engine (mit Vorverarbeitung, Feature Extraktion und den Klassifikationsalgorithmen), das Auswerten und die

Visualisierung der Ergebnisse. Der Design Zyklus dazu ist in Abbildung 6 dargestellt und entsprechende Beschreibungen finden sich beispielsweise in (Richard Duda, 2001) und (Breiman, 2001) mit Anwendungen in (Robert Zawadzki, 2007) (Vedran Kajić, 2010) (Bhavna Antony, 2013).

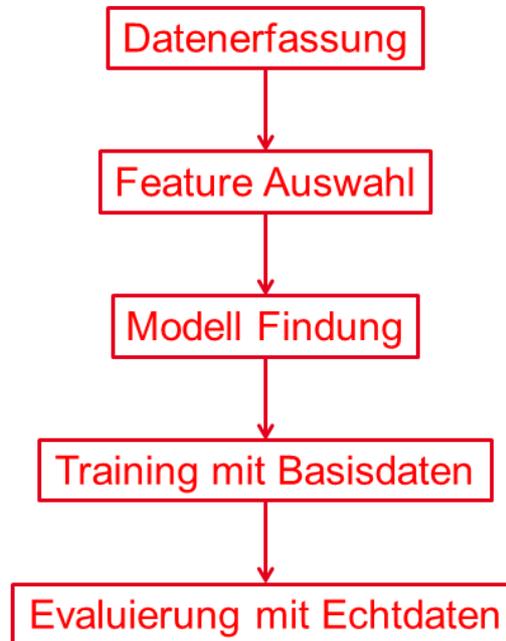


Abbildung 6: Design Zyklus zur Lichtbogensignaturkennung.

Die Qualität des Datenmaterials ist ein entscheidender Faktor sowohl für die Verifikation und Erweiterung der theoretischen Grundlagen der Lichtbogensignale wie für die Erforschung und Evaluierung der Mustererkennungsverfahren zur Klassifizierung der realen Lichtbogenereignisse. Feldtests wurden in unterschiedlich konfigurierten Testanlagen an verschiedenen Standorten durchgeführt. Das gesammelte Datenmaterial diente zur Evaluierung der gewonnenen neuen Erkenntnisse

## 2 Ergebnisse

Ein Ziel war die Erarbeitung der Grundlagen von Zündbedingungen von real entstandenen Lichtbögen. Der Aufbau und die Gewinnung von Grundlagenwissen zum Thema PV Lichtbögen ermöglichte es uns, Aufbauten und Parameter für die Durchführung von Lichtbogenzündversuchen (sowohl für Serien- als auch für Parallellichtbögen) wie sie real auftreten zu finden. Dabei wurden auch etliche Zündversuche durchgeführt und ein neuartiger teilautomatisierter Lichtbogengenerator erstellt. Mit dem neuen Lichtbogengenerator (Abb. 7) kann eine Vielzahl von unterschiedlichen Parametern für die Zündung eingestellt werden (Geschwindigkeit, Beschleunigung, Weg, Anpressdruck, Brenndauer). Weiterhin können unterschiedliche Elektrodenkonfigurationen damit getestet werden.

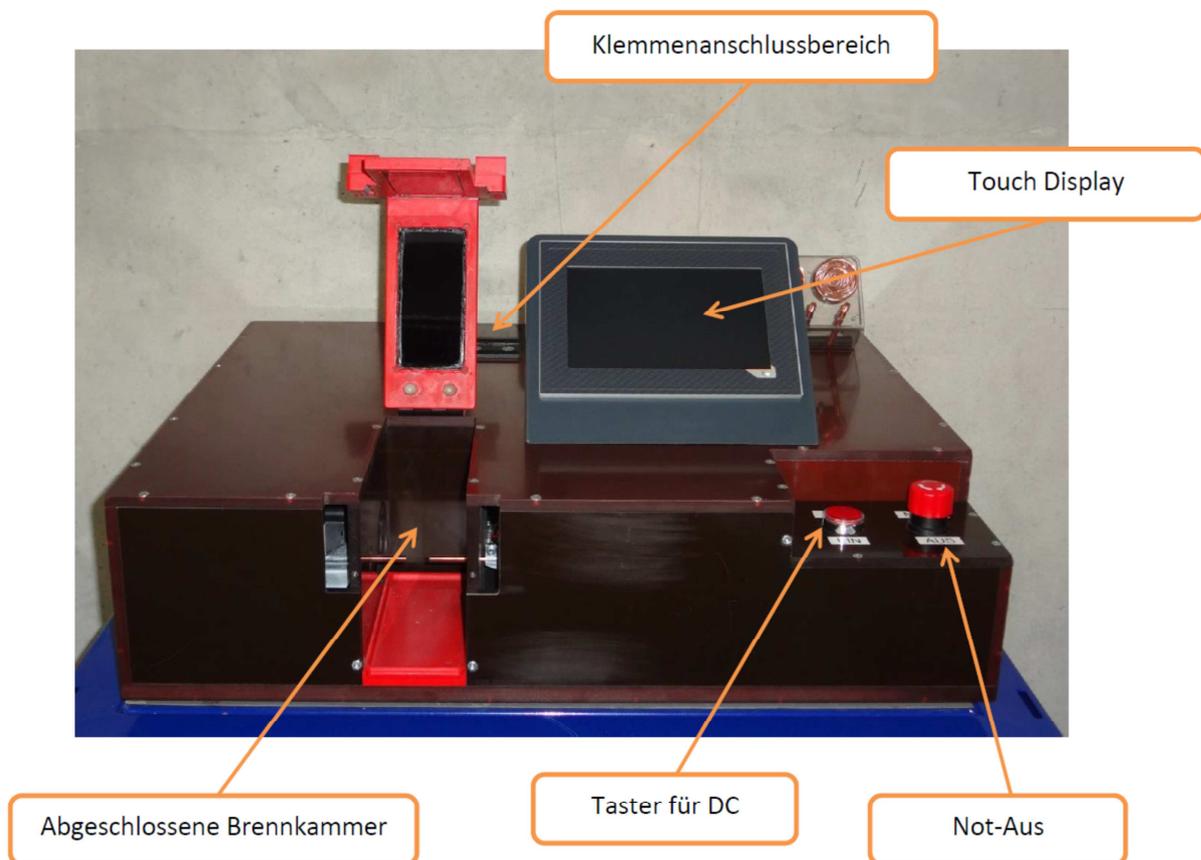


Abbildung 7: Lichtbogen Generator.

## 2.1 Simulation und Modellierung von Lichtbögen in PV-Anlagen

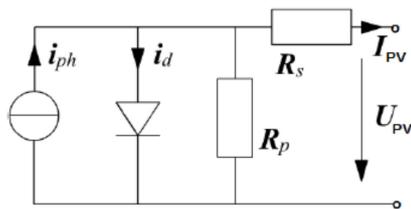
Für die Entwicklung der Mustererkennungsalgorithmen (Feature Auswahl) ist eine genaue Analyse der im Falle eines auftretenden Lichtbogens zu erwartenden Signalverläufe notwendig. In diesem Projekt wurde mittels Matlab/Simulink ein Modell der PV-Anlage (PV-Module und Eingangsseite des Wechselrichters) erstellt. Hinzu kommt ein unter Verwendung der sogenannten "Ayrton-Formel" einfaches Modell des Lichtbogens.

Für die Simulation wurde das Eindiodenmodell der Solarzelle implementiert (Abb. 8a). Für dieses Modell lautet der formelmäßige Zusammenhang zwischen der Modulspannung  $U_{PV}$

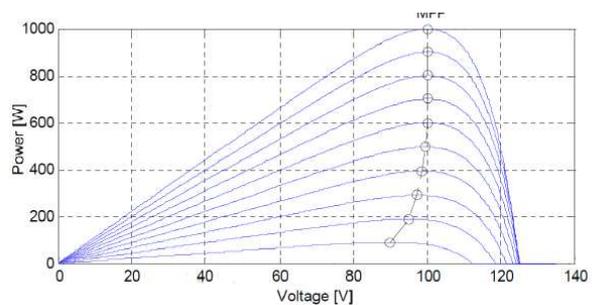
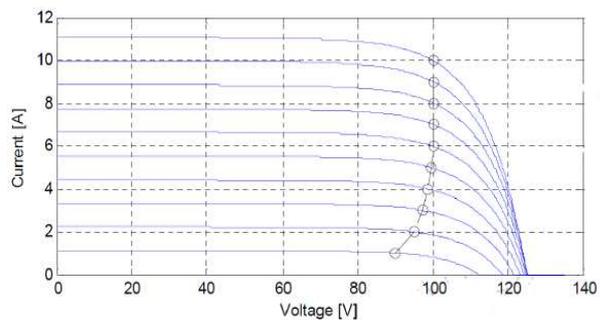
$$I_{PV} = I_{SC} - I_0 \cdot \left( e^{\frac{U_{PV}}{U_{OC} \cdot C_{AQ}}} - 1 \right) \quad (1)$$

und dem Modulstrom  $I_{PV}$ :

a) *Eindiodenmodell einer Solarzelle*



Symbol	physikalische Größe
$I_{PV}$	Modulstrom
$I_{SC}$	Kurzschlussstrom
$I_0$	Diodensättigungsstrom
$U_{PV}$	Modulspannung
$C_{AQ}$	Formfaktorkonstante



b)

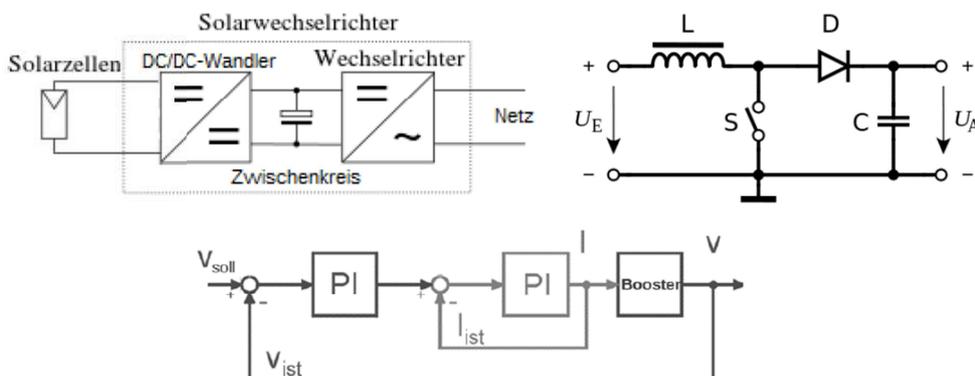


Abbildung 8: a) Eindiodenmodell einer Solarzelle und damit bestimmte Kennlinien des PV-Modells. b) Blockschaltbild eines Solarwechselrichters, Boosterschaltung und Kaskadenregelung des Boosters.

Abb. 8a zeigt auch die Kennlinien für verschiedene Einstrahlungen, die man unter Verwendung des Eindiodenmodells erhält. Dieses relativ einfache Modell ist für diese Simulation völlig ausreichend. Das dynamische Verhalten wurde in der Simulation mittels parasitärer Kapazitäten und Induktivitäten nachgebildet. Eine genauere Erläuterung des Modells und weitere Formeln zur Berechnung der Konstanten findet sich in (CENELEC, 2010).

Der Solarwechselrichter wandelt die von den PV-Modulen kommende Gleichspannung in eine an die Netzspannung angepasste Wechselspannung um. Da in der Simulation nur Lichtbögen auf der Gleichspannungsseite betrachtet werden, muss auch nur das eingangsseitige Verhalten des Wechselrichters nachgebildet werden. Eingangs- und Ausgangsstufe sind durch die hohe Zwischenkreiskapazität praktisch entkoppelt. Je nach Höhe der Eingangsspannung ist der in Abb. 8b zu sehende DC/DC-Wandler aktiv oder inaktiv, da im Zwischenkreis eine gewisse Mindestspannung zum Einspeisen ins Netz benötigt wird. Aktuell ist in der Simulation der Wechselrichter mit aktivem DC/DC-Wandler implementiert. Bei allen Vergleichs-Messungen an der realen Anlage, die während der Erstellung der Simulation an der realen Anlage durchgeführt wurden, war der DC/DC-Wandler aktiviert. Bei der Topologie des DC/DC-Wandlers handelt es sich um einen Booster(Hochsetzsteller).

Die in Abb.8b zu sehende Schaltung wurde in die Simulation eingebaut und wie bei den echten Geräten mit 20kHz getaktet. Die Spannung UA wird durch Belastung auf einem konstanten Wert von ca. 600V gehalten. Dies entspricht in etwa der Zwischenkreisspannung, die bei den realen Geräten im Boosterbetrieb verwendet wird. Eine weitere Aufgabe des Boosters besteht darin die PV-Module derart zu belasten, sodass die maximale Leistung erreicht wird (MPP, Abb.8a). In der Simulation wurde kein Suchalgorithmus der den MPP-Punkt ermittelt hinterlegt, sondern der Wert direkt vorgegeben, da dieser Punkt vom Solarzellenmodell ausgegeben wird. Die Regelung übernimmt ein PI-Kaskadenregler wie in Abb.8b zu sehen. Die Dynamik der im realen Gerät vorhandenen Messschaltungen und Filter wurde mithilfe von PT1-Gliedern in der Simulation nachgebildet. Die Abtastung der Signale wurde durch Sample & Hold-Bausteinen simuliert.

Der statische Zusammenhang zwischen Strom und Spannung wird in der Simulation des Lichtbogenverhaltens mithilfe der Ayrtton-Formel berechnet:

$$U_{ARC} = a + bl + \frac{c + dl}{I_{ARC}} \quad (2)$$

Hier ist  $U_{ARC}$  die Lichtbogenspannung,  $l$  die Lichtbogenlänge und  $I_{ARC}$  der Lichtbogenstrom. Die Konstanten  $a, b, c, d$  hängen (hauptsächlich) vom Elektrodenmaterial, vom umgebenden Gas und dessen Druck ab (Rieder, 1967). Der hochfrequente Anteil des Stromsignals, der während des Arcs auftritt wurde mithilfe einer  $1/f$ -Rauschquelle in Simulink nachgebildet.

In Abb.9 ist die Schaltung zur Messung des Zusammenhangs zwischen  $U_{ARC}$  und  $I_{ARC}$  zu sehen. Mithilfe dieser Messung können die Parameter  $a, b, c$  und  $d$  aus (2) ermittelt werden.

Hierzu wurde zunächst mithilfe der Delta-Netzteile über den Lastwiderstand R ein Strom zwischen 3A und 20A eingestellt. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Widerstand so gewählt wird, dass die Spannung  $> 150V$  beträgt, um ein sauberes Zünden des Lichtbogens zu gewährleisten. Mithilfe des Arc-Generators wird nun der Stromkreis geöffnet, indem zwei Elektroden (Ring & Ball, siehe Abb. 7) mit einer Geschwindigkeit von 30mm/s auseinandergefahren werden und dann bei einem bestimmten Abstand  $l$  zwischen 1mm und 4mm für ca. 2s stehen bleiben. Während des Öffnens des Stromkreises bildet sich ein Lichtbogen zwischen den beiden Elektroden aus. Nach Ablauf der 2s überbrückt ein Relais die Elektroden und der Stromkreis befindet sich wieder im Vorzustand. Die Signalverläufe von UARC, IARC und des Spannungsabfalls am Widerstand wurden mithilfe eines Oszilloskops (Tektronix MSO 4034B) aufgenommen. Abb.10 zeigt die typischen Verläufe der Signale die bei der Messung aufgenommen wurden. Aus diesen Oszillogrammen wurde UARC und IARC im statischen Bereich ermittelt und in Tabelle 1 zusammengefasst.

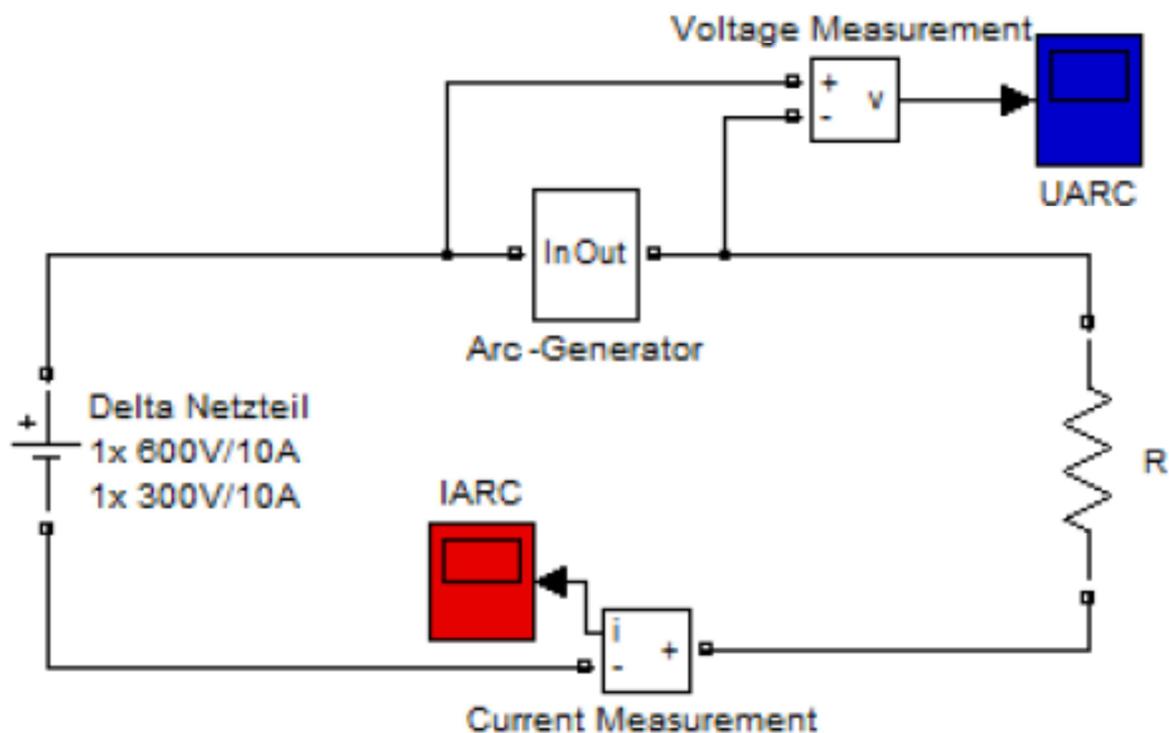


Abbildung 9: Schaltung für Arc-Messungen.

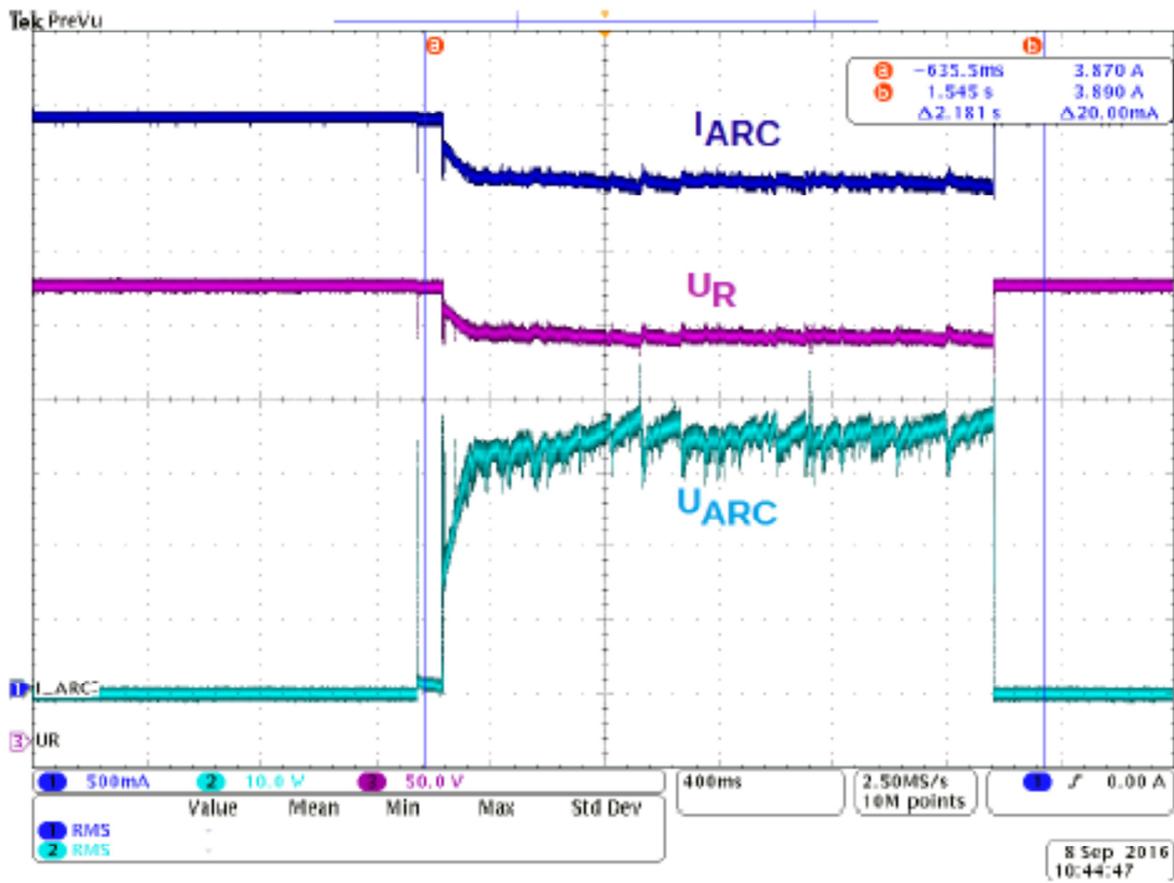


Abbildung 10: Oszillogramm zur Messung Abb.9, Nnetzteil = 310 V, R = 80 Ohm, l = 1.5 mm.

Tabelle 1: Messwerte zur Messung Abb.9:

Lichtbogenlänge l/[mm]	$U_{ARC}$ /[V]	$I_{ARC}$ /[A]
0,5	23	3,6
0,5	21	5,8
0,5	21	8,6
0,5	21	13,8
0,5	21	18,5
1,0	28	3,6
1,0	26,5	5,7
1,0	25	8,5
1,0	23,5	13,6
1,0	22,5	18,3
1,5	33	3,5
1,5	30	5,7
1,5	27	8,5
1,5	25	13,5
1,5	25	18
2,0	38	3,45
2,0	32,5	5,7
2,0	30	8,45
2,0	27	13,2
2,0	27	18
2,5	42	3,35
2,5	36	5,5
2,5	32	8,4
2,5	30	13,2
2,5	28,5	17,5
3,0	45	3,35
3,0	39	5,6
3,0	35	8,3
3,0	32	13
3,0	30	17,5
3,5	49	3,3
3,5	42	5,5
3,5	37	8,3
3,5	34	12,9
3,5	32	17,5
4,0	54	3,25
4,0	44	5,5
4,0	40	8,3
4,0	35,5	12,8
4,0	33,5	17,5
—	$\pm 0,5V$	$\pm 0,2A$

In Abb 11 sind die Diagramme zu den Messwerten zu sehen. In den beiden oberen Diagrammen ist die Leistung  $P_{ARC} = U_{ARC} I_{ARC}$  aufgetragen über  $I_{ARC}$  bzw. über die Lichtbogenlänge  $l$  zu sehen. Dabei fällt der lineare Zusammenhang zwischen  $P$ ,  $I$  und  $l$  auf. Der lineare Zusammenhang zwischen  $P$  und  $l$  ist leicht nachzuvollziehen, da die Anzahl der Stöße der Leitungselektronen mit den Atomrümpfen im Plasma linear mit der Lichtbogenlänge zunimmt. Der lineare Zusammenhang zwischen  $P$  und  $I$  lässt sich vermutlich durch die Art der Erzeugung von Ladungsträgern im Fall eines Lichtbogens erklären. Hierbei ist die Verlustleistung und die Hitzeentwicklung an den Elektroden derart hoch, dass der größte Teil der Leitungselektroden durch Glühemission in den Lichtbogen eingebracht werden (Rieder, 1967). Folglich nimmt die Leitfähigkeit des Lichtbogens mit steigendem Strom zu und es ergibt sich ein linearer Zusammenhang zwischen  $P$  und  $I$ . Allgemein kann man somit folgenden Zusammenhang zwischen  $P$ ,  $I$  und  $l$  ansetzen:

$$P_{ARC} = a \cdot I_{Arc} + b \cdot I_{ARC} \cdot l + c \cdot + d \cdot l \quad (3)$$

Division von (3) durch  $I_{ARC}$  ergibt den als Ayrton-Formel bekannten Zusammenhang:

$$U_{ARC} = a + bl + \frac{c + dl}{I_{ARC}} \quad (4)$$

Diese Formel wurde bereits in den Grundlagen näher erklärt. Das untere Diagramm in Abb.11 zeigt  $U_{ARC}$  über  $I_{ARC}$  aufgetragen für verschiedene Elektrodenabstände  $l$ . Mithilfe von Matlab wurde ein Kurvenfit (LSQ-Methode) mit (4) durchgeführt. Für die Parameter  $a, b, c, d$  ergeben sich folgende Werte:

Parameter	Wert
a	18,77 (V)
b	2,74 ( $\frac{V}{mm}$ )
c	5,39 (VA)
d	18,97 ( $\frac{VA}{mm}$ )

Es ist zu beachten, dass die ermittelten Parameterwerte genau genommen nur für den in Abb.11 zu sehenden Strom- und Lichtbogenlängenbereich und nur für die verwendeten Ring & Ball -Elektroden Gültigkeit haben.

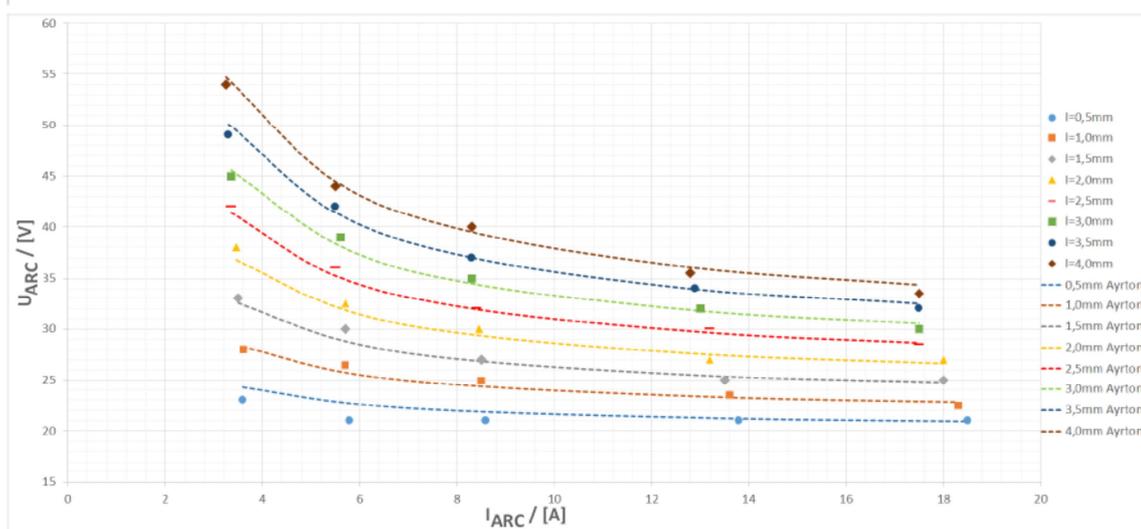
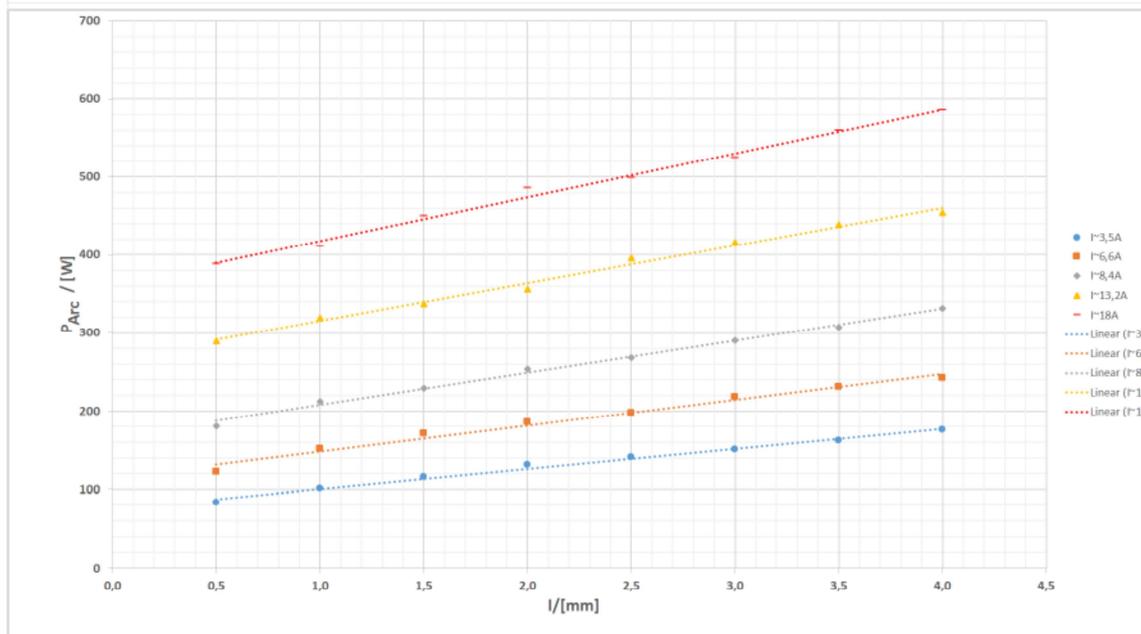
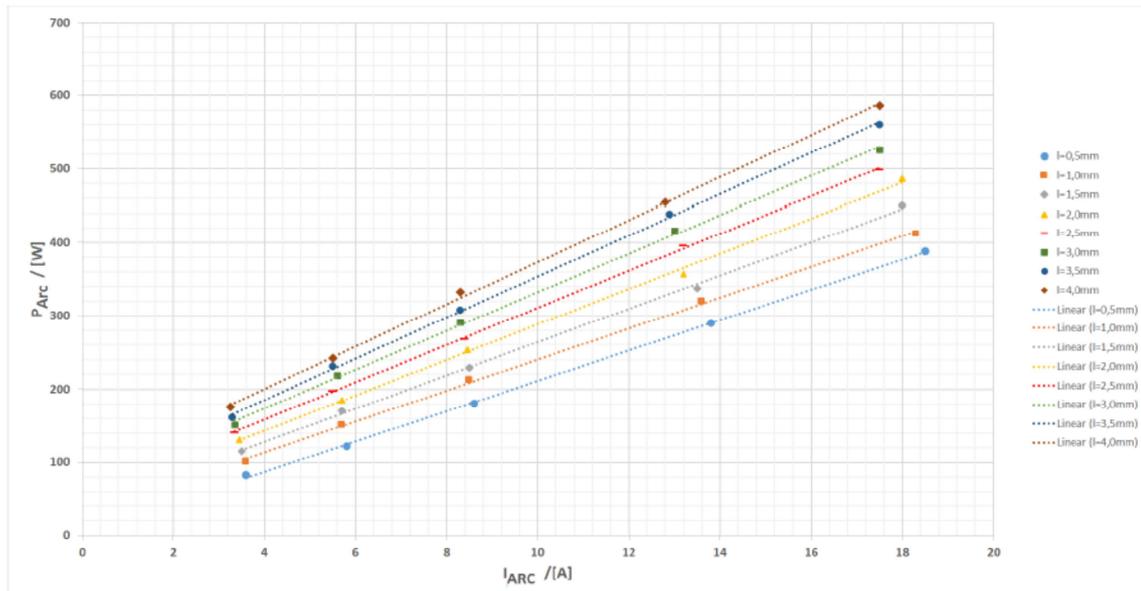


Abbildung 11:  $P_{ARC}$  vs.  $I_{ARC}$  ;  $P_{ARC}$  vs.  $l$  ;  $U_{ARC}$  vs.  $I_{ARC}$ .

In Abb.12 ist das Arc-Modell wie es in der Simulation implementiert wurde zu sehen. Im Grundzustand wird das Modell durch einen Schalter überbrückt. Zum Zeitpunkt des Auftretens des Arcs wird der Schalter geöffnet und mithilfe einer gesteuerten Spannungsquelle die Arc-Spannung erzeugt. Hierzu wird der Strom gemessen und dieser mithilfe der zuvor bestimmten Ayrton-Formel auf eine Spannung umgerechnet.

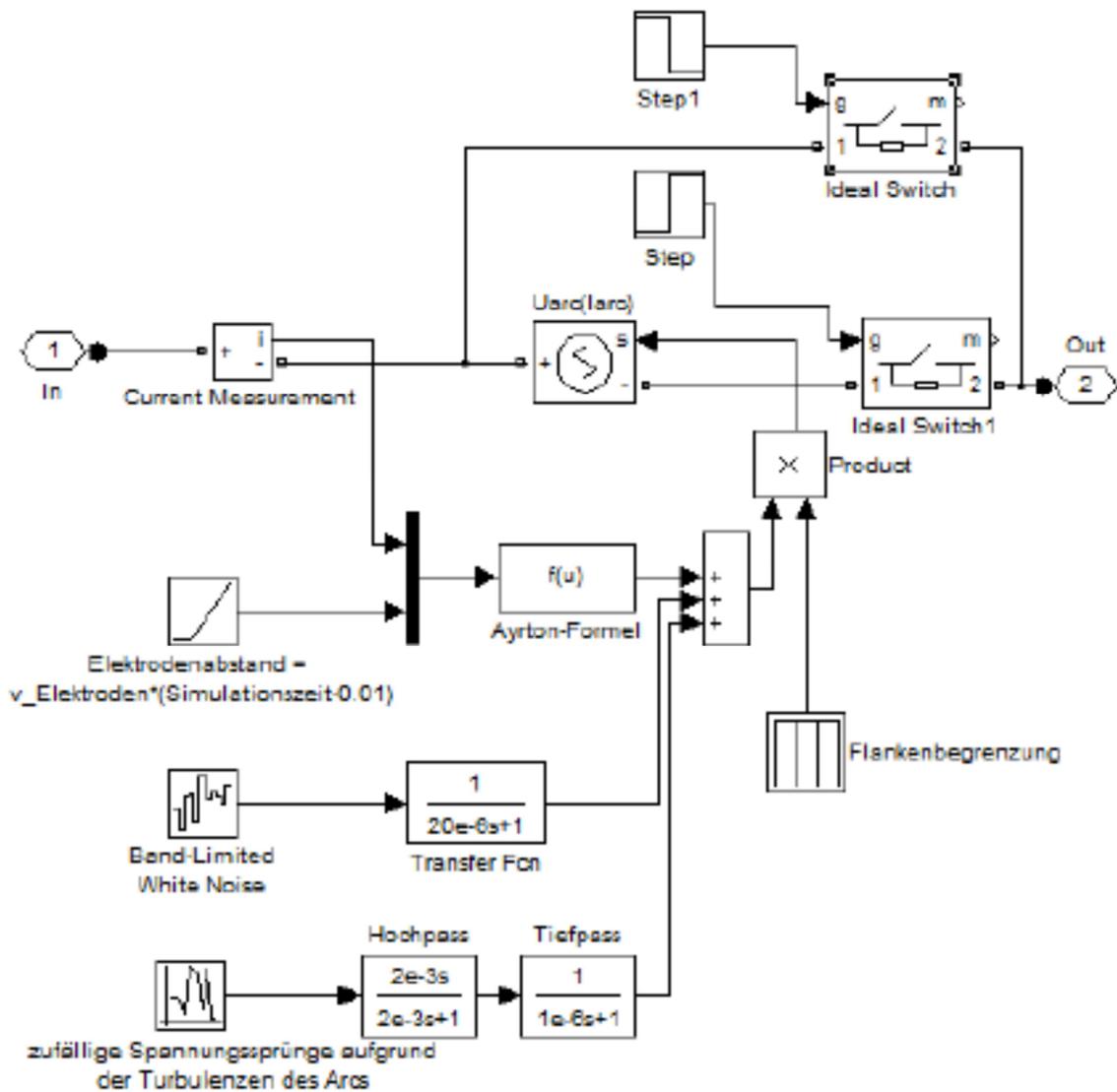


Abbildung 12: Implementierung des Arc-Modells in die Simulation.

Das hochfrequente Rauschen der Arc-Spannung (1/f-Rauschen) wird mithilfe der in Simulink vorhandenen White-Noise Source und einem nachgeschalteten Tiefpassfilter nachgestellt. Die zufällig auftretenden Sprünge der Arc-Spannung, die vermutlich auf Turbulenzen des Lichtbogens zurückzuführen sind werden unter Verwendung einer Random-Number Source nachgestellt. Diese gibt zufällig Spannungssprünge aus, deren Höhe normalverteilt ist.

Abb.13 zeigt wie das PV-Modul in Simulink nachgebildet wurde. Hierbei wird mithilfe einer gesteuerten Spannungsquelle die zum gemessenen PV-Strom äquivalente Spannung ausgegeben. Für die Berechnung UPV(IPV) wird (1) verwendet. In Abb.14 ist der kaskadierte Regler des Boosters zu sehen. Dieser wurde wie in den Grundlagen erklärt aufgebaut. Der

Aufbau der PI-Regler wird in Abb.15 gezeigt. für den Integrator wurde ein zeitdiskreter Block mit einer Sample-time von 50ms verwendet. Der Anti-Windup-Block stoppt den Integrator bei Sättigung des Reglerausgangs.

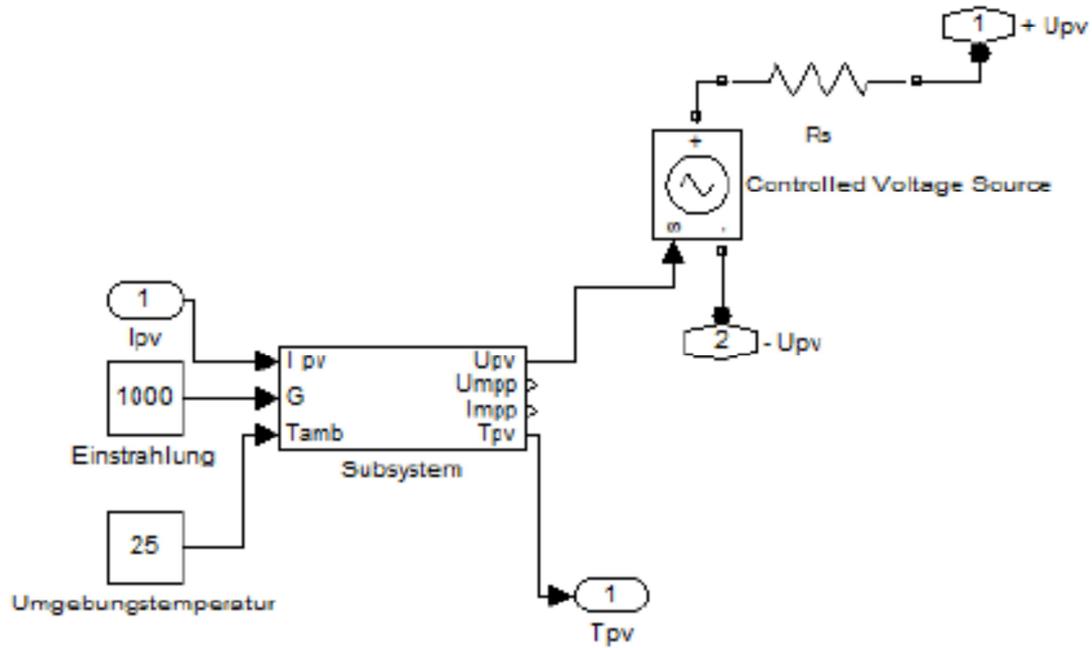


Abbildung 13: PV-Modell in Simulink.

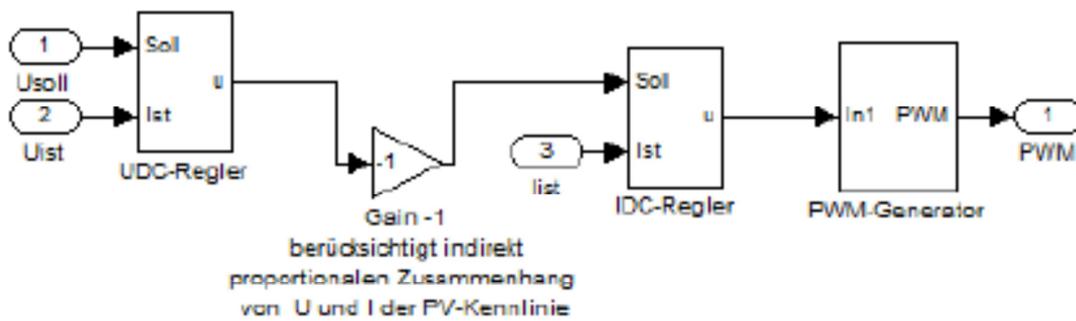


Abbildung 14: Nachbildung der Kaskadenregelung des Boosters in Simulink.

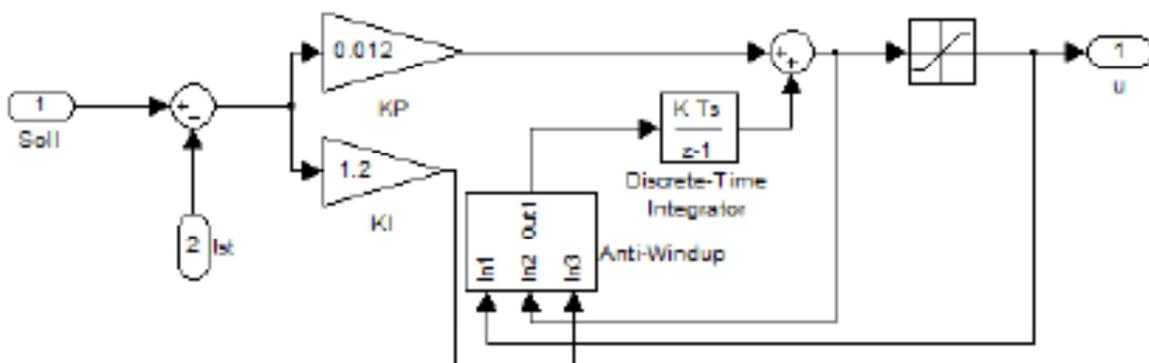


Abbildung 15: Aufbau der PI-Regler.



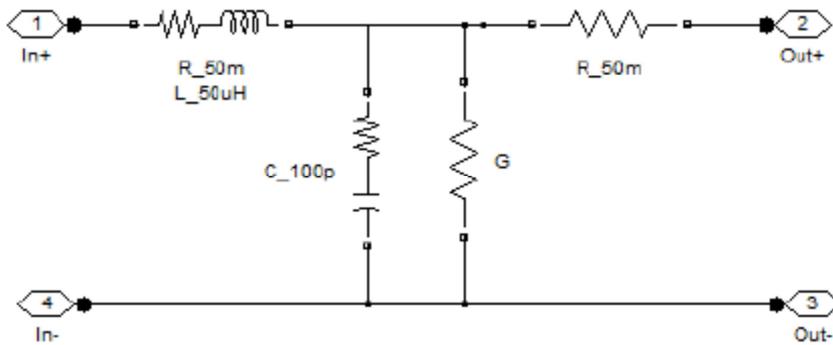


Abbildung 17: PV-Kabelmodell in Simulink.

In Abb.16 ist das gesamte Modell (PV, Kabel, Arc und Wechselrichter) zu sehen. In das Wechselrichtermodell wurden auch alle EingangsfILTERkomponenten eingebaut. Das PV-Kabelmodell ist in Abb.17 abgebildet. In Abb.18-20 ist ein Vergleich zwischen Simulation und Messung für  $I_{Arc}$ ,  $U_{Arc}$  und  $U_{dc}$  zu sehen. Die Ergebnisse stimmen innerhalb der Messtoleranzen gut mit den gemessenen Signalen überein.

In Abb.21 wird gezeigt, wie sich der Verlauf von  $I_{Arc}$  bei Änderung der Reglerparameter ändert. Dabei ist eine deutliche Änderung bei Veränderung der Parameter des  $I_{dc}$ -Reglers zu erkennen, was bei der Entwicklung des Arc-Detektors unbedingt zu berücksichtigen ist.

Die Induktivität der Leitung beeinflusst primär den hochfrequenten Anteil des Stromsignals, wie in Abb.22 zu sehen ist. Durch Berechnung des Spektrums aus der Simulation heraus, kann eine genauere Betrachtung erfolgen. Hierbei spielen auch die im Simulationsmodell (Abb.16) zu sehenden Filterbauteile (stromkompensierte Drossel (Stroko) und die  $1.1\text{ mF}$  und  $10\text{ nF}$  Kapazitäten) eine wichtige Rolle.

Mit dem derzeitigen Stand der Simulation können Ring& Ball-Arcs in einer PV-Anlage mit Wechselrichter nachgestellt werden. Man kann deutlich den Einfluss der Boosterregelung auf den Signalverlauf erkennen. Weiterhin ist es möglich den Einfluss der PV-Leitungsinduktivität und der Filterkomponenten des Wechselrichters auf den Signalverlauf zu bestimmen.

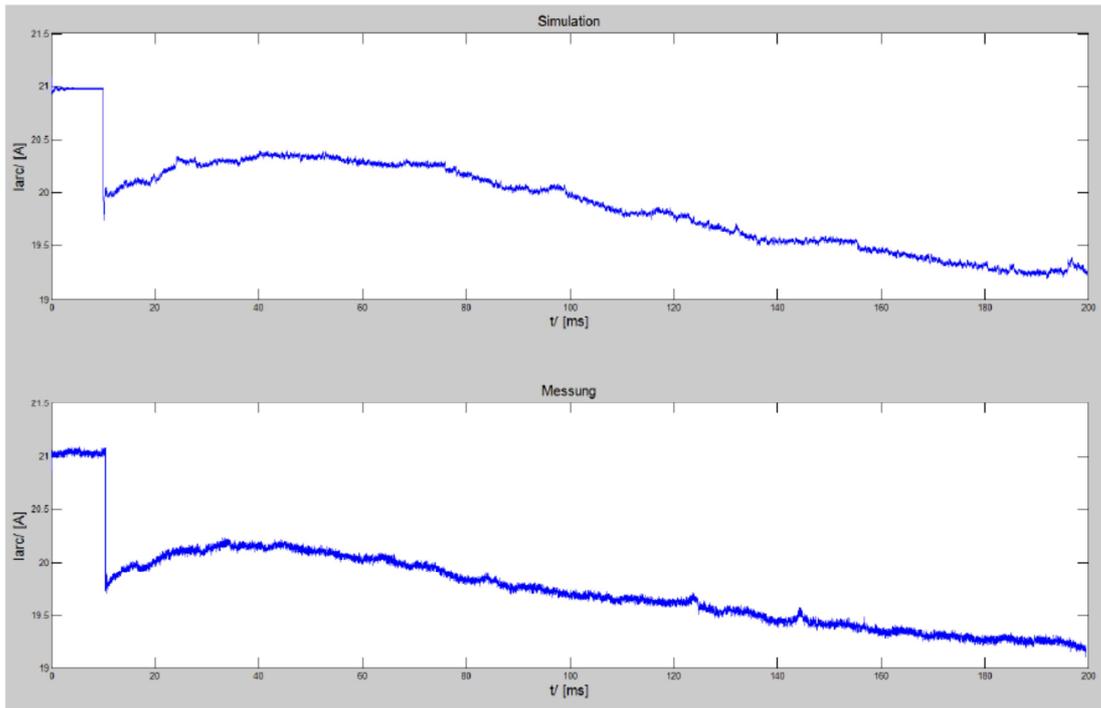


Abbildung 18: Vergleich Simulation und Messung von  $I_{arc}$ .

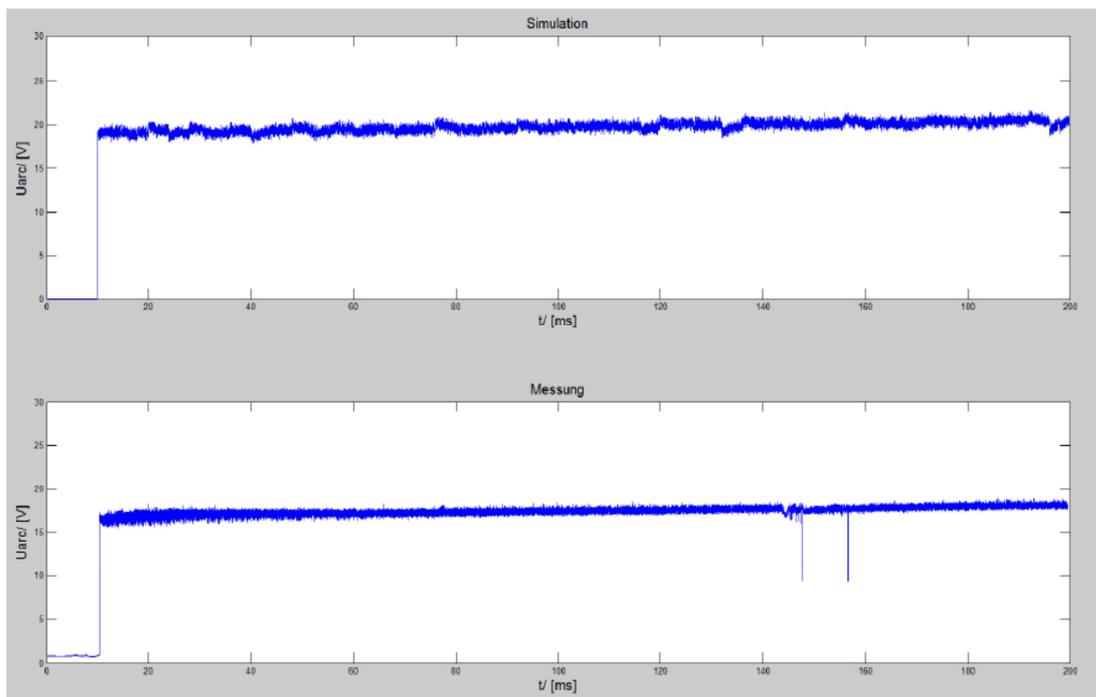


Abbildung 19: Vergleich Simulation und Messung von  $U_{arc}$ .

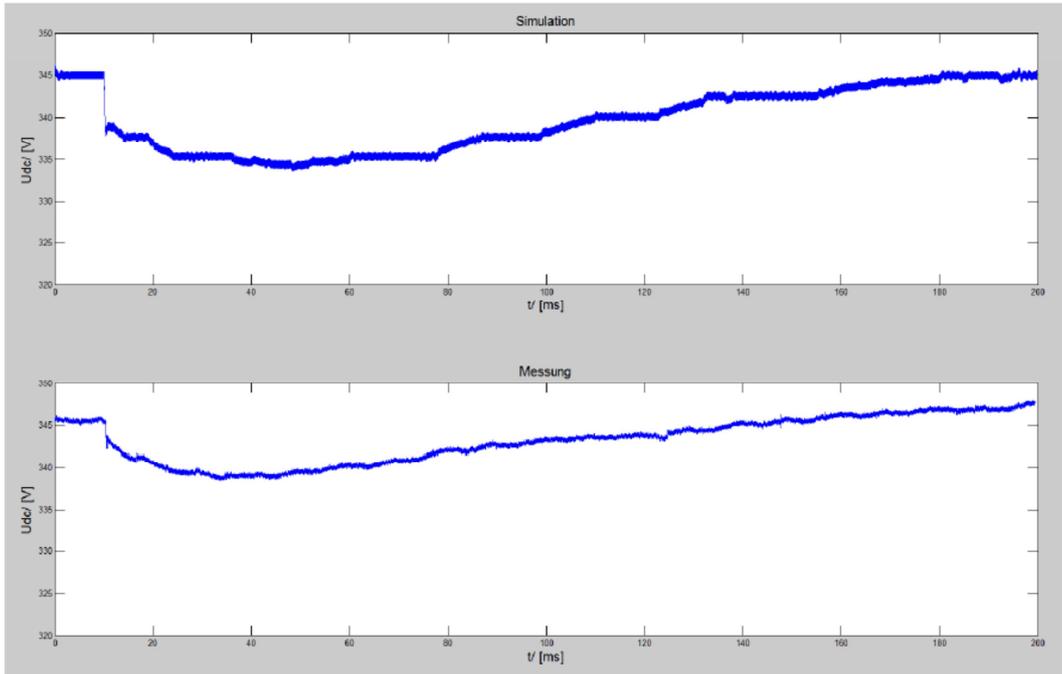


Abbildung 20: Vergleich Simulation und Messung von  $U_{dc}$ .

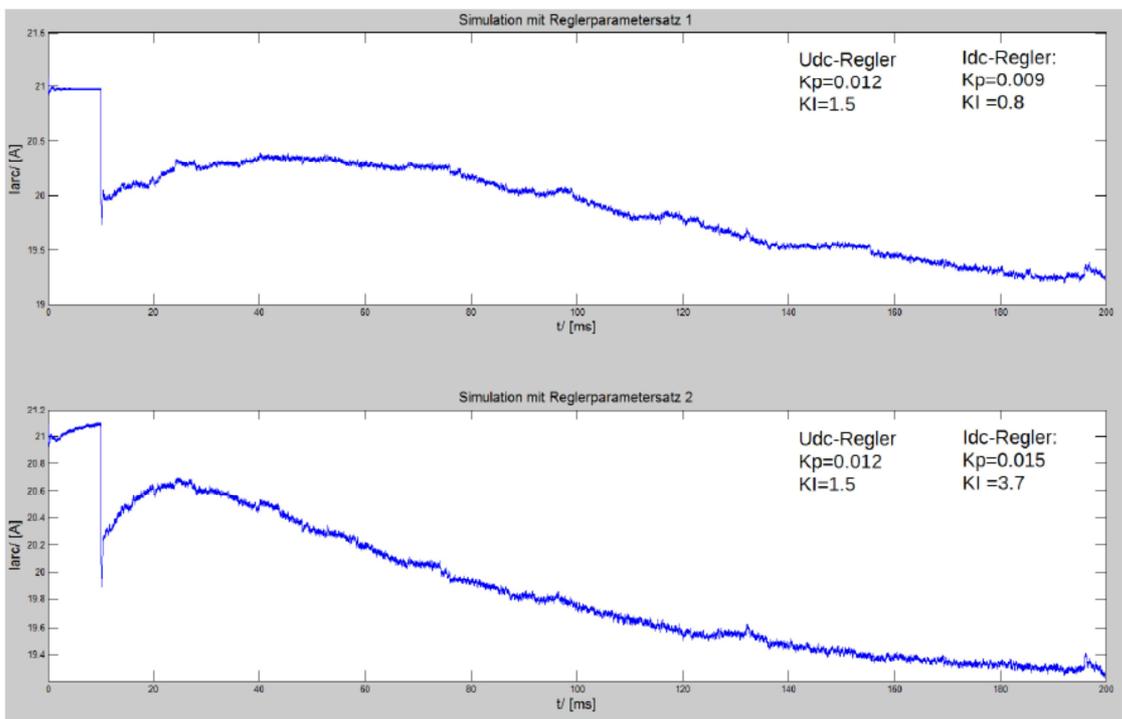


Abbildung 21: Einfluss der Reglerparameter auf den Verlauf von  $I_{arc}$  in der Simulation.

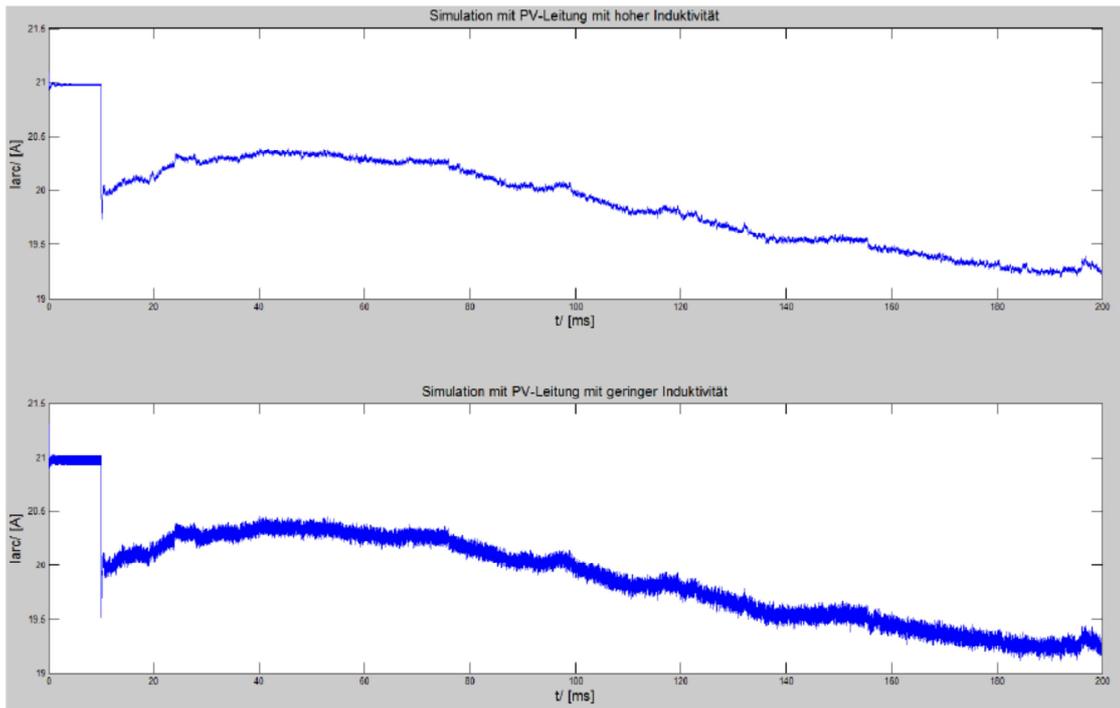


Abbildung 22: Einfluss der PV-Leitungsinduktivität auf den Verlauf von Iarc in der Simulation.

## 2.2 Design Felddaten-Logging Modul

Das Felddaten-Logging Modul (FDLM) wurde auf Basis der erfassten Test-Daten konzeptioniert. Ein detailliertes Blockdiagramm und daraus folgend ein Schaltplan wurden erstellt und einem internen Review-Prozess unterzogen. Dieses Blockdiagramm ist in Abbildung 23 dargestellt.

Um den sicherheitstechnischen Anforderungen gerecht zu werden musste beim Design der FDLM wesentlich mehr Zeit als ursprünglich geplant investiert werden. Zwei Themen hier waren einerseits das Einhalten der nötigen Luft & Kriechstrecken der Stromsensoren im DC Hochvoltbereich bis 1000V und andererseits die Erreichung der nötigen Hochspannungsfestigkeit um die FDLM auch im Feldtest an unseren Testanlagen verwenden zu können.

Ein Sensortyp (TLI 4970) wurde für die Evaluierung im Rahmen der Feldtests ausgeschlossen, da er die Sicherheitsanforderungen nicht erfüllen konnte. Um hier dennoch eine Aussage treffen zu können wurde für den Laboreinsatz eine Bestückungsvariante vorgesehen. Die Hochspannungsfestigkeit konnte schlussendlich durch Verwendung spezieller Hochspannungswiderstände und Verteilung der Spannung auf eine größere Anzahl von Bauteilen im hochohmigen Messschaltungsteil erreicht werden.

Konkret wurde im Rahmen des Designs der FDLM folgende wesentliche Schritte erreicht: Sensitive Rogowski Sensoren wurden evaluiert, die Messkette für Fluxgate basierende Stromsensoren optimiert, Samplingrate um den Faktor 25 von 10kS/s auf 250kS/s erhöht, Dynamikbereich um 24 dB erhöht, aufgenommene Signallänge ca. verdreifacht.

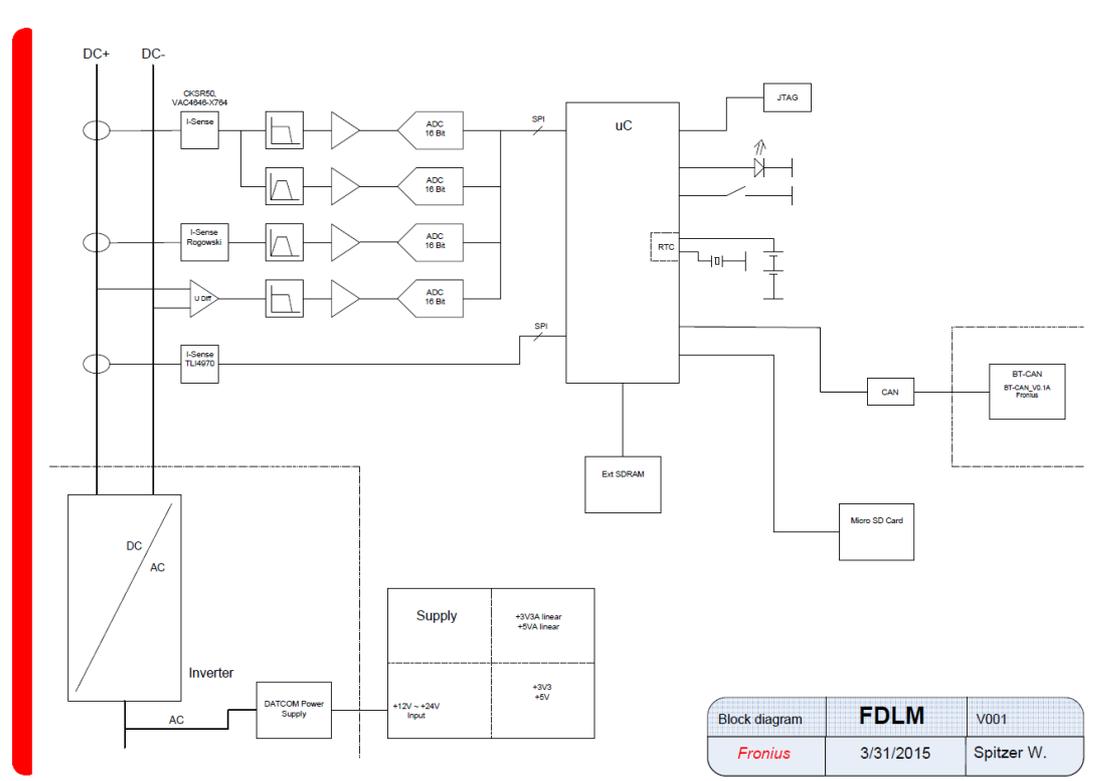


Abbildung 23: Blockschaltbild der Felddaten Logging Module (FDLM).

## 2.3 Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen

Der Fokus dieses Projekts lag in der Erforschung und Erprobung von Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen. Es sollten die Grundlagen für die eindeutige Klassifizierung in serielle und parallele Lichtbögen auch bei geringen Leistungen und unklaren Zündbedingungen geschaffen werden.

Auf Basis der Erfahrungen mit Lichtbögen von Fronius wurden unterschiedliche Experimente zu real auftretenden seriellen und parallelen Lichtbögen durchgeführt. Die dabei gewonnenen Signale wurden zur weiteren Analyse in einer Datenbank gesammelt. Die Lichtbogensignale wurden durch Anwendung verschiedener Signaldarstellungsmethoden (Zeit- Frequenz Analyse, Waveletanalyse, Splines) analysiert, um Features für die Lichtbogensignaturerkennung abzuleiten.

Für die Erforschung und Erprobung von Mustererkennungsverfahren zur Detektion von Lichtbögen wurde die Software Toolchain aufgebaut und verwendet. Diese umfasst das Einlesen und die Verwaltung der Echtzeiten, die zentrale Engine (mit Vorverarbeitung, Feature Extraktion und den Klassifikationsalgorithmen), das Auswerten und die Visualisierung der Ergebnisse (Abb. 24).

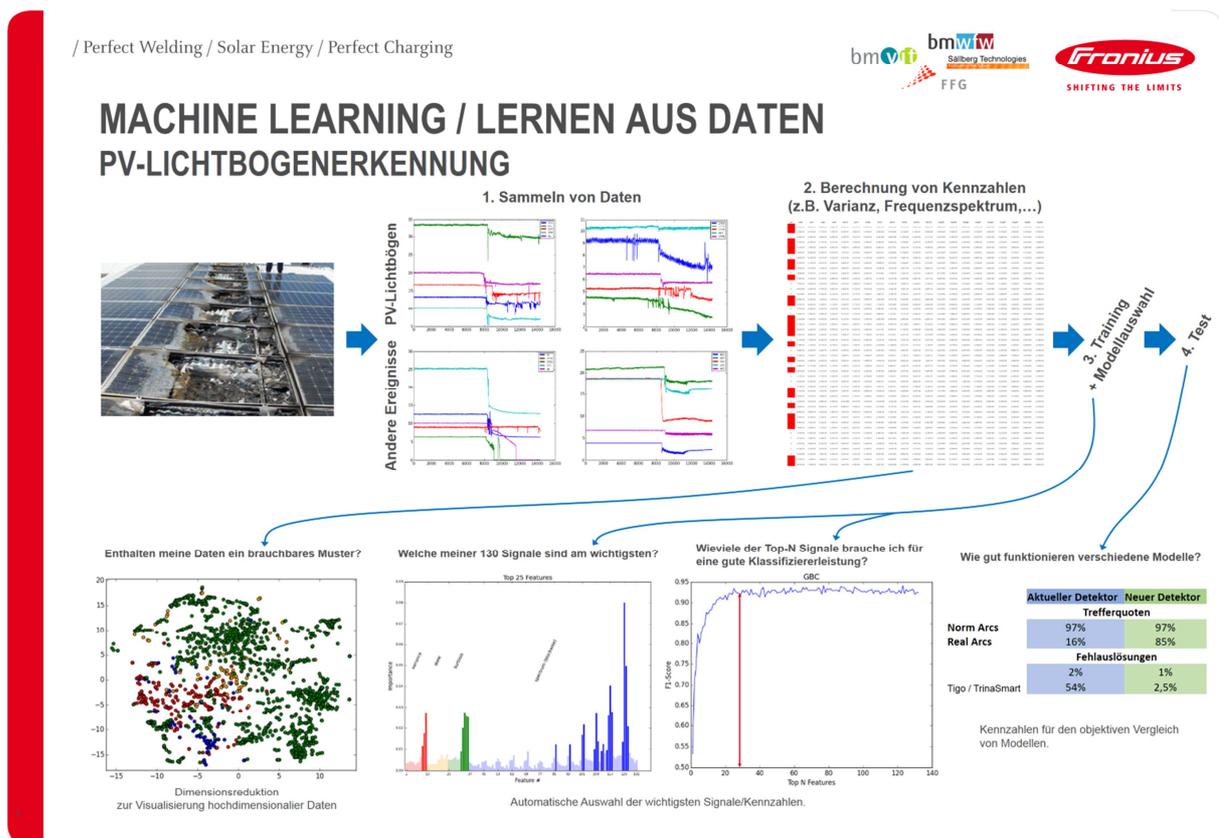


Abbildung 24: Auswertung und Visualisierung der Mustererkennung zur Lichtbogendetektion.

Für die Mustererkennung zeigte sich, dass numerische Verhalten (Rechenpräzision) einen großen Einfluss auf das Detektionsergebnis hat. Timing-probleme, Datenkonsistenzfehler und Qualität der Analyse und Klassifizierungssoftware waren im Laufe des Projektes die größten technischen Herausforderungen.

Die Erprobung verschiedener Mustererkennungsverfahren wurde mit Python Scripts realisiert, hier konnte auf umfangreiche Bibliotheken aufgebaut werden (z.B. scikit-learn). Die ermittelte Leistungsfähigkeit der Mustererkennungsverfahren zur Lichtbogenerkennung mit 1000 Testdatensätzen (Stand 21.7.2016, zu diesem Zeitpunkt umfasste die gesamte Datenbank 10807 Lichtbogen und Störsignale, zu Projektende wurde ein Stand von 12922 erreicht) ist in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: True positive rate (TPR) und True negative rate (TNR) der untersuchten Algorithmen:

	<b>TPR</b>	<b>TNR</b>
<b>GBC</b>	1.000000	0.993333
<b>SVM</b>	0.997494	0.998333
<b>Random Forest</b>	0.997494	0.993333
<b>Logistic Regression</b>	0.972431	0.985000
<b>GBC + Feature Selection</b>	1.000000	0.993333
<b>SVM + Feature Selection</b>	0.994987	1.000000

Sehr vielversprechend sind die Ergebnisse der selbstlernenden Klassifizieralgorithmen, die bei Fronius erstmals zur Lichtbogendetektion verwendet wurden. Hier konnten mehrere Designzyklen für die Erprobung der Mustererkennung durchlaufen werden. Die Trefferquote für die Versuchsdaten mit gezogen Lichtbögen (z.B. gelockerte Klemme) bei geringen Lichtbogenleistungen konnte in den Testdaten von 16% auf 85% erhöht werden, gleichzeitig konnte die Fehlauflösungsrate mit Modulelektronik von 54% auf 2.5% verringert werden. Die Mustererkennung wurde für den Einsatz in den FDLM portiert und Feldtests wurden gestartet.

Neben Hochspannungstest, Thermotests und EMV Tests liegt der Fokus des Projekts in der Durchführung unterschiedlichster Lichtbogenversuche. Statistische Signalauswertungen und Kennzahlen wurden verwendet um sowohl das HW Design wie die Algorithmenentwicklung zu untermauern.

Im Rahmen des Projekts wurden Lichtbogenversuche erstmals systematisch bei unterschiedlichen Umweltbedingungen (Temperatur, Leitungswiderstand) durchgeführt. Hier zeigte sich in der statistischen Auswertung die Reduktion des Lichtbogenrauschens bei niedrigen Temperaturen (bei einem Leitungswiderstand 4.5 Ohm und Temperatur von -40°C ergibt sich eine 30%ige Verringerung der Teststatistik gegenüber +25°C Umgebungstemperatur).

### 3 Schlussfolgerungen

Die Erfahrung aus den USA zeigt, dass eine der größten Herausforderungen der Lichtbogenerkennung in der Vermeidung von Fehlauflösungen liegt, da diese zu erheblichen wirtschaftlichen Einbußen führen können. Wenn es gelingt durch die Grundlagenforschung diese Fehlauflösungen zu vermeiden kann die Funktion Lichtbogendetektion, ungeachtet einer eventuellen Normenforderung, ohne Bedenken auch in Europa eingeführt werden, um die Sicherheit der Anlagen zu erhöhen.

Im Rahmen dieses Projekts wurden die Grundlagen für die eindeutige Klassifizierung in serielle und parallele Lichtbögen auch bei geringen Leistungen und unklaren Zündbedingungen (z.B. vorübergehendem Glimmen der Kontaktstellen, Leistungsschwankungen oder Wiederzündungen) geschaffen. Aus unserer Sicht ist die dadurch erzielbare Sicherheitserhöhung von PV-Anlagen ein essentieller Schlüssel für deren nachhaltige Einsetzbarkeit im urbanen Bereich.

Brandvermeidung ist auch bei Freiflächenanlagen ein wichtiges Thema, darüber hinaus ist der *Risikominimierung von gebäudeintegrierten PV-Anlagen in der Stadt* oberste Priorität zu geben. Photovoltaik ist eine sichere und umweltschonende Energieversorgungstechnologie, der Beitrag dieses Projekts ist es, einen Weg aufzuzeigen um sie noch sicherer zu machen.

### 4 Ausblick und Empfehlungen

Jede Technologie birgt auch gewisse Risiken. Im Rahmen dieses Projekts wurde bewusst das vorhandene Risiko des Auftretens von Lichtbogen und dadurch verursachte Brände (welche speziell im urbanen Bereich fatale Folgen haben können) beleuchtet und entsprechende Grundlagen für sowohl die sichere Erkennung wie Abschaltung der initiierenden Lichtbögen zu erweitern bzw. überhaupt erst zu schaffen.

Dies gilt insbesondere für sich langsam etablierende Lichtbögen mit geringen Leistungen wie sie sich in der Realität speziell bei älteren Anlagen (wear and tear) etablieren können. Aktuell gibt es dazu noch wenig gesicherte Informationen (vereinzelte Brände wurden auf DC Lichtbögen zurückgeführt), allerdings kann davon ausgegangen werden, dass sich das Risiko durch PV Brände im Laufe der Jahre erhöhen wird.

Es ist eine ethische Grundfrage wie bewusst man sich bei der Etablierung neuer Technologien mit deren Risiken für Mensch und Umwelt auseinandersetzt, wir verfolgen das Ziel dieses Thema im Bereich PV transparent und breit zu diskutieren.

Für die Etablierung von Mustererkennungsverfahren zur Erhöhung der Anlagensicherheit ist uns hier ein erster Schritt gelungen. Den aufgezeigten Weg werden wir gemeinsam mit neuen Partnern in den Folgeprojekten Fabsy+ (Batteriesicherheit) und Flashcheck (Anlagensicherheit) weiterverfolgen.

## 5 Verzeichnisse

### 5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiele zu real auftretenden Lichtbögen .....	14
Abbildung 2: Lichtbogensignatur am PV Strom .....	16
Abbildung 3: Schematische Darstellung von Lichtbögen in der Photovoltaik .....	17
Abbildung 4: Typische PV Kennlinie mit Arbeitspunkten.....	18
Abbildung 5: Schematische Darstellung der Felddaten Logging Module .....	20
Abbildung 6: Design Zyklus zur Lichtbogensignaturkennung .....	21
Abbildung 7: Lichtbogen Generator .....	22
Abbildung 8: a) Eindiodenmodell einer Solarzelle b) Blockschaltbild Solarwechselrichter.....	23
Abbildung 9: Schaltung für Arc-Messungen.....	25
Abbildung 10: Oszillogramm zur Messung.....	26
Abbildung 11: $P_{ARC}$ VS. $I_{ARC}$ ; $P_{ARC}$ VS. $I$ ; $U_{ARC}$ VS. $I_{ARC}$ .....	29
Abbildung 12: Implementierung des Arc-Modells in die Simulation.....	30
Abbildung 13: PV-Modell in Simulink.....	31
Abbildung 14: Nachbildung der Kaskadenregelung des Boosters in Simulink.....	31
Abbildung 15: Aufbau der PI-Regler .....	31
Abbildung 16: Wechselrichtermodell in Simulink.....	32
Abbildung 17: PV-Kabelmodell in Simulink.....	33
Abbildung 18: Vergleich Simulation und Messung von $I_{arc}$ .....	34
Abbildung 19: Vergleich Simulation und Messung von $U_{arc}$ .....	34
Abbildung 20: Vergleich Simulation und Messung von $U_{dc}$ .....	35
Abbildung 21: Einfluss der Reglerparameter auf den Verlauf von $I_{arc}$ .....	35
Abbildung 22: Einfluss der PV-Leitungsinduktivität auf den Verlauf von $I_{arc}$ .....	36
Abbildung 23: Blockschaltbild der Felddaten Logging Module. ....	37
Abbildung 24: Auswertung und Visualisierung der Mustererkennung .....	38

### 5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Messwerte zur Messung .....	27
Tabelle 2: True positive rate (TPR) und True negative rate (TNR) der Algorithmen.....	39

## 5.3 Literaturverzeichnis

- Bhavna Antony, M. A. (2013). *A combined machine-learning and graph-based framework for the segmentation of retinal surfaces in SD-OCT volumes*. *Biomedical Optics Express*, 2712-2728.
- Boico, C., & Oberhauser, F. (2011). *SolarMagic SM73201 DC Arc Detection Evaluation Board Documentation*.
- Brooks, B. (2011). *The Bakersfield Fire*. *SolarPro 4.2*, Feb/Mar 2011.
- CENELEC. (April 2010). *Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters*. EN 50530.
- Richard Duda, P. H. (2001). *Pattern Classification*. New York: John Wiley.
- Haeberlin, H. (2010). *Arc Detector as an External Accessory Device for PV Inverters for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants*. *European Photovoltaic Solar Energy Conference Valencia*. Spain.
- Ji, L. (2009). *PV Fire: Experience and Studies*. *International Photovoltaic Reliability Workshop II*, 31 July, 2009 .
- Johnson, I., Pahl, B., Luebke, c. J., Pier, T., Miller, T., Strauch, I., et al. (2011). *Photovoltaic DC arc fault detector testing at Sandia National Laboratories*. *37th Photovoltaic Specialists Conference*, Seattle, WA, 19-24 June 2011. IEEE.
- Johnson, J., Montoya, M., McCalmont, S., Katzir, G., Fuks, F., Earle, J., et al. (2012). *Differentiating series and parallel photovoltaic arc-faults* . *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE (S. 000720 - 000726)*. Austin, TX : IEEE.
- Johnson, J., Oberhauser, C., Montoya, M., Fresquez, A., Gonzalez, S., & Patel, A. (2012). *Crosstalk nuisance trip testing of photovoltaic DC arc-fault detectors*. *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE (S. 001383 - 001387)*. IEEE.
- Vedran Kajić, B. P. (2010). *Robust segmentation of intraretinal layers in the normal human fovea using a novel statistical model based on texture and shape analysis*. *Optics Express*, 14730-14744.
- Luebke, C., Pier, T., Pahl, B., & Breig, D. a. (2011). *Field Test Results of DC Arc Fault Detection on Residential and Utility Scale PV Arrays*. *37th Photovoltaic Specialists Conference*, Seattle, WA, 19-24 June 2011. IEEE.
- Muller, P., Tenbohlen, S., Maier, R., & Anheuser, M. (2010). *Characteristics of Series and Parallel Low Current Arc Faults in the Time and Frequency Domain*. *IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, 2010. IEE.
- NEC. (2011). *National Electrical Code, 2011 Edition, NFPA 70, National Fire Protection Association*, Quincy, MA. .
- Rieder, W. (1967). *Plasma und Lichtbogen*. Vieweg (siehe S. 1, 11–13, 18, 19).
- Schlumberger, A., & Kreutzmann, A. (2006). *Brennendes Problem - Schadhafte BP-Module können Feuer entfachen*. *Photon*, 104-106.
- Strobl, C., & Meckler, P. (2010). *Arc Faults in Photovoltaic Systems*. *2010 Proceeding of the 56th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*. Charleston, SC: IEEE.
- UL1699B. (2011). *Underwriters Laboratories (UL), Subject I 699B, Outline of Investigation for Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection*, April 29, 2011.
- Vaaßen, W., & Zornikau, J. (2007). *Lichtbogenproblematik bei PV-Anlagen*. 4. *Workshop Photovoltaik-Modultechnik*, TÜV Rheinland, Köln, 2007.
- Robert Zawadzki, A. F. (2007). *Adaptation of a support vector machine algorithm for segmentation and visualization of retinal structures in volumetric optical coherence tomography data sets*. *J. Biomed. Opt.* , 041206.